

绿电运营新势力，大基地+集团协同开启高增长

华泰研究

2025 年 3 月 05 日 | 中国内地

首次覆盖

发电

我们对中绿电进行首次覆盖，给予“买入”评级，目标价 11.58 元，基于 25 年 1.16xPB，隐含上升空间 40%。公司作为绿电运营的后起之秀，具有区别于绿电同行的两大优势：1) 新增装机弹性大，且大基地项目占比高，现金流受补贴影响小；2) 中国绿发集团的产业协同优势、资金与研发助力，公司有望平稳渡过资本高投入期。新增并网机组发力、新能源全面入市背景下资产收益率可控，我们看好公司在 25 年实现价值重估。

新能源发电装机规模高速增长，电网扩投资利好电量消纳

2024 年底公司控股在运绿电及储能装机规模合计 18.45GW，其中陆上风电 3.44GW、海上风电 0.4GW、光伏发电 14.51GW。参考公司在建项目与核准项目进度，我们预计 2025 年底公司有望实现在运风电和光伏装机分别为 6.1/20.2GW，24-26 年新增风电和光伏装机合计 12.83/8.0/9.0GW。电网“疆电外送”特高压第三/四通道有望于 2025 年开始陆续投产，届时新疆的新能源电量外送能力有望提升至 33GW 以上，利好公司在疆大基地项目消纳。

集团产业协同优势，资金与研发投入帮助公司渡过高投入期

公司是中国绿发集团旗下唯一新能源开发运营主体，拥有独特的“旅游+新能源基地”开发模式，截至 2024 年底公司累计获取新疆大基地项目建设指标 30.3GW。大股东以定增注资、收购非核心资产和参股大基地项目等方式提供现金流支持，同时以自有资金投入战略性新兴产业研发：自同步电压源友好并网技术落地、液态空气储能系统和大型光伏中压直流发电系统列入国家能源领域首台（套）重大技术设备名单。

我们与市场观点不同之处

1) 市场担心新能源发电项目收益率明显下降，公司新项目 IRR 仍坚守 7% 的底线，叠加集团在储能、变压等技术上的研发，公司盈利能力有望保持稳定；2) 市场担心新能源发电消纳问题难以改善，特高压建设加速与公司控股股东协同优势，公司电站消纳问题相对存在优势；3) 市场担心现金流限制后续装机高速增长，补贴回款和集团现金流支持有望缓解公司的资金压力。

首次覆盖予以“买入”评级，目标价 11.58 元

我们预测公司 24-26 年归母净利润为 10.07 亿/13.71 亿/16.48 亿元，CAGR 为 21%，对应 BPS 为 9.50/9.98/10.54 元。Wind 一致预期下可比公司 25 年 PB 均值 1.88x，公司 24-26 年归母净利润 CAGR (21%) 高于行业均值 (10%)、但 25 年 ROE (6.8%) 低于行业均值 (11%)，给予公司 25 年 1.16xPB、相当于 17xPE，目标价 11.58 元。

风险提示：绿电行业竞争加剧；弃风限电风险；补贴拖欠恶化。

经营预测指标与估值

会计年度	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入 (人民币百万)	3,430	3,691	3,972	8,477	11,623
+/-%	(78.88)	7.60	7.63	113.42	37.10
归属母公司净利润 (人民币百万)	632.70	919.58	1,007	1,371	1,648
+/-%	146.60	45.34	9.55	36.09	20.22
EPS (人民币，最新摊薄)	0.31	0.44	0.49	0.66	0.80
ROE (%)	4.23	5.48	5.48	6.81	7.77
PE (倍)	26.91	18.52	16.90	12.42	10.33
PB (倍)	1.04	0.99	0.87	0.83	0.78
EV EBITDA (倍)	11.07	18.02	25.76	18.67	16.38

资料来源：公司公告、华泰研究预测

投资评级(首评):

买入

目标价(人民币):

11.58

研究员

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

王玮嘉

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

研究员

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

黄波

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

研究员

SAC No. S0570523050003
SFC No. BTC420

李雅琳

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

研究员

SAC No. S0570523120002

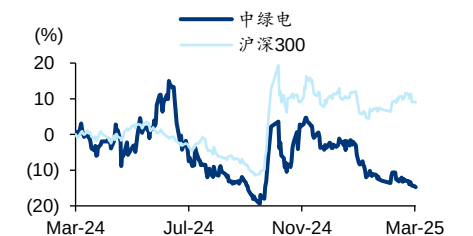
胡知

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

基本数据

目标价 (人民币)	11.58
收盘价 (人民币 截至 3 月 4 日)	8.24
市值 (人民币百万)	17,029
6 个月平均日成交额 (人民币百万)	112.51
52 周价格范围 (人民币)	7.79-11.35
BVPS (人民币)	9.44

股价走势图



资料来源: Wind

盈利预测

资产负债表

会计年度 (人民币百万)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
流动资产	10,453	15,914	10,493	13,809	14,391
现金	4,877	8,998	3,972	4,239	5,811
应收账款	4,855	5,457	4,980	7,853	6,771
其他应收账款	176.91	902.59	971.46	1,069	1,175
预付账款	38.11	31.68	43.44	116.88	102.92
存货	2.44	1.57	2.86	8.72	7.73
其他流动资产	503.45	523.03	523.03	523.03	523.03
非流动资产	27,087	54,458	89,009	116,604	143,221
长期投资	526.23	503.89	533.65	580.28	635.56
固定投资	20,351	20,372	57,422	87,477	115,005
无形资产	269.80	356.84	346.73	334.80	322.67
其他非流动资产	5,940	33,226	30,707	28,212	27,259
资产总计	37,541	70,372	99,502	130,413	157,613
流动负债	3,086	18,832	17,945	28,166	36,961
短期借款	0.00	11,046	8,743	14,221	22,391
应付账款	1,428	4,871	4,997	5,497	5,698
其他流动负债	1,658	2,915	4,205	8,449	8,872
非流动负债	16,773	30,985	58,338	77,762	94,705
长期借款	14,136	24,673	52,026	71,451	88,394
其他非流动负债	2,637	6,312	6,312	6,312	6,312
负债合计	19,859	49,817	76,283	105,929	131,666
少数股东权益	1,271	3,396	3,588	3,849	4,163
股本	1,863	1,863	2,067	2,067	2,067
资本公积	4,477	4,477	6,073	6,073	6,073
留存公积	10,090	10,820	11,582	12,619	13,866
归属母公司股东权益	16,411	17,159	19,631	20,635	21,783
负债和股东权益	37,541	70,372	99,502	130,413	157,613

现金流量表

会计年度 (人民币百万)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
经营活动现金	(8,207)	2,539	3,070	5,819	8,146
净利润	729.56	1,019	1,199	1,632	1,962
折旧摊销	1,326	1,391	1,507	3,270	4,866
财务费用	650.15	470.92	481.92	922.46	1,353
投资损失	(1.17)	(28.66)	(29.76)	(46.63)	(55.28)
营运资金变动	(11,001)	(432.24)	61.61	91.14	70.56
其他经营现金	89.00	118.63	(150.00)	(50.00)	(50.00)
投资活动现金	11,697	(24,904)	(35,929)	(30,819)	(31,427)
资本支出	(3,109)	(24,947)	(35,797)	(30,558)	(31,134)
长期投资	(29.95)	0.00	(29.76)	(46.63)	(55.28)
其他投资现金	14,836	43.10	(101.42)	(214.64)	(237.78)
筹资活动现金	(7,071)	26,491	27,832	25,266	24,854
短期借款	(2,500)	11,046	(2,303)	5,478	8,170
长期借款	12,517	10,537	27,353	19,425	16,943
普通股增加	0.00	0.00	204.08	0.00	0.00
资本公积增加	2,756	0.45	1,596	0.00	0.00
其他筹资现金	(19,844)	4,908	982.18	363.20	(259.56)
现金净增加额	(3,581)	4,126	(5,026)	266.46	1,573

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)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入	3,430	3,691	3,972	8,477	11,623
营业成本	1,598	1,715	1,893	4,944	7,025
营业税金及附加	32.43	45.03	48.47	103.43	141.81
营业费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	352.13	293.48	297.91	635.80	871.69
财务费用	650.15	470.92	481.92	922.46	1,353
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	1.17	28.66	29.76	46.63	55.28
营业利润	818.24	1,150	1,376	1,872	2,250
营业外收入	1.51	22.76	5.00	5.00	5.00
营业外支出	2.24	5.14	6.00	6.00	6.00
利润总额	817.51	1,168	1,375	1,871	2,249
所得税	87.96	149.23	175.68	239.09	287.42
净利润	729.56	1,019	1,199	1,632	1,962
少数股东损益	96.86	99.13	191.88	261.14	313.93
归属母公司净利润	632.70	919.58	1,007	1,371	1,648
EBITDA	2,793	3,029	3,363	6,061	8,464
EPS (人民币，基本)	0.34	0.49	0.49	0.66	0.80

主要财务比率

会计年度 (%)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
成长能力					
营业收入	(78.88)	7.60	7.63	113.42	37.10
营业利润	169.67	40.58	19.61	36.07	20.20
归属母公司净利润	146.60	45.34	9.55	36.09	20.22
获利能力 (%)					
毛利率	53.42	53.54	52.34	41.68	39.56
净利率	21.27	27.60	30.19	19.25	16.88
ROE	4.23	5.48	5.48	6.81	7.77
ROIC	4.90	3.32	2.09	2.33	2.40
偿债能力					
资产负债率 (%)	52.90	70.79	76.66	81.23	83.54
净负债比率 (%)	71.35	166.09	284.31	377.00	452.62
流动比率	3.39	0.85	0.58	0.49	0.39
速动比率	3.25	0.82	0.55	0.47	0.37
营运能力					
总资产周转率	0.06	0.07	0.05	0.07	0.08
应收账款周转率	1.41	0.72	0.76	1.32	1.59
应付账款周转率	2.23	0.54	0.38	0.94	1.26
每股指标 (人民币)					
每股收益(最新摊薄)	0.31	0.44	0.49	0.66	0.80
每股经营现金流(最新摊薄)	(3.97)	1.23	1.49	2.82	3.94
每股净资产(最新摊薄)	7.94	8.30	9.50	9.98	10.54
估值比率					
PE (倍)	26.91	18.52	16.90	12.42	10.33
PB (倍)	1.04	0.99	0.87	0.83	0.78
EV EBITDA (倍)	11.07	18.02	25.76	18.67	16.38

正文目录

投资概要	6
核心逻辑	6
有别于市场的观点	6
业务重塑，跨向新能源	7
几经易主，成为中国绿发旗下新能源上市平台	8
聚焦绿电，新能源开发规模化放量	10
风光储协同构筑增长空间	12
光伏贡献装机量增长，布局风电增厚盈利	12
集团发力新能源，控股股东支持力度大	17
十四五收官迎变革，估值重塑正当时	21
电网投资持续发力，特高压建设改善消纳	21
新能源上网机制持续完善，高质量发展重塑估值	23
盈利预测与估值	25
2025-2026 年公司营业收入有望同比高增长	25
风电：预测 2025-2026 收入加速增长	25
光伏：预测 2025-2026 收入持续高增长	26
成本预测：风电度电成本短期受风资源影响，光伏成本持续下行	27
费用预测：财务与管理费用率有望保持稳定	28
利润预测：2025-2026 年公司归母净利润有望同比快速增长	29
首次覆盖予以“买入”评级	29
风险提示	30

图表目录

图表 1：中国绿发集团为公司实际大股东，截至 2024 年 9 月底持有公司 68.61% 股权	7
图表 2：2018-23 年公司营业收入 CAGR 达到 31%	7
图表 3：2018-23 年公司股东归母净利润 CAGR 为 12%	7
图表 4：1993-2023 年中绿电由零售百货公司，成为房地产开发公司，后成为新能源开发公司	8
图表 5：广宇发展 2018 年营收达到高点，此后逐年收缩	8
图表 6：广宇发展 2021 年归母净利润转亏	8
图表 7：中国绿发旗下绿色能源业务	9
图表 8：中国绿发旗下幸福产业业务	9
图表 9：中国绿发旗下低碳城市业务	9
图表 10：中国绿发旗下战略性新兴产业投资业务	9
图表 11：中绿电光伏装机引领近年装机增长	10
图表 12：鲁能新能源口径实控电站装机容量（不含托管电站）	10
图表 13：中绿电 2024 新增装机容量近 13GW，新疆地区创造 16 月完成 1200 万千瓦项目建设并网的建设历史	10

图表 14: 中国绿发若羌 400 万千瓦光伏项目	11
图表 15: 中国绿发尼勒克 400 万千瓦风电光伏一体化项目	11
图表 16: 中绿电 2024 核准项目近 19GW, “十四五”末项目储备充足	11
图表 17: 2018-2024 中绿电光伏发电量增长迅猛, 占比逐渐增大	12
图表 18: 2017-2023 中绿电限电比逐年下降	12
图表 19: 截至 2024 年底中绿电光伏集中于新疆、青海地区	12
图表 20: 截至 2024 年底中绿电风电分布于青海、甘肃、江苏等地区	12
图表 21: 2024 新疆、青海光伏发电利用率明显下滑	13
图表 22: 2024 青海、甘肃、江苏、内蒙古、新疆风电利用率波动	13
图表 23: 2017-2024 中绿电光伏利用小时明显优于同行业	13
图表 24: 2024 中绿电风电利用小时受区域性来风偏差影响较大	13
图表 25: 2020 退补元年鲁能集团旗下电源装机集中于陆上风电	14
图表 26: 中绿电毛利率持续上升, 西北、华东项目毛利率稳定增长	14
图表 27: 2023 至今风机月度公开投标均价下降	14
图表 28: 2023 至今光伏主链价格降幅明显	14
图表 29: 2021 年后中绿电发电收入增长缓慢, 毛利率逐年上升	15
图表 30: 2021 年后中绿电上网电价承压	15
图表 31: 依据《完善我区新能源价格机制的方案》, 公司结算电价与实际交易电价呈分段关系	15
图表 32: 新疆上网电价依据《完善我区新能源价格机制的方案》和《关于进一步完善分时电价有关事宜的通知》	16
图表 33: 新疆 2025 中长期光伏双边交易对比 (单位: 亿千瓦时、元/兆瓦时)	16
图表 34: 新疆 2025 中长期风电双边交易对比 (单位: 亿千瓦时、元/兆瓦时)	16
图表 35: 中国绿发淇水湾旅游度假区综合体绿色低碳示范园区	17
图表 36: 乌鲁木齐华美胜地丽思卡尔顿酒店集群及商旅综合体项目	17
图表 37: 重组后公司需要大量筹资支撑现金流	17
图表 38: 公司重组后资本开支维持高增速	17
图表 39: 重组后公司需要大量筹资支撑现金流	18
图表 40: 截至 2024Q3 公司资产负债率升至同业第一	18
图表 41: 公司 2024 年定向增发完成情况	18
图表 42: 公司新疆大基地项目运营主体公司控股 51%	19
图表 43: 公司控股股东鲁能集团关联担保情况	19
图表 44: 公司应收可再生能源补贴和计提坏账比例逐年提高	19
图表 45: 2022-2024 年公司收回补贴款逐年递减	19
图表 46: 中绿电旗下尼勒克中绿电、奎屯中绿电、若羌中绿电向中国绿发旗下上海中绿科技公司采购设备	20
图表 47: 2014-2024 新疆分电源装机结构变化	21
图表 48: 2014-2023 疆内用电和外送电量结构变化	21
图表 49: 2014-2024 电源、电网工程投资完成额	21
图表 50: 2013-2024 国网南网电网投资额	21
图表 51: 新疆在运规划“四直两交”特高压外送线路	22
图表 52: 新疆现有三条特高压直流外送通道起于哈密和昌吉, 第四条配套电源项目位于南疆若羌县	22

图表 53: 《通知》主要针对非市场化交易部分进行改革.....	23
图表 54: 新政策下项目最终结算电价受电价与电量申报影响极大.....	24
图表 55: 基于装机容量、利用小时数和上网电价预测风电收入.....	26
图表 56: 基于装机容量、利用小时数和上网电价预测光伏收入.....	27
图表 57: 基于对建造成本和其他成本的假设预测风电度电成本.....	27
图表 58: 基于对建造成本和其他成本的假设预测光伏度电成本.....	28
图表 59: 期间费用率预测.....	28
图表 60: 分业务毛利率预测.....	29
图表 61: 归母净利润预测.....	29
图表 62: 可比公司估值表.....	30
图表 63: 中绿电 PE-Bands.....	30
图表 64: 中绿电 PB-Bands.....	30

投资概要

核心逻辑

公司新能源发电项目规模增长驱动 EPS 快速增长。应对新能源全面入市与“限电”问题，公司拥有相对竞争优势。我们对报告的核心观点和推荐逻辑总结如下：

公司新能源装机维持高增长，EPS 预计将迎来快速上升。2024 年公司装机容量增长全市场领先，市场份额快速提升，但公司为扩大项目投资而增发稀释股权，EPS 无明显增长。未来随着新增并网机组发力，我们预测公司盈利有望高增长，2024-2026 年 EPS 分别为 0.49/0.66/0.80 元，三年 CAGR 为 21%，高于可比均值的 10%。

新能源全面入市背景下资产收益率可控，公司估值有望见底回升。当前公司所代表的绿色能源已被作为中国绿发的第一产业，依托集团“旅游+新能源基地”协同开发模式，公司以“产城联动”突破资源壁垒，累计获取新疆大基地指标超 30.3GW，实现个性化配建诉求下的低成本项目锁定；股东通过定增注资、非核心资产收购及参股大基地项目提供全周期资金护航，同时以自有资金投入液态空气储能、自同步电压源友好并网等国家能源局认证技术研发，攻克消纳与并网瓶颈，确保公司项目收益率可控；集团“国家电网系”背景叠加发电基地靠近特高压外送通道的地理位置，有效对冲三北地区消纳风险，形成“资金+技术+通道”的三重护城河。公司在平价时代以低于行业均值的单位造价（90%以上的装机为大基地项目）实现装机弹性与收益质量的同步跃升，有望助力估值见底回升。

有别于市场的观点

市场认为随着电量交易市场化比例提高，公司项目集中于“三北”地区光伏电站，新能源发电项目收益率下降明显。我们认为公司作为中国绿发集团旗下唯一新能源发电运营主体，享集团产业协同、资金支持和技术研发等优势，拥有独特的“旅游+新能源基地”开发模式，获取项目以大基地项目为主，未来平价电站项目仍可保持不错的收益率。我们测算 2025 年待公司大规模项目全容量并网发电后，公司新项目 IRR 仍坚守 7%的底线，EPS 同比可达 20%以上；随着公司获取风电大基地项目，未来公司单 GW 盈利能力也有望提升；叠加集团在储能、变压等技术上的研发，未来公司有望保持稳定的盈利能力。

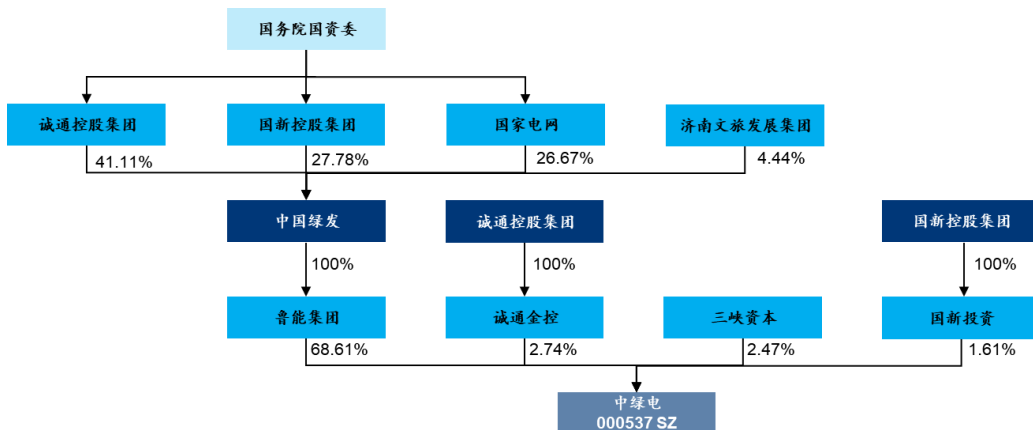
市场认为“三北”地区新能源发电消纳问题难以改善，影响公司后续电量增长。我们认为随着特高压建设加速与公司控股股东协同优势，公司新能源发电项目核准、并网和转商时效性有保障；叠加集团股东国家电网背景，公司电站消纳问题相对存在优势。

市场担心公司现金流紧张，难以维持后续装机高增长的资本开支。我们认为公司当前资产负债率确实存在压力，但考虑到公司补贴回款、集团对公司的现金流支持和公司剩余发债额度，同时公司获取的新疆大基地项目主要由公司与股东方合资开发（公司控股 51%，股东方参股 49%），股东方的参股能一定程度上缓解公司的资金压力，公司当前现金流可以维持后续装机快速增长的资本开支。

业务重塑，跨向新能源

中国绿发集团旗下唯一新能源开发运营主体。中绿电前身可追溯至 1993 年上市的津国商 A，主营零售百货业务，后经多次股权变动与主营业务调整，公司成为中国绿发集团旗下风电和光伏业务开发实体。截至 2024 年 9 月末，中国绿发集团通过鲁能集团间接持有中绿电 68.61% 股权，诚通控股、三峡资本、国新控股分别持有公司 2.74%、2.47%、1.61% 股权，其中诚通控股和国新控股为中国绿发集团大股东，公司实控人为国务院国资委。

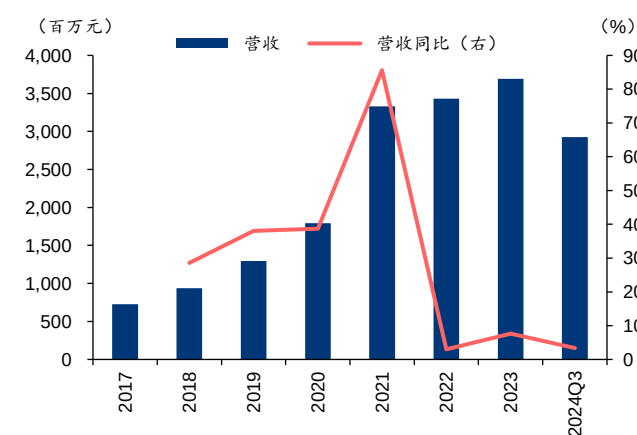
图表1：中国绿发集团为公司实际大股东，截至 2024 年 9 月底持有公司 68.61% 股权



资料来源：公司官网、华泰研究

控股集团全部绿色能源资产，新能源装机增速行业领先。中绿电新能源业务布局覆盖陆上/海上风电、光伏发电、光热发电以及储能业务。根据我们对公司官网及公众号发布项目投产情况的统计，截至 2024 年底，公司控股在运风电、光伏、光热以及储能装机规模合计超 18.45GW，其中陆上风电 3.44GW、海上风电 0.4GW、光伏发电 14.51GW。集团发电资产注入和新能源建设装机规模增长驱动公司业绩增长，2017-2023 年营业收入由 7.3 亿元增长至 36.9 亿元（CAGR=31%），2017-2023 年归母净利润由 4.6 亿元增长至 9.2 亿元（CAGR=12%）。

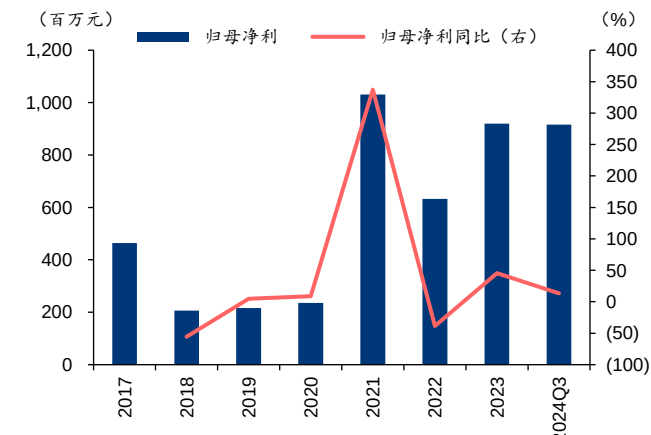
图表2：2018-23 年公司营业收入 CAGR 达到 31%



注：为保证公司业务的连贯性，2021 及之前为鲁能新能源口径

资料来源：公司公告、华泰研究

图表3：2018-23 年公司股东归母净利润 CAGR 为 12%



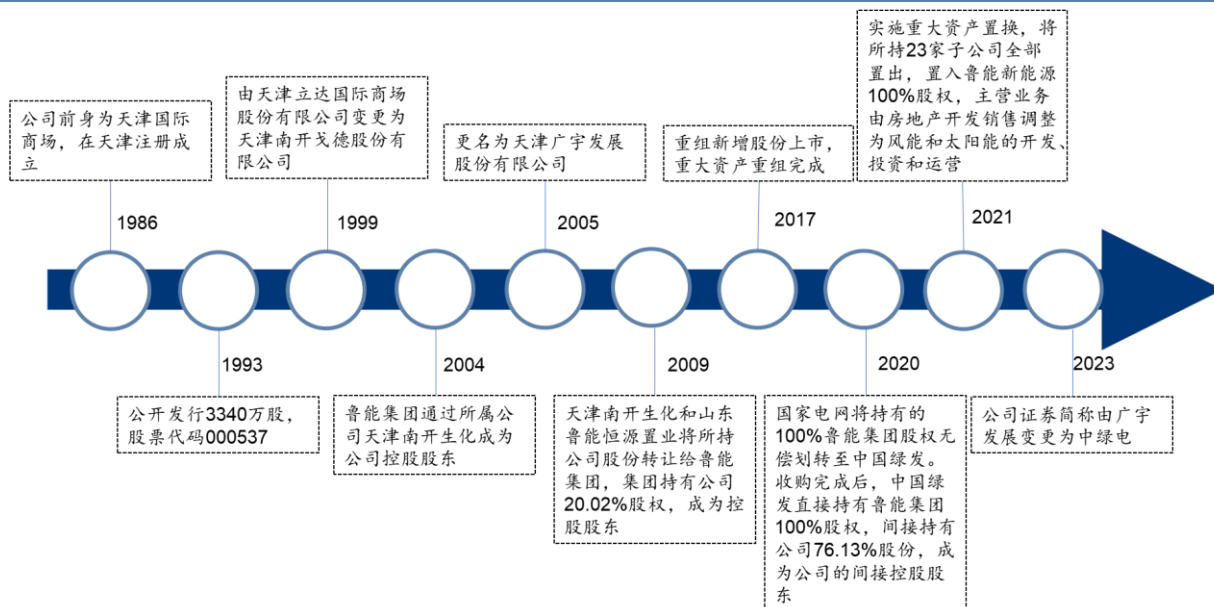
注：为保证公司业务的连贯性，2021 及之前为鲁能新能源口径

资料来源：公司公告、华泰研究

几经易主，成为中国绿发旗下新能源上市平台

从零售百货到房地产开发，确立鲁能集团股东地位。公司前身为津国商 A，主营零售百货业务，于 1993 年上市，后于 1999 年经历股权变动，更名为南开戈德。2004 年公司连续两年亏损，面临退市风险，鲁能集团旗下南开生化通过法拍成为公司控股股东。作为实控人的鲁能集团先后注入重庆鲁能等房地产资产，公司正式涉足房地产开发业务，同年公司扭亏为盈，2006 年公司更名为广宇发展。

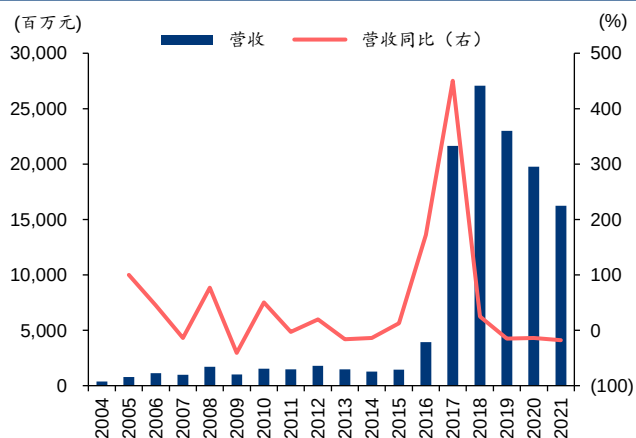
图表4：1993-2023 年中绿电由零售百货公司，成为房地产开发公司，后成为新能源开发公司



资料来源：中绿电 2023 年度 ESG 报告、华泰研究

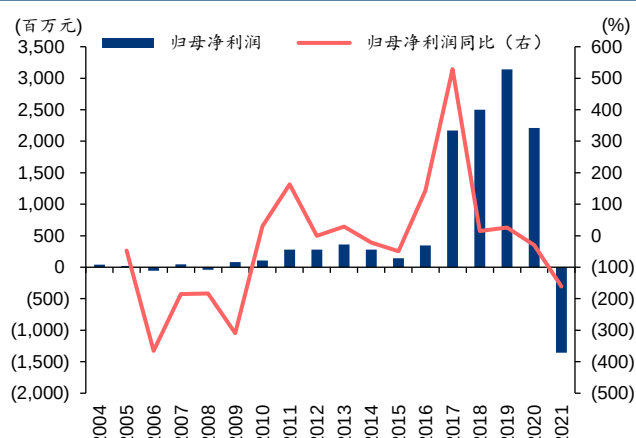
经营房地产开发十余年，确定公司集团核心地位。2004 年收购鲁能重庆 65.5% 的股权后，广宇发展正式涉足房地产开发业务，2004-2018 年，广宇发展营业收入由 3.9 亿元增加至 270.6 亿元，2004-2019 年公司归母净利润由 0.4 亿元增至 31.4 亿元，达到最高点。此后三年公司营业收入和利润均逐年同比收缩，2021 年底公司营业收入仅为 162.4 亿元，同年归母净利润亏损 13.7 亿元。

图表5：广宇发展 2018 年营收达到高点，此后逐年收缩



资料来源：公司公告、华泰研究

图表6：广宇发展 2021 年归母净利润转亏



资料来源：公司公告、华泰研究

业务调整迫在眉睫，上市平台亟待发挥作用。中国绿发集团业务涵盖绿色能源、幸福产业、低碳城市、战略性新兴产业投资四大产业，旗下有 82 家全资、控股子公司，但彼时其控制的上市平台只有广宇发展。鉴于房地产业的发展逻辑转变，要充分发挥上市平台的价值，重组成为首选。绿发集团推动产业链延伸拓展、价值链向高端迈进，打造资产优良、业绩优秀的综合型绿色能源产业群，将绿色能源业务注入上市平台，助力“碳达峰、碳中和”目标实现。

图表7：中国绿发旗下绿色能源业务



资料来源：中国绿发官网、华泰研究

图表8：中国绿发旗下幸福产业业务



资料来源：中国绿发官网、华泰研究

图表9：中国绿发旗下低碳城市业务



资料来源：中国绿发官网、华泰研究

图表10：中国绿发旗下战略性新兴产业投资业务



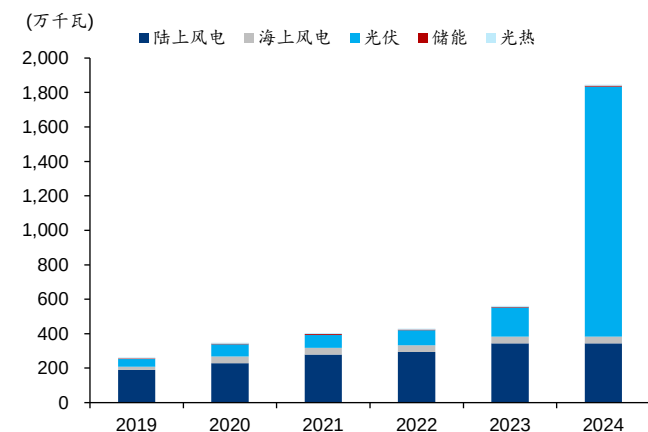
资料来源：中国绿发官网、华泰研究

剥离传统房地产业务，全面转向绿电开发。2021 年中绿电实施重大资产置换，将旗下 23 家子公司股权全部置出，剥离传统房地产业务，置入鲁能新能源 100% 股权，主营业务由房地产开发与销售变更为风能和太阳能的开发、投资和运营，估值差额部分以现金方式补足。可再生能源行业符合国家战略发展目标，有利于提升公司可持续发展能力。业务调整后，公司制定了积极的装机规划，2024 年底在运装机规模超 2,000 万千瓦，年内新增指标获取超 2,000 万千瓦，到“十四五”末建设运营装机规模超 3,000 万千瓦。”

聚焦绿电，新能源开发规模化放量

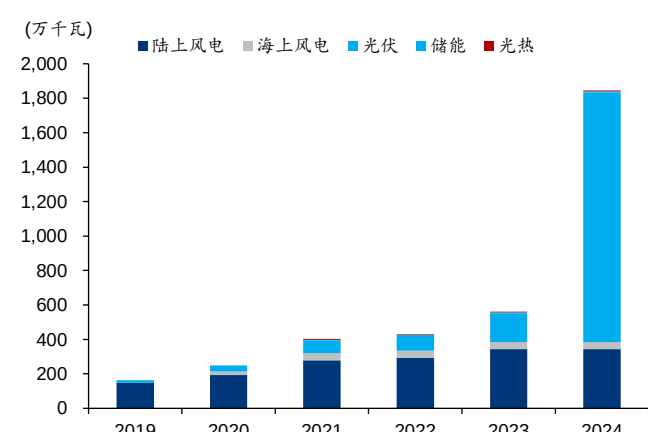
陆上风电贡献存量，光伏电站贡献增量。公司分别于 2020 年 12 月 30 日及 2021 年 1 月 28 日与都城伟业及鲁能集团签署《都城伟业集团有限公司与鲁能新能源（集团）有限公司之股权转让协议》与《鲁能集团有限公司与鲁能新能源（集团）有限公司之股权转让协议》。此前公司受托管理鲁能集团及都城伟业旗下电站资产，资产转让后公司已无托管电站情况。重组之初，公司主要控股电站为陆上风电和海上风电，装机容量分别为 278.65 万千瓦、40 万千瓦；自 2022 年初完成资产重组后公司大力开发陆上风电和光伏发电业务，2024 年公司新增控股装机容量近 13GW，均为光伏电站，增量领先同行。

图表11：中绿电光伏装机引领近年装机增长



资料来源：公司公告、华泰研究

图表12：鲁能新能源口径实控电站装机容量（不含托管电站）



资料来源：公司公告、华泰研究

并网转商高效率，装机规模化放量。对绿电企业的新疆大基地项目，并网后的调试转商是必需环节，实现全容量并网、缩短转商期限是项目早收益的关键。2024 年公司新增光伏装机 1,283 万千瓦，其中 1,200 万千瓦来自公司 2023 年 7 月 6 日核准的新疆大基地项目。2023 年 9 月项目集中开工，2024 年 5 月底，公司陆续完成尼勒克 200 万千瓦、米东 350 万千瓦、达坂城 50 万千瓦，累计 600 万千瓦项目的顺利并网，建设工期历时仅 8 个月，并于 930 前大批量完成转商；11 月底奎屯 92 万千瓦光伏、阜康首期 42 万千瓦光伏成功并网；12 月尼勒克二期 100 万千瓦、若羌 400 万千瓦陆续成功并网，至此中绿电新疆首批 1,300 万千瓦大基地项目除尼勒克 100 万千瓦风电项目外已全面完成并网，在运装机规模 1,845 万千瓦。中绿电依托与控股股东的协同优势，部分大基地项目转商仅用时 56 天，鲁能阜康光伏一电站 2024 年 12 月初并网、12 月底转商，实现 30 天成功转商新突破。

图表13：中绿电 2024 新增装机容量近 13GW，新疆地区创造 16 月完成 1200 万千瓦项目建设并网的建设历史

项目名称	核准时间	并网时间	地区	电源类型	装机容量 (万千瓦)
新疆达坂城广恒乌鲁木齐达坂城区 50 万千瓦光伏项目	2023/7	2024/5		光伏	50
中绿电乌鲁木齐市米东区 350 万千瓦光伏项目	2023/7	2024/5		光伏	350
中绿电尼勒克县 400 万千瓦风电光伏一体化项目首期	2023/7	2024/5		光伏	200
中绿电尼勒克县 400 万千瓦风电光伏一体化项目二期	2023/7	2024/12	新疆	光伏	100
中绿电若羌 400 万千瓦光伏项目	2023/7	2024/12		光伏	400
中绿电奎屯市 100 万千瓦光伏项目	2023/7	2024/11		光伏	92
鲁能阜康市多能互补（暨新能源市场化并网）项目首期	2022/7	2024/11		光伏	42
鲁能液态压缩空气储能配套 25 万千瓦光伏	2022/3	2024H1	青海	光伏	25
承德县满杖子乡 200MW 林光、农光互补项目二期	2022/6	2024/5	河北	光伏	14
鲁能宜君三期 10 万千瓦林光互补项目	2022/12	2024/11	陕西	光伏	10
总计					1,283

资料来源：公司公告、中国绿发官网、华泰研究

图表14: 中国绿发若羌 400 万千瓦光伏项目



资料来源: 中国绿发官网、华泰研究

图表15: 中国绿发尼勒克 400 万千瓦风电光伏一体化项目



资料来源: 中国绿发官网、华泰研究

在手项目充足, 开拓风电大基地项目。2024 年 6 月 18 日, 公司第二批新疆大基地项目获核准, 总计装机容量 1,030 万千瓦, 根据公开招标数据, 部分项目已于 12 月完成 EPC 总承包工作, 其中光伏 830 万千瓦、风电 200 万千瓦; 2024 年 11 月, 公司三塘湖 300 万千瓦风电项目、十三间房 300 万千瓦风电项目再获核准, 总装机容量 600 万千瓦。截至 2024 年底, 公司共获取新疆大基地项目建设指标 3,030 万千瓦, 新获项目集中于陆上风电, 体现公司维持装机高增长决心。

图表16: 中绿电 2024 核准项目近 19GW, “十四五”末项目储备充足

核准日期	地区	项目名称	电源类型	装机容量 (万千瓦)
24/12/2024	安徽祁门	中绿电祁门大坦风电场项目	风电	5
12/12/2024	山西省阳泉市盂县	盂县鲁能 10 万千瓦光伏发电项目	光伏	10
12/12/2024	贵州黔南州都匀市	都匀市平山风电场	风电	10
12/12/2024	贵州黔南州都匀市	都匀市土地寨风电场	风电	10
15/11/2024	新疆巴里坤县	中绿电三塘湖 300 万千瓦风电项目	风电	300
15/11/2024	新疆伊州区	中绿电十三间房 300 万千瓦风电项目	风电	300
1/11/2024	福建省漳州市	鲁能新能源龙海白水 250MW 渔光互补光伏电站	光伏	25
9/10/2024	山东牟平	烟台牟平 5 万千瓦农光互补项目	光伏	5
31/7/2024	贵州黔南州都匀市	都匀市坪阳风电场	风电	10
28/6/2024	吉林大安	吉林大安 9.9 万千瓦风电项目	风电	9.9
18/6/2024	新疆	中绿电吉昌市 300 万千瓦光伏项目	光伏	300
18/6/2024	新疆	中绿电阜康 130 万千瓦光伏项目	光伏	130
18/6/2024	新疆	中绿电木垒 100 万千瓦风电项目	风电	100
18/6/2024	新疆	中绿电鄯善县 400 万千瓦光伏项目	光伏	400
18/6/2024	新疆	中绿电托克逊县 100 万千瓦风电项目	风电	100
22/3/2024	青海省海南藏族自治州贵南县茫拉乡木格滩	青海综合能源海南 100 万千瓦光储一体化项目	光伏	100
21/3/2024	青海茫崖市冷湖镇	青海省 2023 年风电项目 2 标段海西州 50 万千瓦风电项目	风电	50
8/11/2023	山西省吕梁市方山县	鲁能方山县风力发电项目	风电	8
29/8/2023	陕西韩城	鲁能韩城 5 万千瓦复核光伏发电项目	光伏	5
合计				1,877.9

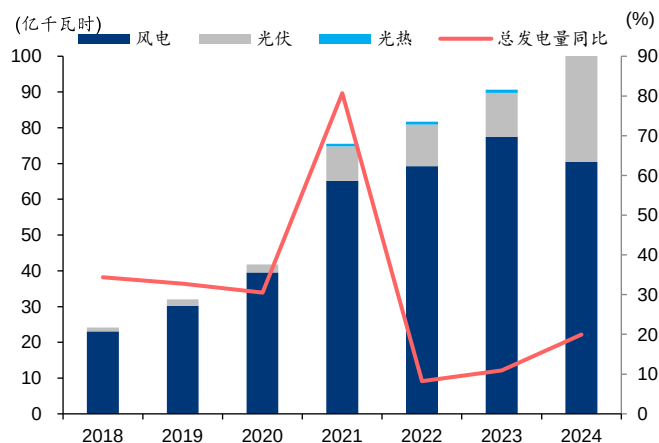
资料来源: 公司公告、华泰研究

风光储协同构筑增长空间

光伏贡献装机量增长，布局风电增厚盈利

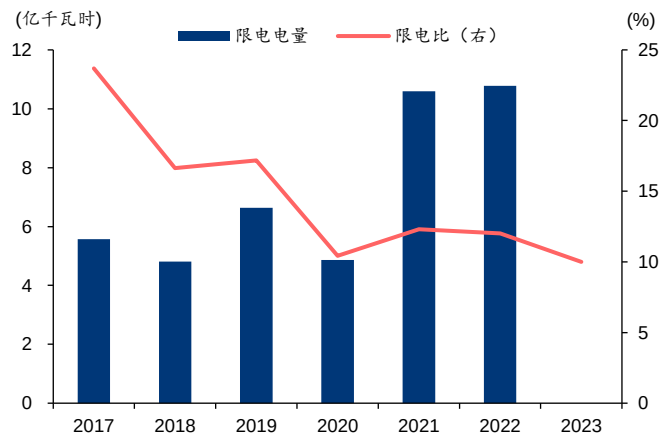
公司光伏发电量增长迅猛，风电发电量仍占主导。2021 年，控股股东鲁能集团和都城伟业将托管电站注入鲁能新能源，公司发电量实现快速增长。2018-2024 年，公司电量增长较为稳定，公司发电量由 17.94 亿度增至 108.73 亿度；2024 年风电发电量 70.49 亿度，受来风情况影响，同比下降 9%，光伏发电量 36.98 亿度，受装机量快速增长影响，同比增长 200.9%，总发电量同比增长 20.1%。公司限电量受总发电量增长而上升，但限电比由 2017 年的 23.69% 降至 2020 年的 10.42%，后因为“三北地区”新能源装机规模增长过快，电力供需不匹配叠加送出通道容量有限，限电率小幅上涨至 2022 年的 12.01%。

图表17：2018-2024 中绿电光伏发电量增长迅猛，占比逐渐增大



资料来源：公司公告、华泰研究

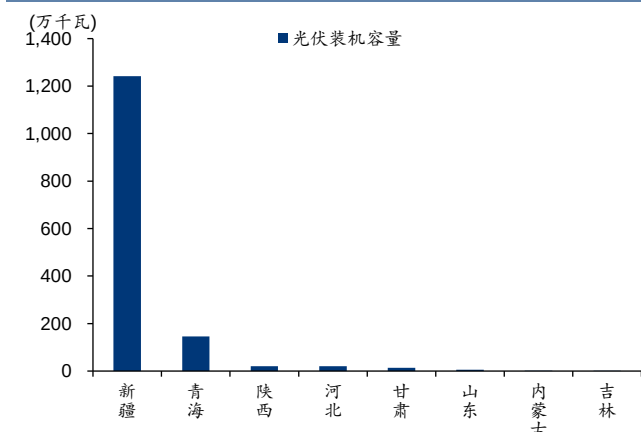
图表18：2017-2023 中绿电限电比逐年下降



资料来源：公司公告、华泰研究

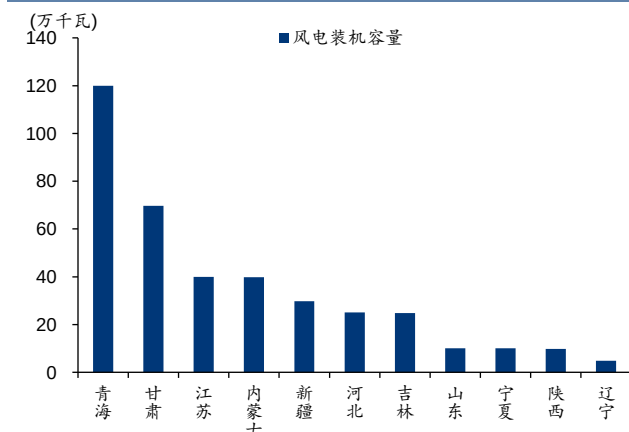
布局三北地区，项目呈集中化趋势。随着“十四五”规划的推进，中绿电聚焦“三北地区”，抢占新疆有利发展机遇，锚定优质光伏项目，实现了规模的快速扩张，夯实了新能源发展的基本盘。截至 2024 年底，公司在运光伏装机中“三北地区”占比超 98%，在运风电装机中“三北地区”占比超 85%。其余地区中，江苏 40 万千瓦为海上风电项目，利用小时数与上网电价均有保障。

图表19：截至 2024 年底中绿电光伏集中于新疆、青海地区



资料来源：公司公告、华泰研究

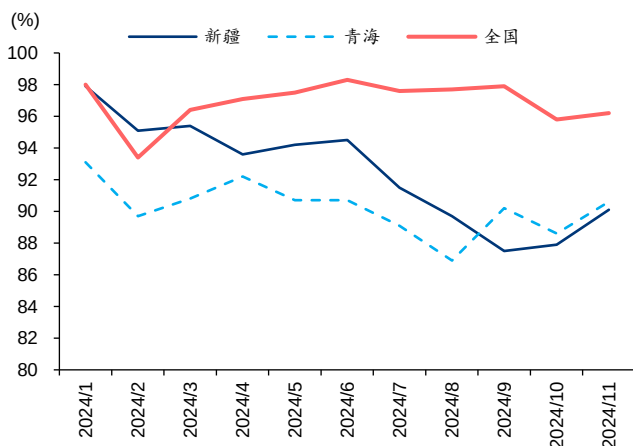
图表20：截至 2024 年底中绿电风电分布于青海、甘肃、江苏等地区



资料来源：公司公告、华泰研究

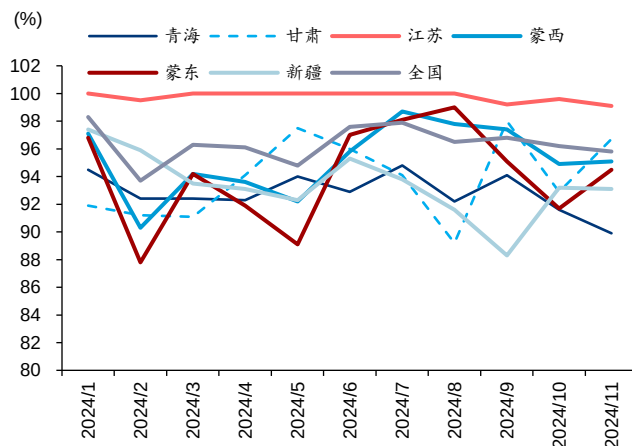
光伏消纳压力较大，风电消纳呈波动趋势。受能源资源禀赋影响，我国能源生产消费呈现出明显的逆向分布特征，中东部能源消费量占全国比重超 70%，生产量占比不足 30%，西部地区能源资源富集，而经济发展相对落后。随着近年西部地区新能源装机快速上量，电力供需错配的问题愈发严峻，装机高增长与高消纳难以平衡。2024 年公司光伏项目主要集中在区域新疆和青海消纳率都明显下滑，风电项目所处区域消纳率呈波动趋势，主要与区域来风情况和电网调节能力有关，江苏海风项目消纳率稳定近 100%。2025 年 1 月 6 日，国家发改委、国家能源局印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025-2027 年）》通知，着力提升电力系统调节能力和调用水平，支撑 2025-2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，将消纳红线降至 90%，有望提高公司装机预期并保障公司上网电量。

图表 21：2024 新疆、青海光伏发电利用率明显下滑



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、华泰研究

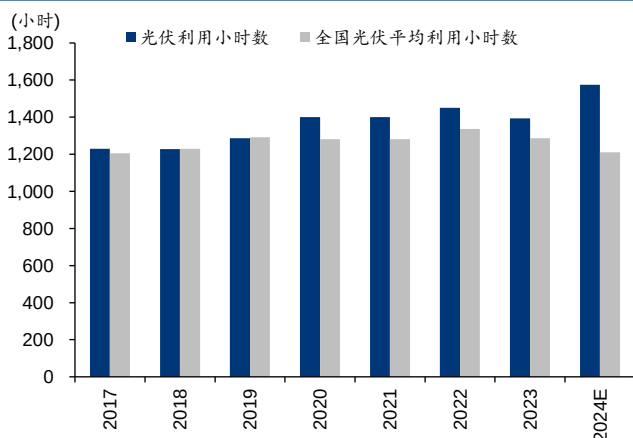
图表 22：2024 青海、甘肃、江苏、内蒙古、新疆风电利用率波动



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、华泰研究

位于我国新能源资源禀赋“一类地区”，公司电站利用小时数优势明显。2023 年公司实现光伏利用小时数 1,393 小时，较行业平均高出 107 小时；风电利用小时数 2,322 小时，较行业平均高出 97 小时。随着 2024 年新疆大基地光伏项目投产，我们预测公司光伏利用小时数领先行业幅度有望进一步扩大，风电利用小时数同比下降约 9%，主要受公司风电项目所在区域风速下降影响。

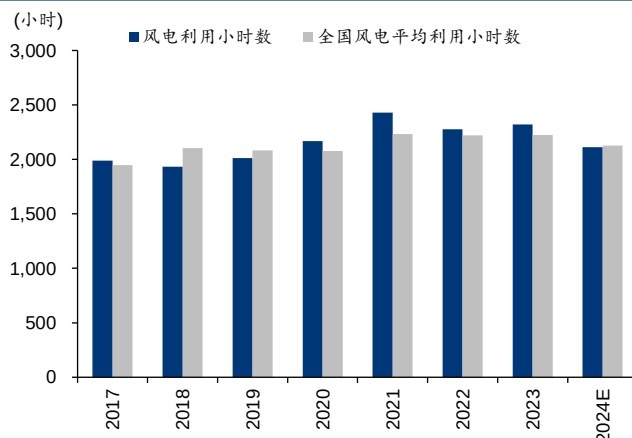
图表 23：2017-2024 中绿电光伏利用小时明显优于同行



注：2024 公司光伏利用小时数为半年报推算

资料来源：公司公告、华泰研究预测

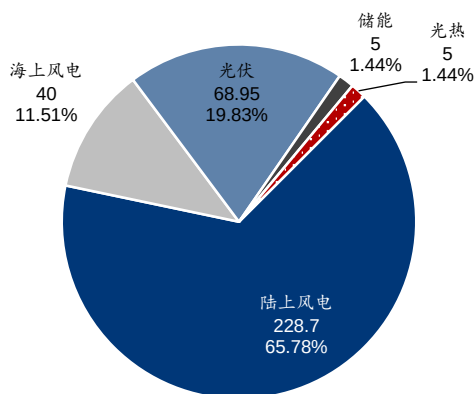
图表 24：2024 中绿电风电利用小时受区域性来风偏差影响较大



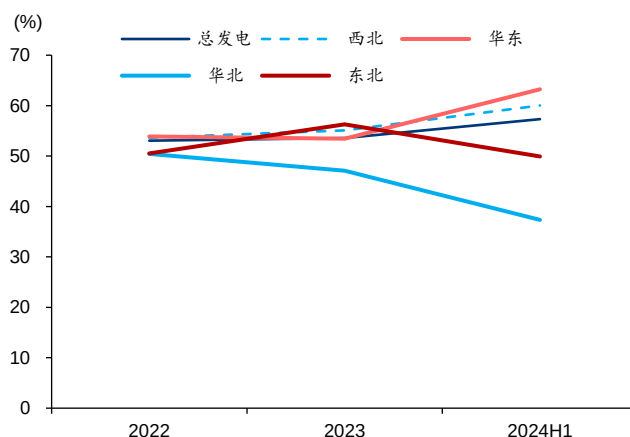
注：2024 公司风电利用小时数通过发电量和有效装机容量测算

资料来源：公司公告、华泰研究预测

上市以来公司发电业务毛利率持续上升，不同地区毛利率变动分化。发展初期，中绿电存量项目以风电为主，尽管装机规模不大但补贴项目占比较高。截至 2024 年半年度，公司在运项目中享有补贴的项目规模约 350 万千瓦，其中陆上风电 228.7 万千瓦、海上风电 40 万千瓦、光伏 68.95 万千瓦，整体收益率较为可观。上市以来，公司享受上游组件价格下行的周期红利，公司发电毛利率实现稳定增长，由 2017 年的 36% 增至 53%。分地区看，西北、华东发电项目毛利率最高且稳定增长，华北地区发电项目毛利率下滑明显，东北地区发电项目毛利率波动，主要受吉林风电项目来风情况影响。

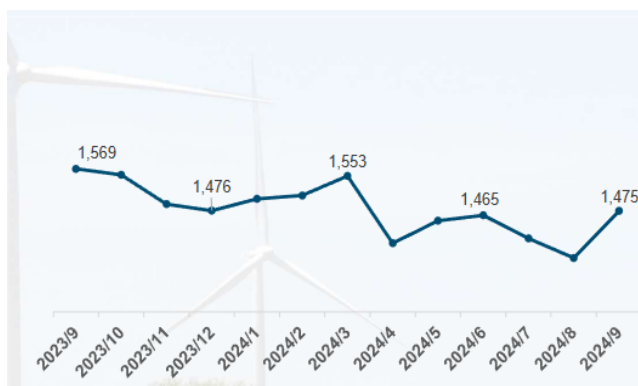
图表25：2020 退补元年鲁能集团旗下电源装机集中于陆上风电


注：含鲁能新能源控股+鲁能集团和都城伟业集团托管电站
资料来源：公司公告、华泰研究

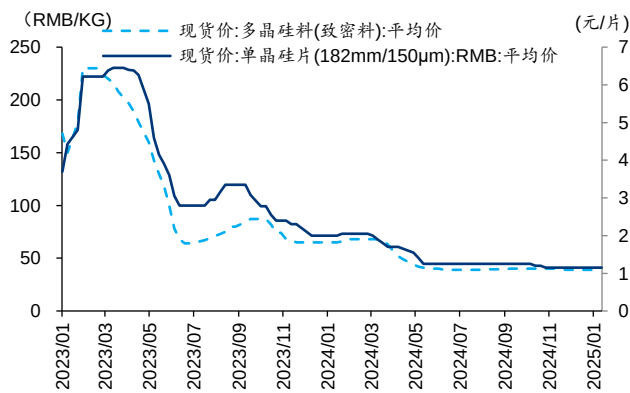
图表26：中绿电毛利率持续上升，西北、华东项目毛利率稳定增长


资料来源：公司公告、华泰研究

建造成本下降是装机量快速增长的核心驱动力。2023 上半年公司光伏项目单位千瓦造价为 3,500-4,000 元左右，陆上风电为 5,500-6,000 元左右，海上风电为 15,000 元左右；而公司新疆 13GW 大基地光伏项目单位千瓦造价为 3,000-3,500 元左右，风电项目单位千瓦造价为 4,000-5,000 元左右。一方面是规模优势，另一方面是风电、光伏组件价格的持续下降。近一年全市场风电整机商风电机组投标均价由 1,569 元/千瓦降至 1,475 元/千瓦，价格整体企稳；而光伏主料降幅更为明显，2023-2024 硅料和硅片价格降幅超 80%，组件、电池片价格也有明显降幅，平价上网背景下光伏电站单千瓦建造成本下降明显，经济性大幅提升，成为装机增长的核心驱动力。

图表27：2023 至今风机月度公开投标均价下降


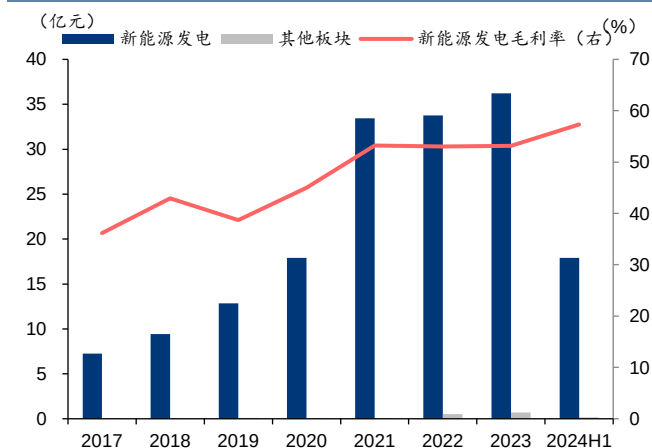
资料来源：金风科技业绩演示材料、华泰研究

图表28：2023 至今光伏主链价格降幅明显


资料来源：Wind、华泰研究

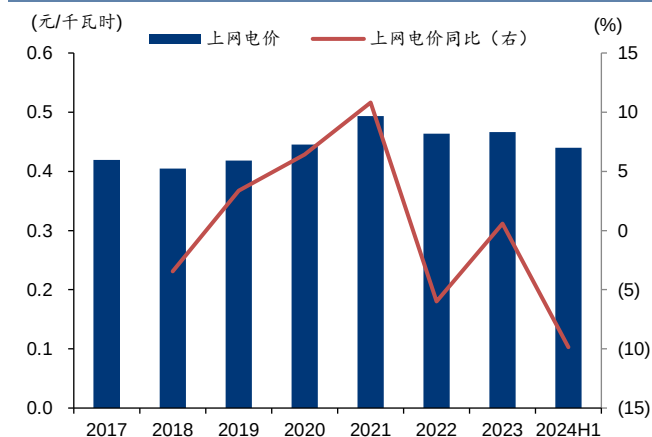
增量不增收，公司上网电价承压。作为公司重组时唯一置入的子公司，2017-2021 年鲁能新能源发电营收实现稳定增长，但上市后的 2021-2023 年，公司出现了市场所担忧的“增量不增收”问题，即新能源发电企业装机容量和发电量实现双增，而营业收入与盈利能力却未见增长。导致此问题的主要原因是新能源平价上网时代，新能源企业的平均上网电价均有所下滑，新增装机较低的上网电价冲抵了装机带来的发电量增长。2023 年上半年，公司综合平均售电价格 488.11 元/MWh（含补贴），平均市场化交易电价为 266.36 元/MWh，公司市场化交易电量比例由 2023 年约 50% 增至 2024 年上半年约 60%，未来也将继续呈逐渐扩大趋势。公司平均上网电价由 2021 年的 493 元/MWh 降至 2024 上半年的 440 元/kWh，预期更多新疆大基地项目并网发电后，公司上网电价会进一步下降。

图表29：2021年后中绿电发电收入增长缓慢，毛利率逐年上升



资料来源：公司公告、华泰研究

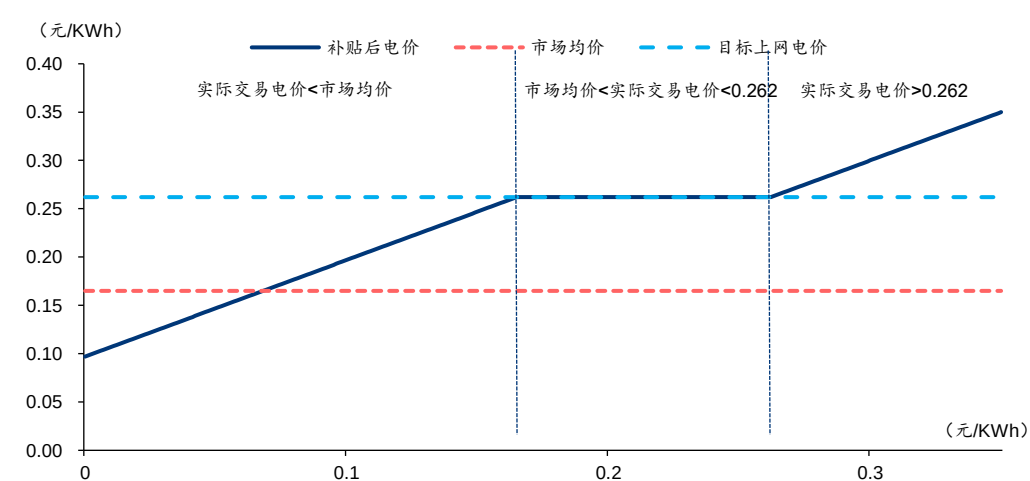
图表30：2021年后中绿电上网电价承压



资料来源：公司公告、华泰研究

交易能力是保证新疆项目上网电价的关键。公司当前新疆项目上网电价政策主要遵照自治区发改委《完善我区新能源价格机制的方案》和《关于进一步完善分时电价有关事宜的通知》，新疆 2021 年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时。新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价)，按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持;疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持;价差部分由大工业用电顺价均摊。当市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再给予电价支持。即若公司发电项目交易均价低于市场年度均价，补贴额为 (0.262-市场年度均价) 元/kWh，实际电价收入为 0.262- (市场年度均价-公司交易均价) 元/kWh; 若公司发电项目交易均价高于市场年度均价，补贴额为 (0.262-公司交易均价) 元/kWh，实际电价收入为 0.262 元/kWh。

图表31：依据《完善我区新能源价格机制的方案》，公司结算电价与实际交易电价呈分段关系



注：目标上网电价=0.262 元/KWh，假设市场均价=0.165 元/KWh 情况下

资料来源：新疆发改委、公司公告、华泰研究



图表32：新疆上网电价依据《完善我区新能源价格机制的方案》和《关于进一步完善分时电价有关事宜的通知》

公布日期	政策名称	政策内容
2022-04-18	自治区发展改革委关于印发《完善我区新能源价格机制的方案》的通知	用好国家优惠政策。 用好国家“鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电等新能源产业持续健康发展”政策规定，将我区 2021 年起投产的新能源平价项目(以下简称“新建项目”)发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时。 分类稳妥推进实施。 新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价，下同)，按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持;疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持;价差部分由大工业用电顺价均摊。当市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再给予电价支持。2021 年以前年度建成的项目上网电价政策保持不变。
2023-09-01	自治区发展改革委关于进一步完善分时电价有关事宜的通知	优化峰谷时段划分。 延长午间谷段时长，调整后的峰平谷时段分别为： 高峰时段 8 小时：8:00—11:00，19:00—24:00； 平时段 8 小时：11:00—13:00，17:00—19:00，0:00—4:00； 低谷时段 8 小时：4:00—8:00，13:00—17:00。 扩大峰谷浮动比例。 在平段电价基础上，高峰、低谷电价上下浮动幅度扩大至 75%。 设置深谷电价。 5、6、7、8 月份 14:00—16:00 由低谷时段调整为深谷时段，深谷时段电价在平段电价基础上上浮 90%。尖峰时段保持不变，1、11、12 月份 19:00—21:00、7 月份 21:00—23:00，尖峰时段电价在平段电价基础上上浮 100%。

资料来源：新疆发改委、公司公告、华泰研究

2025 新疆年度双边交易风光价差大，公司布局风电有望增厚利润。2025 年 1 月新疆电力交易中心公布了 2025 年度电力中长期交易结果，成交规模达 1175 亿千瓦时，根据集中竞价各时段出清电价，测算各电源综合出清电价，火电 247.72 元/MWh、水电 254.94 元/MWh、风电 264.88 元/MWh、光伏最低为 169.16 元/MWh。电量申报方面，2025 年光伏申报 101.51 亿 kWh，较 2024 年 55.97 亿 kWh 增长 81.37%；风电申报 170.26 亿 kWh，同比增长 45.67%。在价格方面，2025 年光伏申报均价 0.16477 元/kWh，较 2024 年申报均价 0.16569 元/kWh 降低 0.56%；风电申报均价 0.25705 元/kWh，同比增长 10.68%。公司 2024 新增风电核准项目 902.9 万千瓦，在手项目充足，2025 有望并网享电价收益。

图表33：新疆 2025 中长期光伏双边交易对比（单位：亿千瓦时、元/兆瓦时）

时段	2024 年			2025 年		
	电量	占比	电价	电量	占比	电价
谷	21.67	38.27%	56.65	40.75	40.14%	58.04
高峰	7.38	13.19%	395.54	11.75	11.58%	430.51
尖峰	0.53	0.95%	451.83	0.52	0.51%	481.06
平	21.01	37.54%	226.75	38.07	37.50%	236.65
深谷	5.38	9.61%	22.87	10.42	10.26%	23.37
合计/均价	55.97		165.69	101.51		164.77

资料来源：新疆电力交易中心、华泰研究

图表34：新疆 2025 中长期风电双边交易对比（单位：亿千瓦时、元/兆瓦时）

时段	2024 年			2025 年		
	电量	占比	电价	电量	占比	电价
谷	32.16	27.52%	56.97	44.36	26.05%	54.78
高峰	35.89	30.71%	398.76	62.59	36.76%	413.03
尖峰	2.65	2.27%	456.53	4.62	2.71%	472.48
平	42.56	36.41%	228.08	55.98	32.88%	236.33
深谷	3.62	3.10%	22.83	2.71	1.59%	23.27
合计/均价	116.88		232.24	170.26		257.05

资料来源：新疆电力交易中心、华泰研究

集团发力新能源，控股股东支持力度大

业务协同助力公司资源获取。根据国务院国资委对股东方中国绿发集团主责主业的最新定位，公司所代表的绿色能源已成为中国绿发的第一产业。在获取新能源指标时，公司的新能源产业能够与股东方的低碳城市、幸福产业、战略性新兴产业等形成较好的协同联动效应，对于地方政府的配建要求，公司更具有竞争优势，助推公司参与资源获取。公司背靠中国绿发，首批开工建设9个酒店和5个新能源大基地项目，拥有独特的“旅游+新能源基地”开发模式，该优势在2023年7月新疆1,300万千瓦大基地的成功获取中得到有效验证。文昌淇水湾旅游度假综合体应用被动式建筑节能技术、使用高效率空调设备及新风设备、利用建筑光伏一体化设计研发，成为海南省首个零能耗零碳示范建筑。青海海西多能互补示范项目深入探索示范工程工业旅游新业态，建设丝路明珠能源科普教育基地，打造热门工业旅游打卡地。

图表35：中国绿发淇水湾旅游度假综合体绿色低碳示范园区



资料来源：文昌发布、华泰研究

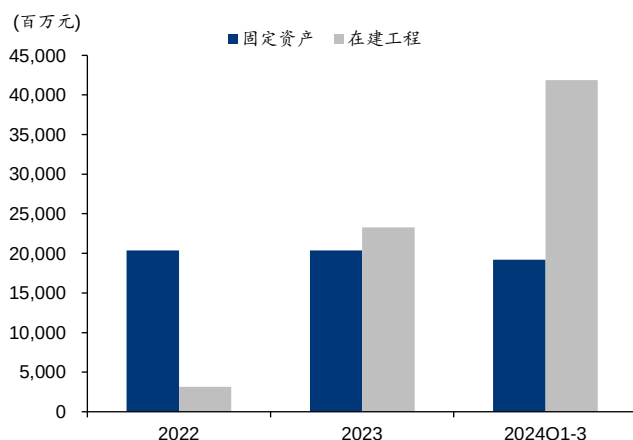
图表36：乌鲁木齐华美胜地丽思卡尔顿酒店集群及商旅综合体项目



资料来源：中国绿发官网、华泰研究

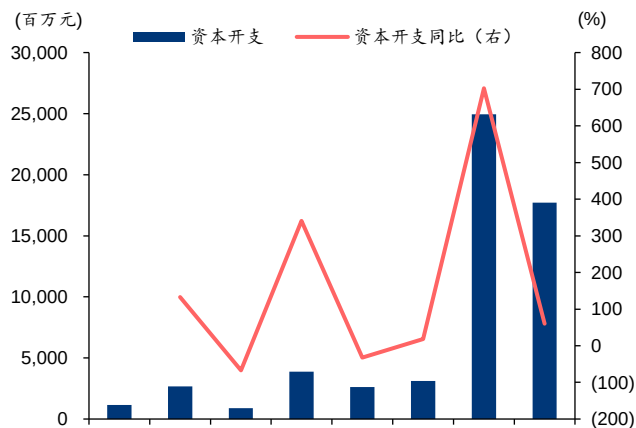
高在建工程和资本开支维持公司装机高增长。重组以来，公司在建工程和资本开支规模快速扩张，2024年三季度末公司在建工程规模达419亿元，同期公司固定资产规模仅192亿元；资本开支达125亿元，2023年以来合计资本开支近400亿元。根据2023年5月25日公司投资者关系活动记录表：风电项目的建设周期为8-12个月，光伏项目一般为4-8个月，公司2025并网装机预计维持高增速，现金流存在压力。

图表37：重组后公司需要大量筹资支撑现金流



资料来源：公司公告、华泰研究

图表38：公司重组后资本开支维持高增速

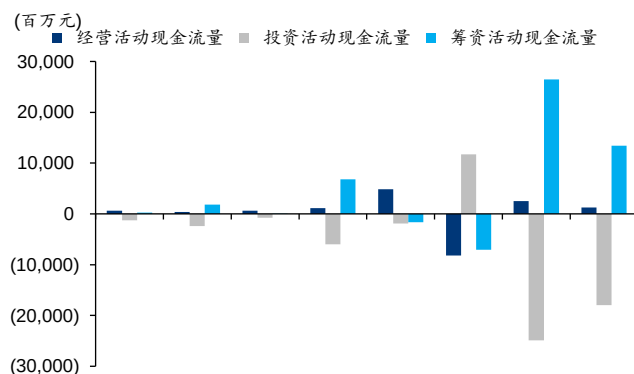


注：2021 及之前为鲁能新能源口径

资料来源：公司公告、华泰研究

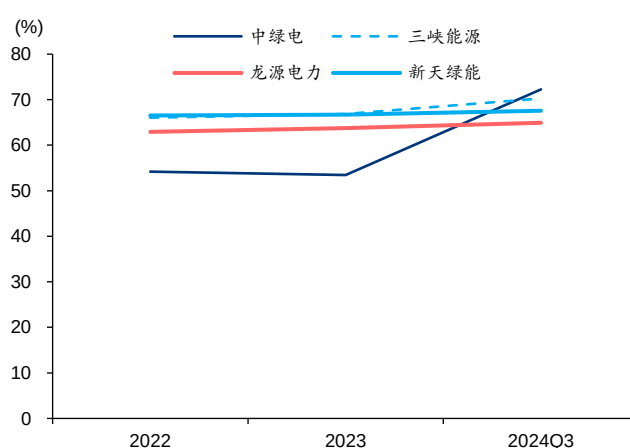
公司现金流承压。在维持高资本开支和庞大在建工程的情况下，公司需要大量筹资以支撑现金流，根据公司《关于2024年累计新增借款的公告》，截至2024年底借款余额合计579.66亿元，较2023年底的434.49亿元新增145.07亿元负债。其中银行借款共521.61亿元，债券融资共26.15亿元，融资租赁共31.8亿元。2022-2024Q3公司资产负债率由54.19%升至72.26%，居市场第一，同期三峡能源、龙源电力资产负债率分别为70.27%、64.93%。

图表39：重组后公司需要大量筹资支撑现金流



资料来源：公司公告、华泰研究

图表40：截至2024Q3公司资产负债率升至同业第一



资料来源：wind、华泰研究

集团股东背景为公司注入优质现金流。公司于2024年5月21日完成向特定对象发行股票，股票总发行数量为2.04亿股，发行价格为8.82元/股，募集资金总金额为18.00亿元，中国绿发集团大股东诚通控股和国新控股分别认购约5亿元和2.93亿元，本次定向增发募集资金主要用于青海乌图美仁70万千瓦光伏发电项目、青海茫崖50万千瓦风力发电项目和补充流动资金。2024年4月，公司通过了《关于拟挂牌转让部分资产的议案》，旨在盘活存量资产，提高资产使用效率，满足公司快速高质量发展的资金需求，2024年9月24日，北京产权交易所出具《交易签约通知书》，通知公司本次挂牌转让的意向受让方为北京中绿园房地产开发有限公司，成交价格为12.69亿元，北京中绿园为公司控股股东鲁能集团全资子公司，体现出集团对中绿电现金需求的支持力度。

图表41：公司2024年定向增发完成情况

发行对象名称	获配股数 (百万股)	获配金额 (百万元)	限售期 (月)
北京诚通金控投资有限公司	56.69	500.00	6
三峡资本控股有限责任公司	51.02	450.00	6
国新投资有限公司	33.22	293.00	6
诺德基金管理有限公司	27.21	240.00	6
财通基金管理有限公司	20.07	177.00	6
天津海河融创津京冀智能产业基金合伙企业 (有限合伙)	7.94	70.00	6
上海国泰君安证券资产管理有限公司	7.94	70.00	6
合计	204.08	1800.00	-

资料来源：公司公告、华泰研究

集团以行动缓解公司现金流压力。公司获取的新疆大基地项目主要由公司与股东方合资开发（公司控股51%，股东方参股49%），股东方的参股能一定程度上缓解公司的资金压力。此外，股权重组时鲁能集团对鲁能新能源旗下GN001债和融资租赁进行担保，截至2024年中，剩余借款余额分别为6.15亿元、2.1亿元；鲁能集团、都城伟业与公司签订了《盈利预测补偿协议》，对拟置入的鲁能新能源业绩做出2022年度、2023年度和2024年度净利润（以经审计的扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润数为基准）分别不低于7.68亿元、8.08亿元和8.67亿元的承诺，若业绩承诺未达成，鲁能集团和都城伟业将按其原来所持鲁能新能源的股权比例，以现金方式补偿公司。

图表42：公司新疆大基地项目运营主体公司控股 51%

被参控公司	关系	比例 (%)	总资产 (元)	营收 (元)	净利润 (元)	注册地
阜康市中绿电新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆昌吉回族自治州阜康市
奎屯市中绿电新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆伊犁州奎屯市
尼勒克县中绿电新能源	孙公司	51.00	829,727	525	521	新疆伊犁哈萨克自治州尼勒克县
若羌县中绿电新能源	孙公司	51.00	685,367	0	0	新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县
鄯善县中绿电新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆吐鲁番市鄯善县
乌鲁木齐中绿电新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆克拉玛依市
乌鲁木齐市中绿电新能源	孙公司	51.00	1,312,196	79	76	新疆乌鲁木齐市
中绿电(阿勒泰)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区阿勒泰市
中绿电(巴里坤)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区哈密市
中绿电(布尔津)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区阿勒泰市
中绿电(昌吉)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市
中绿电(哈密)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区哈密市
中绿电(木垒)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州
中绿电(奇台)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州
中绿电(托克逊)新能源	孙公司	51.00	--	--	--	新疆维吾尔自治区吐鲁番市

资料来源：公司公告、华泰研究

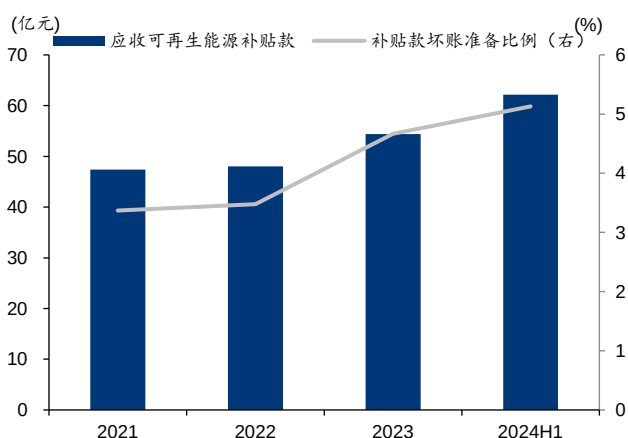
图表43：公司控股股东鲁能集团关联担保情况

担保方	担保项目	担保金额 (百万元)	起始日	到期日	是否已经履行完毕
鲁能集团有限公司	鲁能新能源中期票据 GN001	615	202101	202801	否
鲁能集团有限公司	康保广恒融资租赁	210	201603	202802	否

资料来源：公司公告、华泰研究

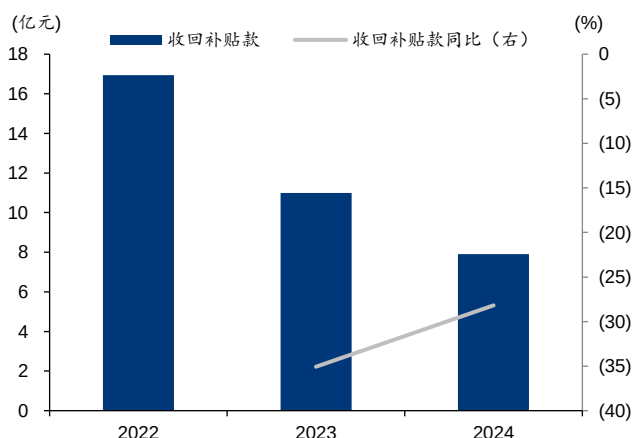
绿色债券叠加补贴回款有望持续改善公司现金流。2023 年 12 月，中绿电成功发行首期 20 亿元碳中和公司债券，募集资金投向可再生能源类项目，包括 1 个风电光伏项目、1 个光伏发电项目和 7 个风力发电项目。公司 2024 年全年累计收回电价补贴约 7.9 亿元，截至 2024 年中应收补贴存量仍有 62 亿元；值得注意的是，公司应收电价补贴坏账准备比例逐年上升。公司“十四五”装机规划为 30GW，截至 2024 年底在运 1,844.5 万千瓦，预计自有资金需求为 92.44 亿 (4,000 元/KW、80%银行贷款)。截至 2024 年三季度末，公司账面资金 57.36 亿元，公司债尚未发行额度 30 亿元，加上电费的持续流入及补贴款的陆续回收，预计公司资金能够满足当前项目资金开发需求。

图表44：公司应收可再生能源补贴和计提坏账比例逐年提高



资料来源：公司公告、华泰研究

图表45：2022-2024 年公司收回补贴款逐年递减



资料来源：公司公告、华泰研究



战略性新兴产业研发初见成果，技术落地突破并网瓶颈。根据中国绿发官微，经过一年来的培育和示范应用，中国绿发陆续打造以 2 项主力电源型新能源场站整体解决方案、3 套主力电源型新能源场站控制系统、5 项自同步电压源变流器（逆变器）产品等为核心的初步产品体系，编制发布 2 项团体标准，立项 6 项技术规范，为推进自同步友好并网技术产业化应用提供强劲动力。2024 年，世界首个主力电源型风电场——甘肃干河口南北风电场完成测试投入运营。该项目依托中国绿发自主研发的“自同步电压源友好并网技术”，成功突破了风电并网的技术瓶颈，让新能源机组具备构建电压和频率的能力，在电力系统发生故障时安全支撑能力达到传统火电机组水平，提升新型电力系统的稳定运行能力。

图表46：中绿电旗下尼勒克中绿电、奎屯中绿电、若羌中绿电向中国绿发旗下上海中绿科技公司采购设备

需求项目	销售方	自同步逆变器类型	采购数量（台）	采购价格（含税，万元）
尼勒克 25 万千瓦光伏项目	上海中绿科技公司	组串式光伏逆变器（320KW）	785	3,850.30
奎屯 25 万千瓦光伏项目		集中式光伏逆变器（3,300KW）	76	3,072.00
若羌 200 万千瓦光伏项目		集中式光伏逆变器（3,125KW）	640	21,719.00
合计				28,641.30

资料来源：公司公告、华泰研究

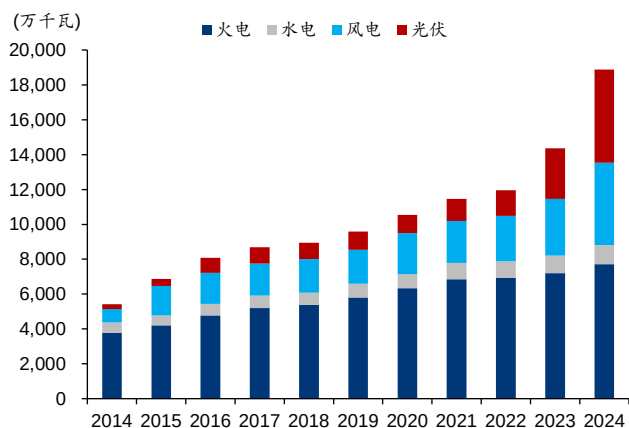
中国绿发持续投入绿色能源创新研发，上市公司有望长期获益。中国绿发持续加大新兴产业的研发力度，在氢能、储能、地热、综合能源服务等方面进行深入探索研究。近日，国家能源局发布 2025 年第 1 号公告，正式公布第四批国家能源领域首台（套）重大技术装备名单，中国绿发申报的“基于深低温梯级蓄冷技术的 60MW 液态空气储能系统及关键装备”，联合华电集团、国家电网等单位申报的“沙戈荒基地大型光伏中压直流发电系统”入列，分别应用于上市公司的青海海西州格尔木鲁能 250 兆瓦光伏工程和青海格尔木 60MW/600MWh 液态空气储能示范项目，未来公司或从控股股东的绿色能源创新研发中持续受益。

十四五收官迎变革，估值重塑正当时

电网投资持续发力，特高压建设改善消纳

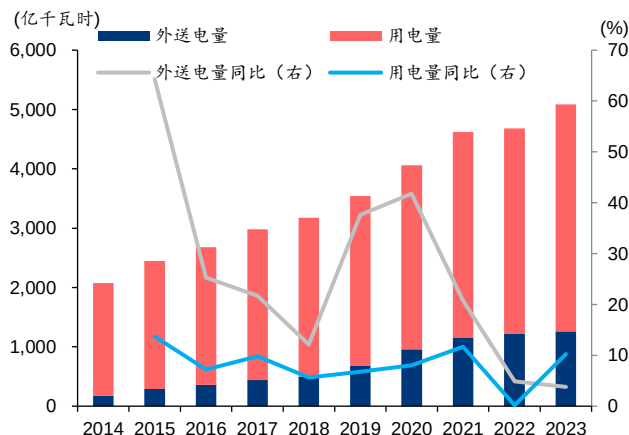
绿电装机快速上量，电量外送遭遇瓶颈。新疆煤炭、风光等能源资源优势显著，是我国重要的综合能源基地，早期新疆发电装机以火电为主。随着近年新能源快速发展，根据新华社报道，截至 2024 年底，新疆新能源累计装机规模突破 100GW，绿电占比超 50%，其中风电约 44GW，光伏约 57GW，全年新增新能源装机规模 40GW。新疆外送电量由 2014 年的 175 亿千瓦时增至 2023 年的 1262 亿千瓦时，外送电量占比由 8%增至 25%。2014 年哈密-郑州线与 2019 年昌吉-古泉线特高压外送通道投产，新疆外送电量有过两轮快速增长。“十四五”期间，新疆总装机规模增长明显快于电量需求增长，绿电消纳问题不容忽视，当前电量外送的瓶颈为特高压外送通道的建设进度。

图表47：2014-2024 新疆分电源装机结构变化



资料来源：国家能源局、中电联、华泰研究

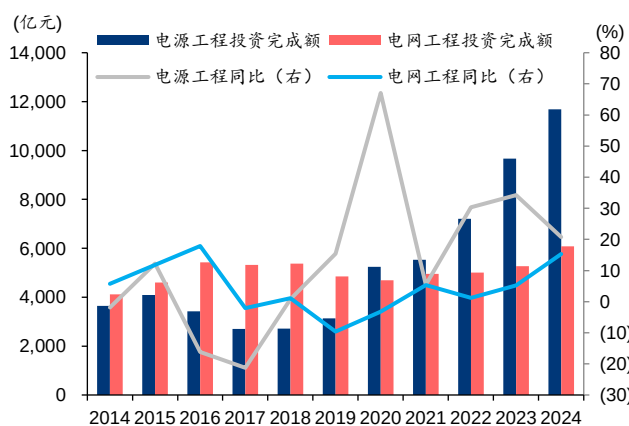
图表48：2014-2023 疆内用电和外送电量结构变化



资料来源：中国电力统计年鉴、华泰研究

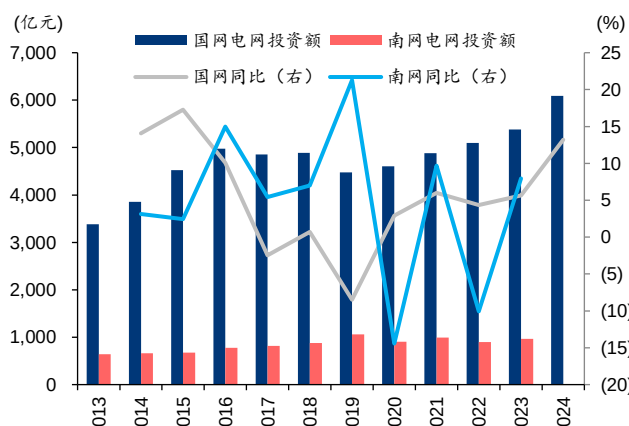
电网投资增长强劲。解决消纳问题的关键是电网投资建设，根据中国新闻网，国家电网公司 2024 全年电网投资将首次超过 6,000 亿元，比去年新增 711 亿元，主要用于特高压交流工程建设、加强县域电网与大电网联系、电网数字化智能化升级，更好保障电力供应、促进西部地区大型风电光伏基地送出等；南方电网 2024 年固定资产投资安排达 1,730 亿元，同比增长 23.5%，覆盖电网建设、抽水蓄能、新型储能等领域共 194 项能源重点工程。

图表49：2014-2024 电源、电网工程投资完成额



资料来源：国家能源局、华泰研究

图表50：2013-2024 国网南网电网投资额



资料来源：国家电网社会责任报告、南方电网社会责任报告、中国新闻网、北极星电力网、华泰研究

特高压项目储备充足，看好后续建设进度。“十四五”期间，国网规划建设特高压线路“24交14直”。2010年，新疆建成哈密-敦煌750千伏输变电工程，实现了新疆与全国电网的互联互通，拉开了“疆电外送”的序幕。截至2024年中，“疆电外送”能力达到2,500万千瓦，外送省份从最初的7个省区市扩展到20个省区市，第三通道哈密-重庆特高压直流输电工程预计将于2025年6月投产，接入新能源1020万千瓦，支撑性煤电400万千瓦，届时疆电外送能力将提升至3,300万千瓦，清洁能源外送电量占总外送电量的比例将从现在的近三成提升到五成；“疆电外送”第四通道疆电（南疆）送电川渝工程从纳入国家规划到获批，前后用时仅266天，预计将于2025年开工，“十五五”期间贡献新能源消纳能力。

图表51：新疆在运规划“四直两交”特高压外送线路

类型	路线	电压等级	长度	核准	开工	投运	最新进展
直流	哈密-郑州	800kV	2210			201401	投运
	昌吉-古泉	1100kV	3304.7			201909	投运
	哈密-重庆	800kV	2290		202312		新疆段全线贯通，预计2025年6月投产
	南疆-川渝	800kV	1998.7	预计2025		202409	可研通过外部评审，电源项目开工
交流	哈密-敦煌	750kV				201011	投运
	烟墩-沙洲	750kV				201306	投运

资料来源：国家能源局、新疆发改委、华泰研究

响应电网建设配套电源，特高压沿线大基地项目率先受益。根据新疆日报2025年1月3日报道，截至2024年底新疆已建成哈密、准东、南疆环塔里木3个千万千瓦级新能源基地和10余个百万千瓦级新能源基地，正在加快建设哈密北、若羌等千万千瓦级新能源基地。公司2024年并网的奎屯、达坂城、尼勒克、米东项目和新核准的托克逊县等项目均为北疆大基地项目，位于新疆现有三条特高压外送通道起点哈密昌吉附近，消纳存在明显优势。而2024年底并网的若羌项目地处南疆地区，南疆新能源储量大、品质优、开发条件好，风光水等清洁能源占比超66%，加快外送通道建设是供需矛盾发展的必然结果，也是响应国家“沙戈荒”大基地发展的战略部署。短期看，2024年12月新疆巴州—铁干里克—若羌750千伏输变电工程投运，大幅提升了南疆新能源汇集送出能力，有力支撑后续交直流外送通道建设、推进新疆青海大电网互联。

长期看南疆电力外送容量将由内供环网和外送通道建设共同驱动。1) 若羌~羚羊（花土沟东）750千伏输变电工程于2025年1月获发改委核准，工程起于若羌县，止于青海省茫崖市，计划2025年6月开工，2027年投产，建成后，新疆与西北主网750千伏联络线由4回增至6回，新疆交流外送输电能力将由300万千瓦提升至约480万千瓦；2) 预计2025年开工的南疆送电川渝工程起于巴州若羌县，公司大基地项目消纳存在保障。

图表52：新疆现有三条特高压直流外送通道起于哈密和昌吉，第四条配套电源项目位于南疆若羌县



资料来源：新疆日报、华泰研究

新能源上网机制持续完善，高质量发展重塑估值

国家部委发文《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》，标志新能源全面参与市场化交易时代到来。过去几年我国新能源发展迅速，作为“十四五”收官年份，2025年以来，关于新能源行业发展，国家部委先后于2月9日和2月27日发布《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)(下称“通知”)和《2025年能源工作指导意见》(下称“意见”)。《通知》的目标是：1) 新能源全面参与电力市场交易，以市场化方式形成上网电价；2) 促进新能源高质量发展，优化资源配置，提升消纳水平。文件对于新能源发展的表述趋于稳健，重点在于调整市场结构，以实现行业的可持续发展。

引入机制电价与电量，改革增强新能源电力交易市场属性。“差价结算”机制是136号文的核心，它针对存量和增量新能源项目设置了不同的电价形成方式，以实现平稳过渡。1) 存量项目(2025年6月1日前投产)：参与市场交易，形成市场交易电价；当市场交易电价低于特定“机制电价”时，获得差价补偿；当市场交易电价高于“机制电价”时，超出部分用于分摊用户侧新能源消纳成本；“机制电价”参照现行政策确定，保障项目合理收益。2) 增量项目(2025年6月1日及以后投产)：“机制电价”通过市场化竞价方式确定；同样适用“差价结算”机制，但“机制电价”更具灵活性。与旧政策对比，核心变化是用机制电价替代了燃煤基准价，用纳入机制的电量替代了保障性收购电量，使非市场化部分变得更具市场属性。

图表53：《通知》主要针对非市场化交易部分进行改革

		执行《通知》政策	
	现行政策	存量电站	增量电站
市场化部分	市场化交易竞价	市场化交易竞价	市场化交易竞价
非市场化部分	执行燃煤基准价	机制电价按现行价格执行，但不高于燃煤基准价； 机制电量参考现有保障性电量规模政策，但：机制电量根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重和用户承受能力等确定，可以适当增减	机制电价自愿竞价确定，但不得高于各省设定上限，初期可设下限

资料来源：国家能源局、国家发改委、华泰研究

“差价核算”或加剧市场竞争，公司受益股东背景或享电力交易优势。根据《通知》，机制电价竞价时按报价从低到高确定入选项目，原则上按入选项目最高报价确定。一方面由于机制电价通过竞价形成，市场化竞争将更加激烈，拥有成本优势、技术优势、资源优势的企业将脱颖而出；另一方面根据《通知》，新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核，新能源过去兜底消纳或不复存在。我们认为交易规则和逻辑将趋于复杂化，市场竞争可能加剧，申报电量和申报电价都将对项目盈利能力产生巨大影响，将倒逼新能源企业加大技术创新力度，提升发电效率、降低建设成本、增强系统友好性。中绿电作为国家电网间接持股的发电平台，在政策落实期间有望率先了解交易细则，掌握交易机制，于更复杂的电力交易中受益。

根据我们测算，新政策下项目最终结算电价受交易能力影响极大。假设机制电量共100亿度，6个项目参与竞价，按电价从低到高排序，累计到第5个项目时，电量达到100亿度，则第5个项目的申报电价：0.25元/KWh就是这批项目的机制电价，入围项目都能享受0.25元/KWh的机制电价。假设市场交易均价为0.165元/KWh，则1-5项目均可享受0.085(0.25-0.165)元/KWh的差价补贴，而第6个项目只能接受自身实际市场交易价格，在此情况下有无补贴对结算电价的影响极大。

图表54：新政策下项目最终结算电价受电价与电量申报影响极大

项目	申报电量 (亿千瓦时)	累积电量 (亿千瓦时)	申报价格 (元/KWh)	实际交易电价 (元/KWh)	市场交易均价 (元/KWh)	结算电价 (元/KWh)
1	10	10	0.15	0.172	0.165	0.257
2	20	30	0.16	0.165		0.250
3	10	40	0.18	0.162		0.247
4	30	70	0.2	0.172		0.257
5	30	100	0.25	0.164		0.249
6	20	120	0.28	0.164		0.164

注：表中值均为假设，用以模拟该机制下的结算价格形式方式

资料来源：国家能源局、国家发改委、华泰研究

三北地区电价已达冰点，新政有望稳定电价预期，增强新能源发电公用事业属性。《通知》的“差价核算”机制与新疆当前执行的《完善我区新能源价格机制的方案》有相似之处，过去由于新疆地区经济发展情况与装机过快等原因，政策难以全部兑现，但新政是国家部委发布的纲领性文件，我们认为新政有望稳定新疆的电价预期，保障存量项目收益，增强行业与公司的公用事业属性；当前公司装机集中的新疆地区光伏市场化电价已到绝对低点，公司新增光伏项目电价下滑压力不大。另外《通知》明确执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，即新能源项目一旦获得机制电价，在项目的成本回收期内，如果电力市场的平均交易价格低于机制电价，政府会按差值给予补贴，这部分补贴费用将作为系统运行费在全网分摊，新能源项目可测算更实际的收益率，收益预期更加稳定。

盈利预测与估值

2025-2026 年公司营业收入有望同比高增长

公司的主营业务收入由风力发电、光伏发电和光热发电构成，其中风电收入占比最大。整体来看，2021 年资产重组后，2022-2023 年公司营业收入保持稳定增长，较重组置入主体鲁能新能源同比增长 3.0%/7.6%。在 2024 大容量并网的情况下，我们预计公司在“十四五”末期和“十五五”初期发展将加速，2024-2026 营业收入同比增速分别为 7.6%/113%/37%，基于以下核心假设与业务分析：

核心假设：“十四五”期间国内新能源装机维持高速增长，国内电力需求持续稳定增长。随着技术的进步和设备成本的下降，新能源电站的建造成本呈下降趋势，尤其大基地项目存在明显的规模优势。公司近两年新能源装机增量明显，开工并网效率高，根据公司的整体发展规划与公司核准在建项目规模，预计到“十四五”末公司总装机容量将达到 26.3GW。

风电：预测 2025-2026 收入加速增长

装机容量：根据我们不完全统计，截至 2024 年底公司在运装机容量为 18.45GW，尚未完成公司规划的 20GW，若要在十四五末突破 30GW，则公司 2025 年需新增并网装机 11.55GW，考虑到新能源电站建设周期，我们预计到 2025 年底公司将实现在运风电和光伏装机容量分别为 6.1/20.2GW。当前公司开发重心集中于光伏电站，2021-2023 新增风电装机容量仅 90/15/50 万千瓦，大批量风电电站正处于核准待开工阶段，新增风电大基地项目核准招标较多，预计将于 2026 年及之后实现并网，贡献电量收入。根据公司当前在建待建项目进度，我们预计 2024-2026 公司新增装机容量中，陆上风电为 0/2.3/3.0GW，海上风电无新增。

利用小时数：公司陆上风电项目主要位于青海、甘肃、内蒙古、新疆地区，海上风电项目位于江苏地区。虽然“三北地区”消纳问题相对紧张，但 2021-2023 公司陆上风电实现利用小时数 2,367/2,252/2,311 小时，海上风电实现利用小时数 2,798/2,449/2,400 小时，2021-2023 公司风电项目总利用小时数较全国平均水平分别高出 100/57/97 小时。2024 年全国整体来风偏弱，风力资源禀赋更好的新疆风电项目装机容量预计在未来几年快速增长，陆上风电装机比例进一步扩大，我们预测 2024-2026 年公司风电的平均利用小时数将实现同比-9.0%/+5.6%/-0.5%。

上网电价：2021-2023 年公司风电的平均上网电价(含税)分别为 0.470/0.464/0.467 元/KWh，得益于江苏海上风电补贴电价维持高位，2021-2023 海上风电平均上网电价(含税)分别为 0.86/0.82/0.82 元/KWh。未来随着电力市场改革的不断深入，市场化交易范围和规模将不断扩大，我们预测 2024 年之后风电平均上网电价将逐渐下滑至接近平价，2024-2026 年风电平均上网电价为 0.474/0.411/0.369 元/KWh。

收入：风电收入由上网电量×上网电价计算得出。2021-2023 年公司风电上网电量占风电发电量比例为 96.8%/96.5%/97.0%，呈上升趋势。随着装机规模的持续扩大，我们预计公司风电上网电量比例将维持上升趋势，2024-2026 年分别为 97.2%/97.3%/97.4%。发电量由利用小时数×全年平均有效利用装机容量得出。根据公司当年的新增装机情况，我们估算 2024-2026 年风电新增装机容量的有效利用率为 0%/9.1%/20%，对应全年平均有效利用装机容量为 3.34/4.05/6.74GW。基于以上对利用小时数和上网电价的预测，我们预测公司 2024-2026 年风电收入为 28.72/31.90/47.48 亿元，同比-7.4%/+11.1%/+48.9%。

图表55：基于装机容量、利用小时数和上网电价预测风电收入

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
风电收入	百万元	2,621.60	2,742.40	3,103.10	2,871.96	3,189.90	4,748.17
yoy	%	72.65	4.61	13.15	-7.45	11.07	48.85
期末并网装机容量	万千瓦	318.65	333.70	383.70	383.70	613.70	913.70
新增并网装机容量	万千瓦	89.95	15.05	50.00	0.00	230.00	300.00
期末陆上风电装机容量	万千瓦	278.65	293.70	343.70	343.70	573.70	873.70
新增陆上风电装机容量	万千瓦	49.95	15.05	50.00	0.00	230.00	300.00
期末海上风电装机容量	万千瓦	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
新增海上风电装机容量	万千瓦	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
有效利用装机容量	万千瓦	267.91	304.08	333.59	333.70	404.70	673.70
新增装机有效利用率	%	43.6	-96.8	-0.2		9.1	20.0
平均利用小时	小时	2,431	2,278	2,322	2,112	2,230	2,218
yoy	%	12.1	-6.3	1.9	-9.0	5.6	-0.5
发电量	亿千瓦时	65.13	69.27	77.46	70.49	90.23	149.41
上网电量	亿千瓦时	63.03	66.81	75.15	68.49	87.76	145.47
厂用电率	%	3.22	3.55	2.98	2.84	2.74	2.64
平均上网电价	元/KWh	0.470	0.464	0.467	0.474	0.411	0.369

资料来源：公司公告、华泰研究预测

光伏：预测 2025-2026 收入持续高增长

装机容量：2024 年公司光伏装机容量快速增长，全年新增光伏并网装机近 13GW。公司光伏项目资源储备丰富，我们预计公司光伏装机将维持高增速，2024-2026 年光伏新增装机容量 12.8/5.7/6.0GW。

利用小时数：2021-2023 年公司光伏利用小时数为 1,401/1,451/1,393 小时，高出全国光伏平均利用小时数 120/114/107 小时。2024 年公司新增光伏电站集中于太阳能资源禀赋出色的新疆地区，设备发电利用小时数高，我们预计公司的平均利用小时数将继续保持增长。我们预测 2024-2026 年公司光伏的平均利用小时数将提升 13%/0%/0%。

上网电价：2021-2023 年公司光伏的平均上网电价(含税)分别为 0.570/0.464/0.467 元/KWh，总体呈下降趋势，主要是因为公司新投产的光伏项目核准上网电价下降以及市场化交易电价的下降。光伏全面进入平价时代，公司在保持装机容量高速增长的前提下，光伏平均上网电价将会被进一步拉低，但我们认为公司光伏上网电价下降的主要因素是新项目带来的区域结构变化：2024 年以来，公司光伏新增装机集中于市场化交易电价较低的新疆地区，我们预测公司新疆光伏装机容量占比将由 2023 年底不足 5%增至 2026 年底超过 85%。根据《方案》规定，公司市场化可以享受最高 0.262 元/KWh 的自治区补贴电价，但考虑到 2024-2025 新疆地区光伏中长期电价仅为 0.165 元/KWh 左右，燃煤基准价也仅为 0.25 元/KWh，我们认为公司新增光伏项目平均电价将介于 0.165-0.25 元/KWh，难以享受足额补贴。参考特变电工 2024 年 8 月 30 日发布的《关于投资建设新能源电站项目的公告》，对新疆准东光储项目仅给予 0.162-0.2 元/KWh 的效益测算，因此我们预测 2024-2026 年公司新投产光伏平均上网电价为 0.262/0.249/0.237 元/KWh。基于公司存量补贴光伏电站电价和新投产电站电价，我们预测 2024-2026 年公司光伏平均上网电价为 0.324/0.259/0.244 元/KWh。

收入：光伏收入由上网电量×上网电价计算得出。2021-2023 年公司光伏上网电量占光伏发电量比例为 96.8%/96.5%/97.0%，随着装机规模的持续扩大，我们预计公司光伏上网电量比例将维持稳定，2021-2023 年分别为 97.2%/97.2%/97.2%。发电量由利用小时数×全年平均有效利用装机容量得出。根据公司当年的新增装机情况，我们估算 2024-2026 年光伏新增装机容量的有效利用率为 5%/7%/7%，对应全年平均有效利用装机容量为 2.35/14.91/20.63GW。基于以上对利用小时数和上网电价的预测，我们预测公司 2024-2026 年光伏收入为 10.31/52.19/68.06 亿元，同比+110%/+406%/+30%。

图表56：基于装机容量、利用小时数和上网电价预测光伏收入

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
光伏收入	百万元	472.08	459.22	492.37	1,031.49	5,218.67	6,805.68
yoy	%	461.26	-2.72	7.22	109.50	405.94	30.41
期末并网装机容量	万千瓦	74.00	85.95	167.95	1,450.95	2,020.95	2,620.95
新增并网装机容量	万千瓦	39.05	11.95	82.00	1,283.00	570.00	600.00
有效利用装机容量	万千瓦	69.02	79.96	88.23	234.94	1,490.85	2,062.95
新增装机有效利用率	%	87.3	49.9	2.8	5.2	7.0	7.0
平均利用小时	小时	1,401	1,451	1,393	1,574	1,574	1,574
yoy	%	0.0	3.6	-4.0	13.0	0.0	0.0
发电量	亿千瓦时	9.67	11.60	12.29	36.98	234.66	324.71
上网电量	亿千瓦时	9.36	11.19	11.92	35.93	227.99	315.48
厂用电率	%	3.22	3.55	2.98	2.84	2.84	2.84
平均上网电价	元/KWh	0.570	0.464	0.467	0.324	0.259	0.244

资料来源：公司公告、华泰研究预测

成本预测：风电度电成本短期受风资源影响，光伏成本持续下行

风电建造成本：陆上风电项目受所在区域地形条件、海拔高度等影响，工程难度和建造成本有所不同，由于公司未单独披露风电项目平均建造成本，我们参照公司财报在建工程预算数、投资者关系管理信息与行业典型公司数据，估算 2022-2023 年公司陆上风电的建造成本分别为 5,500/5,225 元/千瓦，海上风电无新建项目。海上风电的建造难度较大，建造成本与距海岸距离、海域水深等因素有关，目前海上风电的建造成本约为陆上风电的 2 倍以上，我们认为未来陆上风电的下降空间有限，海上风电有较大下降空间，但随着海上风电由近海走向中远海，建造难度会进一步上升，单位建造成本的下降速度不会太快。我们预测 2024-2026 年公司陆上风电和海上风电单位建造成本的变化幅度为 -5%/-5%/-5%和 -10%/-10%/-10%。

风电度电成本：度电成本由折旧成本和其他成本构成，其中度电折旧成本占绝大部分。折旧为固定成本，单个项目的折旧与其建造成本呈正相关，在项目投运时开始计提，因此投运后利用小时数越高、发电量越高则度电折旧越低。由于公司未单独披露风电折旧摊销，参照行业龙头公司三峡能源的度电折旧，并结合公司发电量与总折旧摊销，我们估算 2021-2023 年公司的风电度电成本为 0.153/0.173/0.169 元，主要是因为风电抢装与江苏广恒海上风电项目投产造成的折旧成本增加。海上风电占比的增加一方面增加建造（折旧）成本，另一方面也会提升公司整体的利用小时数。基于我们对风电建造成本和利用小时数的预测，受 2024 年公司装机区域来风较差影响，我们预测 2024-2026 年公司的风电度电成本为 0.184/0.168/0.164 元。

图表57：基于对建造成本和其他成本的假设预测风电度电成本

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
风电成本	百万元			1,311	1,297	1,515	2,445
毛利率	%			57.76	54.82	52.50	48.51
单位建造成本：陆上风电	元/KW		5,500	5,225	4,964	4,716	4,480
单位建造成本：海上风电	元/KW		15,000	13,500	12,150	10,935	9,842
折旧摊销	百万元	856	1,040	1,129	1,129	1,329	2,167
度电折旧	元/KWh	0.131	0.150	0.146	0.160	0.147	0.145
单位装机折旧	元/KW	355	380	376	338	328	322
其他成本	百万元	141	162	182	168	187	277
度电其他成本	元/KWh	0.022	0.023	0.023	0.024	0.021	0.019
度电成本	元/KWh	0.153	0.173	0.169	0.184	0.168	0.164

资料来源：公司公告、华泰研究预测

光伏建造成本：近年来，受供需关系变化、技术进步及制造水平提升的影响，光伏组件价格呈下降趋势，带动光伏单位建造成本的下降。由于公司未披露光伏项目平均建造成本，我们参照公司财报在建工程预算数、投资者关系管理信息与行业典型公司数据，估算 2022-2023 年公司光伏的建造成本分别为 3,750/3,450 元/千瓦。整体来看，2023-2024 年中国光伏主链价格下降约 80%，叠加公司新核准在建项目集中于新疆大基地项目，我们认为公司光伏的建造成本仍有较大下降空间，因此我们预测 2024-2026 年公司光伏单位建造成本的变化幅度为-8%/-8%/-8%。

光伏度电成本：度电成本可分为度电折旧和其他成本，其中度电折旧占绝大部分，折旧为固定成本，因此利用小时速越高、发电量越高则度电折旧越低。由于公司未单独披露光伏折旧摊销，参照行业龙头公司三峡能源的度电折旧，并结合公司发电量与总折旧摊销，我们估算 2021-2023 年公司的光伏度电成本为 0.230/0.204/0.200/千瓦时，下降幅度达 13%。近年来光伏单位建造成本由于光伏组件价格下降而有所下降，因此单位装机容量的折旧有所减少，同时随着光伏发电技术进步以及公司新增光伏项目主要位于太阳能资源禀赋优越的三北地区，公司光伏利用小时数也有所提升，共同导致了光伏度电成本的下降。基于我们对建造成本和利用小时数的预测，我们预测 2024-2026 年公司的光伏度电成本为 0.157/0.145/0.141 元。

图表58：基于对建造成本和其他成本的假设预测光伏度电成本

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
光伏成本	百万元			246	579	3,411	4,563
毛利率	%			49.95	43.88	34.63	32.95
单位建造成本	元/KW		3,750	3,450	3,174	2,920	2,686
折旧摊销	百万元	185	200	208	498	3,004	4,032
度电折旧	元/KWh	0.191	0.173	0.169	0.135	0.128	0.124
单位装机折旧	元/KW	268	251	236	212	202	195
其他成本	百万元	37	36	38	81	407	531
度电其他成本	元/KWh	0.038	0.031	0.031	0.022	0.017	0.016
度电成本	元/KWh	0.230	0.204	0.200	0.157	0.145	0.141

资料来源：公司公告、华泰研究预测

费用预测：财务与管理费用率有望保持稳定

财务费用：主营业务转变后，财务费用占公司期间费用比例超过 50%。2023 年开始公司维持较高资本开支，资产负债率明显上升，但受利率下行周期和公司财务费用资本化影响，2022-2023 年公司财务费用率为 18.96%/12.76%，稳中有降，是公司健康财务状况的体现。为了保证未来电源装机的高速发展，公司未来仍有较高的融资需求，预计财务费用也会持续增长，但结合我们对公司营业收入的预期，我们预测公司的财务费用率会保持稳定，2024-2026 年分别为 12.13%/10.88%/11.64%。

管理费用：管理费用在公司期间费用中占比仅次于财务费用，其中职工薪酬在管理费用中占比超过 50%，2022-2023 年公司管理费用率在 8%左右，稳中有降。作为发展多年的央企，公司的管理机制和薪酬机制较为成熟，我们保守预测 2024-2026 年公司的管理费用率将保持稳定，分别为 7.5%/7.5%/7.5%。

图表59：期间费用率预测

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
财务费用	百万元	1,026	650	471	482	922	1,353
财务费用率	%	6.32	18.96	12.76	12.13	10.88	11.64
管理费用	百万元	535	352	293	298	636	872
管理费用率	%	3.30	10.27	7.95	7.50	7.50	7.50
销售费用	百万元	604	0	0	0	0	0
销售费用率	%	3.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
研发费用	百万元	0	9	3	4	7	10
研发费用率	%	0.00	0.25	0.09	0.09	0.09	0.09

资料来源：公司公告、华泰研究预测

利润预测：2025-2026 年公司归母净利润有望同比快速增长

综合我们对收入和成本的预测，我们预测 2024-2026 年公司的毛利率为 52.3%/41.7%/39.6%，主要是因为进入平价时代后上网电价的下行与新疆光伏电站占比增加的影响。分业务来看，2024-2026 年风电毛利率为 54.8%/52.5%/48.5%，光伏毛利率为 43.9%/34.6%/32.9%。

图表60：分业务毛利率预测

	单位	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
毛利	百万元	1,783.68	1,832.05	1,975.94	2,078.86	3,533.74	4,597.39
毛利率	%	53.26	53.42	53.54	52.34	41.68	39.56
风电毛利	百万元			1,792.20	1,574.51	1,674.82	2,303.42
毛利率	%			57.76	54.82	52.50	48.51
光伏毛利	百万元			245.95	452.64	1,807.21	2,242.26
毛利率	%			49.95	43.88	34.63	32.95

资料来源：公司公告、华泰研究预测

综合我们对公司主营业务收入、成本以及期间费用的分析和预测，我们预测公司 2024-2026 年归母净利润为 10.07 亿/13.71 亿/16.48 亿元，CAGR 为 21%，对应 EPS 为 0.49/0.66/0.80 元、BPS 为 9.50/9.98/10.54 元，2025 年公司业绩有望兑现。

图表61：归母净利润预测

	单位	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
EBITDA	百万元	2,793	3,029	3,363	6,061	8,464
EBITDA 利润率	%	81.42	82.07	84.65	71.49	72.82
EBIT	百万元	1,467	1,637	1,855	2,790	3,598
EBIT 利润率	%	42.76	44.37	46.71	32.92	30.96
净利润	百万元	730	1,019	1,199	1,632	1,962
少数股东损益	百万元	97	99	192	261	314
少数股东损益占比	%	13.28	9.73	16.00	16.00	16.00
归母净利润	百万元	633	920	1,007	1,371	1,648
净利率	%	18.45	24.92	25.36	16.17	14.18
yoy	%		45.34	9.55	36.08	20.22
EPS	元	0.31	0.44	0.49	0.66	0.80
BPS	元	7.94	8.30	9.50	9.98	10.54

资料来源：公司公告、华泰研究预测

首次覆盖予以“买入”评级

公司是绿电运营的后起之秀，我们选取电力行业细分板块龙头作为可比公司，包括绿电的三峡能源、龙源电力，水电的长江电力、华能水电，核电的中国核电，火电的华能国际；从可比公司的估值来看，绿电和核电估值相近、介于水电和火电之间。公司当前股价对应 24-26 年 PE 为 16.9/12.4/10.3x，PB 为 0.87/0.83/0.78x。Wind 一致预期下可比公司 25 年 PB 均值 1.88x，公司 24-26 年归母净利润 CAGR（21%）高于行业均值（10%）、但 25 年 ROE（6.8%）低于行业均值（11%），给予公司 25 年 1.16xPB、相当于 17xPE，目标价 11.58 元。首次覆盖给予“买入”评级。

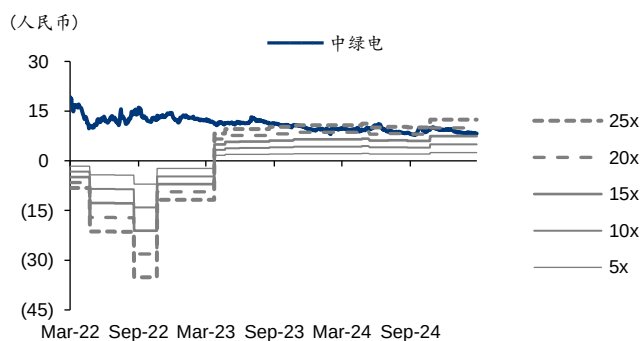
图表62：可比公司估值表

股票代码	股票简称	收盘价 市值(百万)		PE(倍)			PB(倍)			ROE(%)			EPS
		(当地币种)	(当地币种)	2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E	23-26E
600905 CH	三峡能源	4.19	119912.1	18.6	15.1	13.0	1.55	1.44	1.33	8.6	9.7	10.4	13.44
001289 CH	龙源电力	16.12	134760.2	23.2	21.8	18.9	2.04	1.91	1.78	9.0	9.0	9.7	9.23
600900 CH	长江电力	27.15	664312.1	20.0	19.3	19.0	3.15	2.99	2.85	16.3	15.9	15.4	9.42
601985 CH	中国核电	9.54	196218.7	17.7	16.8	15.6	1.99	1.84	1.71	11.1	10.7	10.4	5.54
600011 CH	华能国际	6.72	105491.2	10.7	8.8	8.6	0.82	0.77	0.73	7.7	8.8	8.5	16.13
600025 CH	华能水电	8.51	153180.0	22.1	20.3	18.3	2.49	2.34	2.19	11.7	11.9	12.3	8.80
平均		12.04	228979.1	18.7	17.0	15.6	2.01	1.88	1.77	10.7	11.0	11.1	10.43

注：可比公司盈利取自Wind一致预期；数据截至2025.03.04。

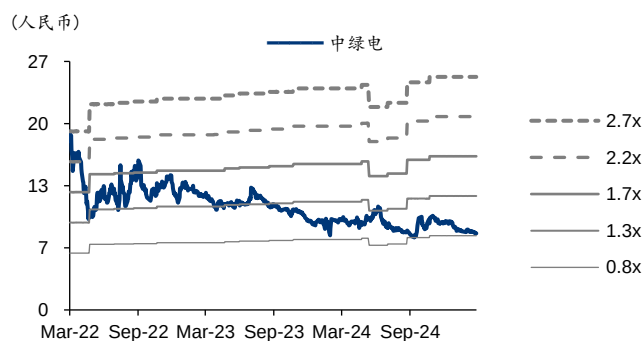
资料来源：Wind、Bloomberg、公司公告、华泰研究预测

图表63：中绿电 PE-Bands



资料来源：Wind、华泰研究

图表64：中绿电 PB-Bands



资料来源：Wind、华泰研究

风险提示

绿电行业竞争加剧。风电与光伏发电行业近年来发展迅速，新进入者持续增加，在抢夺优质风力地区、取得地方政府支持、获得信贷融资等方面的市场竞争日趋激烈。除国家“五大六小”发电集团、中国绿发集团等央企外，地方国企和民企也继续扩大新能源发电业务。作为清洁能源，虽然随着风机/光伏组件转换效率的提升，近年来风电与光伏发电成本在逐年下降，但风电与光伏发电行业还面临着水电、核电等其他清洁能源的竞争。

弃风限电风险。已并网绿电项目需服从电网统一调度，并按调度指令调整发电量。当电网用电需求小于发电供应时，发电企业需要服从调度要求，使发电量低于发电设备的额定发电量，即所谓“限电”。由于风能或太阳能资源难以跨期储存、周转，限电使得绿电企业无法充分利用项目所在地的风能或太阳能资源，即所谓“弃风”/“弃光”。未来如果出现消纳需求降低、电网整体负荷变化等情况而导致相关电站弃风/弃光限电，则会对公司发电业务收入产生不利影响。

补贴拖欠恶化。目前公司应收账款主要由拖欠的绿电补贴构成。如果政策发生变化或地方政府财政恶化，回收周期将进一步延长，对公司资产结构和现金流产生不利影响。

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。
- 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），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