



龙源电力 (00916.HK)

买入 (首次评级)

港股公司深度研究

证券研究报告

以资产质量为帆，乘入市之风起航

投资逻辑：

公司是全球最大风电运营商，技改+自建+集团注入多元驱动装机增长。公司背靠国能集团，是以新能源业务为主的大型综合性发电集团。集团面临清洁化转型压力，公司承担约 30GW 新能源装机增量指标。21~24 年已累计新增新能源装机约 17GW，25 年力争投产 5GW。背靠身为头部发电央企的集团，在融资成本、资金规模等方面具有优势；并且拥有多能互补的装机结构，在煤炭、化工、运输等板块布局，业务协同效果好、项目资源获取能力强。公司 24 年取得开发指标 14.7GW，待开发项目资源充足。6M23 能源局发布文件鼓励并网运行超过 15 年或单机容量小于 1.5MW 的风电场开展改造升级。早期风电场资源优渥，但受限于设备未能充分利用。公司是中国最早开发风电的专业化公司，符合技改要求的存量项目储备充足；过去 3 年资产减值已为“以大代小”腾出 168 万千瓦空间，25 年计划投产技改项目约 37 万千瓦。

新能源进入全面市场化新阶段，风电资产脱颖而出。“136 号文”标志着新能源进入全面入市的新阶段，风电出力的非同时性特征使其现货市场交易电价、利用率情况好于光伏。在市场化交易电价折价 20% 的假设下，测算弃电率从 0% 提升至 20%、机制电量占比由 100% 下降至 0%（相当于平均电价下降 20%），将导致典型风电项目 IRR 下降 6.15pcts。

公司风电资产质量具备优势，有望在全面市场化竞争中崭露头角。公司 24 年多数省区风电平均利用小时数高于当地平均水平，主因①早期风电场资源优渥；②公司带补贴风电项目占比较高。电价方面，1H24 公司风电市场化交易电量占发电量比重的约 50.0%，其中中长协占比约 85%。过去 2 年，公司风电平均上网电价在市场化交易电量占比稳步提升的过程中保持相对稳定，说明公司已具备市场化交易的决策能力。参考“136 号文”对存量新能源项目机制电量及机制电价的规定，假设公司存量项目平均上网电价保持稳定、增量项目平均上网电价较上一年下降约 20%，预计公司 25~27 年风电平均上网电价同比变化幅度分别为-1.3%/-1.2%/-1.7%。

盈利预测、估值和评级

预计公司 25~27 年 EPS 分别为 0.83/0.90/0.98 元人民币，当前股价对应 PE 分别为 7/7/6 倍。给予公司 25 年 8 倍 PE，对应目标价 7.18 港元，给予“买入”评级。

风险提示

风/光资源、补贴发放、新增装机、利用率、上网电价不及预期，减值计提超预期等风险。

公共事业与环保组

分析师：李蓉（执业 S1130525040001）

lirong@gjzq.com.cn

分析师：张君昊（执业 S1130524070001）

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

分析师：唐执敬（执业 S1130525020002）

tangzhijing@gjzq.com.cn

市价（港币）：6.55 元

目标价（港币）：7.18 元



主要财务指标（人民币）

项目	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万元)	37,638	37,070	34,710	37,134	40,302
营业收入增长率	-5.58%	-2.57%	-6.37%	6.98%	8.53%
归母净利润(百万元)	6,355	6,425	6,935	7,512	8,192
归母净利润增长率	23.84%	0.22%	8.72%	8.27%	8.33%
摊薄每股收益(元)	0.74	0.76	0.83	0.90	0.98
每股经营性现金流净额	1.66	2.04	2.69	3.04	3.18
ROE(归属母公司)(摊薄)	9.00%	8.81%	8.98%	9.10%	9.22%
P/E	7.39	7.80	7.30	6.74	6.18
P/B	0.65	0.68	0.65	0.61	0.57

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、风力发电行业龙头底蕴深厚，背靠国能集团稳健发展	4
二、以大代小+自建+集团注入，多轮并进驱动装机增长	6
三、新能源全面入市新政出台，风电资产盈利性脱颖而出	8
四、盈利预测及估值	12
4.1 核心假设及盈利预测	12
4.2 投资建议及估值	13
五、风险提示	13

图表目录

图表 1：截至 24 年底，国能集团对公司持股比例为 55.05%	4
图表 2：2024 年，公司控股风/光装机分别占比 74%/26%	4
图表 3：2024/1Q25 公司分别实现营业收入 370.7/81.4 亿元，同比分别-2.6%/+0.9%	5
图表 4：2024/1Q25 公司分别实现归母净利润 64.3/19.8 亿元，同比分别+0.2%/-21.8%	5
图表 5：1Q25 公司部分大容量项目所在区域风资源水平同比下降，致使平均利用小时数下降	5
图表 6：1Q25 公司总发电量同比-4.4%，剔除火电影响同比+8.8%	5
图表 7：2024 年公司风电平均上网电价同比提升	5
图表 8：预计到 2030 年，每年有超 1.3 万台容量约 20GW 的风机面临延寿或退役的决策	6
图表 9：公司部分已公开招标的“以大代小”技改项目初始装机规模共计约 120 万千瓦	6
图表 10：2020 年底，国能集团清洁能源装机占比居五大发电集团末位	7
图表 11：2021~2024 年，公司累计新增新能源装机容量约 17GW，25 年力争投产新能源装机容量 5GW	7
图表 12：新能源电价演变第三阶段：全面市场化、配套“新老划断”+“可持续发展价格结算机制”	8
图表 13：酒泉风电基地风场布局及海拔示意	9
图表 14：酒泉风电基地瓜州区域日内出力曲线	9
图表 15：酒泉风电基地昌马区域日内出力曲线	9
图表 16：23/24 年现货市场风/光/现货均价折溢价情况	9
图表 17：三北地区风光利用率同比情况	9
图表 18：测算弃电率提升和上网电价下滑对典型风电项目 IRR 的影响，发现 IRR 对电价下滑更为敏感	10
图表 19：2020~2023 年，中国陆上风电 LCOE 仅在 2022 年同比降幅不足 20%	10
图表 20：暂不考虑弃电率变化，若投资成本下行幅度大于电价下行幅度，风电项目 IRR 仍有望提升	10
图表 21：机制电量“折价补偿”场景下的超额收益	11
图表 22：机制电量“溢价回收”场景下的超额收益	11
图表 23：2024 年，公司在多数省份的风电资产平均利用小时数高于该省区平均水平	11



图表 24: 以 20 年底已投产风电装机容量为依据, 24 年公司带补贴项目占比约 73%.....	12
图表 25: 2023~2027E 公司风电及光伏业务主要经营数据假设.....	12
图表 26: 可比公司估值比较	13

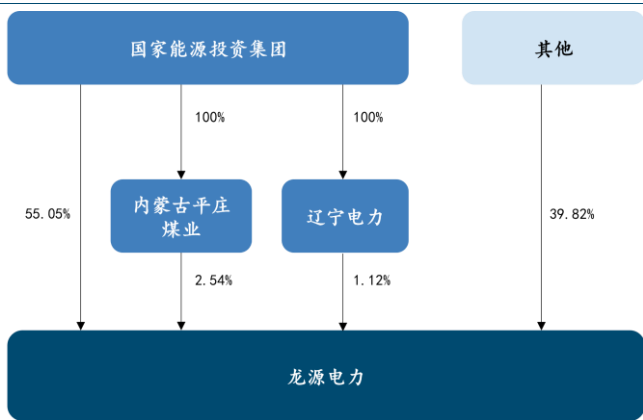


一、风力发电行业龙头底蕴深厚，背靠国能集团稳健发展

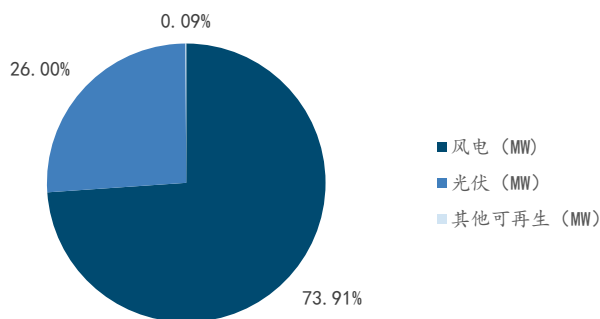
- 公司是中国最早开发风电的专业化公司，深耕行业二十余载。公司前身是1993年设立的龙源电力技术开发公司，最初隶属国家能源部；1999年与中能电力科技开发公司、中国福霖风能开发公司合并重组，重组后的龙源电力集团公司主营业务转向为风力发电；2009年于香港主板上市；2022年登陆深交所主板实现“A+H”两地上市。在历经电力部、国家电力公司、中国国电集团公司后，于2017年重组为隶属于国家能源集团。
- 全球最大风电运营商，以新能源业务为主的大型综合性发电集团。公司作为风电开发和运营行业的先行者，不断引领行业发展和技术进步，在我国海上、低风速、高海拔等领域的风电建设运营和海外市场拓展方面起到行业引领作用，自2015年起保持全球最大风电运营商地位。截至24年底，公司控股总装机容量41.1GW，其中风电装机容量30.4GW、占比约73.9%。此外，公司还拥有光伏、生物质、潮汐和地热等可再生能源项目，业务广泛分布在全国32个省区及加拿大、南非、乌克兰等国家。

图表1：截至24年底，国能集团对公司持股比例为55.05%

图表2：2024年，公司控股风/光装机分别占比74%/26%



来源：iFind、国金证券研究所

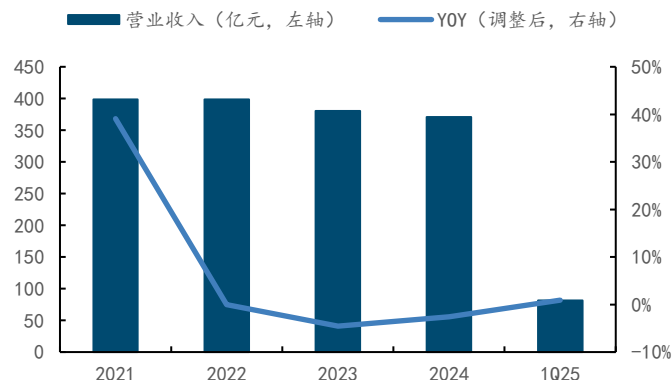


来源：公司A股2024年年报、国金证券研究所

- 2024年火电资产全部出表，公司绿电属性更强。2024年6月，公司公告以公开挂牌方式出售江阴苏龙热电公司27%股权，该子公司9月起不再纳入合并报表范围；10月，子公司南通天生港发电公司解除一致行动协议，不再纳入合并报表范围。2024年初至处置日期间，公司火电分部实现经营活动业绩约2.5亿元，出售非持续经营的业务产生净收益约4.3亿元。至此，公司合并报表范围内不再有火电业务和煤炭销售业务，进一步聚焦新能源主业。
- 2024、1Q25公司分别实现营业收入370.7、81.4亿元，同比分别-2.6%、+0.9%。其中，2024年实现持续经营业务营业收入313.7亿元，较上年同期同比+5.9%。分电源来看，风电分部2024、1Q25分别实现销售收入286.7、73.7亿元，同比分别+3.4%、-1.9%。其中，2024年营业收入增长主要由装机规模增加及平均上网电价提升驱动，而1Q25在发电量增长的情况下，营业收入同比减少主因平均上网电价同比下降。光伏分部2024、1Q25分别实现销售收入24.4、7.2亿元，同比分别增长51.7%、43.1%，主因装机规模扩大带动发电量增长。
- 2024、1Q25公司分别实现归母净利润64.3、19.8亿元，同比分别+0.2%、-21.8%。其中，24年归母净利润同比小幅增长主因：1) 风电售电量增加+平均上网电价提升，2) 光伏分部受资产减值影响，净经营利润下降，3) 处置火电分部获得收益。1Q25经营开支增速高于收入增速导致归母净利润同比下降，或因公司装机规模增长带来折旧、运维和管理等费用增加；而1Q25公司部分大容量项目所在区域风资源水平同比下降，致使平均利用小时数下降，且平均上网电价同比下降，导致增收不利。

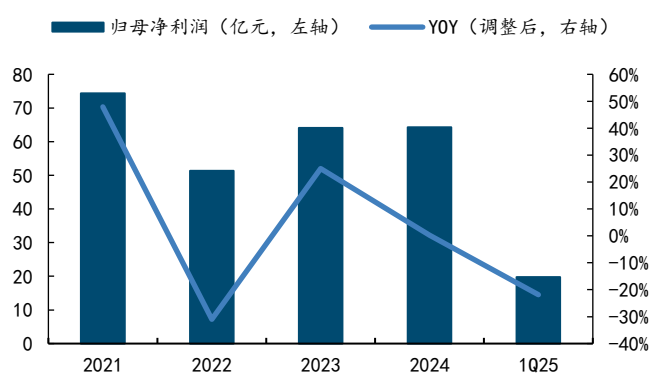


图表3: 2024/1Q25 公司分别实现营业收入 370.7/81.4 亿元, 同比分别-2.6%/+0.9%



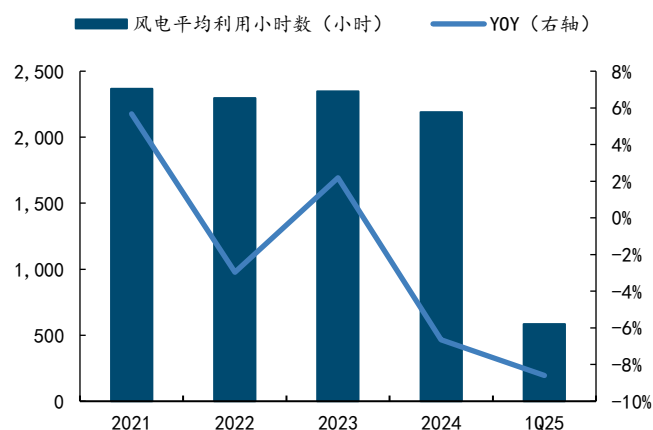
来源: 公司历年财报、国金证券研究所

图表4: 2024/1Q25 公司分别实现归母净利润 64.3/19.8 亿元, 同比分别+0.2%/-21.8%



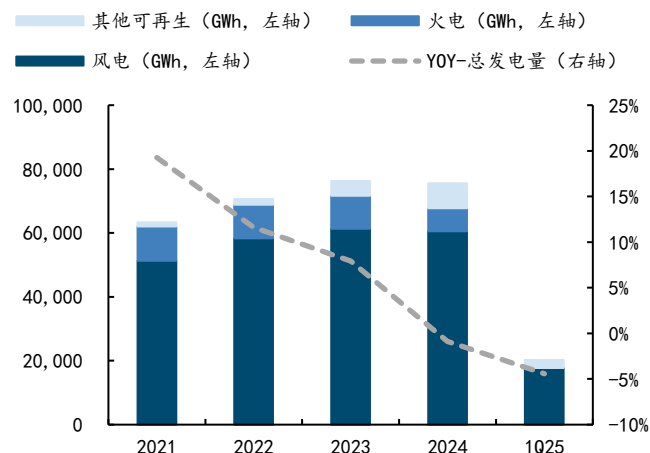
来源: 公司历年财报、国金证券研究所

图表5: 1Q25 公司部分大容量项目所在区域风资源水平同比下降, 致使平均利用小时数下降



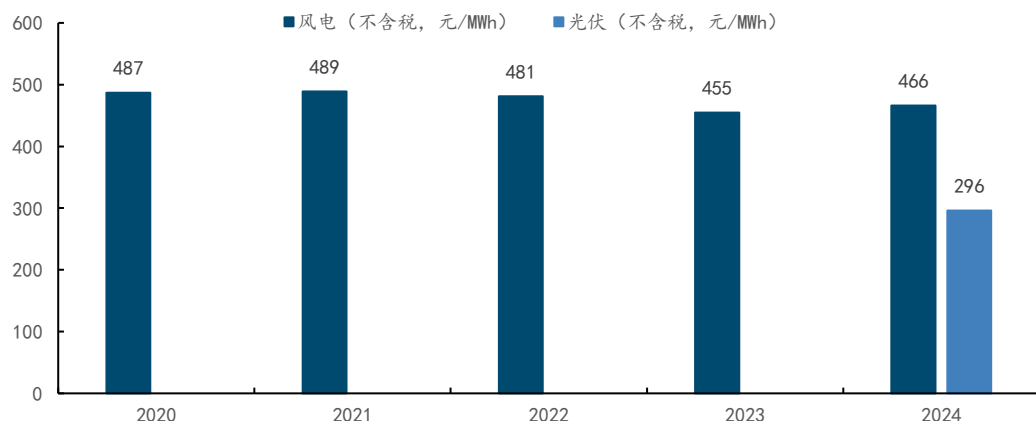
来源: 公司历年财报、国金证券研究所

图表6: 1Q25 公司总发电量同比-4.4%, 剔除火电影响同比+8.8%



来源: 公司历年财报、国金证券研究所

图表7: 2024 年公司风电平均上网电价同比提升



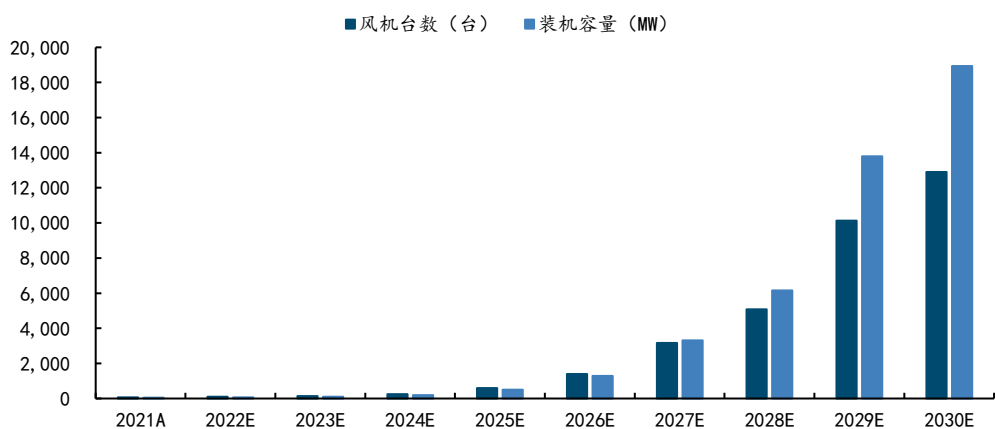
来源: 公司 2024 年报、国金证券研究所



二、以大代小+自建+集团注入，多轮并进驱动装机增长

- 我国老旧风电场服役寿命到期的容量即将迎来爆发式增长，“以大代小”是当前主要的改造升级途径。
- ✓ 据北极星数据，截至 2022 年，运行 10 年以上的风电场装机规模约 6397.5 万千瓦，风机数量共计约 4.9 万台。约 70% 风电机组额定功率为 1.5MW，其中 2008 年以前投产的机组额定功率主要在 MW 级及以下，08 年以后以 1.5MW 机组为主力机型。预计到 2030 年前后每年将有超过 13000 台容量约 2000 万千瓦风电场面临机组延寿或退役的决策。
- ✓ 早期风电场通常建设在风资源优渥区域，但是受限于设备老旧小未能将自然资源充分利用。存量老旧风电场面临单机容量较小、额定风速高、发电能力差、故障率高、安全隐患多、运维成本较高等问题，进入平价上网时代后运营压力凸显。6M23，国家能源局印发《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超过 15 年或单机机组容量小于 1.5MW 的风电场开展改造升级，拉开存量老旧风电场资产提质增效升级序幕。

图表8：预计到 2030 年，每年有超 1.3 万台容量约 20GW 的风机面临延寿或退役的决策



来源：北极星、国金证券研究所。注：引用该数据的新闻发布于 2022 年。

- 公司布局风电行业较早，待改造项目数量多且集中于优质资源区或负荷中心，符合大型化技改的存量项目储备充足、技改后增效空间可观，且消纳保障方面具有一定优势。根据公司业绩说明会答投资者问，公司过去 3 年在减值方面已为“以大代小”项目腾出 168 万千瓦空间，其中 2023、2024 年分别已完成 30 和 25 万千瓦，2025 年计划开工“以大代小”项目 13 个、共计装机容量约 91 万千瓦，计划年内投产“以大代小”项目 8 个、共计装机容量约 37 万千瓦。

图表9：公司部分已公开招标的“以大代小”技改项目初始装机规模共计约 120 万千瓦

厂址/项目名称	初始规模 (MW)	技改方案	技改规模 (MW)
宁夏公司贺兰山风电场	79.5	拆除 80 台共计 79.5MW 的老旧机组，等容技改部分新建 16 台单机容量为 5MW 的风机，增容技改部分新建 32 台单机容量为 6.25MW 的风机	280.0
阳江海陵岛公司鹤岭风电场	25.7	拆 16 台、停 12 台、新建 6 台	22.0
新疆公司达坂城风电二场	90.3	拆除 155 台共计 90.3MW 的老旧风电机组，等容技改部分新建 11 台单机容量 6.7MW 及 2 台单机容量 6.25MW 的风机，增容技改部分新建 20 台单机容量 6.7MW 的风机	220.2
新疆公司达坂城三场一期和二期	60.0	拆除 75 台共计 60MW 的老旧机组，等容技改部分新建 9 台单机容量 7.15MW 的风机，增容技改部分新建 22 台单机容量为 7.15MW 的风机	221.7
新疆公司达坂城三场三期	49.5	拆除 33 台单机容量为 1.5MW 的老旧机组，等容技改部分新建 5 台单机容量为 10MW 的风机，增容技改部分新建 5 台单机容量为 10MW 的风机	100.0
新疆公司达坂城三场四期	49.5	拆除 33 台单机容量为 1.5MW 的老旧机组，等容技改部分新建 5 台单机容量为 10MW 的风机，增容技改部分新建 5 台单机容量为 10MW 的风机	100.0
甘肃公司玉门风电场	110.0	安装 18 台单机容量 6.25MW 的风机	112.5
甘肃公司三十里井子风电场	98.8	一、二期各安装 8 台单机容量 6.25MW 的风机	100.0

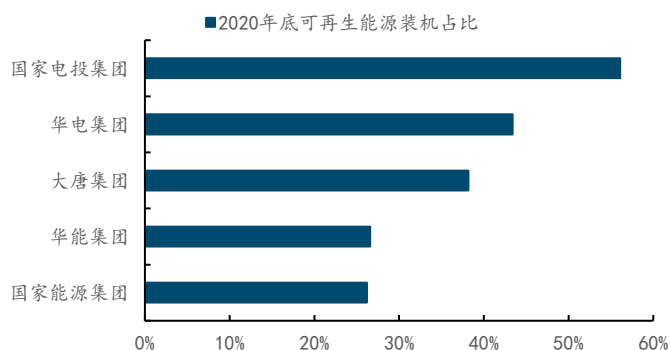


厂址/项目名称	初始规模 (MW)	技改方案	技改规模 (MW)
一、二期			
甘肃公司向阳风电场一期	49.5	安装 8 台单机容量 6.25MW 的风机	50.0
黑龙江公司 3 座风电场	178.5	依兰马鞍山拟建 16 台单机容量为 6.25MW 的风机, 伊春石帽顶子拟建 5 台单机容量为 6.25MW 的风机, 伊春小城山拟建 8 台单机容量为 6.25MW 的风机。	181.3
浙江东海塘风电场	12.0	拆除 6 台单机容量 2MW 的老旧机组, 新建 2 台单机容量 6MW 的风机	12.0
江苏公司如东风电特许权二期项目	100.5	拟在保留的 42 个风机点位, 新建单机容量 8.35MW (如东县 39 台) /10MW (通州湾 3 台) 风机	355.7
江苏公司如东二期风电特许权项目扩建项目	100.5	拟在保留的 40 台风机点位, 新建 8.35MW (如东县 31 台) 及 10MW (通州湾 9 台) 风机	348.9
江苏公司如东风电项目三期	150.0	拟在保留的 31 台风机点位, 新建 8.35MW (如东县 23 台) 及 10MW (通州湾 8 台) 风机	272.1
福建公司莆田南日岛三期	48.5	拆除 57 台单机容量为 0.85MW 的老旧机组, 新建 16 台单机容量 7.5MW 的风机	120.0

来源: 北极星、龙船风电网、东方风力发电网、台州市生态环境局、国能 e 招、国金证券研究所

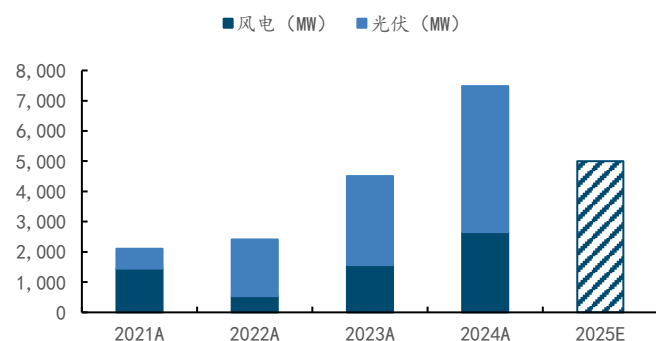
- 背靠“五大”电力央企之一的国能集团, 优质绿电项目资源获取能力强。主因: 1) 公司所属的国家能源集团身为头部发电央企, 在融资成本、资金规模等方面具有优势。此外, 集团除发电业务外还在煤炭、化工、运输三大业务板块有全产业链布局, 为公司电力业务的拓展起到支撑和协同作用。2) 母公司多能互补的装机结构和规模优势保障了其在优质绿电资源获取方面具有强劲实力。背靠集团, 公司 2024 年取得开发指标 14.7GW, 其中风电 6.4GW、光伏 8.4GW。
- 国能集团清洁化转型压力大, 公司作为新能源旗舰平台承担近 4 成新能源装机增量。在“双碳”政策的指引下, 电源结构清洁化转型成为五大电力央企“十四五”发展规划的主旋律。截至 2020 年底, 国家能源集团的清洁能源装机占比居于五大发电集团末位, 转型任务最为艰巨。集团计划于“十四五”期间新增可再生能源装机 70~80GW, 公司作为国能集团下属风电业务整合平台, 规划新增新能源装机容量约 30GW。2021~2024 年, 公司累计新增新能源装机容量约 17GW, 根据公司公开答投资者问, 公司 2025 年力争投产新能源装机容量 5GW。近两年装机增速放缓或因对项目收益率考核要求较高, 新能源发展从扩大规模到提高质量。
- 集团重组整合向纵深推进, 优质新能源资产有望逐步注入。近年来, 国能集团持续深化改革, 按照“一企一业、一业一企”原则对旗下公司进行业务重组整合, 以实现协同效应和资源优化配置、达成“做大做强专业化”的目标。根据双方签订的《避免同业竞争协议》, 集团承诺在公司回 A 上市三年内, 通过资产注入、组建合资公司、资产置换等方式, 将下属其他风电资产合计 2140.7 万千瓦注入公司。7M24, 公司公告集团拟启动向公司注入 400 万千瓦规模的新能源资产; 10M24, 公司公告收购集团控股的 8 家新能源公司股权, 合计在运和在在建装机容量 203.3 万千瓦, 资产注入加速推进。

图表10: 2020 年底, 国能集团清洁能源装机占比居五大发电集团末位



来源: 界面新闻、国金证券研究所

图表11: 2021~2024 年, 公司累计新增新能源装机容量约 17GW, 25 年力争投产新能源装机容量 5GW



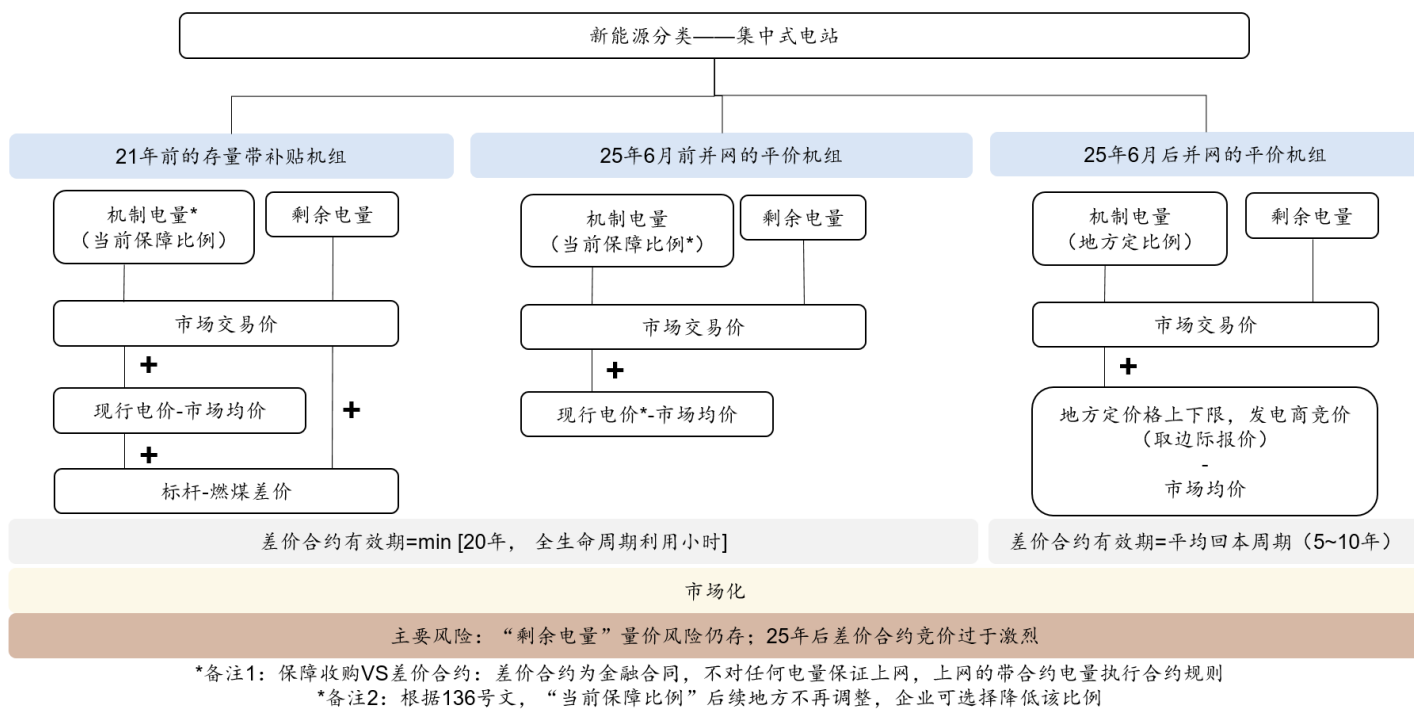
来源: 公司历年年报、公司公开答投资者问、国金证券研究所



三、新能源全面入市新政出台，风电资产盈利性脱颖而出

- 2M25 发改委、能源局发布《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)，新能源进入全面入市新阶段。136 号文提出“新老划断”+“可持续发展价格结算机制”，体现政府信用、对存量项目兜底情况好于预期；以市场竞价指引未来投资，增量项目投资趋于理性。总体而言，对新老项目未来收益的可预期性相比当前均有提升。
- 1) 对存量新能源的影响：25 年 6 月以前并网的老项目，机制电价维持现行电价机制；机制电量比例由地方确定，参考当前保障比例；执行期限同现行保障机制。
- 2) 对增量新能源的影响：25 年 6 月以后并网的新项目，机制电价由发电企业竞争确定，参考装机成本；机制电量比例由地方确定，参考可再生能源消纳责任权重完成情况、用户电价承受能力等多方因素，执行期限为项目平均回本周期。

图表12：新能源电价演变第三阶段：全面市场化、配套“新老划断”+“可持续发展价格结算机制”

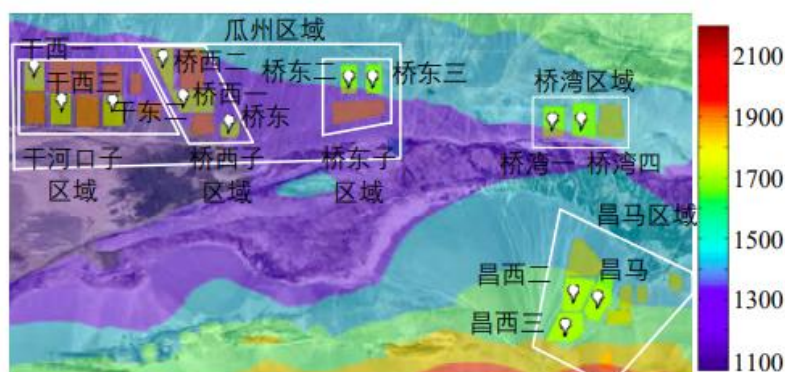


来源：国金证券研究所绘制

- 风电出力时间较光伏更加分散的特性对电力系统更加友好，因此现货市场表现、利用率情况好于光伏。
- ✓ 风电出力时间具备非同时性，出力高峰与光伏错位竞争。风电出力受自然资源影响较大，以酒泉风电基地为例，同一基地内的不同风场出力曲线都有差异：瓜州区域内平均出力高峰在晚 21 点~上午 9 点，昌马区域在中午 12 点~晚 21 点，风场间形成了出力错位关系，晚间出力也可弥补光伏可用功率不足的弱势。

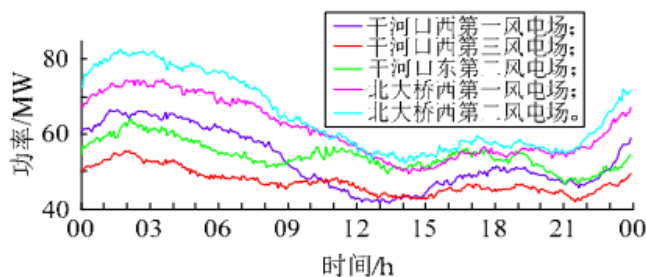


图表13: 酒泉风电基地风场布局及海拔示意



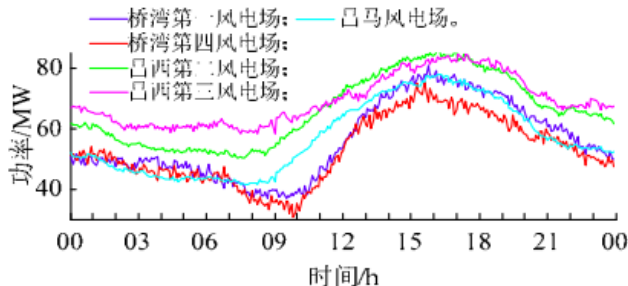
来源:《多时空尺度下大型风电基地出力特性研究》、国金证券研究所

图表14: 酒泉风电基地瓜州区域日内出力曲线



来源:《多时空尺度下大型风电基地出力特性研究》、国金证券研究所

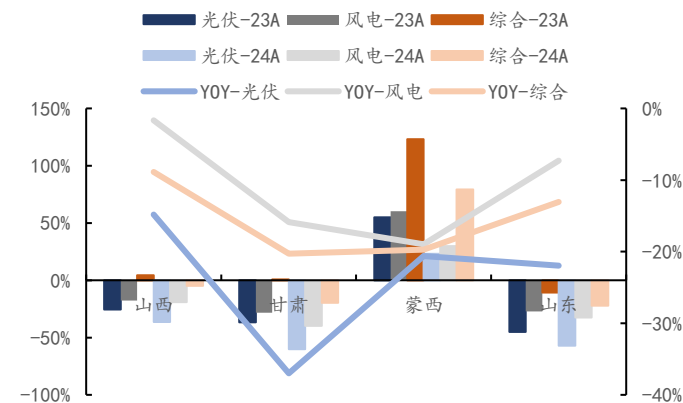
图表15: 酒泉风电基地昌马区域日内出力曲线



来源:《多时空尺度下大型风电基地出力特性研究》、国金证券研究所

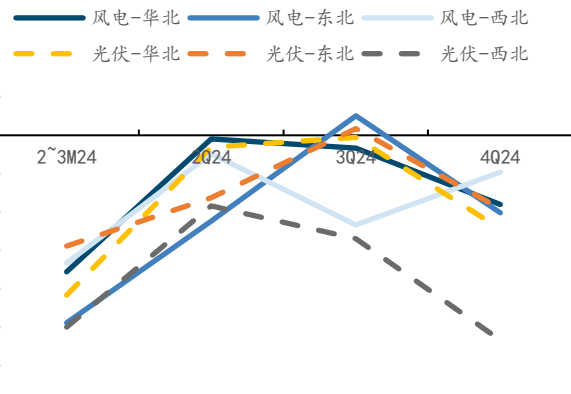
- ✓ 风电出力时间段分散的特性使其在利用率、市场化电价方面的表现优于光伏。由于风电出力时间段较光伏远为分散、均衡，尤其在夜间也能够发电，使其在 1) 电价端：24 年现货市场均价受新能源电量增多/供需趋于宽松的影响，整体下行，其中风电交易均价下滑幅度低于光伏和市场各类电源综合水平（含火电）；2) 电量端：增量装机持续冲击新能源利用率，三北地区中的西北、华北地区风电利用率下滑幅度小于光伏，东北地区由于风资源尤为突出、风电装机较多，利用率略低于光伏。

图表16: 23/24 年现货市场风/光/现货均价折溢价情况



来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所

图表17: 三北地区风光利用率同比情况



来源: 全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

- 随着新能源在发电侧的渗透率持续提升，以及全面市场化政策的逐步落地，风电项目未来收益率将面临弃电率提升和平均上网电价下滑的两大挑战。参考全国平均燃煤基准价 0.38 元/kWh，并假设其为平价上网新能源项目的机制电价；参考 2021 年以来全



国风电利用小时数，假设典型风电项目常年平均利用小时数为 2200 小时，在市场化交易电价折价 20%的情况下，限电率从 0%提升至 20%叠加机制电量占比由 100%下降至 0%（相当于综合平均电价下降 20%），将导致典型风电项目 IRR 下降 6.15pcts。

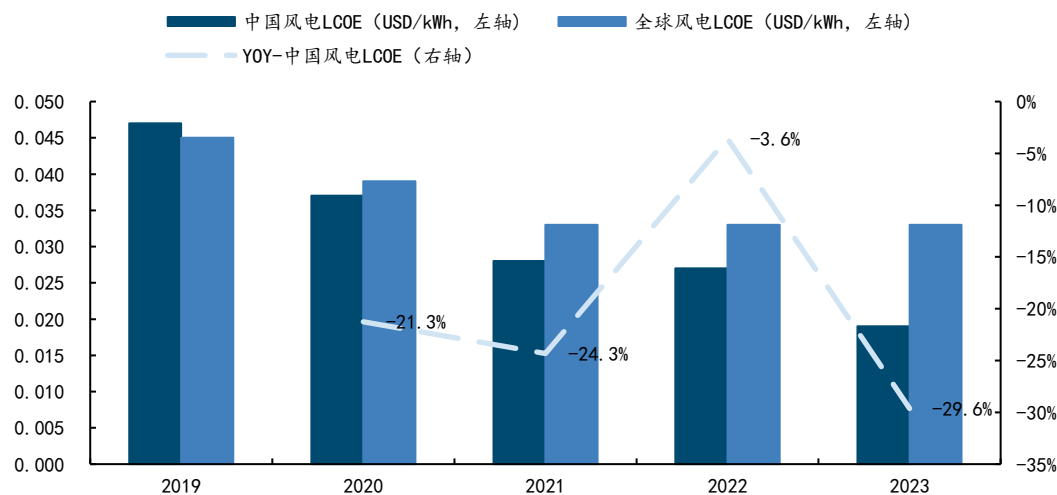
图表18：测算弃电率提升和上网电价下滑对典型风电项目 IRR 的影响，发现 IRR 对电价下滑更为敏感

机制电量占比		100%	80%	60%	40%	20%	0%
弃电率	行：综合平均电价(含税, 元/kWh)	0.380	0.365	0.350	0.334	0.319	0.304
	列：上网电量(千瓦时)						
0%	2200	11.62%	10.97%	10.31%	9.65%	8.98%	8.30%
5%	2090	10.81%	10.18%	9.55%	8.91%	8.26%	7.61%
10%	1980	9.98%	9.38%	8.77%	8.16%	7.54%	6.90%
15%	1870	9.15%	8.57%	7.99%	7.40%	6.80%	6.19%
20%	1760	8.30%	7.74%	7.19%	6.62%	6.05%	5.47%

来源：iFind、广投集团电子招标平台、国家电投官网、国金证券研究所等

- 尽管面临平均上网电价下行和限电率上行的行业趋势，风电项目的盈利前景也并不全然悲观。根据图表 20 的测算结果，在不考虑限电率变化的情况下，当风电单位装机建造成本和平均上网电价较基准假设值等幅下降时，IRR 有望保持相对平稳，即当单位装机建造成本和平均上网电价均较基准假设值下降 16%时，IRR 较基准情况小幅下降 0.43pct。从 2020~2023 年历史数据来看，中国陆上风电 LCOE 年均复合降幅约 20.3%，未来投资成本仍有下降空间。另外，考虑到“3060 双碳”目标，预计“十五五”期间新能源装机成长空间仍然广阔，公司有望通过以量补价维系业绩增长。

图表19：2020~2023 年，中国陆上风电 LCOE 仅在 2022 年同比降幅不足 20%



来源：金风科技业绩演示材料、国金证券研究所

图表20：暂不考虑弃电率变化，若投资成本下行幅度大于电价下行幅度，风电项目 IRR 仍有望提升

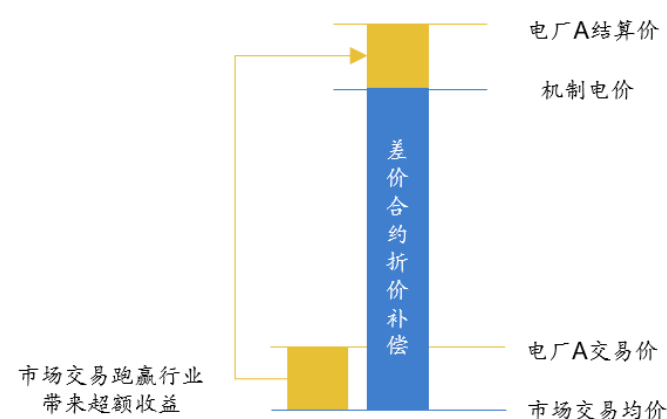
市场化电价较燃煤基准价		0%	-4%	-8%	-12%	-16%
平均上网电价(含税, 元/kWh)		0.380	0.365	0.350	0.334	0.319
单位装机建造成本	较基准建造成本降幅	风电项目 IRR				
5000	0%	11.62%	10.97%	10.31%	9.65%	8.98%
4800	-4%	12.20%	11.53%	10.85%	10.16%	9.47%
4600	-8%	12.82%	12.13%	11.43%	10.71%	10.00%
4400	-12%	13.50%	12.78%	12.05%	11.31%	10.57%
4200	-16%	14.24%	13.49%	12.73%	11.96%	11.19%

来源：iFind、金风科技业绩演示材料、国金证券研究所



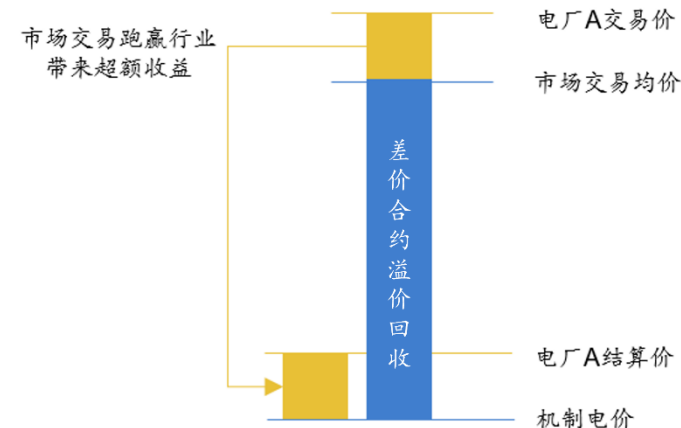
- 全面入市后将加大新能源公司收益分化，省内α公司脱颖而出。136号文指出：对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业依规开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用；而特定企业在市场化竞争中取得的电价高于省内同电源类型均价的部分，将由企业获得而不会被回收。

图表21：机制电量“折价补偿”场景下的超额收益



来源：国金证券研究所绘制

图表22：机制电量“溢价回收”场景下的超额收益

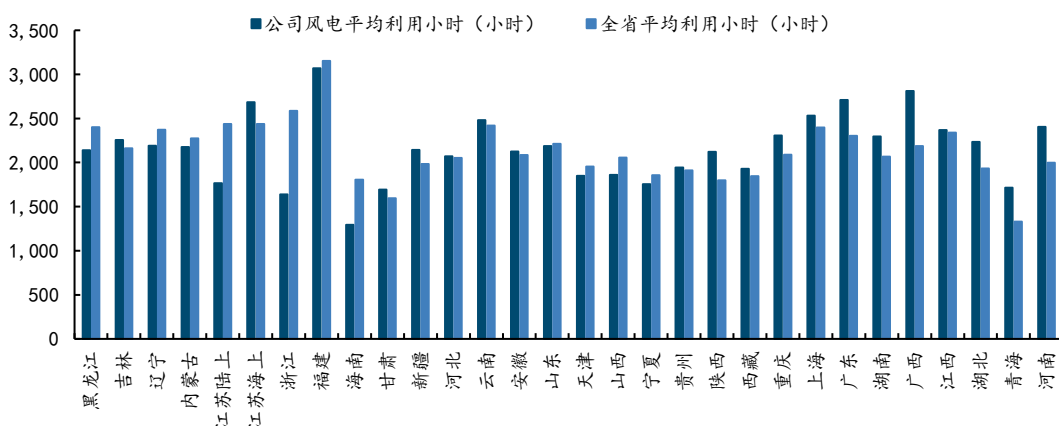


来源：国金证券研究所绘制

- 公司风电资产质量具备优势，有望在市场化竞争中崭露头角。
- ✓ 利用率方面：公司2024年多数省区风电资产平均利用小时数高于当地平均水平，主因：①资源开发通常讲究循序渐进，早期风电场资源优渥且开发难度较低，公司作为行业先行者，存量老旧风电场址丰富，并且未来有望通过“以大代小”技改进一步盘活点位优势；②以2020年底公司已投产风电项目装机容量作为公司带补贴项目装机规模的估算依据，2024年公司带补贴项目占总装机容量的约73%。多数地区带补贴项目电网保障性收购利用小时数高于平价上网项目，也使得公司风电资产在利用率方面具备一定优势。
- ✓ 电价方面：根据公开交流信息，2023、1H24公司风电市场化交易电量占风电发电量的比重分别达约47.5%和50.0%，其中中长协占比保持在约85%。而由图表7可见，公司风电平均上网电价在市场化交易电量占比稳步提升的过程中保持相对稳定，一方面说明公司风电资产的质量优势得以转换为经济效益优势，另外也说明公司已具备市场化交易的决策能力，有望在未来新能源全面入市的竞争中脱颖而出。

参考“136号文”对25年6月以前并网的老项目，机制电价维持现行电价机制；机制电量比例由地方确定，参考当前保障比例的规定，假设公司存量项目平均上网电价保持稳定，增量项目平均上网电价较上一年下降约20%，预计公司25~27年风电平均上网电价同比变化幅度分别为-1.3%/-1.2%/-1.7%。

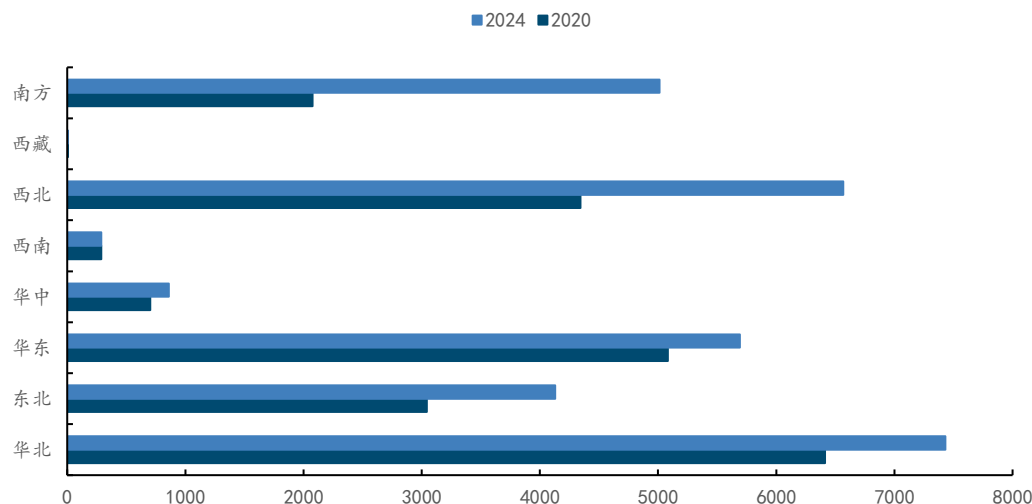
图表23：2024年，公司在多数省份的风电资产平均利用小时数高于该省区平均水平



来源：中电联、公司2024年年报、国金证券研究所



图表24：以20年底已投产风电装机容量为依据，24年公司带补贴项目占比约73%



来源：公司历年年报、国金证券研究所

四、盈利预测及估值

4.1 核心假设及盈利预测

- 装机容量：基于公司2025年新增装机规模指引，综合考虑新能源全面入市对项目收益率的影响以及集团大基地项目开发规划，假设2025~2027年公司风电装机容量分别达约3261/3531/3831万千瓦，光伏装机容量分别达约1570/1970/2370万千瓦。
- 利用小时：2024年公司风电平均利用小时数同比下降156小时，主因集团项目所在区域平均风速同比下降0.2米/秒。虽然1Q25公司部分大容量项目所在区域风资源水平同比下降，致使平均利用小时数同比-55小时，但公司4月风电当月发电量同比+10.5%，帮助公司1~4M25风电发电量累计增速环比上月扩大约1.5pcts至5.8%。基于此，假设2025~2027年风资源逐渐回归常年平均水平，且“以大代小”技改有望改善老旧风电场资源利用效率，预计公司2025~2026年风电平均利用小时数达约2210/2240/2260小时，光伏平均利用小时数则维持1000小时不变。
- 上网电价：新能源全面入市+发电侧渗透率持续提升，预计公司平均上网电价将呈下行趋势。假设公司2025~2027年风电平均上网电价约为0.459/0.452/0.443元/kWh（不含税），光伏平均上网电价约为0.284/0.276/0.270元/kWh（不含税）。
- 营业成本：公司风电业务主要成本为折旧与摊销费用，而折旧和摊销费用主要取决于项目投资成本。假设2025~2027年公司陆上风电平均建设成本分别为4.50/4.28/4.15元/W，海上风电EPC平均价格分别为7.08/6.73/6.53元/W。公司过去光伏业务规模较小，未单独披露成本信息历史数据有限，参考同业可比公司光伏业务经营情况，假设公司2025~2027年光伏业务毛利率分别为38%/34%/30%。

图表25：2023~2027E公司风电及光伏业务主要经营数据假设

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
装机容量（万千瓦）					
风电	2775.4	3040.88	3260.88	3530.88	3830.88
光伏	592.82	1069.83	1569.83	1969.83	2369.83
利用小时数（小时）					
风电	2,346	2,190	2,240	2,260	2,260
光伏			1,000	1,000	1,000
平均上网电价（不含税，元/kWh）					
风电	0.455	0.466	0.459	0.452	0.443
光伏		0.296	0.284	0.276	0.270



	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入（百万元）					
风电	27,496.4	28,666.0	30,938.2	31,895.7	33,705.5
光伏	1,408.0	2,441.0	3,637.9	4,634.4	5,392.3
核心成本项目假设					
陆风建设成本（元/KW）	6.95	5.00	4.50	4.28	4.15
海风 EPC 价格（元/KW）	10.30	7.74	7.01	6.66	6.46
光伏毛利率	46%	31%	38%	34%	30%
营业成本（百万元）					
风电	16,485.82	16,341.69	17,969.73	18,888.48	20,041.97
光伏	1,053.03	1,993.00	2,491.61	3,195.65	3,774.23
合计					
营业总收入（百万元）	37,638.43	37,069.65	34,710.12	37,134.33	40,301.73
营业总成本（百万元）	27,157.15	19,953.83	20,782.77	22,128.45	24,166.57
毛利率	27.85%	46.17%	40.12%	40.41%	40.04%

来源：iFind、北极星、公司历年年报、金风科技业绩演示材料、国金证券研究所。注：2023、2024 年海风 EPC 价格分别参考华能玉环 2 号、中核湛江徐闻东二海上风电项目中标公示，2024 年中国陆风建设成本参考 8M24 广西投资集团八步上程风电场 EPC 项目中标公示。

- 费用率：①管理费用率：预计长期将伴随装机规模扩张而稳步上升。考虑到 2024 年风资源不佳导致公司增收不利，管理费用率较上年同期明显抬升；若风资源有所修复，管理费用率或小幅回调后再延续涨势。②其他费用率：其他费用即公司金融资产减值损失净额与其他经营开支，假设未来几年将保持稳定。

4.2 投资建议及估值

- 预计公司 2025~2027 年分别实现归母净利润 69.4/75.1/81.9 亿元，对应 EPS 分别为 0.83、0.90、0.98 元（人民币），当前股价对应 PE 分别为 7、7、6 倍。采用市盈率法对公司进行估值，选取新天绿色能源、大唐新能源和中广核新能源等港股新能源公司作为可比公司。考虑到公司作为全球风电龙头的行业地位和规模效应，以及作为风电行业先行者积累的优质风电场址资源，过去两年公司估值水平一直高于可比公司均值。另外，公司 A/H 股长期存在溢价一方面受香港市场流动性影响，也因两地市场对应收账款的容忍度存在差异。展望未来新能源补贴核查完成并发放，港股新能源有望迎来重估。基于此，参考可比公司及公司历史估值水平，给予公司 2025 年 8 倍 PE，对应目标价 7.18 港元，给予“买入”评级。

图表26：可比公司估值比较

代码	名称	股价 (港元)	EPS (人民币)					PE				
			2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
0956.HK	新天绿色能源	4.27	0.51	0.40	0.63	0.70	0.75	5	9	6	6	5
1798.HK	大唐新能源	2.20	0.31	0.26	0.37	0.40	0.42	5	7	6	5	5
1811.HK	中广核新能源	2.31	0.44	0.42	0.45	0.48	0.49	4	6	5	5	4
	中位数		0.44	0.40	0.45	0.48	0.49	5	7	5	7	6
	平均值		0.42	0.36	0.49	0.53	0.55	5	7	5	7	5
0916.HK	龙源电力	6.55	0.74	0.76	0.83	0.90	0.98	7	8	7	7	6

来源：iFind、国金证券研究所。注：数据更新至 2025 年 5 月 14 日，除龙源电力以外其他公司盈利预测采用同花顺一致预期。

五、风险提示

- 自然条件不及预期：由于新能源发电量对风力、太阳光等自然资源的敏感性较强，因此若风速或日照时长不及预期，会较大程度影响绿电装机的利用小时数，造成发电量不及预期。
- 补贴发放不及预期：历史上补贴拖欠对公司现金流造成较大负面影响。若国家未来对



于剩余补贴款的发放力度不及预期，致使公司经营性现金流净额低于预期，直接影响后续项目的资金投入，从而增加财务费用并拖累装机扩张速度。

- **特高压建设不及预期：**若电网特高压建设进程低于预期，则会影响大基地等地区的风电项目建设速度和并网量，影响公司新建项目的电力消纳。
- **上网电价不及预期：**新能源全面入市将导致新能源发电量面临的市场化交易量价风险扩大，以及辅助服务费用分摊比例增加等导致新项目成本增加，从而将降低度电盈利能力，使公司业绩低于预期。
- **减值计提超预期：**若公司“以大代小”项目进度加速，或造成资产减值计提额度超预期，从而对当期利润造成冲击。


附录：三张报表预测摘要
损益表(人民币 百万)

	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
主营业务收入	39,862	37,638	37,070	34,710	37,134	40,302
增长率	7.2%	-5.6%	-2.6%	-6.4%	7.0%	8.5%
主营业务成本	29,165	27,157	19,954	20,783	22,128	24,167
%销售收入	73.2%	72.2%	53.8%	59.9%	59.6%	60.0%
毛利	10,697	10,481	11,416	13,927	15,006	16,135
%销售收入	26.8%	27.8%	30.8%	40.1%	40.4%	40.0%
营业税金及附加	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	766	830	810	868	947	1,048
%销售收入	1.9%	2.2%	2.2%	2.5%	2.6%	2.6%
研发费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
息税前利润 (EBIT)	11,004	11,567	12,679	15,296	16,380	17,515
%销售收入	27.6%	30.7%	34.2%	44.1%	44.1%	43.5%
财务费用	3,320	3,169	3,320	3,896	4,036	4,144
%销售收入	8.3%	8.4%	9.0%	11.2%	10.9%	10.3%
投资收益	-419	28	165	200	200	200
%税前利润	-5.5%	0.3%	1.8%	1.8%	1.6%	1.5%
营业利润	10,788	10,683	12,436	13,927	15,006	16,135
营业利润率	27.1%	28.4%	33.5%	40.1%	40.4%	40.0%
营业外收支	7,684	8,398	9,358	11,401	12,344	13,371
利润率	19.3%	22.3%	25.2%	32.8%	33.2%	33.2%
所得税	1,554	1,530	1,673	2,052	2,222	2,407
所得税率	20.2%	18.2%	17.9%	18.0%	18.0%	18.0%
净利润	6,129	6,868	7,686	9,348	10,122	10,965
少数股东损益	997	513	1,943	2,364	2,559	2,773
归属于母公司的净利润	5,132	6,355	6,425	6,985	7,562	8,192
净利率	12.9%	16.9%	17.3%	20.1%	20.4%	20.3%

现金流量表(人民币 百万)

	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
净利润	5,132	6,355	6,425	6,985	7,562	8,192
少数股东损益	997	513	1,943	2,364	2,559	2,773
非现金支出	7,191	5,953	5,130	5,016	5,345	5,669
非经营收益	7,023	-9,207	-5,349	-3,117	-1,889	-2,403
营运资金变动	29,606	13,884	17,062	22,462	25,386	26,622
经营活动现金净流	29,606	13,884	17,062	22,462	25,386	26,622
资本开支	-22,320	-21,112	-29,202	-25,200	-25,033	-27,050
投资	-1,129	-2,385	652	-100	-100	-100
其他	4,440	2,063	-1,665	1,369	1,374	1,380
投资活动现金净流	-19,009	-21,434	-30,216	-23,931	-23,760	-25,771
股权募资	0	-57	0	0	0	0
债权募资	14,263	-1,159	21,150	7,454	5,213	5,225
其他	-10,424	-5,050	-5,289	-6,102	-6,413	-6,719
筹资活动现金净流	3,839	-6,265	15,861	1,352	-1,200	-1,493
现金净流量	14,425	-13,809	2,713	-111	431	-636

资产负债表(人民币 百万)

	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
货币资金	18,338	4,529	3,125	3,013	3,445	2,808
应收款项	31,190	38,946	46,386	51,159	54,732	59,400
存货	750	727	428	445	461	503
其他流动资产	2,586	806	352	366	378	394
流动资产	52,864	45,008	50,290	54,983	59,016	63,106
%总资产	23.7%	19.6%	19.5%	20.1%	20.5%	20.7%
长期投资	3,842	6,016	5,881	5,981	6,081	6,181
固定资产	151,600	162,009	181,223	192,953	203,725	215,712
%总资产	67.9%	70.5%	70.4%	70.5%	70.6%	70.8%
无形资产	10,285	11,091	11,538	11,429	11,324	11,222
非流动资产	170,355	184,907	207,078	218,799	229,565	241,551
%总资产	76.3%	80.4%	80.5%	79.9%	79.5%	79.3%
资产总计	223,219	229,915	257,368	273,782	288,581	304,658
短期借款	53,279	49,499	55,637	55,091	54,303	54,529
应付款项	2,936	7,249	5,997	6,350	6,761	7,384
其他流动负债	17,811	14,507	17,338	18,672	19,974	21,675
流动负债	74,027	71,255	78,972	80,113	81,039	83,588
长期贷款	66,359	72,780	87,791	95,791	101,791	106,791
其他长期负债	3,090	3,854	4,802	4,802	4,802	4,802
负债	143,476	147,889	171,566	180,707	187,633	195,182
普通股股东权益	68,448	70,580	72,901	77,811	83,125	88,879
其中：股本	8,382	8,382	8,360	8,360	8,360	8,360
未分配利润	60,483	62,658	64,893	69,803	75,117	80,872
少数股东权益	11,296	11,446	12,901	15,264	17,824	20,596
负债股东权益合计	223,219	229,915	257,368	273,782	288,581	304,658

比率分析

	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
每股指标						
每股收益	0.59	0.74	0.76	0.83	0.90	0.98
每股净资产	8.17	8.42	8.72	9.31	9.94	10.63
每股经营现金净流	3.53	1.66	2.04	2.69	3.04	3.18
每股股利	0.12	0.22	0.23	0.25	0.27	0.29
回报率						
净资产收益率	7.50%	9.00%	8.81%	8.98%	9.10%	9.22%
总资产收益率	2.30%	2.76%	2.50%	2.55%	2.62%	2.69%
投入资本收益率	4.40%	4.63%	4.54%	5.14%	5.23%	5.30%
增长率						
主营业务收入增长率	7.17%	-5.58%	-2.57%	-6.37%	6.98%	8.53%
EBIT 增长率	-6.58%	5.12%	9.61%	20.64%	7.08%	6.93%
净利润增长率	-19.98%	23.84%	1.09%	8.72%	8.27%	8.33%
总资产增长率	17.57%	3.00%	11.94%	6.38%	5.41%	5.57%
资产管理能力						
应收账款周转天数	247.2	303.1	454.8	475.7	483.7	480.4
存货周转天数	9.3	9.8	10.4	7.6	7.4	7.2
应付账款周转天数	43.3	67.5	119.5	106.9	106.7	105.4
固定资产周转天数	1,292.0	1,499.8	1,969.5	1,940.4	1,922.8	1,873.3
偿债能力						
净负债/股东权益	130.35%	147.69%	168.89%	163.82%	155.78%	149.00%
EBIT 利息保障倍数	3.1	3.4	3.7	3.8	3.9	4.1
资产负债率	64.28%	64.32%	66.66%	66.00%	65.02%	64.07%

来源：公司年报、国金证券研究所



投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

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、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究