

中闽能源（600163.SH）

优质新能源运营商，海上风电发展空间较大

公司研究 · 深度报告

公用事业 · 电力

投资评级：优于大市（首次覆盖）

证券分析师：黄秀杰
021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：郑汉林
0755-81982169
zhenghanlin@guosen.com.cn
S0980522090003

联系人：崔佳诚
021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn

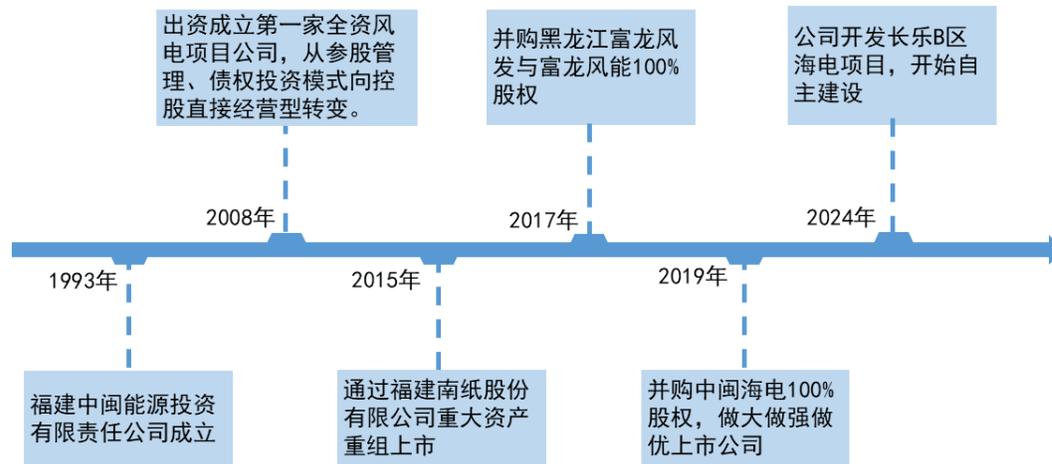
- **公司概况：福建省优质风电运营商。**中闽能源长期深耕新能源发电业务，目前公司已形成风力发电、光伏发电、生物质发电三个板块。截至2023年，公司控股并网装机容量95.73万千瓦，其中陆上风电61.13万千瓦，占比63.86%；海上风电29.6万千瓦，占比30.92%；光伏2万千瓦，占比2.09%；生物质发电3万千瓦，占比3.13%。公司近2年无新增装机，业绩受来风情况影响有所波动；2023年公司实现营业收入17.32亿元（-3.30%），实现归母净利润6.78亿元（-6.91%），公司营业收入及归母净利润同比下降主要系风电项目风资源状况不及2022年同期水平，公司发电量、上网电量有所下降。
- **海上风电项目有序开发，未来收益有望维持合理水平。**截至2023年，国内海上风电累计装机容量为3729万千瓦，同比增长22.4%，占全国风电装机容量的比例为8.45%。“十四五”期间，沿海主要省份将有序推进海上风电开发、建设，未来随着沿海地区海上风电项目逐步投产，预计海上风电装机容量将保持较快增速。项目收益率方面，海上风电项目平价/竞价上网推进，技术进步和产业规模化发展使得投资成本下降，近年来风电机组大型化发展提升风能资源利用效率提升的同时进一步降低投资成本，提升风电项目经济性，促进风电项目实现合理收益水平。此外，绿电/绿证交易、CCER交易体现海上风电环境价值，增厚项目收益。
- **福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长。**目前，福建省电源以火电为主。截至2023年，福建省累计投产电源装机容量8141万千瓦（+8.1%），其中火电3717万千瓦（+1.0%），占比45.66%；水电1606万千瓦（+4.4%），占比19.73%；核电1166万千瓦（+5.9%），占比14.32%；风电762万千瓦（+2.7%），占比9.36%；光伏875万千瓦（+88.1%），占比10.74%。“十四五”期间，福建将加快核电、风电、光伏等可再生能源发展，其中风电新增410万千瓦的海上风电。“十四五”期间，福建城镇化、工业化进程加快，数据服务等第三产业的比重将进一步提升，第二产业比重仍将维持在相对较高水平，对电力需求形成较强支撑。《福建省“十四五”能源发展专项规划》提出，据经济发展对电力需求，预计2025年全省用电量3300-3436亿千瓦时，年均增长5.9%-6.7%；用电最高负荷5600-5815万千瓦，年均增长5.8%-6.6%。
- **公司存量资产优质，未来海上风电装机容量将持续增长。**福建省位于我国东南沿海地区，台湾海峡独特的“峡管效应”为福建地区提供了优越的风力资源。中闽能源公司目前在运风电项目均位于风能资源较好的地区，尤其是福建省内的风电项目，公司项目资源优势更为突出。2023年，公司福建区域内陆上风电、海上风电和黑龙江区域陆上风电的利用小时数分别为2744、3905、2443小时，高于全国平均水平。公司开始自主开发海上风电项目，同时公司股东福建省投资集团储备的海上风电项目投产后将注入上市公司体内，公司未来海上风电项目增长空间较大。2024年，福建省海上风电配置将有序推进，公司竞争优势突出，预计有望新获项目。
- **投资建议：**我们预计2024-2026年公司营业收入分别为17.68/18.10/19.86亿元，分别同比增长2.1%/2.4%/9.7%，归母净利润分别为7.01/7.67/8.51亿元，分别同比增长3.4%/9.4%/11.0%；EPS分别为0.37/0.40/0.45元，当前股价对应PE分别为14.0/12.8/11.5x。综合绝对估值和相对估值结果，我们认为公司股票价值在5.16~5.53元之间，较当前股价有0%-7%的溢价。首次覆盖，给予“优于大市”评级。
- **风险提示：新能源项目投运不及预期；来风情况较差；电价下调；宏观经济下行。**

- 01** | **公司概况：福建省优质风电运营商**
- 02** | 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- 03** | 福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长
- 04** | 公司存量资产优质，未来成长性较好
- 05** | 估值与投资建议
- 06** | 风险提示

公司长期深耕新能源发电业务，控股股东为福建投资集团

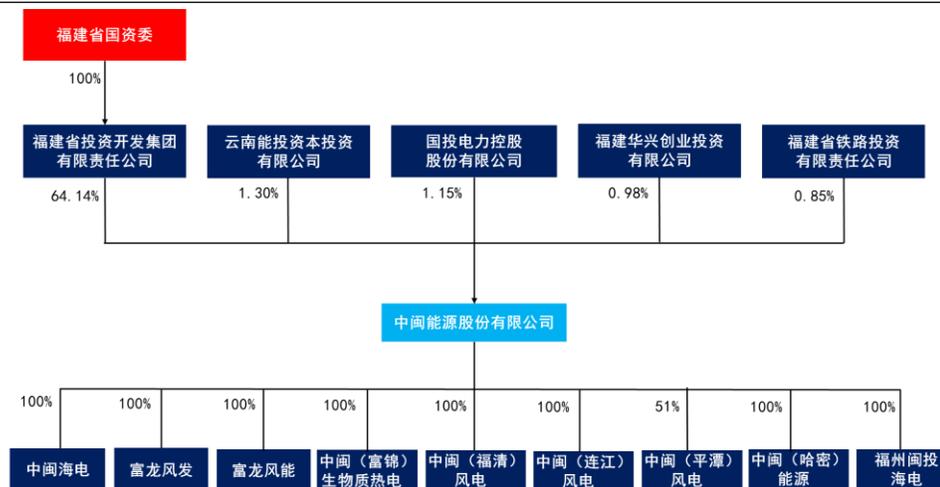
- 中闽能源成立于1993年，2015年借壳福建南纸，通过资产重组实现上市；2017年，公司收购黑龙江富龙风电公司与黑龙江富龙风能科技开发公司100%股权，新增10.95万千瓦陆上风电装机，装机规模进一步提升；2019年，公司启动发行股份和可转换公司债券收购中闽海电100%股权，开始发展海上风电业务；2024年，公司开始自主建设海上风电项目，独立开发长乐B区海上风电项目。目前，公司主要业务为新能源发电项目投资开发及建设运营，包括风力发电、光伏发电、生物质发电三个板块。
- 公司控股股东为福建投资集团，实控人为福建国资委。截至2024年第一季度，福建投资集团直接持有公司股权的比例为64.14%，为公司控股股东；公司下辖中闽海电、富龙风发、富龙风能等9家一级子公司，负责公司风电、光伏发电及生物质发电业务开展。福建省投资开发集团有限责任公司作为福建省省属的大型国有投资类公司和主要的国有资产运营主体，经过多年发展，福建投资集团形成了集金融及金融服务业、电力、燃气、供应链等多业务板块并行的发展格局，在福建省经济社会发展中发挥重要作用。中闽能源公司作为福建投资集团下属的能源上市公司平台，福建投资集团对中闽公司新能源发电业务发展支持力度大，在海上风电项目资源获取方面可为公司提供较大支持，助力公司获取福建省优质海上风电项目资源。

图1：中闽能源公司发展历程



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图2：中闽能源公司股权结构图

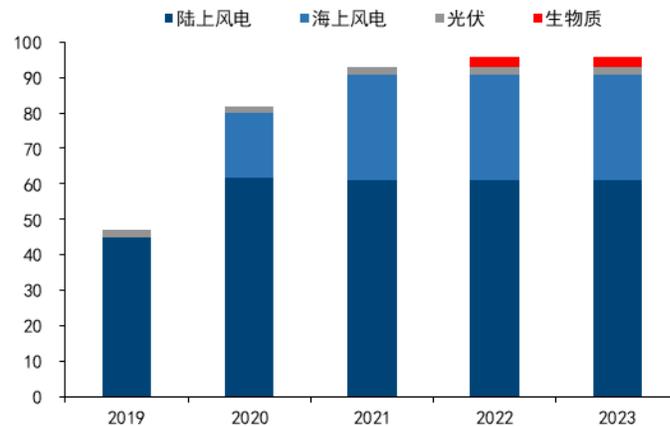


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

公司装机以风电为主，收入主要来自风电业务

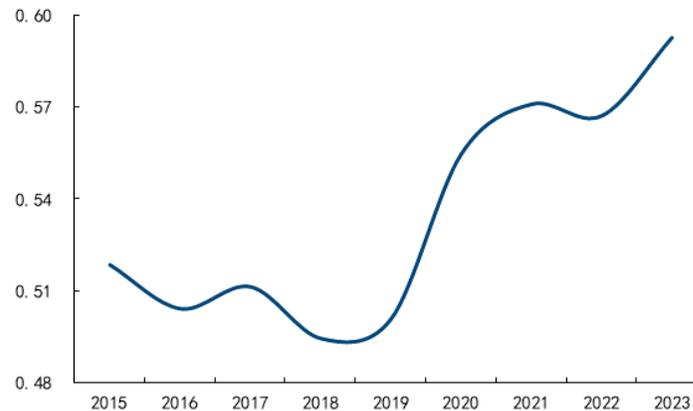
- **公司装机以风电为主。**截至2023年，公司控股并网装机容量95.73万千瓦，其中陆上风电装机容量61.13万千瓦，占比63.86%；海上风电装机容量29.6万千瓦，占比30.92%；光伏装机容量2万千瓦，占比2.09%；生物质发电装机容量3万千瓦，占比3.13%。
- **发电量方面，**2023年公司发电量29.35亿千瓦时，其中风电发电量28.00亿千瓦时（-10.84%），占比95.40%；光伏发电量0.32亿千瓦时（-0.37%），占比1.07%；生物质发电量1.04亿千瓦时（+220.29%），占比3.53%。
- **上网电价方面，**2023年公司福建风电项目平均上网电价0.6062元/KWh（不含税，下同），黑龙江风电项目平均上网电价0.4652元/KWh，黑龙江生物质发电项目平均上网电价0.6549元/KWh，新疆光伏项目平均上网电价0.6907元/KWh。
- **公司收入主要来自风电业务。**2023年，公司风电、光伏、生物质营业收入分别为16.14、0.21、0.58亿元，占比分别为95.32%、1.25%、3.43%。

图3：公司电源装机结构（万千瓦）



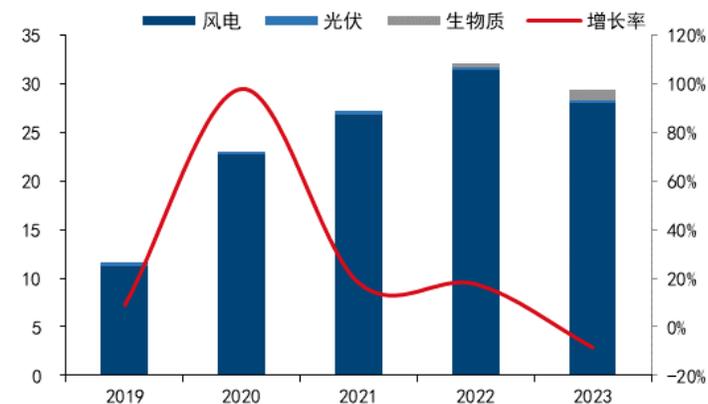
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图5：公司风电平均上网电价（元/KWh，不含税）



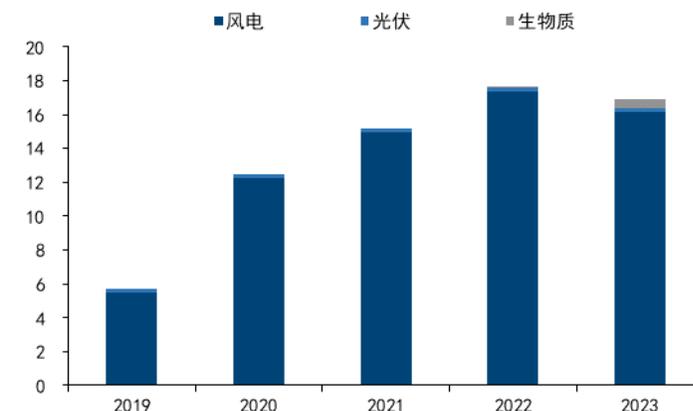
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图4：公司发电量变化情况（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图6：公司主营业务收入结构（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司在运发电项目资产梳理



国信证券
GUOSEN SECURITIES

- 公司发电资产区域分布：公司在运风电项目主要分布在福建、黑龙江2个省份，其中陆上风电在福建、黑龙江的装机容量分别为50.18、10.95万千瓦，海上风电均位于福建省。公司在运光伏项目位于新疆，生物质发电项目位于黑龙江。

表1：公司在运发电项目资产梳理

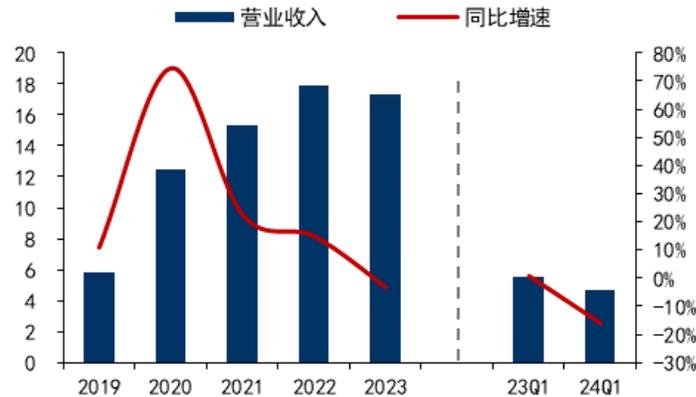
类别	公司	持股比例	经营项目	装机容量 (MW)	权益装机 (MW)	地区	上网电价 (含税, 元/KWh)
福建-陆上风电	中闽（福清）风电有限公司	100%	福清嘉儒风电场	48	48	福建福清	0.61
			福清泽岐风电场	48	48	福建福清	0.61
			福清嘉儒二期风电场	48	48	福建福清	0.61
			福清钟厝风电场	32	32	福建福清	0.61
			王母山风电场	47.5	47.5	福建福清	0.61
			大帽山风电场	40	40	福建福清	0.61
			马头山风电场	47.5	47.5	福建福清	0.61
	中闽（平潭）风电有限公司	51%	平潭青峰风电场	48	24.48	福建平潭	0.61
	中闽（平潭）新能源有限公司	45.9%	平潭青峰二期风电场	64.8	29.74	福建平潭	0.60
	中闽（连江）风电有限公司	100%	连江北菱风电场	48	48	福建连江	0.61
连江黄岐风电场	30		30	福建连江	0.61		
合计				501.8	443.22		
福建-海上风电	福建中闽海上风电有限公司	100%	福建莆田平海湾海上风电一期项目	50	50	福建莆田	0.85
			福建莆田平海湾海上风电二期项目	246	246	福建莆田	0.85
合计				296	296		
黑龙江-陆上风电	黑龙江富龙风力发电有限责任公司	100%	乌尔古力山一期风电项目	30	30	黑龙江	0.62
			乌尔古力山二期风电项目	30	30	黑龙江	0.62
	黑龙江富龙风能科技开发有限责任公司	100%	五顶山风电场	49.5	49.5	黑龙江	0.62
合计				109.5	109.5		
风电合计				907.3	848.72		
新疆-光伏	中闽（哈密）能源有限公司	100%	红星二场一期光伏发电项目	20	20	新疆	0.90
黑龙江-生物质	中闽（富锦）生物质热电有限公司	100%	富锦市二龙山镇生物质热电联产项目	30	30	黑龙江	0.74
装机容量合计				957.3	898.52		

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

营收、归母净利润受来风情况影响有所波动

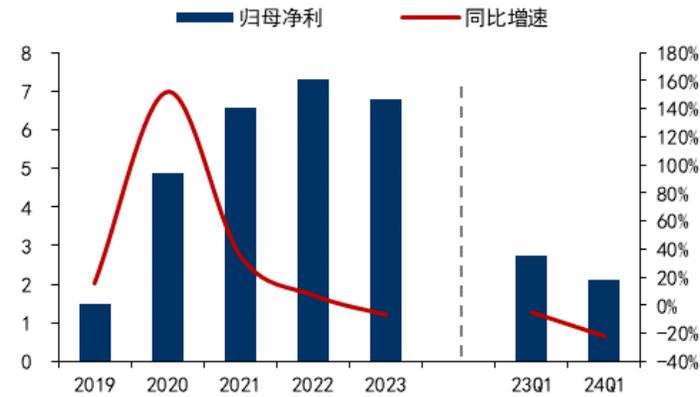
- 2023年，公司实现营业收入17.32亿元（-3.30%），实现归母净利润6.78亿元（-6.91%），实现扣非归母净利润6.51亿元（-10.12%），公司营业收入及归母净利润同比下降主要系风电项目风资源状况不及2022年同期水平，公司发电量、上网电量有所下降，2023年公司发电量29.35亿千瓦时（-8.40%），上网电量28.43亿千瓦时（-8.76%）。
- 2024年第一季度，公司实现营业收入4.65亿元（-16.07%），实现归母净利润2.13亿元（-22.18%），实现扣非归母净利润2.04亿元（-23.64%），公司营业收入及归母净利润下降的主要原因在于来风情况较差使得发电量、上网电量同比下降，2024年第一季度公司发电量8.00亿千瓦时（-17.45%），上网电量7.76亿千瓦时（-17.51%）。

图7：公司营业收入变化情况（亿元）



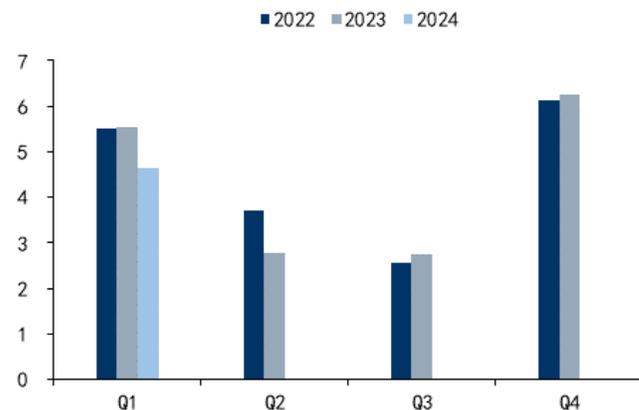
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图8：公司归母净利润变化情况（亿元）



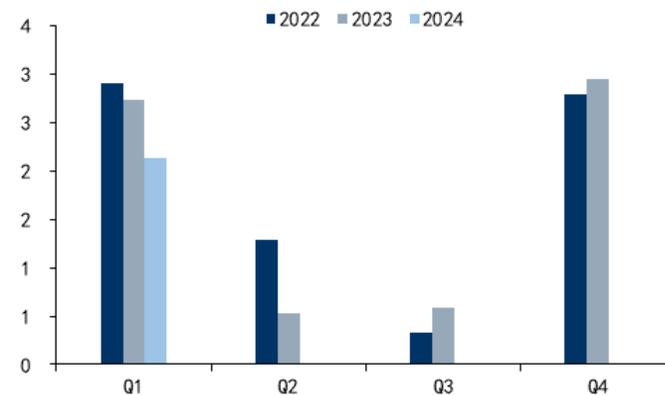
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图9：公司单季度营业收入变化情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图10：公司单季度归母净利润变化情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

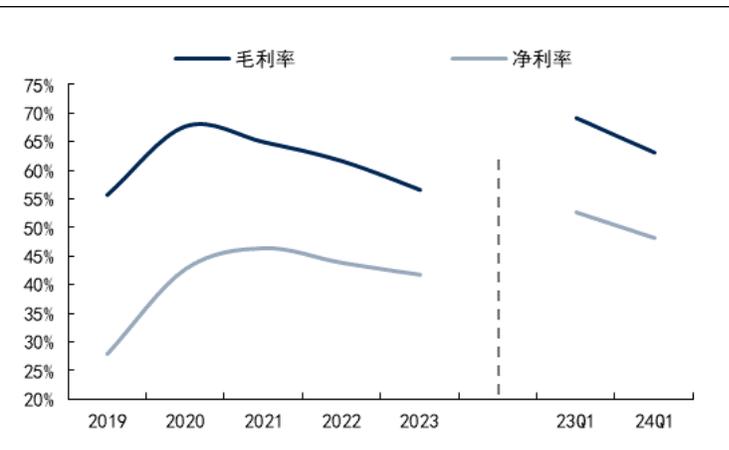
毛利率、净利率有所波动，费用率呈下降趋势

• 2023年，公司毛利率为56.68%，同比下降5.00pct，毛利率下降的原因在于营业收入受发电量、售电量同比减少影响同比下降，而营业成本则受计提安全生产费、富锦热电上网电量增加致燃料成本增加等因素影响同比增加，2023年公司营业成本7.50亿元（+9.31%）。2024年第一季度，公司毛利率为63.14%，同比下降6.00pct，主要系发电量、上网电量同比下降使得收入降幅较大。

• 费用率方面，2023年，公司管理费用率、财务费用率分别为4.08%、6.24%，管理费用率与2022年同期水平持平，财务费用率则同比减少1.42pct，整体来看，近几年来公司费用率水平呈现下降趋势。

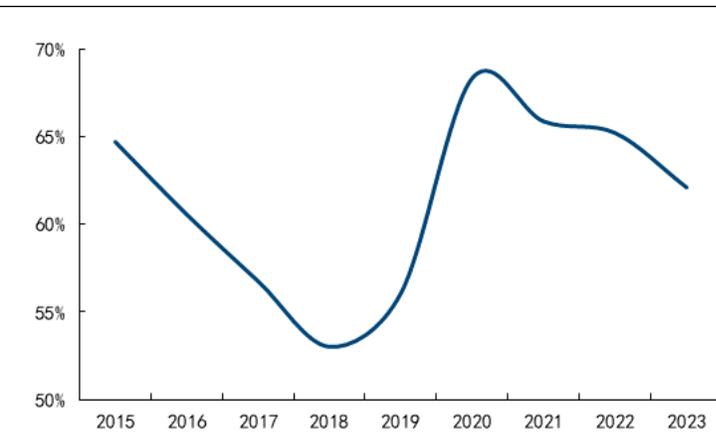
• 公司净利率受毛利率下降影响而有所下行，2023年公司净利率为41.72%，同比减少2.11pct；2024年第一季度公司净利率为48.20%，同比减少4.51pct。分不同类别电源来看，2023年，公司陆上风电、海上风电净利率分别为39.58%、50.33%，陆上风电净利率同比减少3.95pct，主要系发电量下降影响所致，海上风电净利率同比增加2.87pct。此外，公司生物质子公司2023年亏损0.60亿元，亏损幅度进一步扩大，在一定程度上拖累公司业绩增长。

图11：公司毛利率、净利率变化情况



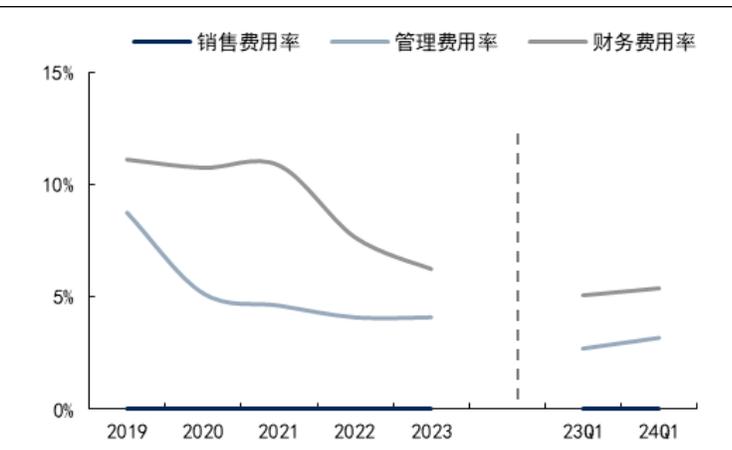
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图13：公司风电业务毛利率变化情况



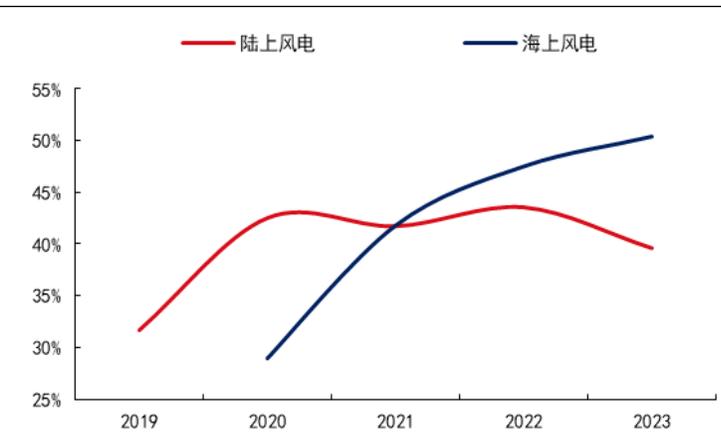
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图12：公司三项期间费用率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图14：公司陆上风电、海上风电净利率变化情况

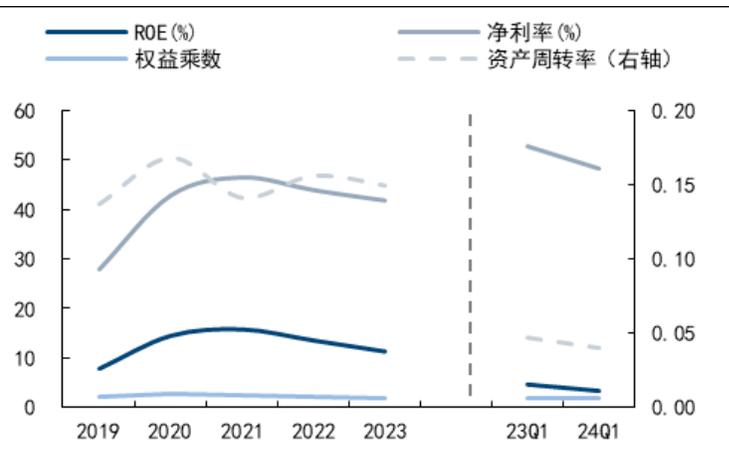


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

ROE、经营性净现金流维持较好水平，应收账款有所增加

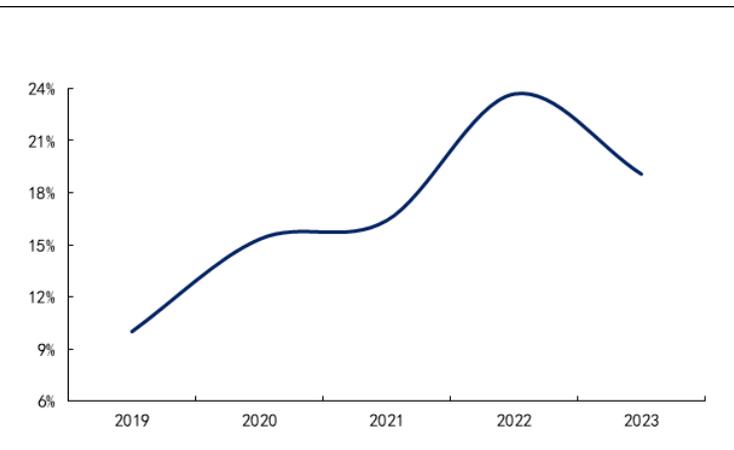
- 2023年，公司ROE为11.30%，同比减少2.22pct，公司ROE同比下降主要系净利率下降影响。分不同区域、不同风电类别来看，2023年公司福建区域陆上风电、海上风电和黑龙江区域陆上风电的净利率分别为16.48%、22.74%、10.97%，同比变化分别为-6.80、-5.60、+6.21pct，福建区域陆上风电、海上风电的盈利能力较好。
- 现金流方面，2023年，公司经营性净现金流为10.29亿元，同比-19.31%，主要系公司发电量下降影响；投资性净现金流流出9.76亿元，流出额同比有所增加，主要系已购买尚未到期赎回的结构性存款同比增加所致；融资性净现金流-9.20亿元，同比亦有所增加，主要系偿还借款本金及支付股利较2022年增加所致。2024年第一季度，公司经营性净现金流为1.75亿元（-35.29%），主要受风况影响，售电收入减少。此外，2023年，公司应收账款24.25亿元（+22.25%），占总资产的比例为21.22%；2024年第一季度，公司应收账款26.39亿元（+19.75%），占总资产的比例为22.69%，较2023年底增加1.47pct，应收账款增加在一定程度上对公司经营性现金流带来影响。

图15：公司ROE变化情况



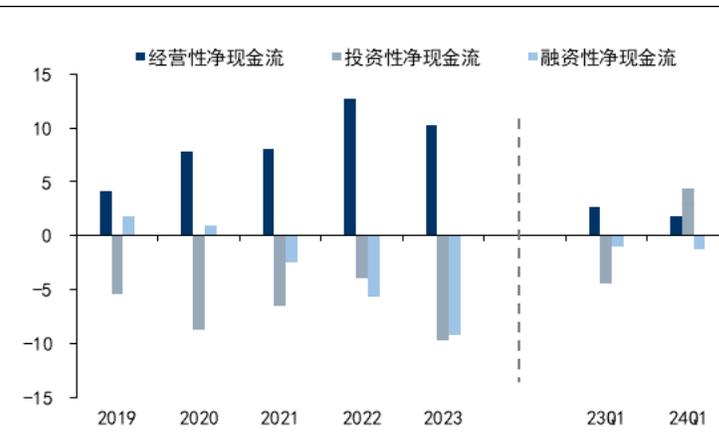
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图16：公司风电业务ROE变化情况



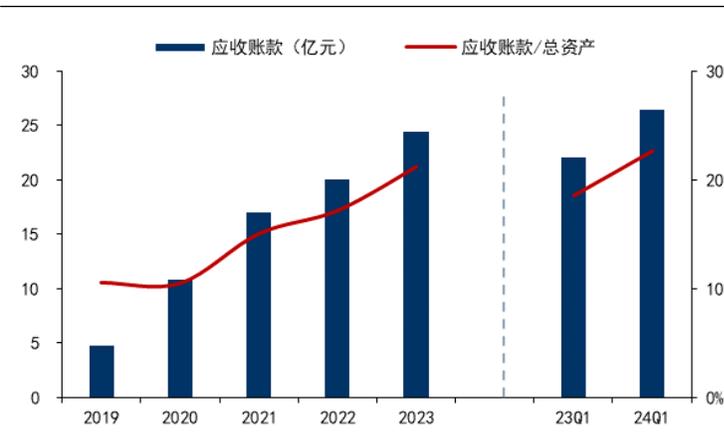
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图17：公司现金流变化情况 (亿元)



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图18：公司应收账款变化情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

- [01] 公司概况：福建省优质风电运营商
- [02] 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- [03] 福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长
- [04] 公司存量资产优质，未来成长性较好
- [05] 估值与投资建议
- [06] 风险提示

风电装机容量稳步增长，海上风电装机占比提升

- **风电装机容量、发电量持续增长。**自“双碳”目标政策提出以来，国内加快风光新能源发展，新能源装机容量及发电量不断增长。国家能源局数据显示，截至2023年，国内累计风电装机容量4.41亿千瓦，同比增长20.7%，占全国发电装机容量的比例为15.12%，较2022年同比增加0.87pct；2023年，风电新增装机容量7590万千瓦，其中陆上风电、海上风电分别新增装机6907、683万千瓦。发电量方面，中电联数据显示，2023年风电发电量为8858亿千瓦时，同比增长16.2%，占全国发电量的比例为9.5%，较2022年同比增加0.92pct。
- **海上风电装机容量稳步增长，在风电装机中占比进一步提升。**国家能源局数据显示，截至2023年，国内海上风电累计装机容量为3729万千瓦，同比增长22.4%，占全国风电装机容量的比例为8.45%，较2022年同比增加0.11pct。未来随着沿海地区海上风电项目逐步投产，预计海上风电装机容量有望保持较快增速，国内整体风电装机容量将实现进一步增长。

图19：国内风电装机容量变化情况



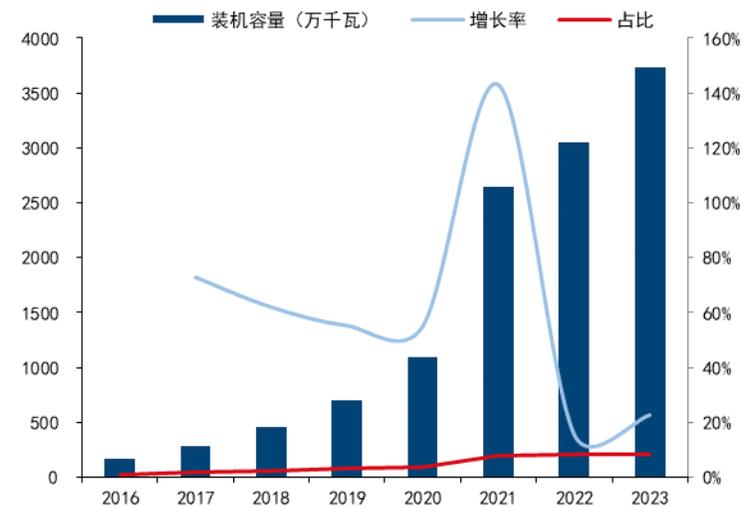
资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图20：国内风电发电量变化情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图21：国内海上风电发展情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

国家政策大力支持推动新能源发展

- 近年来，国家多次出台政策推动清洁低碳能源体系建设，支持新能源发展，明确非化石能源消费、非化石能源发电量以及风光新能源装机目标，大力推进风光发电基地建设，促进以新能源为主体的新型电力系统加快构建，有效完成国家新能源发展目标。

表2：近年来国家支持推动新能源发展的政策梳理

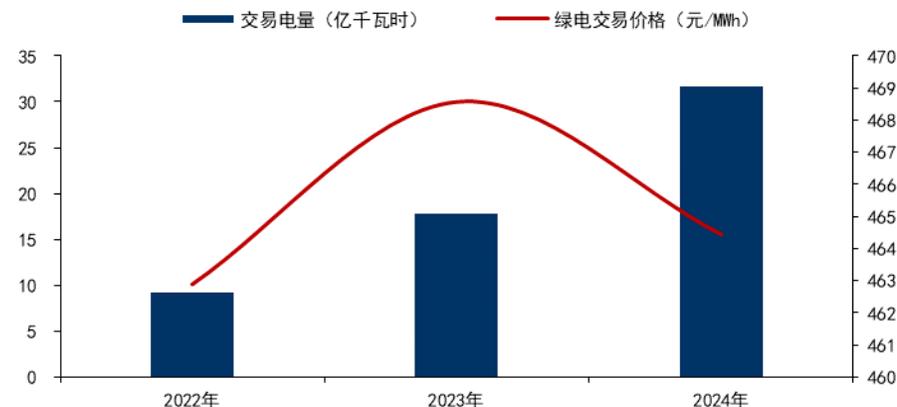
时间	政策文件	发布主体	政策内容
2021年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	全国人大代表大会	推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举， 大力提升风电、光伏发电规模 ，加快发展东中部分布式能源， 有序发展海上风电 ，加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右 。建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和几字湾、河西走廊、新疆、冀北、松辽等清洁能源基地，建设广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地。
2021年10月	《关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	国务院	到2025年，非化石能源消费比重达到 20%左右 ，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%。到2030年，非化石能源消费比重达到 25%左右 ，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上，顺利实现2030年前碳达峰目标。 大力发展新能源。 全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地 。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12亿千瓦 以上。
2021年10月	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局等九部门	2025年，可再生能源年发电量达到 3.3万亿千瓦时左右 。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。 大力推进风电和光伏发电基地化开发 。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，着力提升新能源就地消纳和外送能力，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地和海上风电基地集群。
2022年1月	《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委、国家能源局	单位GDP二氧化碳排放五年累计下降18%。到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右 ，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30%左右 。 全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。开展风电、光伏发电制氢示范。鼓励建设海上风电基地，推进海上风电向深水远岸区域布局。积极发展太阳能热发电。
2022年5月	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	国家发改委、国家能源局	加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设 。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。
2024年5月	《2024—2025年节能降碳行动方案》	国务院	2024年，单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放分别降低2.5%左右、3.9%左右，规模以上工业单位增加值能源消耗降低3.5%左右，非化石能源消费占比达到 18.9%左右 ，重点领域和行业节能降碳改造形成节能量约5000万吨标准煤、减排二氧化碳约1.3亿吨。2025年，非化石能源消费占比达到 20%左右 ，重点领域和行业节能降碳改造形成节能量约5000万吨标准煤、减排二氧化碳约1.3亿吨，尽最大努力完成“十四五”节能降碳约束性指标。 加快建设以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地。合理有序开发海上风电，促进海洋能规模化开发利用，推动分布式新能源开发利用。有序建设大型水电基地，积极安全有序发展核电，因地制宜发展生物质能，统筹推进氢能发展。到2025年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右 。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国信证券经济研究所整理

绿电环境价值属性逐步体现，交易规模大幅增长

- 绿电交易体现绿电环境价值，有助于增厚绿电项目收益。绿电交易价格由电能量价格和环境价值溢价组成，由于当前绿电交易市场供需偏紧，绿电交易较燃煤标杆电价存有溢价，体现出绿电的环境价值。以江苏省绿电交易为例，2024年绿电交易价格0.464元/KWh，较江苏煤电基准价高出0.073元/KWh，多数地区绿电交易电价高于当地中长期交易电价，溢价幅度多在0.02-0.10元/KWh之间。
- 绿电交易量逐步增加，预计未来绿电交易市场需求将持续释放。中电联数据显示，2024年1-5月，全国绿色电力消费总量1871亿千瓦时（+327%），其中绿电交易量约1481亿千瓦时（+254%），绿证交易3907万张，对应电量390.7亿千瓦时（+1839%）。预计未来随着平价上网的新能源项目增加，绿电交易的市场供给将不断增加，而同时政策推动“能耗双控”向“碳排放双控”转变，以及出口型、互联网、高耗能公司对绿电的需求增加，绿电需求有望持续释放，绿电溢价有望保持在较好水平。

图22：江苏绿色电力交易规模及交易电价



资料来源：江苏电力交易中心，国信证券经济研究所整理

表3：近年来国家推动绿电交易的政策梳理

时间	政策文件	发布主体	政策内容
2021年10月	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局等九部门	强化绿证的绿色电力消费属性标识功能，拓展绿证核发范围，推动绿证价格由市场形成，鼓励平价项目积极开展绿证交易。做好绿证与可再生能源电力消纳保障机制的衔接。做好绿证交易与碳交易的衔接，进一步体现可再生能源的生态环境价值。
2022年5月	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	国家发改委、国家能源局	引导全社会消费新能源等绿色电力。 开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。
2023年7月	《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	国家发改委、财政部、国家能源局	对全国风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖。鼓励社会各用能单位主动承担可再生能源电力消费社会责任。鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿电，发挥示范带动作用。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用，稳步提升绿电消费比例。强化高耗能企业绿电消费责任，按要求提升绿电消费水平。支持重点企业、园区、城市等高比例消费绿色电力，打造绿色电力企业、绿色电力园区、绿色电力城市。
2024年1月	《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》	国家发改委、国家统计局、国家能源局	推动绿证交易量纳入节能评价考核指标核算。 将绿证作为可再生能源电力消费基础凭证，加强绿证与能耗双控政策有效衔接，将绿证交易对应电量纳入“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核指标核算，大力促进非化石能源消费。
2024年5月	《2024—2025年节能降碳行动方案》	国务院	大力促进非化石能源消费。加强可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）交易与节能降碳政策衔接，2024年底实现绿证核发全覆盖。有序建设温室气体自愿减排交易市场，夯实数据质量监管机制。加快建设绿证交易市场，做好与碳市场衔接，扩大绿电消费规模。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国信证券经济研究所整理

海上风电纳入CCER交易，增厚海上风电项目收益



- **CCER市场重启，海上风电温室气体自愿减排项目方法学纳入首批方法学名单。**2023年10月，生态环境部正式公布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》，标志着CCER市场重启。此后，生态环境部制定发布了造林碳汇、并网光热发电、并网海上风力发电、红树林营造4项温室气体自愿减排项目方法学。
- 《温室气体自愿减排项目方法学 并网海上风力发电（CCER-01-002-V01）》明确海上风电项目开发为温室气体自愿减排项目的使用条件、减排量核算方法、监测方法、审定与核查要点等，符合适用条件的海上风电项目在开发CCER指标后可参与CCER市场交易，海上风电参与CCER市场交易有望带来增量收益。

表4：海上风电温室气体资源减排项目方法学梳理

条目	具体内容
适用条件	离岸30公里以外，或者水深大于30米的并网海上风力发电项目。项目应符合法律、法规要求，符合行业发展政策。
项目边界	项目发电及配套设施，以及项目所在区域电网中的所有发电设施。
项目计入期	项目寿命期限的开始时间为项目并网发电日期。项目寿命的结束时间应在项目正式退役之前。项目计入期为可申请项目减排量登记的时间期限，从项目业主申请登记的项目减排量的产生时间开始，最长不超过10年。项目计入期须在项目寿命期限范围内。
温室气体排放源	<p>基准线情景：项目替代的所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）发电产生的排放，二氧化碳纳入排放源</p> <p>项目情景：项目备用发电机、运维船舶和车辆使用化石燃料产生的排放，二氧化碳纳入排放源</p> <p>基准线情景识别：并网海上风力发电项目的上网电量由项目所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）进行替代的情景。</p> <p>额外性论证：并网海上风力发电项目受海洋环境复杂、关键设备依赖进口等因素影响，建设成本远高于同等规模的陆上风力发电项目。并网海上风力发电是可再生能源发电的前沿领域，相关技术专业性强、创新性高。海上风力发电场运行维护工作量远高于同等规模陆上风力发电场，对技术人员和设备的数量、施工和管理能力提出了更高要求，并网海上风力发电项目普遍存在技术障碍。符合适用条件的项目，其额外性免于论证。</p> <p>基准线排放量计算：$BEy = EGpj, y \times EFgrid, CM, y$，式中：$BEy$为第$y$年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；$EGpj, y$为第y年的项目净上网电量，单位为兆瓦时（MWh）；$EFgrid, CM, y$为第y年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MWh）。</p> <p>项目净上网电量计算：$EGpj, y = EGexport, y - EGimport, y$，式中：$EGexport, y$为第$y$年的项目输送至区域电网的上网电量，$EGimport, y$为第$y$年的区域电网输送至项目的下网电量，单位为兆瓦时（MWh）。</p>
项目减排量核算方法	<p>项目第y年所在区域电网的组合边际排放因子计算：$EFgrid, CM, y = EFgrid, OM, y \times \omega_{OM} + EFgrid, BM, y \times \omega_{BM}$，式中：$EFgrid, OM, y$为第$y$年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MWh）；$EFgrid, BM, y$为第y年的项目所在区域电网的电量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MWh）；ω_{OM}为电量边际排放因子的权重，ω_{BM}为容量边际排放因子的权重。</p> <p>项目排放量计算：并网海上风力发电项目的排放量主要来自于备用发电机、运维船舶和车辆使用化石燃料产生的排放，但考虑到其排放量小，为降低项目实施和管理成本，直接计为0。项目第y年排放量PEy为0。</p> <p>项目泄漏计算：并网海上风力发电项目有可能导致上游部门在开采、加工、运输等环节中使用化石燃料等情形，与项目减排量相比，其泄漏较小，忽略不计。</p> <p>项目减排量核算：$ERy = BEy - PEy$，ERy为第y年的项目减排量，BEy为第y年的项目基准线排放量，PEy为第y年的项目排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。</p>

资料来源：生态环境部，国信证券经济研究所整理

沿海省份有序推进海上风电开发，助力能源安全保供



- 沿海主要省份发布海上风电发展规划，明确“十四五”期间海上风电开发、投运装机规模，促进沿海省份电力能源安全保供的同时助力减碳目标实现。在沿海省份中，江苏、福建、广东等省份“十四五”期间海上风电开发规模较大。

表5：沿海省份海上风电发展规划梳理

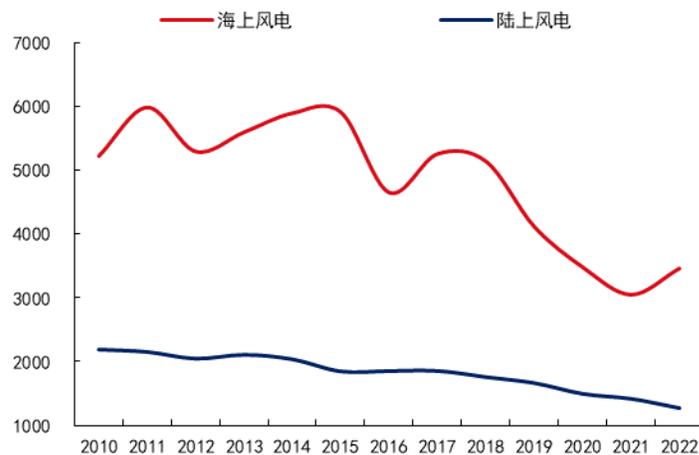
地区	政策文件	海上风电发展规划
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	到2025年，力争海上风电累计并网装机容量达到 405万千瓦 。
天津	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》	按照“试点先行、以点带面”的原则，结合生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，科学稳妥推进海上风电开发。结合海洋功能区划、沿岸经济建设及产业布局等，优先发展离岸距离不少于10公里、滩涂宽度超过10公里时海域水深不少于10米的海域，加快推进远海90万千瓦海上风电项目前期工作。
河北	《河北省“十四五”海上风电规划》	省管海上风电 180万千瓦 （秦皇岛50万千瓦，唐山130万千瓦），国管海上风电 550万千瓦 。2025年前省管海域并网60万千瓦，国管海域并网100万千瓦。
山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	以海上风电为主战场，积极推进风电开发。加快发展海上风电。按照统一规划、分步实施的总体思路，坚持能建尽建原则，以渤中、半岛南、半岛北三大片区为重点，充分利用海上风电资源， 打造千万千瓦级海上风电基地 。推进海上风电与海洋牧场融合发展试点示范，加快启动平价海上风电项目建设，推动海上风电规模化发展。科学布局陆上风电。适度有序推进陆上风电开发建设，重点打造鲁北盐碱滩涂地千万千瓦级风光储输一体化基地。到2025年，风电装机规模达到2500万千瓦。
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	优化风电发展结构，重点发展海上风电，实现风能资源的科学开发和有效利用。建立海上风电资源竞争性配置工作机制，加大省级统筹资源力度。加快完成灌云、滨海、射阳、大丰、如东、启东等地存量海上风电项目建设，形成近海千万千瓦级海上风电基地。到2025年，全省风电装机达到2800万千瓦以上，其中海上风电装机达到 1500万千瓦 以上。
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》 《上海市2024年度海上风电项目竞争配置工作方案》	近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发，探索实施深远海域和陆上分散式风电示范试点，力争新增规模 180万千瓦 。 竞争配置范围为国家能源局批复我市海上风电规划场址中的市管海域横沙东部场址、崇明东部场址，以及国管深远海I场址、II场址，总装机容量580万千瓦。
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，全省新增海上风电、光伏装机翻一番，增量确保达到1700万千瓦力争达到2000万千瓦。海上风电：新增装机 455万千瓦 以上，力争达到500万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造3个以上百万千瓦级海上风电基地。
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	2025年全省电力规划装机达8500万千瓦，其中：火电3917万千瓦（含气电391万千瓦），新增664万千瓦左右；水电1200万千瓦，略减；核电1403万千瓦、占16.5%，新增417万千瓦；抽水蓄能500万千瓦，新增380万千瓦；风电900万千瓦，新增410万千瓦；光伏500万千瓦，新增300万千瓦。海上风电发展方面，“十四五”期间有序择优推进《福建省海上风电场工程规划》内省管海域海上风电项目建设，新增开发规模 1030万千瓦 ；稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480万千瓦 。
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	到2025年，广东省非化石能源消费比重达到32%，非化石能源电力装机比重达49%，“十四五”期间，广东省将大力发展海上风电，新增海上风电装机容量 1700万千瓦 ，同时适度发展陆上风电和积极发展光伏发电和天然气发电，分别新增陆上风电、光伏发电、天然气发电装机容量300、2000、3600万千瓦。
广西	《广西能源发展“十四五”规划》	到2025年，发电装机总规模达到9400万千瓦以上，“十四五”期间，全区新增陆上风电不低于1500万千瓦，新增光伏并网装机规模不低于1300万千瓦，全区核准开工海上风电装机750万千瓦，其中力争新增并网装机 300万千瓦 。
海南	《海南省海上风电场工程规划（修编）》	海南省海上风电场址由11个增加至18个，场址编号为CZ1～CZ18，规划面积约3543km ² ，规模为 2490万千瓦 ，场址平均水深位于8m～100m之间，离岸距离位于10km～106km之间，涉及临高、儋州、昌江、东方、乐东和万宁共6个市县。

资料来源：各省发改委，国信证券经济研究所整理

风电投资成本下行，保障项目收益率维持合理水平

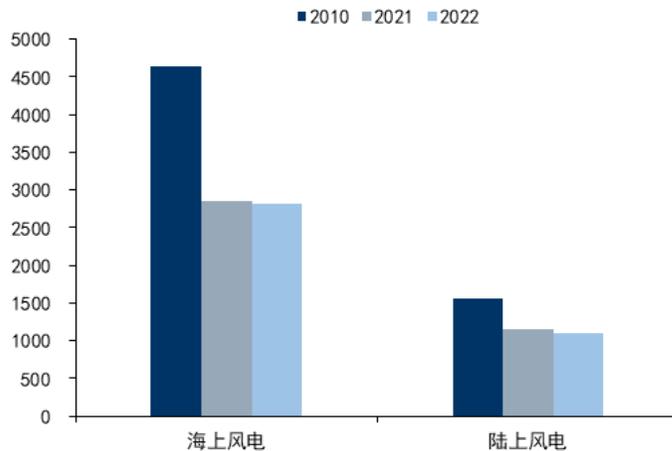
- **风电投资成本呈下降趋势。**随着新能源技术进步和产业规模化发展，风电投资成本下降。IRENA数据显示，截至2022年，全球海上风电、陆上风电的加权平均全投资成本分别为3461、1274美元/KW，较2010年全投资成本分别下降33.65%、41.53%；从LCOE来看，截至2022年，全球海上风电、陆上风电的加权平均LCOE分别为0.081、0.033美元/kWh，较2010年LCOE分别下降59.12%、69.18%。预计未来随着技术持续创新，风电投资成本有望进一步下行。国内风电投资成本低于全球，2022年海上风电、陆上风电的加权平均LCOE分别为0.077、0.027美元/kWh。目前，国内陆上风电风机中标价格在1700-1900元/KW（不含塔筒）区间内，海上风电风机中标价格在2500-2600元/KW（不含塔筒）区间内，中标价格处于较低水平。
- **风机大型化趋势演进，助力风电发电成本下降。**近年来，风电机组大型化趋势持续推进，单机容量不断增加。2023年7月，16MW超大容量海上风电机组在三峡集团福建海上风电场并网发电；目前，20MW容量风电机组开始生产并逐步应用。大容量风机应用提升风能资源应用效率，规模效应进一步增强，有助于降低风机成本和风电发电度电成本，提升风电项目经济性，促进风电项目实现合理收益水平。

图23：全球风电加权平均全投资成本（美元/KW）



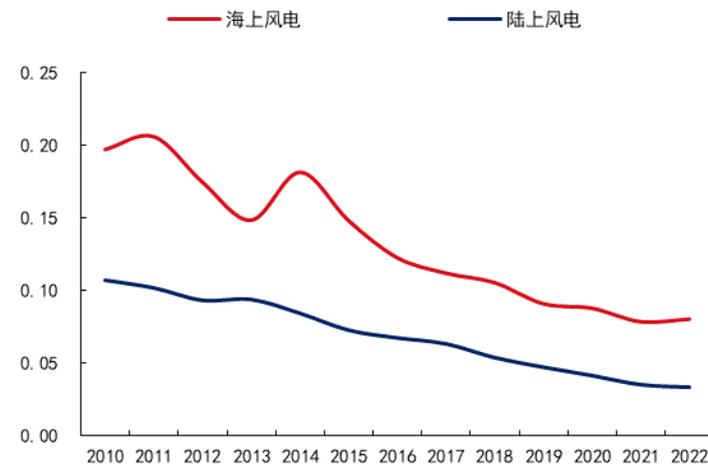
资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

图25：中国风电加权平均全投资成本变化（美元/KW）



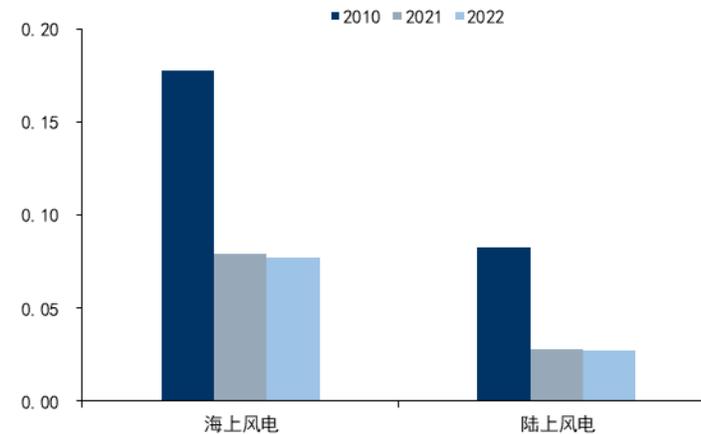
资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

图24：全球风电加权平均LCOE（美元/kWh）



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

图26：中国风电加权平均LCOE变化（美元/kWh）



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

陆上风电项目盈利情况测算

- 对陆上风电项目收益进行测算，测算假设条件如下：
 - 项目装机容量100万千瓦，利用小时数为2250小时；
 - 厂用电率2%
 - 折旧年限为20年，期末残值假设为0；
 - 管理费用率假设为5%；
 - 项目投资的资本金比例为20%，剩余为银行贷款，假设贷款利率为3%；
 - 所得税率为15%。
- 综合以上假设条件，测算得出：
 - 当陆上风电全投资成本为5000元/KW、上网电价在0.30-0.40元/KWh（含税）区间内时，陆上风电单位GW装机净利润在1.21-2.78亿元区间内，度电净利润在0.054-0.124元/KWh区间内；
 - 当陆上风电上网电价为0.37元/KWh（含税）、陆上风电全投资成本在4500-5500区间内时，陆上风电单位GW装机净利润在2.66-1.96亿元区间内，度电净利润在0.118-0.087元/KWh区间内。

表6：不同电价、成本下陆上风电单位GW装机净利润测算（亿元）

		全投资成本（元/KW）						
		4500	4700	4900	5000	5100	5300	5500
上网电价 （元/KWh， 含税）	0.30	1.56	1.42	1.28	1.21	1.14	1.00	0.86
	0.32	1.87	1.73	1.59	1.52	1.45	1.31	1.17
	0.34	2.19	2.05	1.91	1.84	1.77	1.63	1.49
	0.36	2.50	2.36	2.22	2.15	2.08	1.94	1.80
	0.37	2.66	2.52	2.38	2.31	2.24	2.10	1.96
	0.38	2.82	2.68	2.54	2.47	2.40	2.26	2.12
	0.40	3.13	2.99	2.85	2.78	2.71	2.57	2.43

资料来源：国信证券经济研究所测算

表7：不同电价、成本下陆上风电度电净利润测算（元/KWh）

		全投资成本（元/KW）						
		4500	4700	4900	5000	5100	5300	5500
上网电价 （元/KWh， 含税）	0.30	0.069	0.063	0.057	0.054	0.051	0.044	0.038
	0.32	0.083	0.077	0.071	0.068	0.065	0.058	0.052
	0.34	0.097	0.091	0.085	0.082	0.079	0.072	0.066
	0.36	0.111	0.105	0.099	0.096	0.093	0.086	0.080
	0.37	0.118	0.112	0.106	0.103	0.100	0.093	0.087
	0.38	0.125	0.119	0.113	0.110	0.107	0.100	0.094
	0.40	0.139	0.133	0.127	0.124	0.121	0.114	0.108

资料来源：国信证券经济研究所测算

海上风电项目盈利情况测算

- 对海上风电项目收益进行测算，测算假设条件如下：
 - 项目装机容量100万千瓦，利用小时数为3500小时；
 - 厂用电率3%
 - 折旧年限为25年，期末残值假设为0；
 - 管理费用率假设为5%；
 - 项目投资的资本金比例为20%，剩余为银行贷款，假设贷款利率为3%；
 - 所得税率为15%。
- 综合以上假设条件，测算得出：
 - 当海上风电全投资成本为10000元/KW、上网电价在0.30-0.40元/KWh（含税）区间内时，海上风电单位GW装机净利润在1.24-3.66亿元区间内，度电净利润在0.035-0.105元/KWh区间内；
 - 当海上风电上网电价为0.37元/KWh（含税）、海上风电全投资成本在9000-12000区间内时，海上风电单位GW装机净利润在3.54-1.73亿元区间内，度电净利润在0.101-0.049元/KWh区间内。

表8：不同电价、成本下海上风电单位GW装机净利润测算（亿元）

		全投资成本（元/KW）						
		9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
上网电价 (元/KWh, 含税)	0.30	1.84	1.54	1.24	0.94	0.63	0.33	0.03
	0.32	2.33	2.03	1.72	1.42	1.12	0.82	0.52
	0.34	2.81	2.51	2.21	1.91	1.60	1.30	1.00
	0.36	3.30	3.00	2.69	2.39	2.09	1.79	1.49
	0.37	3.54	3.24	2.94	2.63	2.33	2.03	1.73
	0.38	3.78	3.48	3.18	2.88	2.58	2.27	1.97
	0.40	4.27	3.97	3.66	3.36	3.06	2.76	2.46

资料来源：国信证券经济研究所测算

表9：不同电价、成本下海上风电度电净利润测算（元/KWh）

		全投资成本（元/KW）						
		9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
上网电价 (元/KWh, 含税)	0.30	0.053	0.044	0.035	0.027	0.018	0.009	0.001
	0.32	0.066	0.058	0.049	0.041	0.032	0.023	0.015
	0.34	0.080	0.072	0.063	0.054	0.046	0.037	0.029
	0.36	0.094	0.086	0.077	0.068	0.060	0.051	0.042
	0.37	0.101	0.093	0.084	0.075	0.067	0.058	0.049
	0.38	0.108	0.099	0.091	0.082	0.074	0.065	0.056
	0.40	0.122	0.113	0.105	0.096	0.087	0.079	0.070

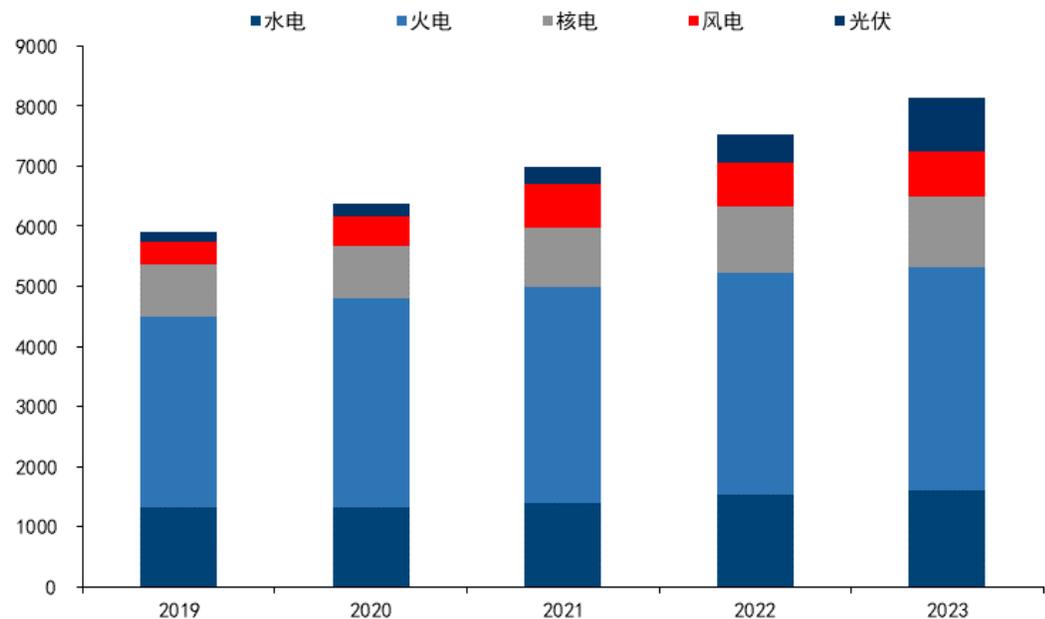
资料来源：国信证券经济研究所测算

- [01] 公司概况：福建省优质风电运营商
- [02] 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- [03] **福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长**
- [04] 公司存量资产优质，未来成长性较好
- [05] 估值与投资建议
- [06] 风险提示

福建省电源以火电为主，风光发电量占比提升

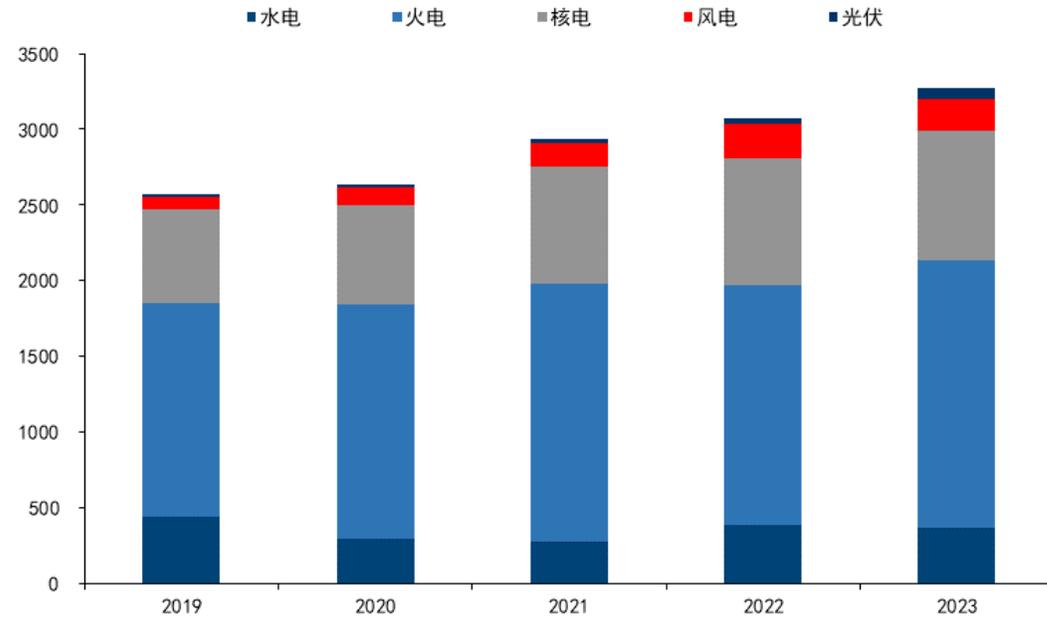
- 电源装机结构来看，目前福建省电源以火电为主。截至2023年，福建省累计投产电源装机容量8141万千瓦（+8.1%），其中火电装机容量3717万千瓦（+1.0%），占比45.66%；水电装机容量1606万千瓦（+4.4%），占比19.73%；核电装机容量1166万千瓦（+5.9%），占比14.32%；风电装机容量762万千瓦（+2.7%），占比9.36%；光伏装机容量875万千瓦（+88.1%），占比10.74%。截至2023年，“十四五”期间福建省新增装机容量1770万千瓦，其中火电、水电、核电、风电、光伏分别为239、275、295、276、672万千瓦。
- 发电量方面，火电、核电发电量占比较大，风光新能源发电量占比提升。2023年福建省发电量3273亿千瓦时（+6.5%），其中火电发电量1764亿千瓦时（+11.2%），占比53.89%；水电发电量369亿千瓦时（-4.8%），占比11.26%；核电发电量854亿千瓦时（+10.3%），占比26.11%；风电发电量216亿千瓦时（-6.5%），占比6.59%；光伏发电量70亿千瓦时（+84.7%），占比2.15%。风光发电量占比由2020年的5.4%提升至2023年的8.7%，增加了3.3pct。

图27：福建省电源装机结构变化（万千瓦）



资料来源：福建省能源局，公司公告，国信证券经济研究所整理

图28：福建省电源发电量结构（亿千瓦时）

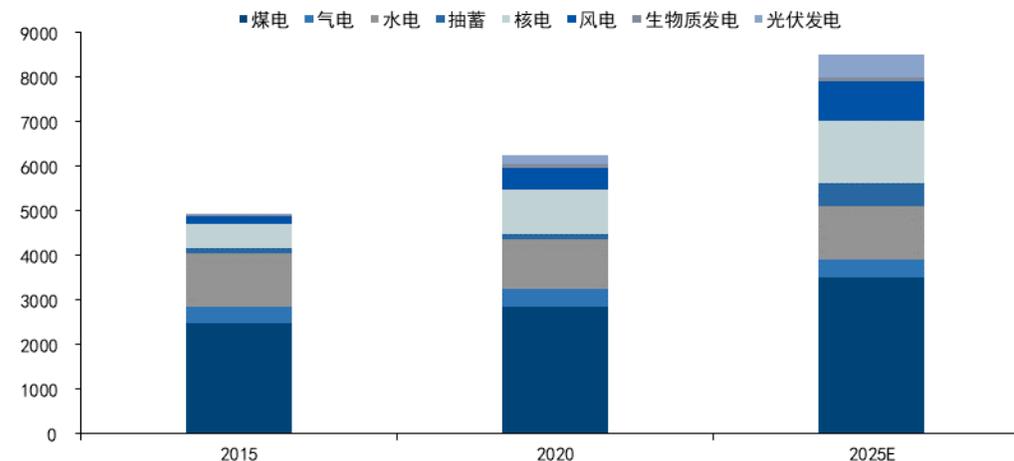


资料来源：福建省能源局，公司公告，国信证券经济研究所整理

“十四五”期间，福建核电、风光新能源装机增长较大

- 《福建省“十四五”能源发展专项规划》提出，按照“控火、强核、扩风、稳光、减水、增储、优网、补短”的基本思路，推进源网荷储协调发展。2025年全省电力规划装机达8500万千瓦，较2020年的6487万千瓦增长31.03%；其中：火电3917万千瓦（含气电391万千瓦）、占46.1%，新增664万千瓦左右，增幅为20.41%；水电1200万千瓦、占14.1%，略减；核电1288万千瓦、占15.2%，新增417万千瓦，增幅为47.87%；抽水蓄能500万千瓦、占5.9%，新增380万千瓦，增幅为316.67%；风电900万千瓦、占10.6%，新增410万千瓦（主要为海上风电），增幅为85.19%；光伏500万千瓦、占5.9%，新增300万千瓦，增幅为147.52%。清洁能源装机比重从2020年的55.8%提高至58.5%。整体而言，到“十四五”期末，福建省电源结构仍以火电为主，预计火电、核电仍为福建省电力供应的主体电源。

图29：“十四五”期间福建省电源发展情况（万千瓦）



资料来源：福建省政府，国信证券经济研究所整理

表10：“十四五”期间福建省不同电源发展目标

电源	发展目标
火电	煤电：按需有序推动神华罗源湾电厂（2×100万千瓦）、华电可门三期（2×100万千瓦）、泉惠热电、古雷热电、江阴电厂二期等先进热电联产机组建成。加强应急备用和调峰电源建设，研究推进福建南部的漳浦电厂（2×100万千瓦）列为应急备用电源，争取“十四五”未开工。推进华能福州电厂一期（2×35万千瓦）、厦门嵩屿电厂一期（2×30万千瓦）、湄洲湾电厂一期（2×39.3万千瓦）实施等容量替代改造。
水电	禁止新建、扩建以发电为主的水电站项目。“十四五”力争小水电退出约200座、装机合计减少约15万千瓦。
抽蓄	建成厦门（4×35万千瓦）、永泰（4×30万千瓦）、周宁（4×30万千瓦）等抽水蓄能电站，加快建设云霄（6×30万千瓦）抽水蓄能电站；推进仙游木兰（4×30万千瓦）、永安（4×30万千瓦）、华安（4×35万千瓦）、古田溪一级（2×10万千瓦）共计400万千瓦抽水蓄能电站前期工作开展，力争“十四五”期间全部开工建设。
核电	建成投产福清核电6#机组（115万千瓦）、漳州核电一期1#、2#机组（2×121万千瓦）。推动宁德核电5#、6#机组、漳州核电3#~6#机组、霞浦核电等项目前期工作。“十四五”期间，增加核电装机417万千瓦。
风电	“十四五”期间有序择优推进《福建省海上风电场工程规划》内省管海域海上风电项目建设，新增开发规模1030万千瓦。稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发480万千瓦。海上风电“十四五”期间增加并网装机410万千瓦。
光伏	重点推进光照资源条件较好的漳浦县、浦城县、等24个县（市、区）的整县屋顶分布式光伏开发试点项目。推进分布式屋顶光伏（园区、厂房等）、户用光伏等项目，适度建设海上养殖场渔光互补项目，“十四五”期间增加装机300万千瓦以上。

资料来源：福建省政府，国信证券经济研究所整理

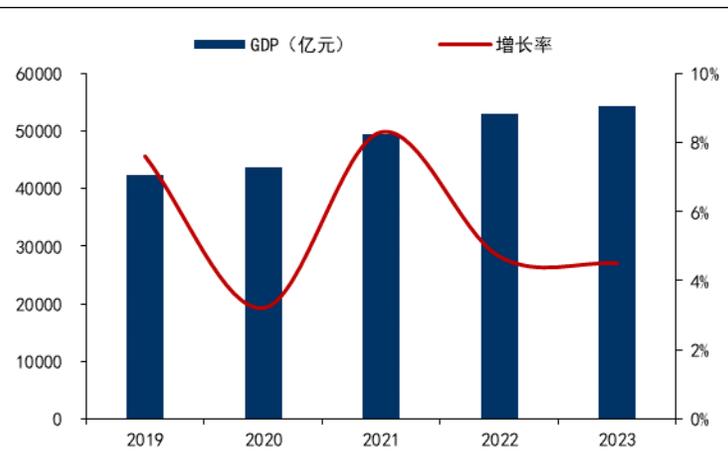
福建经济稳健增长，产业结构持续优化

- **GDP稳健增长，第三产业增加值占比提升。**2023年，福建省地区生产总值54355.10亿元，同比增长4.5%。其中，第一产业增加值3217.66亿元，增长4.2%，占GDP的比例为5.9%；第二产业增加值23966.43亿元，增长3.7%，占GDP的比例为44.1%；第三产业增加值27171.01亿元，增长5.2%，占GDP的比例为50.0%。2019-2023年期间，第一、二产业增加值占GDP的比例呈下降趋势，第三产业占比则有所增长，第一产业占比由2019年的6.1%降至2023年的5.9%，第二产业占比由2019年的47.4%降至2023年的44.1%，第三产业占比由2019年的46.5%增至2023年的50.0%。

- **第二产业投资维持较快增长。**2023年，福建省固定资产投资比上年增长2.5%。第一产业投资增长9.7%；第二产业投资增长12.0%，其中，制造业投资增长11.6%；第三产业投资下降2.5%。

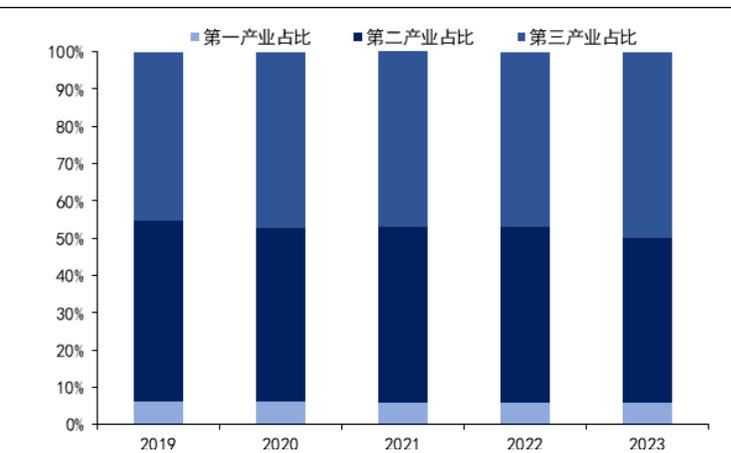
- 《福建省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出，“十四五”期间，福建地区生产总值年均增长6.3%。经济结构更加优化，服务业增加值比重达50%以上。数字福建建设和数字产业集群发展形成新高地，民营经济、海洋经济发展质量显著提升。整体来看，“十四五”期间，福建城镇化、工业化进程加快，将建成以先进制造业和现代服务业为主体、特色农业为基础的现代产业体系，数据服务等第三产业的比重将进一步提升，第二产业比重预计仍将维持在相对较高水平。

图30：福建省GDP发展情况



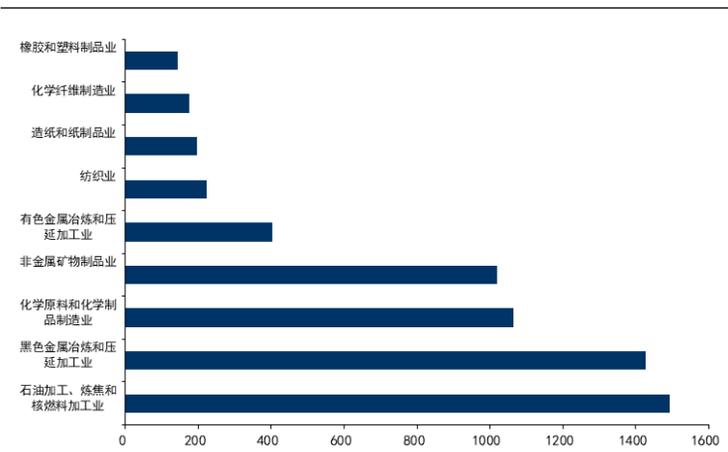
资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

图31：福建省三次产业结构占比



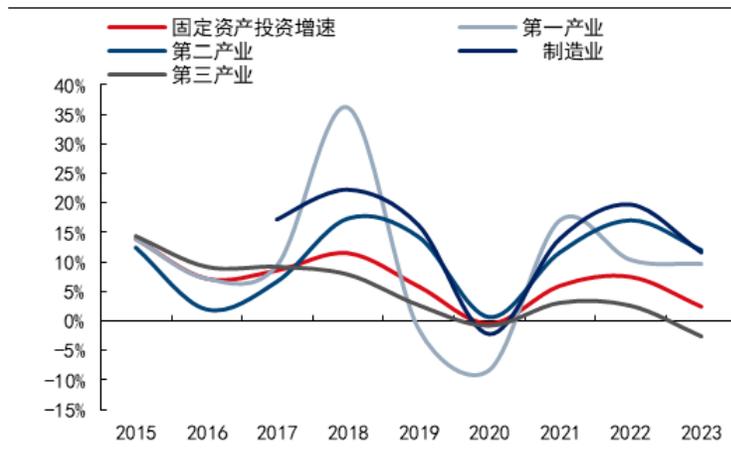
资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

图32：2022年福建省制造业能耗居前的细分行业（万吨标准煤）



资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

图33：福建省固定资产投资增速情况

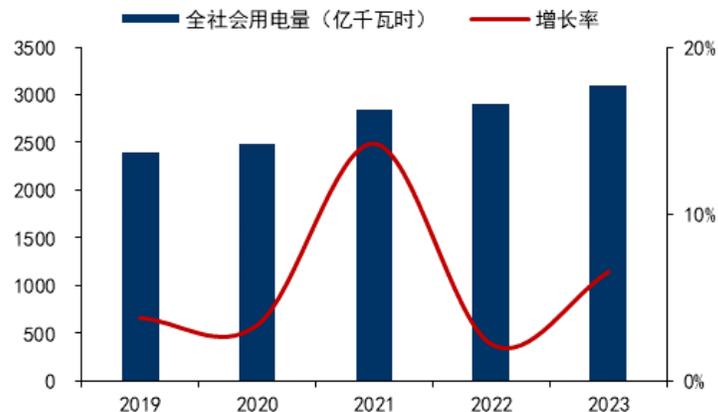


资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

福建用电量、最高用电负荷持续增长，外送电量增加

- 福建省用电量持续增长，最高用电负荷持续走高。2023年，福建省全社会用电量3090亿千瓦时，同比增长6.6%，2019-2023年期间福建省全社会用电量年复合增长率为6.5%。最高用电负荷方面，2023年福建省最高用电负荷超过5000万千瓦，达到5124万千瓦，较2019年的3838万千瓦增长33.51%，年复合增长率为7.5%，最高用电负荷进一步增加。《福建省“十四五”能源发展专项规划》提出，据经济发展对电力需求，预计2025年全省用电量3300-3436亿千瓦时，年均增长5.9%-6.7%；用电最高负荷5600-5815万千瓦，年均增长5.8%-6.6%。

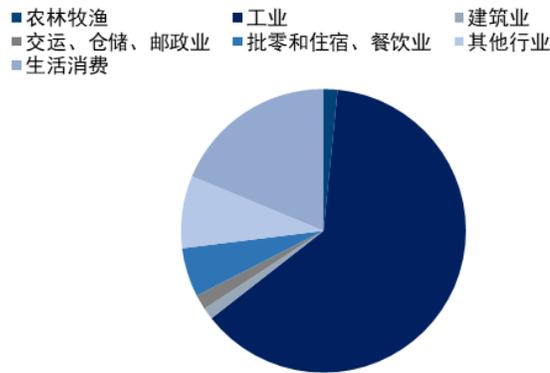
图34：福建省全社会用电量情况



资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

- 工业、生活消费用电量占比较高。福建省统计局数据显示，2021年福建省工业、生活消费的用电量分别为1782、531亿千瓦时，占比分别为62.82%、18.71%，福建省工业、生活消费占全社会用电量的比例较为稳定，工业用电量占比62%左右，生活消费用电量占比19%左右。福建省工业固定资产投资保持较快增速，预计未来工业用电量将维持较大比例。

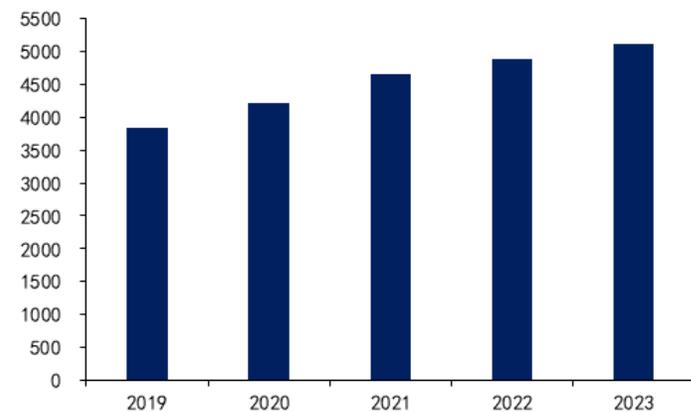
图36：2021年福建省不同行业用电量占比情况



资料来源：福建省统计局，国信证券经济研究所整理

- 福建省外送电量增加。福建省进行省间电力输送主要通过浙北-福州特高压线路、闽粤联网线路进行，浙北-福州特高压线路、闽粤联网线路输电能力分别为680、200万千瓦，浙北-福州特高压线路、闽粤联网线路建成后实现了福建省与浙江、广东两省的电力余缺互济，有助于福建省电力资源配置效率提升。近年来，福建省外送电量呈现增加态势，2023年福建省累计跨省外送电量197.6亿千瓦时，同比增长14.6%。

图35：福建省最高用电负荷情况（万千瓦）



资料来源：福建省能源局，国信证券经济研究所整理

图37：闽粤联网工程图示



资料来源：南方电网，国信证券经济研究所整理

福建省电力供需平衡表测算

表11：福建省电力供需平衡表测算（万千瓦，亿千瓦时）

	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	备注
装机容量	1331	1386	1538	1606	1653	1700	
水电	3478	3596	3681	3717	3817	3917	
火电	871	986	1101	1166	1288	1288	
核电	486	735	742	762	831	900	
风电	202	277	465	875	1275	1675	
光伏	1331	1386	1538	1606	1653	1700	
出力水平							保证容量系数
水电	928	951	1023	1101	1141	1157	70%
火电	3325	3537	3639	3699	3767	3817	100%
核电	871	929	1044	1134	1227	1227	100%
风电	43	61	74	75	80	83	10%
光伏	0	0	0	0	0	0	0出力
合计	5167	5478	5780	6009	6214	6284	
最高用电负荷	4223	4662	4882	5124	5483	5866	
发电量（亿千瓦时）							
水电	292	274	387	369	424	436	
火电	1551	1703	1586	1764	1789	1837	
核电	653	777	832	854	937	1028	
风电	122	152	231	216	231	251	
光伏	19	25	38	70	112	153	
发电量合计（亿千瓦时）	2636	2931	3074	3273	3493	3705	
同比增速	2.5%	11.2%	4.9%	6.5%	6.7%	6.1%	
全社会用电量（亿千瓦时）	2483	2837	2900	3090	3285	3492	
同比增速	3.4%	14.2%	2.2%	6.6%	6.3%	6.3%	
调出电量（亿千瓦时）	155	101	172	198	200	200	

资料来源：福建省能源局，国信证券经济研究所测算

福建电力市场交易电量增加，电力现货市场建设有序推进



- 2023年，福建中长期交易成交电量2019.6亿千瓦时，占发电量的比例为61.7%，成交均价为0.4437元/KWh。绿电结算电量7.2亿千瓦时，结算均价0.4825元/KWh。《2024年福建省电力中长期市场交易方案》提出，2024年福建全省电力市场直接交易规模约2160亿千瓦时，较2023年交易电量规模进一步增加，其中煤电机组约1300亿千瓦时，核电机组约640亿千瓦时，省调统调风电机组约220亿千瓦时。
- 福建为第一批电力现货试点地区之一，福建电力现货市场于2019年6月启动试运行，2020年8月18日福建电力现货市场正式转入不间断结算试运行，2022年起进入第二阶段市场建设，2023年12月福建电力现货市场完成长周期双边结算试运行。目前，福建电力现货市场电源侧的参与主体为省内常规纯凝火电；2023年，现货市场结算电量10.8亿千瓦时，同比减少19.9%，结算均价0.4740元/KWh。

表12：福建电力市场交易规则情况

	《2023年福建省电力中长期市场交易方案》	《2024年福建省电力中长期市场交易方案》
市场主体-发电企业	燃煤发电机组（含热电联产机组、地方小火电和余量上网的燃煤自备机组）全部上网电量参与市场交易。 核电机组原则上全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易。根据全省电力电量平衡及外送情况对核电机组市场化电量进行动态调整。 符合国家建设项目审批条件、已投入商业运行的风电机组和电化学储能电站，可参与市场交易。余热余压余气发电机组（以下简称三余发电机组）参照地方小火电、余量上网的燃煤自备机组参与市场交易。水电、燃气发电、生物质发电、光伏发电、华龙一号核电机组上网电量和市场合约外的风电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电。	已投入商业运营且符合市场准入条件的发电企业，经注册生效后参与市场交易，具体包括：1. 燃煤发电机组（含热电联产机组、地方小火电和余量上网的燃煤自备机组，下同）原则上全部上网电量参与市场交易。2. 福清核电1-4号机组、宁德核电1-4号机组原则上全部上网电量参与市场交易。3. 省调统调集中式风电机组部分上网电量参与市场交易。4. 独立新型储能电站，可参与市场交易。5. 余热余压余气发电机组（以下简称三余发电机组）参照地方小火电、余量上网的燃煤自备机组参与市场交易。6. 参与绿电交易的机组准入范围参照我省绿色电力交易试点方案和实施细则。水电、燃气发电、华龙一号等核电机组、生物质发电上网电量和市场合约外的风电、光伏发电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电。
交易电量规模	2023年，全省电力市场直接交易电量计划约 2110亿千瓦时 （其中居民、农业等从市场采购电量约160亿千瓦时），除居民、农业等优先购电电量由电网企业保障供应外，其余电量全部进入市场。参与市场交易的各类发电机组交易电量预测如下：（一）燃煤发电机组及三余发电机组：约1280亿千瓦时。（二）核电机组（不含华龙一号）：约620亿千瓦时。（三）省调统调的风电机组（含参加绿电交易的机组）：约210亿千瓦时。	2024年，全省电力市场直接交易规模约 2160亿千瓦时 。参与市场交易的主要发电机组交易电量预测如下：（一）燃煤发电机组及三余发电机组：约1300亿千瓦时。（二）核电机组（福清核电1-4号机组、宁德核电1-4号机组）：约640亿千瓦时。（三）省调统调的风电机组：约220亿千瓦时。
交易价格	直接交易用户用电价格由购电价格、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加和为保障居民、农业用电价格稳定的新增损益等组成。双边协商交易的交易价格由交易双方自主协商确定，鼓励燃煤发电企业与批发用户、售电公司在双边交易合同中约定购电价格与煤炭价格挂钩联动的浮动机制，可通过每月开展的合同调整交易进行协商调整；集中竞价交易、挂牌交易的交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格为准；滚动撮合交易每成交对的交易价格为购、售双方申报价格的算术平均值。电网企业代理购电参与年度、月度挂牌补充交易及月内挂牌交易时，以最近一次月度集中竞价交易加权平均价格作为挂牌购电价格。燃煤发电机组市场化交易价格在我省燃煤发电基准价基础上，上下浮动原则上不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。	直接交易用户用电价格由购电价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成，输配电价执行固定目录电价。双边协商交易的交易价格由交易双方自主协商确定，鼓励燃煤发电企业与批发用户、售电公司在双边交易合同中约定购电价格与煤炭价格挂钩联动的浮动机制，可通过每月开展的合同调整交易进行协商调整；集中竞价交易、挂牌交易的交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格为准；滚动撮合交易每成交对的交易价格为购、售双方申报价格的算术平均值。电网企业代理购电年度挂牌交易，以本年度集中竞价交易价格作为挂牌购电价格；电网企业代理购电月度、月内挂牌交易，以最近一次集中竞价交易加权平均价格作为挂牌购电价格。燃煤发电机组市场化交易价格在我省燃煤发电基准价基础上，上下浮动需符合国家相关规定，高耗能企业市场交易电价上浮不受限制，如遇国家政策调整，按国家最新政策执行。燃煤发电机组市场化交易价格不包含容量电价，容量电价按照国家和省内有关政策执行。

资料来源：福建省发改委，国信证券经济研究所整理

- [01] 公司概况：福建省优质风电运营商
- [02] 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- [03] 福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长
- [04] **公司存量资产优质，未来成长性较好**
- [05] 估值与投资建议
- [06] 风险提示

福建省风力资源好，风电发展区位优势较强

- 福建发展风电区位优势较强，自然资源禀赋优势突出。福建省位于我国东南沿海地区，台湾海峡独特的“峡管效应”为福建地区提供了优越的风力资源。根据《中国风电发展路线图2050》，台湾海峡是中国近海风能资源最为丰富的地区，风能资源等级在6级以上，风能资源优势突出。福建平均风速在7.5-10m/s之间，风速水平居于沿海省份前列。2023年，福建省平均风电利用小时数2880小时，较全国平均风电利用小时数2225小时高出655小时；2019-2023年期间，福建平均风电利用小时数为2847小时，较同期内全国平均风电利用小时数2167小时高出680小时。

图38：中国近海5-20米水深的海域内、100米高度年平均风功率密度分布

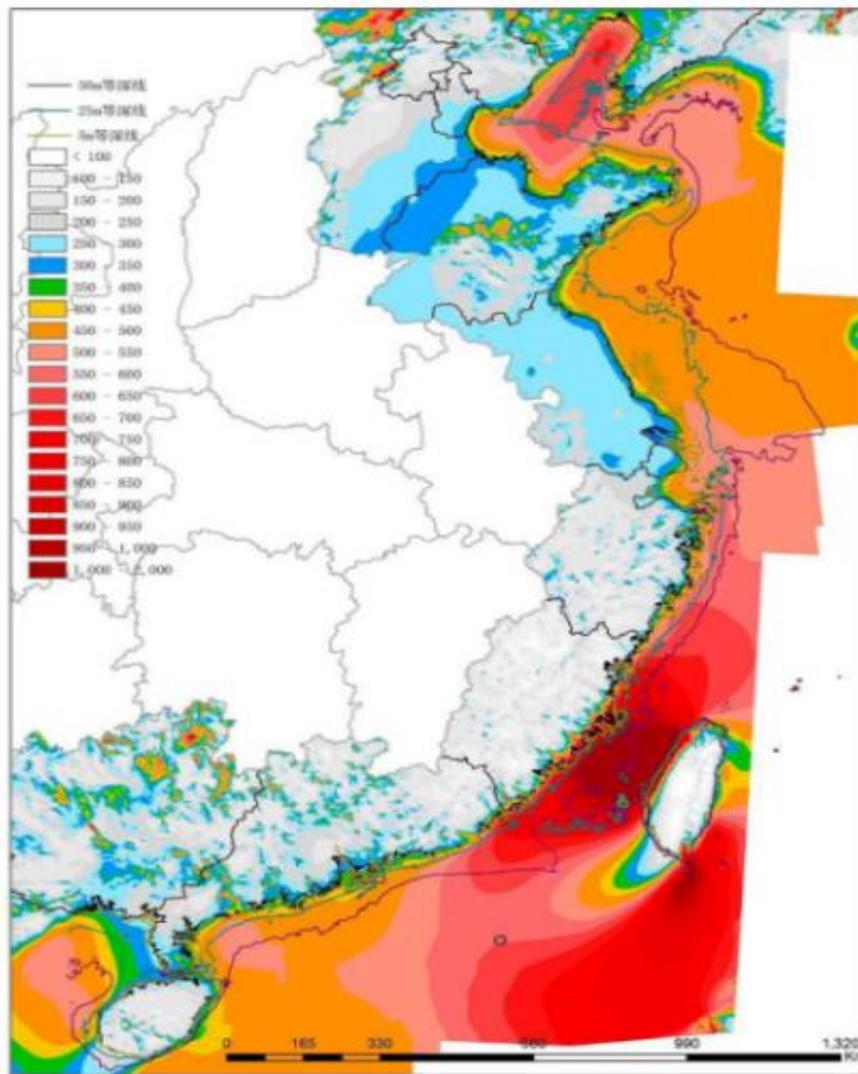
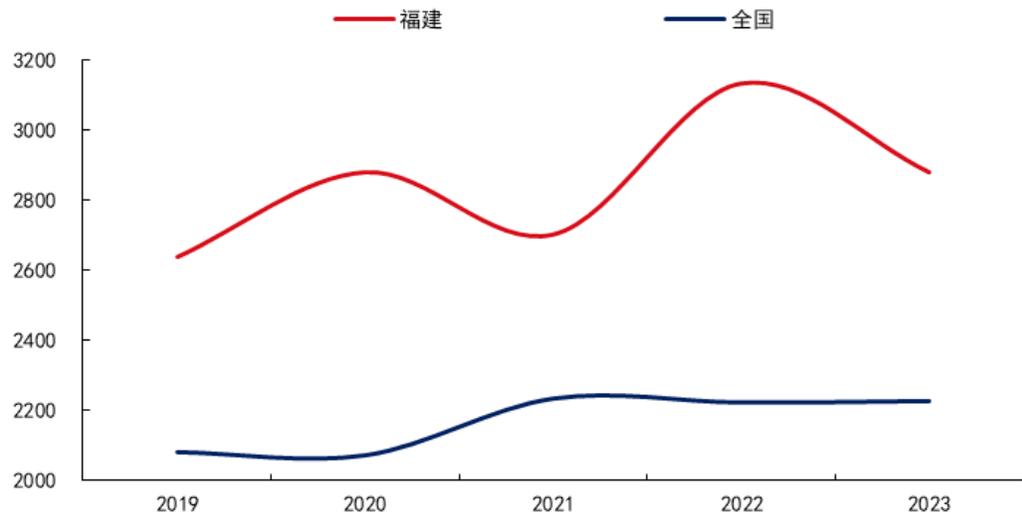


图39：全国与福建风电平均利用小时数比较（小时）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

资料来源：国家发改委能源研究所《中国风电发展路线图2050》，国信证券经济研究所整理

福建省海上风电项目竞配情况

- 2022、2023年福建省分别开展了1GW、2GW海上风电项目市场化竞配，在2022年海上风电首批竞争配置中，投资主体申报电价水平较低，使得项目收益率水平受到一定程度影响，市场担忧福建海上风电资源获取竞争激烈导致电价水平偏低，对上市公司业绩预期有所调整。
- 福建省“十四五”期间海上风电开发规模较大，预计后续将加快海上风电项目资源配置；若海上风电项目竞配电价维持较低水平，或在一定程度上影响发电企业海上风电投资意愿，不利于福建海上风电项目开发和长期持续发展。

表13：2022、2023年福建省海上风电竞配结果

项目	装机容量（万千瓦）	中标主体
2022年海上风电首批竞争配置		
连江外海海上风电场	70	中广核风电与华润集团联合体
马祖岛外海上风电场	30	国家能源集团与万华化学集团联合体
2023年海上风电市场化竞争配置		
长乐B区（调整）项目	10	华电集团
长乐外海I区（南）项目	30	福建省投资开发集团与国投电力
长乐外海J区项目	65	福建省投资开发集团
长乐外海K区项目	55	福建福建股份公司与长江三峡集团福建能源投资公司
莆田湄洲湾外海项目	40	福建福建股份公司与长江三峡集团福建能源投资公司

资料来源：福建省发改委，国信证券经济研究所整理

表14：福建省2023年海上风电市场化竞争配置评分指标

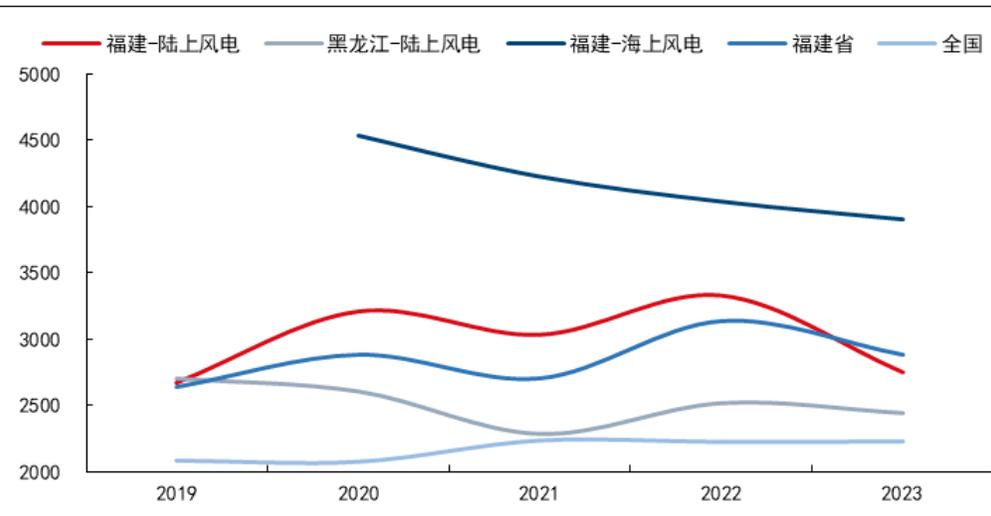
序号	评审内容		分值
一、企业能力（10分）	企业投资能力	净资产	2
		资产负债率	2
	业绩	具有福建省海上风电并网业绩	5
二、装备技术先进性（10分）	诚信履约		1
	风电技术	选用的风机设备生产企业具备的风机科研能力	3
		单机容量	3
	储能技术	配建比例和时长	2
		配建储能安全性和先进性	2
	三、技术方案（20分）	项目方案	
安全质量措施		1	
建设进度及保障措施		1	
海域综合利用		1	
生态环境友好		1	
集中统一送出		1	
四、综合贡献（20分）	降本措施	物流降成本措施	6
		产业协同降本措施	7
	促进地方经济社会高质量发展	2022年纳税贡献	3
		承诺未来3年新增纳税贡献	5
能源保供	2022年能源保供	4	
	承诺今后能源保供	8	
五、申报电价（40分）	投资主体提交的申报电价文件		40

资料来源：福建省发改委，国信证券经济研究所整理

公司存量风电资产优质，利用小时数较高

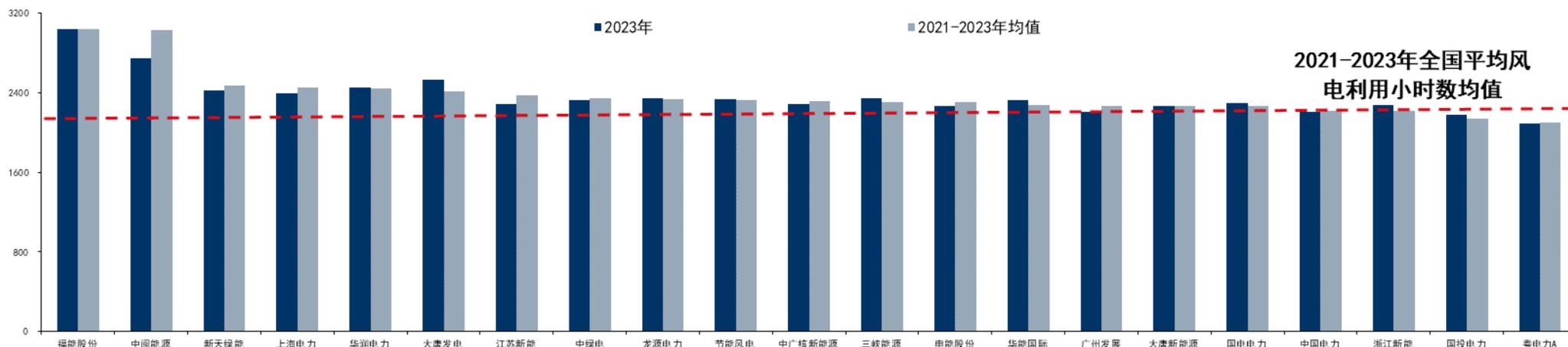
- 中闽能源公司目前在运风电项目均位于风能资源较好的地区，尤其是福建省内的风电项目，公司项目资源优势更为突出。2023年，公司福建区域内陆上风电、海上风电和黑龙江区域陆上风电的利用小时数分别为2744、3905、2443小时，2019-2023年期间福建区域内陆上风电、海上风电和黑龙江区域陆上风电平均利用小时数分别为2995、4174、2511小时，高于全国平均水平。此外，和同行业可比公司来看，中闽能源公司风电项目的利用小时数相对较好，居于行业前列。

图40：中闽能源公司风电平均利用小时数与福建、全国风电利用小时数比较



资料来源：公司公告，国家能源局，国信证券经济研究所整理

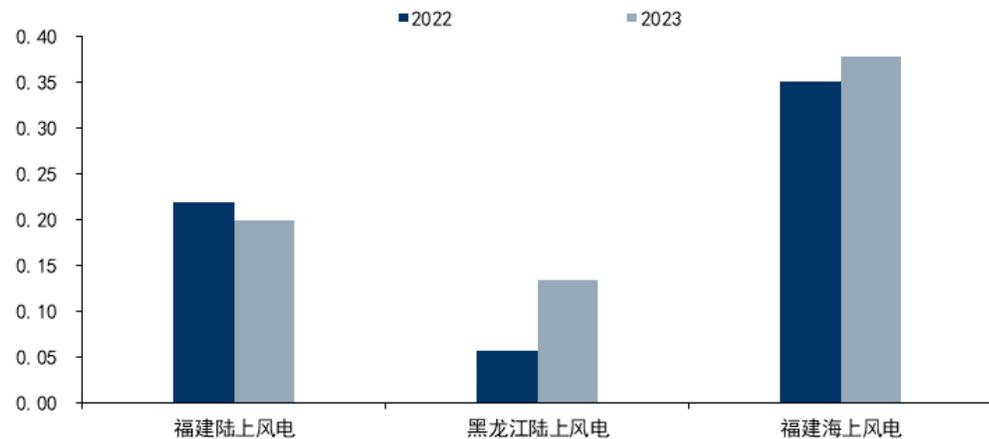
图41：各公司2023年风电利用小时数及2021-2023年风电利用小时数均值（小时）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：中闽能源为陆上风电利用小时数

公司存量风电资产盈利性好，处于行业领先水平

图42：中闽能源公司风电度电净利润情况（元/KWh）



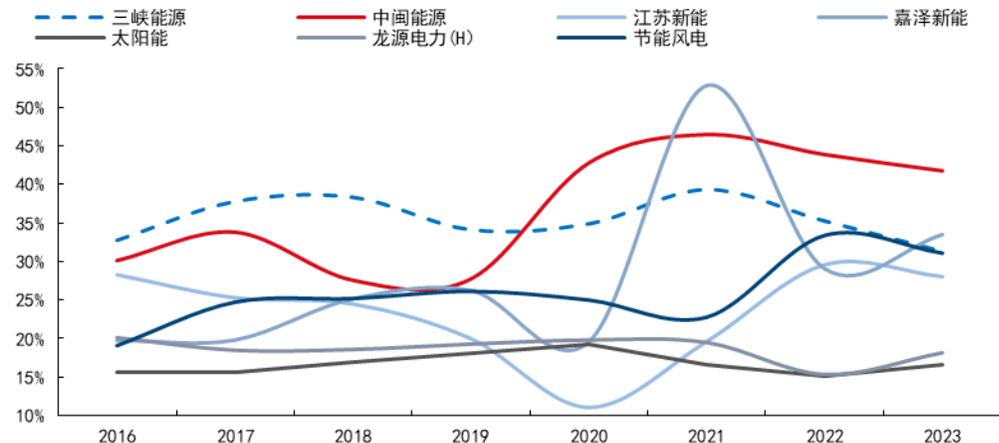
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图43：中闽能源公司不同风电类别、区域ROE情况



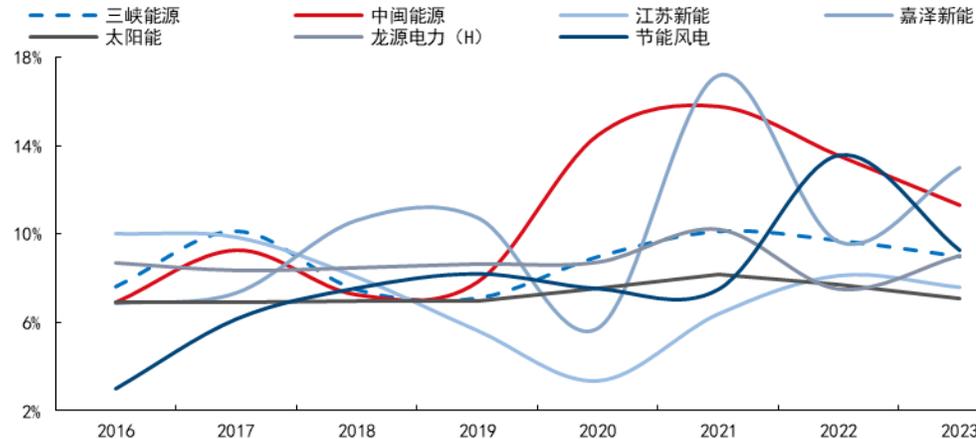
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图44：中闽能源与新能源发电公司净利率比较



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图45：中闽能源与新能源发电公司ROE比较



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司海上风电装机容量有望持续增加，未来成长性较好



- 公司未来海上风电装机增长空间较大。为避免同业竞争，公司控股股东福建投资集团承诺在闽投海电（莆田平海湾海上风电三期项目）、宁德闽投（宁德霞浦海上风电（A、C）区项目）、霞浦闽东（宁德霞浦海上风电（B区）项目）等海电资产符合一定条件后与上市公司协商，启动资产注入程序，并承诺全力支持上市公司的发展；公司控股股东投资集团在2023年福建省海上风电竞配中获得长乐外海I区（南）项目、长乐B区（调整）海上风电项目共计40万千瓦装机容量；以上海上风电项目合计装机容量160.8万千瓦。2024年，福建省海上风电配置将有序推进，公司竞争优势突出，预计有望新获项目。
- 平海湾海上风电三期项目由于暂未列入补贴核查合规项目清单，注入上市公司时间待定。2023年1月，国家电网、南方电网分别正式公布《关于公布第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》，平海湾海上风电三期项目未列入该批清单。受此影响，平海湾海上风电三期项目补贴合规性尚未获得最终核查确认，补贴收入确认存在重大不确定性，暂不符合协商启动注入上市公司的条件。未来待平海湾海上风电三期项目补贴核查结果确认后三个月内，公司股东福建投资集团将与上市公司协商，启动平海湾海上风电三期项目资产注入上市公司的程序。
- 公司自主开发海上风电项目推进，未来项目投运速度有望加快。2024年6月，公司公告公司股东福建投资集团向公司送达《关于提供长乐B区（调整）海上风电项目商业机会的函》，将长乐B区（调整）海上风电项目商业机会优先提供给公司选择，公司同意利用长乐海电项目商业机会。此后，为加快推动长乐海上风电项目投资开发，公司出资2.2亿元投资设立福建福州闽投海上风电有限公司，作为长乐海电项目的投资主体。公司开始自主开发海上风电项目，未来海上风电建设、投运将加快，公司业绩有望迎来进一步增长。

表15：中闽能源公司海上风电储备项目资源

公司	持股比例	项目	装机容量（MW）	预计投产时间	开发主体
福建莆田闽投海上风电有限公司	100%	福建莆田平海湾海上风电三期项目	308	已投产，待注入	福建省投资开发集团
		长乐外海I区（南）项目	300	预计2026年投产	福建省投资开发集团、国投电力
福建福州闽投海上风电有限公司	100%	长乐B区（调整）海上风电项目	100	预计2026年投产	中闽能源
霞浦闽东海上风电有限公司	51%	宁德霞浦海上风电B区项目	300	已核准，预计2026年投产	福建省投资开发集团持股51%，闽东电力持股49%
已核准/已投产项目合计			1008		
宁德闽投海上风电有限公司	80%	宁德霞浦海上风电A区项目	200	暂未核准	福建省投资开发集团持股80%，闽东电力持股20%
		宁德霞浦海上风电C区项目	400	暂未核准	福建省投资开发集团持股80%，闽东电力持股20%
待核准项目合计			600		
合计			1608		

资料来源：福建发改委，公司公告，国信证券经济研究所整理

老旧风场“以大代小”政策出台，公司老旧风电场有望改造升级



- 2023年6月2日，国家能源局发布《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5MW的风电场开展改造升级，规定并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役，并首次明确了风电场改造升级可遵循的电价和电网接入政策。国内早期建成的风电场所处区域风能资源好，但风电机组额定功率小，随着运行时间增加，普遍面临发电效率下降问题。目前新机组单机容量大、运行效率高，使用新机组对老旧风场进行改造升级，可更好地利用优质风能资源，合理扩大装机规模，有效提高发电效率，提升项目经济效益。
- 公司部分早期投产的陆上风电场风能资源优质，并网运行时间已超过15年。未来公司将依照国家关于老旧风电场改造的相关规定，按福建发改委于2024年2月发布的《关于组织开展2024年度风电场改造升级和退役实施方案申报工作的通知》要求，积极推进老旧风电场的改造升级工作，促进风电项目盈利性进一步提升。

表16：《风电场改造升级和退役管理办法》政策要点梳理

条目	政策内容
总则	本办法所称风电场改造升级，是指对场内风电机组、配套升压变电站、场内集电线路等设施进行更换或技术改造，一般分为 增容改造和等容改造 两种。本办法所称风电场退役，是指一次性解列风电机组后拆除风电场全部设施，并按要求注销发电许可证，修复生态环境。 鼓励并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的风电场开展改造升级，并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役 ，经安全运行评估，符合安全运行条件可以继续运营。
组织管理	发电企业根据风电场运行情况，论证提出项目改造升级和退役方案，并向项目所在地县级以上能源主管部门提出需求。 省级能源主管部门根据本行政区域内发电企业提出的风电场改造升级需求，结合本地区风电发展规划和电力运行情况，按年度编制省级风电场改造升级和退役实施方案，明确列入改造升级和退役风电场的名称、规模和时序，确保稳妥有序实施。实施方案征求同级相关部门和省级电网公司意见，涉及享受国家财政补贴的，需报国家能源局组织复核后，抄送国家电网公司或南方电网公司。 各级能源主管部门应针对风电场改造升级项目特点简化审批流程，建立简便高效规范的审批管理工作机制，对纳入省级改造升级和退役实施方案的风电场予以核准变更。
电网接入	电网公司根据省级风电场改造升级和退役实施方案，积极做好项目接入，及时受理，简化程序，主动服务，加强并网安全管理，确保网源协调。 发电企业按照并网运行管理有关规定配合做好系统接入和并网安全管理，改造项目实施前需重新办理接入系统意见。 风电场增容改造配套送出工程改扩建原则上由电网企业负责。对于电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的配套送出工程，允许发电企业投资建设，建设完成后，经电网企业与发电企业双方协商同意，可由电网企业依法依规进行回购。 风电场改造升级原并网容量不占用新增消纳空间，鼓励新增并网容量通过市场化方式并网。
有关保障	风电场改造升级项目用地按照国家有关法律和规定执行。鼓励采用节地技术和节地模式，提高土地使用效率，对不改变风电机组位置且改造后用地面积总和不大于改造前面积的改造升级项目，符合国土空间规划的，不需要重新办理用地预审与选址意见书。改造升级应尽量不占或少占林地、草原，改造升级确需使用林地、草原的，应符合林地、草原使用条件并依法办理使用手续。涉及农用地转为建设用地的，依法办理农用地转用审批手续。生态保护红线和自然保护地内的风电场原则上不进行改造升级，严禁扩大现有规模与范围，项目到期退役后由建设单位负责做好生态修复。 并网运行未满20年且累计发电量未超过全生命周期补贴电量的风电场改造升级项目，按照《财政部 发展改革委 国家能源局关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）相关规定享受中央财政补贴资金 ，改造升级工期计入项目全生命周期补贴年限。改造升级完成后按照《财政部办公厅关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）有关规定，由电网企业及时变更补贴清单，每年补贴电量按实际发电量执行且不超过改造前项目全生命周期补贴电量的5%。风电场完成改造升级后，对并网运行满20年或累计补贴电量超过改造前项目全生命周期补贴电量的项目，不再享受中央财政补贴资金，坚决杜绝骗取国家补贴行为。 风电场改造升级项目补贴电量的上网电价按改造前项目电价政策执行，其它电量的上网电价执行项目核准变更当年的电价政策。
循环利用和处置	发电企业应依法依规负责风电场改造升级和退役的废弃物循环利用和处置。鼓励发电企业、设备制造企业、科研机构等有关单位开展风电场废旧物资循环利用研究，建立健全风电循环利用产业链体系，培育壮大风电产业循环利用新业态。
附则	本办法自发布之日起施行，有效期五年。

资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

- [01] 公司概况：福建省优质风电运营商
- [02] 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- [03] 福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长
- [04] 公司存量资产优质，未来成长性较好
- [05] **估值与投资建议**
- [06] 风险提示

- 盈利预测假设条件如下：
- **风电业务：**根据公司发展规划及项目资源储备情况，由于公司风电资产注入具有不确定性，暂不考虑未来资产注入的影响，假设2024-2026年公司新增海上风电装机容量0/10/15万千瓦，2024-2026年公司风电装机容量分别为90.7/100.7/115.7万千瓦；利用小时数则参考过往年份利用小时数均值进行设定，假设2024-2026年均为3250小时；电价方面，则参考公司过往上网电价水平及福建省海上风电项目竞配电价情况，假设2024-2026年公司风电平均上网电价分别为0.61/0.59/0.57元/KWh（不含税）。
- **光伏发电：**装机容量稳定，预计2024-2026年期间均为2万千瓦，利用小时数及上网电价则参考公司过往水平进行设定。
- **生物质发电：**装机容量稳定，预计2024-2026年期间均为3万千瓦，利用小时数及上网电价则参考公司过往水平进行设定。
- **成本及期间费用：**成本主要考虑海上风电项目投资成本等因素进行假设。同时销售费用率、研发费用率、管理费用率、所得税率较为稳定，参考公司过往水平进行设定。
- 根据前述假设条件，我们得到公司2024-2026年收入分别为17.68/18.10/19.86亿元，营业收入年增速分别为2.1%/2.4%/9.7%，归属母公司净利润7.01/7.67/8.51亿元，归母净利润年增速分别为3.4%/9.4%/11.0%。2024-2026年每股收益分别为0.37/0.40/0.45元。

表17：中闽能源公司主要业务收入测算（百万元）

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
风电业务					
收入	1735	1614	1651	1693	1870
增长率	16%	-7%	2%	3%	10%
成本	606	615	628	653	726
毛利率	65%	62%	62%	61%	61%
光伏业务					
收入	23	21	21	21	21
增长率	-3%	-6%	-1%	-1%	-1%
成本	11	12	12	12	12
毛利率	52%	45%	44%	43%	43%
生物质发电业务					
收入	9	58	58	58	58
增长率		545%	0%	0%	0%
成本	43	86	82	78	74
毛利率	-380%	-49%	-41%	-34%	-28%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

表18：公司未来3年盈利预测表（百万元）

	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入	1732	1768	1810	1986
营业成本	750	759	779	848
销售费用	0	0	0	0
管理费用	71	71	72	79
财务费用	108	76	64	65
营业利润	863	887	967	1070
利润总额	862	886	966	1069
归属于母公司净利润	678	701	767	851
EPS	0.36	0.37	0.40	0.45
ROE	11%	10%	10%	11%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

估值与投资建议

- 输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为75%，2年期的日度数据计算贝塔系数为1.2，无风险利率采用10年期国债到期收益率2.8%，风险溢价为7.0%，债务资本成本为4.0%，计算得出WACC值为9.24%。
- FCFF估值结果：在永续增长率为1%的假设条件下，测算中润能源对应每股权益价值为5.60元，高于目前股价9%。

表19：公司资本成本假设（百万元）

发行在外股数（百万股）	1903	公司长期贷款利率 (Kd)	4.0%
股票市值 (E)	9800	所得税率 (T)	16.0%
债务总额 (D)	2392	公司债务成本	9.5%
资本结构中权益的比例 (E/(D+E))	75.0%	股票Beta	1.2
资本结构中负债的比率 (D/(D+E))	25.0%	公司权益成本 (Ke)	11.2%
WACC	9.24%	永续增长率	1%

资料来源：国信证券经济研究所假设

表21：FCFF估值结果

	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	TV
EBIT	964.62	984.33	1083.16	1208.78	1324.43	1415.75	1508.20	1651.17	1795.63	1941.74	
所得税税率	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	
EBIT*(1-所得税税率)	810.28	826.83	909.85	1015.38	1112.52	1189.23	1266.88	1386.98	1508.33	1631.06	
折旧与摊销	513.34	545.42	589.64	635.99	679.47	721.55	762.99	804.14	845.17	886.17	
营运资金的净变动	725.36	-22.02	-87.12	-77.22	-124.21	1025.64	-206.02	-118.51	-143.22	-164.70	
资本性投资	-1021.49	-1421.84	-1423.29	-1025.22	-1026.71	-1027.92	-1028.94	-1029.80	-1030.51	-1031.10	
FCFF	1027.50	-71.61	-10.93	548.93	641.07	1908.50	794.92	1042.81	1179.77	1321.44	16197.2
PV(FCFF)	940.59	-60.01	-8.38	385.47	412.09	1123.06	428.20	514.22	532.55	546.05	6693.0
核心企业价值	11506.9										
减：净债务	848.4										
股票价值	10658.4										
每股价值	5.60										

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

表20：公司盈利预测假设条件

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E
营业收入增长率	2.1%	2.4%	9.7%	11.0%	8.5%	6.0%	5.6%	8.4%	7.7%	7.1%
毛利率	57.1%	56.9%	57.3%	57.8%	58.4%	59.0%	59.6%	60.3%	60.9%	61.6%
管理费用/营业收入	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
销售费用/营业收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
研发费用/营业收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
营业税及附加/营业收入	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%
所得税税率	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%
股利分配比率	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

- 相对估值：**选择以新能源发电为核心业务的三峡能源、龙源电力、金开新能、中绿电以及同在福建开发海上风电项目的福能股份作为可比公司，可比公司2024-2026年可比公司PE均值分别为13.83/11.65/10.14倍。考虑到公司存量资产优质及未来发展向好，参考可比公司平均估值情况，给予公司2024年14~15倍PE。根据我们测算，2024年公司归母净利润为7.0亿元，对应公司权益市值为98~105亿元，对应5.16-5.53元/股合理价值，较当前股价有0%-7%的溢价。
- 投资建议：**我们预计2024-2026年公司营业收入分别为17.68/18.10/19.86亿元，分别同比增长2.1%/2.4%/9.7%，归母净利润分别为7.01/7.67/8.51亿元，分别同比增长3.4%/9.4%/11.0%；EPS分别为0.37/0.40/0.45元，当前股价对应PE分别为14.0/12.8/11.5x。综合绝对估值和相对估值结果，我们认为公司股票价值在5.16~5.53元之间，较当前股价有0%-7%的溢价。首次覆盖，给予“优于大市”评级。

表22：可比公司基本情况

公司	基本情况
三峡能源	公司以风能、太阳能的开发、投资和运营为主营业务，截至2023年，公司并网装机容量达到4004.44万千瓦。其中，风电1941.66万千瓦，光伏发电1982.42万千瓦。2023年，公司完成发电量551.79亿千瓦时，同比增长14.12%。公司控股股东为三峡集团，公司以自主开发建设新能源项目为主，为国内新能源发电龙头企业之一。
龙源电力	公司主营业务为风电、光伏等可再生能源开发、投资和运营，截至2023年，公司总控股装机容量合计35.59GW，其中风电27.75GW、火电1.88GW、光伏等其他可再生能源5.96GW。公司控股股东为国家能源集团，为减少和解决同业竞争，国家能源集团将向公司注入新能源资产，同时公司将大力发展风电新能源项目，为国内新能源发电龙头企业之一。
金开新能	公司核心业务为新能源发电业务，截至2023年，公司核准并网装机容量4480兆瓦，其中光伏发电项目并网容量3097兆瓦，风电项目并网容量1257兆瓦，储能及生物质发电项目并网容量127兆瓦。公司实际控制人为天津市国资委，存量项目较为优质，未来装机容量有望稳健增长。
中绿电	公司主营业务为风能和太阳能投资、开发、运营，截至2023年，公司投产装机容量合计561.65万千瓦。公司控股股东为鲁能集团，2024年公司制定了“双两千”年度目标，即力争年末在运装机规模超2000万千瓦，年内新增资源获取规模超2000万千瓦，公司未来新能源装机容量增长空间较大。
福能股份	公司主要业务为电力、热力生产和销售。截至2023年，公司控股运营发电装机容量599.39万千瓦，其中：风力发电180.90万千瓦、天然气发电152.80万千瓦、热电联产129.61万千瓦、燃煤纯凝发电132.00万千瓦、光伏发电4.08万千瓦，福能股份实际控制人为福建省国资委，未来福能股份将在福建省内大力发展海上风电业务，未来海上风电业务装机容量将实现持续增长。

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

表23：可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE 23A	投资评级
				23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E		
600905.SH	三峡能源	4.45	1,274	0.25	0.31	0.35	0.40	17.74	14.35	12.71	11.13	9.0%	优于大市
001289.SZ	龙源电力	17.24	1,441	0.75	1.01	1.09	1.22	22.99	17.07	15.82	14.13	9.1%	优于大市
600821.SH	金开新能	5.12	102	0.40	0.50	0.71	0.87	12.80	10.24	7.21	5.89	9.2%	优于大市
000537.SZ	中绿电	9.21	190	0.49	0.53	0.70	0.83	18.80	17.44	13.12	11.06	5.5%	无
600483.SH	福能股份	11.38	294	1.03	1.13	1.21	1.34	11.05	10.07	9.40	8.49	12.5%	无
平均								16.67	13.83	11.65	10.14		

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：中绿电、福能股份盈利预测取自Wind一致盈利预测

- [01] 公司概况：福建省优质风电运营商
- [02] 海上风电项目有序开发，未来收益维持合理水平
- [03] 福建电力市场电源结构较为合理，产业结构优化支撑用电需求增长
- [04] 公司存量资产优质，未来成长性较好
- [05] 估值与投资建议
- [06] **风险提示**

• 估值的风险

- 我们采取相对估值方法计算得出公司的合理估值在5.16-5.53元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年的业务成本和业务收入加入了很多个人的判断：
- 1、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司2024年PE水平作为相对估值的参考，同时考虑公司成长性，对行业平均动态PE进行修正。
- 2、考虑到公司未来业绩增长主要来源为海上风电项目装机增长，同时公司为地方国企背景，因此假设海上风电项目建设可以按预期推进，但新能源建设具有一定不确定性，公司海上风电装机规模增速可能不及预期。
- 3、随着电力市场化交易的不断推进，新能源电力的不稳定性导致在电力市场化交易中相较传统能源具备一定劣势，因此存在电价波动的风险。
- 4、考虑到公司存量资产优质及未来发展向好，给予公司2024年14-15倍PE，可能未充分考虑市场整体估值波动的风险。
- 5、在给予公司可比估值时，可能未充分考虑市场波动对公司估值的影响。

• 盈利预测的风险

- 在对公司风电项目未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：
- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管，未来随着电力改革的深入及竞价上网的实施，可能导致公司的上网电价水平发生变化，影响公司的盈利水平；
- 2、若公司海上风电项目投运增长不及预期，将会使得发电量、上网电量低于预期，影响公司业绩增长；
- 3、若风电项目当年来风条件较差，利用小时数偏低，导致发电量、上网电量低于预期，可能影响公司业绩增长。

• 经营及其它风险

- 1、政策风险。政策对电力企业盈利影响较大，若未来电价、消纳政策发生变化，使得电价下调，从而影响新能源盈利不及预期。
- 2、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行，影响公司收入和净利润水平。

附表：财务预测与估值

资产负债表 (百万元)	2022	2023	2024E	2025E	2026E	利润表 (百万元)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	1111	244	1663	1362	1106	营业收入	1791	1732	1768	1810	1986
应收款项	2014	2467	2158	2210	2425	营业成本	686	750	759	779	848
存货净额	37	32	30	27	28	营业税金及附加	14	14	14	15	16
其他流动资产	246	128	131	44	48	销售费用	0	0	0	0	0
流动资产合计	3669	4041	4486	4145	4111	管理费用	73	71	71	72	79
固定资产	7736	7243	7756	8637	9475	财务费用	137	108	76	64	65
无形资产及其他	125	116	112	107	102	投资收益	1	5	5	5	5
投资性房地产	37	37	37	37	37	资产减值及公允价值变动	3	(1)	(2)	(2)	(2)
长期股权投资	86	87	97	101	105	其他收入	33	70	35	84	89
资产总计	11654	11524	12487	13027	13830	营业利润	917	863	887	967	1070
短期借款及交易性金融负债	828	707	729	750	773	营业外净收支	(1)	(0)	(1)	(1)	(1)
应付款项	936	880	1298	1241	1363	利润总额	917	862	886	966	1069
其他流动负债	115	119	117	114	125	所得税费用	132	140	142	155	171
流动负债合计	1879	1706	2144	2105	2261	少数股东损益	56	44	43	45	47
长期借款及应付债券	2043	1759	1664	1569	1474	归属于母公司净利润	729	678	701	767	851
其他长期负债	1800	1630	1654	1678	1702						
长期负债合计	3843	3389	3318	3247	3176	现金流量表 (百万元)	2022	2023	2024E	2025E	2026E
负债合计	5722	5094	5462	5352	5437	净利润	729	678	701	767	851
少数股东权益	178	179	214	250	287	资产减值准备	(2)	5	0	0	0
股东权益	5754	6250	76122	7425	8106	折旧摊销	497	506	513	545	590
负债和股东权益总计	11654	11524	12487	13027	13830	公允价值变动损失	(2)	5	0	0	0
						财务费用	137	108	76	64	65
关键财务与估值指标	2022	2023	2024E	2025E	2026E	营运资本变动	(230)	(382)	725	(22)	(87)
每股收益	0.38	0.36	0.37	0.40	0.45	其它	285	218	105	95	97
每股红利	0.10	0.05	0.07	0.08	0.09	经营活动现金流	1276	1029	2045	1385	1451
每股净资产	3.02	3.28	3.58	3.90	4.26	资本开支	(217)	(93)	(1021)	(1422)	(1423)
ROIC	11%	9%	10%	10%	10%	其它投资现金流	(181)	(908)	666	0	0
ROE	13%	11%	10%	10%	11%	投资活动现金流	(394)	(976)	(366)	(1425)	(1428)
毛利率	62%	57%	57%	57%	57%	权益性融资	0	0	0	0	0
EBIT Margin	59%	54%	55%	54%	55%	负债净变化	(301)	(284)	(95)	(95)	(95)
EBITDA Margin	87%	84%	84%	85%	84%	支付股利、利息	(190)	(95)	(140)	(153)	(170)
收入增长	17%	-3%	2%	2%	10%	其它融资现金流	198	(267)	21	22	23
净利润增长率	11%	-7%	3%	9%	11%	融资活动现金流	(574)	(920)	(261)	(261)	(278)
资产负债率	51%	46%	45%	43%	41%	现金净变动	308	(867)	1419	(302)	(255)
股息率	1.9%	1.0%	1.4%	1.6%	1.7%	货币资金的期初余额	803	1111	244	1663	1362
P/E	13.4	14.4	14.0	12.8	11.5	货币资金的期末余额	1111	244	1663	1362	1106
P/B	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	企业自由现金流	961	820	1027	(72)	(11)
EV/EBITDA	9.9	10.3	10.3	9.9	9.1	权益自由现金流	858	269	890	(199)	(138)

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所预测

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.GSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业投资评级	无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
		优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。



国信证券

GUOSEN SECURITIES

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032