

公用事业

2021 年 07 月 07 日

三峡能源 (600905)

——三峡集团新能源上市平台 风光三峡扬帆出海

报告原因：首次覆盖

增持 (首次评级)

投资要点：

- **三峡集团旗下新能源业务实施主体，风光装机规模持续提升。**公司是三峡集团新能源业务的战略实施主体，始终秉持“风光三峡”和“海上风电引领者”战略，目标成为综合实力国内领先、世界一流的新能源公司。与主要电力央企注重开发风电或者光伏不同，公司以“风光协同、海陆共进”的开发思路为核心，均衡布局风电光伏产业，截至 2020 年底累计并网装机规模超 1500 万千瓦，其中陆上风电累计装机规模超 750 万千瓦，海上风电装机规模超 130 万千瓦，光伏装机规模超 650 万千瓦，布局涵盖全国 30 个省、自治区和直辖市，在我国 A+H 股上市公司中新能源装机规模仅次于龙源电力。
- **存量资产质量极佳，资金、资源优势突出助力风光快速增长。**三峡能源存量风电资产布局良好，利用小时数和毛利率均居行业前列；光伏现有装机规模居上市公司首位，龙头地位凸显。根据公司规划，公司力争“十四五”末总装机规模达到 5000 万千瓦，相较于 2020 年底 1500 万千瓦的装机规模增长 2-3 倍，未来每年至少要保持 700 万千瓦装机的年均增长力度。在龙头集中趋势下，依托三峡集团资金、资源优势，我们判断公司有望在持续获取风光资源的同时有效保证项目收益率，获得规模、业绩长期稳定增长。
- **海上风电领导者，资源+技术炼造海上霸主。**与其他新能源运营商相比，公司一大特色在于海上风电布局，截至 2020 年底，公司海上风电装机容量 135 万千瓦，处行业第一梯队，资源储备超 3000 万千瓦，远超其他电力央企。公司实际上担任了我国海上风电领路人的角色，一方面在广东、福建、江苏等地集中连片规模化开发海上风电，多个“百万千瓦级”海上风电基地已现雏形；另一方面借鉴“三峡水电”经验，发挥运营商统筹主导作用，在福建地区建立“试验场”和“产业园”模式推动全产业链降本创新。
- 我们预计随着海上风电成本的快速下降，叠加各省对于海风装机的十四五规划，海上风电在十四五期间将迎来快速发展期，而公司将凭借技术、资源、产业链领先优势率先受益。根据公司募投规划（IPO 项目全部投向海上风电项目，共计 250 万千瓦）和对外指引，预计到 2021 年底，公司将成为海上风电规模最大的运营商。
- **盈利预测与评级：**我们预计 2021~2023 年归母净利润分别为 49.8、71.1、80.3 亿元，同比增速分别为 38%、42.6% 和 12.9%。EPS 为 0.17、0.25、0.28 元/股，当前股价对应的 PE 分别为 38、26 倍和 23 倍，高于可比公司均值。但是考虑到公司资产质量优质、技术优势显著和海上风电成长性，首次覆盖给予公司“增持”评级。
- **风险提示：**政策不及预期的风险、海风成本曲线下降存在不确定性。

财务数据及盈利预测

	2020	2021Q1	2021E	2022E	2023E
营业总收入 (百万元)	11,315	3,812	16,666	24,355	29,061
同比增长率 (%)	26.3	43.1	47.3	46.1	19.3
归母净利润 (百万元)	3,611	1,495	4,984	7,109	8,026
同比增长率 (%)	27.2	51.4	38.0	42.6	12.9
每股收益 (元/股)	0.18	0.07	0.17	0.25	0.28
毛利率 (%)	57.7	64.5	57.9	57.7	56.8
ROE (%)	8.6	3.4	7.2	9.4	9.9
市盈率	51	38	26	23	

注：“市盈率”是指目前股价除以各年每股收益；“净资产收益率”是指摊薄后归属于母公司所有者的 ROE

市场数据： 2021 年 07 月 06 日

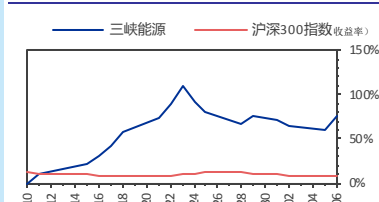
收盘价 (元)	6.42
一年内最高/最低 (元)	8.79/3.18
市净率	3.0
息率 (分红/股价)	-
流通 A 股市值 (百万元)	44616
上证指数/深证成指	3530.26/14596.76

注：“息率”以最近一年已公布分红计算

基础数据： 2021 年 03 月 31 日

每股净资产 (元)	2.17
资产负债率 (%)	68.98
总股本/流通 A 股 (百万)	28571/6949
流通 B 股/H 股 (百万)	-/-

一年内股价与大盘对比走势：



证券分析师

刘晓宁 A0230511120002
liuxn@swsresearch.com
查浩 A0230519080007
zhahao@swsresearch.com
王璐 A0230516080007
wanglu@swsresearch.com
邹佩轩 A0230520110002
zoupux@swsresearch.com

联系人

查浩
(8621)23297818×转
zhahao@swsresearch.com



申万宏源研究微信服务号

投资案件

投资评级与估值

我们预计 2021~2023 年归母净利润分别为 49.8、71.1、80.3 亿元，同比增速分别为 38%、42.6%和 12.9%。EPS 为 0.17、0.25、0.28 元/股，当前股价对应的 PE 分别为 38、26 倍和 23 倍，高于可比公司均值。但是考虑到公司资产质量优质、技术优势显著和海上风电成长性，首次覆盖给予公司“增持”评级。

关键假设点

- 1) 陆上风电 2021-2021 年新增装机为 150、200、200 万千瓦；
- 2) 海上风电 2021-2023 年新增装机为 260、100、100 万千瓦；
- 3) 光伏 2021-2023 年新增装机为 230、500、600 万千瓦

有别于大众的认识

市场普遍对平价后的新能源运营盈利性存在质疑。在平价时代，新能源开发逻辑将发生显著变化，行业趋势对龙头企业更加有利；另一方面，平价后将新能源运营商的现金流将显著改善，新增装机盈利能力不再依赖补贴，现金流与净利润匹配，实现全产业链将内生循环。此外，在十四五期间，新能源度电成本仍有较大下行空间，有望带动项目盈利能力上行，保障项目收益率。

因此，我们认为，在平价时代，新能源运营商的盈利能力更大程度上取决于公司对于资源的获取能力、成本的掌控能力，而三峡能源显然是其中的佼佼者。一方面，公司现有资源储备充足，光伏、海上风电规模均已处于行业第一梯队，且计划十四五期间风电迎头并进，进入行业第一梯队；另一方面，公司融资成本较低，资本市场形象良好，再融资便利。多重利好下，我们认为公司未来增长确定性较强。

股价表现的催化剂

海上风电省级补贴制度落地，新能源度电成本快速下降

核心假设风险

新能源度电成本下降不及预期，公司募投项目并网时间晚于预期

目录

1. 三峡集团新能源业务平台 加速发展海上风电	6
2. 陆上风光布局良好 资源获取能力强	8
2.1 风电：资产质量优质 示范性项目标杆作用显著	8
2.2 光伏：多渠道发力 资源获取能力强	10
2.3 多维度优势突出 支持风光快速增长	11
3. 海上风电引领者 资源+技术炼造海上霸主	13
3.1 海上风电先行人 资源储备居行业前列	14
3.2 政策支持成本下降 海上风电迎来黄金发展期	14
3.3 海上风电“领导者” 厚积薄发未来可期	19
4. 盈利预测及估值	21

图表目录

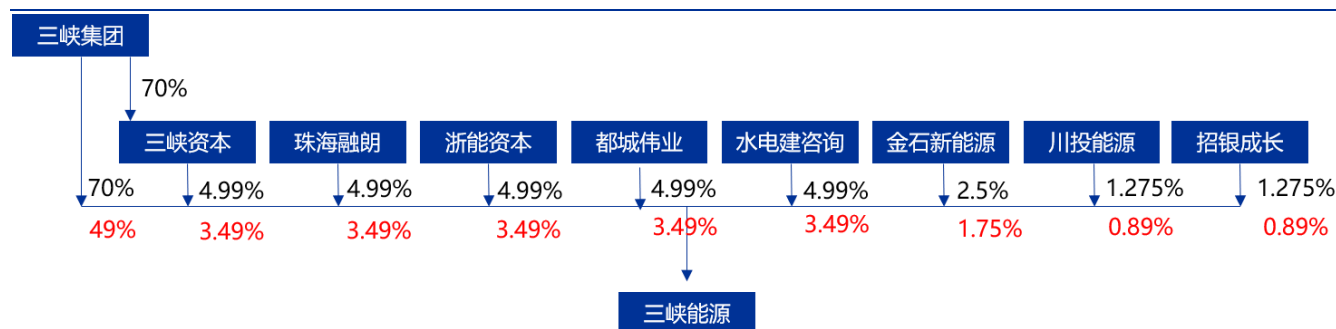
图 1：三峡能源股权结构.....	6
图 2：三峡能源发展历程.....	6
图 3：2012-2020 风电累计装机规模.....	7
图 4：2012-2020 光伏累计装机规模.....	7
图 5：2016-2020 公司营收持续增长.....	7
图 6：2016-2020 公司归母净利润稳定增长.....	7
图 7：三峡能源装机分布.....	8
图 8：2019 年同行业公司风电利用小时数比较（h）.....	9
图 9：公司陆上风电毛利率高于同行业平均水平.....	9
图 10：2017-2020 年公司光伏装机量及其增速.....	11
图 11：2020 年主要集团光伏装机（单位：GW）.....	11
图 12：2020 年上市公司风电装机比较（单位：万千瓦）.....	12
图 13：2020 年上市公司光伏装机比较（单位：万千瓦）.....	12
图 14：可比公司资产负债率比较（%）.....	13
图 15：2020 年可比公司负债利息率比较.....	13
图 16：海上风电装机容量.....	15
图 17：2020 年各国累计海上风电装机占比.....	15
图 18：我国主流机组大型化趋势.....	17
图 19：海上风电单位千瓦投资情况.....	17
图 20：大叶轮、高塔筒、大兆瓦风机有效降低海上风电资本开支.....	18
表 1：公司募投资金投向（单位：亿元）.....	7
表 2：公司投产的主要标杆性项目.....	9
表 3：光伏项目探索“光伏+”多业务模式.....	10
表 4：三峡能源中标的光伏领跑者项目.....	10
表 5：公司参股上下游企业（截至 2021 年 Q1）.....	12
表 6：三峡集团与各省签订的战略合作协议.....	14
表 7：江苏、广东、浙江、福建十四五规划已出.....	16
表 8：广东、浙江海上风电补贴政策.....	16

表 9：主要省份建造成本构成明细	17
表 10：陆上风电和海上风电建造成本对比	19
表 11：公司海上风电项目首次应用的关键技术.....	19
表 12：主要省份平均风速和年等效利用小时数.....	20
表 13：新增装机预测（万千瓦）	21
表 14：可比公司估值（总市值和归母净利润单位均为亿元）	21
表 15：公司利润表预测（百万元）	22
表 16：资产负债表预测（百万元）	22
表 17：现金流量表预测（百万元）	24

1. 三峡集团新能源业务平台 加速发展海上风电

三峡能源为三峡集团新能源业务的战略实施主体。三峡集团成立以来始终瞄准发展清洁能源的战略方向，目前已发展成为世界最大的水电开发企业和中国最大的清洁能源集团。三峡能源最早可追溯至水利部旗下水利工程综合经营公司，2008 年并入三峡集团，2010 年更名为三峡新能源，成为三峡集团新能源业务的战略实施主体。近年来公司加快新能源发展步伐，目标成为综合实力国内领先、世界一流的新能源公司。

图 1：三峡能源股权结构



资料来源：公司招股书，申万宏源研究；注：黑色文字为 IPO 前股权占比，红色文字为 IPO 后股权占比

图 2：三峡能源发展历程



资料来源：公司官网，申万宏源研究

秉持“风光协同、海陆共进”开发思路，风光装机规模在快速上升的同时保持均衡。与主要电力央企注重开发风电或者光伏不同，三峡能源始终秉持“风光协同、海陆共进”的开发思路，均衡布局风电光伏产业。2012-2020 年，公司风电装机规模从 150 万千瓦增长至 880 万千瓦，复合增长率 24.8%，光伏累计装机从 3 万千瓦增长至 650 万千瓦，复合增长率 95.9%，截至 2020 年 12 月底，公司累计并网装机规模超 1500 万千瓦，其中陆上风电累计装机规模超 750 万千瓦，海上风电装机规模超 130 万千瓦，光伏装机

规模超 650 万千瓦，中小水电装机规模超 22 万千瓦，业务范围涵盖全国 30 个省、自治区和直辖市，风光装机规模均处行业前列。

图 3：2012-2020 风电累计装机规模



资料来源：公司招股书，申万宏源研究

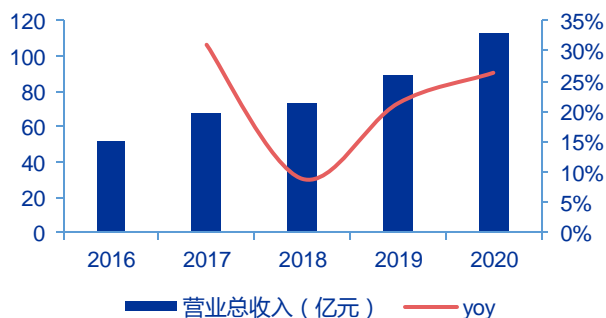
图 4：2012-2020 光伏累计装机规模



资料来源：公司招股书，申万宏源研究

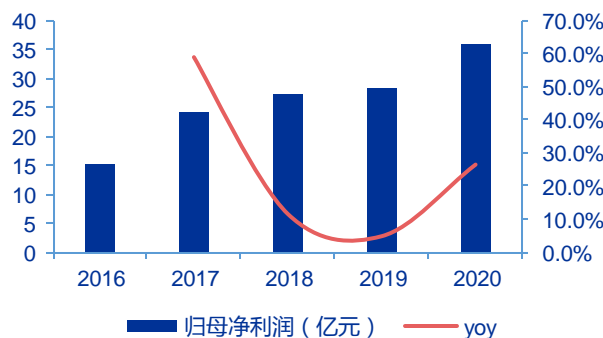
受益于装机容量和发电量的持续提升，公司近年业绩稳定增长。受装机规模快速增长影响，公司 2016-2020 年营收从 51.76 亿元增长至 113.2 亿元，4 年 CAGR 为 21.6%，归母净利润从 15.3 亿元增长至 35.9 亿元，4 年 CAGR 达 23.8%。

图 5：2016-2020 公司营收持续增长



资料来源：wind，申万宏源研究

图 6：2016-2020 公司归母净利润稳定增长



资料来源：wind，申万宏源研究

IPO 募集资金 227.1 亿元主要投向海上风电。公司此次 IPO 上市共募集资金 227.1 亿元，扣除发行费用后，募集资金净额 225 亿元。公司规划主要用于海上风力发电项目建设，总装机规模 250 万千瓦，进一步巩固公司“海上风电引领者”地位。

表 1：公司募投资金投向（单位：亿元）

项目	总投资额	预计并网日期	利用小时	装机 (MW)	拟投入募集资金
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电	51.28	2021 年底	2700	300	48.5
江苏如东 H6 (400MW) 海上风电	70.99	2021 年底	3000	400	9
江苏如东 H10 (400MW) 海上风电场	71.67	2021 年底	3000	400	10

阳西沙扒 300MW 海上风电项目	54.2	2020 年底	2756	300	38
阳西沙扒二期 400MW 海上风电项目	76.18	2021 年底	2700	400	68.5
漳浦六鳌海上风电场 D 区项目	92.64	2021 年底	2700	402	15
长乐外海海上风电场 A 区项目	70.52	2021 年底	2700	300	11
补充流动资金					50
总计					250

资料来源：公司招股书，申万宏源研究

2. 陆上风光布局良好 资源获取能力强

2.1 风电：资产质量优质 示范性项目标杆作用显著

公司陆上风电以中东南部和特高压配套基地为重点，不断优化发展布局。公司风电布局重点向具有外送条件、平价上网的新能源基地和电网接入条件好、消纳能力强的中东南部延伸。同时，公司风电资产布局充分考虑风资源状况，以公司风电装机第一大省内蒙古为例，公司内蒙古机组发电小时数高于地区平均水平 20%。

图 7：三峡能源装机分布

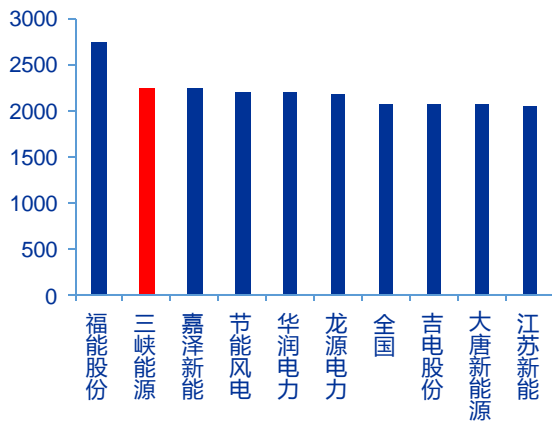


资料来源：公司官网，申万宏源研究

利用小时数和毛利率均居行业前列。2019 年公司风电利用小时数达 2250 小时，超全国平均水平 168 小时，居处行业前列。受益于资产布局良好和成本管控能力强，

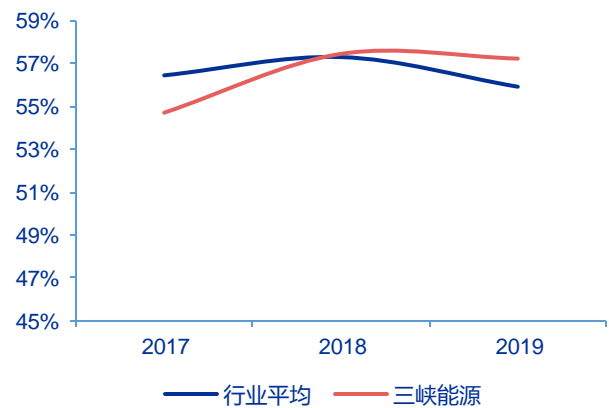
公司陆上风电毛利率高于行业平均水平。2018-2019 年，陆上风电毛利率为 57.44% 和 57.22%，较同行业平均水平高 0.15 个百分点和 1.31 个百分点。

图 8：2019 年同行业公司风电利用小时数比较（h）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图 9：公司陆上风电毛利率高于同行业平均水平



资料来源：公司公告，申万宏源研究

通过建设示范性标杆项目强化公司影响力，为资源积累项目储备奠定基础。截至 2020 年底，三峡能源已投产陆上风电项目遍及内蒙古、新疆、甘肃等 25 个省份。其中，在内蒙古四子王旗建成了当期国内乃至亚洲单体规模最大的陆地风电项目（40 万千瓦），项目的建成对加快推动陆上风电规模化开发和管理起到积极促进作用。在青海锡铁山建成了国内首个高海拔兆瓦级风电项目，项目的建成对我国高海拔地区风能资源的利用起到积极示范推动作用。随着风电平价上网时代到来，新投产项目的回报率很大程度上取决于新技术的应用和规模化的开发，而公司**这些标杆性项目的建立展现了深厚的技术护城河和项目建设经验**，为公司后续获取项目和降本奠定了基础。

表 2：公司投产的主要标杆性项目

项目	主要内容
内蒙古乌兰察布源网荷储示范项目（300 万千瓦）	全球规模最大的源网荷储示范项目，项目建设对当地加快构建现代能源经济体系、推动经济社会高质量发展具有重要意义
内蒙古四子王 40 万千瓦风电场	内蒙古四子王 40 万千瓦风电场当期亚洲单体规模最大的陆地风电项目，项目的建成对加快推动陆上风电规模化开发和管理具有积极促进作用
青海锡铁山 10 万千瓦风电场	国内首个高海拔风电项目，项目的建成对我国高海拔地区风能资源利用具有积极示范作用
新疆哈密 20 万千瓦风电场	国家能源局特许权项目，项目的建成对加快产业援疆、促进当地经济社会发展、推动绿色能源开发利用具有重要意义

资料来源：公司官网，申万宏源研究

2.2 光伏：多渠道发力 资源获取能力强

2011 年三峡能源通过投产青海格尔木 10MW 项目切入光伏发电领域，通过扩展业务模式、积极参与光伏领跑者项目、与各省签订各项战略合作协议积累丰富的光伏项目资源，光伏装机量迅速提升。

探索光伏+多业务发展模式，更受政府青睐。三峡能源在光伏项目开发中，积极推行光伏多元化模式，例如三峡能源陕西铜川光伏领跑者项目配套规划“生态农业+精准扶贫+观光旅游”，打造多功能、高品质光伏农业观光景区，吉林双辽服先光伏、山东济宁光伏示范基地等项目采取农光互补或渔光互补方式建设等。**公司通过实施“光伏+”模式能够因地制宜利用土地资源，以最小的土地投入带动当地经济发展，提高项目经济效益和社会效益，受到地方政府的广泛青睐，项目核准相对较易。**

表 3：光伏项目探索“光伏+”多业务模式

项目	主要内容
河北曲阳 20 万千瓦光伏电站	国内单体最大的山地光伏项目，带动光伏产业技术创新，同时将光伏开发与精准扶贫等有机结合，打造“光伏+”的“曲阳模式”
陕西铜川 25 万千瓦光伏电站	陕西铜川 25 万千瓦光伏电站国家能源局首批三个光伏技术领跑基地项目之一，实现“光伏+农业+扶贫+旅游”四位一体，有效促进铜川地区环境保护、电源结构优化调整、能源多元化供应的持续发展
吉林双辽 19 万千瓦光伏电站	吉林省最大的农光互补项目，采用“光伏+农牧业”新模式，实现土地高效利用、农业经济发展、生态设施保护三大效益统一的巨大改变，逐渐形成“以草养畜、畜粪还田”的循环经济发展新趋势
江苏泗洪 10 万千瓦光伏电站	国家光伏发电领跑奖励激励基地一号牧光互补项目，集光伏先进技术示范、特色畜牧养殖、特色农业种植相结合的综合示范基地新能源项目，打造“农牧光”三位一体新模式
内蒙古达拉特 10 万千瓦光伏电站	内蒙古达拉特 10 万千瓦光伏电站内蒙古自治区光伏发电应用领跑示范基地，通过“光伏+治沙+农林+旅游”模式，推进沙漠生态治理、可再生能源发电产业、沙漠农林产业、沙漠特色旅游等多产业整合发展，实现地区经济转型升级

资料来源：公司官网，申万宏源研究

积极参与光伏领跑者计划，集团层面争取资源，光伏业务迅速发展。自 2015 年国家能源局推行“领跑者”计划以来，在地面电站指标逐年减少的情况下，领跑者基地指标就成为各大企业角逐的重点战场。2016-2018 年，公司成功中标多地光伏领跑者项目且全部投运，在新增光伏装机容量达到 1GW 的同时，彰显了公司在技术、施工、运维等方面的成本管控优势。

表 4：三峡能源中标的光伏领跑者项目

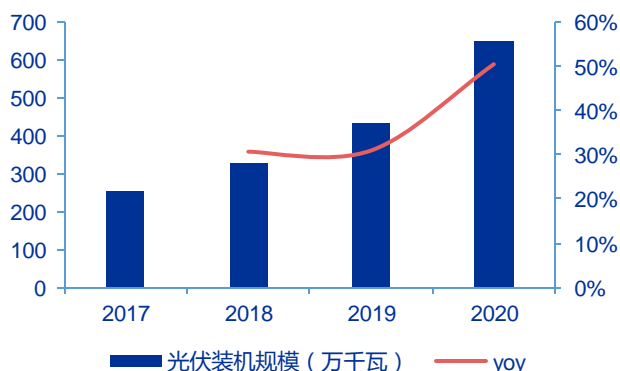
时间	第几批	中标项目	地区	装机容量
2016 年	第 1 批	大同左云项目	大同	100MW
2016 年	第 1 批	阳泉平定项目	平定	100MW
2016 年	第 2 批	两淮光伏领跑者项目	淮南	150MW

2016 年	第 2 批	济宁项目	微山县小卜湾	50MW
2017 年	第 3 批	陕西渭南项目	渭南	100MW
2017 年	第 3 批	格尔木项目	格尔木	500MW

资料来源：政府网站，申万宏源研究

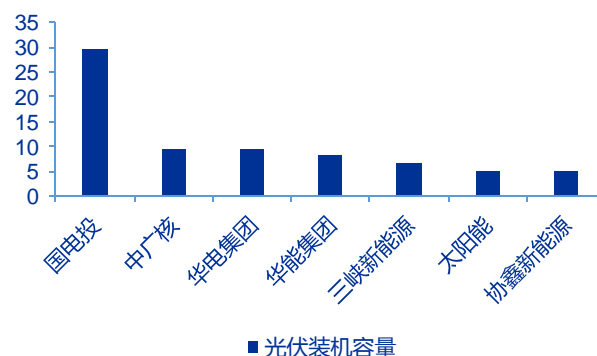
光伏业务后来居上，累计装机量排名前五。在电力央企能源清洁化转型的过程中，以中广核、三峡集团为代表的后来者正在崛起。三峡集团通过光伏领跑者项目和多元化开发，探索光伏+（农光互补、渔光互补、光储一体化）等业务发展模式，形成由点到面的光伏开发格局，光伏装机量后来居上。2017-2019 年，公司光伏装机规模迅速增长，年均增长率达 30.8%。截至 2020 年底，公司累计装机规模超 650 万千瓦，较 2019 年同比增长 50.5%，光伏累计装机规模挤进全国前五。

图 10：2017-2020 年公司光伏装机量及其增速



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图 11：2020 年主要集团光伏装机（单位：GW）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

2.3 多维度优势突出 支持风光快速增长

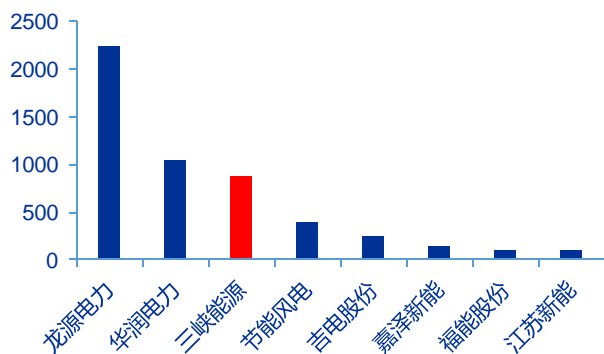
三峡能源作为较早进入新能源领域的业主，其龙头地位显著。截至 2020 年底，公司的风光装机规模均处于行业前列，在龙头集中趋势下，公司有望凭借原有的规模、技术、资金优势率先获益，在持续获取风光资源的同时有效保证项目收益率。

1) 龙头地位凸显，风光装机规模行业领先

平价时代，龙头企业占优。经历多年补贴带动产业链后，新能源运营在 2021 年正式步入平价时代。与补贴时代相比，我们认为平价时代新能源开发逻辑将发生显著变化，行业趋势对龙头企业更加有利。一方面，平价时代新能源项目回报率较补贴时代普遍下降，项目盈利能力对项目本身的资源禀赋，如光照强度、风功率密度等极为敏感，龙头企业在资源储备、项目拓展上优势明显，另一方面，十四五规划以风光储一体化大基地项目为重点，其开发极度考验运营商资金实力与人员队伍能力，龙头企业再度占优。

三峡能源风光装机在上市公司中排名靠前，虽然在电力央企的新能源装机规模上，三峡集团的排名暂不突出，但从发电央企旗下上市公司维度看，三峡能源发展迅速，截至 2020 年底，三峡能源风电装机容量在同行业上市公司中排名第三，光伏装机排名第一，相比行业内竞争者更具规模优势，体现了其过往争取新建项目资源的能力，以及对于项目前期工作、投资建设、运营管理的综合经验能力。

图 12：2020 年上市公司风电装机比较（单位：万千瓦）

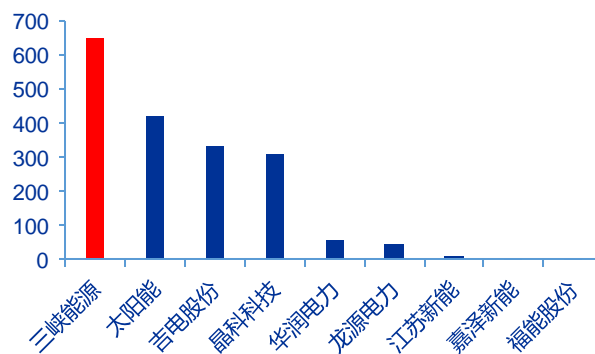


资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：风电包含陆上风电和海上风电

华润电力为权益装机容量，其余公司为控股装机容量

图 13：2020 年上市公司光伏装机比较（单位：万千瓦）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

2) 技术护城河深厚，深化产业链合作压缩度电成本

与上下游龙头战略合作，全面提升技术储备。公司是国内最早参股金风科技的企业之一，截至目前公司仍持有金风科技 15.78%（含间接持股）股权，并在近年来与电规总院、明阳智能、正泰集团、运达股份等多家国内风光产业链知名机构、企业签署战略合作协议。此外，公司与 GE(ALSTOM)、西门子、ABB 等多家国际知名电气公司也保持着长期合作关系。这意味着公司高度重视技术创新和产业链协同，通过与上下游深度合作、统筹管理，实现全产业链技术进步成本压缩。

表 5：公司参股上下游企业（截至 2021 年 Q1）

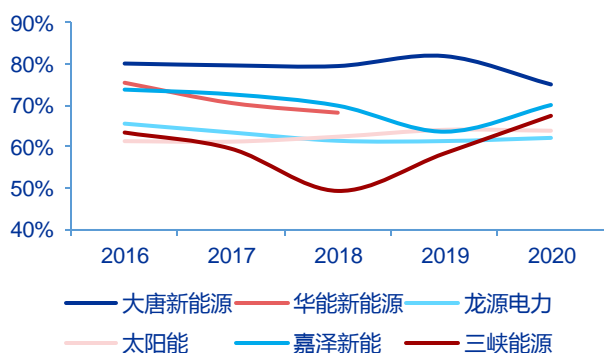
	参股公司	主要业务	持股比例
设备、施工企业	金风科技	大型风力发电机组生产销售及技术引进与开发、应用	15.78%
	西安风电	生产风力发电机组配套结构件	47.70%
	中铁福船	海洋工程施工、设备安装及维修	20%
	福船一帆	风力发电成套设备、钢结构及其零部件的研发生产	20%
电力交易中心	北京电力交易中心	电力交易	3%
	青海省电力交易中心	电力交易	7.50%
	辽宁电力交易中心	电力交易	5.65%

资料来源：公司公告，申万宏源研究

3) 资金优势突出，保障风光高速增长

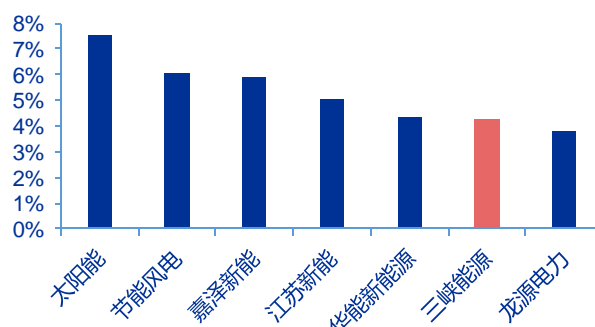
负债率低于同行业可比公司，融资空间充足。2018~2020 年，公司资产负债率分别为 49.3%、58.3%、67.43%，在可比公司中较低，融资空间充足。同时，基于大股东三峡集团支持与自身运营类业务的稳健特点，公司融资成本较低，能够在平价时代压缩利息成本，保障项目收益率。

图 14：可比公司资产负债率比较（%）



资料来源：wind，申万宏源研究

图 15：2020 年可比公司负债利息率比较



资料来源：wind，申万宏源研究

注：负债利息率=财务费用/总付息债务（短期借款+长期借款+应付债券）

3. 海上风电引领者 资源+技术炼造海上霸主

三峡能源将海上风电作为公司的战略重点进行广泛布局，截至 2020 年底，公司海上风电装机容量 135 万千瓦，处行业第一梯队，资源储备超 3000 万千瓦，远超其他电力央企。本章通过对公司海上风电发展历程进行梳理后发现，**三峡集团作为国内技术实力领先的清洁能源开发主体，实际上担任了海上风电领路人的角色**，一方面积极响应政府号召，率先进行海上风电发展路径探索，与地方政府合作，在广东、福建、江苏等地集中连片规模化开发海上风电，储备丰富的海风资源；另一方面借鉴“三峡水电”经验，发挥运营商统筹主导作用，在福建地区建立“试验场”和“产业园”模式推动全产业链降本创新，目前公司广东、福建、江苏区域五个“百万千瓦级”海上风电基地已现雏形。

我们认为，随着海上风电成本的快速下降，叠加各省对于海风装机的十四五规划，海上风电在十四五期间将迎来快速发展期，而公司将凭借技术、资源、产业链领先优势率先受益。根据公司募投规划（IPO 项目全部投向海上风电项目，共计 250 万千瓦）和对外指引，预计到 2021 年底，公司将成为海上风电规模最大的运营商，预计未来将充分受益海上风电的黄金发展期，实现快速增长。

3.1 海上风电先行人 资源储备居行业前列

2006 年三峡集团由江入海，开始涉足海上风电业务。2006 年，三峡集团凭借技术积累参与了国家“十一五”科技支撑计划中海上风电相关技术课题研究，并且中标江苏响水近海试验风机、潮间带试验风机及 20 万千瓦海上风电项目建设，自此三峡由江入海，开启海上风电资源开发征程。在海上风电发展早期，三峡集团实际担任了海上风电先行人的角色，凭借技术积累探索我国海上风电发展路径。

2016-2020 年，三峡集团试图以海上风电弯道超车。2016 年 11 月，国家能源局发布《风电发展“十三五”规划》，明确提出要重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设。为了着力追赶前五大发电集团，三峡集团极具前瞻性的将海上风电作为新能源业务的战略核心进行布局。

2016 年开始，三峡集团先后与东南沿海主要省份签订了战略合作协议，开疆拓土储备了大量优质风光资源。凭借早期的技术积累和多个示范性项目，三峡集团先后在江苏、福建、广东、辽宁等地建立多个海上风电场。截至 2020 年底，三峡集团海上风电已投产 135 万千瓦，储备优质海上风电资源超过 3000 万千瓦，资源圈地进一步加速。

表 6：三峡集团与各省签订的战略合作协议

时间	地区	协议	主要内容
2015 年 6 月	福建	合作框架协议	三峡集团将把福建省作为投资重点，积极参与福建省清洁能源开发；三峡集团与福州市人民政府和金风科技建立长期战略合作伙伴关系，三峡集团协同金风科技，在福州市打造福建省海上风电装备产业园区，并参与海上风电技术研发工作；三峡集团与福能集团建立全面战略合作伙伴关系，共同主导开发福建省海上风电资源
2016 年 3 月	广东	战略合作协议	“十三五”期间三峡集团将在广东省投资约 200 亿元，开发建设海上风电、陆上风电、光伏等新能源项目，积极参与广东省电力体制改革，在售电、新增配电业务领域、能源交易平台等领域开展战略合作。
2017 年 12 月	山东	支持山东省新旧动能转换重大工程战略合作协议	三峡集团将高起点、大容量、新技术开发山东外海海上风电，形成新的海上风电产业群，带动山东新能源转型升级发展
2019 年 2 月	江苏	战略合作框架协议	三峡集团将充分发挥清洁能源开发优势，加大在江苏海上风电等清洁能源开发力度，积极做好绿色电能入苏工作

资料来源：政府网站，申万宏源研究

3.2 政策支持成本下降 海上风电迎来黄金发展期

从 2008 年亚洲第一个海上风电场东海大桥海上风电示范项目开始，我国海上风电已经发展了十余年，在装备制造、建设施工、运行维护都积累了较为丰富的经验，十四五期间，我国提出建立广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地，受此影响，主要沿海大省分别提出海上风电十四五规划，共计规划了超 29GW 的装机增量。

对于运营商盈利而言，除了考虑风资源以外，上网电价和度电成本是影响项目收益的直接因素。2021 年是海上风电补贴的最后一年，海上风电补贴退坡极大的影响了

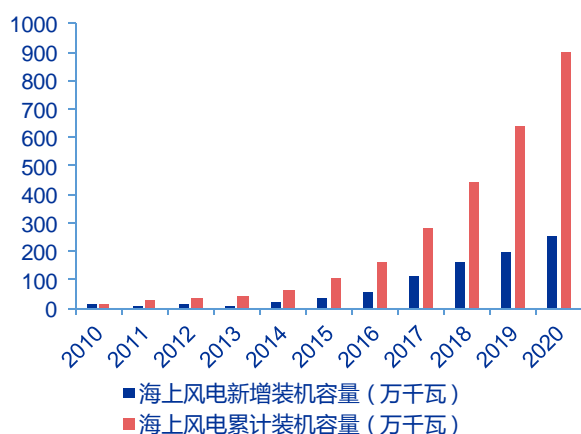
运营商的投资积极性，为了助力海上风电平稳发展，广东省率先提出海上风电省级补贴制度，江苏省在十四五规划中也指出加快建立省级财政补贴制度。而在成本端，随着风机大型化、施工逐步成熟和各环节技术进步，海上风电成本将逐年下降，两者叠加预计将有效保障运营商的收益率，推动海上风电稳健增长。

政策端：十四五期间超 29GW 需求已定 省级补贴有望接力

我国海上风电资源丰富，临近负荷中心消纳优势明显。我国拥有 300 万平方公里的辽阔海域，海上风能资源丰富。据中国气象局测绘计算，海上可开发风能资源在 7.5 亿千瓦左右，是陆上风电资源的 3 倍，且不会占用土地资源和水资源，环保压力小。另一方面，我国海上风电主要集中于东南沿海地区，离负荷中心近，便于就地消纳，**但受制于海上风电建设施工的高难度和昂贵的开发成本，目前我国海上风电资源仅开发了极小部分**，截至 2020 年 12 月底，全国海上风电累计并网装机达到 899 万千瓦，仅为海上风电潜能的 1.2%。

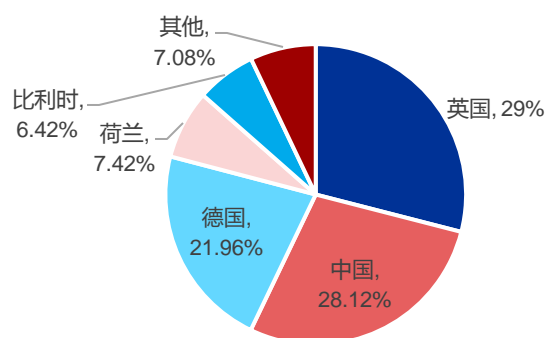
随着陆上风电平价时代到来，三北地区土地受限问题日益突出，海上风电逐渐接过陆上风电的“接力棒”。2014 年，中国首次明确近海海上风电项目上网电价为 0.85 元/千瓦时，在固定上网电价政策的支持下，海上风电迅速发展。2016 年年底，国家能源局又出台了《风电发展“十三五”规划》的通知，要求到 2020 年，全国海上风电开工建设规模达到 10GW，争取累计并网容量达到 5GW 以上。受此政策引导，我国沿海省份加快海上风电的审批和开发；**另一方面，海上风电机组容量大型化、施工输电关键技术得到突破，使得海上风电开发技术风险显著降低，海上风电迎来快速发展期**，截至 2020 年底，我国海上风电累计并网装机达到 899 万千瓦，较 2019 年增长 40%，占全球市场规模的 28.12%，位居世界第二。

图 16：海上风电装机容量



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

图 17：2020 年各国累计海上风电装机占比



资料来源：GWEC，申万宏源研究

沿海大省海上风电“十四五规划”已出，超 29GW 已定。截至 2021 年 3 月底，江苏、广东、浙江、福建等沿海大省均列明了海上风电发展规划。“十四五”期间，

江苏（目前海上风电第一大省）海上风电新增装机容量 12GW，广东省海风装机新增约 12.7GW，浙江省新增海上风电 4.5GW，这意味着超 29GW 的海风装机已定。

表 7：江苏、广东、浙江、福建十四五规划已出

省份	文件	主要内容
江苏	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第一次公示》	到 2025 年底，全省海上风电并网装机规模 达到 1400 万千瓦 ，力争突破 1500 万千瓦
广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021-2025 年）》	到 2025 海风装机总量 达到 1500 万千瓦 。
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	新增海上风电 4.5GW ，嘉兴 1#、2#、溧泗 2#、5#、6#等海上风电项目，打造若干个 G 级海上风电基地，开展象山洞头和苍南深远海风电开发；十四五期间致力打造海上风电+海洋能、+储能、+制氢加、+海洋牧场、+陆上产业基地的示范项目
福建	《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》	到 2025 年，力争全省电力总装机达 8000 万千瓦以上。以沿海一带为新能源产业创新走廊，以莆田、泉州异质结电池及装备生产基地为产业核心， 以宁德、漳州储能产业基地、兴化湾—平海湾海上风电产业园为两翼 ，打造“一核引领、两翼齐飞、一廊主轴、多点布局”新能源产业发展格局。

资料来源：各省市府网站，申万宏源研究

国补退坡，地补接力，助力海上风电平稳发展。截至目前，已有广东、浙江等地提出海上风电省级补贴计划。其中广东省提出 2022-2024 年对全容量并网项目补贴 1500、1000 和 500 元/千瓦，浙江省能源发展“十四五”规划中提出积极推动海上风电可持续发展，加快建立省级财政补贴制度，通过竞争性方式配置新增项目。**我们认为，东南沿海省份财政较为充足，且受到环保要求和产业布局的考虑，对海上风电需求较高，将大概率在国补退坡后接力地补，为海上风电的平稳发展保驾护航。**

表 8：广东、浙江海上风电补贴政策

文件	主要内容
广东 《关于促进我省海上风电有序开发及相关产业可持续发展的指导意见（征求意见稿）》	1、补贴范围：2018 年底前已完成核准、在 2022 年至 2024 年全容量并网的省管海域项目，对 2025 年起并网的项目不再补贴 2、补贴标准：2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元
浙江 《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	积极推动海上风电可持续发展，加快建立省级财政补贴制度，通过竞争性方式配置新增项目

资料来源：政府网站，申万宏源研究

成本端：大容量风机叠加施工成熟 海上风电成本逐渐压缩

目前我国海上风电的平均建设成本在 15700 元/千瓦左右，较 2010 年的 23700 元/千瓦下降了近 34%，**机组大型化发展、安装物流技术的进步、更为熟练的安装施工经验以及海上风电集群化发展是近十年海上风电建设成本大幅下降的主要原因。**

表 9：主要省份建造成本构成明细

配置	江苏	广东	福建
风电机组（含安装）	48%	43%	45%
塔筒	4%	4%	5%
风电基础及施工	19%	24%	25%
基本预备费/施工辅助费用	1%	1%	1%
35kv 阵列电缆	3%	3%	3%
220kv 送出电缆	5%	10%	5%
海上升压站	6%	3%	3%
陆上集控中心	1%	2%	2%
用海（地）费用	4%	3%	3%
其他	9%	7%	8%

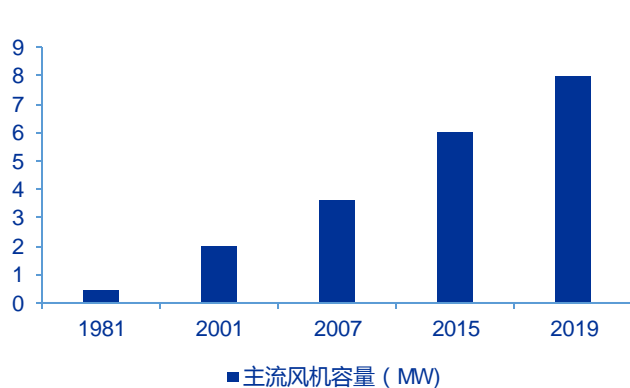
资料来源：北极星风力发电网，申万宏源研究

近十年，**机组大型化**趋势逐渐加强，2010-2015 年，2MW-6MW 机组是海上风电场的主流机型，2016-2018 年，3.6MW-7MW 的海上风机成为海上风电场的主流机型，6MW 直驱永磁式风电机组批量进入海上风电场，2018 年-2020 年，5MW-8MW 成为主流海上风机，7MW-9MW 技术逐渐成熟并进入批量生产期，10MW 的风电机组得到认证。

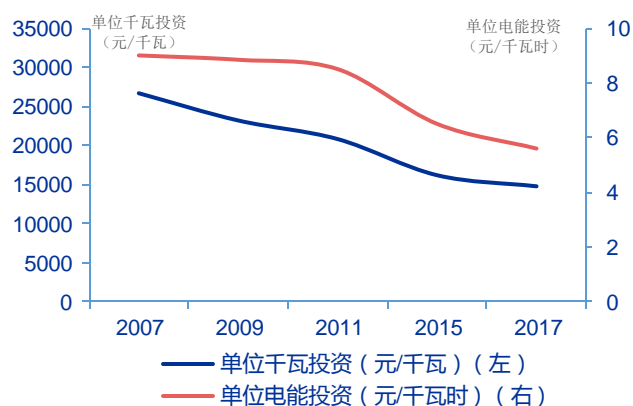
机组大型化可以减少塔筒和基础个数，缩短电缆长度，降低基础施工、吊装成本，节约工程造价。GE 根据中国海域水深 25 米、硬砂质土、风速 9 米/秒、规模为 400MW 风电场的情况，比较 12MW 大型风机和 6MW 风机的建造成本：在单桩基础方面，6MW 的风机需要基础重量 626 吨、最大直径 7 米、每千瓦造价 3151 元，而 12MW 需要的基础重量为 925 吨、最大直径为 9 米、每千瓦造价为 2262 元；在吊装方面，6MW 风机的周期为 143 天、每千瓦造价 427 元，12MW 风机的周期为 77 天、每千瓦造价 318 元。**总体比较来看，从 6MW 到 12MW 能为风场降低的基础和施工成本高达 28%，且有助于降低安装风险。**未来，随着机组技术持续进步和国产替代趋势加强，风场建设成本将持续下降。

图 18：我国主流机组大型化趋势

图 19：海上风电单位千瓦投资情况



资料来源：CNKI，申万宏源研究



资料来源：华东勘测设计研究院，申万宏源研究

图 20：大叶轮、高塔筒、大兆瓦风机有效降低海上风电资本开支



资料来源：MAKE，申万宏源研究

海上风电的施工难度在于基础施工，风机吊装，海上升压站和海底电缆的铺设，同时施工窗口期有限，可作业时间较短且连续性差，这些都导致了海上风电施工成本远远高于陆上风电。目前，已经具备平价能力的陆上风电建造成本大约为 7000 元-8000 元/千瓦，而海上风电建造成本在 16000 元-17000 元/千瓦左右（即使在海上风电产业链较为成熟的江苏，其建造成本也在 15000 元/千瓦左右），在这近一倍的成本差额中，约 50%均来源于建安成本（以江苏省为例进行计算）。因此，**在风机造价降本空间有限的情况下，海上风电更大的降本空间来自海洋施工和运维环节。**预计未来随着施工企业的施工技术逐渐成熟、建设规模扩大化、施工船机专业化等将使得建设成本有望继续降低 10%~15%。

表 10：陆上风电和海上风电建造成本对比

	陆上风电	海上风电
风机造价（单位千瓦造价）	4000 元	8000 元，进口机型 12000 元
风机基础	100-200 万元/个	1300~2000 万元/个
风机安装	约 30 万元/台	约 450 万元/台
海底电缆	约 25~70 万元/公里	35kV 海缆 70~150 万元/公里（考虑不同截面），220kV 海缆 400 万元/公里
海上升压站	无	基础施工、安装费用约 8000 万元，电气设备增加费用约 1500 万元

资料来源：科技展望，申万宏源研究

总体来看，随着整机技术突破、供应链主要大部件国产化、设计院和整机商协同实现新型基础施工技术突破、施工公司从安装船、吊装技术突破实现施工窗口期大幅提高，多个环节技术创新实现突破，海上风电建造成本有望持续下降。经国家电网研究院测算，“十四五”时期，中国海上风电工程投资造价下降 20% 左右，投资下降至 12 000~15 000 元/kW，成本下降至 0.37~0.523 元/(kW·h)。

3.3 海上风电“领导者”厚积薄发未来可期

三峡能源坚定不移实施“海上风电引领者”战略，集中连片规模化开发海上风电，先发优势明显，龙头地位巩固。我们认为，公司在海上风电领域的领导地位主要体现在技术领先和供应链协同。

三峡能源探索海上风电多项国内首次应用技术，技术领先地位显著。海上风电建设难度大、技术要求高，而我国海上风电尚处于发展初期，建设施工经验缺乏，技术储备不足。三峡能源以“海上风电引领者”战略为指引，在多个项目中围绕基础施工、海底电缆铺设、海上升压站建设进行技术创新和探索，多项技术的应用对风电行业发展起到示范性意义，技术领先地位显著。另一方面，三峡集团成功收购德国梅尔海上风电项目，成为首家控股境外已投运海上风电项目的中国企业，能够与欧洲海上风电企业实现协同创新，经验共享。

表 11：公司海上风电项目首次应用的关键技术

项目名称	并网年份	装机-万千瓦	国内首次运用技术
江苏响水	2016	20.2	亚洲首座 220 千伏海上升压站，国内首条 220 千伏三芯海缆，西门子 4 兆瓦风机全球首次整体吊装
江苏大丰	2019	30	220 千伏三芯海缆软接头；海上升压站主电气设备国产化；批量化应用 6.45 兆瓦国产海上风机
大连庄河	2020	30	东北严寒地区首个海上风电项目，首批低温型、大直径直驱 6.45 兆瓦风机，首个建成投产满足“双二十”标准的海上风电项目
福建兴化湾	2021	30	国内首台 8MW、10MW 海上风机
广东阳江	2021	170	吸力筒导管架基础风机，大直径四桩导管架基础桩，大直径非嵌岩导管架基础钢管桩，斜桩植入嵌岩导管架基础

江苏如东

2021

80

亚洲首座海上换流站，±400 千伏柔性直流输电

资料来源：公司招股书，公司官网，申万宏源研究

供应链的协同，产业链的集群化发展对海上风电降成本至关重要。机组大型化是目前海上风电降成本的主要路径，从国内供应链的能力来看，以目前国内整机厂家十几年的经验积累，至少有 7 家以上的企业可以设计出海上大风机，但具备长叶片生产能力的厂家交付能力相对有限。根据国网研究院和金风科技的数据，到 2021 年 161m 以上的风机叶片交付产能只有 4GW，而没有足够大的叶片，大风机在中国低风速海域难以发挥价值，度电成本仍然很高。而且，随着机组容量提升，其对于单桩的大型化、物流运输船的负荷和运输等也产生同步更新需求，同时单桩直径的增加，板材也需要加厚和避免弯曲，因此，**在海上风机的新一代技术迭代中，叶片、单桩基础、船机运输和吊装负荷都需要同步更新，并进一步传导到上游的叶片材料和机舱载荷，才能使得新一代大风机实现商业化运营，真正降低海上风电的度电成本。**

产业园和试验场协同联动，打造国际一流的海上风电装备制造产业基地。2016 年，党中央、国务院赋予三峡集团“集中连片规模化开发海上风电”的使命和任务。为了顺利推进海上风电集中连片快速开发，践行“海上风电领导者”战略，**公司在福建省开展了两大部署：样机试验风场以及海上风电国际产业园。**1) **福清兴化湾样机试验风场。**该试验场的建立借鉴了三峡水电开发的经验，将金风、GE、上海电气（西门子）等 8 家厂商的 14 台机组同台竞技，遴选出适应福建地区风况的最优机型，以此打造我国海上风机技术进步的载体和平台。2) **海上风电国际产业园。**该产业园在规划之初便让上下游产业链内主要的参与方进行定制化联合设计，通过投资带动市场，推动产业链协同，促进单位造价下降，已成为中国海上风电跨越式发展的孵化器。

福建省年利用小时全国第一，风资源丰富，海上风电度电成本最低。福建省与台湾省相邻而望，两省之间的台湾海峡与常年盛行的东北风形成狭管效应，使得福建沿海及岛屿的风速加大，可利用风速持续时间延长，风资源丰富。根据国家能源局的数据显示，福建省平均风速 7.1-10.2m/s，年等效利用小时数在 2400-3800 之间，位列全国第一。根据国家电网研究院的数据，福建省风电平均度电成本全国最低，十四五期间随着基础施工技术进步，有望成为中国海上风电价格洼地，率先实现平价上网。

表 12：主要省份平均风速和年等效利用小时数

省份	平均风速 (m/s)	年等效利用小时数
福建	7.1-10.2	2400-3800
海南	6.5-9	2150-3100
广东	6.5-8.5	2100-3000
山东	6.9-7.8	2300-2800
江苏	7.2-7.8	2500-2800
浙江	6.8-8	2200-2800
辽宁	7.4-7.6	2450-2700
上海	6.8-7.6	2300-2700

河北

6.3-7.5

2000-2650

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

4. 盈利预测及估值

根据公司披露，公司力争“十四五”末总装机规模达到 5000 万千瓦，相较于 2020 年底 1500 万千瓦的装机规模增长 2-3 倍，未来每年至少要保持 700 万千瓦装机的年均增长力度。我们按照公司规划，并结合公司募投项目、行业整体装机节奏预计公司未来五年新能源装机结构如下：

表 13：新增装机预测（万千瓦）

新增装机预测	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
海上风电	260	100	100	100	100
陆上风电	150	200	200	200	200
光伏	230	500	600	700	800
合计	640	800	900	1000	1100

资料来源：申万宏源研究

基于上述假设，我们预计 2021-2023 年公司营业收入分别为 166.7、243.55、290.61 亿元，对应增速分别为 47.3%、46.1%、19.3%，2021~2023 年归母净利润分别为 49.8、71.1、80.3 亿元，同比增速分别为 38%、42.6%和 12.9%。

我们选取业务相近的 A 股公司吉电股份、晶科科技和港股公司龙源电力、信义能源分别进行可比公司估值，A 股可比公司 2021-2023E PE 均值分别为 21、16 和 14 倍；H 股公司 PE 估值分别为 19、17 和 15 倍。公司当前股价对应的 2021-2023 年 PE 分别为 38、26 倍和 23 倍，较 A+H 股可比公司较高，但考虑到公司资产质量优质、技术优势显著和海上风电成长性，认可一定的估值溢价，给予公司“增持”评级。

表 14：可比公司估值（总市值和归母净利润单位均为亿元）

代码	公司简称	总市值	归母净利润			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
000875.SZ	吉电股份	152	7.58	9.38	12.07	20.05	16.20	12.59
601778.SH	晶科科技	148	6.71	9.31	9.19	22.06	15.90	16.10
A 股均值						21.05	16.05	14.35
0916.HK	龙源电力	884	56.28	64.66	76.13	15.71	13.67	11.61
3868.HK	信义能源	284	12.67	14.39	15.98	22.42	19.74	17.77
均值						19.06	16.70	14.69
600905.SH	三峡能源	1834	49.8	71.7	80.3	38	26	23

资料来源：可比公司估值数据来源于 wind 一致预期，申万宏源研究

注：当前数据来源于 2021 年 7 月 6 日

表 15：公司利润表预测（百万元）

	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
一、营业总收入	6,781	7,383	8,957	11,315	16,666	24,355	29,061
其中：营业收入	6,781	7,383	8,957	11,315	16,666	24,355	29,061
其他类金融业务收入	-	-	-	-	-	-	-
二、营业总成本	5,046	5,159	6,000	7,540	11,382	16,572	20,231
其中：营业成本	3,122	3,227	3,874	4,788	7,015	10,291	12,549
其他类金融业务成本	0	0	0	0	0	0	0
税金及附加	77	71	73	105	155	226	270
销售费用	19	-	-	-	-	-	-
管理费用	376	427	425	555	833	1,218	1,453
研发费用	12	0	2	1	1	1	1
财务费用	1,356	1,357	1,626	2,091	3,378	4,836	5,958
加：其他收益	62	71	96	144	144	150	150
投资收益	832	808	448	508	508	550	600
净敞口套期收益	-	-	-	-	-	-	-
公允价值变动收益	-	-	174	53	-	-	-
信用减值损失（损失以“-”填列）	0	0	-79	-176	0	0	0
资产减值损失（损失以“-”填列）	-84	-78	-222	0	0	0	0
资产处置收益	0	2	7	0	0	0	0
汇兑收益及其他	-	-	-	-	-	-	-
三、营业利润	2,629	3,106	3,382	4,303	5,936	8,484	9,580
加：营业外收入	51	15	44	57	-	-	-
减：营业外支出	33	122	78	75	-	-	-
四、利润总额	2,646	2,999	3,347	4,286	5,936	8,484	9,580
减：所得税	87	171	296	344	494	723	818
五、净利润	2,559	2,828	3,051	3,941	5,442	7,761	8,762
持续经营净利润	2,389	2,831	3,051	3,941	5,442	7,761	8,762
终止经营净利润	171	-3	0	0	0	0	0
少数股东损益	130	120	211	330	457	652	736
归属于母公司所有者的净利润	2,430	2,709	2,840	3,611	4,984	7,109	8,026

资料来源：wind，申万宏源研究

表 16：资产负债表预测（百万元）

	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
货币资金	3073	4886	4211	1890	7140	10675	11911
交易性金融资产	0	0	0	0	0	0	0
衍生金融资产	0	0	0	0	0	0	0
经营性应收款项	6871	9326	12532	19017	24735	33175	38333
其中：应收票据、应收账款及应收款项融资	5120	7319	10052	12735	18454	26894	32052
应收票据及应收款项融资	106	131	233	373	246	284	301

应收账款	5014	7188	9818	12362	18209	26610	31751
其他应收款	243	471	425	465	465	465	465
预付款项	1508	1536	2055	5816	5816	5816	5816
存货	68	55	60	79	116	170	208
合同资产	0	0	0	0	0	0	0
其他流动资产	36	30	31	58	58	58	58
持有待售资产及其他	0	0	0	0	0	0	0
流动资产合计：	10048	14297	16834	21044	32049	44078	50509
债权投资	0	0	0	0	0	0	0
其他债权投资	0	0	0	0	0	0	0
可供出售金融资产	1150	3800	0	0	0	0	0
持有至到期投资	0	0	0	0	0	0	0
长期应收款	0	0	0	0	0	0	0
长期股权投资	8054	8529	9388	11384	11384	11384	11384
其他权益工具投资	0	0	283	318	318	318	318
其他非流动金融资产	0	0	1043	1016	1016	1016	1016
投资性房地产	430	414	787	1195	1135	1075	1015
固定资产	40044	44976	55174	67032	122628	161394	199300
在建工程	3861	8135	10993	31230	31230	31230	31230
无形资产类	1547	1694	1607	2557	2557	2557	2557
其中：无形资产	1155	1302	1326	1871	1871	1871	1871
商誉	393	393	281	686	686	686	686
开发支出	0	0	0	0	0	0	0
长期待摊费用	25	46	89	223	223	223	223
递延所得税资产	5	13	47	213	213	213	213
其他非流动资产	2876	3183	3804	6364	6364	6364	6364
使用权资产及其他	0	0	0	0	0	0	0
非流动资产合计：	57995	70790	83216	121533	177069	215775	253621
资产总计	68042	85087	100050	142576	209118	259853	304131
短期借款	4497	3034	12680	14198	9544	18296	21814
其中：短期借款	93	302	6580	7821	3167	11919	15437
一年内到期的非流动负债	4404	2732	6100	6377	6377	6377	6377
交易性金融负债	0	0	0	0	0	0	0
经营性应付款项	7176	7681	8372	12739	18665	27383	33392
其中：应付票据及应付账款	7029	7559	8204	12508			
预收款项	0	0	6	0			
应付职工薪酬	68	36	41	55			
应交税费	79	86	121	176			
合同负债	0	0	0	1	1	1	1
其他应付款	651	854	1014	3306	3306	3306	3306
其他流动负债	0	0	0	0	0	0	0
持有待售负债及其他	0	0	0	0	0	0	0
流动负债合计：	12324	11569	22067	30244	31516	48986	58513
长期借款	22162	23727	29612	49705	86763	113706	141770
应付债券	3992	3994	1998	2993	2993	2993	2993
其他非流动负债	955	1587	3534	12042	12042	12042	12042

其中：长期应付款	916	1511	3462	11946			
预计负债	0	0	0	0			
其它非流动负债	39	76	71	96			
递延所得税负债	1011	1017	1132	1144	1144	1144	1144
租赁负债及其他	11	13	13	12	12	12	12
非流动负债合计	28131	30338	36288	65897	102955	129898	157961
负债合计	40455	41908	58355	96141	134471	178884	216474
股本	13051	18645	20000	20000	28571	28571	28571
其他权益工具	0	0	0	0	0	0	0
资本公积	7585	14189	9324	9475	23617	23617	23617
减：库存股	0	0	0	0	0	0	0
其他综合收益	-25	-179	62	130	187	244	301
盈余公积	218	280	200	306	453	662	897
未分配利润	5140	7787	8888	12002	16840	22245	27902
专项储备及其他	0	0	0	0	0	0	0
归属于母公司所有者权益合计	25969	40721	38474	41913	69668	75339	81289
少数股东权益	1618	2458	3222	4522	4979	5631	6367
股东权益合计	27587	43179	41696	46435	74647	80970	87656
负债和股东权益总计	68042	85087	100050	142576	209118	259853	304131

资料来源：wind，申万宏源研究

表 17：现金流量表预测（百万元）

	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
净利润	2559	2828	0	3941	5442	7761	8762
加：计提的资产减值准备	84	78	0	0	0	0	0
固定资产折旧	2464	2664	0	3907	6514	8894	11354
无形资产摊销	25	32	0	50	0	0	0
长期待摊费用摊销	1	2	0	31	0	0	0
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失（收益以“-”号填列）	0	-2	0	0	0	0	0
公允价值变动损失（收益以“—”号列示）	0	0	0	-53	0	0	0
财务费用（收益以“—”号列示）	1390	1394	0	2112	3378	4836	5958
投资损失（收益以“—”号列示）	-832	-808	0	-508	-508	-550	-600
递延所得税资产减少（增加以“—”列示）	9	-8	0	-19	0	0	0
递延所得税负债增加（减少以“—”列示）	-8	7	0	2	0	0	0
存货的减少（增加以“—”列示）	125	13	0	-19	-37	-54	-37
经营性应收项目的减少（增加以“—”列示）	-1844	-2253	0	-1929	-5719	-8440	-5158
经营性应付项目的增加（减少以“—”列示）	710	1082	0	1285	5926	8717	6009
其它	6	43	6122	176	0	0	0
经营活动产生的现金流量净额	4689	5072	6122	8976	14996	21164	26288
收回投资所收到的现金	2071	12826	6341	82	0	0	0
取得投资收益收到的现金	130	171	184	177	508	550	600
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回现金净额	2	7	6	63	0	0	0
处置子公司及其他营业单位收回现金净额	310	0	0	499			

收到其他与投资活动有关的现金	70	15	161	67	57	57	57
投资活动现金流入小计	2583	13019	6692	888	565	607	657
购置固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	6891	10621	14275	25456	62050	47600	49200
投资所支付的现金	1577	15449	4041	1545	0	0	0
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	350	243	435	1928			
支付其他与投资活动有关的现金	42	190	230	30	0	0	0
投资活动现金流出小计	8859	26502	18981	28960	62050	47600	49200
投资活动产生的现金流量净额	-6276	-13483	-12289	-28072	-61485	-46993	-48543
吸收投资收到的现金	2342	12853	1003	1175	22713	0	0
取得借款收到的现金	5280	4870	16452	44430	38781	42072	37958
收到其它与筹资活动有关的现金	45	0	193	74	0	0	0
发行债券收到的现金	0	0	0	0	0	0	0
筹资活动现金流入小计	7668	17723	17647	45679	61494	42072	37958
偿还债务支付的现金	4554	5585	4069	23961	6377	6377	6377
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	1628	1468	5071	2610	3378	6331	8090
支付的其它与筹资活动有关的现金	176	511	2924	2267	0	0	0
筹资活动现金流出小计	6358	7565	12063	28838	9755	12708	14467
筹资活动产生的现金流量净额	1309	10158	5584	16841	51739	29364	23491
现金及现金等价物净增加额	-277	1747	-584	-2255	5250	3535	1236
货币资金的期初余额	3220	2943	4690	4106	1890	7140	10675
货币资金的期末余额	2943	4690	4106	1851	7140	10675	11911

资料来源：wind，申万宏源研究

信息披露

证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

与公司有关的信息披露

本公司隶属于申万宏源证券有限公司。本公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司关联机构在法律许可情况下可能持有或交易本报告提到的投资标的，还可能为或争取为这些标的提供投资银行服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。客户可通过 compliance@swsresearch.com 索取有关披露资料或登录 www.swsresearch.com 信息披露栏目查询从业人员资质情况、静默期安排及其他有关的信息披露。

机构销售团队联系人

华东	陈陶	021-23297221	chentao1@swhyse.com
华北	李丹	010-66500631	lidan4@swhyse.com
华南	陈左茜	755-23832751	chenzuoxi@swhyse.com

股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入 (Buy)	：相对强于市场表现 20% 以上；
增持 (Outperform)	：相对强于市场表现 5% ~ 20%；
中性 (Neutral)	：相对市场表现在 - 5% ~ + 5% 之间波动；
减持 (Underperform)	：相对弱于市场表现 5% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)	：行业超越整体市场表现；
中性 (Neutral)	：行业与整体市场表现基本持平；
看淡 (Underweight)	：行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。申银万国使用自己的行业分类体系，如果您对我们的行业分类有兴趣，可以向我们的销售员索取。

本报告采用的基准指数：沪深 300 指数

法律声明