

新能源行业领军企业，碳中和助力未来发展

三峡能源（600905.SH）首次覆盖

证券研究报告

2021年06月28日

核心结论

公司为新能源运营领军企业，资产规模雄厚。公司主营业务为风电、光伏的开发、投资和运营。截至2021年4月，公司装机规模超过16GW，资产规模超过1500亿元，2020年底公司风电、光伏装机国内市占率分别达3.13%/2.57%，2011-2020年公司收入CAGR达25.5%，净利润GAGR达24.0%，装机规模、盈利能力行业领先。

风电、光伏成本快速下降，十四五新能源装机有望快速增长。随着风电机组大型化降本，光伏通过HJT等技术手段降本，风电和光伏已具备平价上网经济性，国网能源研究院预测到2050年我国风光装机容量占比超过50%，风光发电量占比接近40%，新能源装机量有望快速增长。

十四五末公司新能源装机量将达到倍数级增长。截止20年底，公司新能源装机规模达15.6GW，其中风电、光伏、中小水电收入占比分别为55%/44%/1%。根据公司十四五战略规划目标，公司未来5年新能源年均新增装机规模达15GW，到2025年公司新能源装机规模有望达到2020年的6倍以上，公司十四五新能源装机量快速增长。

公司背靠三峡资金实力强，IPO助力海上风电业务快速发展。公司实际控制人三峡集团，资金实力强，融资成本低，资源实力雄厚，公司IPO拟募集200亿元投资海上风电项目，项目IRR 7%以上，公司海上风电装机规模有望快速增长。

盈利预测：预计21-23年公司营业收入分别为161.39/250.91/323.39亿元，YoY+42.64%/55.46%/28.89%，对应归母净利润分别为51.67/86.52/112.53亿元，YoY+43.08%/67.46%/30.06%，EPS分别为0.18/0.30/0.39元。

风险提示：产业政策变动风险，可再生能源补贴政策变动风险

核心数据

	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入（百万元）	8,957	11,315	16,139	25,091	32,339
增长率	21.3%	26.3%	42.6%	55.5%	28.9%
归母净利润（百万元）	2,840	3,611	5,167	8,652	11,253
增长率	4.8%	27.2%	43.1%	67.5%	30.1%
每股收益（EPS）	0.10	0.13	0.18	0.30	0.39
市盈率（P/E）	63.9	50.2	35.1	21.0	16.1
市净率（P/B）	3.3	3.0	3.3	2.8	2.4

数据来源：公司财务报表，西部证券研发中心

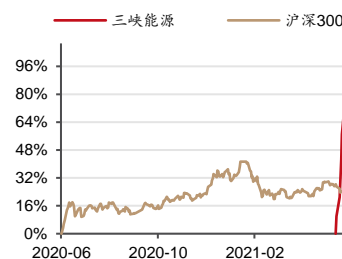
股票代码 600905

前次评级

评级变动

当前价格 6.89

近一年股价走势



分析师



杨敬梅 S0800518020002



021-38584220



yangjingmei@research.xbmail.com.cn

联系人



胡璘心



18311033802



hujinxin@research.xbmail.com.cn

相关研究

索引

内容目录

投资要点	5
关键假设	5
区别于市场的观点	5
股价上涨催化剂	5
盈利预测	5
三峡能源核心指标概览	6
一、风电行业领军人，多维布局电力板块	7
1.1 公司多板块布局，有望成为未来新能源领导者	7
1.2 公司股权结构清晰，管理层专业背景雄厚	7
1.3 公司多维度布局产业链，风光业务为其主营收入来源	9
二、公司业绩稳健增长，偿债能力良好	11
2.1 业绩稳健增长，盈利能力强	11
2.2 公司盈利能力强劲	12
2.3 公司应收账款规模有望回落	14
2.4 资产负债率较低，公司偿债能力较好	15
2.5 公司现金流保持稳健	16
三、风电平价上网具备经济性，光伏装机持续景气	17
3.1 陆上风电已实现平价，十四五风电装机量有望稳健增长	17
3.2 光伏装机维持高景气，降本速度显著	20
3.2.1 光伏装机维持高景气，预计 21 年全球新增装机将超 150GW	20
3.2.2 光伏降本速度显著	21
3.2.3 组件 1.51 元/W 情况下大部分省份光伏 LCOE 均低于标杆电价，未来有较大下降空间	22
四、风电运营规模位居行业前列，盈利能力具备增长空间	25
4.1 公司风电在建项目充沛，海上风电并网容量有望快速扩张	25
4.2 风电场运营情况良好，盈利能力有望持续提升	27
五、公司光伏装机规模持续增加，发电成本逐年下降	29
六、盈利预测	32
七、风险提示	34

图表目录

图 1：三峡能源核心指标概览图	6
图 2：公司发展历程	7

图 3: 公司股权架构明晰.....	8
图 4: 公司在十四五期间有望实现年均新增装机 15GW	10
图 5: 公司主营业务收入中风力发电业务占主体	12
图 6: 20Q3 公司风力发电业务累计收入达 49.16 亿元.....	12
图 7: 公司归母净利润保持企稳.....	12
图 8: 公司毛利率处于行业领先地位.....	13
图 9: 公司净利率处于行业领先地位	13
图 10: 2017-2020Q3 各板块毛利率变化.....	14
图 11: 2020 年 9 月末公司应收补贴款余额为 110 亿元	14
图 12: 新能源补贴款收取金额占公司收入比例逐年下降	15
图 13: 20 年公司资产负债率为 67.43%.....	15
图 14: 20 年公司速动比率为 0.69.....	16
图 15: 20 年公司流动比率为 0.70	16
图 16: 20 年公司经营性现金流为 89.76 亿元(单位: 百万元).....	16
图 17: 20 年公司主营业务收现比为 93.85%.....	17
图 18: 2020 年国内风电招标量同比下降 51% (单位: GW)	19
图 19: 自 2017 年以来我国风电弃风率逐年降低	19
图 20: 预计 2021 年全球新增装机 150GW	20
图 21: 预计 2021 年全球累计装机 916GW	20
图 22: 2021 年国内预计新增装机 50GW	21
图 23: 2010-2020 年光伏是降本幅度最大的可再生能源	22
图 24: 光伏最低中标电价远低于平均用电电价	22
图 25: 中国城市居民用电价格	25
图 26: 20-30 年我国地面光伏系统初始全投资 (元/W)	25
图 27: 20-30 年我国分布式光伏系统初始全投资 (元/W)	25
图 28: 预计 21 年底公司陆上/海上风电累计并网装机容量分别为 13.04/4.34GW	26
图 29: 20Q3 公司市场化交易电量占比为 31%	28
图 30: 20Q3 公司市场化交易电价小幅上升至 0.45 元.....	28
图 31: 2020 年 Q3 公司风力累计发电量超过 108 亿千瓦时	28
图 32: 2020 年 Q3 公司风力发电市场份额为 3.27%	28
图 33: 2020 年 Q3 公司风力发电累计收入为 49 亿元	29
图 34: 2020 年 Q3 公司平均上网电价为 0.48 元/kWh	29
图 35: 预计到 21 年底公司光伏累计并网装机容量将达到 12.81GW	29
图 36: 20Q3 公司光伏发电累计上网电量为 48 亿千瓦时	30
图 37: 20Q3 公司光伏发电平均上网电价为 0.64 元/千瓦时	30
图 38: 20Q3 公司光伏发电平均利用小时数为 1094 小时	30
图 39: 20Q3 公司光伏发电业务毛利率为 59.35%	30
图 40: 20Q3 公司光伏市场化交易占比为 21.33%	31

图 41: 20Q3 公司光伏市场化交易额度为 102608 万千瓦	31
表 1: 公司前十名股东多为国有股东	8
表 2: 公司管理层行业经验丰富, 专业背景深厚	9
表 3: 截至 20 年 Q1 公司已并网海上风电项目	10
表 4: 截至 20 年 Q1 公司在建海上风电项目	11
表 5: 2019 年风电标杆上网电价改为指导价	17
表 6: 多省已出台海上风电十四五规划	18
表 7: 2019 年招标的风电大基地项目中有 5.8GW 将于 21 年交付	18
表 8: 按项目容量 120MW 等假设进行风电项目经济性测算	20
表 9: 据测算 4MW 机组可实现平价上网	20
表 10: 中国地面光伏电站和分布式光伏电站 LCOE 测算关键假设及结果	23
表 11: 中国地面光伏和分布式光伏 LCOE 敏感性分析	23
表 12: 全国各个省份光伏 LCOE 与标杆电价对比	24
表 13: 2020 年以来公司公开招标陆上风电项目共 15 个	26
表 14: 公司目前有多个海上风电在建项目	27
表 15: 2020 年以来公司公开招标海上风电项目共 5 个	27
表 16: 公司盈利预测拆分(单位: 百万元)	32

投资要点

关键假设

假设 21-23 年，公司风力发电平均上网电价分别为 0.39/0.34/0.31 元/千瓦时，光伏发电平均上网电价分别为 0.47/0.40/0.33 元/千瓦时，中小水电上网电价分别为 0.17/0.17/0.16 元/千瓦时，假设 21-23E 年公司风力发电有效发电规模为 12000/18500/25500MW，光伏发电有效发电规模为 7560/14500/22500MW。则 21-23E 年公司营业收入分别为 161.39/250.91/323.39 亿元，YoY+42.64%/55.46%/28.89%，对应归母净利润分别为 51.67/86.52/112.53 亿元，YoY+43.08%/67.46%/30.06%，EPS 分别为 0.18/0.30/0.39 元。

区别于市场的观点

市场认为公司风电业务受风电项目经济性影响较大，目前风电经济性较差，风电降本速度较慢。根据我们测算，4MW 及以上机型已能够实现较好的经济性，风机大型化是实现风电降本的有效路径之一，同时公司拥有大量风电项目在手资源，十四五期间新增装机量有望快速增长，从而支撑公司业绩稳健增长。

股价上涨催化剂

双碳目标下，公司十四五期间清洁能源装机量有望快速增长：双碳目标下国家能源转型积极推进，十四五期间风光项目建设有望快速推进，公司作为新能源运营领军企业，有望充分受益行业快速发展红利。

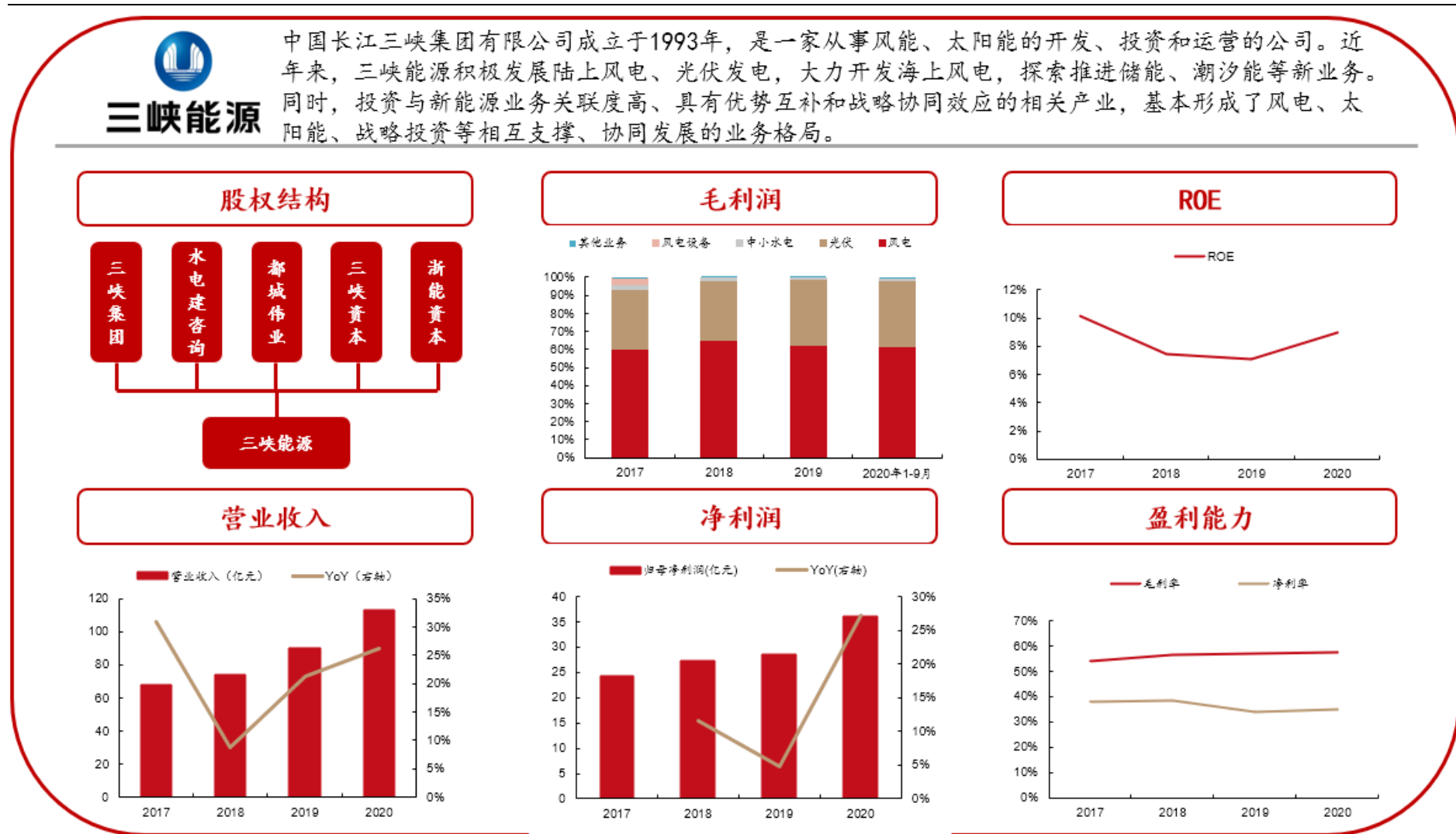
风电、光伏降本持续推进，公司发电项目经济性有望持续提升：随着风电、光伏行业降本持续推进，项目单千瓦造价持续下降，公司新建项目经济性有望不断提升，从而带来公司盈利能力进一步增强。

盈利预测

预计 21-23 年公司营业收入分别为 161.39/250.91/323.39 亿元，YoY+42.64%/55.46%/28.89%，对应归母净利润分别为 51.67/86.52/112.53 亿元，YoY+43.08%/67.46%/30.06%，EPS 分别为 0.18/0.30/0.39 元。公司十四五期间年均新增装机规模目标为 15GW，到 25 年新能源装机规模有望达到 20 年的 6 倍以上，考虑到公司未来装机规模有望快速增长，叠加公司未来有望充分受益碳交易市场发展红利，公司具备较大成长空间。

三峡能源核心指标概览

图1：三峡能源核心指标概览图



资料来源：公司官网，西部证券研发中心

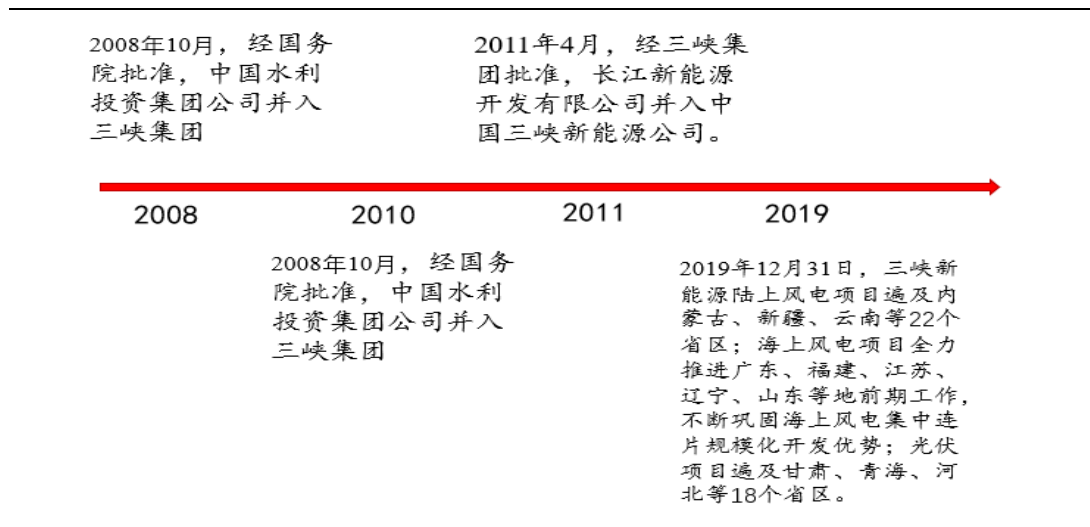
一、风电行业领军人，多维布局电力板块

1.1 公司多板块布局，有望成为未来新能源领导者

风光板块多维度立体布局，未来新能源建设引领者。中国三峡能源公司是中国长江三峡集团公司的全资子公司。三峡能源前身是中国水利投资集团公司。公司形成了风电、太阳能为主体，中小水电、战略投资为辅助的相互支撑、协同发展的业务格局。截至2020年12月底，三峡能源业务已覆盖全国30个省、自治区和直辖市，已并网风电、光伏以及中小水电装机规模超1500万千瓦，资产总额超1400亿元，盈利能力稳居国内同行业前列。2020年11月27日，公司提出“十四五”年均新增新能源装机15GW的规划目标，资产规模有望再上台阶。

2008年10月，经国务院批准，中国水利投资集团公司并入三峡集团。2010年6月，更名为中国三峡能源公司。2011年4月，经三峡集团批准，长江新能源开发有限公司并入中国三峡能源公司。公司紧紧围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”战略，截至2019年12月31日，三峡能源陆上风电项目遍及内蒙古、新疆、云南等22个省区；海上风电项目全力推进广东、福建、江苏、辽宁、山东等地前期工作，不断巩固海上风电集中连片规模化开发优势；光伏项目遍及甘肃、青海、河北等18个省区。

图2：公司发展历程

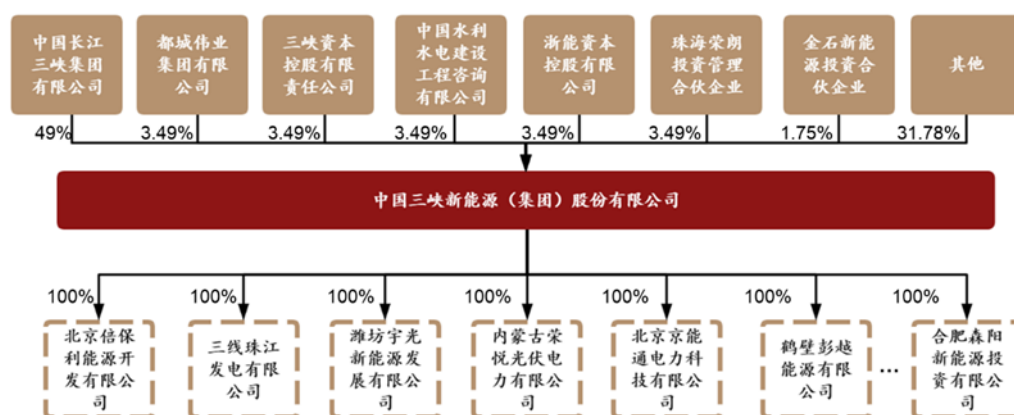


资料来源：公司官网，西部证券研发中心整理

1.2 公司股权结构清晰，管理层专业背景雄厚

公司股权架构明晰。截至2021年6月，中国长江三峡集团49%控股三峡能源，是公司的实际控制人。公司目前共拥有227家全资及控股子公司，包括格尔木阳光启恒新能源有限公司、海兴协合太阳能有限公司、潍坊宇创新能源有限公司、三峡能源融水发电有限公司、大安润风能开发有限公司、三峡能源鄯善发电有限公司等，公司股权架构清晰。

图 3：公司股权架构明晰



资料来源：Wind，西部证券研发中心整理

公司前十名股东多为国有股东。此次首次公开募股发行后，公司的总股本为 285.71 亿股，公司向社会公众发行 85.71 亿股人民币普通股，占发行后总股本的 30%。其中前十名股东中三峡集团、水电建咨询、都城伟业、三峡资本、浙能资本、川投能源等为国有股东。

表 1：公司前十名股东多为国有股东

序号	股东名称	股份数（亿股）	持股比例
1	三峡集团（SS）	140.00	49.00%
2	水电建咨询（SS）	9.98	3.49%
3	都城伟业（SS）	9.98	3.49%
4	三峡资本（SS）	9.98	3.49%
5	浙能资本（SS）	9.98	3.49%
6	珠海融朗	9.98	3.49%
7	金石新能源	5.00	1.75%
8	招银成长	2.55	0.89%
9	川投能源（SS）	2.55	0.89%
10	社会公众股东	85.71	30.00%
合计		285.71	100.00%

资料来源：Wind，西部证券研发中心整理

注：SS 为国有控股

公司管理层水利、电力及能源行业经验丰富，具有深厚的科研背景。其中，董事长吴敬凯先生曾历任水利投资集团计划发展部总经理，三峡能源工程管理部总经理、总工程师，三峡集团葡电管理办公室副主任，三峡国际总经济师，中国三峡发展研究院院长，三峡集团战略规划部（新能源办公室）主任、三峡能源董事。总经理赵国庆先生曾历任水利部财务司主任科员、机关服务局财务处处长、审计室主任，水利投资集团副总会计师，三峡能源总会计师、副总经理、总法律顾问。管理团队在能源、电力领域有着深厚的从业经验。

表 2：公司管理层行业经验丰富，专业背景深厚

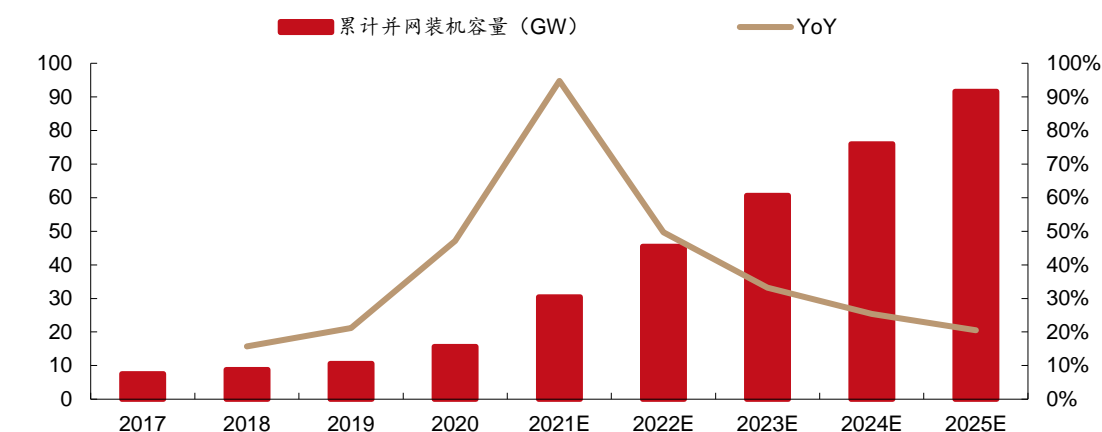
姓名	职位	履历
吴敬凯	董事长、董事	教授级高级工程师（正高级），历任水利投资集团计划发展部总经理，三峡能源工程管理部总经理、总工程师，三峡集团葡电管理办公室副主任，三峡国际总经济师，中国三峡发展研究院院长，三峡集团战略规划部（新能源办公室）主任、三峡能源董事，现任三峡能源党委书记、董事长。
赵国庆	总经理、董事	历任水利部财务司主任科员、机关服务局财务处处长、审计室主任，水利投资集团副总会计师，三峡能源总会计师、副总经理、总法律顾问，现任三峡能源党委副书记、总经理、董事。
李斌	董事	大禹水利科学技术三等奖获得者，享受国务院政府特殊津贴专家，历任青海省水利厅水电设计院党委书记、院长，水利投资集团副总工程师、总工程师，三峡能源副总经理、党委副书记、总经理，三峡能源党委书记、董事长，现任三峡集团副总工程师兼战略发展部主任、三峡能源董事。
范杰	董事	历任鲁能集团新能源分公司纪委书记、工会主席，鲁能集团河北分公司党委书记、副总经理、纪委书记，都城绿色能源河北分公司党委书记、副总经理、纪委书记、工会主席，重庆鲁能物业公司总经理，鲁能集团纪检监察部第三巡察组组长，现任鲁能新能源（集团）有限公司党委副书记、总经理、三峡能源董事。
赵增海	董事	教授级高级工程师，注册土木工程师、注册咨询工程师，历任中南勘测设计研究院规划处项目设计总工程师、处长，水电水利规划设计总院政策室主任、院长办公室主任、国家可再生能源信息管理中心副主任，现任水电水利规划设计总院院长助理兼办公室主任、三峡能源董事。

资料来源：招股说明书，西部证券研发中心整理

1.3 公司多维度布局产业链，风光业务为其主营收入来源

截至 2020 年底公司累计装机规模 15.6GW，十四五有望实现年均新增装机 15GW。自进入新能源发电领域以来，公司装机容量迅速增长。公司发电项目装机规模由 2008 年底的 0.143GW 迅速增长至 2020 年底的 15.62GW，CAGR 为 47.86%。2017-2019 年公司风电发电量分别为 92.27/112.75/125.74 亿千瓦时，同比+42%/+22%/+12%；光伏发电量分别为 29.23/36.24/54.06 亿千瓦时，同比+34%/+24%/+49%。截至 2020 年底，公司控股的发电项目装机容量为 15.62GW，风电业务占比近 57%。碳中和目标支持下，预计公司在十四五期间将实现每年 15GW 的新增装机，CAGR 达 50%。

图 4：公司在十四五期间有望实现年均新增装机 15GW



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

优化布局开发，深化推进陆上风电项目。公司已投产陆上风电项目遍及内蒙古、新疆、云南等 22 个省区。其中，在内蒙古四子王旗建成了当前国内乃至亚洲单体规模最大的陆地风电 40 万千瓦项目。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。

坚定实施“海上风电引领者”战略，海上风电项目辐射全国。全力推进广东、福建、江苏、辽宁、山东等地前期工作，不断巩固海上风电集中连片规模化开发优势。截至 2020 年 3 月 31 日，公司海上风电项目已投运规模 84 万千瓦、在建规模 283 万千瓦、核准待建规模 560 万千瓦，规模位居行业前列。截至 2020 年底，公司投产和在建海上风电装机达到 427 万千瓦，该等项目全部投产后预计实现年发电量 121 亿千瓦时。

表 3：截至 20 年 Q1 公司已并网海上风电项目

海上风电已并网项目	特点
江苏响水近海海上风电场	项目总装机 20.2 万千瓦。作为公司首个海上风电项目，响水海上风电项目建成了亚洲首座 220 千伏海上升压站，投运国内首条 220 千伏三芯海缆，实现西门子 4 兆瓦风机全球首次整体吊装，采用了国内最全面的基础形式，创造了多项国内外第一。
大连庄河 300MW 海上风电项目	项目克服了突发性恶劣天气、海域地形复杂、水深跨度大等施工难点，成为国内首个应用抗冰锥设计项目，攻克了海上风电抗冰难题，完成了目前世界最长单根无接头 220 千伏交联聚乙烯三芯海缆敷设、国内首座寒冷海域海上升压站吊装。项目于 2018 年底实现首台 3.3 兆瓦机组并网，2019 年 1 月 19 日顺利实现国内首台低温型 6.45 兆瓦大容量风电机组并网发电，正式进入规模化商业运行。
江苏大丰 300MW 海上风电项目	项目成功克服了施工海域地形复杂、水深跨度大、台风频发、工程点多面广等不利因素，安全高效推进海上升压站建造、吊装，基础沉桩、海缆敷设、风电机组吊装与并网投产等工作。2019 年 10 月 31 日，项目全部机组顺利并网发电，实现全容量达产。该项目是国内首次应用 220 千伏三芯海缆软接头、首次实现海上升压站主电气设备国产、首次批量化应用 6.45 兆瓦国产海上风机

资料来源：招股说明书，西部证券研发中心整理

表 4：截至 20 年 Q1 公司在建海上风电项目

海上风电在建项目	特点
广东汕头市南澳洋东海项目	项目顺利完成水下挤密砂桩复合地基极限载荷试验。该试验作为目前国内在最远海域、最大水深、最大荷载条件下进行的水下挤密砂桩复合地基承载力试验，技术难度超过港珠澳大桥和洋山深水港项目同类试验工程。本次试验将为国内首次超 30 米水深海上风电重力式基础应用提供有力技术支持
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	海洋牧场与海上风电融合方案现已列入国家重点研发计划“黄渤海现代化海洋牧场构建与立体开发模式示范”子课题“海洋牧场与海上风电融合发展技术示范”项目名单。通过开展海洋牧场与海上风电布局融合设计、增殖型风机基础研发与应用、环保型施工和运维技术研发与应用、海上风电对海洋牧场资源环境影响与评价等，构建海洋牧场与海上风电融合发展新模式，并为山东、江苏、辽宁等地海域的示范推广提供场地及技术支持。
江苏如东 H6（400MW）、H10	国内首个远距离、高电压等级的柔性直流输电方案的海上风电项目，项目所使用的直流海缆为国内首创，且其配套的现场硬接头、软接头和终端均为首次研发，技术难度较大。该项目的海上换流平台建造规模为国内第一，亦是浮托运输法第一次运用于海上换流平台。
项目	
阳西沙扒 300MW 海上风电项目	项目在建设过程中，结合实际地质情况，不断地优化基础设计，率先在广东海域成功应用大直径单桩基础。

资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

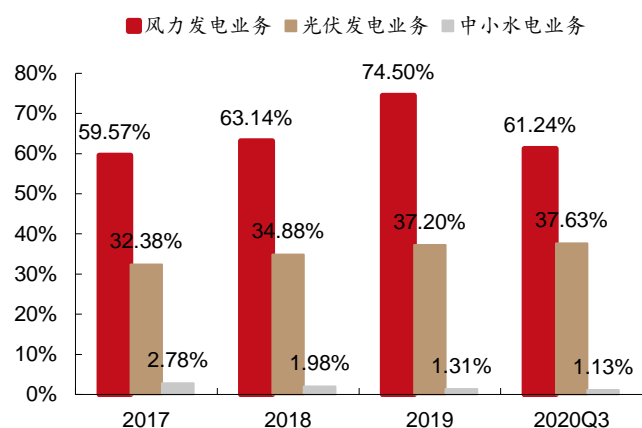
规模化发展集中式光伏发电，探索“光伏+”多元全新发展模式。截至 20 年 Q1，公司已投产光伏项目遍及甘肃、青海、河北等 18 个省区。其中，在安徽淮南建成了全球最大采煤沉陷区水面漂浮式光伏 15 万千瓦项目，项目将采煤沉陷区闲置水面变成绿色能源基地，助推和引领国家新能源发展模式。在河北曲阳建设了国内单体最大的山地光伏项目（20 万千瓦），项目建设带动了光伏产业技术创新，同时将光伏开发与精准扶贫等有机结合，打造了“光伏+”的“曲阳模式”，实现了企地互利共赢。在青海格尔木建成国内首个大型平价上网光伏示范 50 万千瓦项目，项目的建成标志着平价清洁能源走进千家万户，引领国内光伏产业进入平价上网新时代。

二、公司业绩稳健增长，偿债能力良好

2.1 业绩稳健增长，盈利能力强

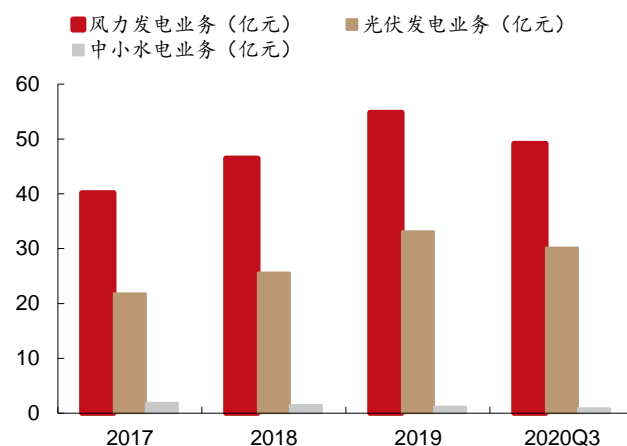
公司主营业务收入来源为风电发电业务。2017-2020 年，公司营业总收入分别为 67.81/73.83/89.57/113.15 亿元，同比+31.00%/8.88%/21.32%/26.33%。截至 20 年 Q3 公司分别累计实现风力、光伏、中小水电业务收入 49.16/30.21/0.90 亿元，其中各项业务分别占比：风电约 61.24%、光伏约 37.63%、中小水电业务约 1.13%。

图 5：公司主营业务收入中风力发电业务占主体



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

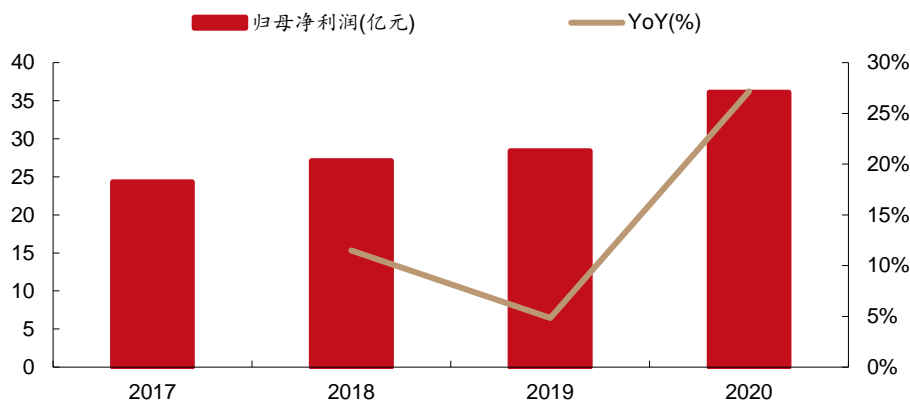
图 6：20Q3 公司风力发电业务累计收入达 49.16 亿元



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

公司归母净利润稳健增长。17 年-20 年公司归母净利润分别为 24.30/27.09/28.40/36.11 亿元，同比+58.40%/11.48%/4.84%/27.16%，复合年均增长率为 14.11%，业绩稳健增长。其中，19 年公司归母净利润增速大幅低于收入增速，主要系公司投资收益降低较多以及资产减值损失较大。公司归母净利润的稳步上涨得益于公司在风电及光伏发电业务项目并网规模的逐年扩张。

图 7：公司归母净利润保持企稳

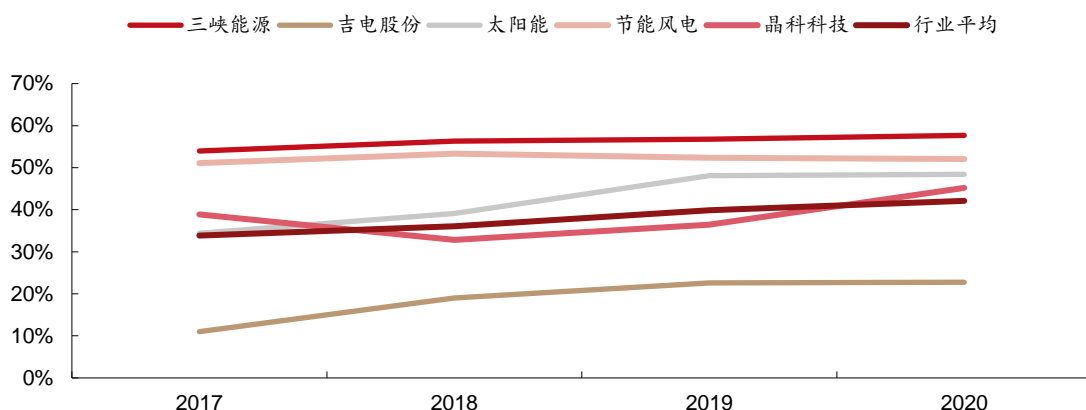


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心整理

2.2 公司盈利能力强劲

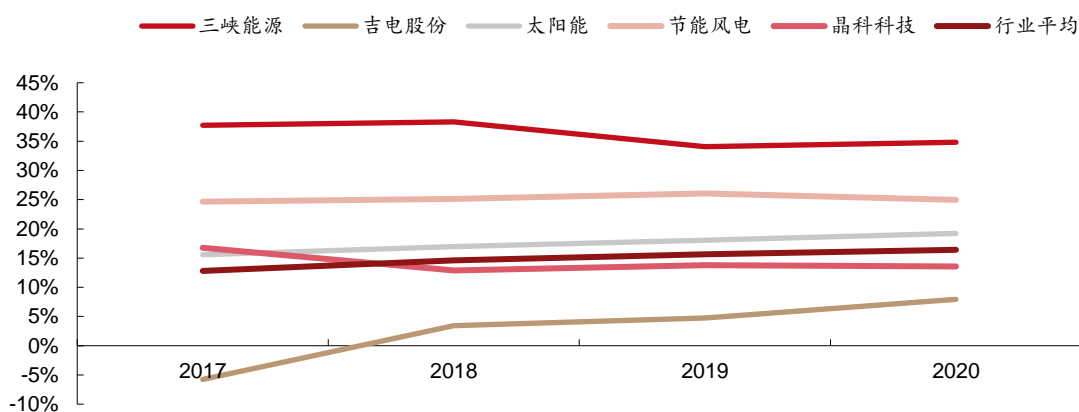
公司盈利能力强劲，毛利率、净利率分别保持在 55%/30%以上。20 年公司毛利率及净利率分别达 57.69%/34.83%，较 19 年分别上涨 1.67/2.26pct。毛利率变化原因包括：一方面，20 年风电抢装，风电装机占比大幅提升，风电项目毛利率高于光伏约 8pct；另一方面，随着各省市弃风弃光率逐年下降，风电和光伏板块的毛利率也有所提升。

图 8：公司毛利率处于行业领先地位



资料来源：Wind，西部证券研发中心

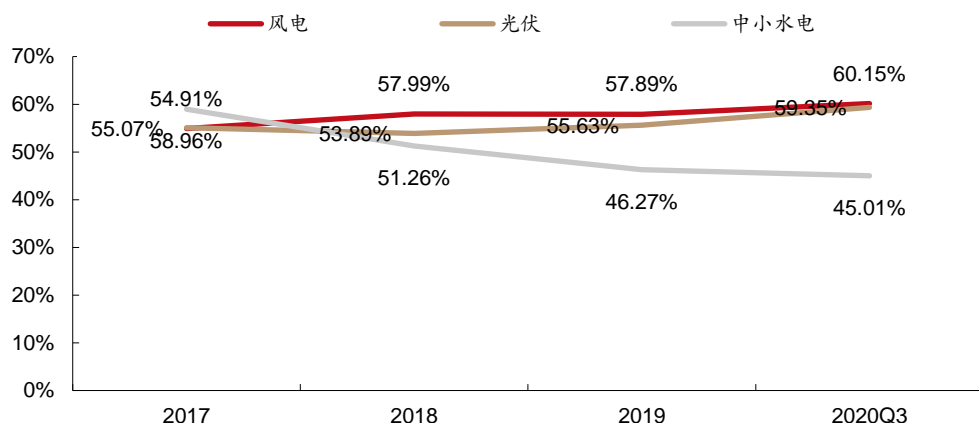
图 9：公司净利率处于行业领先地位



资料来源：Wind，西部证券研发中心

各类业务中风电业务毛利率较高，始终保持在 55% 以上。分产品看，公司风电发电业务及光伏发电业务毛利率稳中有增，其中 17 年-20 年 9 月风电业务毛利率始终保持在 54% 以上，分别为 54.91%/57.99%/57.89%/60.15%。其中，18 年风力发电业务毛利率较 17 年增长 3.08pct，主要是 18 年风资源优于 17 年，且弃风限电现象有所缓解，设备平均利用小时数上升。随着公司海上风电装机规模占比的提升，风电业务毛利率不断提高；公司光伏业务毛利率保持在 50% 以上，分别为 55.07%/53.89%/55.63%/59.35%。其中，19 年光伏发电业务毛利率较 18 年增长 1.74pct，主要是 19 年新投产光伏发电项目建造成本下降，且光资源较丰富。20 年 1-9 月光伏发电业务毛利率较 19 年增长 3.72pct，主要原因系 19 年底及 20 年初渭南光伏领跑基地 100MW 项目、铜川 250MW 光伏技术领跑者项目、格尔木清能光伏领跑者项目陆续投产，光伏领跑者项目建造成本低，尽管格尔木清能参与平价上网，拉低平均上网电价，但单位成本下降的影响高于电价下降的影响，使得光伏发电业务毛利率上升；中小水电业务毛利率有所下滑，分别为 58.96%/51.26%/46.27%/45.01%，公司中小水电业务毛利率逐年下降，主要系中小水电项目近几年来水偏枯，且存在弃水限电因素的影响，设备利用小时数下降，发电量下降，单位成本上升。

图 10: 2017-2020Q3 各板块毛利率变化

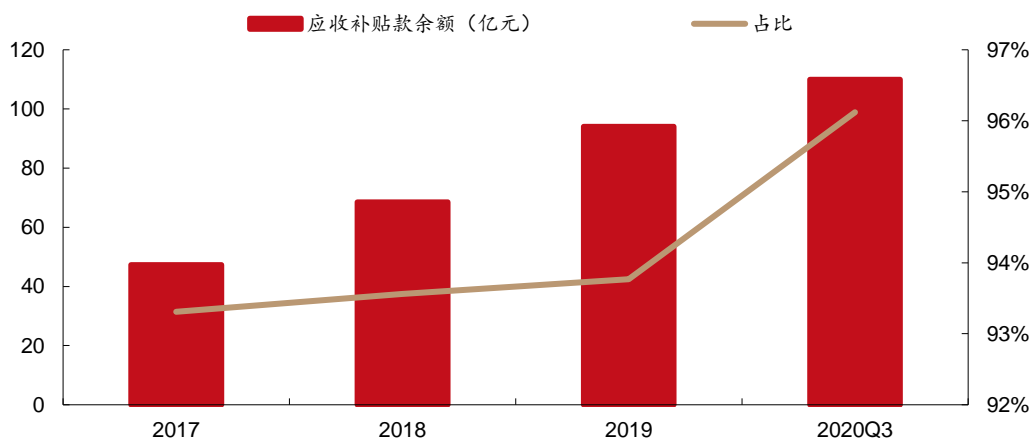


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心整理

2.3 公司应收账款规模有望回落

可再生能源补贴款占公司应收账款 90%以上。目前我国风能发电、太阳能发电企业的上网电价包括两部分，即燃煤脱硫标杆电价和可再生能源补贴。发电项目实现并网发电后，燃煤脱硫标杆电价部分由电网公司直接支付，通常跨月结收电费，账龄一般在 1 个月之内。可再生能源补贴从可再生能源发展基金中拨付，发放周期较长，已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目通常 1-3 年方能收回补贴。公司应收账款主要为可再生能源补贴款，2017-2019 年末及 2020 年 9 月末应收补贴款余额分别为 47.35/68.51/94.04/109.97 亿元，占应收账款期末余额比例分别为 93.31%/93.56%/93.77%/96.12%。

图 11: 2020 年 9 月末公司应收补贴款余额为 110 亿元

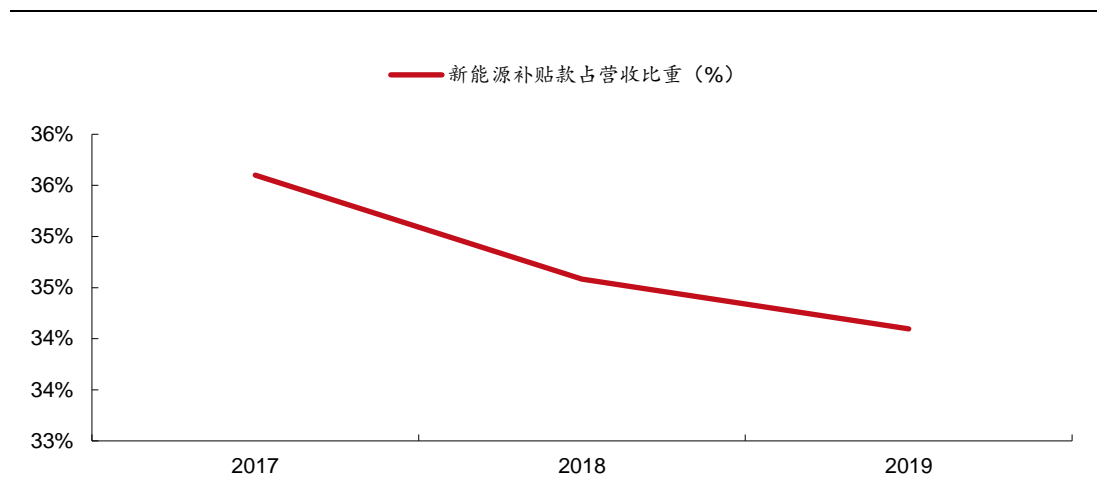


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

公司历年收取的新能源补贴款各期基本持平，未来回收情况有望好转。公司 2017-2019 年收取新能源补贴款的金额分别为 24.14/23.45/23.12 亿元，基本保持稳定，但由于公司装机规模迅速增长、收入规模快速增加，导致新能源补贴款收取金额占公司收入比例逐年下降。2017-2019 年新能源补贴款收取金额占公司收入比例分别为 36%/35%/34%。根据财政部、发改委和国家能源局联合发布《可再生能源电价附加资金管理办法》等相关规定，公司存量项目全部符合纳入补贴清单的条件，公司目前尚未纳入补贴清单的项目有望在近

期获得补贴款项。截至2020年末,公司纳入补贴目录或补贴清单的规模有望超过9.25GW,占享受补贴项目的比例超过80%,预计未来公司可再生能源补贴款的回收情况将有所好转。

图 12: 新能源补贴款收取金额占公司收入比例逐年下降

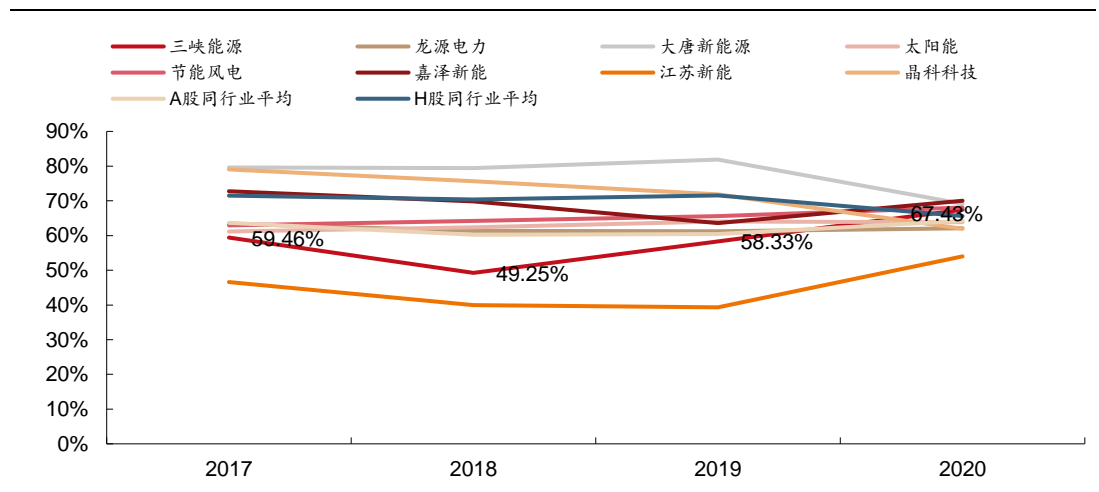


资料来源: 招股说明书, 西部证券研发中心

2.4 资产负债率较低, 公司偿债能力较好

公司资产负债率低于同行业上市公司平均水平。2017-2020 公司资产负债率分别为 59.46%/49.25%/58.33%/67.43%。2020 年之前公司资产负债率低于其他公司主要由于公司在 2018 通过引入战略投资者融资 117 亿元之后, 大幅提高公司资本金, 降低资产负债率。

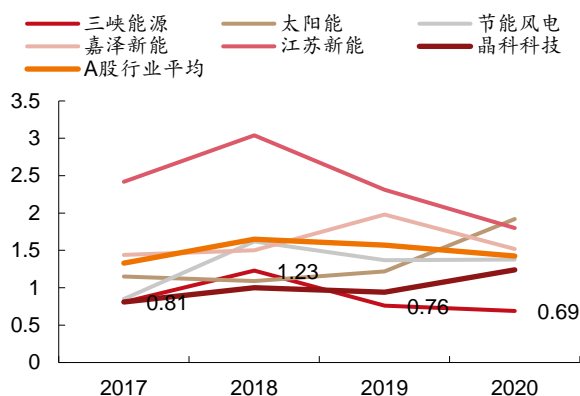
图 13: 20 年公司资产负债率为 67.43%



资料来源: 招股说明书, 西部证券研发中心

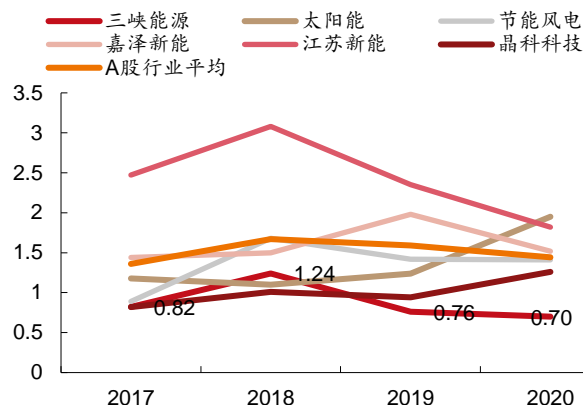
公司财务较为稳健, 偿债能力良好, 债务风险较低。2018 年长期偿债能力较 2017 年明显提升, 主要得益于 2018 年公司引入战略投资者的 117 亿元权益资金。2019 年末流动比率、速动比率有所下降, 一方面是由于 2019 年末借入 57 亿元短期借款, 满足公司短期营运资金需求; 另一方面由于公司长期债务即将到期, 使得一年内到期的长期债券以及一年内到期的长期借款增加。2020 年公司流动比率、速动比率有所下降, 主要由于公司装机容量迅速增长, 导致应收账款规模增加。

图 14: 20 年公司速动比率为 0.69



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

图 15: 20 年公司流动比率为 0.70

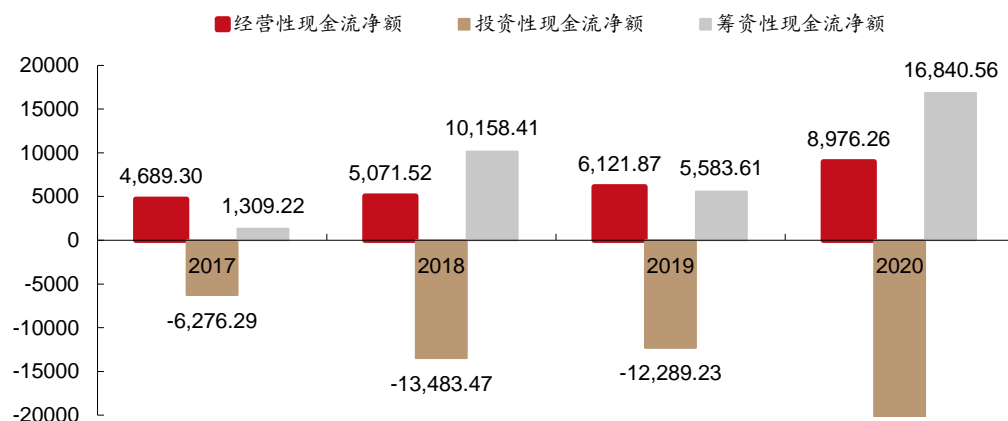


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

2.5 公司现金流保持稳健

公司经营现金流稳中有升，投资活动现金流多为流出状态。2017-2020 年经营性现金流始终为正，保持良好增长。公司投资活动产生的现金流呈流出状态，主要因在建风电、光伏项目投入不断加大、收购子公司资金支出较大所致。其中，2018 年投资支付的现金约为 154.49 亿元，主要由于当年收到引入战略投资者的 117 亿元投资款后，加大扩张和投资力度，大量收购项目公司所致。公司筹资活动主要来源于债券、银行借款和股权融资，2018 年公司完成增资扩股引入战略投资者募集 117 亿元现金，导致筹资活动现金流量净额较大。

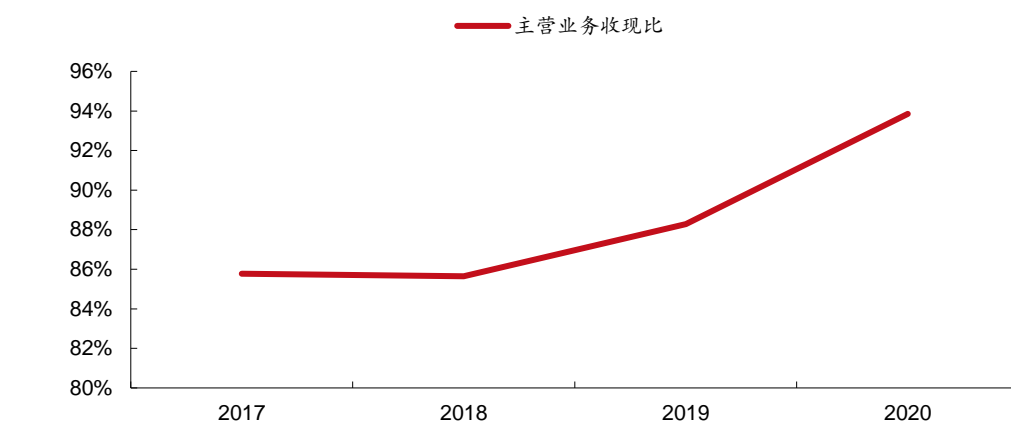
图 16: 20 年公司经营性现金流为 89.76 亿元(单位: 百万元)



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心整理

公司主营业务收现比持续提升。2017-2020 年公司主营业务收现比为 86%/86%/88%/94%，呈逐年上升趋势，主要因为公司新投产运营的风电、光伏机组较多，售电收入大幅增加使经营性活动现金流入增加。

图 17：20 年公司主营业务收现比为 93.85%



资料来源：Wind，西部证券研发中心整理

三、风电平价上网具备经济性，光伏装机持续景气

3.1 陆上风电已实现平价，十四五风电装机量有望稳健增长

陆上风电已进入平价上网时代。我国陆上风电电价自 2009 年起实行标杆电价制度。2019 年 5 月，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知（发改价格[2019]882 号）》，将陆上及海上风电标杆上网电价改为指导价，并明确 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。通过国家政策引导，风电行业技术不断提升、制造水平不断提高、建设管理运维水平不断进步、整体造价水平不断降低，从而进一步降低总体发电成本，整个行业不再依赖补贴，进入商业化健康发展阶段，符合公益行业发展的客观规律。

表 5：2019 年风电标杆上网电价改为指导价

发布时间	实施时间	文件名称	陆上风电标杆电价/指导价（元/kWh）			
			I 类	II 类	III 类	IV 类
2009 年	2009 年	《关于完善风力发电上网电价政策的通知（发改价格[2009]1906 号）》	0.51	0.54	0.58	0.61
2014 年 12 月	2015 年起	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知（发改价格[2014]3008 号）》	0.49	0.52	0.56	0.61
2015 年 12 月	2016-2017 年	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知（发改价格[2015]3044 号）》	0.47	0.5	0.54	0.6
2016 年 12 月	2018 年起	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知（发改价格[2016]2729 号）》	0.4	0.45	0.49	0.57
2019 年 5 月	2019 年起	《关于完善风电上网电价政策的通知(发改价格[2019]882 号)》	新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价，并将标杆上网电价改为指导价			
			0.34	0.39	0.43	0.52
	2020 年起	《关于完善风电上网电价政策的通知(发改价格[2019]882 号)》	0.29	0.34	0.38	0.47
	2021 年起	《关于完善风电上网电价政策的通知(发改价格[2019]882 号)》	新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴			

资料来源：国家发改委，西部证券研发中心

多省已出台海风十四五规划，省补接力国补助力海上风电稳步发展。21 年底为国内海

上风电项目享受国补的最后并网时点，预计 21 年国内海上风电项目将加速抢装。目前广东、浙江及江苏三省已发布海上风电十四五规划，到 2025 年底海上风电累计装机容量规划分别为 1500/500/1212 万千瓦，广东、浙江均已提出将接力国补。其中广东省提出将对在 2022 及 2023 年全容量并网、项目总容量不超过 4.5GW 的海上风电项目予以经济扶持，分别按照每千瓦 1500 元、1000 元的标准进行补贴。随着海上风机快速降本，叠加各省积极推出海上风电补贴政策，我们认为未来海上风电将稳步发展。

表 6：多省已出台海上风电十四五规划

时间	省份	发文机构	文件名称	具体内容	补贴计划	装机计划
2020/12/30	广东	广东省能源局	《关于促进我省海上风电有序 采取投资补贴的形式，针对广东省管海域 2022 年和到 2021 年底，全省海上风电累 开发及相关产业可持续发展的 2023 年全容量并网项目，补贴总容量 450 万千瓦，计装机容量达到 400 万千瓦； 指导意见（征求意见稿）》	其中 2022 年不超过 210 万千瓦，2022 年、2023 到 2025 年底，达到 1500 万千瓦全容量并网项目的补贴标准，分别为每千瓦 1500 元、1000 元，采取“先到先得”的原则，最大补贴 金额 55.5 亿元		
2021/2/10	浙江	浙江省能源局	《浙江省能源发展“十四五” 实施“风光倍增工程”， 加快建立省级财政补贴制 规划（征求意见稿）》	度，通过竞争性方式配置新增项目	规划“十四五”期间新增海上 风电 450 万千瓦，建成嘉兴 1#、 2#，溇西 2#、5#、6#等海上风 电项目。到 2025 年，力争全省 风电装机容量达到 630 万千 瓦，其中海上风电 500 万千瓦。	
2021/2/18	江苏	江苏省发改委	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第一次公示》		规划海上风电装机容量 1212 万千瓦	

资料来源：各省能源局及发改委，西部证券研发中心

20 年国内风电新增装机量达 50GW，预计 21 年风电新增装机量有望达 40GW。据能源局统计数据，2020 年国内风电新增装机容量为 71.67GW，同比增长 178%。剔除约 20GW 的跨年抢装项目后，我们认为 2020 年实际新增装机容量约为 50GW。2019 年风电大基地招标量 19.7GW，其中约 5.8GW 将于 21 年交付，20 年国内风电招标量 32.8GW 中约有 25GW 于 21 年进行机组交付，加上 20 年底抢装项目有部分于 21 年 Q1 进行装机，预计 21 年国内风电装机量将达 40GW，其中陆上风电装机量约 34GW，海上装机量约 6GW。

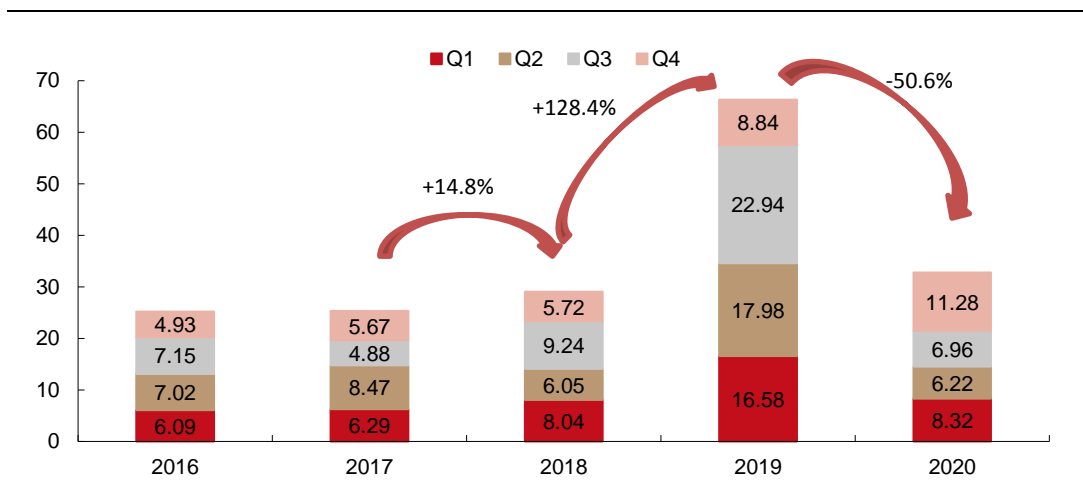
表 7：2019 年招标的风电大基地项目中有 5.8GW 将于 21 年交付

省份	名称	投资主体	规划容 量（GW）	电价	建设进度
内蒙古	中广核乌兰察布 200 万千瓦示范基地	中广核		2 平价	计划于 2020 年 8 月底前开工建设，2021 年底前投运
	包头市可再生能源综合应用示范区首期风电项目	三峡、天润 等		1.6 平价	已公示优选开发商，要求 2021 年底前全 容量并网
	上海庙至山东直流特高压输电通道配套可再生能源基地阿拉善盟区 域 1600MW 风电项目	华能集团		1.6 平价	2020/7-2021/6 交付
	大唐呼和浩特 60 千瓦风电基地	大唐集团		0.6 平价	与地方政府签署合作协议

资料来源：比地招标等招标网站，西部证券研发中心

20Q4 以来风机招标量触底反弹，整机价格持续下降。据我们不完全统计，20 年国内风机招标量为 32.78GW，同比下降 50.6%，其中陆上风机招标量为 18.53GW，同比下降 59.6%，海上风机招标量 5.59GW，同比下降 56.6%，招标量大幅下降主要原因是 2019 年抢装招标量较高。20 年 Q1-Q4 国内风电招标量分别为 8.32/6.22/6.96/11.28GW，同比 -44.3%/-61.1%/-65.1%/+34.6%；2021 年 1-2 月国内风机招标量分别为 2.72/3.76GW，环比+218%/49%，自 20Q4 以来国内风电招标量有明显提升。风机价格方面，2021 年 2 月国内陆上风机中标均价为 3027 元/kW，较 20 年 2 月的 3804 元/kW 同比下降 20%。从机型分类上看，3MW 及以上级别机组为招标市场的主流机型。随着整机价格的下降，风电项目经济性日益增强，风机招标触底反弹。

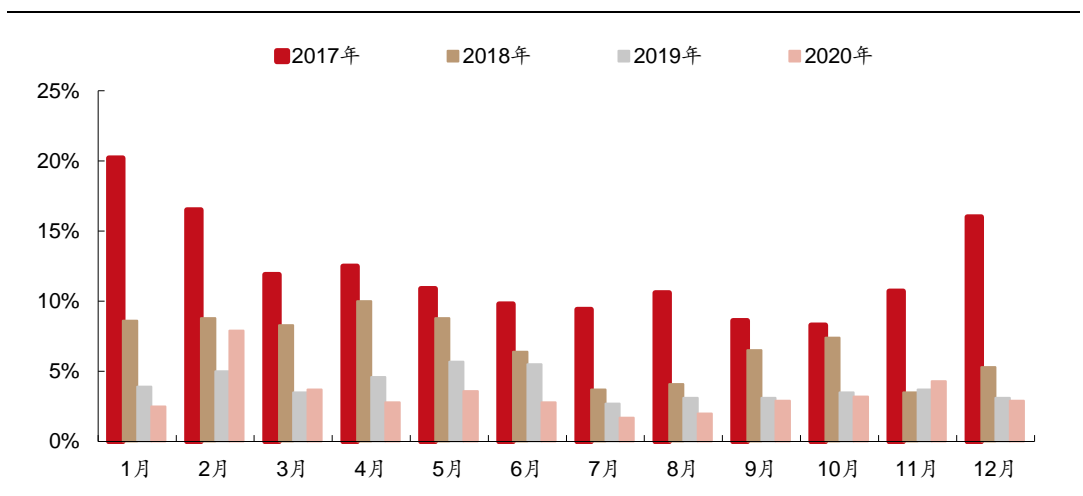
图 18：2020 年国内风电招标量同比下降 51%（单位：GW）



资料来源：明阳智能，比地招标网，西部证券研发中心

国内弃风限电问题持续改善，风电运营企业盈利能力有望持续提升。由于我国风力资源分布与电力消费中心相距较远、风电新增装机增速较快等原因，2016-2017 年国内弃风限电问题突出。随着我国消纳政策的逐步完善以及特高压技术的突破，国内月均风电弃风率由 2017 年的 12%下降至 2020 年的 3%，弃风问题已得到明显改善。

图 19：自 2017 年以来我国风电弃风率逐年降低



资料来源：全国新能源消纳检测预警中心公众号，西部证券研发中心

机组大型化可实现陆上风电平价上网的经济性，十四五风新增电装机容量有望稳健增长。

按照下表中的各项假设，我们分别以陆上风电项目全部安装 2MW/4MW/6MW 机组进行项目经济性测算，对应单位千瓦造价分别为 7542/6063/5350 元，项目 IRR 分别为 5.92%/8.38%/9.97%，机组大型化将有效提升陆上风电项目的经济性。目前陆上风电机组单千瓦平均造价约为 6000 元，按照 2700 发电小时数计算，在三北地区基本满足 IRR8% 的投资收益，风电平价上网已具备经济性。随着风机大型化带来降本增效，叠加陆上风电存量在建项目有望纳入保障性并网规模，预计十四五期间国内陆上风电新增装机量复合年均增速将超过 13%。

表 8：按项目容量 120MW 等假设进行风电项目经济性测算

项目容量 (MW)	安装地点	项目年发电小时数(h)	上网电价 (元/kWh)	补贴电价
120	甘肃省	2700	0.29	不考虑

资料来源：北极星风力发电，西部证券研发中心

表 9：据测算 4MW 机组可实现平价上网

	造价 (元/kw)	全投资 IRR	LCOE (元/kwh)	项目回收期 (年)
2MW	7,542	5.92%	0.33	12
4MW	6,063	8.38%	0.27	8
6MW	5,350	9.97%	0.24	6

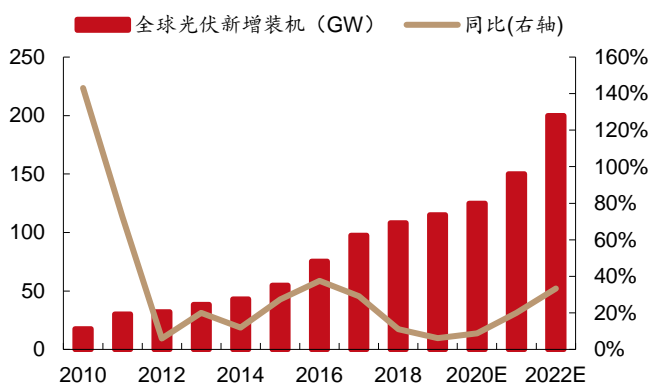
资料来源：北极星风力发电，西部证券研发中心

3.2 光伏装机维持高景气，降本速度显著

3.2.1 光伏装机维持高景气，预计21年全球新增装机将超150GW

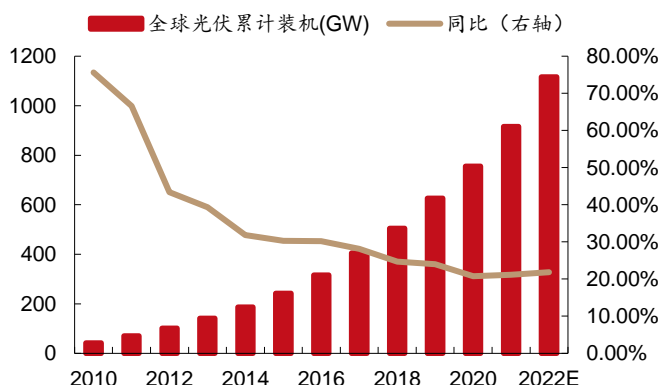
预计 21 年全球新增装机 150GW。根据 CPIA 统计，2010 年以来全球光伏新增装机规模不断扩大，2019 年装机 114.9GW，同比增长 6.19%。预计 2020 年全球新增装机将超 130GW，2021/2022 年全球新增装机 150/200GW，光伏产业链需求将维持高景气。

图 20：预计 2021 年全球新增装机 150GW



资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 21：预计 2021 年全球累计装机 916GW

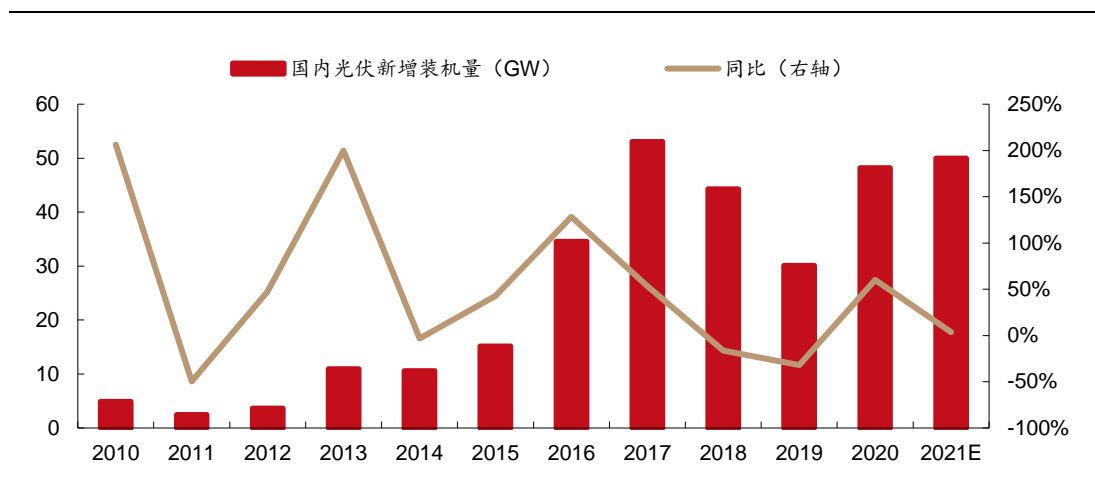


资料来源：IEA PVPS，西部证券研发中心

预计 21 年国内新增装机 50GW。2020 年 9 月，习主席在联合国大会上提出“2060 碳中和”目标，与 2030 年碳排放达峰共同组成“30·60 目标”，标志着中国将全面进入绿色低碳高质量发展阶段。近期多部委密集发声，通过多项会议与政策文件在加快调整优化能源结构、大力发展新能源等方面做出部署，国内相关顶层设计相继出台，碳中和目标进度稳步实施。受益于利好政策的不断推进，20 年疫情及产业链波动虽然对于光伏装机存在

一定影响，但装机需求仍较高，20 年国内装机量达到 48.2GW，同比大幅增加 60%。预计 21 年国内新增装机仍将维持增长，达到 50GW 左右。

图 22：2021 年国内预计新增装机 50GW



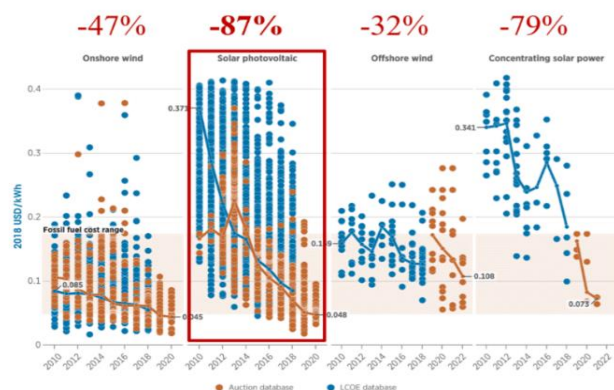
资料来源：国家能源局，西部证券研发中心预测

预计 21 年海外光伏新增装机约 95-100GW。自 2015 年《巴黎气候协定》签署以来，各国相继以政策宣示、行政命令等形式提出了 21 世纪中叶的碳中和目标承诺，目标日期集中于 2050 年前后，碳中和成为全球主要国家共识，以光伏为代表的可再生能源将大幅增长。展望 2021 年，欧美等发达国家使用光伏等新能源替代传统能源的速度加快，作为清洁能源的有力支持者，美国总统拜登初上任就宣布重新加入巴黎气候协定和世卫组织，促进美国装机增长；欧洲地区光伏补贴延续，德国最新的 EEG 能源法案取消光伏补贴上限，荷兰继续推进 SDE+ 补贴政策，多国都将迎来光伏装机攀升。对于发展中国家和新兴市场国家，拉美地区通过招标需求和关税政策等拉动装机量增长，印度政府推动公用事业光伏来主导装机需求，东南亚地区由补贴政策引起的抢装潮逐渐转向无补贴市场，预计分布式需求将持续释放。根据 solarzoom 预测，2021 年海外光伏新增装机有望达到 95-100GW 左右。

3.2.2 光伏降本速度显著

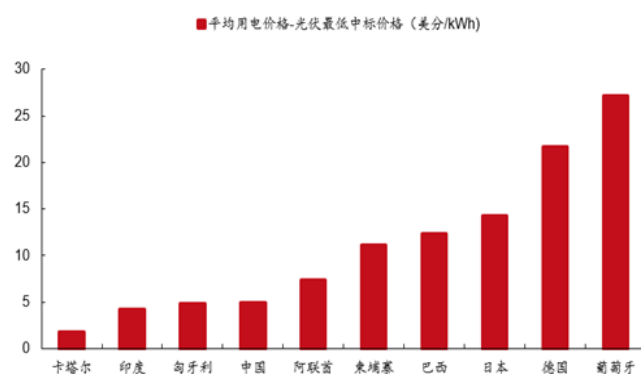
光伏降本速度渐显，持续降本驱动光伏转型成为主力能源。根据 IRENA 统计，2010-2020 年全球光伏系统成本由 4702 美元/kw 降至 995 美元/kw，降幅达 78.8%，光伏能源是过去十年间成本降幅最大的可再生能源。目前海外大部分地区已实现平价，国内明年全面进入平价时代，随着大硅片、HJT、双面、叠瓦等技术的发展，将有效提高光伏发电效率，降低度电成本，光伏有望成为未来的主力能源。

图 23: 2010-2020 年光伏是降本幅度最大的可再生能源



资料来源: IRNEA, 西部证券研发中心

图 24: 光伏最低中标电价远低于平均用电电价



资料来源: CPIA, 西部证券研发中心

3.2.3 组件1.51元/W情况下大部分省份光伏LCOE均低于标杆电价, 未来有较大下降空间

我们运用全寿命期成本法测算光伏发电 LCOE。由于 21 年硅料供不应求, 导致组件价格一度突破 1.8 元/W, 考虑到未来硅料产能释放, 组件价格将有所回落, 我们按照 20 年底国内 310W 单晶 PERC 组件价格约为 1.51 元/W 计算, 地面光伏电站和分布式光伏电站初始投资成本(除组件外)采用 CPIA 相关预测数据, 国内贷款利率取 2021 年 4 月中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的 5 年期贷款市场报价利率 4.65%, 贷款比例为 80%, 资本金回报率 8%, 项目寿命期为 25 年。根据正泰新能源最新发布的 ASTRO 系列组件系数, 假设组件首年衰减率 0.78%, 1 年后组件年均衰减率 0.4%, 考虑系统其他损失因素综合效率 90%, 计算出在不同年有效利用小时下, 国内地面光伏和分布式光伏度电成本区间。根据国家能源局数据, 假设中国光伏平均利用小时数为 1170h, 则对应国内地面光伏和分布式光伏平均 LCOE 分别为 0.426、0.371 元/KWh。

在不考虑政府补贴的情况下, 假设光伏年有效利用小时数为 1120-1250 小时, 光伏电站资本金回报率可达 8%的情况下, 预计 2020 年国内地面光伏电站和分布式光伏电站的度电成本分别处在 0.445-0.399 元/KWh 和 0.387-0.347 元/KWh 的区间内。

表 10：中国地面光伏电站和分布式光伏电站 LCOE 测算关键假设及结果

地面光伏电站		分布式光伏电站	
集中式逆变器 (元/W)	0.11	组串式逆变器 (元/W)	0.19
电缆成本 (元/W)	0.22	电缆成本 (元/W)	0.21
二次设备 (元/W)	0.08	二次设备 (元/W)	0.08
一次设备 (元/W)	0.4	一次设备 (元/W)	0.26
固定式支架 (元/W)	0.37	支架 (元/W)	0.2
组件成本 (元/W)	1.51	组件成本 (元/W)	1.51
管理费用 (元/W)	0.25	管理费用 (元/W)	0.05
电网接入成本 (元/W)	0.25	电网接入成本 (元/W)	0.15
一次性土地费用 (元/W)	0.2	屋顶租赁和加固 (元/W)	0.3
建安费用 (元/W)	0.6	建安费用 (元/W)	0.43
年均运维费用 (元/W)	0.041	年均运维费用 (元/W)	0.043
电站装机量 (KW)	100000	电站装机量 (KW)	100000
除逆变器外折旧年限	25	除逆变器外折旧年限	25
逆变器折旧年限	10	逆变器折旧年限	10
国内贷款利率	4.65%	国内贷款利率	4.65%
贷款比例	80.00%	贷款比例	80.00%
贷款年限	10	贷款年限	10
资本金回报率	8.00%	资本金回报率	8.00%
加权平均回报率	5.30%	加权平均回报率	5.30%
项目寿命期 (年)	25	项目寿命期 (年)	25
年通胀率	2%	年通胀率	2%
考虑系统其他损失因素综合效率	90%	考虑系统其他损失因素综合效率	90%
组件首年衰减率	0.78%	组件首年衰减率	0.78%
之后年均衰减率	0.40%	之后年均衰减率	0.40%
国内光伏平均利用小时数 (h)	1170	国内光伏平均利用小时数 (h)	1170
国内地面光伏平均 LCOE (元/KWh)	0.426	国内分布式光伏平均 LCOE (元/KWh)	0.371

资料来源：CPIA, WIND, 晶科能源, 西部证券研发中心

表 11：中国地面光伏和分布式光伏 LCOE 敏感性分析

年有效利用小时 (h)	1120	1130	1140	1150	1160	1170	1180	1190	1200	1210	1220	1230	1240	1250
地面光伏度电成本 (元/KWh)	0.445	0.441	0.437	0.434	0.43	0.426	0.423	0.419	0.415	0.412	0.409	0.405	0.402	0.399
分布式光伏度电成本 (元/KWh)	0.387	0.384	0.381	0.377	0.374	0.371	0.368	0.365	0.362	0.359	0.356	0.353	0.35	0.347

资料来源：北极星光伏网, 西部证券研发中心预测

我们根据年均光照小时数计算出全国各个省份的光伏发电 LCOE, 与不同区域光伏标杆上网电价进行对比。一类资源区方面, 我们计算得出各省的光伏 LCOE 基本处于 0.3-0.356 元/KWh 的区间内, 并且除新疆外, 宁夏、甘肃、青海、内蒙古的光伏 LCOE 均低于一类资源区光伏指导电价。

二类资源区方面, 除四川外, 各省光伏 LCOE 基本处于 0.34-0.43 元/KWh 的区间内; 除辽宁、北京和四川外, 其余各省 LCOE 均低于二类资源区光伏指导电价。

三类资源区方面, 光伏 LCOE 低于当地火电上网电价的有西藏、海南、山东, 此外, 光伏

LCOE 高于三类资源区光伏指导电价的省份有：浙江、重庆、湖南、湖北、贵州、广西、江西。

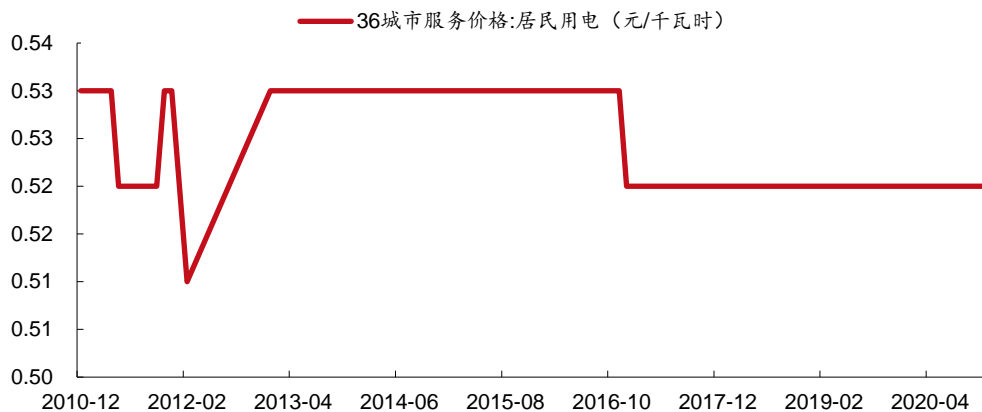
表 12：全国各个省份光伏 LCOE 与标杆电价对比

资源区	省份	年均光照时长 (h)	光伏 LCOE (元/KWh)	标杆电价 (元/KWh)
一类	新疆一类	1460	0.342	0.35
	宁夏	1502	0.332	0.35
	甘肃一类	1582	0.315	0.35
	青海一类	1662	0.3	0.35
	内蒙古一类	1549	0.322	0.35
二类	天津	1318	0.378	0.4
	辽宁	1290	0.387	0.4
	新疆二类	1436	0.347	0.4
	北京	1214	0.411	0.4
	黑龙江	1314	0.379	0.4
	吉林	1319	0.378	0.4
	四川	909	0.548	0.4
	云南	1325	0.376	0.4
	内蒙古二类	1512	0.33	0.4
	河北二类	1432	0.348	0.4
	山西二类	1422	0.351	0.4
	陕西二类	1498	0.333	0.4
	青海二类	1497	0.333	0.4
	甘肃二类	1374	0.363	0.4
三类	安徽	1129	0.442	0.49
	江苏	1107	0.45	0.49
	浙江	1060	0.47	0.49
	上海	1179	0.423	0.49
	重庆	686	0.727	0.49
	河北三类	1410	0.354	0.49
	山西三类	1263	0.395	0.49
	河南	1270	0.393	0.49
	湖南	943	0.529	0.49
	湖北	999	0.499	0.49
	贵州	953	0.523	0.49
	西藏	1733	0.288	0.49
	陕西三类	1153	0.432	0.49
	广东	1077	0.463	0.49
	广西	1042	0.479	0.49
	海南	1333	0.374	0.49
	福建	1103	0.452	0.49
	山东	1359	0.367	0.49
	江西	1032	0.483	0.49

资料来源：北极星光伏网，西部证券研发中心整理

国内光伏度电成本远低于用电价格，用电端光伏发电经济性较好。按照以上假设我们计算的大部分省份光伏 LCOE 基本处于 0.34-0.43 元/KWh 的区间，根据 WIND 数据，截至 2021 年 1 月，我国城市居民用电价格为 0.52 元/KWh，相较大部分省份的光伏度电成本高出 5%-40% 以上，光伏发电在用电端已具备较强的经济性。

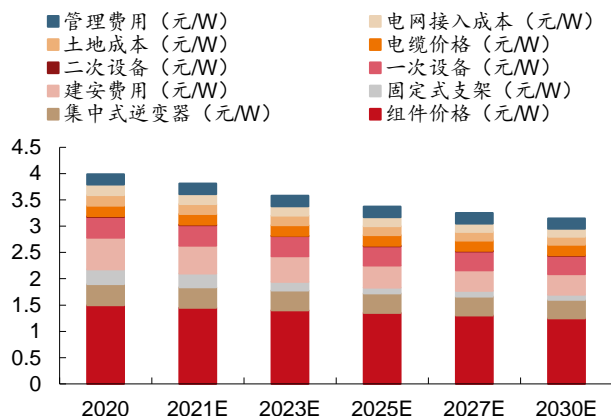
图 25：中国城市居民用电价格



资料来源：WIND，西部证券研发中心

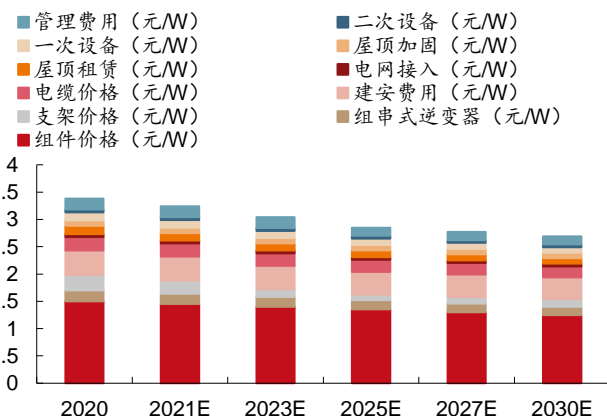
未来电站初始总投资额仍有较大下降空间。预计未来随着大尺寸组件占比逐渐提升，双玻组件渗透率不断增加以及组件价格的不断下降，未来组件的单 W 成本仍有下降空间。除了在电站初始总投资额中占比较大的组件成本外，固定式支架以及逆变器等成本价格也有下降空间。且随着组件效率的不断提升，整个系统的单瓦成本仍有下降空间。根据 CPIA 预计到 2025 年地面光伏及分布式光伏系统初始全投资将下降至 3.37 元/W 以及 2.85 元/W，由于组件价格降本幅度较快，我们认为 CPIA 的预计较为保守，未来电站初始总投资额仍有较大下降空间，光伏 LCOE 将持续下降。未来即使取消光伏发电补贴，运营商仍可获得项目收益。

图 26：20-30 年我国地面光伏系统初始全投资 (元/W)



资料来源：CPIA，西部证券研发中心

图 27：20-30 年我国分布式光伏系统初始全投资 (元/W)



资料来源：CPIA，西部证券研发中心

四、风电运营规模位居行业前列，盈利能力具备增长空间

4.1 公司风电在建项目充沛，海上风电并网容量有望快速扩张

截止 20 年底公司陆上风电并网装机量为 7.54GW，预计 21 年新增并网 1.90GW。截至

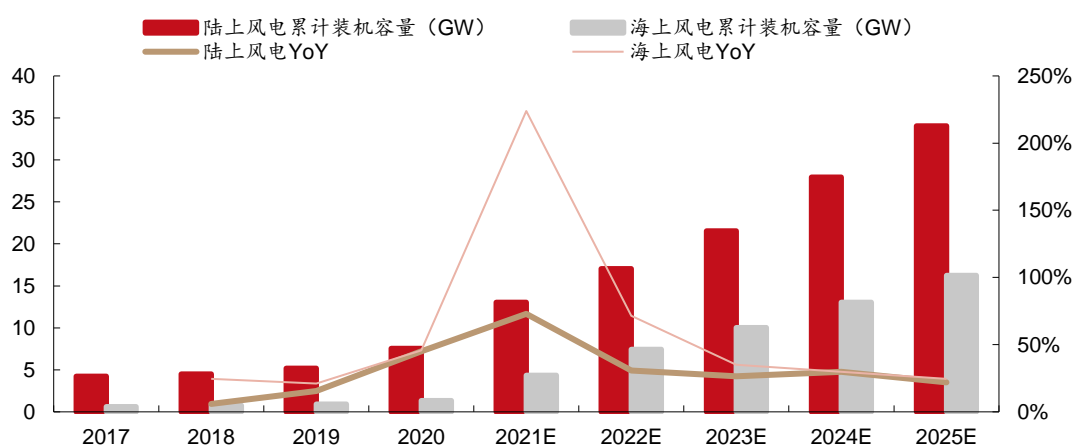
2020 年底，公司陆上风电累计并网装机容量共计 7.54GW，同比增长 45%。公司大力推进陆上风电开发及布局，已投产陆上风电项目遍及内蒙古、新疆、云南等 22 个省区，其中四子王旗幸福风电场一期 400MW 风电项目是目前亚洲一次性建成单体最大的风电项目。据我们不完全统计，公司 2020 年以来公开招标的陆上风电项目共 15 个，项目容量共计 1064MW，预计 21-23 年公司陆上风电累计并网装机容量有望达到 13.04/17.04/21.54GW，同比增长 73%/31%/26%。

表 13：2020 年以来公司公开招标陆上风电项目共 15 个

招标日期	项目名称	项目装机容量 (MW)	项目类型
2020/1/13	三峡能源布尔津城西一期 50MW、二期 50MW 风电项目风力发电机组及配套塔筒设备采购	100	陆上
2020/1/19	三峡能源安徽颍上黄坝 50MW 风电场工程风力发电机组及塔筒设备采购	50	陆上
2020/2/20	三峡能源湖南道县洪塘营一期（50MW）风电项目风力发电机组设备及塔筒招标	50	陆上
2020/2/23	三峡能源湖南道县洪塘营二期（50MW）风电项目风力发电机组设备及塔筒招标	50	陆上
2020/2/25	三峡能源青海省海西州诺木洪 50 兆瓦风电项目风力发电机组设备及塔筒采购招标	50	陆上
2020/4/1	三峡能源康保老章盖 50MW 风力发电机组设备及塔筒项目招标公告	50	陆上
2020/4/17	华能苍南 4 号海上风电项目风力发电机组(含塔筒、五年整机维护)采购预招标招标公告，标段 1	50	陆上
2020/8/19	三峡能源红寺堡风电项目（50MW）风力发电机组设备及塔筒招标公告	50	陆上
2020/8/28	三峡能源利通区五里坡风电项目（70MW）风力发电机组设备及塔筒采购招标公告	70	陆上
2020/9/7	三峡能源青海锡铁山矿区三期 100MW 风电风力发电机组及塔筒采购招标公告	100	陆上
2020/9/10	三峡能源四川省金阳热柯觉、依达风电场（144MW）工程风力发电机组设备及塔筒采购项目招标公告	144	陆上
2020/9/15	三峡能源四川省金阳高峰风电场（50MW）工程风力发电机组设备及塔筒采购招标公告	50	陆上
2020/12/13	三峡能源黑龙江富裕友谊 50MW 风电平价上网项目风力发电机组设备、塔筒及附件采购招标公告	50	陆上
2021/2/1	三峡能源康保 100MW 平价上网示范项目风力发电机组设备及塔筒采购招标	100	陆上
2021/2/9	三峡能源肃北马鬃山第二风电场 C 区 100MW 风电项目风力发电机组设备及塔筒	100	陆上

资料来源：比地招标网等网站，西部证券研发中心

图 28：预计 21 年底公司陆上/海上风电累计并网装机容量分别为 13.04/4.34GW



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

截止 20 年底公司海上风电并网装机量为 1.34GW，预计 21 年底公司海上风电并网装机量将超过 4GW。截至 2020 年底，公司海上风电累计并网装机容量共计 1.34GW，同比增长 46%。公司坚定不移地实施“海上风电引领者”战略，全力推进广东、福建、江苏、辽宁、

山东等地前期工作，不断巩固海上风电集中连片规模化开发优势，目前已形成“投产一批、建设一批、核准一批、储备一批”的滚动开发格局。截至2020年3月底，公司海上风电项目在建规模2.83GW、核准待建规模5.60GW，规模位居行业前列。到2020年底，公司预计投产和在建海上风电装机达到4.27GW，该等项目全部投产后预计实现年发电量121亿千瓦时。我们统计到公司2020年以来共公开招标海上风电项目5个，容量共计373MW，由于21年为海上风电抢装的最后一年，预计21-23年公司海上风电并网装机容量有望达4.34/7.44/10.04GW，同比增长224%/71%/35%。

表 14：公司目前有多个海上风电在建项目

项目名称	项目规划 装机容量 (MW)	工程静态投 资(万元)	工程动态投资(万 元)	总工期 (月)	上网电价(元 /kWh)	项目投资财 务内部收益 率	项目投资 回收期 (年)
三峡能源阳西沙扒 300MW 海上风电场项目	300	523,873	541,982	25	0.85	7.50%	11.98
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	300.3	512,781	496,380	24	0.85	7.72%	11.75
三峡能源阳西沙扒二期 400MW 海上风电场项目	400	728,851	761,840	30	0.85	6.60%	13.26
漳浦六鳌海上风电场 D 区项目	402	896,951.52	926,427.58	33	0.85	7.25%	12.79
长乐外海海上风电场 A 区项目	300	673,141.05	705,206.05	36	0.85	7.04%	13.1
三峡能源江苏如东 H6 (400MW) 海上风电项目	400	543,902.33	556,608.27	40	0.85	11.27%	12.23
三峡能源江苏如东 H10 (400MW) 海上风电项目	400	554,095.96	563,394.27	30	0.85	12.53%	12.19

资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

表 15：2020 年以来公司公开招标海上风电项目共 5 个

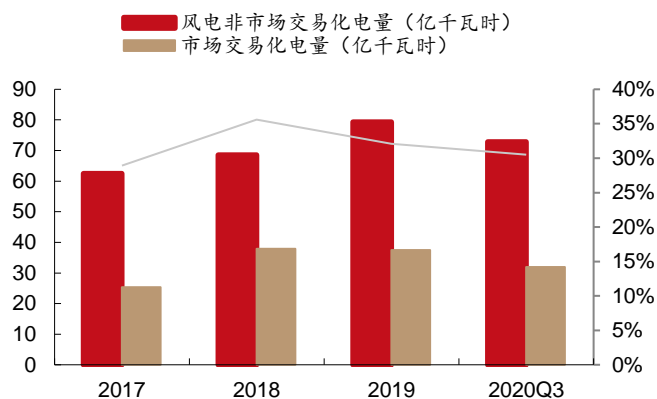
招标日期	项目名称	项目装机容量 (MW)	项目类型
2020/3/9	三峡能源山东昌邑莱州湾一期(300MW)海上风电项目陆上无功补偿设备采购招标公告	300	海上
2020/3/25	三峡能源青海省海西州诺木洪 50 兆瓦风电项目风力发电机组设备及塔筒采购重新招标招标公告	50	海上
2020/4/26	福清兴化湾海上风电场和三峡产业园智能微网项目试验风机采购招标公告(第一标段)	8	海上
2020/4/26	福清兴化湾海上风电场和三峡产业园智能微网项目试验风机采购招标公告(第二标段)	7	海上
2020/4/26	福清兴化湾海上风电场和三峡产业园智能微网项目试验风机采购招标公告(第三标段)	8	海上

资料来源：比地招标网等网站，西部证券研发中心

4.2 风电场运营情况良好，盈利能力有望持续提升

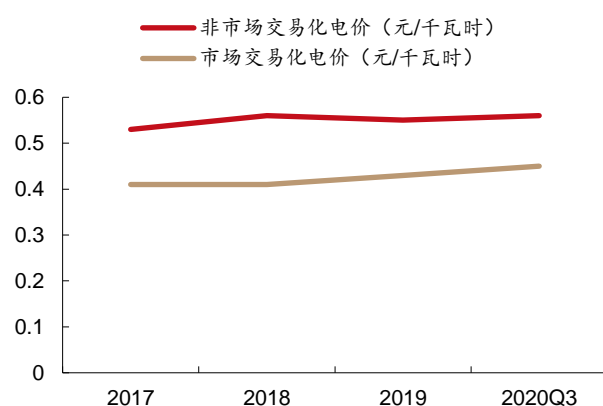
公司市场化交易电量占比降低，盈利能力有望进一步提升。2017-2019 年及 2020 年三季度，公司风电市场化交易电量占比分别为 28.92%/35.60%/32.09%/30.51%，有逐年下降趋势，主要原因是公司新增风电投产项目主要集中在未开展新能源市场化交易的省份，公司市场化交易平均电价则由 2017 年的 0.41 元/kWh 小幅上升至 2020 年第三季度的 0.45 元。市场化交易电价通常低于项目核准电价，市场化交易电量占比降低叠加市场化交易电价上升，有望提升公司盈利能力。

图 29: 20Q3 公司市场化交易电量占比为 31%



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

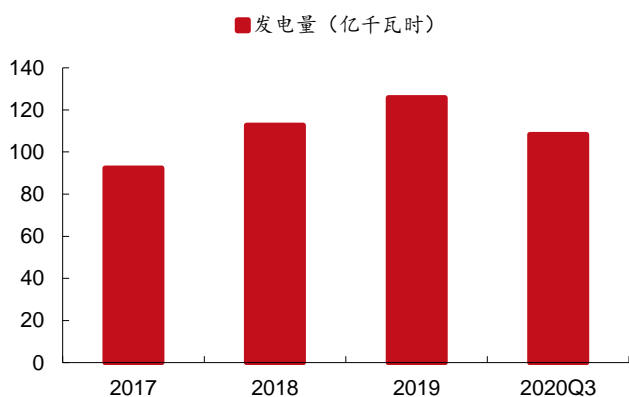
图 30: 20Q3 公司市场化交易电价小幅上升至 0.45 元



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

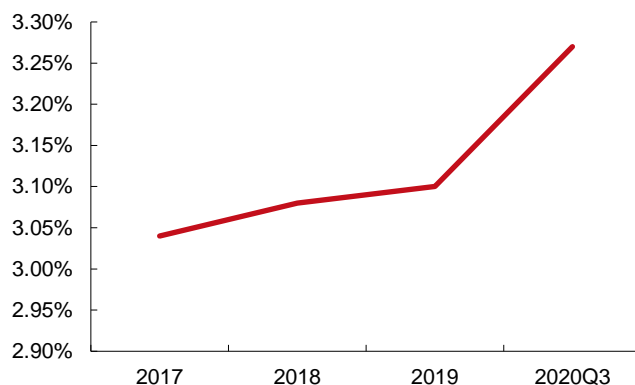
公司风电市场市占率及平均上网电价逐年提升。2017-2019 年及 2020 年 1-9 月，公司风力发电量分别为 92.27/112.75/125.74/108.33 亿千瓦时，国内市占率分别为 3.04%/3.08%/3.10%/3.27%；风力发电收入分别为 40.15/46.47/54.83/49.16 亿元，对应平均上网电价（不含税）分别为 0.45/0.44/0.46/0.48 元/千瓦时。其中 2018 年风电平均上网电价同比下滑主要由平价上网政策推进及风电市场化交易增加所致，2019 年起公司风电平均上网电价逐年提高，主要受核准电价较高（0.85 元/kWh）的海上风电项目占比增加，以及市场化交易电量占比降低所致。

图 31: 2020 年 Q3 公司风力累计发电量超过 108 亿千瓦时



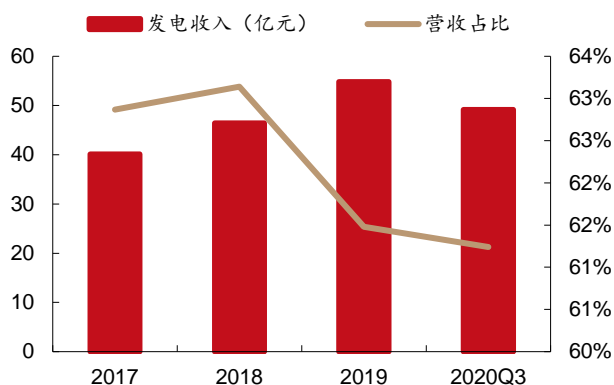
资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

图 32: 2020 年 Q3 公司风力发电市场份额为 3.27%



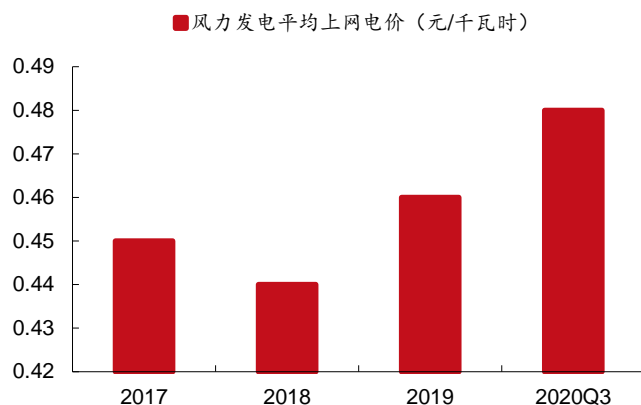
资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

图 33: 2020 年 Q3 公司风力发电累计收入为 49 亿元



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

图 34: 2020 年 Q3 公司平均上网电价为 0.48 元/kWh

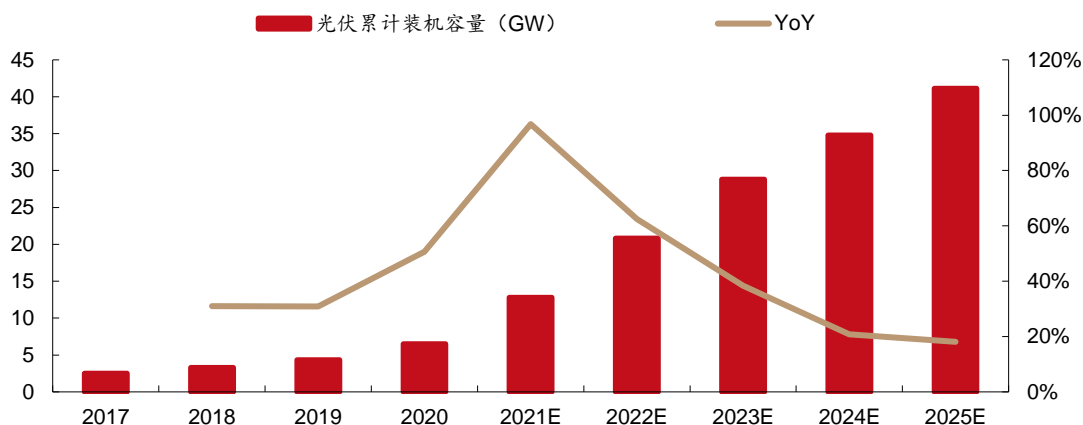


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

五、公司光伏装机规模持续增加，发电成本逐年下降

公司光伏装机规模持续增加，项目遍及 18 个省区。截至 20 年底，公司光伏累计装机容量为 6.51GW，同比增长 51%；截至 20Q3，公司光伏发电量为 48.42 亿千瓦时，占 2.41% 的市场份额。公司投产光伏项目遍及甘肃、青海、河北等 18 个省区。其中，在安徽淮南建成了全球最大采煤沉陷区水面漂浮式光伏项目（15 万千瓦）；在河北曲阳建设了国内单体最大的山地光伏项目（20 万千瓦）；青海格尔木建成国内首个大型平价上网光伏示范项目（50 万千瓦）。2021 年公司光伏电站规模将进一步提升，其中万安 100MW 光伏项目、河北临西 118MW 农光互补发电项目、河北青龙满族自治县 150MW 光伏电站场已敲定部分建设细节。根据公司公布的未并网光伏项目，未来仍有超过 400 万千瓦光伏装机规模暂未并网，预计 21-23 年公司光伏累计装机容量将达到 12.81/20.81/28.81GW，同比增长 97%/62%/38%。

图 35: 预计到 21 年底公司光伏累计并网装机容量将达到 12.81GW

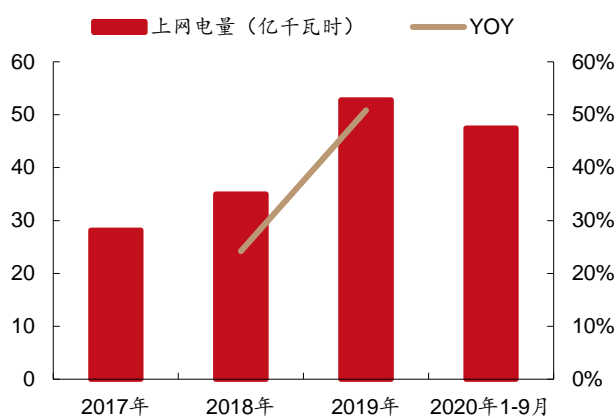


资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

光伏平均上网电价呈下降趋势，发电量不断提升。2017 年-2020 年 1-9 月，公司光伏发电量分别为 29.23、36.24、54.06 及 48.42 亿千瓦时。17-19 年上网电量成逐年上升趋势。2017-2020Q3 公司光伏平均上网电价分别为 0.80/0.76/0.71/0.64 元/Kwh，呈下降趋势，主要是由于公司光伏装机规模持续增加，而新建光伏发电项目核准的上网电价逐年下降；

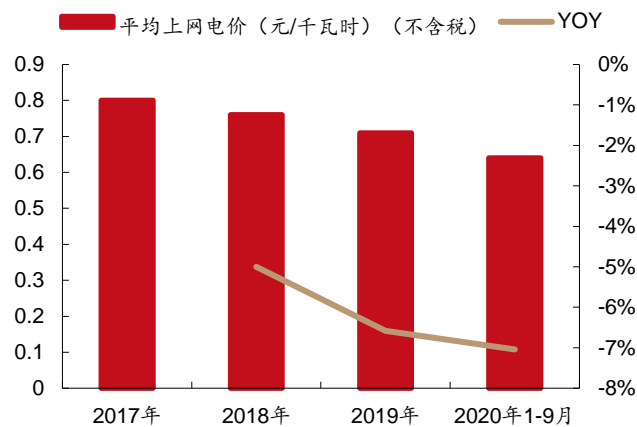
另一方面是由于报告期内公司积极适应电力体制改革，参与电力交易市场化，市场化交易价格一般低于当地燃煤脱硫标杆电价，从而导致相关项目平均上网电价出现下降。

图 36: 20Q3 公司光伏发电累计上网电量为 48 亿千瓦时



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

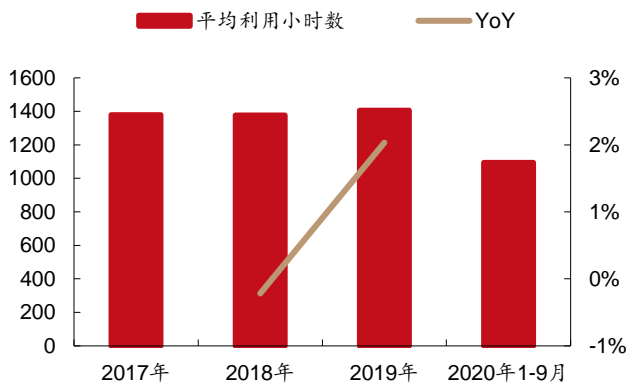
图 37: 20Q3 公司光伏发电平均上网电价为 0.64 元/千瓦时



资料来源：招股说明书，西部证券研发中心

光伏发电毛利率整体呈上升趋势。公司光伏发电毛利率从 2017 年的 55.07% 上升至 2020Q3 的 59.35%，呈上升趋势，盈利能力良好。2018 年毛利率有所下滑的主要原因是由于 2018 年光资源不及 2017 年，在一定程度上抵消了光伏组件价格下降的影响，从而导致单位成本的下降幅度小于平均上网电价的下降幅度。随着光伏电站单位成本的逐年下降，预计未来盈利能力仍有望提升。

图 38: 20Q3 公司光伏发电平均利用小时数为 1094 小时



资料来源：公司公告，西部证券研发中心

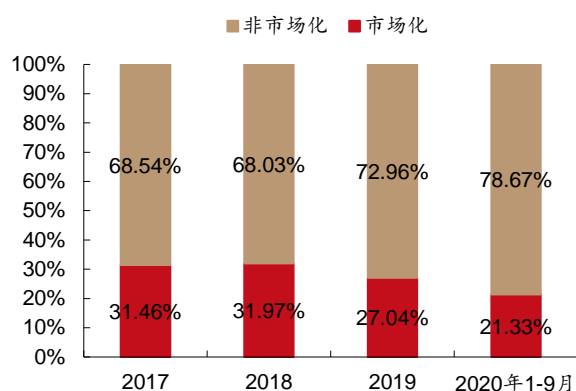
图 39: 20Q3 公司光伏发电业务毛利率为 59.35%



资料来源：公司公告，西部证券研发中心

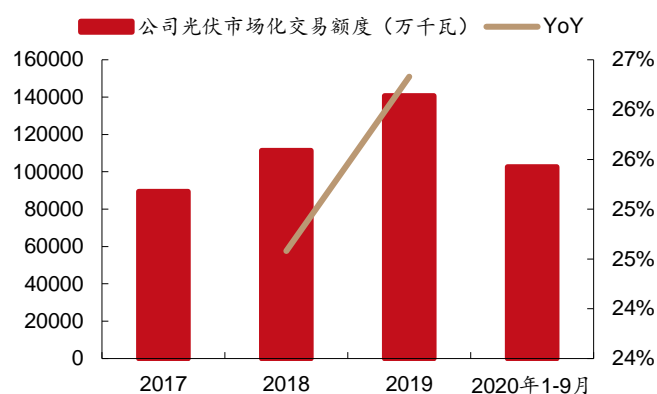
光伏市场化交易比例调整，预计随着政策支持快速增长。2017-2019 年及 2020 年 1-9 月，公司光伏发电市场化交易电量占比分别为 31.46%、31.97%、27.04% 和 21.33%，呈现稳中有降的趋势，但是总体交易数额仍然呈上升趋势，从 2017 年 89,357.23 万千瓦逐步提升至 2019 年 140,627.73 万千瓦，CAGR 为 25.45%。交易比例下降的主要原因是 2018 年后公司投产的光伏项目主要集中于未开展新能源市场化交易的省份。但是随着 2020 年 7 月国家发展改革委、国家能源局发布《电力中长期交易基本规则》之后，各省市新能源市场化水平不断推进，我们预期在未来公司将会在光伏市场化交易方面有长足进展。

图 40: 20Q3 公司光伏市场化交易占比为 21.33%



资料来源：公司公告，西部证券研发中心

图 41: 20Q3 公司光伏市场化交易额度为 102608 万千瓦



资料来源：公司公告，西部证券研发中心

六、盈利预测

假设 21-23 年，公司风力发电平均上网电价分别为 0.39/0.34/0.31 元/千瓦时，光伏发电平均上网电价分别为 0.47/0.40/0.33 元/千瓦时，中小水电上网电价分别为 0.17/0.17/0.16 元/千瓦时，考虑到公司 21 年新建陆上风电项目以光伏项目集中在三北地区，三北地区发电平均利用小时数较中部地区高，假设 21-23 年公司风力发电平均利用小时数分别为 2275/2502/2577 小时，光伏发电平均利用小时数分别为 1489/1564/1564 小时，假设 21-23E 年公司风力发电有效发电规模为 12000/18500/25500MW，光伏发电有效发电规模为 7560/14500/22500MW。则 21-23E 年公司营业收入分别为 161.39/250.91/323.39 亿元，YoY+42.64%/55.46%/28.89%，对应归母净利润分别为 51.67/86.52/112.53 亿元，YoY+43.08%/67.46%/30.06%，EPS 分别为 0.18/0.30/0.39 元。

表 16：公司盈利预测拆分(单位：百万元)

	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
主营业务收入(百万元)	6781.28	7392.70	8962.26	11314.93	16139.39	25090.98	32339.50
YoY(%)		9.02%	21.23%	26.25%	42.64%	55.46%	28.89%
风力发电业务	4003.20	4668.94	5479.65	7200.81	10702.47	15880.90	20517.40
平均上网电价(元/千瓦时)	0.45	0.43	0.45	0.46	0.39	0.34	0.31
YoY(%)		-4.44%	4.65%	2.51%	-15.00%	-12.50%	-9.00%
平均利用小时数(h)	2048	2286	2250	2230	2275	2502	2577
有效发电规模(MW)	4343.75	4749.78	5412.00	7000	12000	18500	25500
上网电量(亿千瓦时)	88.96	108.58	121.77	156.10	272.95	462.88	657.17
YoY(%)		22.05%	12.15%	28.19%	74.86%	69.58%	41.97%
风力单位成本(元/千瓦时)	0.20	0.19	0.18	0.17	0.14	0.12	0.11
YoY(%)		-6.40%	-5.26%	-8.00%	-15.88%	-14.00%	-9.00%
毛利率	54.89%	55.81%	60.00%	64.10%	64.47%	65.08%	65.08%
毛利润	2197.31	2605.92	3287.79	4615.80	6900.17	10335.57	13353.08
光伏发电业务	2197.26	2554.27	3324.51	3884.21	5303.99	9079.40	11693.64
平均上网电价(元/千瓦时)	0.78	0.73	0.63	0.55	0.47	0.40	0.33
YoY(%)		-6.41%	-13.70%	-12.02%	-15.00%	-15.00%	-17.00%
平均利用小时数(h)	1380	1377	1405	1460	1,489	1,564	1,564
有效发电规模(MW)	2041.30	2541.03	3755.87	4800	7560	14500	22500
上网电量(亿千瓦时)	28.17	34.99	52.77	70.08	112.58	226.73	351.82
YoY(%)		24.21%	50.81%	32.80%	60.65%	101.39%	55.17%
光伏单位成本(元/千瓦时)	0.35	0.34	0.32	0.28	0.24	0.20	0.17
YoY(%)		-2.86%	-5.88%	-12.00%	-15.10%	-15.50%	-17.50%
毛利率	55.13%	53.42%	49.21%	49.19%	49.25%	49.55%	49.86%
毛利润	1211.31	1364.61	1635.87	1910.76	2612.36	4498.96	5829.89
中小水电业务	187.18	146.38	118.80	115.24	112.93	110.67	108.46
平均上网电价(元/千瓦时)	0.19	0.19	0.18	0.17	0.17	0.17	0.16
YoY(%)		-2.62%	-3.23%	-3.00%	-2.00%	-2.00%	-2.00%
上网电量(亿千瓦时)	9.80	7.87	6.60	6.60	6.60	6.60	6.60
YoY(%)		-19.69%	-16.14%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
中小水电单位成本(元/千瓦时)	0.08	0.09	0.10	0.10	0.10	0.11	0.10
YoY(%)		13.92%	11.11%	2.00%	2.00%	2.00%	-2.00%

毛利率	58.64%	51.61%	44.44%	41.58%	39.20%	36.71%	36.71%
毛利润	0.32	0.28	0.22	0.20	0.19	0.18	0.18

资料来源：Wind，西部证券研发中心预测

七、风险提示

产业政策变动风险：财政部、国家发改委、国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，进一步完善可再生能源补贴机制，优化补贴兑付流程，促进可再生能源发电健康发展。可再生能源是国家能源供应体系的重要组成部分，是保障能源安全的重要内容，预计国家将继续支持和鼓励可再生能源行业的发展，但如未来风电、光伏发电产业政策发生重大变动，将可能对公司生产经营造成不利影响。

可再生能源补贴政策变动风险：目前国家正在积极推动平价上网和风电、光伏资源竞争性配置，可再生能源补贴逐步退坡对于公司存量项目不会产生影响，但对于公司新项目开发提出更高的要求，如公司未能有效应对，可能对公司生产经营造成不利影响。

发电设备价格波动风险：发电项目的主要成本来自于发电设备的折旧，因此发电设备价格的波动将影响公司新建项目的收益率，如果公司不能采取有效措施应对发电设备价格的波动，可能会对公司整体盈利能力造成影响。

发电量对自然条件依赖较大的风险：风力发电、光伏发电行业对自然条件存在比较大的依赖，公司风电场、光伏电站实际运行的发电情况与风力和光照等自然因素直接相关，具体包括风速、风向、气温、气压、光照强度、光照时间等自然条件。若项目所在地自然条件发生不利变化，造成发电项目的风力资源、太阳能资源实际水平与投资决策时的预测水平产生较大差距，将使得公司风电、光伏发电量有所下降，进而导致发电项目投资收益率不及预期，对公司整体盈利能力造成不利影响。

财务报表预测和估值数据汇总

资产负债表 (百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E	利润表 (百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
现金及现金等价物	4,211	1,890	6,873	10,221	21,456	营业收入	8,957	11,315	16,139	25,091	32,339
应收款项	12,299	18,643	25,203	39,927	48,813	营业成本	3,874	4,788	6,623	10,252	13,152
存货净额	60	79	108	166	215	营业税金及附加	73	105	144	224	291
其他流动资产	265	431	242	313	329	销售费用	0	0	0	0	0
流动资产合计	16,834	21,044	32,426	50,627	70,812	管理费用	426	557	696	1,082	1,459
固定资产及在建工程	66,168	98,263	107,618	118,342	129,296	财务费用	1,626	2,091	2,791	3,269	4,019
长期股权投资	9,388	11,384	9,767	10,180	10,444	其他费用/(-收入)	(425)	(529)	(291)	(45)	1
无形资产	1,326	1,871	2,059	2,278	2,579	营业利润	3,382	4,303	6,177	10,309	13,417
其他非流动资产	6,334	10,015	7,377	8,066	8,636	营业外净收支	(35)	(18)	(18)	(18)	(18)
非流动资产合计	83,216	121,533	126,821	138,867	150,955	利润总额	3,347	4,286	6,159	10,291	13,399
资产总计	100,050	142,576	159,247	189,494	221,767	所得税费用	296	344	520	847	1,117
短期借款	6,580	7,821	0	0	0	净利润	3,051	3,941	5,639	9,444	12,282
应付款项	15,487	22,423	25,232	37,280	46,719	少数股东损益	211	330	473	792	1,030
其他流动负债	0	0	0	0	0	归属于母公司净利润	2,840	3,611	5,167	8,652	11,253
流动负债合计	22,067	30,244	25,232	37,280	46,719						
长期借款及应付债券	35,085	64,657	72,130	80,884	91,435	财务指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
其他长期负债	1,203	1,240	1,240	1,240	1,240	盈利能力					
长期负债合计	36,288	65,897	73,370	82,124	92,676	ROE	7.2%	9.0%	10.6%	14.4%	16.1%
负债合计	58,355	96,141	98,602	119,404	139,395	毛利率	56.7%	57.7%	59.0%	59.1%	59.3%
股本	20,000	20,000	28,571	28,571	28,571	营业利润率	37.8%	38.0%	38.3%	41.1%	41.5%
股东权益	41,696	46,435	60,646	70,090	82,372	销售净利率	34.1%	34.8%	34.9%	37.6%	38.0%
负债和股东权益总计	100,050	142,576	159,247	189,494	221,767	成长能力					
						营业收入增长率	21.3%	26.3%	42.6%	55.5%	28.9%
现金流量表 (百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E	营业利润增长率	8.9%	27.3%	43.5%	66.9%	30.1%
净利润	3,051	3,941	5,639	9,444	12,282	归母净利润增长率	4.8%	27.2%	43.1%	67.5%	30.1%
折旧摊销	3,173	3,854	4,752	5,685	6,734	偿债能力					
营运资金变动	1,626	2,091	2,791	3,269	4,019	资产负债率	58.3%	67.4%	61.9%	63.0%	62.9%
其他	(1,728)	(910)	(396)	(4,610)	(389)	流动比	0.76	0.70	1.29	1.36	1.52
经营活动现金流	6,122	8,976	12,786	13,789	22,646	速动比	0.76	0.69	1.28	1.35	1.51
资本支出	(11,317)	(35,029)	(11,566)	(16,775)	(17,934)						
其他	(972)	6,957	0	0	0	每股指标与估值	2019	2020	2021E	2022E	2023E
投资活动现金流	(12,289)	(28,072)	(11,566)	(16,775)	(17,934)	每股指标					
债务融资	11,962	20,568	(4,498)	6,282	6,454	EPS	0.10	0.13	0.18	0.30	0.39
权益融资	(3,507)	613	8,262	52	68	BVPS	1.35	1.47	1.95	2.25	2.64
其它	(2,871)	(4,341)	0	0	0	估值					
筹资活动现金流	5,584	16,841	3,763	6,334	6,523	P/E	63.9	50.2	35.1	21.0	16.1
汇率变动						P/B	3.3	3.0	3.3	2.8	2.4
现金净增加额	(584)	(2,255)	4,983	3,348	11,234	P/S	20.3	16.0	11.2	7.2	5.6

数据来源：公司财务报表，西部证券研发中心

西部证券—公司投资评级说明

买入：公司未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 20%以上
增持：公司未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%到 20%之间
中性：公司未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数变动幅度相差-5%到 5%
卖出：公司未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数大于 5%

联系我们

联系地址：上海市浦东新区耀体路 276 号 12 层
北京市西城区月坛南街 59 号新华大厦 303
深圳市福田区深南大道 6008 号深圳特区报业大厦 10C
联系电话：021-38584209

免责声明

本报告由西部证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。