

行业研究

新能源运营商：绿电加持，重塑成长

——碳中和深度报告（十二）

要点

“双碳”时代，绿电成为能源枢纽。

能源革命和全球定价权的争夺是“碳中和”的核心，以光伏、风电等清洁能源为主体的新型电力系统是未来发展的重点方向。综合考虑资源储量、度电碳排放量、发电成本等三方面因素，绿电将成为未来的能源枢纽，我们预计2020-2025年光伏、风电发电量5年复合增速将达20%。

“能耗双控”政策背景下绿电需求将持续提升，但需进一步理顺其供需机制。

(1) “能耗双控”是实现“双碳”目标的重要抓手，其约束是长期性的；而随着国家提出各省市可再生电力消纳达到激励值要求后，最低值以上的部分免于区域能耗“双控”考核的范围，各地会积极规划建设更多的新能源设施，同时推动绿电的销售，因为绿电不仅能缓解地方及企业的指标压力、有效降低能耗，同时也能为生产所需的电能带来补充。

(2) 绿电交易试点机制开启后绿电交易量仍相对较少，核心原因在于国内绿电的供需机制尚未完全理顺，具体而言：**量端**，绿电交易需与碳成本内部化在未来建立起联动机制，即**碳约束范围越广、碳成本内部化机制越健全，绿电的交易量提升将会越快**；**价格端**，当前时点绿电溢价约3~5分/KWh，未来绿电价格的“锚”将取决于非绿电的消费者碳成本承担的比例（比例越高，绿电的溢价和需求则越强），同时也需综合考虑碳价对碳减排和经济的双向影响。

制造成本持续降低，运营商享受盈利溢价。

与传统发电方式相比，新能源发电成本持续处于下降通道。随着技术进步等因素，绿电的成本优势将持续增强，加速对于传统能源发电的替代：**风电方面**，机组大型化推动风机价格持续降低，未来若风机（不含塔筒）价格下降到1800元/kW，风电项目总体投资将较2021H1继续降低15%；**光伏方面**，若2022年底前硅料价格下降到80元/kg，光伏项目总体造价仅因此因素就将下降13%，且技术进步和产业竞争仍在持续中，共同推动持续降本。

投资建议：绿色交易机制试点开启、国家及各企业均加快发展新能源发电、叠加金融机构未来对新能源运营项目的支持力度有望进一步加大，三重逻辑下我们看好新能源运营商未来的投资机会。重点推荐**金开新能、太阳能、三峡能源、晶科科技**，建议关注粤电力A、中国核电、节能风电、林洋能源、龙源电力（H）、中广核新能源（H）、深高速、中国电建。

风险分析：各地方政府推进风光电站建设不及预期；光伏、风电装机价格大幅上涨影响公司盈利能力；电网灵活性改造及储能设施建设力度不及预期从而影响消纳。

重点公司盈利预测与估值表

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS(元)			PE(X)			投资评级
			20A	21E	22E	20A	21E	22E	
600821.SH	金开新能	12.51	0.04	0.28	0.57	341	45	22	买入
600905.SH	三峡能源	7.24	0.13	0.21	0.31	57	34	23	买入
000591.SZ	太阳能	11.14	0.34	0.41	0.61	33	27	18	买入
601778.SH	晶科科技	9.72	0.17	0.20	0.24	56	48	40	买入

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2021-10-29

电力设备新能源 买入（维持）

环保 买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452063

yinzs@ebsec.com

分析师：郝骞

执业证书编号：S0930520050001

021-52523827

haoqian@ebsec.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005

021-52523828

huangshuaibin@ebsec.com

联系人：陈无忌

021-52523693

chenwuji@ebsec.com

联系人：和霖

021-52523853

helin@ebsec.com

行业与沪深300指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

三重逻辑下持续重点关注新能源运营商——碳中和行业（电新+环保）周报 20210926（2021-09-26）

绿电交易启动+双控方案发布，持续重点关注风电板块与新能源运营商——碳中和行业（电新+环保）周报 20210921（2021-09-21）

发改委发文以新能源消纳换能耗指标，重点关注风电板块与新能源运营商——新能源、环保领域碳中和动态追踪（三十一）（2021-09-17）

投资聚焦

碳中和背景下，伴随着国家持续加大对新能源发电的推动和支持力度，叠加近期绿电交易机制试点开启、各大央企加快发展新能源发电，以及未来潜在可能的金融机构支持进一步加强，三重逻辑下我们认为新能源运营商有望迎来新一波投资机会。

我们的创新之处

- (1) 明确了绿电的需求推动因素以及价格锚定因素，并对绿电的溢价情况进行了测算。
- (2) 详细梳理了国内主流新能源运营商的各类新能源装机量结构、发电量结构。
- (3) 从 ROE、成长性、融资成本等多方面因素分析了投资选股策略。

投资观点

(1) **新能源运营商阶段性盈利有保障。**一方面绿色电力交易试点开启，将有效缓解存量补贴压力，并为增量项目提供额外收入来源；未来随着绿色电力零碳属性的商业附加价值进一步凸显，绿电交易将为存量的补贴到期项目与增量项目提供增量的收入来源。另一方面未来组件和风机成本将持续下降，有望进一步保障增量新能源运营项目的盈利能力。

(2) **碳中和背景下，新能源项目量增有保障。**在加快建设以新能源为主体的新型电力系统的过程中，运营商的作用重大。碳中和背景下新能源电站发展是基本盘，国家能源局负责人表示要加快发展新能源发电，不断扩大绿色低碳能源供给，要求“十四五”时期风电光伏要成为清洁能源增长的主力。国家能源集团等八大电力央企均提出积极的“十四五”新能源装机规划，装机规模增速较快，新增装机总规模达到 468GW。

(3) **金融机构支持有望进一步加强。**存量补贴拖欠逐步开始解决，新能源运营商现金流将改善；新能源运营商或将获得更多融资功能，获得更快发展。为了更好的满足新能源建设需求，金融机构或将对新能源运营商加以支持：a.对于拖欠的存量补贴，通过 ABS、ABN、REITS 等方式对确权部分进行低息再贷款；b.提供更多绿色贷款支持进行新平价项目建设。

重点推荐国家开发银行全资子公司国开金融持股的新能源运营商**金开新能**、中国节能环保集团控股的光伏投资运营商**太阳能**、长江三峡集团控股的新能源运营商（海风规模行业领先）**三峡能源**、晶科能源控股的新能源运营商及分布式光伏投资运营商**晶科科技**，建议关注粤电力 A、中国核电、节能风电、林洋能源、龙源电力（H）、中广核新能源（H）、深高速、中国电建。

目 录

1、 新能源运营商将享受合理估值溢价	4
1.1、“双碳”目标下，新能源运营商成长性将提升	4
1.2、“绿电”的需求驱动和价格锚定因素有哪些	5
1.3、制造成本持续降低，运营商享受盈利溢价	12
2、 选股策略：有质量的成长	16
2.1、ROE：体现经营的差异性	16
2.2、成长：价值重估的核心.....	18
2.3、金融机构：支持力度进一步强化.....	19
3、 投资建议	20
3.1、金开新能：定增落地，助力成长加速.....	21
3.2、三峡能源：海上风电引领者，风光协同发展.....	24
3.3、太阳能：光伏运营行业龙头，拟定增加大光伏电站建设	28
3.4、晶科科技：营收边际改善，运维收入高速增长	31
4、 风险分析	34

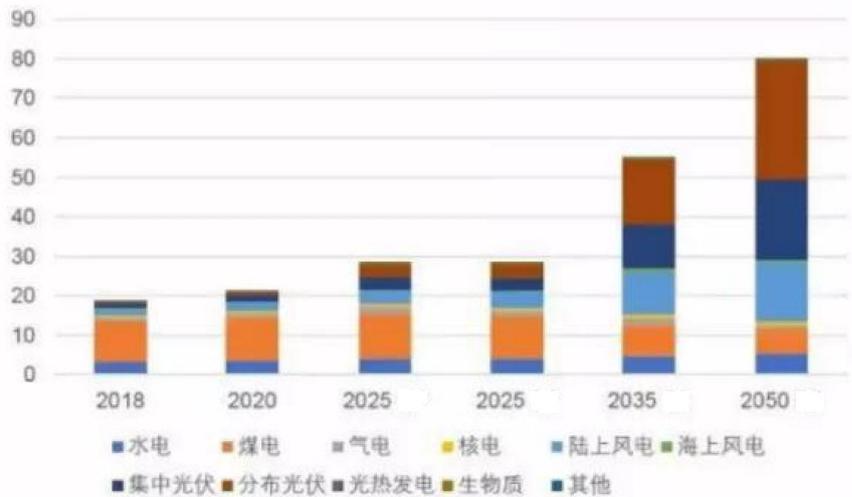
1、 新能源运营商将享受合理估值溢价

1.1、 “双碳” 目标下， 新能源运营商成长性将提升

能源革命和全球定价权的争夺是“碳中和”的核心，以光伏、风电等清洁能源为主体的新型电力系统是未来发展的重点方向。根据《BP 世界能源统计年鉴》第 70 版，从 2019 年到 2020 年，全球太阳能装机容量增长 127GW，风能装机容量增长 111GW，合计达 238 GW，可再生能源在发电量中的占比从 10.3%增长至 11.7%；煤炭发电占比则下降 1.3 pct 至 35.1%。根据我国国家统计局，2020 年我国全社会用电量 75110 亿 kWh，同比增长 3.1%，其中化石燃料来源约占 65.7%，该占比较高是由我国能源资源禀赋所决定的，因此我国电力清洁化转型的任务重、压力大。

经济性、安全性和保护环境是典型能源矛盾三角。“双碳”目标是从保护环境角度出发而考虑的问题，目前已成确定的趋势；“风光”降本是从经济性角度考虑和评估清洁能源的可行性；储能建设及电网改造是否能支撑高比例的风光发电量时电网的安全性，是当风光发电量占比达到 15-20%以上时，需要重点考虑的问题（我们预计，2021 年我国风光发电量占比为 11%）。

图 1：清洁能源发电占比快速提升



资料来源：国家发改委能源所于 2020 年 8 月预测，光大证券研究所整理，单位：亿千瓦

根据发改委能源所预测：

到 2025 年，光伏总装机规模达到约 7.3 亿千瓦，风电约 4.5 亿千瓦，光伏全年发电量约 0.88 万亿千瓦时、风电约 0.90 万亿千瓦时，占当年全社会用电量约 18%；

2035 年，光伏总装机规模达到约 30 亿千瓦 (3000GW, 相当于 2020 年底的 11.9 倍)，风电约 12 亿千瓦，总发电量约 5.9 万亿千瓦时，占当年全社会用电量约 47.2%；

2050年，光伏发电总装机规模达到约50亿千瓦（5000GW，相当于2020年底的19.8倍），风电约18亿千瓦，总发电量约9.6万亿千瓦时，占当年全社会用电量约62.4%。

我们根据以上目标，可以得到以下结论：

(1) 2020年光伏、风电发电量为7270亿千瓦时，占全社会用电量约9.5%，若要实现2025年的目标，**2020-2025年光伏、风电发电量5年复合增速为20%**；

(2) 火电为了保障供电安全性，在长周期看并不会被完全淘汰，水电由于资源属性较强也存在装机天花板，核电主要关注技术进步，当前在测算中并未给予更高预期。

1.2、“绿电”的需求驱动和价格锚定因素有哪些

“绿电”交易平台以电力市场化交易为基础，提供了一种电力来源可追溯、认证机制，有助于推动清洁电力的使用。绿电是排碳水平较低、对环境影响较小的电力，主要来源是光伏、风力、水电等。2021年9月7日，我国绿色电力交易试点工作正式启动，以平价风电和光伏为电源侧，联通17个省份共259家市场主体，首批交易量达79.35亿kWh，**较当地电力中长期交易价格溢价0.03-0.05元/kWh**。在试点初期，绿电交易以年度或多月为周期组织开展，买卖双方可通过双倍协商和挂牌集中竞价等方式购买。

9月7日当天，绿电需求的大客户主要是以外企或者外贸型企业为主，如宝马、巴斯夫等公司，主要原因在于海外部分发达国家的碳排放权、排污权市场化交易机制、环境税收机制相对成熟，这些企业可以通过绿电交易产生实际的经济效益。

但目前，我国绿电的总交易量较少，其核心原因在于国内绿电的供需机制尚未完全理顺。

（一）推动与碳成本内部化联动机制，可以使“绿电”需求量增加。

绿电的环境效益更为纯粹。首批绿电成交量为79.35亿kWh，将减少标煤燃烧243.6万吨，减排二氧化碳607.18万吨，实际上碳减排是绿电最重要的作用之一。在绿电追溯认证机制以及交易平台建立后，相比于使用火电，**绿电的使用者可以直接减少排碳量，同时减少未来潜在的碳成本**。但目前，国家尚未完全建立起来碳成本全面内部化的机制，碳交易市场作为碳成本内部化的手段之一也尚处于起步阶段。

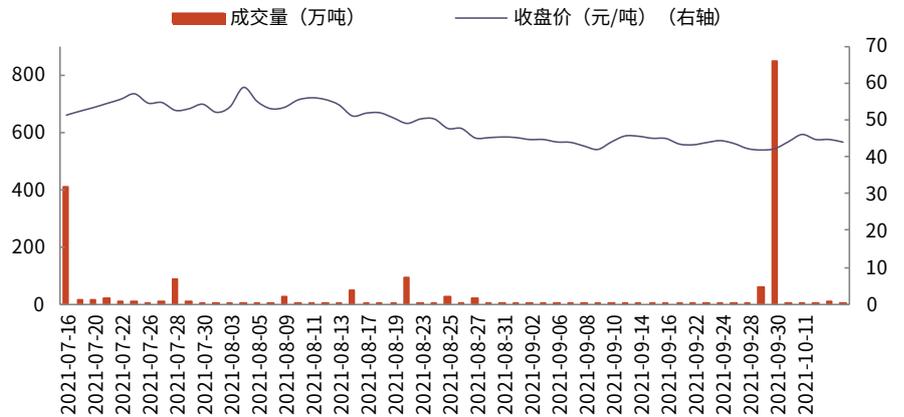
因此，绿电交易与碳成本内部化需要在未来建立起联动机制，具体而言：

（1）碳约束范围越广、碳成本内部化机制越健全，绿电的交易量提升越快。

碳约束产生碳成本，碳成本内部化可以通过碳税实现，也可以通过碳交易市场实现。这是绿电需求影响的核心因素之一，碳约束从相对宽松到偏紧，从免费配额到拍卖配额，纳入行业从少到多后，绿电的需求会提升。

目前，我国碳交易市场也尚处于起步阶段，单日成交额为几十吨，交易均价为50元/吨左右，也尚未起量，随着双碳工作的逐步深化，未来成交量也将逐步提升。

图 2：全国碳交易成交量及收盘价



资料来源：全国碳交易市场，左轴为成交量，右轴为收盘价；截止 2021.10.15

(2) 对于排碳企业或新能源企业，绿电和 CCER 可二选一。

- 1) 排碳企业在实现碳减排的过程中，如果选择购买绿电，则核算排碳量直接降低；如果选择购买 CCER 则是实现相对高排碳后的对冲补偿机制。即便碳交易市场（碳配额交易与 CCER 交易市场）没有起到较强的减排作用，绿电同样可以起到减排目的，预计企业端更倾向于前者。
- 2) 对于新能源企业来说绿电和 CCER 同样是二选一，或参与绿电交易出售具有环境属性的绿电，或开发 CCER 交易环境属性，其中可交易量和价则是决策的核心，主要看政策支持力度。

(3) 在绿电交易与碳成本联动机制下，绿电溢价的“锚”是多少？

我们在碳成本 30-80 元/吨的情况下，计算了买方愿意支付的绿电溢价，结果显示，绿电溢价约 0.02-0.06 元/度，与当前绿电交易市场数据吻合。

表 1：不同碳价情况下对应的绿电溢价

项目	情形 1	情形 2	情形 3	情形 4	情形 5	情形 6
碳成本或碳价 (元/吨)	30	40	50	60	70	80
度电燃煤碳排放量 (克)	800	800	800	800	800	800
度电风光碳排放量 (克)	30	30	30	30	30	30
度电绿电碳减排量 (克)	770	770	770	770	770	770
买方愿意支付的绿电溢价 (元/度)	0.0231	0.0308	0.0385	0.0462	0.0539	0.0616

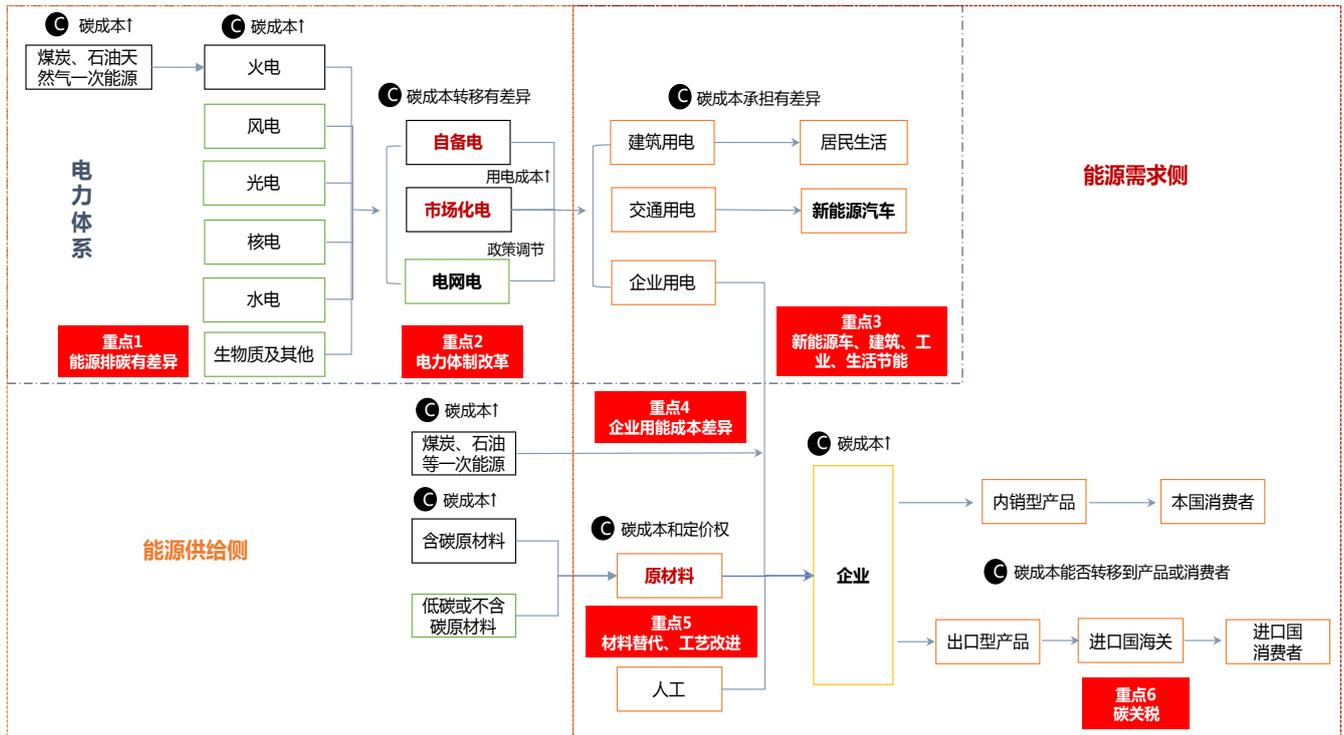
资料来源：光大证券研究所测算

此外，在绿电交易与碳成本联动机制下，未来还有两个问题需要考虑：

第一，碳成本的传导机制如何，即非绿电的消费者是否会完全承担碳成本？

我们认为，这与体制特点和经济运行规律有关，非绿电的消费者碳成本承担的比例越高，绿电的溢价和需求则越强。

图 3：碳成本自上而下传导过程



资料来源：光大证券研究所绘制

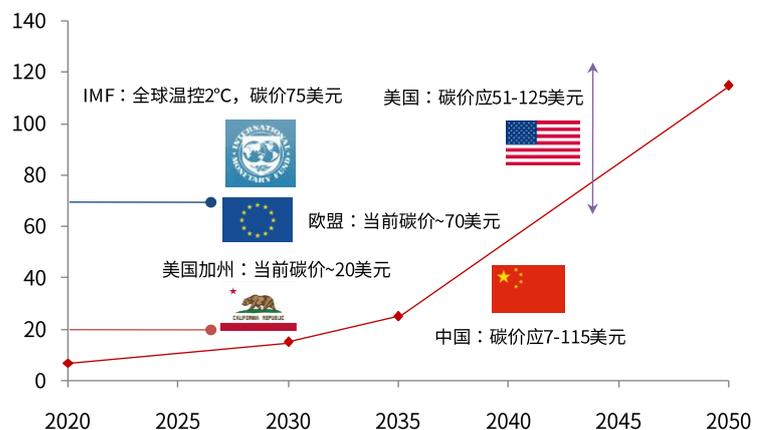
目前,我国正在推动企业端高比例的能源、电力市场化交易机制和价格传导机制,同时,政策也强调“双碳”目标要积极运营市场化手段,所以能源消费者理应承担更多碳成本,这样可以有效的推动能源消费者自身的节能措施和效率的提升。

第二，碳价如何锚定？

碳价过低,无法有效推动碳减排,过高会影响中游、下游的盈利,导致经济不振。

碳成本的本质是社会减碳的综合成本,也需要外部性成本内部化这样的过程,需要考虑由哪个环节承担;全球碳价统一标准较难,需要考虑社会成本、汇率等诸多因素,各国会争夺定价权,但按何种程度制定标准很重要;中国的碳价一开始不宜过高,否则有损于制造业,能够推动成本要素转移和低碳改革即可。

图 4：不同国家、地区及不同时段碳价指引



资料来源：WIND，IMF 数据《财政监测如何缓解气候变化》中国：清华大学能源环境经济研究所所长、全国碳市场总体设计专家组负责人张希良估算；美国：拜登给美国碳中和的社会成本定价 51 美元/吨，光大证券研究所绘制；单位：美元/吨

(二) “双控”政策加码，“绿电”获差异化，有助于提升绿电需求。

“双控”是实现“双碳”目标的重要抓手，其约束是长期性的。2021 年 8 月 12 日，国家发展改革委印发的《2021 年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》显示，能耗强度降低进度目标中，有 9 个省为一级预警，10 个省为二级预警，一二级合计占比过半。

图 5：2021H1 各地区能耗双控目标完成情况晴雨表

地区	能耗强度降低进度目标 预警等级	能源消费总量控制目标 预警等级
青海	●	●
宁夏	●	●
广西	●	●
广东	●	●
福建	●	●
新疆	●	●
云南	●	●
陕西	●	●
江苏	●	●
浙江	●	●
河南	●	●
甘肃	●	●
四川	●	●
安徽	●	●
贵州	●	●
山西	●	●
黑龙江	●	●
辽宁	●	●
江西	●	●
上海	●	●
重庆	●	●
北京	●	●
天津	●	●
湖南	●	●
山东	●	●
吉林	●	●
海南	●	●
湖北	●	●
河北	●	●
内蒙古	●	●

资料来源：国家发改委，注：西藏自治区数据暂缺，不纳入预警范围；地区排序的依据为各地区能耗强度降低率；红色为一级预警，表示形势十分严峻；橙色为二级预警，表示形势比较严峻；绿色为三级预警，表示进展总体顺利

在“能耗双控”的背景下，很多高耗能项目无法审批，能评指标成为稀缺资源；短期甚至导致了地方为满足年度或季度“双控”指标，采取限电等措施。

2021 年 9 月 11 日，国家发改委印发关于《完善能源消费强度和总量双控制度方案》的通知，鼓励地方增加可再生能源消费，**对超额完成激励性可再生能源电力消纳责任权重的地区，超出最低可再生能源电力消纳责任权重的消纳量不纳入该地区年度和五年规划当期能源消费总量考核。**

而根据 2019 年 5 月《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，对于实际完成消纳量超过本区域激励性消纳责任权重对应消纳量的省级行政区域，**超出激励性消纳责任权重部分的消纳量**折算的能源消费量不纳入该区域能耗“双控”考核。

也就是说，从最低值到激励值中间的部分，被纳入免于区域能耗“双控”考核的范围。这将进一步加强地方使用可再生能源的动力。

表 2：可再生能源电力消纳责任权重情况

省市	2020 消纳责任权重最低值	2021 消纳责任权重最低值	2022 消纳责任权重最低预期值	2021 年提升	2022 年提升	2020 年电力总消费量 (亿千瓦时)
北京	15.50%	18.00%	19.44%	2.50%	1.44%	1,140
天津	14.50%	17.00%	18.42%	2.50%	1.42%	875
河北	13.00%	16.50%	17.93%	3.50%	1.43%	3,934
山西	17.00%	20.00%	21.41%	3.00%	1.41%	2,342
山东	11.50%	13.00%	14.44%	1.50%	1.44%	6,940
内蒙古	18.00%	20.50%	21.87%	2.50%	1.37%	3,900
辽宁	15.00%	15.50%	16.90%	0.50%	1.40%	2,423
吉林	24.00%	28.00%	29.29%	4.00%	1.29%	805
黑龙江	22.00%	22.00%	23.40%	0.00%	1.40%	1,014
上海	32.50%	31.50%	32.45%	-1.00%	0.95%	1,569
江苏	14.00%	16.50%	17.71%	2.50%	1.21%	6,374
浙江	17.50%	18.50%	19.46%	1.00%	0.96%	4,830
安徽	15.00%	16.00%	17.34%	1.00%	1.34%	2,428
福建	19.50%	19.00%	19.96%	-0.50%	0.96%	2,483
江西	22.00%	26.50%	32.39%	4.50%	5.89%	1,627
河南	17.50%	21.50%	22.77%	4.00%	1.27%	3,392
湖北	32.50%	37.00%	37.50%	4.50%	0.50%	2,144
湖南	40.00%	45.00%	49.49%	5.00%	4.49%	1,929
重庆	40.00%	43.50%	45.50%	3.50%	2.00%	1,187
四川	80.00%	74.00%	70.00%	-6.00%	-4.00%	2,865
陕西	17.00%	25.00%	25.89%	8.00%	0.89%	1,741
甘肃	44.50%	49.50%	50.00%	5.00%	0.50%	1,376
青海	63.50%	69.50%	70.00%	6.00%	0.50%	742
宁夏	22.00%	24.00%	25.40%	2.00%	1.40%	1,038
新疆	20.00%	22.00%	22.88%	2.00%	0.88%	2,998
广东	28.50%	29.00%	31.09%	0.50%	2.09%	6,926
广西	39.50%	43.00%	47.92%	3.50%	4.92%	2,025
海南	13.50%	16.00%	16.65%	2.50%	0.65%	362
贵州	30.00%	35.50%	36.00%	5.50%	0.50%	1,586
云南	80.00%	75.00%	70.00%	-5.00%	-5.00%	2,026

资料来源：国家能源局；注：含水电

表 3：可再生能源电力消纳

省市	2020 年实际消纳量 (亿千瓦时)	2020 年实际完成情况	2020 年最低总量消纳责任权重	2020 年消纳责任权重激励值	超出激励值	超出最低值	免于考核能耗值 (旧版) (亿千瓦时)	免于考核能耗值 (新版) (亿千瓦时)
北京	187	16.40%	15.50%	16.90%	-0.50%	0.90%		
天津	141	16.10%	14.50%	15.90%	0.20%	1.60%	2	14
河北	559	14.20%	13.00%	14.40%	-0.20%	1.20%		
山西	440	18.80%	17.00%	18.80%	0.00%	1.80%		
山东	860	12.40%	11.50%	12.60%	-0.20%	0.90%		
内蒙古	821	21.10%	18.00%	19.70%	1.40%	3.10%	55	121

辽宁	418	17.20%	15.00%	16.60%	0.60%	2.20%	15	53
吉林	244	30.30%	24.00%	26.60%	3.70%	6.30%	30	51
黑龙江	238	23.40%	22.00%	24.40%	-1.00%	1.40%		
上海	561	35.60%	32.50%	36.30%	-0.70%	3.10%		
江苏	1072	16.80%	14.00%	15.40%	1.40%	2.80%	89	178
浙江	946	19.60%	17.50%	19.60%	0.00%	2.10%		
安徽	427	17.60%	15.00%	16.70%	0.90%	2.60%	22	63
福建	473	19.00%	19.50%	21.80%	-2.80%	-0.50%		
江西	410	25.20%	22.00%	24.40%	0.80%	3.20%	13	52
河南	731	21.60%	17.50%	19.40%	2.20%	4.10%	75	139
湖北	927	43.20%	32.50%	35.60%	7.60%	10.70%	163	229
湖南	909	47.10%	40.00%	44.30%	2.80%	7.10%	54	137
重庆	610	51.40%	40.00%	44.50%	6.90%	11.40%	82	135
四川	2344	81.80%	80.00%	89.30%	-7.50%	1.80%		
陕西	434	24.90%	17.00%	18.80%	6.10%	7.90%	106	138
甘肃	722	52.50%	44.50%	48.80%	3.70%	8.00%	51	110
青海	629	84.70%	63.50%	70.70%	14.00%	21.20%	104	157
宁夏	277	26.70%	22.00%	24.10%	2.60%	4.70%	27	49
新疆	652	20.54%	20.00%	22.10%	-1.56%	0.54%		
广东	2294	33.10%	28.50%	32.00%	1.10%	4.60%	76	319
广西	878	43.30%	39.50%	43.90%	-0.60%	3.80%		
海南	59	16.20%	13.50%	14.90%	1.30%	2.70%	5	10
贵州	646	40.70%	30.00%	33.30%	7.40%	10.70%	117	170
云南	1634	80.60%	80.00%	89.00%	-8.40%	0.60%		
合计							1,084	2,125

资料来源：国家能源局；注：含水电

一方面，国家发改委和能源局确定的各地非水电消纳责任权重最低值（以下简称“最低值”）每年提升，促使各地不断提升可再生能源比例；如 2021 年各地最低值普遍提升 0-5%，2022 年各地非水电消纳责任权重最低预期值全部较 2021 年提升 1.25%。

另一方面，在新版规定中，达到激励值后，最低值以上的部分免于区域能耗“双控”考核的范围，这会推动各地加大非水可再生能源的使用，推动绿电的销售。

我们以 2020 年历史数据进行参考测算，共有 18 个省级区域达到激励值，**在新版规定下，共 2125 亿千瓦时电力将免于能耗考核，较旧版提升 1041 亿千瓦时；较旧版多出的 1041 亿千瓦时的电力可通过 65GW 风光装机来实现**（以光伏 1200h、风电 2200h 利用小时数假设计算）。

表 4：部分产品单位生产能耗

产品电耗	单位	国标限定值	国标准入值	国标先进值	行业平均值	资料来源
每吨涤纶用电量（短纤）	千瓦时 / 吨				404.88	2018 年上海产业能效指南
每吨涤纶用电量（长丝）	千瓦时 / 吨				1393.96	2018 年上海产业能效指南
机制纸及纸板电耗	千瓦时 / 吨				709.57	2018 年上海产业能效指南
单位烧碱生产耗交流电（离子膜）	千瓦时 / 吨				2183.83	2018 年上海产业能效指南
单位乙烯生产电耗	千瓦时 / 吨				105.72	2018 年上海产业能效指南
吨钢电耗	千瓦时 / 吨				769.32	2018 年上海产业能效指南

电炉炼钢综合电耗	千瓦时 / 吨				534.37	2018 年上海产业能效指南
轧钢工序单位电耗	千瓦时 / 吨				164.35	2018 年上海产业能效指南
铜电解直流电单耗	千瓦时 / 吨				240.04	2018 年上海产业能效指南
吨铜加工材电耗	千瓦时 / 吨				1103.76	2018 年上海产业能效指南
吨铝加工材电耗	千瓦时 / 吨				785.5	2018 年上海产业能效指南
硅铁单位产品冶炼电耗	千瓦时 / 吨	8800	8500	8300	8500	全国工业能效指南 (2014 年版)
电炉锰铁单位产品冶炼电耗	千瓦时 / 吨	2700	2600	2300		全国工业能效指南 (2014 年版)
石墨电极-普通功率单位产品电耗	千瓦时 / 吨	6783	6051	5807		全国工业能效指南 (2014 年版)
水泥熟料可比熟料综合电耗	千瓦时 / 吨	64	60	56	62	全国工业能效指南 (2014 年版)
水泥 (无外购熟料) 可比水泥综合电耗	千瓦时 / 吨	90	88	85	90	全国工业能效指南 (2014 年版)
水泥 (外购熟料) 可比水泥综合电耗	千瓦时 / 吨	40	36	32	45.26	全国工业能效指南 (2014 年版)
电解铝-铝液交流电耗	千瓦时 / 吨	13700	12750	12600	13340	全国工业能效指南 (2014 年版)
电解铝-铝液综合交流电耗	千瓦时 / 吨	14050	13150	12650	13458	全国工业能效指南 (2014 年版)
电解铝-铝锭综合交流电耗	千瓦时 / 吨	14400	13200	13100	13720	全国工业能效指南 (2014 年版)

资料来源：光大证券研究所根据 2018 年上海产业能效指南、全国工业能效指南 (2014 年版) 整理

进一步分析，假设 1041 亿千瓦时电力用于单个行业的能量消耗中，按行业平均值计算，**对应电解铝/水泥/钢产量分别为 758 万吨/11.5 亿吨/1.35 亿吨。**

当然需要指出的是，每年消纳责任权重指标都是在增长的，可再生能源消纳难度实际是在增加的，我们采用的是 2020 年的数据进行测算仅作为参考，而且仅考虑能耗总量，未考虑能耗强度，后者也是非常重要的考核指标，但不可否认该政策有助于减轻能耗总量约束压力，同时推动可再生能源的装机及消纳。

因此，绿电不仅能缓解地方及企业的指标压力、有效降低能耗，同时为生产所需的电能带来补充，故需求量大幅攀升。

(3) 平价项目“证电合一”与“证电分离”尚存在分歧，需要突破物理限制。

绿电的好处是显而易见的：兼顾分担补贴压力和促进企业清洁用电，把清洁能源发电企业的发电额度转化成绿电证明，清洁能源企业可以对外售卖，既可以保证清洁能源企业收回部分补贴，又能使得需要绿电的企业获得绿电凭证，即补贴绿证。

2017 年绿证制度实施之初，核发对象主要包括获得国家财政补贴资格的风电、光伏发电项目，2021 年 5 月 25 日，信息中心正式启动了平价绿证核发工作。中国绿证实现了与 RE100 等国际机构的互认，近两年，尤其是“30·60”碳达峰、碳中和目标提出后，绿证需求量持续提升。比利时带有绿证的电价比无绿证的电价高出 1-2 欧分/千瓦时，德国则为 0.5-0.8 欧分/千瓦时，挪威则约 0.2-0.3 欧分/千瓦时。

平价项目绿电交易提出了“证电合一”，但尚需打破“物理限制”。本次绿电交易将提供的绿色电力消费认证，建立全国统一的绿证制度，国家能源局组织国家可再生能源信息管理中心，根据绿电交易试点需要，向北京电力交易中心、广州电力交易中心批量核发绿证，电力交易中心依据绿电交易结算结果将绿证分配至电力用户。“证电合一”，可激发绿电交易市场的积极性，提高溢价率；但西部地区绿证相对富裕多为绿证的供给方，但其电力外输线路不足，存在物理限制。所以“证电合一”尚存在分歧。实际上，绿电交易本身也需要输电线路充足，所以其绿电实际交割需要一定的基础设施辅助。

过去绿证出售主要用于对冲补贴拖欠的风险,因此绿证成交价格的上限为补贴金额,考虑到一张绿证对应 1MWh,即:单张绿证的成交价格上限=(项目的风电/光伏的标杆电价-当地脱硫煤标杆电价)*1000。

本次绿电的出售方主要以五大发电企业的平价项目为主,根据绿电交易发放绿电证书,按照平价绿证价格 50 元每张计算,绿电溢价对标上限大概 5 分钱/度。

表 5: 证电合一假设下不同项目绿电溢价计算

年份		2013	2015	2016	2017	2018	2019	2020	平价绿证
光伏标杆电价	I 类资源区 (元/度)	0.9	0.8	0.65	0.55	0.5	0.4	0.35	
	II 类资源区 (元/度)	0.95	0.88	0.75	0.65	0.6	0.45	0.4	
	III 类资源区 (元/度)	1	0.95	0.85	0.75	0.7	0.55	0.49	
年份		2009	2015	2016	2017	2018	2019	2020	平价绿证
陆上风电标杆电价	I 类资源区 (元/度)	0.51	0.49	0.47	0.47	0.4	0.34	0.29	
	II 类资源区 (元/度)	0.54	0.52	0.5	0.5	0.45	0.39	0.34	
	III 类资源区 (元/度)	0.58	0.56	0.54	0.54	0.49	0.43	0.38	
	IV 类资源区 (元/度)	0.61	0.61	0.6	0.6	0.57	0.52	0.47	
脱硫煤标杆电价	低价 (元/度)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
	高价 (元/度)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
光伏绿证价格	高价 (元/张)	700	650	550	450	400	250	190	
	低价 (元/张)	500	400	250	150	100	0	0	
风电绿证价格	高价 (元/张)	310	310	300	300	270	220	170	
	低价 (元/张)	110	90	70	70	0	0	0	
平价绿证价格	(元/张)								50
绿电溢价 (传导后)	高价 (元/度)	0.7	0.65	0.55	0.45	0.4	0.25	0.19	0.05
	低价 (元/度)	0.11	0.09	0.07	0.07	0	0	0	0.05

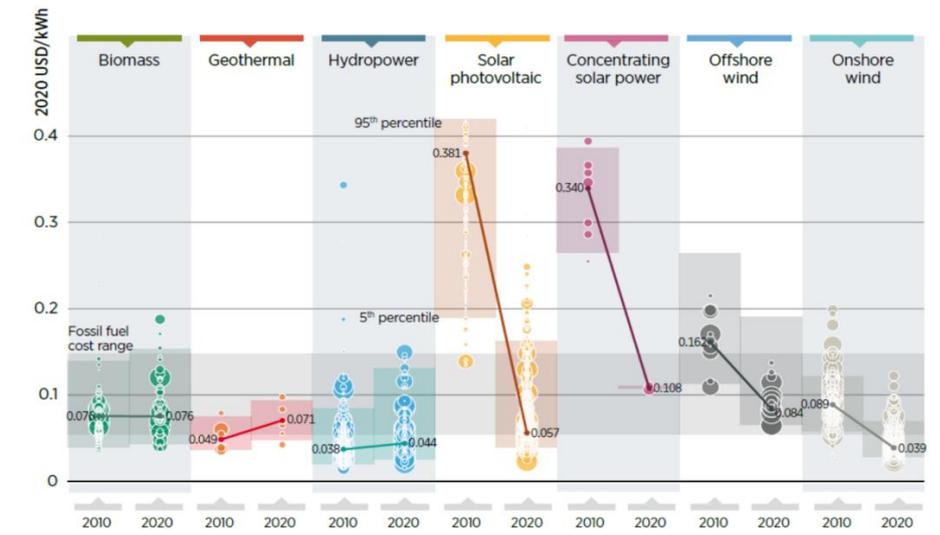
资料来源: 国家能源局、国家发改委, 光大证券研究所测算

1.3、 制造成本持续降低, 运营商享受盈利溢价

与传统发电方式相比, 新能源发电成本持续处于下降通道。随着技术进步等因素, 绿电的成本优势将持续增强, 加速对于传统能源发电的替代。

2010-2020 年期间, 风光发电成本均大幅降低。其中光伏度电成本下降 85%, 陆风度电成本下降 56%, 海风度电成本下降 48%。根据 IRENA 数据, 2010-2020 年, 光伏的度电成本由 2010 年的 0.381 美元迅速降至 2020 年的 0.057 美元(注: 以 2021 年 10 月 7 日汇率计算, 为 0.37 元人民币/度, 下同), 降幅高达 85%; 陆风的度电成本由 2010 年的 0.089 美元降至 2020 年的 0.039 美元 (0.25 元人民币/度), 降幅达到 56%; 海风的度电成本由 2010 年的 0.162 美元降至 2020 年的 0.084 美元 (0.54 元人民币/度), 降幅达到 48%。

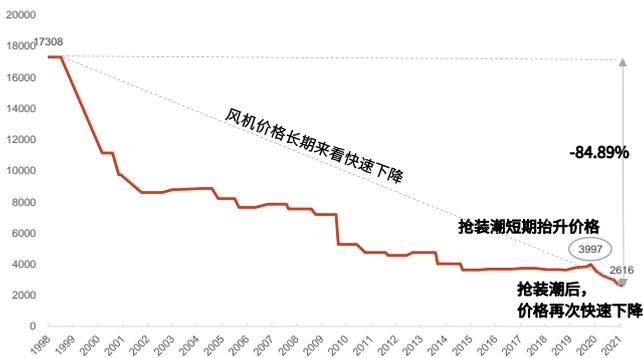
图 6：2010-2020 年不同发电类型的成本变化



资料来源：IRENA

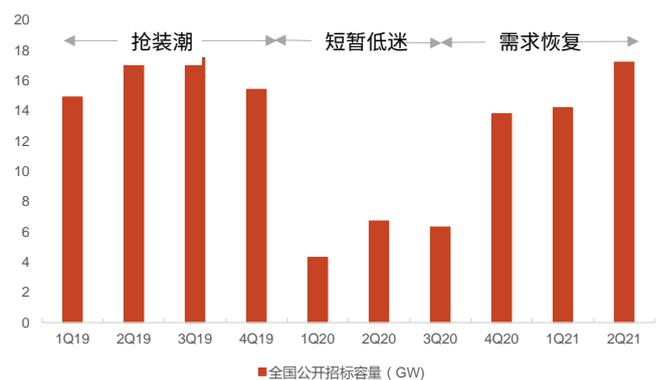
风电：机组大型化推动风机价格持续降低，未来若风机（不含塔筒）价格下降到 1800 元/kW，风电项目总体投资将较 2021H1 继续降低 15%。2019 年，抢装拉动了装机需求，风机价格有所攀升。但进入 2020 年之后，补贴退出，需求下降，风机价格进入下行通道。但大基地项目开启，风电机组大型化的趋势逐步建立，4、5MW 机组开始成为主力机型。根据 IRENA 与金风科技数据，我国风机价格从 1998 年的 17308 元/kW 下降 84.89%至 2021 年 6 月份的 2616 元/kW，较 2019 年 12 月价格下降 34.67%，当前风机招标价格甚至下探到 2000 元/kW（不含塔筒）。整机价格的下降刺激了下游需求的释放，补贴退坡后的平价将不再成为制约风电项目建设的因素。

图 7：我国风机市场投标均价变化趋势



资料来源：IRENA、金风科技；单位：元/kW；截止 2021.7

图 8：全国风电设备公开招标情况



资料来源：金风科技、光大证券研究所整理

当前情况下（风机价格 2.6 元/W），风机与塔筒采购成本合计占风电项目总造价的 54%。假设其他条件不变，若风机与塔筒价格分别下降至 1.8 元/W 和 0.6 元/W，则风电项目总造价较 2021H1 可进一步下降 15.21%。

表 6：风电项目单瓦造价随风机与塔筒价格变动的敏感性测算

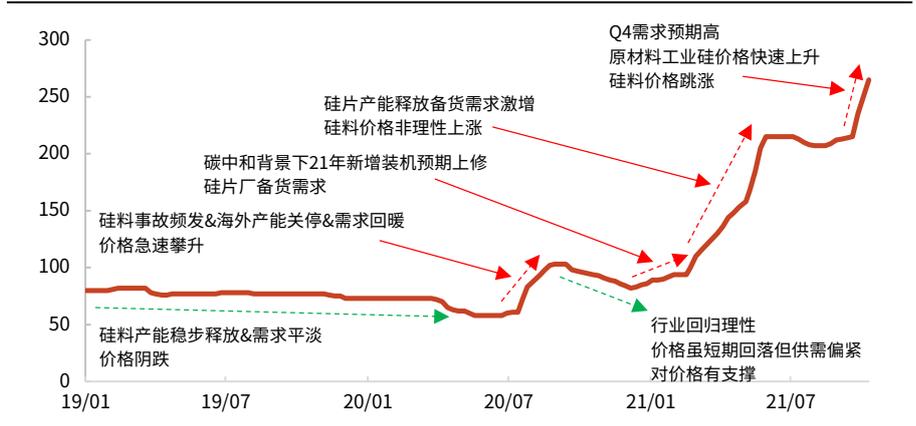
情况假设		2020年6月风机价格为3.5元/W	当前风机价格为2.6元/W	若风机价格下降到2.3元/W	若风机价格下降到2.2元/W	若风机价格下降到2.0元/W	若风机价格下降到1.8元/W
设备及材料采购	风机采购	3.5	2.6	2.3	2.2	2	1.8
	塔筒采购	0.90	0.74	0.69	0.67	0.64	0.60
	基础锚栓	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
设备及建安安装工程	箱变采购及安装	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188
	集电线路材料及安装	0.374	0.374	0.374	0.374	0.374	0.374
	110KV升压站设备及安装	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48
	其他设备及安装工程（通风、照明、监控、消防、控制、生活等）	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096
	风机吊装	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
	道路、平台施工	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	基础及基础环材料及施工	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
	房屋建筑及辅助建筑	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
验收费	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
设计费	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
监理费	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	
保险费	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	
机位、升压站土地费	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021	0.021	
融资成本	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
水保、环保、劳动安全、工业卫生等	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	
合计	7.245	6.186	5.833	5.716	5.480	5.245	
较当前情况总造价变动	17.11%	-	-5.71%	-7.61%	-11.41%	-15.21%	

资料来源：金风科技、电建能源，光大证券研究所测算；单位：元/W

光伏：2022H1 硅料价格降低将推动产业链价格下降；若 2022 年底前硅料价格下降到 80 元/kg，光伏项目总体造价仅因此因素就将下降 13%，且技术进步和产业竞争仍在持续中，共同推动持续降本。

2021 年以来，硅料价格快速上涨。根据 solarzoom 数据，与 2021 年 1 月相比，2021 年 9 月硅料价格上涨了 144%。2021 年 6 月以来，硅料价格稳定在 200 元/kg 以上，较高的原料价格一定程度上压制了下游光伏需求；虽然过程中硅料及硅片价格呈现一定程度的缓跌，但是市场对 Q4 下游需求的强预期、叠加原材料工业硅价格处于高位，2021 年“十一”后硅料价格跳涨至 260 元/kg 以上。

图 9：硅料价格变动情况（截止 2021 年 9 月）



资料来源：solarzoom；单位：元/kg

假设硅料价格 212 元/kg，则硅成本占组件成本的 37%，占光伏项目总成本的 16%。若硅料价格进入下行通道，光伏项目总造价仍有较大的下降空间。假设其他条件不变：

- 若硅料下降至 180 元/kg，则光伏项目总造价较当前情况将下降 3.06%；
- 若硅料下降至 120 元/kg，则光伏项目总造价较当前情况将下降 8.86%；
- 若硅料下降至 80 元/kg，则光伏项目总造价较当前情况将下降 12.73%。

表 7：光伏项目单瓦造价随硅料价格变动的敏感性测算

情况假设		硅料价格为 212 元/kg	若硅料价格下降到 180 元/kg	若硅料价格下降到 150 元/kg	若硅料价格下降到 120 元/kg	若硅料价格下降到 80 元/kg	
设备及材料采购	组件	硅成本（电池片）	0.73	0.62	0.51	0.41	0.27
		非硅成本（电池片）	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
		电池片成本	0.93	0.82	0.71	0.61	0.47
		电池片价格	1.18	1.04	0.91	0.78	0.61
		EVA 价格	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
		玻璃价格	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
		其他价格	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
		组件总成本	1.97	1.83	1.70	1.57	1.39
		组件价格	2.03	1.89	1.75	1.62	1.44
	较当前情况组件价格变动		-	-7.04%	-13.71%	-20.38%	-29.27%
	集中式逆变器	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	
	支架	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
	一次设备	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	
	二次设备	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	
	电缆	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
建安费		0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	
电网接入		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	
土地费		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
管理费		0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
合计		4.67	4.53	4.39	4.26	4.08	
较当前情况总造价变动		-	-3.06%	-5.96%	-8.86%	-12.73%	

资料来源：solarzoom、电建能源，光大证券研究所测算；单位：元/W

当前时点光伏制造端的产能相对过剩，推动集中度提升和行业整体降本未来主要趋势，在这个过程中制造端一体化、某环节的技术进步或推动超额收益的产生，而整体降本会推动制造端为下游让利，使运营商阶段性享受超额收益。从运营商层面，电力供应安全性保障如储能、电网改造等成本是否未来需要运营商承担，也是需要中长期需要考虑的问题。

但整体上来说，制造端的快速降本有利于中下游超额收益的产生，而运营端作为业主在保证合理 IRR 的水平下，对制造端仍有一定的议价权，进而享受一定的降本收益。

2、选股策略：有质量的成长

2.1、ROE：体现经营的差异性

为了整体呈现新能源运营公司的装机、发电量情况，我们选取了 53 家 A 股及 H 股典型的公用事业公司，包含风光占比较多新能源运营公司，也包括火电、水电向新能源运营转型的公司，根据公告披露情况，列举了它们截至 2021H1 分类运营装机及 2021H1 累计发电量。

(1) 风电装机量排名靠前的公司为：龙源电力、华润电力、大唐新能源、三峡能源、华能国际；

(2) 光伏装机排名靠前的公司为：三峡能源、中国电力、太阳能、中国核电、吉电股份。

表 8：53 家上市的新能源运营商装机量及发电量

公司代码	公司名称	总装机量 (GW)	2021H1 装机 (GW)							2021H1 发电 (GWh)							
			煤电	核电	气电	风电	光伏	水电	生物质	总发电量	煤电	核电	气电	风电	光伏	水电	生物质
1798.HK	大唐新能源	12.21				11.14	1.07			14355				13854			
451.HK	协鑫新能源	3.04					3.04			2654					2654		
1811.HK	中广核新能源	7.72	1.56		1.66	3.14	1.13	0.14	0.11	9233*	234			3798	803	352	
0916.HK	龙源电力	24.91				22.43				31255				26133			
836.HK	华润电力	47.06	32.13			13.85	0.8	0.28		114442							
2380.HK	中国电力	28.43	15.04		0.28	2.86	4.81	5.45		49441	30589		536	2928	3285	12101	
600025.SH	华能水电	23.18								45655							45655
600163.SH	中闽能源	0.85				0.83	0.02			1301				1301			
600821.SH	金开新能	2.45				0.65	1.81			1923				481	1442		
601016.SH	节能风电	未披露								4907				4907			
600032.SH	浙江新能	2.79				0.42	1.57	0.79		2226				222	1413	545	
600900.SH	长江电力	45.60						45.60		71332							71332
600236.SH	桂冠电力	12.13	1.33			0.57		10.23		18411	1831			468			16112
600674.SH	川投能源	9.80								1812							1812
603105.SH	芯能科技	0.56								300						300	
601778.SH	晶科科技	2.96					2.96			1708						1708	
000862.SZ	银星能源	1.47				1.41	0.06			1110				1047	63		
000591.SZ	太阳能	4.31					4.31			2958					2958		
603693.SH	江苏新能	1.21				1.00	0.09		0.12	1669				1354	59		257
000722.SZ	湖南发展	0.17								406							406
600116.SH	三峡水利	0.75								1247							1247
600979.SH	广安爱众	未披露								782							782
000875.SZ	吉电股份	9.51	3.30			2.70	3.51			11805	6542			2959	2304		
601222.SH	林洋能源	1.61					1.61			1016					1016		
600021.SH	上海电力	17.06	8.53		2.40	3.14	3.00			28885	20125		2544	4325	1891		
002053.SZ	云南能投	0.37								500				500			
600548.SH	深高速	未披露								721				721			
600795.SH	国电电力	82.40	61.03			6.73	0.26	14.37		177952	131829			14538	551	31034	
000767.SZ	晋控电力	未披露								13000	11000			1000	1000		
002060.SZ	粤水电	1.52								1842				935	592	312	
000027.SZ	深圳能源	13.84	4.63		3.40	2.88	1.15	1.01		24494	11638		5645	2756	783	1290	2382
600642.SH	申能股份	未披露								23635	13947		6120	2170	591		
601991.SH	大唐发电	68.13	47.95		4.62	4.63	1.68	9.20	0.03	132079	92970		8954	8991	3262	17843	52
601985.SH	中国核电	28.54		22.51		1.97	4.06			87238		82884		2088	2265		
600011.SH	华能国际	99.89			12.24	8.18	2.70			220700	197882			16645	5229	712	232

601669.SH	中国电建	16.38				6.36	1.45			20000	4000			6400	1600	8000
600098.SH	广州发展	4.03								10235	8793			1442		
600089.SH	特变电工	4.58	2.72			1.33	0.53			7027	5433			1157	437	
000690.SZ	宝新能源	未披露								9278	9238			40		
600157.SH	永泰能源	8.97								15089	15069				20	
000791.SZ	甘肃电投	2.54				0.82	0.14	1.58		3599				1200	200	2200
000993.SZ	闽东电力	0.56				0.19		0.36		599				186		413
600483.SH	福能股份	5.31	2.62		1.53	1.12	0.04			12100	7600		2400	2000	100	
600886.SH	国投电力	31.93	11.89			3.27		16.77		65800	24480		6730		34590	
600744.SH	华银电力	5.90	5.24			0.42		0.14		10344						
600956.SH	新天绿能	5.66								7637				7547	90	
000883.SZ	湖北能源	10.71				0.84	0.64	4.14		19045	10763			763	349	7170
300040.SZ	九洲集团	0.46				0.19	0.27			456				313	143	
600027.SH	华电国际	53.41	42.36		8.34	2.71				106398	97900			3000	500	5000
600863.SH	内蒙华电	12.85	11.40			1.45				27032	25450			1521	61	
000539.SZ	粤电力 A	21.76	17.15		3.72		0.89			41488	32700		7093		1695	
600905.SH	三峡能源	16.44				9.41	6.80	0.23		16328				11513	4598	217
601877.SH	正泰电器	6.76					6.76			未披露						

资料来源: Wind、公司公告, 光大证券研究所整理

表 9: 53 家上市的新能源运营商重要指标

公司代码	公司名称	2020 年新能源收入 (亿)				核心指标 (亿元)							
		总销售收入	新能源销售收入	风	光	水	20 年风+光+水营收占比	ROE	资产周转率 (次)	归母净利率	资产负债率	PE(TTM)	PB (LF)
1798.HK	大唐新能源	93.72	93.72				100.00%	4.94%	0.11	12.66%	69.15%	19.32	0.94
451.HK	协鑫新能源	49.35	49.35				100.00%	NA	0.10	-27.21%	81.04%	NA	1.14
1811.HK	中广核新能源	74.01	74.01				100.00%	13.36%	0.19	13.87%	81.40%	17.77	3.23
0916.HK	龙源电力	286.67	204.03	127.38	3.08		71.17%	8.19%	0.17	16.45%	62.09%	18.45	1.92
836.HK	华润电力	352.14	84.90				24.11%	8.84%	0.30	10.79%	59.19%	11.61	1.10
2380.HK	中国电力	284.28	62.90	20.14	27.32	15.44	22.13%	5.12%	0.20	5.82%	70.64%	15.69	0.87
600025.SH	华能水电	192.53	192.19	1.85	1.03	189.31	99.82%	7.85%	0.12	25.54%	61.42%	18.76	1.87
600163.SH	中闽能源	12.52	12.48	12.24	0.24		99.68%	13.43%	0.17	39.02%	63.78%	23.05	4.21
600821.SH	金开新能	13.57	13.48	3.43	10.05		99.35%	1.78%	0.18	4.20%	76.04%	38.35	4.28
601016.SH	节能风电	26.67	26.08	26.08			97.78%	6.29%	0.09	23.32%	68.07%	39.04	3.31
600032.SH	浙江新能	23.47	22.82	0.07	16.13	6.62	97.25%	4.32%	0.09	12.25%	65.99%	98.97	5.04
600900.SH	长江电力	577.83	528.82			528.82	91.52%	15.28%	0.18	46.47%	46.10%	17.58	2.75
600236.SH	桂冠电力	89.74	76.43	2.44		73.99	85.17%	13.15%	0.20	24.90%	56.77%	18.78	2.74
600674.SH	川投能源	10.31	8.50			8.50	82.43%	10.98%	0.03	316.90%	28.00%	16.83	1.89
603105.SH	芯能科技	4.27	3.47		3.47		81.31%	5.28%	0.16	19.01%	45.21%	92.84	5.35
601778.SH	晶科科技	35.88	28.82		28.82		80.33%	4.30%	0.12	13.33%	61.95%	49.94	1.93
000862.SZ	银星能源	12.02	9.61	9.61			79.96%	1.29%	0.13	2.89%	69.94%	45.82	2.01
000591.SZ	太阳能	53.05	40.56		40.56		76.46%	7.32%	0.14	19.62%	63.82%	25.28	2.23
603693.SH	江苏新能	15.47	10.00	9.4	0.6		64.65%	3.30%	0.16	10.03%	54.00%	90.57	2.96
000722.SZ	湖南发展	3.11	1.95			1.95	62.72%	3.22%	0.10	32.05%	7.22%	43.18	1.07
600116.SH	三峡水利	52.56	32.57			32.57	61.97%	6.07%	0.43	11.88%	46.24%	20.64	1.71
600979.SH	广安爱众	22.69	9.95			9.95	43.85%	4.75%	0.26	8.45%	52.30%	18.76	0.98
000875.SZ	吉电股份	100.60	38.94	18.52	20.42		38.71%	6.12%	0.20	4.81%	79.86%	22.91	2.11
601222.SH	林洋能源	57.99	14.24	14.24			24.56%	9.09%	0.31	17.28%	44.53%	21.29	1.93
600021.SH	上海电力	242.03	57.79	29.43	28.36		23.88%	4.53%	0.20	3.70%	73.11%	30.40	1.30
002053.SZ	云南能投	19.90	4.56	4.56			22.91%	5.56%	0.22	11.89%	43.76%	38.69	1.61
600548.SH	深高速	80.27	16.66	16.66			20.76%	8.92%	0.16	25.79%	52.35%	6.35	0.89
600795.SH	国电电力	1164.21	183.19	61.49	2.57	119.13	15.74%	4.97%	0.32	2.30%	66.83%	11.41	0.93
000767.SZ	晋控电力	116.88	15.80	4.92	10.88		13.52%	2.74%	0.22	1.96%	84.84%	81.22	1.22
002060.SZ	粤水电	125.83	14.80	7.35	4.64	2.81	11.76%	7.18%	0.45	2.10%	86.97%	17.95	1.54
000027.SZ	深圳能源	204.55	23.38	7.61	9.44	6.33	11.43%	10.49%	0.19	19.63%	63.31%	13.95	1.03
600642.SH	申能股份	197.09	15.97	13.10	2.87		8.10%	7.76%	0.27	12.22%	48.97%	11.04	1.00
601991.SH	大唐发电	956.14	60.94	34.55	6.55	19.84	6.37%	4.16%	0.34	3.12%	67.40%	18.39	1.27
601985.SH	中国核电	522.76	30.89	13.90	16.99		5.91%	8.51%	0.14	11.60%	69.49%	14.82	1.58
600011.SH	华能国际	1694.39	85.52	66.74	15.64	3.14	5.05%	3.75%	0.40	1.42%	67.71%	33.52	0.80
601669.SH	中国电建	4019.55	188				4.68%	6.77%	0.47	2.00%	74.74%	12.02	0.88
600098.SH	广州发展	317.10	6.67	3.75	2.92		2.10%	5.03%	0.74	2.86%	51.49%	18.52	1.06
600089.SH	特变电工	441.66	8.36	2.97	5.39		1.89%	6.61%	0.42	5.71%	57.44%	18.59	2.31
000690.SZ	宝新能源	71.60	0.39	0.39			0.54%	16.68%	0.37	25.64%	43.53%	7.17	1.21
600157.SH	永泰能源	221.44	0.35		0.35		0.16%	10.79%	0.21	20.78%	56.35%	8.68	
000791.SZ	甘肃电投**	22.65	22.65		22.65		100.00%	6.58%	0.12	19.80%	60.63%	19.07	1.12
000993.SZ	闽东电力**	3.69	3.52		3.52		95.28%	-4.22%	0.09	NA	53.37%	NA	3.69
600483.SH	福能股份**	95.57	76.25		76.25		79.78%	9.65%	0.30	15.77%	46.55%	13.63	1.81
600886.SH	国投电力	393.20	219.15	14.74	10.06	194.35	55.73%	11.68%	0.17	14.37%	63.92%	14.87	1.50
600744.SH	华银电力**	82.56	40.46	40.46			49.01%	1.14%	0.44	0.43%	83.61%	NA	3.71
600956.SH	新天绿能**	125.11	44.46	44.46			35.54%	11.47%	0.24	12.11%	70.84%	29.99	4.89
000883.SZ	湖北能源**	170.23	57.54	10.21		47.33	33.80%	8.51%	0.28	14.55%	41.74%	11.13	1.10
300040.SZ	九洲集团**	12.80	1.66	1.66			12.97%	2.98%	0.21	5.53%	66.83%	47.17	2.30
600027.SH	华电国际	907.44	54.76	30.33	6.52	17.91	6.03%	5.80%	0.39	4.62%	60.37%	7.74	0.54
600863.SH	内蒙华电**	153.61	8.15	7.17	0.98		5.31%	5.11%	0.35	5.08%	57.60%	49.72	1.73
000539.SZ	粤电力 A**	283.29	未披露					6.38%	0.35	6.22%	58.42%	20.92	0.80
600905.SH	三峡能源**	113.15	未披露					8.62%	0.09	32.21%	67.43%	40.63	4.55
601877.SH	正泰电器**	162.40	未披露					21.49%	0.53	19.43%	54.98%	16.82	3.63

资料来源: Wind、公司公告, 光大证券研究所整理

注: **代表上市公司并未拆分新能源发电各子板块数据

(1) 水电运营的盈利相对较好（长江电力 2020 年 ROE 为 15.28%），风光运营相对次之，主要原因在于水电长期以来发电成本更依赖于资源、基础设施建设、融资成本，整体成本相对较低，但其发展也有天花板（即资源约束）；

(2) 风电、光伏 10 年间制造成本下降较快，2020 年后的光伏、陆上风电虽然发电侧可以实现平价，但历史项目依然需要补贴，同时资源情况、运营维护、项目边界红线谈判条件，都会影响项目盈利；风电为主的龙源电力 2020 年 ROE 为 8.19%，节能风电为 6.29%，光伏为主的太阳能为 7.32%，同样业务不同公司体现的差异性较大，说明其项目质量和运营管理的差异；此外，业务比较多样的公司呈现的 ROE 亦各有差异。

2.2、 成长：价值重估的核心

电力企业是“双碳”目标下，新能源装机的核心力量。“十四五”期间风光整体发电量 5 年复合增速有望达到 20%，从成长角度行业已经发生了深刻变化。2020 年后，光伏和陆上风电也已进入平价阶段，虽然未来仍需考虑电网安全因素，但是当前节点，行业也已经从之前的政策驱动，进入了市场化阶段。

为实现“双碳”目标，在“十四五”开局之年电力央企纷纷制定了风电装机容量目标宏图，因为央企具备一定的融资成本、项目获取优势，因此其指定的目标大多数比行业整体均值要高，成长要快。

表 10：部分央企集团“十四五”风光装机规划

集团名称	公司名称	2020 (GW)	2025 (GW)	CAGR	“十四五”规划	碳达峰时间
华能集团	集团	25.44	105.44	32.89%	华能集团 2025 年清洁能源占比 50%以上，发电装机达到 3 亿千瓦左右，“十四五”期间新增新能源装机 8000 万千瓦以上。	2025 年
	华能新能源	14.62	39.62	22.06%		
	华能国际	10.65	50.65	36.60%		
华电集团	集团	24.90	99.90	32.03%	华电集团“十四五”期间新增新能源装机 7500 万千瓦；华电福新将着力实现新能源装机规模力争达到 1 亿千瓦；2025 年非化石能源占比达到 50%（清洁能源装机超过 60%），努力实现碳达峰。	2025 年
	华电福新	13.09	100.00	50.19%		
	华电国际	4.91	24.91	38.38%		
大唐集团	集团	18.43	93.43	38.36%	大唐集团 2025 年清洁能源占比 50%以上。	2025 年
	大唐发电	6.22	36.22	42.25%		
	大唐新能源	12.22	42.22	28.13%		
国电投	集团	67.47	132.47	14.45%	国电投 2025 年实现电力总装机 2.2 亿千瓦，清洁能源占比 60%；到 2035 年，电力装机达 2.7 亿千瓦，清洁能源装机比重提升到 75%	2023 年
	中国电力	5.38	24.38	35.29%		
	吉电股份	5.83	20.83	29.01%		
	上海电力	5.84	15.84	22.10%		
国家能源集团	集团	47.73	12.73	20.79%	国家能源集团“十四五”期间光伏装机容量将新增 25~30GW，可再生能源新增装机达到 7000-8000 万千瓦。	2025 年
	国电电力	6.54	25.54	31.31%		
	长源电力	22.75	-	-		
	龙源电力	22.75	52.75	18.32%		
中广核	集团	19.74	54.74	22.63%	中广核预计到“十四五”末境内新能源所运装机总容量将突破 4000 万千瓦。	-
	中广核新能源	4.05	34.05	53.09%		
华润集团	集团	10.96	50.96	35.99%	华润集团预计“十四五”期间新增 40GW 新能源装机。	2025 年
	华润电力	10.96	50.96	35.99%		
国家开发投资集团	集团	2.86	37.86	67.61%		-
	国投电力	3.17	38.17	64.47%		

三峡集团	集团	16.49	91.79	40.46%	三峡集团“十四五”时期及后续发展阶段，保持每年1500万千瓦清洁能源新增装机规模的增速；未来5年，新能源装机实现7000万至8000万千瓦的水平。	2023年
	三峡新能源	15.30	63.30	32.84%		
	长江电力	-	-	-		

资料来源：各公司公告、光大证券研究所整理

2.3、 金融机构：支持力度进一步强化

金融机构支持有望进一步加强。为了更好的满足新能源建设需求，金融机构或将对新能源运营商加以支持，整体流动性将达到空前的宽裕。

2021.3.25，发改委等五部门发布《关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》，要求各银行和有关金融机构充分认识可再生能源行业对我国生态文明建设和履行国际承诺的重要意义，树立大局意识，增强责任感，帮助企业有效化解生产经营和金融安全风险，促进可再生能源行业健康有序发展。

2021.10.15，央行举行第三季度金融统计数据新闻发布会，指出：目前人民银行正抓紧推进碳减排支持工作设立工作。碳减排支持工具是为助推实现碳达峰、碳中和目标而创设的一项结构性货币政策工具，人民银行提供低成本资金，支持金融机构为具有显著碳减排效应的重点项目提供优惠利率融资，为保证精准性，碳减排支持工具支持清洁能源、节能环保、碳减排技术三个重点领域，为保证直达性，采取先贷后借的直达机制。人民银行将以稳步有序的方式推动碳减排支持工具落地生效，注重发挥杠杆效应，撬动更多社会资金促进碳减排。

未来金融机构对可再生能源运营项目的支持有望来自以下三个方面：

- (1) 对于拖欠的存量补贴，通过 ABS/ABN、REITS 对确权部分进行低息再贷款；
- (2) 对于增量项目，提供更多绿色贷款支持进行新平价项目建设；
- (3) 资本市场提供更多 IPO、定增、转债的便利。

表 11： 新能源运营商融资成本测算

证券代码	证券简称	融资成本测算
1798.HK	大唐新能源	3.75%
0451.HK	协鑫新能源	8.20%
1811.HK	中广核新能源	2.97%
2380.HK	中国电力	3.71%
0916.HK	龙源电力	3.61%
0836.HK	华润电力	3.34%
600025.SH	华能水电	4.61%
600163.SH	中闽能源	3.50%
600821.SH	金开新能	4.80%
601016.SH	节能风电	3.02%
600032.SH	浙江新能	3.61%
600900.SH	长江电力	5.26%
600236.SH	桂冠电力	4.44%
600674.SH	川投能源	3.62%
603105.SH	芯能科技	5.52%
601778.SH	晶科科技	5-6%*
000862.SZ	银星能源	5.17%

000591.SZ	太阳能	4.60%
603693.SH	江苏新能	3.54%
600116.SH	三峡水利	2.99%
600979.SH	广安爱众	5.86%
000875.SZ	吉电股份	4.24%
601222.SH	林洋能源	4.63%
600021.SH	上海电力	4.29%
002053.SZ	云南能投	2.86%
600548.SH	深高速	3.97%
600795.SH	国电电力	4.91%
000767.SZ	晋控电力	6.56%
002060.SZ	粤水电	3.98%
000027.SZ	深圳能源	4.55%
600642.SH	申能股份	3.15%
601991.SH	大唐发电	4.78%
601985.SH	中国核电	3.11%
600011.SH	华能国际	4.04%
601669.SH	中国电建	2.89%
600098.SH	广州发展	4.00%
600089.SH	特变电工	3.01%
000690.SZ	宝新能源	4.73%
600157.SH	永泰能源	7.28%
000791.SZ	甘肃电投	4.49%
000993.SZ	闽东电力	3.97%
600483.SH	福能股份	3.64%
600886.SH	国投电力	3.40%
600744.SH	华银电力	4.85%
600956.SH	新天绿能	3.20%
000883.SZ	湖北能源	3.29%
300040.SZ	九洲集团	6.88%
600027.SH	华电国际	4.13%
600863.SH	内蒙华电	4.23%
000539.SZ	粤电力 A	3.76%
600905.SH	三峡能源	3.33%
601877.SH	正泰电器	4.31%

资料来源：Wind，光大证券研究所测算；加粗数据均低于 3%

测算方式：融资成本：(利息支出-利息收入) / (短期借贷及长期借贷当期到期额+长期借贷)

注：晶科科技为反路演数据

3、投资建议

(1) **新能源运营商阶段性盈利有保障。**一方面绿色电力交易试点开启，将有效缓解存量补贴压力，并为增量项目提供额外收入来源；未来随着绿色电力的零碳属性的商业附加价值进一步凸显，绿电交易将为存量的补贴到期项目与增量项目提供增量的收入来源。另一方面未来组件和风机成本将持续下降，有望进一步保障增量新能源运营项目的盈利能力。

(2) **碳中和背景下，新能源项目量增有保障。**在加快建设以新能源为主体的新型电力系统的过程中，运营商的作用重大。碳中和背景下新能源电站发展是基本

盘，能源局负责人表示要加快发展新能源发电，不断扩大绿色低碳能源供给，要求“十四五”时期风电光伏要成为清洁能源增长的主力。国家能源集团等八大电力央企均提出积极的“十四五”新能源装机规划，装机规模增速较快，**新增总规模达到 468GW。**

(3) 金融机构支持有望进一步加强。存量补贴拖欠逐步开始解决，新能源运营商现金流将改善；新能源运营商或将获得更多融资功能，获得更快发展。为了更好的满足新能源建设需求，金融机构或将对新能源运营商加以支持：a.对于拖欠的存量补贴，通过 ABS、ABN、REITS 等方式对确权部分进行低息再贷款；b.提供更多绿色贷款支持进行新平价项目建设。

重点推荐国家开发银行全资子公司国开金融持股的新能源运营商**金开新能**、中国节能环保集团控股的光伏投资运营商**太阳能**、长江三峡集团控股的新能源运营商（海风规模行业领先）**三峡能源**、晶科能源控股的新能源运营商及分布式光伏投资运营商**晶科科技**，建议关注粤电力 A、中国核电、节能风电、林洋能源、龙源电力（H）、中广核新能源（H）、深高速、中国电建。

3.1、金开新能：定增落地，助力成长加速

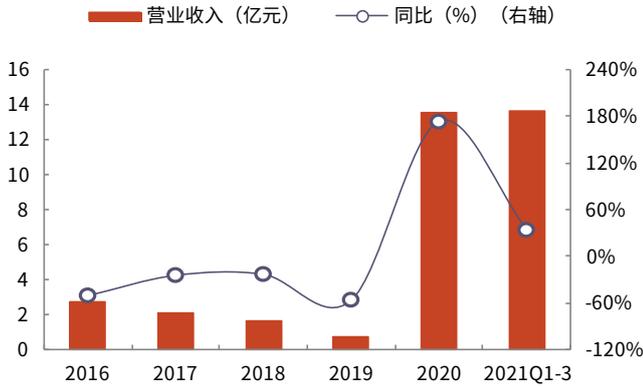
注资重组成功，打开融资通路。金开新能是国开新能源 2020 年注资津劝业完成重组后改名金开新能而来，专注于新能源发电及运营。国开新能源成立于 2014 年 12 月，由国开金融（国家开发银行经国务院批准设立的全资子公司）牵头组建，多家全球知名投资机构联合参与投资的新能源投资与实业管理平台。

布局优质资源区域，业绩扭亏为盈。截止 2021 年 8 月底，公司在全国 20 个省市、自治区持有在运及在建发电项目 64 个，核准装机容量 3570 兆瓦。公司计划到 2025 年核准装机达到 13GW。电站项目主要分布在山东、河北、山西、宁夏、新疆等经济发达或风光资源优良的区域。2021 年前三季度，公司实现营业收入 13.68 亿元，同比增长 33.85%；实现归母净利润 3.33 亿元，同比增长 1087.1%。

定增落地，股东实力强，投资收购优质资产。2021 年 7 月，公司完成非公开发行股票工作，募资 13.35 亿元。新进股东包括三峡资本、特变电工、华夏基金、财通基金、摩根大通等产业市场及专业投资机构。借此公司逐步搭建起广泛的间接融资渠道，保障整体资金链畅通，同时有效降低了融资成本。2021 年上半年，公司对外投资总额 21.16 亿元，其中收购子公司总对价 5.47 亿元，其他对联营企业投资 0.99 亿元，向子公司国开新能源增资 14.7 亿元，资金均用于清洁能源投资。

管理层经验丰富，精细化运营。截止 2021 年 8 月底，公司拥有博士 4 名、硕士 66 名，合计占员工总数 47.3%，大多高管及中层管理人员具有头部金融机构或电力央企履历背景，熟悉新能源电力行业规律与业务模式。公司通过多年在新能源电力行业深耕细作，已培养出一批专业的业务开发团队。近两年来，公司装机规模已实现跨越式增长。

图 10: 2016-2021 前三季度金开新能营收及同比增速



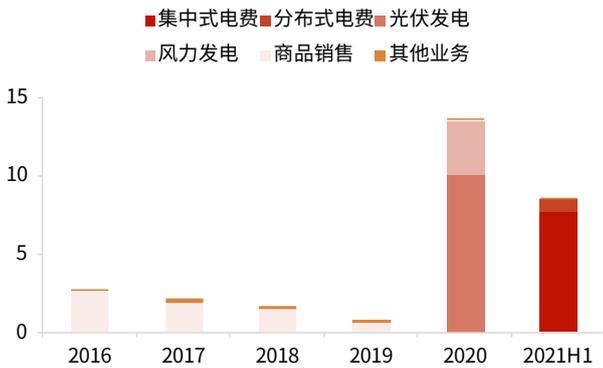
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 11: 2016-2021 前三季度金开新能归母净利润



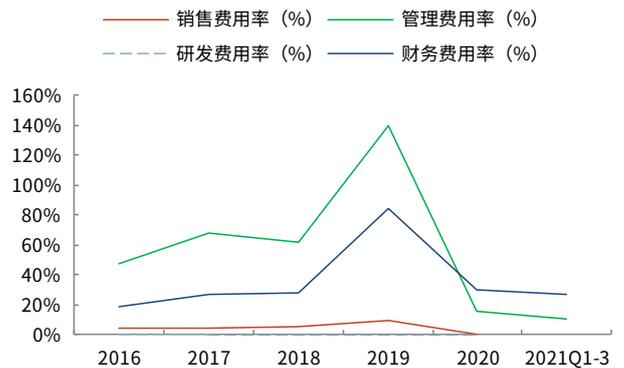
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 12: 金开新能分部业务营收



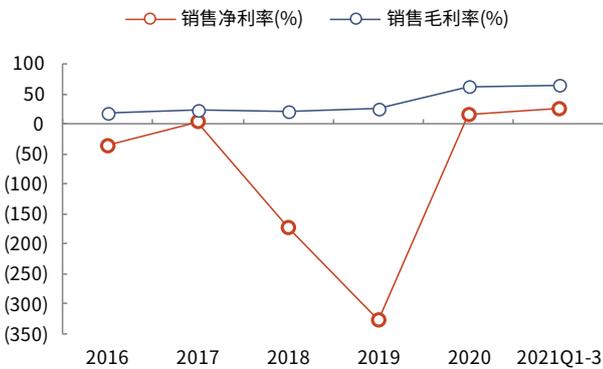
资料来源: WIND、光大证券研究所; 单位: 亿元

图 13: 金开新能各项费用率情况



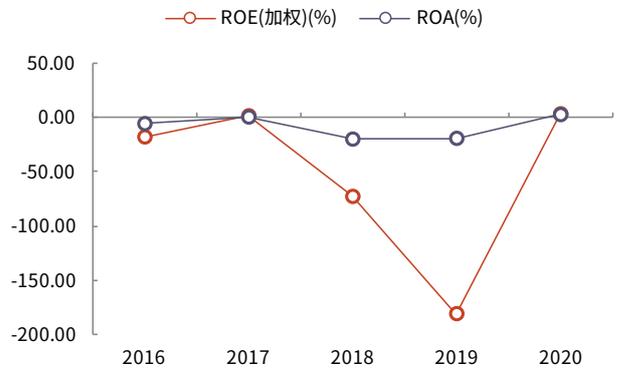
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 14: 金开新能毛利率和净利率



资料来源: WIND、光大证券研究所

图 15: 金开新能 ROE 和 ROA



资料来源: WIND、光大证券研究所

盈利预测、估值与评级

关键假设：公司主要业务包括光伏发电和风力发电，其中：

光伏发电：截止 2020 年底，公司光伏装机规模 1.6GW，根据公司发展规划（2025 年核准装机达到 13GW，光伏、风电平衡发展），我们预计 21-23 年光伏累计装机达到 2.2/3.5/4.4GW，由于存量项目较少，假设度电收入按照 8% 的速度下降，即 21-23 年分别为 0.60/0.55/0.51 元/千瓦时，则光伏发电营收 13.25/19.58/22.87 亿元。考虑到装机成本持续下降，及绿电溢价及 CCER 交易，保守假设毛利率维持不变，预计 21-23 年毛利率分别为 61%/61%/61%。

风力发电：截止 2020 年底，公司风电装机规模 0.35GW，根据公司发展规划（2025 年核准装机达到 13GW，光伏、风电平衡发展），我们预计 21-23 年风电累计装机达到 0.8/1.5/2.6GW，由于存量项目较少，假设度电收入按照 8% 的速度下降，即 21-23 年分别为 0.43/0.40/0.36 元/千瓦时，风力发电营收 7.22/12.46/19.87 亿元，预计 21-23 年毛利率分别为 68.5%/68.5%/68.5%。

我们预计公司 21-23 年营业收入分别为 20.56/32.16/42.89 亿元，同比增长 51.5%/56.4%/33.4%，毛利率分别为 63.8%/64.0%/64.6%，净利润分别为 4.30/8.74/13.2 亿元。

表 12：金开新能营业收入盈利预测表

项目	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
主营收入 (亿元)	0.70	13.57	20.56	32.16	42.89
增长率	-55.97%	1838.57%	51.54%	56.41%	33.37%
毛利 (亿元)	0.18	8.54	13.11	20.58	27.69
主营毛利率	25.32%	62.95%	63.75%	64.00%	64.56%
光伏发电					
收入 (亿元)		10.05	13.25	19.58	22.87
增长率			31.81%	47.82%	38.00%
毛利 (亿元)		6.12	8.08	11.94	13.95
毛利率		60.92%	61.00%	61.00%	61.00%
风力发电					
收入 (亿元)		3.43	7.22	12.46	19.87
增长率			110.63%	72.50%	30.00%
毛利 (亿元)		2.35	4.95	8.54	13.61
毛利率		68.55%	68.50%	68.50%	68.50%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

考虑到公司主营新能源发电，我们选择晶科科技、节能风电、三峡能源作为可比公司。

晶科科技：主营光伏电站运营及光伏电站 EPC 业务。2020 年营业收入中光伏电站运营收入 28.8 亿元，光伏电站 EPC 业务收入 6.4 亿元。

节能风电：主营风力发电运营业务。截止 2020 年底，风电装机容量 3.2GW，2020 年风力发电收入 26.6 亿元，其他收入 0.1 亿元。

三峡能源：主营光伏、风电运营。截止 2021 年 6 月底，光伏装机 6.8GW，风电装机 9.4GW。2021 年上半年光伏、风电发电收入分别为 24.4、53.7 亿元，水电发电收入 1.1 亿元。

可比公司当前股价对应 21/22 年 PE 均值为 42/33 倍，公司当前股价对应 21/22 年 PE 为 45/22 倍，公司 21 年估值略高于可比公司，22 年估值显著低于可比公司。

表 13：可比公司估值比较

公司名称	收盘价 (元)		EPS (元)			PE (X)			CAGR -3/2020	PEG -2021	市值 (亿元)	
	2021/10/29	2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E				2023E
晶科科技	9.72	0.19	0.19	0.22	0.30	51	52	44	33	15.81%	3.28	268.81
节能风电	7.35	0.12	0.21	0.28	0.32	61	35	26	23	38.48%	0.91	368.46
三峡能源	7.24	0.18	0.18	0.26	0.31	40	40	28	23	19.67%	2.03	2068.54
平均值						51	42	33	26	24.65%	2.07	
金开新能	12.51	0.04	0.28	0.57	0.86	341	45	22	15	186.12%	0.24	192.20

资料来源：金开新能数据为光大证券研究所预测，其余为 wind 一致性预期

我们预计公司 21-23 年净利润分别为 4.30/8.74/13.2 亿元，对应 EPS 分别为 0.28/0.57/0.86 元，当前股价对应 21-23 年 PE 分别为 45/22/15 倍。公司股东背景雄厚，布局新能源运营且谋划长远，未来盈利能力将受益于“碳中和”背景下绿电需求提升而持续改善，**首次覆盖给予“买入”评级。**

风险提示：各地方政府推进风光电站建设不及预期；光伏、风电行业原材料价格大幅上涨影响公司盈利能力；电网灵活性改造及储能设施建设力度不及预期从而影响消纳；公司获取可再生能源指标不及预期。

表 14：金开新能业绩预测和估值指标

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (百万元)	70	1,357	2,056	3,216	4,289
营业收入增长率	-56.08%	1845.07%	51.54%	56.41%	33.37%
净利润 (百万元)	(226.52)	56.37	429.63	874.06	1,320.34
净利润增长率	NA	NA	662.19%	103.45%	51.06%
EPS (元)	-0.15	0.04	0.28	0.57	0.86
ROE (归属母公司) (摊薄)	-1908.96%	1.78%	8.72%	15.31%	19.28%
P/E	NA	341	45	22	15
P/B	438.8	4.8	3.9	3.4	2.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2021 年 10 月 29 日；2021.7.2 因增发导致股本增加 314.86 百万股，2019 年末、2020 年末、目前的股本分别为 416.27、1221.50、1536.36 百万股

3.2、三峡能源：海上风电引领者，风光协同发展

电力行业最大 IPO，新能源运营商 A 股市值领先。三峡能源 2021 年 6 月正式在沪市主板上市，是国内电力行业历史上规模最大 IPO，也是 A 股市值最高的新能源运营商上市公司。主要发展海上风电，辅助发展陆上风电和光伏发电，同时开展抽水蓄能、储能、氢能等业务。主要投资与新能源业务关联度高的相关产业，基本形成了风电、太阳能、战略投资等相互支撑、协同发展的业务格局。2021 年前三季度，公司实现营收 111.5 亿元，同比+37.7%，实现归母净利润 40.0 亿元，同比+42.2%。

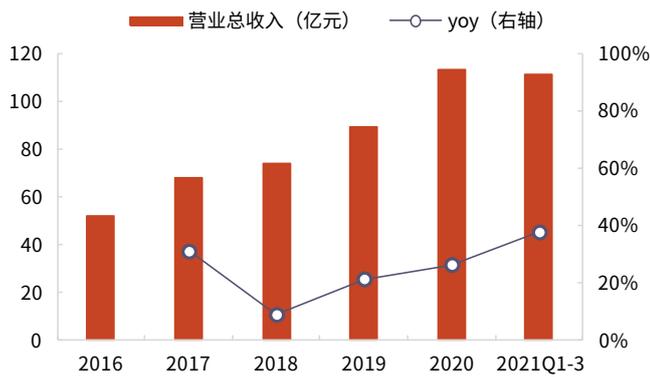
区位优势明显，覆盖业务广泛。截至 2021 年 6 月，三峡能源业务覆盖了全国 30 个省、自治区和直辖市，业务分布范围广，集中连片规模化开发海上风电。三峡新能源陆上风电项目包括内蒙古、新疆、云南等地；海上风电项目正在进行

广东、福建、江苏、辽宁和山东等地的前期工作，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、河北等省区。

海上风电优势明显，位居全国前列。三峡能源作为国内最早布局海上风电的企业之一，三峡能源的先发优势明显，海上风电资源储备居国内前列。截止 2021 年 6 月底已投运规模 149 万千瓦，在建规模 294 万千瓦，排名行业第一，占全国全部海上风电在建规模的比例约 20%，集中连片规模化开发格局成型，并积极探索海上风电技术创新，在江苏响水、大连庄河、东海、阳江等地建设海上风电项目及相关设施。

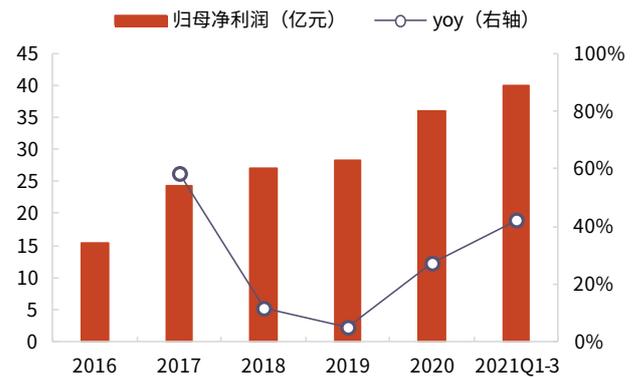
风光共同发展，装机总量大。三峡能源 2021 年上半年已并网风电、光伏以及中小水电装机规模超 1600 万千瓦。其中风力发电和光伏发电为主要发电方式，风电 941.1 万千瓦（海上风电 148.7 万千瓦、陆上风电为 797.4 万千瓦），光伏发电为 679.8 万千瓦。根据公司“十四五”战略规划目标，未来 5 年新能源的年均新增装机规模将达到 15GW。2021 年前三季度累计总发电量为 236.70 亿千瓦时，较上年同比增加 42.70%。陆上风电完成发电量 133.35 亿千瓦时，较上年同期增加 42.47%；海上风电完成发电量 26.32 亿千瓦时，较上年同期增加 57.98%；光伏发电完成发电量 70.98 亿千瓦时，较上年同期增加 41.82%。

图 16：2016-2021 前三季度公司营收及同比增速



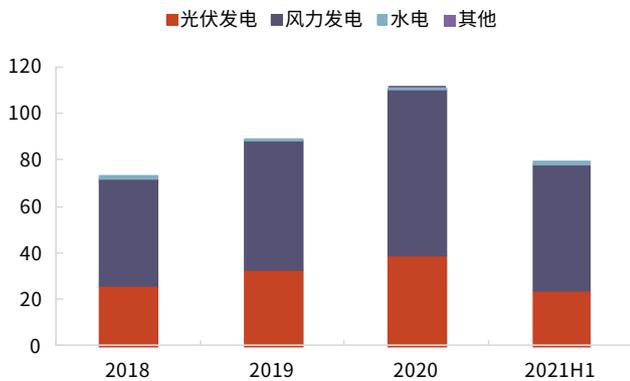
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 17：2016-2021 前三季度公司归母净利润及同比增速



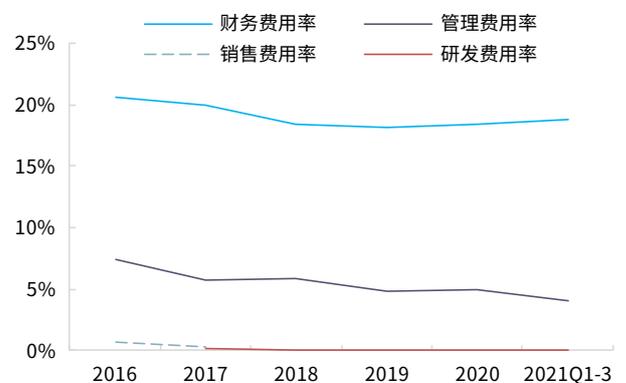
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 18：公司分部业务营收



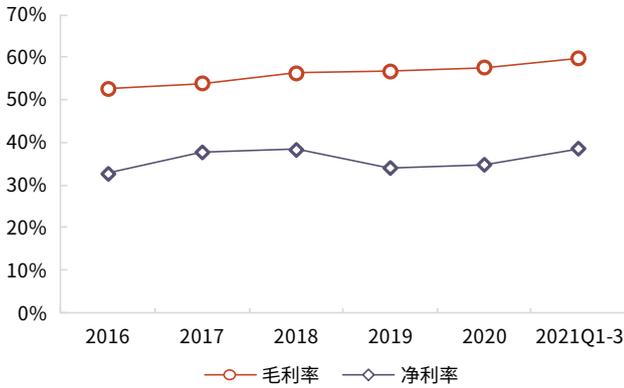
资料来源：WIND、光大证券研究所；单位：亿元

图 19：公司各项费用率情况



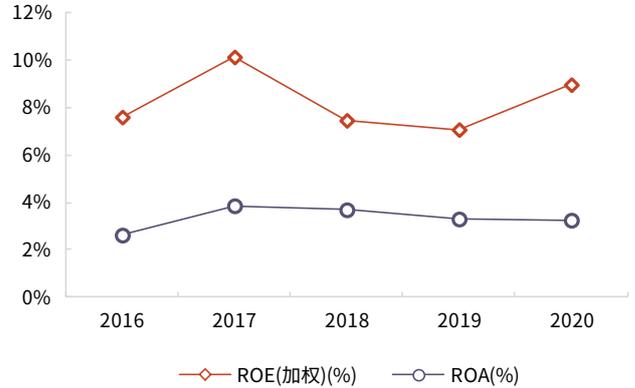
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 20: 公司毛利率和净利率



资料来源: WIND、光大证券研究所

图 21: 公司 ROE 和 ROA



资料来源: WIND、光大证券研究所

盈利预测、估值与评级

关键假设: 公司主要业务包括光伏发电和风力发电, 其中:

光伏发电: 截止 2020 年底, 公司光伏装机规模 6.5GW, 公司规划每年合计新增装机 5GW 以上, 公司上市后资金实力进一步增强, 我们预计 21-23 年光伏累计装机达到 10/12/14GW, 由于公司存量装机量较大, 假设度电收入按照 3% 的速度下降, 即 21-23 年分别为 0.57/0.56/0.54 元/千瓦时, 光伏发电营收 61.5/74.9/88.5 亿元, 预计 21-23 年毛利率分别为 58%/58%/58%。

风力发电: 截止 2020 年底, 公司风电装机规模 8.9GW, 公司规划每年合计新增装机 5GW 以上, 公司上市后资金实力进一步增强, 我们预计 21-23 年风电累计装机达到 10/16/22GW, 假设度电收入按照 3% 的速度下降, 即 21-23 年分别为 0.44/0.42/0.41 元/千瓦时, 风力发电营收 83.2/132.6/181.3 亿元, 预计 21-23 年毛利率分别为 58.5%/59%/59%。

我们预计公司 21-23 年营业收入分别为 147.5/210.6/273.4 亿元, 同比增长 30.3%/42.8%/29.8%, 毛利率分别为 58.1%/58.5%/58.5%, 净利润分别为 60.06/88.10/116.90 亿元。

表 15: 三峡能源营业收入盈利预测表

项目	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
主营收入 (百万元)	8,956.64	11,314.93	14,746.21	21,056.71	27,338.71
增长率	21.32%	26.33%	30.33%	42.79%	29.83%
毛利 (百万元)	5,082.21	6,527.35	8,567.44	12,315.48	16,004.34
主营毛利率	56.74%	57.69%	58.10%	58.49%	58.54%
光伏发电					
收入 (百万元)	3,317.65	3,933.00	6,147.07	7,489.08	8,852.99
增长率	29.24%	18.55%	56.29%	21.83%	18.21%
毛利 (百万元)	1,845.59	2,270.14	3,565.30	4,343.67	5,134.73
毛利率	55.63%	57.72%	58.00%	58.00%	58.00%
风力发电					
收入 (百万元)	5,482.78	7,135.00	8,322.66	13,256.69	18,134.47

增长率	17.99%	30.13%	16.65%	59.28%	36.79%
毛利 (百万元)	3,173.94	4,138.30	4,868.76	7,821.44	10,699.33
毛利率	57.89%	58.00%	58.50%	59.00%	59.00%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

考虑到公司主营新能源发电, 我们选择晶科科技、节能风电、江苏新能作为可比公司。

晶科科技: 主营光伏电站运营及光伏电站 EPC 业务。2020 年营业收入中光伏电站运营收入 28.8 亿元, 光伏电站 EPC 业务收入 6.4 亿元。

节能风电: 主营风力发电运营业务。截止 2020 年底, 风电装机容量 3.2GW, 2020 年风力发电收入 26.6 亿元, 其他收入 0.1 亿元。

江苏新能: 主营新能源投资建设运营, 截止 2020 年底, 风电装机容量 99.9 万千瓦, 生物质发电装机容量 11.5 万千瓦, 光伏发电装机容量 9.2 万千瓦。2020 年营收中, 风电营收 8.8 亿元, 生物质发电营收 4.7 亿元, 光伏发电营收 1.1 亿元, 另有供水和水业务营收 0.8 亿元。

可比公司当前股价对应 21/22 年 PE 均值为 40/31 倍, 公司当前股价对应 21/22 年 PE 为 34/23 倍, 低于可比公司。

表 16: 可比公司估值比较

公司名称	收盘价 (元)		EPS (元)			PE (X)				CAGR -3/2020	PEG -2021	市值 (亿元)
	2021/10/29	2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E			
晶科科技	9.72	0.19	0.19	0.22	0.30	51	52	44	33	15.81%	3.28	268.81
节能风电	7.35	0.12	0.21	0.28	0.32	61	35	26	23	38.48%	0.91	368.46
江苏新能	28.63	0.25	0.88	1.21	1.35	115	32	24	21	75.44%	0.43	176.93
平均值						76	40	31	26	43.24%	1.54	
三峡能源	7.24	0.13	0.21	0.31	0.41	57	34	23	18	47.93%	0.72	2068.54

资料来源: 三峡能源数据为光大证券研究所预测, 其余为 Wind 一致性预期

我们预计公司 21-23 年净利润分别为 60.06/88.10/116.90 亿元, 对应 EPS 分别为 0.21/0.31/0.41 元, 当前股价对应 21-23 年 PE 分别为 34/23/18 倍。公司是三峡集团旗下新能源运营平台, 海上风电引领者, 受益于“碳中和”背景下绿电需求提升, 首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示: 各地方政府推进风光电站建设不及预期; 光伏、风电行业原材料价格大幅上涨影响公司盈利能力; 电网灵活性改造及储能设施建设力度不及预期从而影响消纳; 海上风电降本进度不及预期。

表 17: 三峡能源业绩预测和估值指标

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (百万元)	8,957	11,315	14,746	21,057	27,339
营业收入增长率	21.32%	26.33%	30.33%	42.79%	29.83%
净利润 (百万元)	2,840	3,611	6,006	8,810	11,690
净利润增长率	4.84%	27.16%	66.32%	46.70%	32.68%
EPS (元)	0.10	0.13	0.21	0.31	0.41
ROE (归属母公司) (摊薄)	7.38%	8.62%	12.53%	15.89%	17.91%
P/E	73	57	34	23	18
P/B	3.8	3.5	4.3	3.7	3.2

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2021 年 10 月 29 日; 发行前股本 20000 百万股, 2021.6.30 由于新股上市增加股本 8571 百万股至 28571 百万股

3.3、 太阳能：光伏运营行业龙头，拟定增加大光伏电站建设

战略聚焦，深耕太阳能光伏电站领域三十余年。太阳能成立于1987年，于1996年2月在深交所上市，主要业务以太阳能光伏电站的投资运营为主，主要产品为电力以及太阳能电池组件。公司实控人为中国节能环保集团有限公司，截止2021年6月底持股31.37%。2020年公司实现营业收入53.05亿元（同比+5.9%），归母净利润10.28亿元（同比+12.9%）。2021前三季度营收52.1亿元（同比+38.1%），归母净利润11.9亿元（同比+21.3%）。

公司是光伏运营行业龙头，依托央企平台发展。公司目前光伏发电业务范围覆盖全国18个地区和省份，在各个区域均有分公司进行统一运营管理，为可持续发展提供了有力的保证。公司积极参与一县一企项目，节能云平台的应用将更加高效的帮助企业实现电站的运维。作为中国节能太阳能业务的唯一平台，公司积极承担国有企业责任，利用在相关业务领域的专业经验和资源整合能力，结合控股股东产业集团的优势推进业务快速发展，提升经营业绩。

公司受政策利好，通过长期耕耘构建起技术和人才壁垒。风光大基地加速发展的趋势下，光伏产业将持续发展，公司力争到2025年末实现光伏电站累计装机20GW，光伏制造板块实现电池组件产能超26GW。公司拥有国家级CNAS实验室、获得TUV莱茵目击实验室资质、另拥有江苏省(中节能)晶硅太阳能电池及组件工程技术研究中心、江苏省企业技术中心等14个研发平台。目前，公司获得国家级博士后工作站资质，为公司带来高于行业水平的产品研发能力。

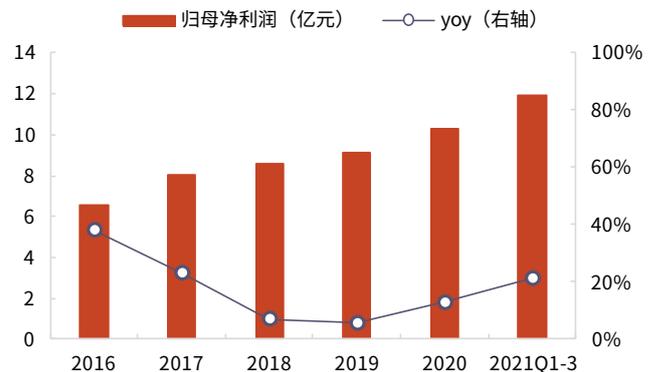
定增加码光伏电站建设，业绩经营持续向好。公司于2021年9月推出非公开发行股票预案，拟向不超过35名特定对象定增不超过约9.02亿股股票，募集资金不超过60亿元，用于光伏电站项目建设。此次计划意在响应国家“碳达峰、碳中和”战略，进一步增强资本实力，缓解资金压力改善财务状况，支持光伏运营业务布局和装机容量持续扩大。光伏组件价格对电站的建设成本及未来的营业成本影响较大，随着硅料价格趋于平稳，公司业绩有望进一步上升。

图 22：2016-2021 前三季度公司营收及同比增速



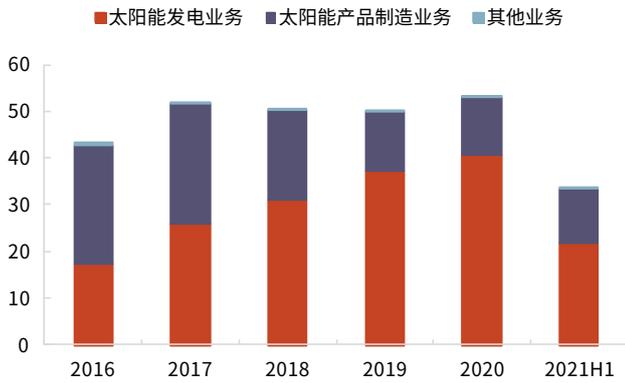
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 23：2016-2021 前三季度公司归母净利润及同比增速



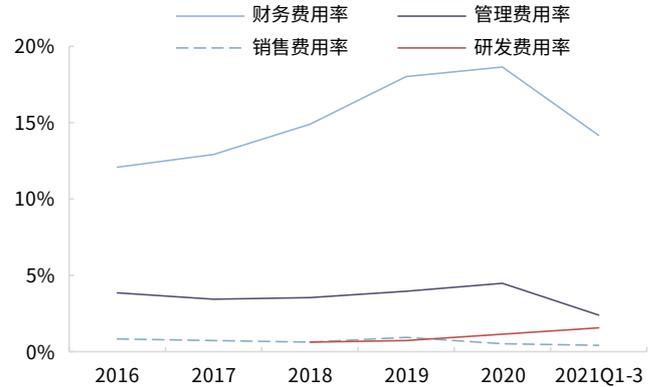
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 24：公司分部业务营收



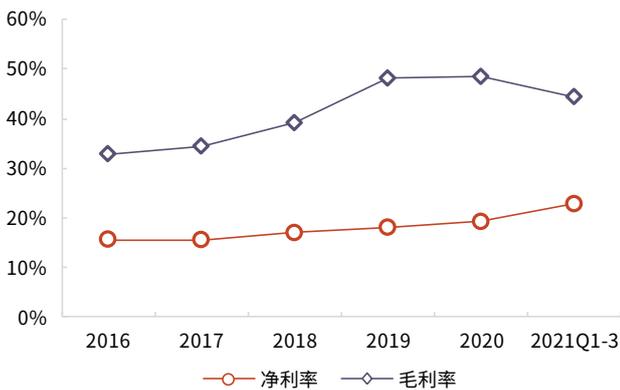
资料来源：WIND、光大证券研究所；单位：亿元

图 25：公司各项费用率情况



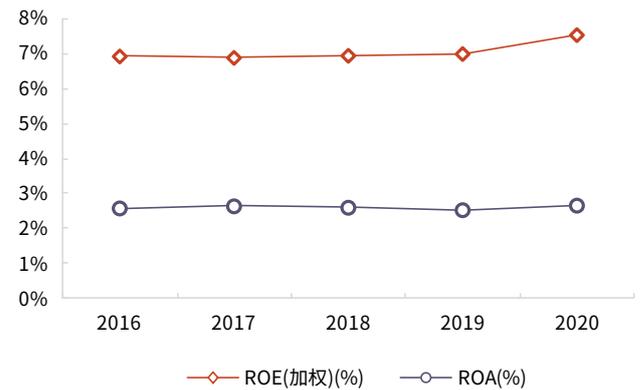
资料来源：WIND、光大证券研究所

图 26：公司毛利率和净利率



资料来源：WIND、光大证券研究所

图 27：公司 ROE 和 ROA



资料来源：WIND、光大证券研究所

盈利预测、估值与评级

关键假设：公司主要业务包括太阳能发电和太阳能产品制造，其中：

太阳能发电：截止 2020 年底，公司光伏装机规模 4.24GW，公司规划到 2025 年累计装机达到 20GW，我们预计 21-23 年光伏累计装机达到 5/6.8/10.5GW，由于预计新增装机速度提升，假设度电收入按照 5% 的速度下降，即 21-23 年分别为 0.73/0.69/0.66 元/千瓦时，21-23 年光伏发电营收 47.3/61.1/89.7 亿元，预计 21-23 年毛利率分别为 64.2%/64.2%/64.2%。

太阳能产品制造：2020 年公司组件销售规模 1.0GW，公司持续推进产线升级，截止 2021 年 6 月底已形成高效组件产能 2GW，并分三期实施年产 4.5GW 组件项目，受市场及自身旺盛需求拉动，我们预计 21-23 年组件销售达到 1.8/2.3/3.0GW，单价分别为 1.19/1.01/0.86 元/W，分部营收 22.1/24.0/25.5 亿元，考虑到 2022 年硅料价格大概率下行，预计 21-23 年毛利率分别为 0.5%/2%/3%。

我们预计公司 21-23 年营业收入分别为 69.6/85.4/115.5 亿元，同比增长 31.3%/22.6%/35.2%，毛利率分别为 43.6%/46.3%/50.4%，净利润分别为 12.44/18.47/32.11 亿元。

表 4：太阳能营业收入盈利预测表

项目	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
主营收入（百万元）	5,011	5,305	6,963	8,541	11,546
增长率	-0.5%	5.9%	31.3%	22.6%	35.2%
毛利（百万元）	2,410	2,569	3,034	3,956	5,815
主营毛利率	48.1%	48.4%	43.6%	46.3%	50.4%
太阳能发电					
收入（百万元）	3,721	4,056	4,732	6,113	8,968
增长率	19.7%	9.0%	16.7%	29.2%	38.0%
毛利（百万元）	2,370	2,602	3,035	3,922	5,753
毛利率	63.7%	64.2%	64.2%	64.2%	64.2%
太阳能产品制造					
收入（百万元）	1,269	1,227	2,208	2,402	2,553
增长率	-33.4%	-3.3%	80.0%	8.8%	30.0%
毛利（百万元）	48	-20	11	48	77
毛利率	3.8%	-1.7%	0.5%	2.0%	3.0%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

考虑到公司主营新能源发电，我们选择晶科科技、节能风电、江苏新能作为可比公司。

晶科科技：主营光伏电站运营及光伏电站 EPC 业务。2020 年营业收入中光伏电站运营收入 28.8 亿元，光伏电站 EPC 业务收入 6.4 亿元。

节能风电：主营风力发电运营业务。截止 2020 年底，风电装机容量 3.2GW，2020 年风力发电收入 26.6 亿元，其他收入 0.1 亿元。

江苏新能：主营新能源投资建设运营，截止 2020 年底，风电装机容量 99.9 万千瓦，生物质发电装机容量 11.5 万千瓦，光伏发电装机容量 9.2 万千瓦。2020 年营收中，风电营收 8.8 亿元，生物质发电营收 4.7 亿元，光伏发电营收 1.1 亿元，另有供水和水业务营收 0.8 亿元。

可比公司当前股价对应 21/22 年 PE 均值为 40/31 倍，公司当前股价对应 21/22 年 PE 为 27/18 倍，低于可比公司。

表 19：可比公司估值比较

公司名称	收盘价 (元)	EPS (元)					PE (X)				CAGR -3/2020	PEG -2021	市值 (亿元)
	2021/10/29	2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E				
晶科科技	9.72	0.19	0.19	0.22	0.30	51	52	44	33	15.81%	3.28	268.81	
节能风电	7.35	0.12	0.21	0.28	0.32	61	35	26	23	38.48%	0.91	368.46	
江苏新能	28.63	0.25	0.88	1.21	1.35	115	32	24	21	75.44%	0.43	176.93	
平均值						76	40	31	26	43.24%	1.54		
太阳能	11.14	0.34	0.41	0.61	1.07	33	27	18	10	46.18%	0.58	334.99	

资料来源：太阳能数据为光大证券研究所预测，其余为 Wind 一致性预期

我们预计公司 21-23 年净利润分别为 12.44/18.47/32.11 亿元，对应 EPS 分别为 0.41/0.61/1.07 元，当前股价对应 21-23 年 PE 分别为 27/18/10 倍。公司深耕光伏运营领域多年，经验丰富，受益于“碳中和”背景下绿电需求提升，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示：各地方政府推进风光电站建设不及预期；光伏、风电行业原材料价格大幅上涨影响公司盈利能力；电网灵活性改造及储能设施建设力度不及预期从而影响消纳；可再生能源补贴拖欠风险。

表 20：太阳能业绩预测和估值指标

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入（百万元）	5,011	5,305	6,963	8,541	11,546
营业收入增长率	-0.51%	5.87%	31.26%	22.65%	35.20%
净利润（百万元）	911	1,028	1,244	1,847	3,211
净利润增长率	5.65%	12.86%	20.97%	48.52%	73.87%
EPS（元）	0.30	0.34	0.41	0.61	1.07
ROE（归属母公司）（摊薄）	6.83%	7.32%	8.34%	11.19%	16.59%
P/E	37	33	27	18	10
P/B	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2021 年 10 月 29 日

3.4、晶科科技：营收边际改善，运维收入高速增长

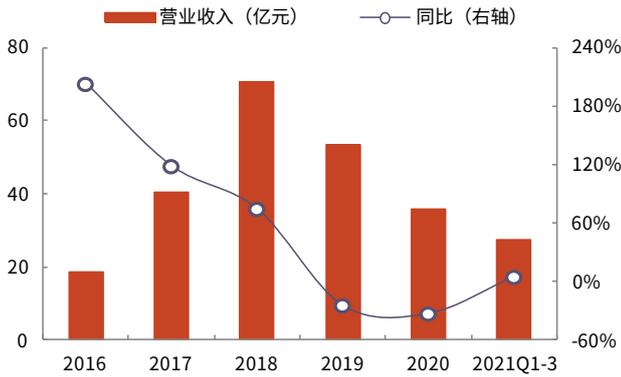
资产结构调整，毛利率微降，运维收入高增。公司主营业务分为光伏电站运营和光伏电站 EPC 两大板块，在光伏整县推进中表现亮眼，与多地政府签约。2021 年前三季度，公司实现营业收入 27.6 亿元，同比增长 4.72%；实现归属于母公司的净利润 3.54 亿元，同比下降 11.48%。主要系公司部分存量电站出售、平价及竞价项目陆续并网，补贴项目出售导致的发电业务毛利下降所致。公司运维实力行业领先，截止 2021 年 6 月末运维总规模近 5GW，代运维规模约 1.88GW。2021 年上半年实现运维收入总计 4075.89 万元，同比增长 92.39%。

EPC 订单充足，回款较好，运维收入稳步增长。2021 年上半年，公司 EPC 业务完成合同签约规模约 228.90MW，实现收入 4.08 亿元，同比增长 33.28%，回款 7.45 亿元，应收账款余额较年初下降约 26%。同时，公司新签基地开发订单规模 10.8GW。

可转债发行成功，坚定光伏布局。公司通过发行可转债，每股发行价格 5.48 元，成功募资近 30 亿元，主要用于清远市三排镇 100MW 光伏农光互补、铜陵市西联镇渔光互补、金塔县 49MW 光伏、渭南西固镇 200MW 光伏以及讷河市 125.3MW 光伏项目建设。上半年公司完成自持电站工程并网量约 131.56MW，预计 2021、2022 年公司运营规模分别增加 1.5GW 和 2.5GW。

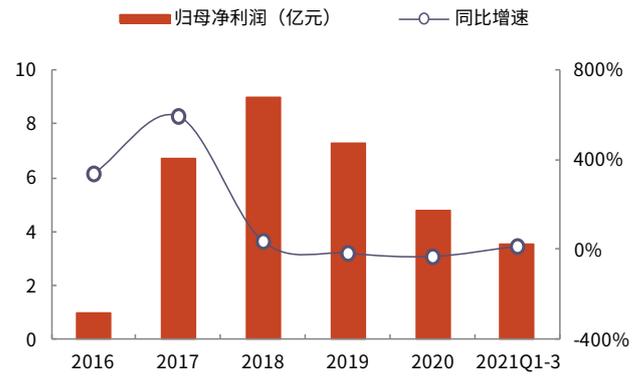
资源整合能力突出，逐步推进能源服务等创新业务。国外方面，公司与法国电力集团(EDF)、阿布扎比未来能源公司(Masdar)、MetitoUtilities、AlJomaih 水电公司等多个全球能源巨头展开业务合作，凭借技术优势陆续中标阿布扎比 2100MW、西班牙 182.5MW 等多个海外项目。国内方面，公司逐步推动综合能源服务，提升度电利润，上半年完成签约电量 24.2 亿千瓦时，签约客户 1,162 家，新增客户 663 家，服务范围覆盖五省 35 个地市。

图 28: 2016-2021 前三季度公司营收及同比增速



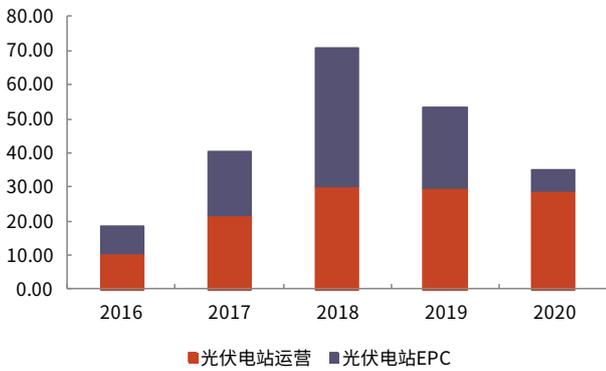
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 29: 2016-2021 前三季度公司归母净利润及同比增速



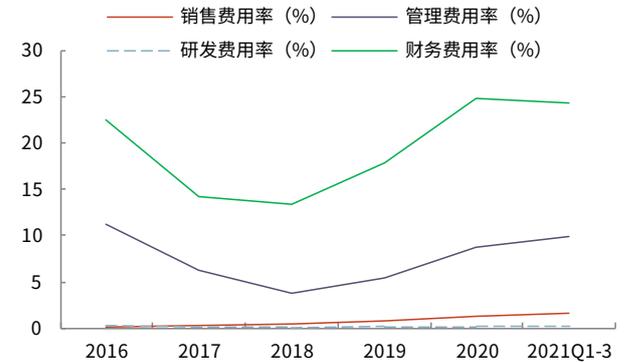
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 30: 公司分部业务营收



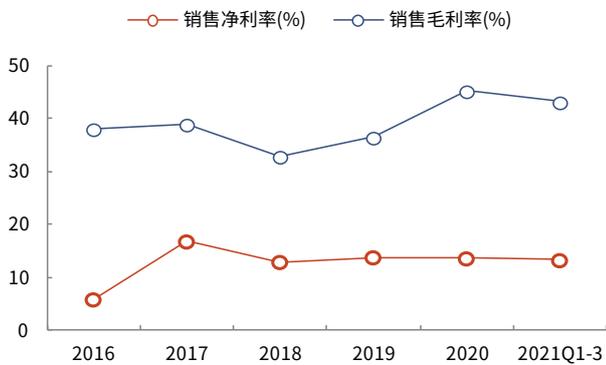
资料来源: WIND、光大证券研究所; 单位: 亿元

图 31: 公司各项费用率情况



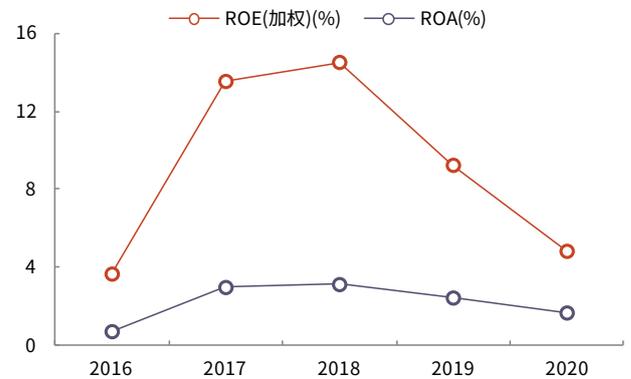
资料来源: WIND、光大证券研究所

图 32: 公司毛利率和净利率



资料来源: WIND、光大证券研究所

图 33: 公司 ROE 和 ROA



资料来源: WIND、光大证券研究所

盈利预测、估值与评级

关键假设：公司主要业务包括光伏电站运营和光伏电站 EPC，其中：

光伏电站运营：截止 2020 年底，公司光伏装机规模 3.08GW，根据公司在手现金及已获指标情况，我们预计 21-23 年光伏累计装机达到 3.6/4.0/4.4GW，平均电价达到 0.79/0.73/0.68 元/度，光伏发电营收 29.43/31.93/34.5 亿元，预计 21-23 年毛利率分别为 52%/53%/53%。

光伏电站 EPC：2021 年上半年，公司获得各省项目开发指标规模 454.47MW，签约基地开发协议规模 10.8GW。预计 21-23 年光伏电站 EPC 确认收入装机规模 300/450/620MW，营收 9.0/12.8/16.8 亿元，预计 21-23 年毛利率分别为 4%/5%/5%。

我们预计公司 21-23 年营业收入分别为 38.43/44.75/51.29 亿元，同比增长 7.1%/16.5%/14.6%，毛利率分别为 40.8%/39.2%/37.3%，净利润分别为 5.60/6.75/9.23 亿元。

表 21：晶科科技营业收入盈利预测表

项目	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
主营收入 (亿元)	53.40	35.88	38.43	44.75	51.29
增长率	-24.4%	-32.8%	7.1%	16.5%	14.6%
毛利 (亿元)	19.46	16.21	15.66	17.56	19.13
主营毛利率	36.44%	45.20%	40.8%	39.2%	37.3%
光伏电站运营					
收入 (亿元)	29.58	28.82	29.43	31.93	34.50
增长率	-2.3%	-2.6%	2.1%	8.5%	38.0%
毛利 (亿元)	17.00	15.88	15.30	16.92	18.29
毛利率	57.5%	55.1%	52.0%	53.0%	53.0%
光伏电站 EPC					
收入 (亿元)	23.81	6.42	9.00	12.83	16.79
增长率	-41.0%	-73.0%	40.2%	42.5%	30.9%
毛利 (亿元)	2.46	0.27	0.36	0.64	0.84
毛利率	10.32%	4.21%	4.0%	5.0%	5.0%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

考虑到公司主营新能源发电及光伏 EPC 业务，我们选择天合光能、三峡能源、节能风电作为可比公司。

天合光能：主要业务包括光伏产品、光伏系统（包含电站业务和系统产品）、智慧能源（主要包含光伏运维、云平台等）三大板块。2020 年光伏组件营收 220.5 亿元，电站业务采用“滚动开发、滚动销售”模式，实现营收 21.0 亿元，系统产品营收 40.0 亿元，智慧能源实现营收 9.2 亿元。

三峡能源：主营光伏、风电运营。截止 2021 年 6 月底，光伏装机 6.8GW，风电装机 9.4GW。2021 年上半年光伏、风电发电收入分别为 24.4、53.7 亿元，水电发电收入 1.1 亿元。

节能风电：主营风力发电运营业务。截止 2020 年底，风电装机容量 3.2GW，2020 年风力发电收入 26.6 亿元，其他收入 0.1 亿元。

可比公司当前股价对应 21/22 年 PE 均值为 52/34 倍，公司当前股价对应 21/22 年 PE 为 48/40 倍。

表 22：可比公司估值比较

公司名称	收盘价 (元)	EPS (元)					PE (X)				CAGR -3/2020	PEG -2021	市值 (亿元)
	2021/10/29	2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E				
天合光能	78.30	0.64	0.95	1.62	2.12	122	82	48	37	49.13%	1.67	1619.26	
节能风电	7.35	0.12	0.21	0.28	0.32	61	35	26	23	38.48%	0.91	368.46	
三峡能源	7.24	0.18	0.18	0.26	0.31	40	40	28	23	19.67%	2.03	2068.54	
平均值						75	52	34	28	35.76%	1.54		
晶科科技	9.72	0.17	0.20	0.24	0.33	56	48	40	29	24.69%	1.94	268.81	

资料来源：晶科科技为光大证券研究所预测，其余为 Wind 一致性预期

我们预计公司 21-23 年净利润分别为 5.60/6.75/9.23 亿元，对应 EPS 分别为 0.20/0.24/0.33 元，当前股价对应 21-23 年 PE 分别为 48/40/29 倍。公司大力布局分布式光伏整县推进，未来两年业绩增速有望随着各地方加大推进整县分布式项目建设而快速提升，同时传统风光运营资产的盈利能力亦将受益于“碳中和”背景下绿电需求的提升而稳步增加，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示：各地方政府推进风光电站建设不及预期；光伏、风电行业原材料价格大幅上涨影响公司盈利能力；电网灵活性改造及储能设施建设力度不及预期从而影响消纳，整县制推进不及预期。

表 23：晶科科技业绩预测和估值指标

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (百万元)	5,340	3,588	3,843	4,475	5,129
营业收入增长率	-24.43%	-32.82%	7.11%	16.46%	14.61%
净利润 (百万元)	728.70	475.81	559.60	674.86	922.50
净利润增长率	-19.22%	-34.70%	17.61%	20.60%	36.70%
EPS (元)	0.26	0.17	0.20	0.24	0.33
ROE (归属母公司) (摊薄)	8.83%	4.30%	4.81%	5.54%	7.11%
P/E	37	56	48	40	29
P/B	2.6	2.4	2.3	2.2	2.1

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2021 年 10 月 29 日

4、风险分析

(1) **地方政府推进风光电站建设力度不及预期。**平价时代运营商会拥有更高的新能源装机建设意愿，但是仍需要国家层面的政策指引以及地方政府的配套支持，在碳中和背景下国家已有较为明确的新能源装机建设目标，但若地方政府因种种原因支持力度不及预期仍将影响风光装机量落地。

(2) **技术进步降本不及预期或原材料价格大幅上涨从而影响运营资产盈利能力。**未来风光电站的持续发展仍需要依靠其成本的不断下降从而给储能成本留出空间，若风光技术或原材料成本维持高位将极大程度影响下游运营电站盈利能力，进而影响风光装机量发展。

(3) **电网改造及储能配套设施建设不及预期。**新能源装机的快速增长，需要配套消纳设施，如特高压、储能等。若配套建设不及预期，可能造成弃风弃光率上升，影响相关公司业绩释放。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

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。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

光大新鸿基有限公司和 Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

光大新鸿基有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE