

买入

2022年9月30日

火电转型先锋，低碳能源与产业双轮驱动

- **绿电转型先锋国企：**中国电力为国家电投集团旗下子公司，主要涵盖传统火电、新能源发电以及储能等业务。公司已明确世界一流清洁能源企业战略转型，截至2022年6月30日，公司累计合并装机容量达32吉瓦，其中16吉瓦为可再生能源，较2021年新增可再生能源1.2吉瓦。目前公司可再生能源装机占比已达50%，储备可再生能源项目超过70吉瓦，预计到2023年可再生能源装机占比超70%；目标到2025年底可再生能源装机占比超过90%，可再生能源收入占比超过70%，成为世界一流绿色低碳能源供应商。
- **资产注入与股权激励加速新能源转型：**公司今年获得集团注入2.2吉瓦的清洁能源资产，是国家电投集团成立以来最大规模新能源注资，确定了在国家电投集团旗下发展新能源的重要地位。公司今年还完成俩批次股权激励，彰显公司领导层对于未来业绩增长的信心。未来集团的持续资产注入将助力公司绿电业务快速发展。我们预计未来3年公司新能源装机复合增长率将达到45%，新能源收入增速复合增长率为53%。
- **下半年煤电业务有望获得边际改善：**公司上半年煤电业务单位燃料成本同比上升40.48%。面对煤炭上半年价格高位持续运行的情况，公司稳定电煤供应，有效降低了火电业务煤炭成本，上半年标煤单价优于行业平均水平。截至8月公司长协煤覆盖率提高到80%以上，已接近煤电业务盈亏平衡点。公司上半年煤电平均上网电价同比提升22%，随着国家发改委303号文执行力度的不断加强，公司与中煤集团在煤电联营方面加深合作，下半年煤电业务有望实现扭亏为盈。
- **储能业务进入高速发展期：**公司上半年储能业务收入9.25亿元，其中6.9亿来自提供储能电站开发和组装集成工程承包服务及储能容量租赁业务。公司上半年落地储能项目合计1,137兆瓦时，目前正在开发储能项目11个，共计2,500兆瓦时。我国十四五期间新增储能装机预计将达85吉瓦时，随着国内储能市场的加速发展，公司储能装机规模有望保持至少50%的增速，公司在储能技术方向提前布局，未来有望成为公司的第二增长曲线。
- **新能源与储能业务快速发展，下半年火电盈利改善，目标价4.21港元，首次覆盖并给予买入评级：**随着中国电力未来火电业务的不断优化以及新能源、储能业务的快速发展，我们预测公司2022-2024年收入分别为439/505/555亿元，同比增长26/15/10%；归母净利润分别为23/39/58亿元，同比增长539/73/48%。我们结合行业内可比公司并采用SOTP分部估值法，决定给予公司2023年目标市值860亿港元，对应目标价4.21港元，较现价有33.3%上涨空间，给予买入评级。
- **风险因素：**新增装机不及预期、电力需求不及预期、上网电价大幅下降。

陈晓霞

+ 852-25321956

xx.chen@firstshanghai.com.hk

黄佳杰

+ 852-25321955

harry.huang@firstshanghai.com.hk

主要资料

行业	电力
股价	3.16 港元
目标价	4.21 港元 (+33.3%)
股票代码	2380.HK
已发行股本	108.33 亿股
总市值	342 亿港元
52周高/低	3.16 港元/5.608 港元
每股净资产	3.63 港元
主要股东	中电国际（香港）50.73% 国家电投香港财资（香港）3.62%

表：盈利摘要

截止12月31日	20年实际	21年实际	22年预测	23年预测	24年预测
营业额(百万元)	28,428	34,734	43,865	50,535	55,493
变动(%)		22.2%	26.3%	15.2%	9.8%
归母净利润(百万元)	1,708	-516	2,266	3,916	5,789
基本每股盈利(元)	0.17	(0.05)	0.23	0.40	0.59
变动(%)	N/A	-128.7%	N/A	72.8%	47.8%
市净率@3.16港元(倍)	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
市盈率@3.16港元(倍)	16.5	N/A	12.5	7.2	4.9
每股股息(元)	0.07	0.06	0.14	0.25	0.36
股息现价比率(%)	2.34%	1.98%	4.49%	7.75%	11.46%

股价表现



资料来源：公司资料，第一上海预测

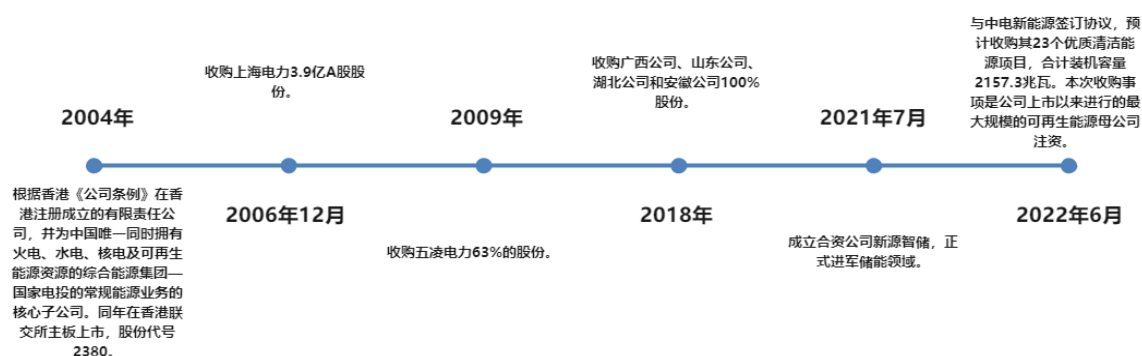
资料来源：彭博

公司介绍

中国电力于 2004 年 3 月 24 日根据香港《公司条例》在香港注册成立的有限责任公司，并为中国唯一同时拥有煤电、水电、核电及可再生能源资源的综合能源集团 - 国家电投常规能源业务的核心子公司。公司于 2004 年 10 月 15 日在香港联交所主板上市，股份代号 2380。由一开始只从事燃煤发电业务，经历超过十五年的不断开发，公司的业务已拓展至（其中包括）水力发电、风力发电、光伏发电、天然气发电、配售电及综合能源等各方面，在集团规模持续扩大的同时，各板块业务亦有序发展。

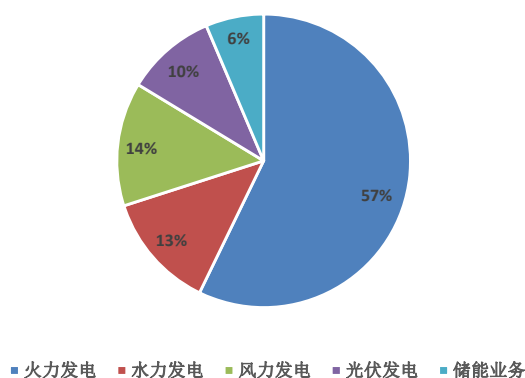
国家电投集团是全球最大的新能源运营商，可再生能源装机超过 100GW。中国电力为国家电投集团旗下子公司，主要涵盖传统火电、新能源发电以及储能等业务。中国电力拥有对国家电投集团可再生能源资产有优先收购权（除上海区域外，2004 年上市时的规定）。截至 2022 年 6 月 30 日，中电国际（香港）持有公司 50.73% 的股份，国家电投香港财资（香港）持有公司 3.62% 的股份。

图表 1: 公司发展历程



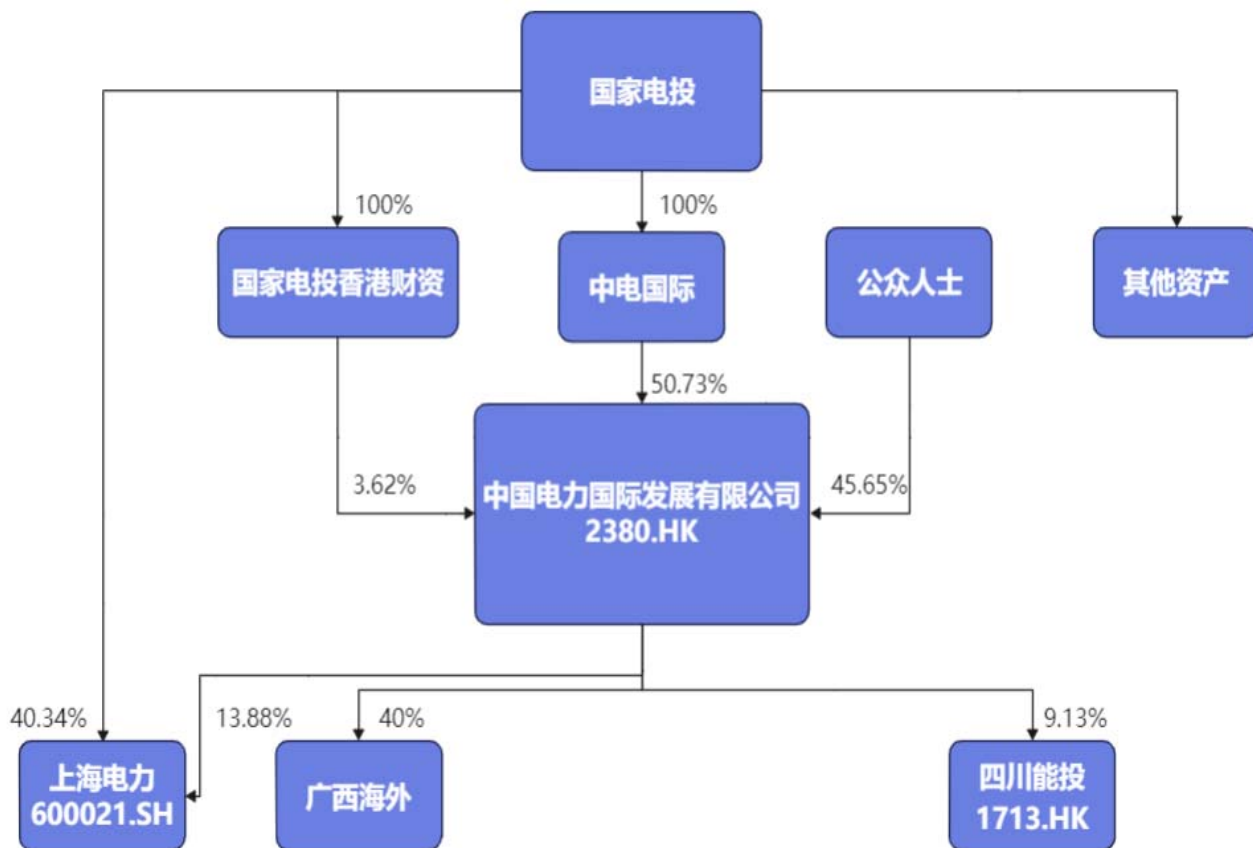
资料来源：公司资料，第一上海研究部整理

图表 2: 公司主营业务收入占比



资料来源：公司资料，第一上海研究部整理

图表 3: 股权结构



资料来源：公司资料，第一上海研究部整理

公司业务

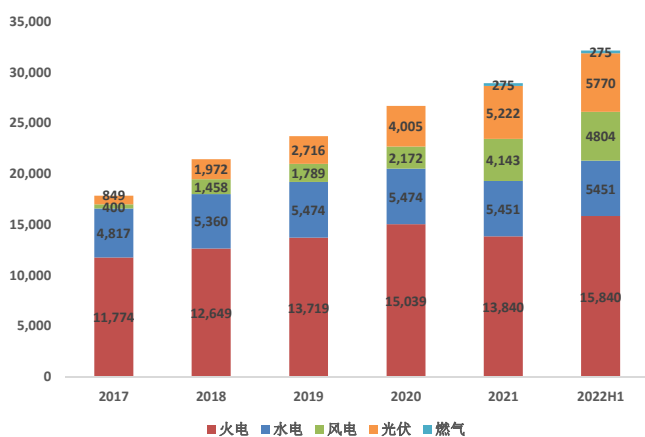
目前公司业务结构基本围绕电力销售。主营业务为传统煤电业务、新能源电力业务和储能工程承包服务业务。火力发电是公司收入最主要的来源，2019-2021年电力销售收入占比分别为66.3%/62.3%/63.5%。2022年上半年公司实现收入为人民币203.05亿元，同比增长19.68%，其中清洁能源业务的收入上涨了22.1%。公司收入增加的主要原因是由于风电、光伏装机容量的增加以及煤电业务量价同比上升所致。2022年公司净利润为14.3亿元，同比减少44.35%。净利润下降的主要原因由于煤电业务煤炭成本大幅度上升，导致分部净利润同比下降757.3%。2022年6月30日，公司合并装机容量32吉瓦。其中，清洁能源包括风电、光伏发电及水电的合并装机容量为16吉瓦，同比上升22%。2022年1-6月公司总售电量为53,045吉瓦时，同比上涨7.29%。其中公司售电量的增长主要来自于可再生能源售电量的增长，风电、光伏以及水电售电量分别同比增长72.28%/37.69%/6.09%。煤电业务上半年受疫情及同期水电发电上涨等影响，发电量同比下降1.17%。

图表 4: 公司 2019-2022 年主要经营指标 (百万元)

	2019	2020	2021	2022H1
总收入	27,763	28,428	34,734	20,305
合并装机容量 (兆瓦)	23,698	26,690	28,932	32,140
新能源发电量 (兆瓦时)	27,902,917	33,712,111	35,319,108	22,407,193
净利润	2,201	2,926	171	1,430

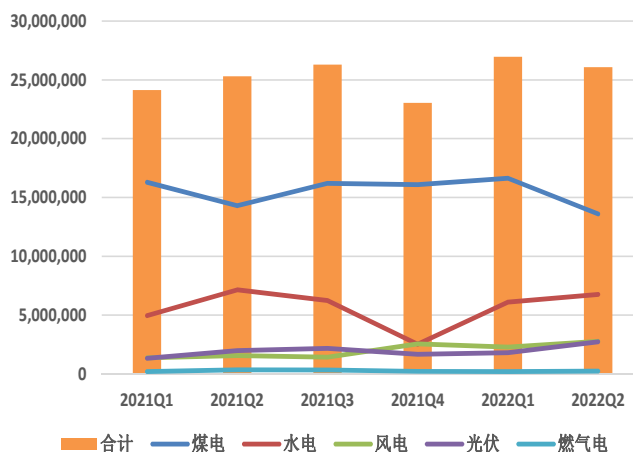
资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 5: 公司合并装机容量 (兆瓦)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 6: 公司季度售电量 (兆瓦时)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

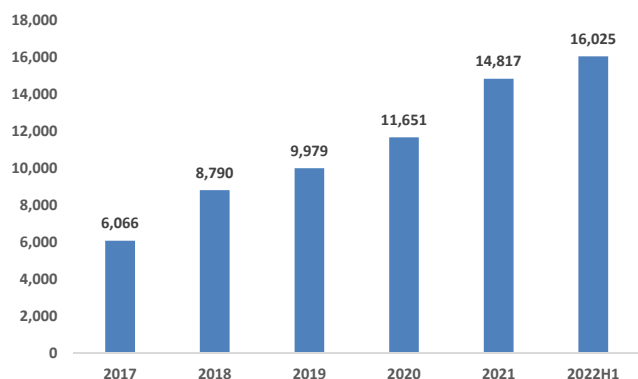
可再生能源业务持续增长

公司近年来积极发展新能源业务, 加速转型清洁能源业务。2019-2021 年, 公司清洁能源合并装机容量分别为 9,979/11,651/15,091 兆瓦, 年复合增长率为 14.78%。2019-2021 年公司清洁能源收入分别为 93.6/107.2/120.8 亿元, 年复合增长率为 8.9%。公司风电、光伏运营效率均高于全国平均水平, 2022 年上半年公司风电、光伏及水电发电机组的年平均利用小时数分别为 1099/825/2379 小时。截至 2022 年 6 月 30 日, 公司可再生能源装机占比已达 50%。

公司水电业务稳定, 电价有望企稳回升

公司目前拥有水电在运控股装机 5450 兆瓦, 对应权益装机 3497 兆瓦, 主要位于湖南、贵州和广州。其中湖南占比过半, 今年湖南已然成为全国最缺电的省份之一。根据电力规划总院测算, 2022-2024 年我国电力供需格局持续偏紧, 其中最紧张的省份集中在华中地区, 而在这三年中, 湖南均为红色预警, 偏紧格局难以改善。华中地区未来几年电力供需缺口持续扩大, 公司水电电价有望企稳回升。2022 年 7 月以来, 长江流域出现罕见的“主汛期反枯”, 公司在湖南、贵州的水电厂进入下半年以来来水偏少, 但受益于全流域梯级调度优势, 干旱天气对水电影响已降至最小; 广西长洲水电站位于珠江流域西江干流, 预计下半年来水情况正常。

图表 7: 可再生能源合并装机容量 (兆瓦)



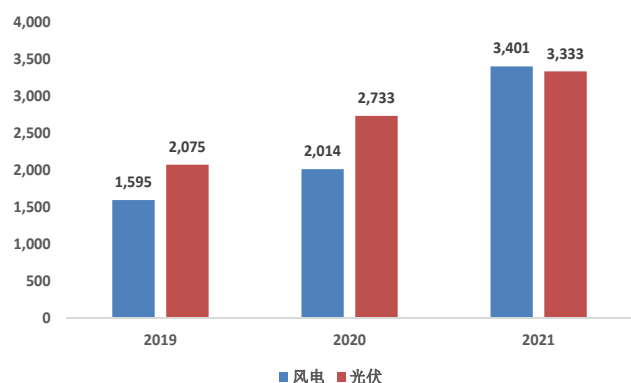
资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 8: 公司水电资产分布及装机容量

地区	项目	控股容量 (兆瓦)	权益占比	权益装机
湖南	五强溪	1,200	63%	75.6
	托口	830	63%	52.3
	凌津滩	270	63%	17
	洪江	270	63%	17
	碗米坡	240	63%	15.1
贵州	三板溪	1,000	59.85%	59.9
	白市	420	59.90%	25.2
	挂治	150	59.85%	9
广西	长洲	630	79%	49.8
其他	其他	441	9.13%-63%	

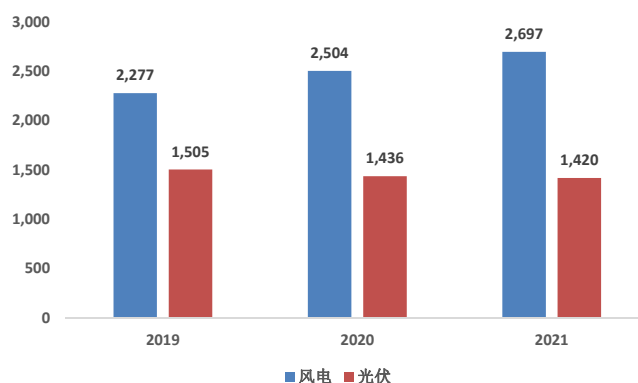
资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 9: 可再生能源发电业务售电收入 (百万元)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 10: 公司发电平均利用小时数 (小时)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

能源项目分布全国

中国电力在国内 30 多个省、市、自治区不停蹄地扩展新能源发电业务。仅以光伏发电项目为例, 中国电力一家位于山东省的附属公司海阳风电抓住了机遇, 开发该省第一个海上风电示范项目, 其亦为公司第一个海上风电项目。第一期装机容量 300 兆瓦的风力发电项目, 已于 2021 年底前全容量并网, 并在 2022 年初投入商业运营。目前, 湖北省麻城多能互补 1,000 兆瓦新能源基地项目已获得第一批指标并开工建设, 鲁北综合智慧产业园源网荷储一体化项目亦已列入山东省第二批重点基础设施建设名单。正在开展前期工作的新项目 (包括已向中国政府申请审批的项目) 装机容量总额约为 13,892.1 兆瓦, 全部皆为清洁能源项目 (包括天然气发电项目)。截至 2022 年 6 月 30 日, 公司风电、光伏业务分布甘肃、内蒙古、江苏、湖北、黑龙江、福建、海南、四川、云南、江西等省份。

图表 11：公司全国项目分布



资料来源：公司资料，第一上海研究部整理

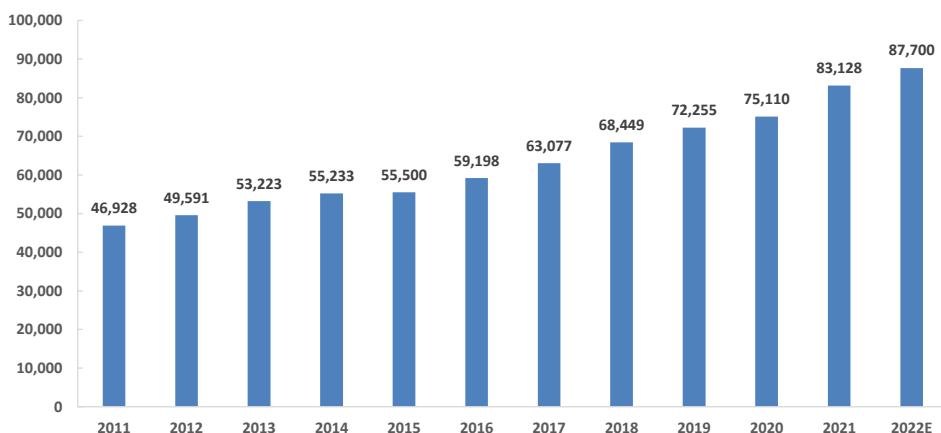
电力行业分析：煤价稳中有降、新能源大势所趋

电力供需端稳定增长

据国家能源局数据显示，2011年至2021年，我国发电量从47,306亿千瓦时增长到83,768亿千瓦时，年均复合增长率为5.88%，新能源发电量从1,980亿千瓦时增长到12,319亿千瓦时，年均复合增长率为20.06%，其中我国风电发电量从740.55亿千瓦时增长到6,556亿千瓦时，年均复合增长率为24.37%，太阳能发电量从6.05亿千瓦时增长到3,270亿千瓦时，年均复合增长率为87.62%。从电力供给结构看，全国全口径装机量和发电量持续增长。全国全口径装机容量从2017年177,703万千瓦增至2021年的242,087万千瓦，年复合增长率达7.5%。从装机量占比来看，火电装机占比从2017年的62%降至2021年的55%，火电依然是电力供应主力。此外，我国新能源装机规模增长迅速，风电发电装机容量从2011年的4,623万千瓦增长到2021年的32,848万千瓦，太阳能发电装机容量从2011年的212万千瓦增长到2021年的30,656万千瓦，预计到2030年，风电与太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。

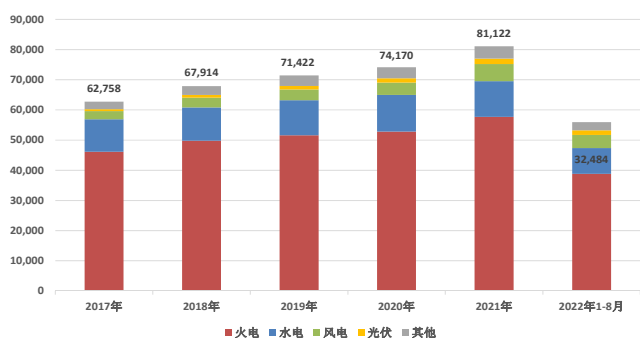
需求方面，2011年至2021年我国全社会用电量从46,928亿千瓦时增长到83,128亿千瓦时，年均复合增长率为5.88%，增长主要原因一方面由于我国经济的稳步发展，另一方面经济结构转型升级下以高技术装备制造业、信息传输和互联网服务业为代表的新兴产业快速发展对用电量需求的增加。根据中电联预测，2022年全年全社会用电量增速在5-6%之间，到2025年，全国全社会用电量为9.5万亿千瓦时，年均增速为4.8%；最大负荷为16.3亿千瓦，年均增速为5.1%。预计到2025年，我国电源装机容量为30.0亿千瓦，非化石能源发电装机占比将达到51.0%。

图表 12: 2011 年至 2021 年我国全社会用电量情况 (亿千瓦时)



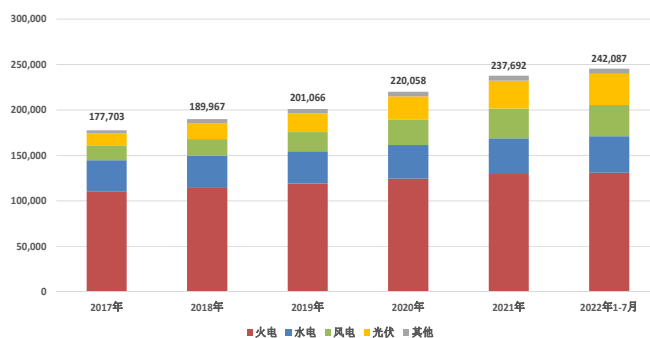
资料来源: 国家能源局、中电联, 第一上海研究部整理

图表 13: 2017-2022 年全国累计发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局, 第一上海研究部整理

图表 14: 2017-2022 年全国累计装机容量 (万千瓦)



资料来源: 国家能源局, 第一上海研究部整理

火电下半年发电量有望反弹

火电受上半年疫情影响, 需求端用电量增速放缓; 包括煤炭、石油、天然气在内的传统能源价格都处在高位。出于控制成本压力和稳定国内化石能源供应平衡的考量, 各大电厂在保供的前提下降低了火力发电量; 此外, 上半年水电表现亮眼, 平均降水量较常年同期偏多, 挤压火电发电量。2022 年 1-6 月全国火电累计发电 27,277 亿千瓦, 同比下 3.9%。但随着下半年全国将迎夏季用电高峰, 火电发电量增速有望超预期。8 月份, 全国火电发电量同比增长 14.8%。一方面得益于疫情得到有效管控, 复工复产稳步推进; 且伴随国家各项稳增长政策措施效果的显现, 第二、三产业用电需求有望大幅攀升。另一方面, 据国家气象部门消息, 今夏我国中东部大部气温偏高, 华东、华中、新疆等地可能出现阶段性高温热浪, 预计下半年再现阶段性电力紧平衡。火电目前仍是发电主体, 将主要承载着下半年用电高峰的保供任务。

煤电价格机制日渐完善, “四增一控”政策稳定煤炭市场

2021 年 10 月, 国家发改委针对“煤电顶牛”问题发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》, 扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%, 高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。2022 年 1 月, 国家发改委、国家能源局下发的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出, 到 2030 年, 全国统一电力市场体系基本建成, 适应新型电力系统要求。相关煤电机制政策的推出使得煤、电价格得到有效传导, 政策将持续改善煤电企业基础盈利。

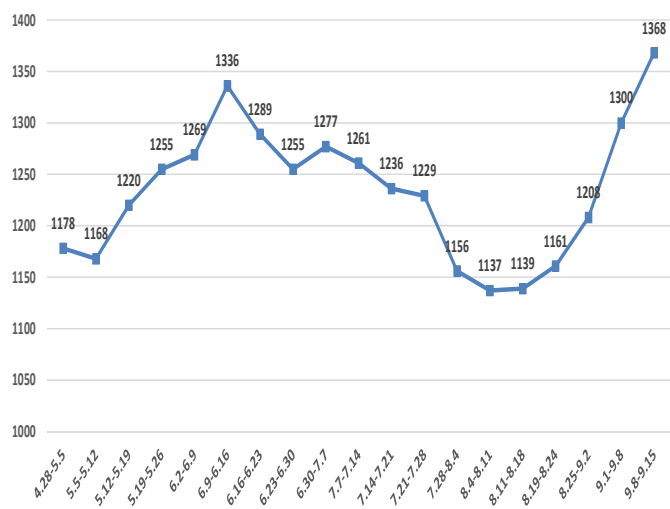
为应对国际煤炭价格暴涨，2022年3月，国家发改委召开煤电油气运视频会议，要求落实各省的属地责任，保供稳煤价，做到“四增一控”（增产能、增产量、增储备、增长协、控煤价），并明确煤炭领域哄抬价格属于违法行为。国家发改委完善煤炭市场价格形成机制，明确秦皇岛港 5500 千卡下水煤中长期交易价格每吨 570-770 元（含税），对煤价理性回归起到积极的促进作用。国家发改委还下发了做好 2022 年煤炭中长期合同监管工作的文件，对进一步签实煤炭中长期合同、加强合同履约监管作出部署安排，要求全国各省上报的都做到了 100%长协。此外，加强煤炭的增产保供工作也在稳步推进，要求增加 3 亿吨产能并维持 1260 万吨/日的产量。4 月 18 日，国家能源局近几个月已批复山西、陕西、宁夏等地多个煤矿项目，优质煤炭产能正依法合规加快释放。上半年全国煤炭产量保持高位水平，自 2 月中下旬以来，日产量在 1200 万吨以上，同比增长超过 10%。今年上半年电煤市场价格整体前涨后稳，持续在高位震荡，大型发电集团到场标煤单价同比上涨 34.5%，仍有超过一半以上的煤电企业处于亏损状态，部分企业现金流紧张。随着政策端和基本面共同发力，预计三季度煤炭价格将缓慢下行，火电企业盈利能力有望得到恢复。

图表 15: 2022 年煤价相关政策汇总

日期	发布机关	文件名称	相关内容
5月	国家发改委等六部	《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》	依据煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平，限期分批实施煤炭利用项目改造升级和淘汰。
5月	国家发改委	《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	完善煤炭市场价格形成机制，在坚持煤炭价格由市场形成的基础上，明确了价格合理区间、强化区间调控，引导煤炭价格在合理区间运行。
4月	国务院	《关于加快建设全国统一大市场的意见》	建设全国统一的能源市场。在有效保障能源安全供应的前提下，结合实现碳达峰碳中和目标任务，有序推进全国能源市场建设。进一步发挥全国煤炭交易中心作用，推动完善全国统一的煤炭交易市场。
3月	国家发展改革委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	优化煤炭产能布局，建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力。
3月	国家能源局	《2022年能源工作指导意见》	加强煤炭煤电兜底保障能力，加快推进在建煤矿建设投产。
3月	国家发改委	煤电油气运视频会议	要求落实各省的属地责任，保供稳煤价，做到“四增一控”（增产能、增产量、增储备、增长协、控煤价），并明确煤炭领域哄抬价格属于违法行为。

资料来源：国家能源局、中电联，第一上海研究部整理

图表 16: 中国沿海电煤采购价格指数（5500 大卡，元/吨）



资料来源：中电联，第一上海研究部整理

图表 17: 秦皇岛港下水煤和重点地区煤炭出矿价格合理区间

地区	热值	中长期交易价格合理区间	现货交易价格合理区间上限
秦皇岛港	5500 千卡	570-770	1155
山西	5500 千卡	370-570	855
陕西	5500 千卡	320-520	780
蒙西	5500 千卡	260-460	690
蒙东	3500 千卡	200-300	450
河北	5500 千卡	480-680	1020
黑龙江	5500 千卡	545-745	1118
山东	5500 千卡	555-755	1133
安徽	5000 千卡	545-745	1118

注：1.上述价格均为含税价格。
2.其他热值煤炭价格合理区间按热值比相应折算。
3.部分省份正在研究制定当地煤炭价格合理区间。

资料来源：国家能源局，第一上海研究部整理

新能源发电是未来发展趋势

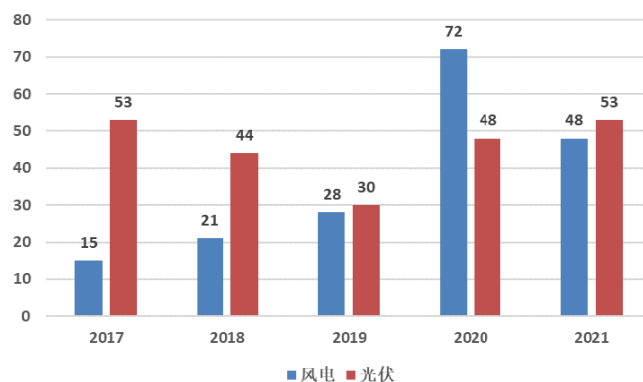
我国煤炭和石油消费占一次能源消费比例高于全球平均水平，碳排放主要源于总量居高难下的能源消费。其中，煤炭、石油消费是碳排放最主要来源。2021 年，我国煤炭消费总量占能源消费总量 56%；另外，我国能源强度约为全球平均水平的

1.5倍，是欧盟国家平均水平的2.7倍。我国全部二氧化碳排放量约有88%来自能源燃烧。若要实现碳达峰目标主要依靠减排，首当其冲应通过能源转型实现减排，并以增强科技进步、创新为突破，构建以新能源为主体的新型电力系统。新型电力系统以风力发电、光伏发电等新能源占据主要地位，煤电应由传统的基础性能源变成备用的调节性能源。随着国家“十四五”规划“碳达峰、碳中和”目标的确定，国内光伏行业将迎来大规模、高比例、高质量跃升发展阶段。五大发电集团计划“十四五”期间合计新增清洁能源装机约327吉瓦，较2020年末增幅172%。近年以来《2030年前碳达峰行动方案》《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”可再生能源发展规划》等政策相继出台为构建新型电力系统指明了方向。从短期看，我国将坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电，加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，非化石能源消费比重将由2021年的16.52%增长至2025年的20%，到2030年达到25%；到2030年，风电、光伏发电总装机容量达到12亿千瓦以上。

图表 18: 2021 年全球可再生能源装机数据 (吉瓦)

	水电	风电	光伏	生物质	合计
中国	391	329	307	30	1,020
欧盟	151	188	160	34	512
美国	102	133	95	14	325
全球	1,360	825	850	143	3,064
中国占比	28.8%	39.9%	36.1%	21.0%	33.3%

图表 19: 中国新增风电、光伏装机容量 (吉瓦)



资料来源: IRENA, 第一上海研究部整理

资料来源: 国家能源局, 第一上海研究部整理

图表 20: 2020-2030 中国新能源产业远景规划

	一次能源消费总量 (亿吨标准煤)	非化石能源占比	非化石能源消费量对应电量	水电发电量 (亿千瓦时)	核电发电量 (亿千瓦时)	生物质发电量 (亿千瓦时)	风电光伏合计	
							风电发电量 (亿千瓦时)	光伏发电量 (亿千瓦时)
2020E	49.80	15.90%	25843	13553	3662	1326	4665	2611
2015-2020年复合增长率	2.98%			4.02%	16.40%	20.27%	20.15%	46.12%
2025E	56.18	20.00%	37753	15712	5898	2553	13590	
2030E	63.38	25.00%	54807	18214	9498	4916	22179	

	假设光伏/风电发电量比例	总增量 (亿千瓦时)	光伏增量 (亿千瓦时)	光伏平均利用小时数	光伏年平均装机数 (GW)	风电增量 (亿千瓦时)	风电平均利用小时数	风电年平均装机数 (GW)
2025E	1: 1	8459	4230	1250	68	4230	2000	42
2030E	1: 1	12000	6000	1250	96	6000	2000	60

资料来源: 第一上海研究部

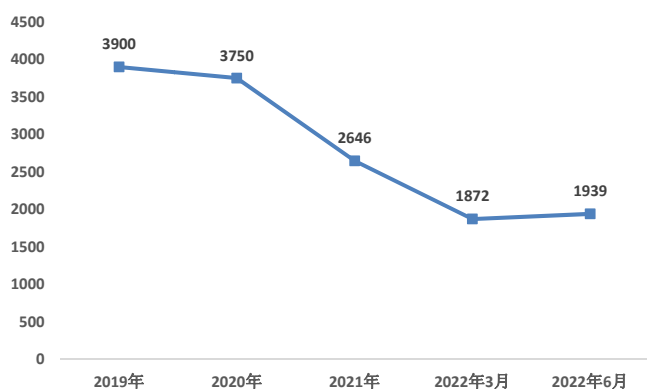
我国风电装机规模持续增长

伴随着 2006 年《中华人民共和国可再生能源法》的实施以及《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等各项配套制度的不断完善，我国风电进入高速发展，到 2010 年我国风电新增装机容量超过 18.9GW，以占全球新增装机 48% 的份额领跑全球风电市场，风电累计装机容量首次超过美国，跃居世界第一。2022 年上半年我国风电招标容量有望高于去年全年，市场风电装机热潮仍将持续。

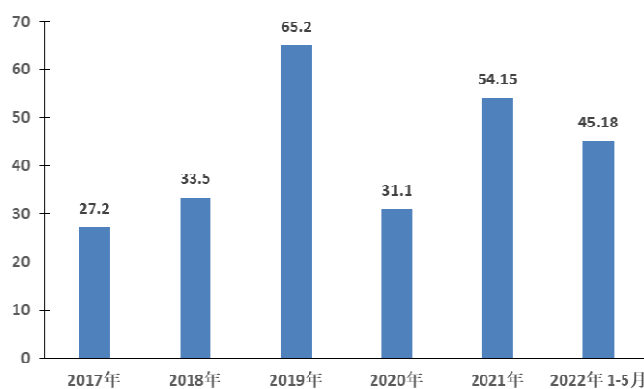
风机成本下降

新能源发电行业中风机设备、光伏电池和组件设备的采购成本占电场（站）全部投资比重最大，约为 40% 至 60%，故风机设备、光伏电池和组件设备的价格变动将直接影响未来总建设成本，而新能源发电行业的营业成本主要为风电和太阳能光伏发电站的固定资产折旧费用，进而其价格变动将影响行业成本及利润水平。近年来，风机和光伏组件设备制造技术不断提升，同时国家发展改革委和国家能源局出台了一系列促进风电和太阳能发电行业发展的配套政策，都有助于风电和太阳能发电行业持续降本提效，风机和光伏组件价格整体呈下降趋势。根据 Wood Mackenzie 研究显示，在过去近 20 年来，风电机组单位价格下降幅度约为 70%，风电场造价降幅达到 50%；根据 Wind 数据显示，晶硅光伏组件现货价格（周平均）由 2012 年初的 0.95 美元/瓦下降至 2021 年末的 0.21 美元/瓦，降幅达 77.89%。风机和光伏组件设备的价格下降有利于降低新建项目的建设成本，提升行业整体利润水平。

图表 21: 2019-2022 年风机公开投标均价（元/KW）



图表 22: 2017-2022 年风电年度招标容量（吉瓦）



资料来源：国家能源局，第一上海研究部整理

资料来源：北极星电力网、金风科技，第一上海研究部整理

市场化+绿色电力交易+碳排放权交易推动了新能源行业全面发展

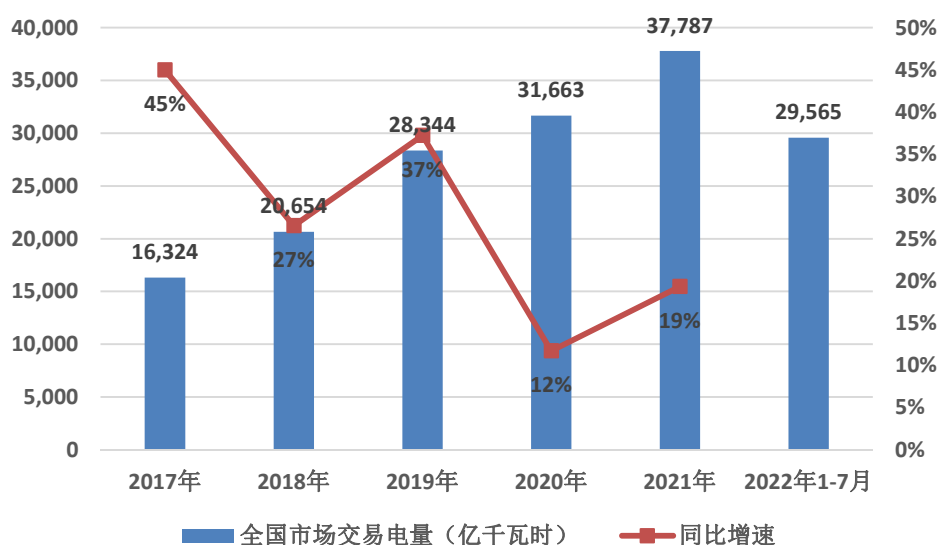
自 2015 年《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及其配套文件印发实施以来，我国电力市场建设稳步有序推进，初步形成多元竞争主体格局，市场在资源优化配置中作用明显增强。2022 年 1-7 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 29565.3 亿千瓦时，同比增长 43.5%，占全社会用电量比重为 60%，同比提高 16.2 个百分点。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 23781.7 亿千瓦时，同比增长 45%。2022 年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》作为未来十年指导电力市场建设的纲领性政策文件，提出到 2025 年初步建成全国统一电力市场体系，2030 年基本建成全国统一电力市场体系。电力市场化交易是未来发展的必然趋势，新能源将全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择。

从绿色电力交易方面，2021 年 9 月国家发展改革委正式批复《绿色电力交易试点工作方案》，绿色电力交易正式开市，由风电、光伏发电产生的绿电正式单独计价上线交易。绿电交易价格完全由发电企业与用户双边协商、集中撮合等方式

形成，完全市场化绿电产生的附加收益归发电企业所有。绿电交易机制对于平价风电、光伏项目有望增厚其项目收益，进一步推动新能源全面市场化发展。

从碳排放权交易方面，2021年7月16日，全国碳排放交易体系正式启动。碳交易市场的到来，能够降低全社会减排成本，促进低碳投资。随着碳排放定价机制的不断完善，碳排放权交易市场将更好地发挥对节能减排的支持作用。未来新能源发电企业的利润来源也有望从单一的发电收入，扩展为包含电力交易、CCER（国家核证自愿减排量）收益等综合收入。

图表 23: 2017-2022 年全国完成市场交易电量



资料来源：国家能源局，第一上海研究部整理

政策支持行业快速发展

2022年6月1日，发改委等九部门印发《“十四五”可再生能源发展规划》。规划提出，2035年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在2030年非化石能源消费占比达到25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。近期相关多项政策密集出台，体现了“十四五”政策导向；相关的部分政策构建以新能源为主体的新型电力系统，电力系统的其他部分都需要围绕更高比例的新能源展开，风光未来发展需要着眼整个电力系统。

图表 24: 近期风电、光伏相关政策

发布日期	政策内容	发布部门
2022年6月7日	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	发改委、能源局
2022年6月1日	《“十四五”可再生能源发展规划》	发改委等九部
2022年5月31日	《关于印发扎实稳住经济一揽子政策措施的通知》	国务院
2022年5月30日	《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》	发改委、能源局
2022年4月28日	《支持宁夏建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区实施方案》	发改委
2022年3月28日	《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》	发改委、外交部、商务部、环境部
2022年3月22日	《“十四五”现代能源体系规划》	发改委、能源局
2022年3月21日	《“十四五”新型储能发展实施方案》	发改委、能源局
2022年2月22日	《关于做好2022年全面推进乡村振兴重点工作的意见》	国务院
2022年2月10日	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	发改委、能源局
2022年1月24日	《关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》	国务院
2022年1月10日	《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》	国家能源局
2022年1月5日	《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》	国家能源局、农业部、乡村振兴局
2021年10月26日	《2030年前碳达峰行动方案的通知》	国务院
2021年10月24日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	中共中央、国务院
2021年10月20日	《关于积极推动新能源发电项目能并尽并、多发满发的工作通知》	国家能源局
2021年9月22日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	中共中央、国务院
2021年7月26日	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	发改委
2021年6月7日	《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	发改委
2021年5月21日	《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重有关事项的通知》	发改委
2021年5月11日	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	国家能源局

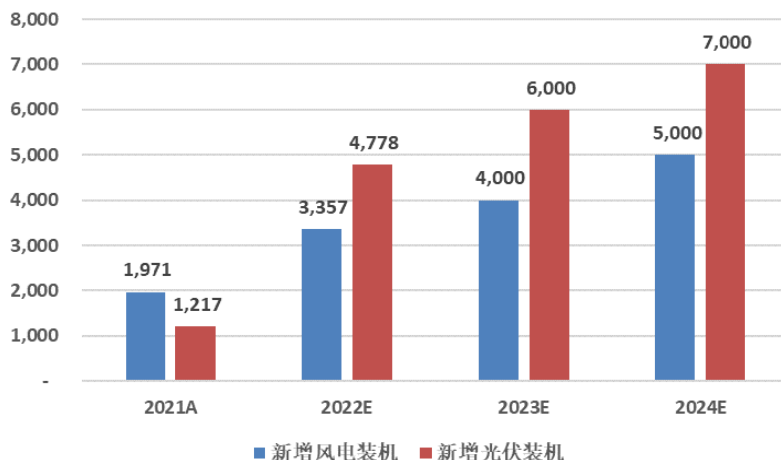
资料来源：政府公开资料，第一上海研究部整理

投资亮点

集团优质资产注入与股权激励加速新能源业务发展

截至 2022 年 6 月 30 日，中国电力风电合并装机容量 4,804 兆瓦，光伏合并装机 5,770 兆瓦，水电合并装机 5,451 兆瓦，可再生能源装机占比已达 50%，处于火电运营商转型领先地位。截至 2022 年 6 月公司在建合并装机容量 6,541.6 兆瓦，全部为可再生能源项目。公司今年获得集团注入装机容量为 2,155 兆瓦的清洁能源资产，确定了公司在国家电投集团旗下发展新能源的重要地位，本次资产注入不但拓展了业务范围，首次拥有了环保发电业务板块，还拓展了公司业务的覆盖范围，在海南自贸区、京津冀和西北地区加强布局，公司目前已完成 23 家收购中 12 家的股权交割，剩余资产将在四季度完成。2022 年 7 月 5 日和 20 日，公司完成俩批次股票期权，共授出 1.03 亿份，行权价格分别为 4.82 港元/股及 4.90 港元/股，行权设定了较高考核指标，需在收入、盈利、新增装机容量等多个核心指标超过 75 分位值的同业上市公司，彰显公司管理层对于未来业绩增长的信心。公司十四五期间计划新增可再生能源装机容量 40 吉瓦，未来集团优质资产的不间断注入将明显加速公司绿电业务的发展。预计 2022-2024 年新能源装机将分别达到 23.6/34.1/46.1 吉瓦，年复合增长率达到 25.1%。我们预计 2022-2024 年风电售电业务为公司带来收入 60/96/138 亿元，光伏售电为公司带来收入 44/73/103 亿元。

图表 25: 公司风电、光伏新增装机容量预测

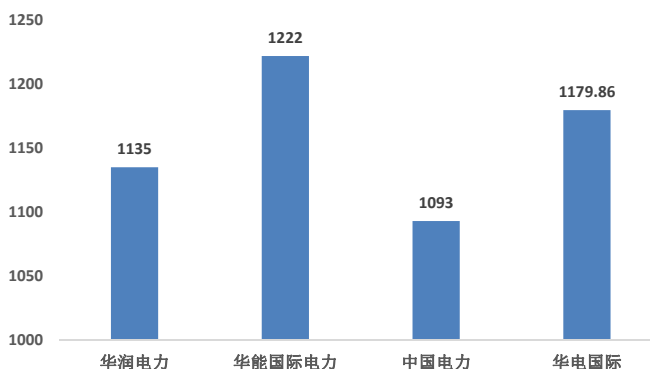


资料来源: 公司资料, 第一上海研究部预测

长协覆盖以及电价提升, 下半年公司煤电业务有望扭亏为盈

公司上半年煤电业务平均燃料成本为人民币 331.57 元/兆瓦时, 同比上升 40.48%。今年发电企业普遍下水煤长协覆盖率较低, 严重影响沿海电厂的盈利能力。公司截至 2022 年 6 月 30 日, 沿海电厂权益装机容量 1.96 吉瓦, 占总煤电厂比例仅为 14%, 受下水煤采购成本影响较低。面对动力煤上半年价格高位持续运行的情况, 有效降低了火电业务标煤单价。公司上半年标煤单价为 1,093 元/吨, 远超行业平均水平。2022 年 8 月公司与中煤集团签署战略合作协议, 在煤电联营方面未来加深合作, 公司煤电业务的盈利能力将得到进一步加强, 公司目标 2023 年实现煤电电厂零亏损。随着发改委 303 号文执行力度的持续落实, 公司截至 8 月公司长协煤覆盖率提高到 80% 以上, 标煤单价持续下降, 已接近煤电业务盈亏平衡点。公司上半年煤电平均上网电价为 401.92 元/兆瓦时, 同比提升 22%, 伴随着长协煤覆盖的不断提高以及交易电价的上浮, 下半年煤电业务有望实现扭亏为盈。

图表 26: 2022 年上半年火电企业标煤单价对比 (元/吨)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

孵化低碳产业独角兽, 有望成为新增长驱动

中国电力 2021 年 7 月与海博思创合资成立新源智储, 打造全球领先的储能系统解决方案服务商, 2021 年出货量位居行业前五, 目前自建电池模组生产线, 争取年内投产 2 条总产能 6 吉瓦时电池模组生产线、全年项目落地 3 吉瓦时。公司上半年储能业务收入 9.25 亿元, 其中 6.9 亿来自提供储能电站开发和组装集成工程承包服务及储能容量租赁业务。公司上半年落地 10 个储能项目, 合计容量 570 兆瓦

/1,137 兆瓦时，其中在山东省储能服务市场实现跨越式发展，获批多个储能示范项目，为当地新能源发电提供储能容量租赁服务，未来在山东省储能项目布局具备先发优势。目前公司正在开发项目 11 个，合计容量 1,150 兆瓦/2,500 兆瓦时。预计还将有 300 兆瓦/600 兆瓦时的储能项目于年内落地。根据 CNESA 预测，我国十四五期间新增储能装机将达 85 吉瓦时，随着国内储能市场的加速发展，公司储能装机规模有望保持至少 50%的增速，我们预计公司 2022-2024 年储能收入将分别达到 28/38/51 亿元，未来有望成为公司的第二增长曲线。

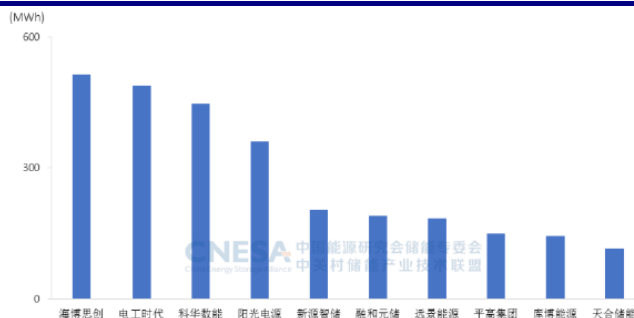
中国电力近年在低碳产业链中也进行相应布局，公司彩色光伏+光伏组件循环利用技术也实现了国内首创。此外，中国电力旗下的启源芯动力科技有限公司业务专注于绿色港口、矿山、零碳物流、航线、公路短倒等交通场景，建设换电站基础设施，推广换电重型卡车、纯电动矿场卡车、纯电动集装箱船舶等电动交通工具，换电重卡实现了市占率行业第一。中国电力为启源芯动力的第一大股东，持股比例约 30%，未来计划推进全国换电生态布局，持续领跑行业发展。

图表 27：全球/中国储能新增装机预测

新增储能装机 (GWh)	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球储能市场预测	10.0	25.0	42.9	83.6	108.9	169.1
中国储能市场预测	3.0	4.9	7.6	12.9	25.5	33.8
新增装机增速		63%	55%	70%	98%	33%

资料来源：CNESA，第一上海研究部整理

图表 28：2021 年国内储能系统集成商新增投运装机量排名



资料来源：CNESA，第一上海研究部整理

财务分析与盈利预测

收入及盈利预测

结合 2022 年国内风电和光伏发展形势，基于公司新增装机项目的投产时间，预计 2022-2024 年公司风电和光伏发电量将有较快增长，风电及光伏电厂发电量 2022 年将同比分别增长 79/39%，叠加集团未来注入优质清洁能源资产，可再生能源将成为公司未来盈利增长的主要驱动力。煤电业务部分得益于动力煤长协覆盖率的不断提升以及上网电价的上浮，叠加公司不断优化火电资产，下半年有望修复分部盈利能力。公司储能业务未来有望进入快速发展通道，未来 3 年收入预计保持年均 50%增长，有望成为公司的第二增长曲线。

我们预测 2022 年公司总收入为人民币 439 亿元，同比增长 26.3%。其中煤电收入 251 亿元，风电收入 60 亿元，光伏收入 44 亿元，储能收入 28 亿元。我们预测公司 2022 年归母净利润为人民币 23 亿元，同比增长 539%。

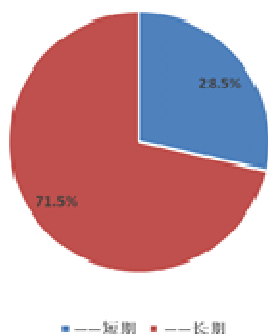
图表 29: 公司核心业务收入预测

	2020	2021	2022E	2023E	2024E
售电业务总收入(人民币百万元)	28,428	34,155	41,065	46,755	44,759
煤电售电收入(人民币百万元)	17,708	22,072	25,083	24,222	20,649
YOY	-3.8%	24.6%	13.6%	-3.4%	-14.8%
并网装机容量(兆瓦)	15,039	13,840	14,640	15,040	13,640
发电量(兆瓦时)	57,999,478	66,630,939	64,855,200	66,627,200	60,425,200
YOY	-2.1%	14.9%	-2.7%	2.7%	-9.3%
水电售电收入(人民币百万元)	5,972	5,348	5,631	5,631	5,631
YOY	5.0%	-10.5%	5.3%	0.0%	0.0%
并网装机容量(兆瓦)	5,474	5,451	5,714	5,714	5,714
发电量(兆瓦时)	24,714,306	21,072,395	21,648,518	21,648,518	21,648,518
YOY	16.7%	-14.7%	2.7%	0.0%	0.0%
风电售电收入(人民币百万元)	2,014	3,401	5,950	9,573	13,776
YOY	26.2%	68.9%	74.9%	60.9%	43.9%
并网装机容量(兆瓦)	2,172	4,143	5,486	9,100	13,500
发电量(兆瓦时)	4,145,978	7,020,878	12,532,173	20,788,270	30,839,410
YOY	23.0%	69.3%	78.5%	65.9%	48.4%
光伏电收入(人民币百万元)	2,733	3,333	4,401	7,328	10,333
YOY	31.7%	22.0%	32.0%	66.5%	41.0%
并网装机容量(兆瓦)	4,005	5,222	7,134	12,400	18,800
发电量(兆瓦时)	4,851,827	7,225,835	10,042,327	17,980,473	27,260,493
YOY	44.6%	48.9%	39.0%	79.0%	51.6%
储能收入(人民币百万元)		580	2,800	3,780	5,103
YOY			383.1%	35.0%	35.0%

资料来源: 第一上海研究部预测

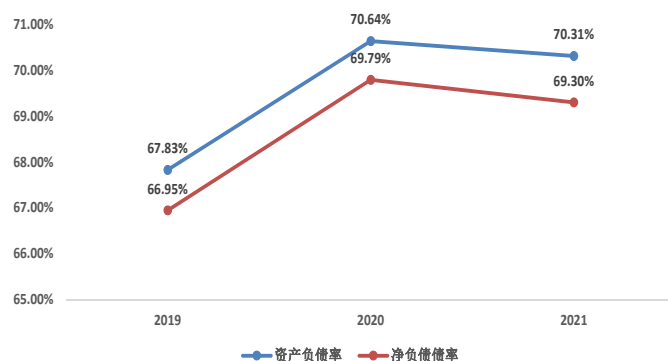
2021年12月31日, 公司的负债比率以净负债(债务总额-现金及现金等价物)除以资本总额(即权益总额加净负债)计算约为 69%。2021 年公司资本支出人民币 277 亿元, 公司2022年预计增加8.4吉瓦清洁能源装机, 2022年资本支出约为380亿元。

图表 30: 公司债务结构



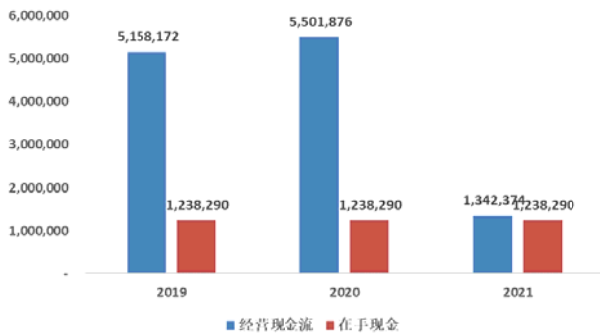
资料来源: 第一上海研究部预测

图表 31: 公司资产负债率



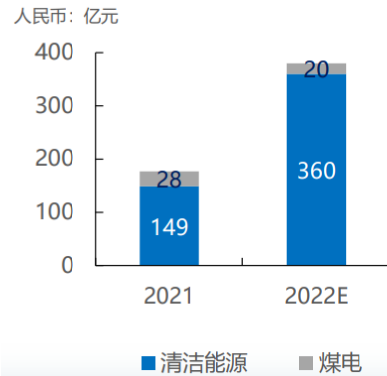
资料来源: 第一上海研究部预测

图表 32: 经营活动产生的现金净值 (百万元)



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

图表 33: 2022 年资本支出规划



资料来源: 公司资料, 第一上海研究部整理

目标价 4.21 港元, 首次覆盖并给予买入评级

为了反映新能源以及储能业务对公司利润贡献的不断增加, 我们采用 SOTP 估值法对煤电/水电/新能源/储能板块进行估值。

煤电板块

公司未来动力煤长协覆盖率的不断提升以及上网电价的上浮, 将修复煤电分部盈利能力。此外, 公司计划未来优化现存煤电资产, 2021 年出售价格高达 1.3 倍 PB。公司目前火电业务坑口电厂占比高, 电厂盈利能力具备优势, 因此我们给予公司煤电板块 2023 年 1 倍 PB。

图表 34: 可比同行估值 (煤电板块)

股票代码	公司	股价	市值 (亿元)	PB		
				2022E	2023E	2024E
0836.HK	华润电力	12.16	585	0.62	0.58	0.54
0902.HK	华能国际	3.45	542	0.44	0.43	0.41
600795.SH	国电电力	4.09	729	1.47	1.33	1.18
平均				0.84	0.78	0.71

资料来源: 彭博, 第一上海整理

水电板块

水电行业形势相对稳定, 公司目前在运水电机组主要集中在湖南、贵州省, 其中湖南省用电需求反弹趋势日益显著, 至今已连续多年超过全国平均增速, 公司水电电价有望企稳回升。参考可比公司我们给予公司水电板块 2023 年 15 倍 PE 估值。

图表 35: 可比同行估值 (水电板块)

股票代码	公司	股价	市值 (亿元)	PE		
				2022E	2023E	2024E
600674.SH	川投能源	11.98	528	14.93	12.93	12.86
600905.SH	三峡能源	5.54	1586	18.98	15.6	12.96
600900.SH	长江电力	22.4	5094	18.3	16.63	16.4
平均				17.40	15.05	14.07

资料来源: 彭博, 第一上海整理

新能源板块

中国电力作为国家电投旗下新能源旗舰平台，公司十四五期间计划新增可再生能源装机容量 40 吉瓦，未来集团优质资产的不注入将明显加速公司绿电业务的发展。公司计划 2025 年底前境内清洁能源装机占比提升至 90%，清洁能源收入占比超过 70%。综合考虑公司未来新能源业务的高增长基本面以及港股相较 A 股同业的估值折价，我们给予公司新能源板块 2023 年 12 倍 PE 估值

图表 36: 可比同行估值（新能源板块）

股票代码	公司	股价	市值 (亿元)	PE		
				2022E	2023E	2024E
001289.SZ	龙源电力	17.35	1454	24.78	17.54	14.28
600905.SH	三峡能源	5.54	1586	18.98	15.6	12.96
平均				21.88	16.57	13.62

资料来源：彭博，第一上海整理

储能板块

中国电力 2022 年上半年储能业务收入 9.25 亿元，其中 6.9 亿来自提供储能电站开发和组装集成工程承包服务及储能容量租赁业务。未来 3 年公司储能业务即将进入爆发期，2022-2024 年储能业务新增装机有望累计达到 5 吉瓦时，预计 2022-2024 年收入将达到 28/38/51 亿元。虽然 EPC 工程模式利润率较低，但考虑到公司储能业务订单量高增长确定性高，且有自建电池模组生产线配套，因此我们对公司储能业务规模效益预期乐观，给予储能业务 20 倍 PE 估值。

图表 37: 可比同行估值（储能板块）

股票代码	公司	股价	市值 (亿元)	PE		
				2022E	2023E	2024E
300274.SZ	阳光电源	113.5	1685	57.86	33.51	25.24
600522.SH	中天科技	23.25	794	20.64	16.93	14.31
688248.SH	南网科技	48.49	274	127.26	60.45	46.06
平均				68.59	36.96	28.54

资料来源：彭博，第一上海整理

目标价 4.21 港元，给予买入评级

随着中国电力未来火电业务的不断优化以及绿电、储能业务的快速发展，我们预测公司 2022-2024 年收入分别为 439/505/555 亿元，同比增长 26/15/10%；归母净利润分别为 23/39/58 亿元，同比增长 539/73/48%。结合行业内可比公司估值情况，我们决定给予公司目标市值 860 亿港元，对应目标价 4.21 港元，较现价有 33.3% 上涨空间，给予买入评级。

图表 38: SOTP 估值

2023年	火电业务	水电业务	新能源业务	储能业务
预测收入（百万元）	24,222	5,631	16,902	3,780
预测经营利润（百万元）		957	4,225	454
估值指标	PB: 1X	PE: 15X	PE: 12X	PE: 20X
估值（百万元）	4,044	14,359	50,705	9,072

资料来源：第一上海预测

风险因素

新增装机容量不及预期

风电、光伏项目建设中，土地审批、设备招投标、工程施工等环节影响项目进度，若公司建设项目受上述因素影响，可能导致公司装机增速低于预期，进而影响发电量及上网电量增速，导致公司可再生能源板块业绩成长速度低于预期。

电力需求低于预期

若未来全社会用电需求低于预期，可能导致建成的风电、光伏项目弃风弃光率上升，导致公司持有装机利用小时数低于预期

上网电价大幅下调

上网电价直接影响公司收入与盈利能力，若后续出现市场化电量比例提升、市场化交易折价持续、辅助服务成本分摊增加等导致新项目上网电价大幅下调因素，可能导致公司各类型装机利润率低于预期

主要财务报表

财务报表摘要

损益表						财务分析					
百万元 财务年度截止12月31日											
	2020年 实际	2021年 实际	2022年 预测	2023年 预测	2024年 预测	2020年 实际	2021年 实际	2022年 预测	2023年 预测	2024年 预测	
收入	28,428	34,734	43,865	50,535	55,493	盈利能力					
毛利	12,230	10,704	17,579	23,317	29,649	毛利率(%)	43.0%	30.8%	40.1%	46.1%	53.4%
销售及管理费用	-6,142	-6,617	-9,458	-11,197	-13,112	EBITDA 利率(%)	41.1%	30.8%	33.8%	38.5%	44.3%
其他业务收入	284	514	514	514	514	EBIT 利率(%)	22.4%	13.2%	19.7%	25.0%	30.7%
经营利润	6,372	4,601	8,634	12,633	17,051	净利率(%)	6.0%	-1.5%	5.2%	7.7%	10.4%
财务开支	-3,204	-3,862	-3,722	-4,050	-4,302	营运表现					
联营公司	328	-333	0	0	0	SG&A/收入(%)	21.6%	19.0%	21.6%	22.2%	23.6%
其他收益	330	127	127	127	127	实际税率(%)	23.5%	67.9%	23.0%	23.0%	23.0%
税前盈利	3,826	533	5,039	8,710	12,875	股息支付率(%)	74.6%	-247.2%	74.6%	74.6%	74.6%
所得税	-901	-362	-1,159	-2,003	-2,961	库存周转	32	21	21	21	21
少数股东应占利润	-1,217	-687	-1,614	-2,790	-4,125	应付账款周转率	22.5	16.7	16.7	16.7	16.7
公司权益持有人	1,708	-516	2,266	3,916	5,789	应收账款周转率	3.9	4.2	4.2	4.2	4.2
折旧及摊销	-5,321	-6,093	-6,208	-6,798	-7,509	财务状况					
EBITDA	11,693	10,693	14,843	19,431	24,560	ROE	5.1%	-1.4%	6.0%	9.4%	12.0%
增长						ROA	1.1%	-0.3%	1.2%	2.0%	2.7%
总收入(%)	2.4%	22.2%	26.3%	15.2%	9.8%	有形资产回报率	1.1%	-0.3%	1.2%	2.0%	2.7%
EBITDA(%)	-8.6%	38.8%	30.9%	30.9%	26.4%	负债率	70.6%	70.3%	70.3%	68.8%	66.2%
归母净利润(%)	-130.2%	539.3%	72.8%	47.8%		现金流量表					
资产负债表						百万元 财务年度截止12月31日					
百万元 财务年度截止12月31日											
	2020年 实际	2021年 实际	2022年 预测	2023年 预测	2024年 预测	2020年 实际	2021年 实际	2022年 预测	2023年 预测	2024年 预测	
现金	1,316	1,767	1,861	1,665	1,645	税前利润	3,826	533	5,039	8,710	12,875
应收账款	7,286	8,363	10,561	12,167	13,361	营运资金变化	-1,976	-1,604	-2,440	-1,731	-1,217
存货	698	1,469	1,713	1,841	1,867	所得税	-1,279	-796	0	0	0
其他流动资产	8,806	6,972	8,052	8,841	9,428	其他	4,931	3,209	4,091	4,299	4,700
总流动资产	18,106	18,570	22,188	24,514	26,300	营运现金流	5,502	1,342	6,690	11,278	16,359
固定资产	112,955	128,695	137,228	148,052	161,769	资本开支	-16,168	-16,960	-14,741	-17,622	-21,226
联营公司权益	3,205	3,527	3,527	3,527	3,527	其他投资活动	400	-1,556	0	0	0
其他资产	21,683	23,962	23,962	23,962	23,962	投资活动现金流	-15,768	-18,516	-14,741	-17,622	-21,226
总资产	155,949	174,754	186,904	200,054	215,558	银行贷款变化	28,053	17,744	0	0	0
短期银行贷款	21,212	21,912	21,244	22,777	23,986	股本变化	0	0	0	1	2
应付账款	994	1,836	2,141	2,301	2,334	股息	3,000	0	0	0	0
其他短期负债	18,350	21,788	21,847	21,890	21,921	其他融资活动	-20,706	-135	8,132	6,134	4,832
总短期负债	40,556	45,536	45,232	46,968	48,241	融资活动现金流	10,347	17,608	8,132	6,135	4,834
长期银行贷款	45,359	54,930	63,731	68,332	71,957	现金变化	80	435	81	-210	-33
其他负债	24,243	22,403	22,403	22,403	22,403	汇兑变化	-1	13	13	13	13
总负债	110,159	122,869	131,366	137,703	142,601	期初持有现金	1,239	1,318	1,767	1,861	1,665
少数股东权益	12,392	16,078	17,692	20,483	24,608	期末持有现金	1,318	1,767	1,861	1,665	1,645
股东权益	33,398	35,807	37,846	41,868	48,348						
负债权益合计	155,949	174,754	186,904	200,054	215,558						

资料来源：公司资料，第一上海预测

第一上海证券有限公司

香港中环德辅道中 71 号

永安集团大厦 19 楼

电话：(852) 2522-2101

传真：(852) 2810-6789

本报告由第一上海证券有限公司（“第一上海”）编制，仅供机构投资者一般审阅。未经第一上海事先明确书面许可，就本报告之任何材料、内容或印本，不得以任何方式复制、摘录、引用、更改、转移、传输或分发给任何其他人。本报告所载的资料、工具及材料只提供给阁下作参考之用，并非作为或被视为出售或购买或认购证券或其它金融票据，或就其作出要约或要约邀请，也不构成投资建议。阁下不可依赖本报告中的任何内容作出任何投资决策。本报告及任何资料、材料及内容并未有考虑到个别的投资者的特定投资目标、财务情况、风险承受能力或任何特别需要。阁下应综合考虑到本身的投资目标、风险评估、财务及税务状况等因素，自行作出本身独立的投资决策。

本报告所载资料及意见来自第一上海认为可靠的来源取得或衍生，但对于本报告所载预测、意见和预期的公平性、准确性、完整性或正确性，并不作任何明示或暗示的陈述或保证。第一上海或其各自的董事、主管人员、职员、雇员或代理均不对因使用本报告或其内容或与此相关的任何损失而承担任何责任。对于本报告所载信息的准确性、公平性、完整性或正确性，不可作出依赖。

第一上海或其一家或多家关联公司可能或已经，就本报告所载信息、评论或投资策略，发布不一致或得出不同结论的其他报告或观点。信息、意见和估计均按“现况”提供，不提供任何形式的保证，并可随时更改，恕不另行通知。

第一上海并不是美国一九三四年修订的证券法（「一九三四年证券法」）或其他有关的美国州政府法例下的注册经纪-交易商。此外，第一上海亦不是美国一九四零年修订的投资顾问法（下简称为「投资顾问法」，「投资顾问法」及「一九三四年证券法」一起简称为「有关法例」）或其他有关的美国州政府法例下的注册投资顾问。在没有获得有关法例特别豁免的情况下，任何由第一上海提供的经纪及投资顾问服务，包括（但不限于）在此档内陈述的内容，皆没有意图提供给美国人。此档及其复印本均不可传送或被带往美国、在美国分发或提供给美国人。

在若干国家或司法管辖区，分发、发行或使用本报告可能会抵触当地法律、规定或其他注册/发牌的规例。本报告不是旨在向该等国家或司法管辖区的任何人或单位分发或由其使用。