

# 电价上浮、煤价企稳，火电迎价值重估，持股绿电享收益

——华电国际（600027）首次覆盖报告

## 核心观点

- **新能源资产剥离，聚焦火电稳步发展。**华电国际为国有五大发电集团之一华电集团旗下电力运营平台。21年剥离部分新能源资产后专注于火电、水电业务发展。截至22年底公司控股装机容量54748兆瓦，其中燃煤机组43700兆瓦，规模国内领先。另有在建燃煤机组5810兆瓦、燃气机组2081兆瓦，火电业务稳步发展。与此同时，公司加快调整电源结构，加强抽蓄项目资源拓展，23年1月，公司298兆瓦乌溪江混合抽水蓄能发电项目获得核准，抽蓄业务未来或成公司新的增长极。
- **电价上浮、煤价企稳，电力业务收入、成本齐改善。**公司22年全年实现的火电平均上网电价达到535元/兆瓦时，较2021年同比增长了22.1%，其中公司火电装机最多的山东省结算电价增长了24%。电价的上涨使公司电力业务毛利率由2021年的-5.55%恢复至22年的2.32%。成本方面，23年市场煤价开始回落，叠加长协煤政策落地，预计公司燃料成本逐步下降，增厚公司业绩。据我们测算，在维持公司当前长协煤比例不变的情况下，市场煤价格下降100/200元/吨，将增加公司归母净利润18.73/37.46亿元；而以当前市场煤价格为基准，长协煤比例提高10/20pct将增加公司归母净利润26.41/52.81亿元。
- **华电新能持续贡献投资收益。**公司2021年剥离全部风电、光伏项目资产至华电新能。截至2022年底，公司持有华电新能31.03%股份，在华电新能公开发行后将稀释至26.23%~21.72%。华电新能风电装机规模市占率6%，光伏装机规模市占率2.2%，市场领先，且近两年利润、现金流稳定增长。公司通过持股华电新能，有望持续享受绿电收益。

## 盈利预测与投资建议

- 我们预计公司23-25年归属于母公司净利润分别为55.49、64.97、71.49亿元，对应每股收益分别为0.55、0.64、0.70元。我们选择相对估值法对公司进行估值，可比公司2023年调整后平均预测市盈率为15倍。我们给予公司2023年15倍PE估值，对应目标价8.25元。首次覆盖，给予“买入”评级。

## 风险提示

电价下滑风险；火电需求不及预期风险；市场煤价格波动风险；长协煤政策推进不及预期风险；投资收益波动风险；

## 公司主要财务信息

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	104,608	107,059	114,891	121,539	125,002
同比增长(%)	12.5%	2.3%	7.3%	5.8%	2.8%
营业利润(百万元)	(8,574)	(1,336)	8,471	9,983	10,986
同比增长(%)	-216.6%	84.4%	734.2%	17.8%	10.0%
归属母公司净利润(百万元)	(4,982)	100	5,549	6,497	7,149
同比增长(%)	-212.2%	102.0%	5459.2%	17.1%	10.0%
每股收益(元)	(0.49)	0.01	0.55	0.64	0.70
毛利率(%)	-6.2%	0.4%	10.1%	11.4%	11.7%
净利率(%)	-4.8%	0.1%	4.8%	5.3%	5.7%
净资产收益率(%)	-7.3%	0.2%	9.1%	10.0%	10.2%
市盈率	(12.9)	642.1	11.5	9.9	9.0
市净率	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9

资料来源：公司数据，东方证券研究所预测。每股收益使用最新股本全面摊薄计算。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

投资评级	买入（首次）
股价（2023年04月27日）	6.31元
目标价格	8.25元
52周最高价/最低价	7.15/3.28元
总股本/流通A股（万股）	1,015,601/1,015,601
A股市值（百万元）	64,084
国家/地区	中国
行业	公用事业
报告发布日期	2023年04月29日

## 股价表现

	1周	1月	3月	12月
绝对表现	4.95	11.27	7.13	78.34
相对表现	7.98	11.87	11.75	75.96
沪深300	-3.03	-0.6	-4.62	2.38



## 证券分析师

卢日鑫	021-63325888*6118 lurixin@orientsec.com.cn 执业证书编号：S0860515100003
周迪	zhoudi1@orientsec.com.cn 执业证书编号：S0860521050001

## 联系人

李少甫	lishaofu@orientsec.com.cn
-----	---------------------------

## 目录

华电国际：煤、电、新能源综合型能源上市公司	5
火电起家，山东区域发电龙头走向全国	5
煤电一体化发展，电源多样化发展	5
剥离风光新能源资产，持股华电新能 31%	6
营收稳定增长，22 年整体业绩扭亏，现金流改善	7
电价提升、成本端煤价改善，火电业绩修复	9
装机规模稳定增长，火电下游需求有保障	9
火电运营效率	10
火电电价上浮，盈利能力改善明显	12
电力市场稳步建设，公司积极参与电力市场化交易	13
容量电价变革	14
动力煤、天然气等原料价格仍是影响公司电力业务的主要因素	15
22 年煤价维持较高水平，成本端继续承压	15
23 年煤价中枢有望下移，煤电机组盈利能力有望继续改善	16
新长协煤政策出炉，引导煤价回归合理区间	17
天然气进口依赖，对国际能源市场相对敏感	18
参股华电新能，投资收益持续增长	19
风电市占率 6%，光伏市占率 2.2%，合计装机规模市场领先	19
营收、利润、现金流稳定增长	20
盈利预测与投资建议	22
盈利预测	22
投资建议	23
风险提示	24

## 图表目录

图 1: 公司股权结构 (截至 2022 年 12 月 31 日) .....	5
图 2: 2012-2020 年公司各电源装机规模发展 (MW) .....	5
图 3: 2020 年末公司电源装机结构 (MW) .....	5
图 4: 新能源资产剥离后公司装机结构 (兆瓦), 截至 2022 年 12 月 31 日 .....	6
图 5: 2017-2022 年各版块业务营收及整体营收增长 (亿元) .....	7
图 6: 2022 年公司营收结构 (亿元) .....	7
图 7: 2017-2022 年公司各主营业务毛利率 .....	8
图 8: 2017-2022 年公司费用率 (%) .....	8
图 9: 2017-2022 年公司归母净利润及经营活动产生的现金流量净额 .....	9
图 10: 公司近十年各类电源装机容量变化 (兆瓦) .....	9
图 11: 截至 2022 年底公司火电装机容量地区分布 .....	9
图 12: 2017-2022 年公司各电源发电量 (亿千瓦时) .....	10
图 13: 2017-2022 年, 公司火电机组平均利用小时数 (小时) .....	10
图 14: 2017-2022 年公司火电机组平均供电煤耗 .....	11
图 15: 2017-2022 年公司电厂厂用电率 (%) .....	11
图 16: 近五年公司火电平均上网电价 (含税, 元/兆瓦时) 及增长率 .....	12
图 17: 21-22 年公司各地火电厂电价变化 (含税, 元/兆瓦时) .....	13
图 18: 近五年公司市场化交易电量占比情况 .....	14
图 19: 2017~2022 年公司资本支出结构 (亿元) .....	14
图 20: 秦皇岛港动力末煤(Q5500)平仓价 (元/吨) .....	15
图 21: 北方四港动力煤库存 (万吨) .....	16
图 22: 国际主要港口动力煤价格 (\$/吨) .....	16
图 23: 天然气消费中的进口占比 (亿立方米) .....	19
图 24: 国际主要期货市场天然气近月合约价格 (\$/MMBtu) .....	19
图 25: 2019-1H22 华电新能源风电、光伏装机规模 (万千瓦) .....	19
图 26: 主要新能源运营商风电、光伏装机规模 (截止 2021 年底, 万千瓦) .....	20
图 27: 2019-1H22 华电新能主营营业收入拆分 (亿元) .....	20
图 28: 华电新能归母净利润及经营活动产生的现金流量净额 (万元) .....	21
图 29: 华电国际 PE-band .....	24
表 1: 利用小时数对度电净利润弹性测算 (基于公司 2022 年经营数据并假设其他要素不变) ..	11
表 2: 基于燃煤电价的业绩弹性测算 (基于公司 2022 年上网电量数据并假设其他要素不变) ..	13
表 4: 基于市场煤价格变化的业绩弹性测算 (基于公司 2022 年上网电量数据并假设其他要素不变) ..	17

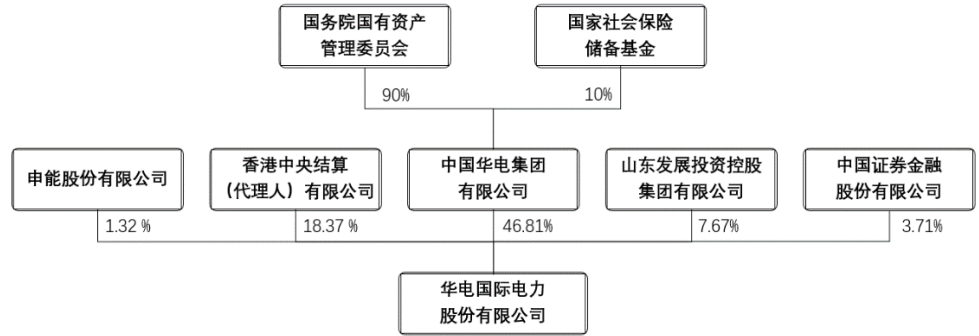
表 5: 基于长协比例变化的业绩弹性测算（基于公司 2022 年上网电量数据并假设其他要素不变） .....	错误!未定义书签。
表 5: .....	18
表 6: 可比公司估值表（数据截至 2023.4.25 收盘价） .....	23

## 华电国际：煤、电、新能源综合型能源上市公司

### 火电起家，山东区域发电龙头走向全国

1994年，中国电力信托投资有限公司与山东省电力公司等几家山东地方企业共同作为发起人，以其在山东省内的发电厂资产作为出资，共同设立了山东国电，即华电国际的前身。1999年6月，山东国电登陆港交所。此后，通过资产收购、融资扩建等一系列运作，公司装机容量不断扩大，成为山东省最大的独立发电公司。2003年，山东国电被划拨至五大电力集团之一-华电集团旗下，并改名为华电国际。在接管华电国际后，华电集团将华电国际作为其核心企业、主要融资窗口、发展电源项目的主要机构和主力发电企业，将位于全国各地的多项优质资产相继转让给华电国际，公司先后将业务开拓至四川、宁夏、安徽等地，由此华电国际成为全国性发展的发电企业。2005年2月，华电国际在上交所成功上市。

图 1：公司股权结构（截至 2022 年 12 月 31 日）



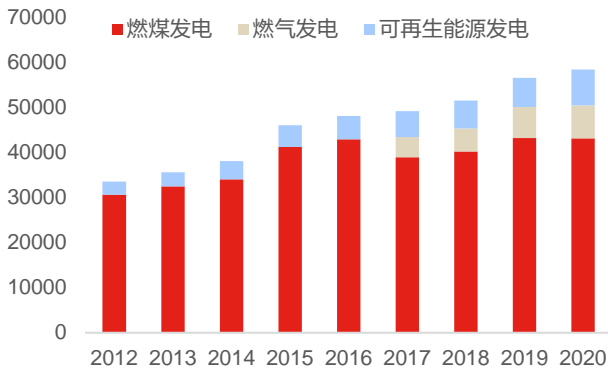
数据来源：公司官网，公司公告，东方证券研究所

### 煤电一体化发展，电源多样化发展

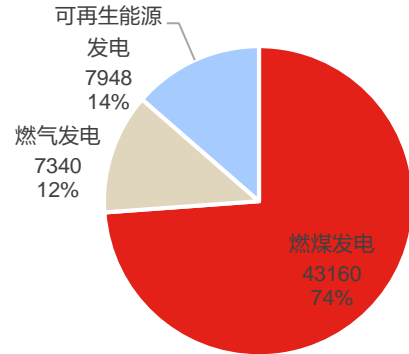
2006年，公司出资3.2亿元参股华电煤业，致力于煤电一体化发展。2009年，为应对彼时高涨的煤价，公司加大向产业链上游拓展力度，先后在宁夏、内蒙古、山西、安徽等地收购了一系列煤矿资产，有效平抑煤价、提升盈利。至2011年，华电国际控参股煤矿企业达到16家，累计拥有煤炭资源储量约20亿吨。同时期，公司在优化发展大容量、环保型的火电项目同时，新能源发电项目开发也取得较大进展。随着水电、风能等新能源项目的逐渐投产，公司电源结构不断优化，逐渐形成了以火电为主，风电、水电、光伏、生物质等多样化发展的电源结构。至2020年末，公司控股装机容量达到58488兆瓦，其中风电、水电、光伏、生物质等可再生能源发电装机规模达到7948兆瓦，占比14%。

图 2：2012-2020 年公司各电源装机规模发展（MW）

图 3：2020 年末公司电源装机结构（MW）



数据来源：公司公告，东方证券研究所  
注：2016 年及以前，燃煤发电装机容量中含燃气发电装机容量



数据来源：公司公告，东方证券研究所  
注：可再生能源发电包含水电、风电、光伏、生物质发电

## 剥离风光新能源资产，持股华电新能 31%

2021 年 5 月 24 日，公司与华电福新发展（华电新能前身）及其股东华电福新共同签订增资扩股协议，拟出资 212.37 亿元认购福新发展的新增注册资本 58.97 亿元，取得其 37.19% 的股权。其中以华电国际持有的相关新能源公司股权作价不高于 136.09 亿元、现金出资不低于 76.28 亿元。同时将华电国际间接持有的相关新能源公司股权及资产作价 20.82 亿元出售给福新发展。

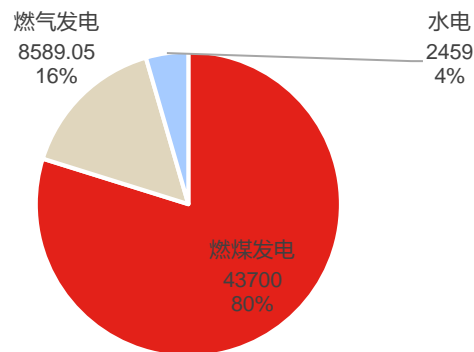
此次前期项目转让拟转让共 81 个新能源前期项目，所在省份包括河南、湖北、四川、山东、河北及广东。在运装机 255.01 万千瓦、在建装机 32.5 万千瓦。

2021 年 12 月，华电新能以公开挂牌增资扩股形式引入中国人寿等 13 家战略投资者，共计增资 150 亿元，以 4.67 元/注册资本的增资对价合计取得增资后华电新能股权比例的 16.57%（对应 31.50 亿元注册资本）。此次引入战略投资后，公司持有的华电新能股权比例稀释至 31.03%。截至 2021 年末，除自用光伏发电装机外，公司已经完成全部风电、光伏等新能源资产的剥离。

2022 年 7 月 1 日，华电新能发布公告称拟申请首次公开发行股票并在主板上市，拟发行不低于 65.53 亿股，不高于 154.29 亿股（为发行后总股本的 15%~30%），以此测算，此次发行后公司持有的华电新能股权比例将稀释至 26.23%~21.72%。

此次资产剥离后，公司发电机组主要以火电和水电为主，截至 2022 年底，公司控股火电机组装机 52289 兆瓦，其中燃煤机组 43700 兆瓦、燃气机组 8589 兆瓦；水电机组 2459 兆瓦。

图 4：新能源资产剥离后公司装机结构（兆瓦），截至 2022 年 12 月 31 日



数据来源：公司公告，东方证券研究所

公司火电发展稳步推进的同时，加快调整电源结构，把握政策机遇，加强抽蓄项目资源拓展，积极推进流域水电站开发。2023年1月，公司乌溪江混合抽水蓄能发电项目核准，该项目上水库利用已建的湖南镇水电站水库，正常蓄水位230.06m，相应库容15.82亿m<sup>3</sup>，下水库利用已建的黄坛口水电站水库，正常蓄水位113.23m，总库容0.82亿m<sup>3</sup>，电站装机容量为298MW（2×149MW）。

抽水蓄能是目前我国占比最高、应用最广泛的储能类型，也是解决新能源消纳最为成熟的储能方式。抽水蓄能具备可靠、经济、寿命周期长、装机容量大、技术最成熟、运行灵活和反应快捷的特点，具备调峰、调频、调相、储能、事故备用、和黑启动等多种功能，已被广泛应用于世界各国电力系统的调峰调频领域。

随着我国电力市场的不断完善，抽水蓄能收益来源也在多元化发展。根据“633号文”精神，在电力现货市场已形成的区域，抽水蓄能电站执行的电量电价可通过峰谷电价价差获利。当前，我国正在积极推动现货市场的建设，且政策层面也在引导形成峰谷价差明显的分时电价机制。2020年7月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确指出优化分时电价机制并强化执行，加强分时电价机制的实施保障，合理拉大峰谷电价差。公司抽水蓄能业务有望受益。

## 营收稳定增长，22年整体业绩扭亏，现金流改善

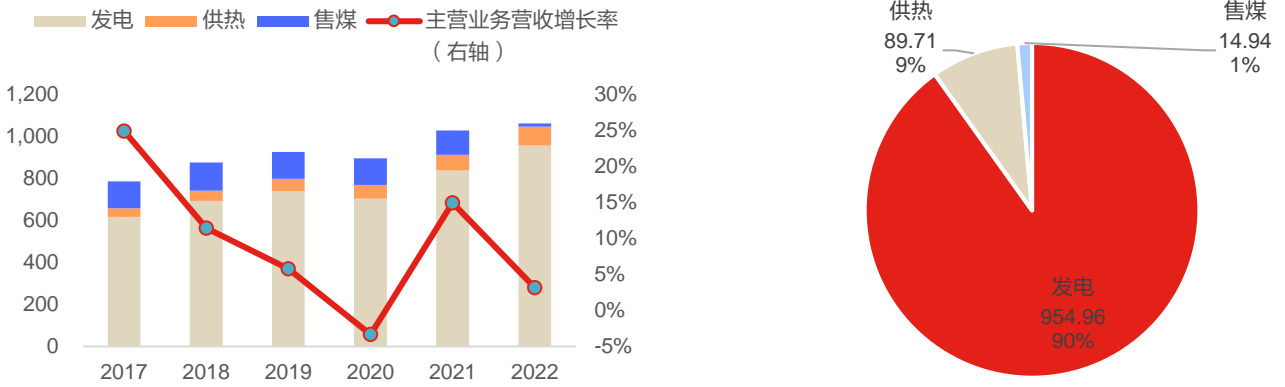
2017年以来，公司主营业务收入保持增长。其中发电业务为公司主要收入来源，2022年受益于结算电价的整体上浮，公司发电业务收入达到955亿元，同比增长14%，发电业务收入占公司主营业务收入的比例达到90%。在全年煤价维持高位的不利因素下，公司发电业务毛利率仍达到2.32%，较前一年同比上升了8.08pct。

售煤业务收入在2017-2021年间基本维持在120亿元左右，2022年全年煤价处于相对高位，公司煤炭贸易量减少以降低风险，导致售煤业务收入仅为15亿元，同比下降87%。从利润角度来看，公司售煤业务毛利较低，2021年受煤价上涨影响，毛利率仅为-5.55%，2022年缩量经营有效管控风险，毛利率提升至4.10%。但售煤业务收入在公司营收中的占比较低，总体对公司利润影响较小。

公司供热业务营收平稳增长，由2017年的40.26亿元增长至2022年的89.71亿元，年均复合增长率17%。2022年供热业务营收占公司主营业务营收的比例为9%，是公司除发电业务外的第二大营收来源。但供热业务毛利率常年为负，2020年前维持在-10%以内，2021年至2022年受燃煤及天然气等燃料价格上涨影响，毛利率下滑至-30%左右，亏损面扩大。

图 5：2017-2022 年各版块业务营收及整体营收增长（亿元）

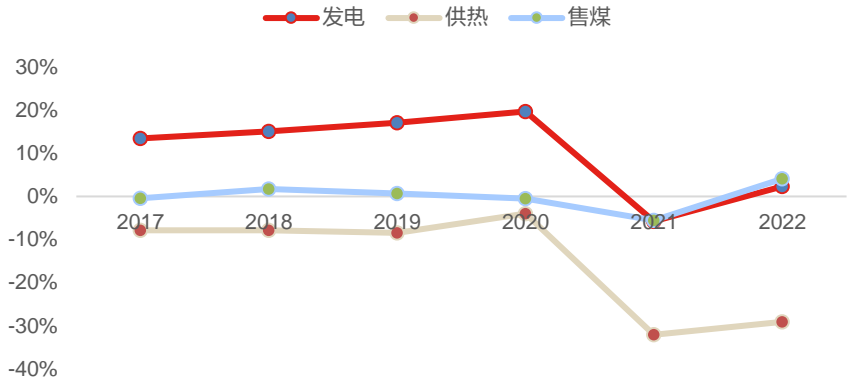
图 6：2022 年公司营收结构（亿元）



数据来源：公司公告，东方证券研究所

数据来源：公司公告，东方证券研究所

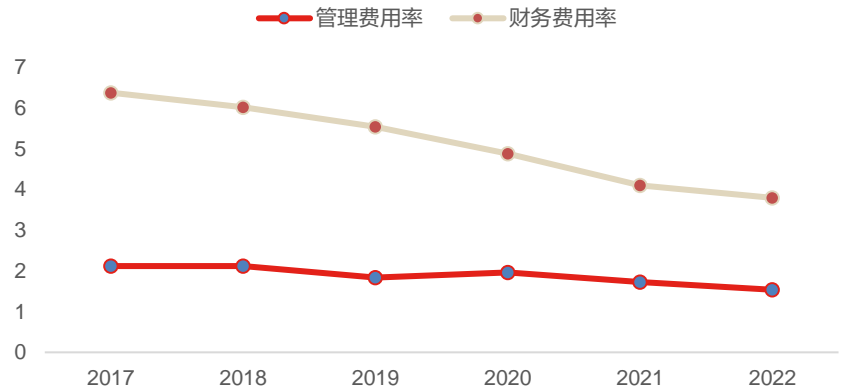
图 7：2017-2022 年公司各主营业务毛利率



数据来源：公司公告，东方证券研究所

期间费用方面，公司持续优化管理模式，提高管理效率，管理费用率在 2%左右，自 2020 年起有连续下降趋势，至 2022 年为 1.54%。近年来公司加大资金运作及融资创新力度，融资成本持续降低，在公司营收稳定增长的情况下，财务费用有所减少，2022 年财务费用 40.47 亿元，同比减少 5.4%。财务费用率由 2017 年的 6.38% 下降至 2022 年的 3.80%，下降 2.58pct。

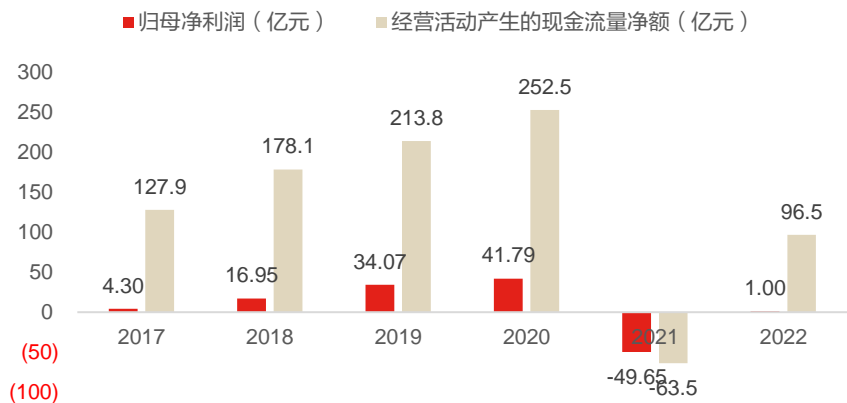
图 8：2017-2022 年公司费用率 (%)



数据来源：公司公告，东方证券研究所

在业务稳定增长及期间费用的有效控制下，公司 2017 至 2020 年归母净利润及经营活动产生的现金流量净额均保持增长。2021 年煤价大幅上涨使得公司发电业务成本陡增，全年业绩大幅亏损，归母净利润降至-49.65 亿元。同时大幅亏损也导致公司首次出现经营活动现金流量亏损，全年经营活动产生的现金流量净额大幅下降至-63.51 亿元。2022 年，虽然国内煤炭价格依然保持较高水平，但电价上浮政策的全面落地打通火电成本价格传导机制，缓解了成本端压力，22 年公司实现归母净利润 1.00 亿元成功扭亏，同时经营活动产生的现金流量净额也恢复至 96.5 亿元。

图 9：2017-2022 年公司归母净利润及经营活动产生的现金流量净额



数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 电价提升、成本端煤价改善，火电业绩修复

### 装机规模稳定增长，火电下游需求有保障

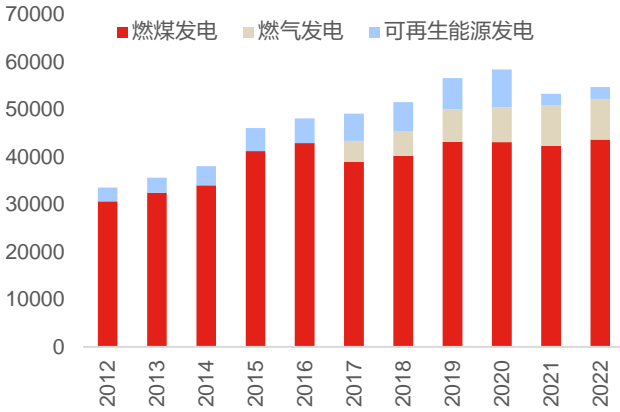
作为华电集团常规能源发电资产的整合平台，公司控股为主、建并结合拓展常规能源发电，并依托水电、气电实质性提升清洁能源装机占比。公司控股装机容量持续上升。2021 年风电、光伏资产整合后，公司不再直接拥有风电、光伏资产，转为大比例参股新能源专业平台华电新能。截至 2022 年末，公司控股装机容量约为 54,754.24 兆瓦，主要包括燃煤发电控股装机约 43,700 兆瓦，燃气发电控股装机约 8,589.05 兆瓦，可再生能源发电（水力发电）控股装机约 2,459 兆瓦。

从地域分布来看，公司火电项目主要集中在公司起源地山东省，省内火电装机容量（含在建项目）占公司全部火电装机规模的 35%。域外拓展主要在广东、湖北、安徽、湖南、浙江等经济相对较发达地区，下游需求有保障。

2022 年公司总发电量 2209 亿千瓦时，较 2021 年同比下降 5.11%。一方面是受到疫情影响，经济增速放缓，工业用电需求不及预期；另一方面是公司剥离风电、光伏资产以及出售火电项目导致发电量减少。若去除剥离资产的影响，可比口径下 2022 年发电量同比增加 0.54%。

图 10：公司近十年各类电源装机容量变化（兆瓦）

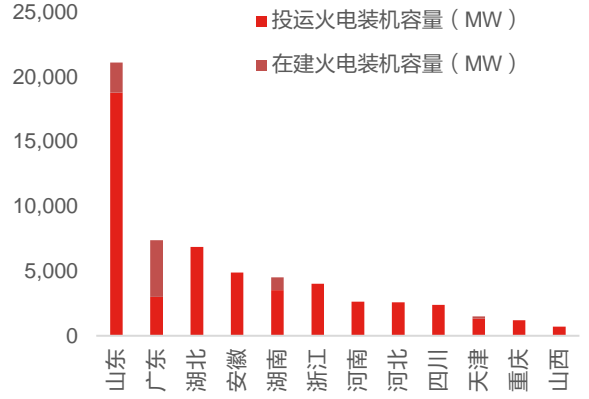
图 11：截至 2022 年底公司火电装机容量地区分布



数据来源：公司公告，东方证券研究所

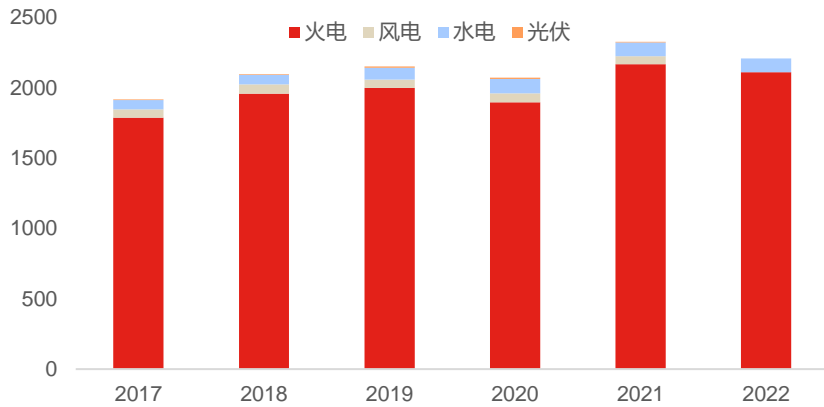
注：2016年及以前燃煤发电装机容量中包含燃气发电装机容量

可再生能源发电中包括风电、水电、光伏发电、生物质发电



数据来源：公司公告，东方证券研究所

图 12：2017-2022 年公司各电源发电量（亿千瓦时）

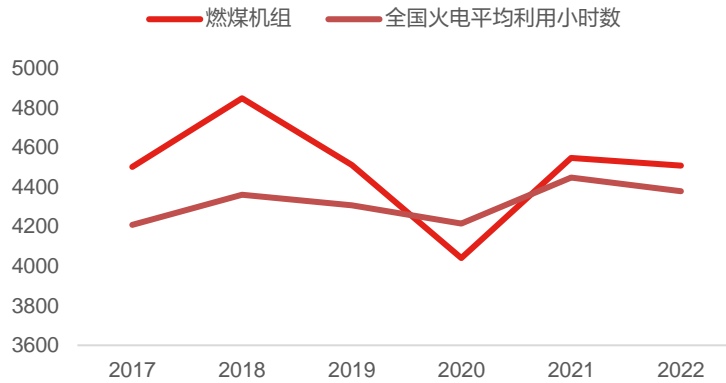


数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 火电运营效率

公司深入研判电力、煤炭市场和政策，抢发效益电量，合理安排设备利用小时，增强公司效益。面对 2022 年用电需求增速不及预期的宏观背景，公司燃煤机组平均利用小时数达到 4508 小时，高于同期全国 6000 千瓦及以上火电机组 4379 小时的平均利用小时数。

图 13：2017-2022 年，公司火电机组平均利用小时数（小时）



数据来源：公司公告，东方证券研究所

火电机组平均利用小时数一方面受到下游用电需求直接影响，下游需求改善可能提高用电小时数，提高公司火电机组的单位盈利能力。另一方面也受到项目所在地可再生能源发电发展情况影响，可再生能源发电量增长较快将有可能挤压火电上网电量空间，降低机组的平均利用小时数，从而削弱公司火电机组单位盈利能力。

我们以华电国际 2022 年的煤电发电小时数 4508 小时作为基准情景，对发电利用小时数波动对公司 22 年火电度电净利润的影响进行了弹性测算。结果显示：在单一要素影响下，利用小时数降低 15% 将减少度电净利润 1.88 分；利用小时数提高 15% 将增加度电净利润 1.39 分。

表 1：利用小时数对度电净利润弹性测算（基于公司 2022 年经营数据并假设其他要素不变）

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4 (基准)	情景 5	情景 6	情景 7
利用小时数变化	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
利用小时 (小时)	3832	4057	4283	4508	4733	4959	5184
度电其他成本 (分/千瓦时)	12.53	11.83	11.21	10.65	10.14	9.68	9.26
增加度电净利润 (分/千瓦时)	-1.88	-1.18	-0.56	0.00	0.51	0.97	1.39

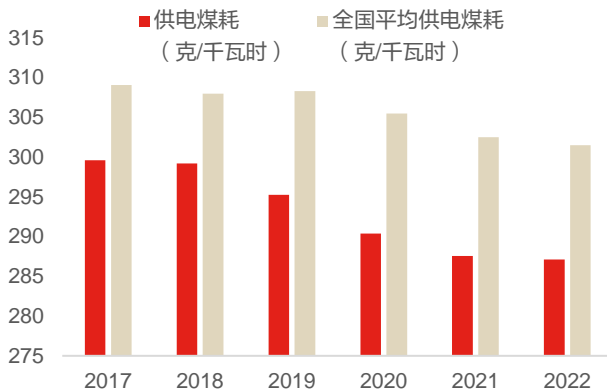
数据来源：公司公告，东方证券研究所测算

公司持续投入进行节能技术改造，年均技改资本支出维持在 40 亿元左右，运营效率不断提升。2017-2022 年间，公司电厂供电煤耗持续下降，2022 年公司火电机组平均供电煤耗为 287.11 克/千瓦时，领先于全国平均值的 301.5 克。厂用电率维持在 5% 左右水平，2022 年 5.03% 领先于全国平均值的 5.80%。

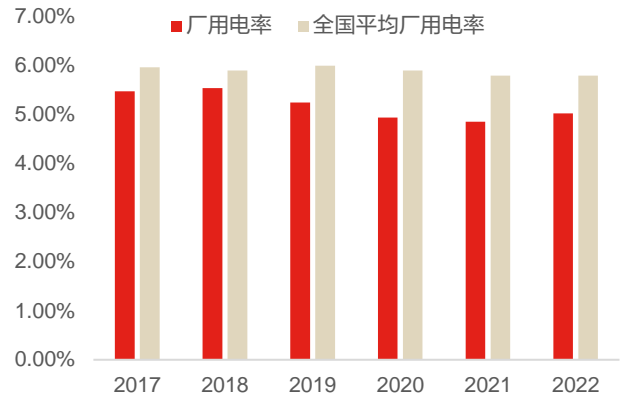
图 14：2017-2022 年公司火电机组平均供电煤耗

图 15：2017-2022 年公司电厂厂用电率 (%)

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。



数据来源：公司公告，东方证券研究所



数据来源：公司公告，东方证券研究所

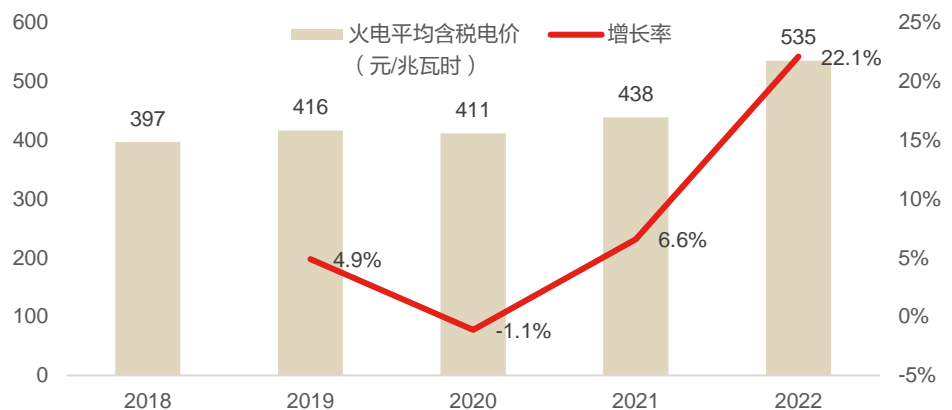
## 火电电价上浮，盈利能力改善明显

2021年10月12日，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》。《通知》明确的四项重要改革措施中对火电运营企业影响较大的主要是两条：①有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。②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由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，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。

该政策自4Q21开始落地发挥作用，2022年为政策执行后的首个完整年度，从公司公布的火电平均上网电价中已见端倪。21年由于仅有第四季度执行电价上浮，平均到全年后供给完成的平均上网电价同比仅增长了6.6%。而22年全年执行电价上浮政策，公司22年全年实现的火电平均上网电价达到535元/兆瓦时，较2021年同比增长了22.1%，效果显著。电价的上涨一定程度抵消了全年高企的煤价带来的成本端压力。公司因此受益，电力业务毛利率由2021年的-5.55%恢复至22年的2.32%。

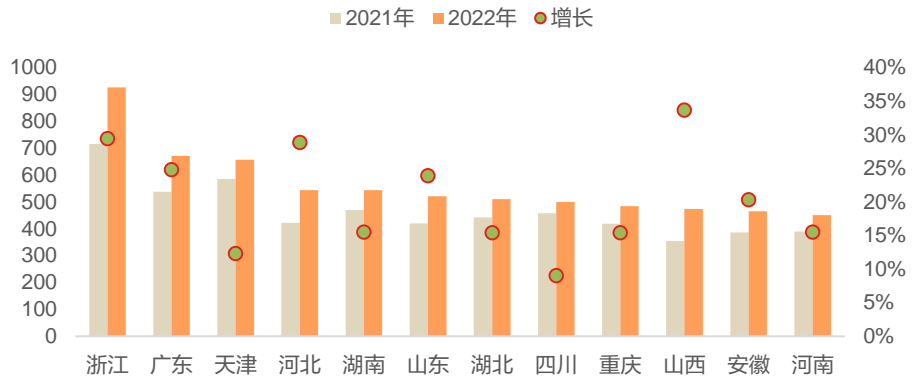
分地区来看，浙江、广东、山东、安徽等公司拥有火电装机较多的省份，22年火电平均上网电价同比上涨均超过20%。涨幅最高的山西省更是达到了34%。

图 16：近五年公司火电平均上网电价（含税，元/兆瓦时）及增长率



数据来源：公司公告，东方证券研究所

图 17：21-22 年公司各地火电厂电价变化（含税，元/兆瓦时）



数据来源：公司公告，东方证券研究所

我们基于 2022 年公司各省燃煤发电项目的上网电量及上网电价，加权测算得到全年公司燃煤机组平均上网电价为 534.75 元/兆瓦时（含税）。我们基于燃煤电价涨幅这一单一要素变化，测算了相应的业绩弹性，结果显示：电价涨幅 2.5%/5%/10%，将增加公司 22 年归母净利润 11.24/22.49/44.97 亿元。

表 2：基于燃煤电价的业绩弹性测算（基于公司 2022 年上网电量数据并假设其他要素不变）

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4 (基准)	情景 5	情景 6	情景 7
燃煤电价涨幅	-10.00%	-5.00%	-2.50%	0.00%	2.50%	5.00%	10.0%
燃煤平均电价-含税 (元/兆瓦时)	481.28	508.02	521.38	534.75	548.12	561.49	588.23
燃煤平均电价-不含税 (元/兆瓦时)	425.91	449.57	461.40	473.23	485.06	496.89	520.56
电价净增加 (元/兆瓦时)	(47.32)	(23.66)	(11.83)	0.00	11.83	23.66	47.32
22 年燃煤上网电量 (亿千瓦时)	2111.9	2111.9	2111.9	2111.9	2111.9	2111.9	2111.9
增加税前净利润(亿元)	(99.94)	(49.97)	(24.99)	0.00	24.99	49.97	99.94
增加税后净利润(亿元)	(74.96)	(37.48)	(18.74)	0.00	18.74	37.48	74.96
增加归母净利润(亿元)	(44.97)	(22.49)	(11.24)	0.00	11.24	22.49	44.97

数据来源：公司公告，东方证券研究所测算

## 电力市场稳步建设，公司积极参与电力市场化交易

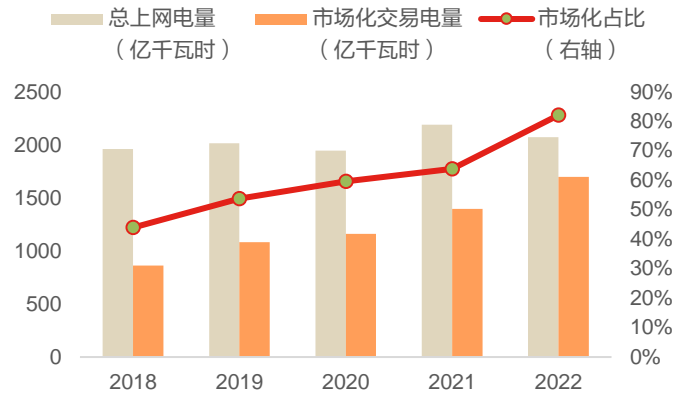
自 2015 年《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及其配套文件印发实施以来，我国电力市场建设稳步有序推进，初步形成多元竞争主体格局，市场在资源优化配置中作用明显增强。2022 年，全国市场化交易电量 5.25 万亿千瓦时，同比增长 39%，占全社会用电量的 60.8%。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 4.14 万亿千瓦时，同比增长 36.2%。2022 年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》作为未来十年指导电力市

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

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。

公司积极参与电力市场化交易，市场化交易比例不断提高。2022 年公司参与电力市场化交易量达到 1698 亿千瓦时，占公司总上网电量的 82%，市场化交易的比例较前一年增长 18pct。

图 18: 近五年公司市场化交易电量占比情况



数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 容量电价变革

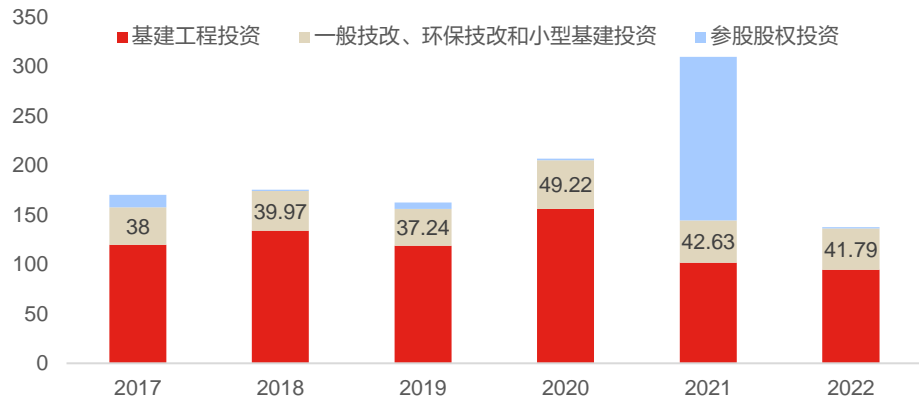
公司火电机组中 35%装机容量位于山东省。2022 年 3 月 28 日，山东省发改委关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知中提出，山东电力现货市场引入容量补偿电价，山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元（含税）。而后 11 月 16 日，国网山东电力公司会同山东电力交易中心发布《关于发布 2023 年容量补偿分时峰谷系数及执行时段公告》。根据季节不同，深谷时段系数最低取值 0.1，尖峰时段系数最高取值为 2.0，由此测算，山东省 2023 年执行的电力现货市场容量补偿电价范围为 0.00991 元/千瓦时~0.1982 元/千瓦时。

另一方面 2022 年 10 月底，山东印发了《2023 年电力市场通知征求意见稿》，指出“调整完善电网企业代理购电用户电价结构，其输配电价执行与直接交易用户相同的电价政策，不再执行峰谷分时电价。推动建立更加符合市场供需关系的分时电价政策。”

紧接着，山东再次印发《山东省电网企业代理工作指南（征求意见稿）》，在 1 千伏及以上代理购电用户中建立尖峰电价和深谷电价机制，用户侧电价要开始与电力现货市场挂钩。年内推出的容量电价机制正是将用户侧电价和电力现货市场挂钩的具体举措之一，带来更高的峰谷价差，为区域内火电机组通过灵活性改造参与深度调峰调频提供更大的盈利空间。

公司近年来在技术改造方面持续投入，2017~2022 年每年用于一般技改、环保技改和小型基建投资的资本支出稳定在 40 亿元左右。持续的技术改造投资有望在山东容量电价补偿推广落地过程中开始受益。

图 19: 2017~2022 年公司资本支出结构（亿元）



数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 动力煤、天然气等原料价格仍是影响公司电力业务的主要因素

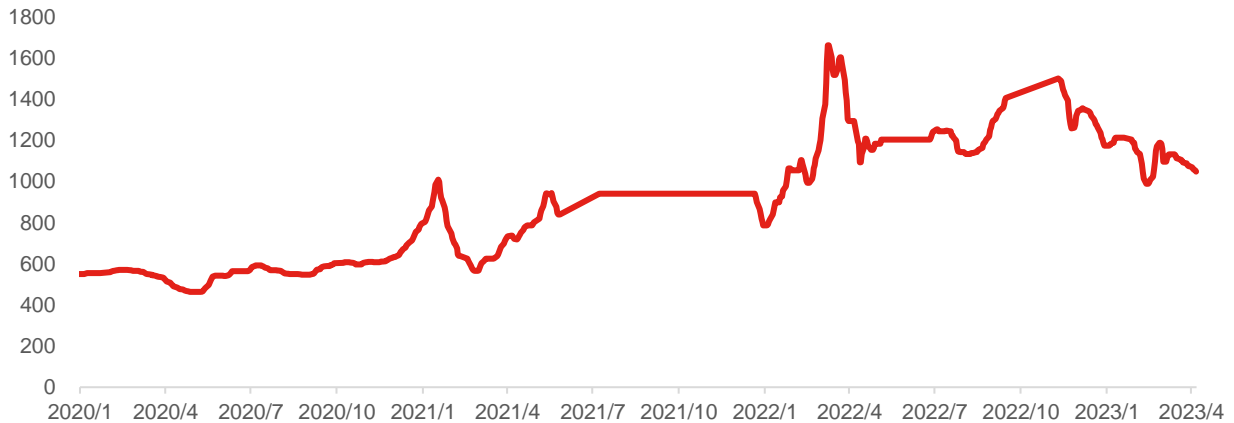
### 22 年煤价维持较高水平，成本端继续承压

2021 年底，随着前一轮产地及港口的限价、供给放量等政策密集落地，动力煤价格快速回落。2022 年初受需求持续攀升以及国际能源市场持续紧张影响，动力煤价格回暖，尤其是 2 月俄乌冲突后，国际能源市场供需环境迅速恶化，全球能源市场价格快速上涨，压制了沿海电厂的进口空间，对内需求激增快速推高国内动力煤现货市场价格，最高一度来到 1600 元/吨以上。3 月淡季特征初现加上水电启动较好形成了对火电的较早替代，需求转弱，采购放缓，煤价开始回落。传统淡季、水电替代与国内疫情多点散发共振，压制电力需求，终端电厂前期库存充足，补库动力不强，动力煤现货市场价格在 1300 元/吨左右水平维持近 4 个月。

至 8 月底，迎峰度夏与水电出力不足推动库存迅速消耗，煤价再次进入上行通道。9 月~10 月，大秦线铁路事故、例行检修以及部分线段出现疫情，导致发运能力下降，港口库存去化，支撑煤价高位运行，淡季不淡。10 月，在疫情扰动及传统淡季的影响下，供需两端均走弱。

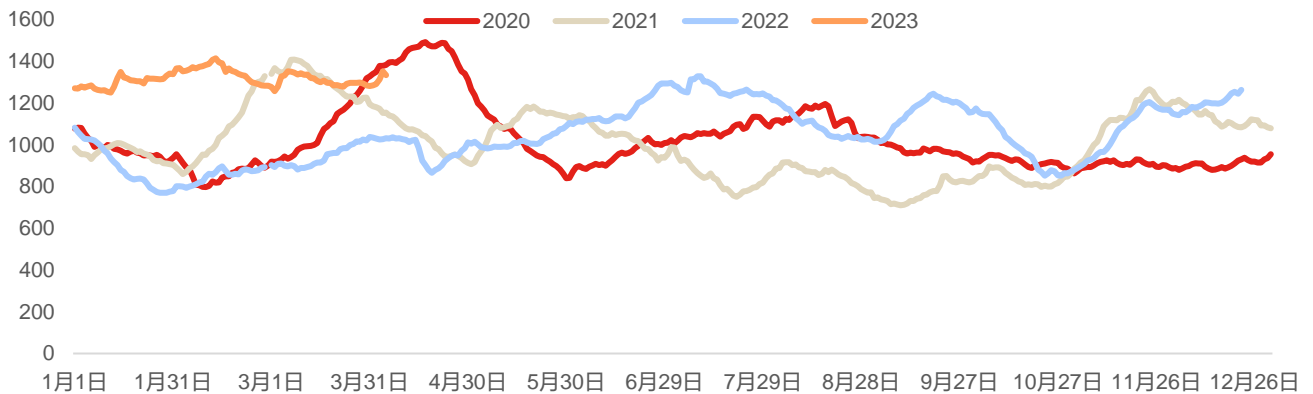
11-12 月，疫情的扰动仍在持续，但程度有所缓解，对需求仍有压制，煤价快速回落。全年来看，虽然 2022 年年内煤价最高点不及去年，但在相对高位维持时间较长，使得 2022 年全年均价仍高于 2021 年。据公司统计，公司煤机 2022 年入炉标煤单价 1183.41 元/吨，较 2021 年增加 84.32 元/吨。

图 20：秦皇岛港动力末煤(Q5500)平仓价（元/吨）



数据来源：wind，东方证券研究所

图 21：北方四港动力煤库存（万吨）

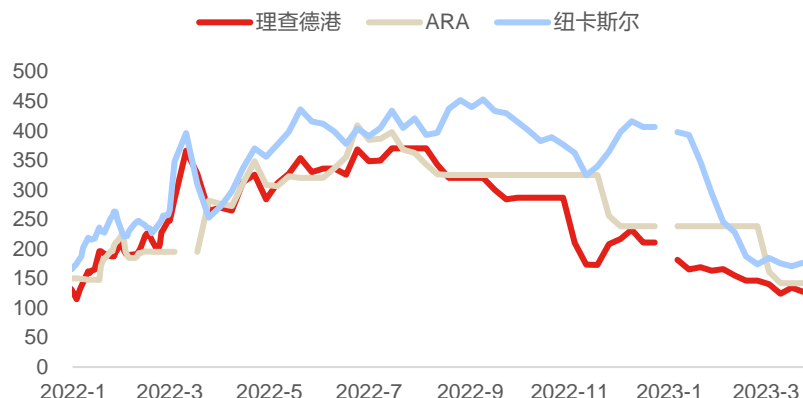


数据来源：wind，东方证券研究所

## 23 年煤价中枢有望下移，煤电机组盈利能力有望继续改善

23 年 1 月~2 月，受疫情及春节假期影响，下游需求相对缓和，国内煤价下跌明显。国际能源市场逐渐趋稳，进口煤经济性开始企稳回升，对国内动力煤价格也形成一定下行压力，尤其是对进口煤需求相对更高的沿海地区。叠加前两年煤炭保供政策的新增产能逐步释放，预计 23 年年内动力煤供需相对宽松，动力煤市场价格中枢有望下移。

图 22：国际主要港口动力煤价格（\$/吨）



有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

数据来源：wind，东方证券研究所

华电国际 2022 年长协煤履约比例约为 59%，我们以当前长协煤履约比例以及 22 年市场煤均价（秦皇岛港 5500 大卡平仓价）1220 元/吨为基准场景，基于市场煤价格单一要素变化，测算了相应的业绩弹性，测算结果显示：市场煤价格调整+200/+100/-100/-200 元/吨，将增加公司 22 年归母净利润-37.46/-18.73/18.73/37.46 亿元。

**表 3：基于市场煤价格变化的业绩弹性测算（基于公司 2022 年煤机发电量数据并假设其他要素不变）**

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
市场煤单价变化-元/吨	+200	+100	0	-100	-200
市场煤价-元/吨	1420	1320	1220	1120	1020
长协履约比例	59%	59%	59%	59%	59%
入炉标煤均价（不含税）-元/吨	1287	1235	1183	1132	1080
单位燃料成本（元/兆瓦时）	369.48	354.62	339.77	324.92	310.06
单位燃料成本减少（元/兆瓦时）	-29.71	-14.85	0.00	14.85	29.71
增加税前利润（亿元）	-58.52	-29.26	0.00	29.26	58.52
增加税后利润（亿元）	-46.82	-23.41	0.00	23.41	46.82
增加归母净利润（亿元）	-37.46	-18.73	0.00	18.73	37.46

数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 新长协煤政策出炉，引导煤价回归合理区间

2021 年底的煤炭中长期合同签订履约方案征求意见稿明确：2022 年的煤炭长协签订范围进一步扩大，核定能力在 30 万吨及以上的煤炭生产企业原则上均被纳入签订范围；需求侧，要求发电供热企业除进口煤以外的用煤 100%签订长协。价格方面，“基准价+浮动价”的定价机制不变，新一年的动力煤长协将每月一调；5500 大卡动力煤调整区间在 550-850 元之间，其中下水煤长协基准价为 700 元/吨，较此前的 535 元上调约 31%。

2022 年 2 月，发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，进一步提出：秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易价格的合理区间为每吨 570-770 元（含税）。煤炭中长期交易价格在合理区间内运行时，燃煤发电企业可在现行机制下通过市场化方式充分传导燃料成本变化，鼓励在电力中长期交易合同中合理设置上网电价与煤炭中长期交易价格挂钩的条款，有效实现煤、电价格传导。煤炭价格超出合理区间时，将充分运用《价格法》等手段和措施，引导煤炭价格回归合理区间。随着政策端和基本面共同发力，煤炭价格上涨除了逐步向电价端部分传导，也有望逐渐向合理区间回归。

另外，2022 年 7 月 1 日，在国家发改委电视电话会议上相关负责人提出要严格落实“三个 100%”，即：

**签约率 100%全覆盖：**根据《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案》，对于煤炭供应企业，签订的中长期合同总量达到自有资源量 80%以上；对于用煤企业，签订的中长期合同总量应 100%覆盖去年实际用煤量及今年新增需求。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

**履约率 100%严要求：**根据《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案》，月度履约率不低于 80%，季度和年度履约率不低于 90%的要求升级至必须 100%执行。

**价格政策 100%强执行：**按照“303 号文”确定的中长期交易价格合理区间执行的比例达到 100%。

2022 年 10 月 31 日，国家发改委印发特急文件《2023 电煤中长期合同签订履约工作方案》对做好 2023 年电煤中长期合同签订履约工作进行了安排、部署。此次方案较 22 年的方案进行了细节调整，主要涵盖供需、价格机制、履约要求等方面。

长协合同的签约和履约比例在很大程度上影响着火电企业的动力煤成本，公司在 22 年大力推动长协煤签约谈判，实现长协煤履约比例约为 59%。预计 23 年起政策力度加强，公司长协煤比例会进一步上升，带来成本的持续改善。我们以长协煤 770 元/吨的上限签约价格、公司当前长协履约比例 59%及 22 年市场煤均价（秦皇岛港 5500 大卡平仓价）1220 元/吨为基准场景，基于长协煤比例单一要素变化，测算相应业绩弹性。结果显示，当长协比例变化-10/+10/+20/+30pct 的情况下，增加公司 22 年归母净利润分别为-26.41/26.41/52.81/79.22 亿元。

表 4：基于长协比例变化的业绩弹性测算（基于公司 2022 年煤机发电量数据并假设其他要素不变）

	情景 1	情景 2 (基准)	情景 3	情景 4	情景 5
长协煤比例变化	-10%	0	+10%	+20%	+30%
长协比例	49%	59%	69%	79%	89%
测算入炉标煤均价-元/吨	1256	1183	1110	1038	965
单位燃料成本（元/兆瓦时）	360.71	339.77	318.82	297.88	276.94
单位燃料成本减少（元/兆瓦时）	-20.94	0.00	20.94	41.89	62.83
增加税前利润（亿元）	-41.26	0.00	41.26	82.52	123.78
增加税后利润（亿元）	-33.01	0.00	33.01	66.02	99.02
增加归母净利润（亿元）	-26.41	0.00	26.41	52.81	79.22

数据来源：公司公告，东方证券研究所

## 天然气进口依赖，对国际能源市场相对敏感

富煤贫油少气是我国的基本国情。我国天然气对进口有一定程度的依赖。据海关总署数据显示，自 2020 年初至今，除个别月份外，大部分时间我国天然气进口量在表观消费量中的占比维持在 40%左右。使得国内天然气价格在一定程度上会受到国际市场波动影响。

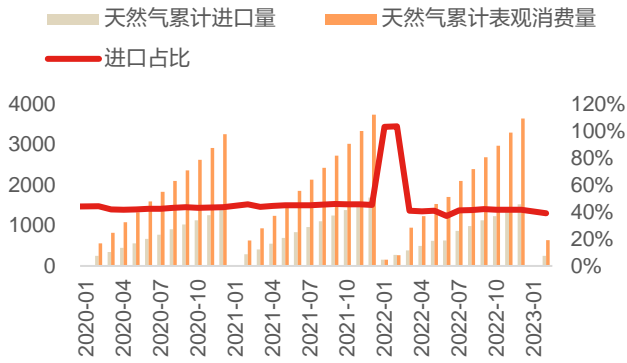
自 2021 年起，欧盟国家饱受能源之苦，叠加 2022 年 3 月起地缘冲突加剧，将欧盟的天然气焦虑推向风口浪尖。2022 年，欧盟国家在市场中苦寻天然气替代来源以补充各自天然气库存。补库存的进展也成为国际能源市场甚至欧洲经济走势的重要风向标。

随着天然气消费旺季的临近，2022 年 7 月起欧洲能源市场上的天然气次月交割的天然气价格开始攀升。叠加北溪管道停供影响，至 8 月底，英国 NBP 次月交割的天然气期货价格一度超过 640 便士/色拉姆（约合 75.2 美元/百万英热单位），为 2021 年同期的近 6 倍；荷兰 TTF 次月交割的天然气期货价格也一度超过 300 欧元/兆瓦时（约合 99.1 美元/百万英热单位），为 2021 年同期的 7.5 倍。12 月 19 日，欧盟能源部长在布鲁塞尔举行会议，就天然气价格上限定在每兆瓦时 180 欧

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

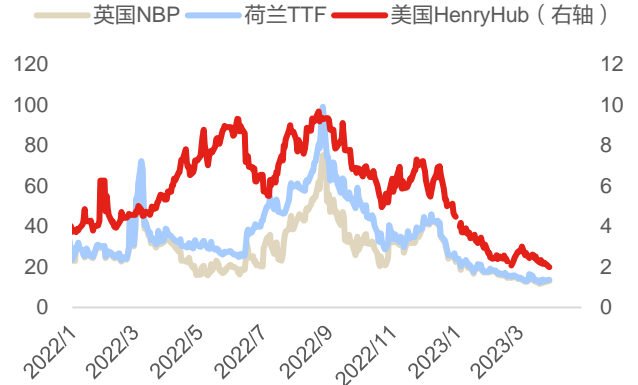
元(MWh)达成协议，远低于 11 月欧盟委员会提出的每兆瓦时 275 欧元。叠加欧洲多地暖冬趋势明显，天然气消耗速度放缓，荷兰 TTF 天然气期货价格持续回落。至 2023 年初，已基本恢复至俄乌冲突前的水平，带动国际能源市场全面回稳。预计 23 年内维持较低水平。

图 23：天然气消费中的进口占比（亿立方米）



数据来源：海关总署，东方证券研究所

图 24：国际主要期货市场天然气近月合约价格（\$/MMBtu）



数据来源：wind，东方证券研究所

## 参股华电新能，投资收益持续增长

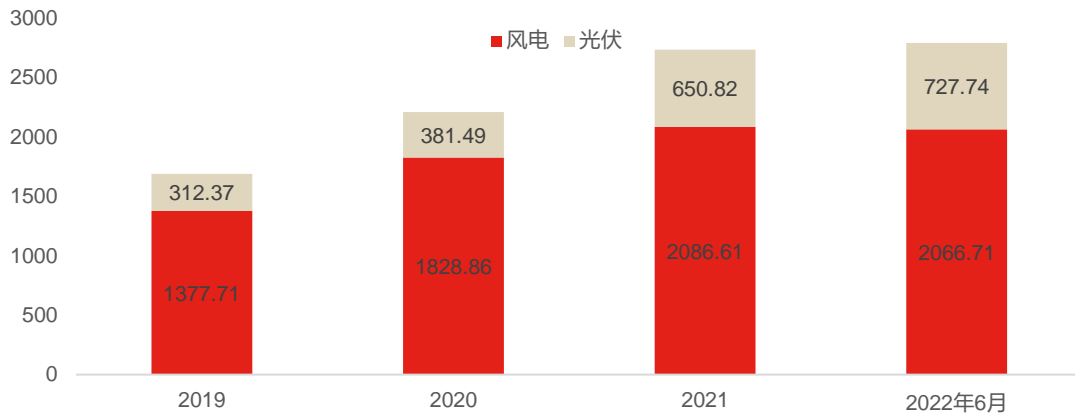
### 风电市占率 6%，光伏市占率 2.2%，合计装机规模市场领先

华电新能在风电业务发展方面拥有坚实的发展历史，截至 2022 年 6 月 30 日，公司控股风电装机容量 2,066.71 万千瓦，在国内风电行业市占率达到 6%；项目资源遍布全国，从风光资源禀赋优异的三北、西南区域到消纳优势明显、电价优势明显的中东南区域均有布局。

华电新能重视太阳能发电项目资源的获取与开发，把握行业规模快速发展的机遇，在集中式和分布式光伏两方面同步发力，积极响应国家政策支持，多措并举，装机规模持续大幅提升。截止 2022 年 6 月 30 日，公司控股太阳能装机容量 727.74 万千瓦，全国光伏行业市占率达到 2.2%。

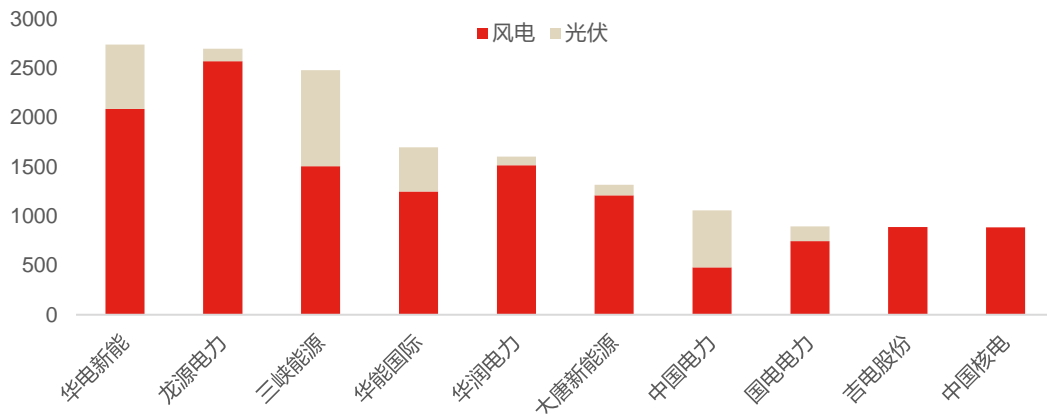
以截止 2021 年底装机规模计，华电新能风电、光伏合计装机规模 2737.43 万千瓦，合计市占率达 4.3%，在统计到十个新能源运营上市公司中排名第一。

图 25：2019-1H22 华电新能源风电、光伏装机规模（万千瓦）



数据来源：华电新能招股说明书，东方证券研究所

图 26：主要新能源运营商风电、光伏装机规模（截止 2021 年底，万千瓦）



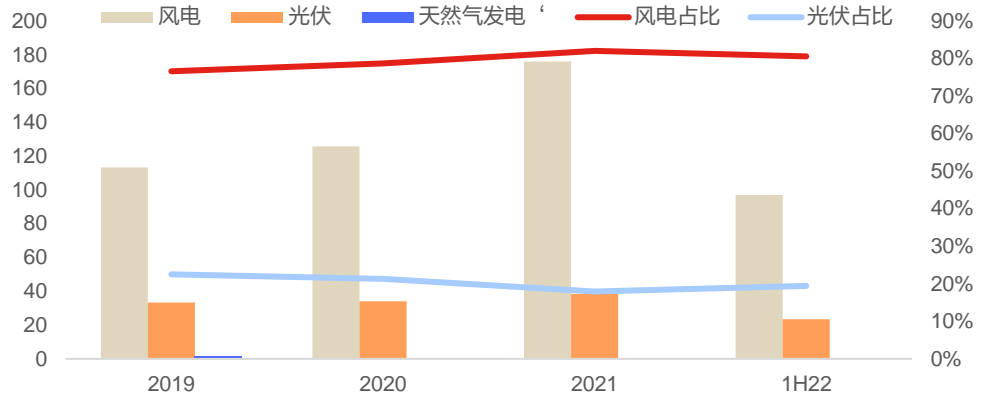
数据来源：各公司官网、公告，华电新能招股说明书，东方证券研究所

华电新能主要新能源资产遍布国内 30 个省（直辖市、自治区），全面覆盖国内风光资源丰沛和电力消费需求旺盛的区域，是国内最大新能源公司之一。随着在建项目的投产和新项目资源的获取，未来将进一步提升装机规模，运用更先进的设备与技术，在国内新能源行业的领先地位将得以巩固。根据华电新能招股说明书显示，此次募集的资金将用于拟建的风电、光伏项目合计装机规模达到 1516.55 万千瓦，分别于全国 23 个省（直辖市、自治区），预计将于 23-25 年陆续投产。

### 营收、利润、现金流稳定增长

随着并网运营的风力发电和太阳能发电电站数量不断增加，华电新能收入及利润规模逐年上升。2019-1H22，华电新能主营业务收入分别达到 147.91/159.94/214.55/120.49 亿元。1H22，风电、光伏在主营业务收入中的占比分别达到 81%和 19%。

图 27：2019-1H22 华电新能主营业务收入拆分（亿元）

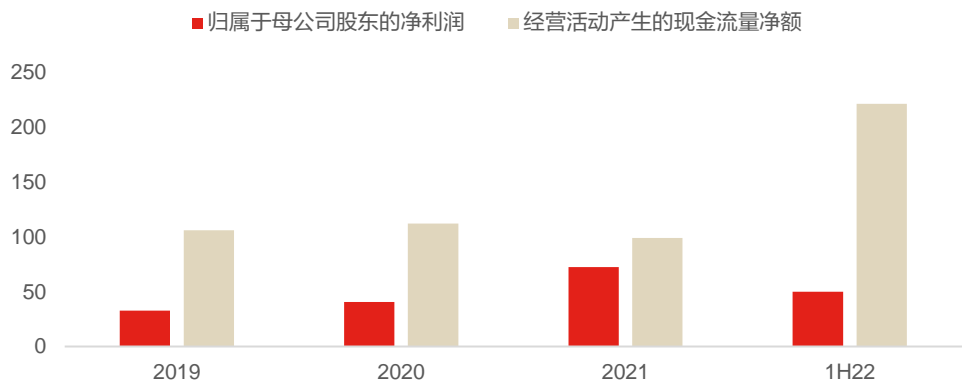


数据来源：华电新能招股说明书，东方证券研究所

华电新能 2019-2021 年分别实现归母净利润 32.8/40.6/72.3 亿元，1H22 实现归母净利润 49.87 亿元，全年有望继续保持增长。

2019-1H22，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 106 亿元、112 亿元、99 亿元和 221 亿元，公司经营活动产生的现金流量净额持续稳定流入。经营活动现金流入逐年上涨主要系公司新投产运营的风电、太阳能发电机组新产生售电收入持续增加所致。

图 28: 华电新能归母净利润及经营活动产生的现金流量净额 (万元)



数据来源：华电新能招股说明书，东方证券研究所

## 盈利预测与投资建议

### 盈利预测

我们对公司 2023-2025 年盈利预测做如下假设：

- 1) 公司 23-25 年的收入增长主要来源于新增机组的投产所带来的发电量增长等带来的发电收入增加、煤炭价格企稳带来的煤炭贸易量增加等
- 2) 假设公司 23-25 年新增投产的发电装机容量分别为 3490MW、2000MW 和 3699MW，其中燃煤机组分别为 3490MW、2000MW、1320MW；燃气机组分别为 0MW、0MW、2081MW；水电机组分别为 0MW、0MW、290MW
- 3) 由于公司机组所在地区可再生能源发电较快，可能对公司火电机组利用小时造成一定挤压。我们假设公司电厂 23-25 年平均发电利用小时数为 4165 小时、4165 小时、4098 小时，其中燃煤机组为 4518 小时、4508 小时、4498 小时；燃气机组为 2244 小时、2234 小时、2224 小时；水电机组为 4100 小时、4050 小时、4025 小时
- 4) 假设公司 23-25 年火电厂除燃煤成本外的其他度电成本基本保持不变，燃料成本方面假设 23-25 年平均入炉标煤单价较前一年分别下降 137 元/吨、46 元/吨、35 元/吨；火电厂单位供电煤耗持续下降，23-25 年分别为 284.24 克/千瓦时、281.40 克/千瓦时、278.58 克/千瓦时。
- 5) 假设公司火电机组 23-25 年平均上网电价分别为 535 元/兆瓦时、524 元/兆瓦时和 508 元/兆瓦时；水电机组 23-25 年平均上网电价分别为 232 元/兆瓦时、237 元/兆瓦时和 235 元/兆瓦时。
- 6) 由于结算电价保持较高上浮比例，叠加燃煤成本不断改善，预计公司发电业务毛利率有望快速恢复，假设公司 23-25 年发电毛利率分别为 11.9%、12.8%和 13.4%。
- 7) 由于 23-25 年动力煤价格中枢有望持续下移，预计公司煤炭贸易量将逐步恢复，假设 23-25 年公司售煤收入分别为 34.14 亿元、55.24 亿元和 75.67 亿元；毛利率分别为 2.1%、2.1%和 2.1%。
- 8) 假设公司 23-25 年售热量分别达到 1.75 亿吉焦、1.84 亿吉焦、2.03 亿吉焦。由于燃煤成本逐年下降，我们预计公司售热毛利率将逐步恢复，假设 23-25 年售热毛利率分别为 -14.1%、-6.8%和-5.8%。
- 9) 公司 23-25 年管理费用率为 1.75%、1.67%、1.65%；财务费用率为 3.72%、3.51%、3.42%。
- 10) 公司 23-25 年的所得税率维持 20%。
- 11) 公司目前持有华电新能 31%股权，我们假设 24 年华电新能完成上市，公司持有的股权比例稀释至 24%；华电新能业务保持增长，我们假设 23-25 年不考虑华电新能上市确认的一次性投资收益，公司投资收益分别为 46.78 亿元、43.28 亿元和 46.06 亿元。

#### 盈利预测核心假设

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
发电					

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

销售收入（百万元）	83,642.0	95,495.8	100,960.0	105,223.6	105,996.0
增长率	19.2%	14.2%	5.7%	4.2%	0.7%
毛利率	-5.8%	2.3%	11.9%	12.8%	13.4%
<b>供热</b>					
销售收入（百万元）	7,468.2	8,970.6	9,419.1	9,692.3	10,341.7
增长率	12.2%	20.1%	5.0%	2.9%	6.7%
毛利率	-32.1%	-29.1%	-14.1%	-6.8%	-5.8%
<b>售煤</b>					
销售收入（百万元）	11,616.7	1,493.9	3,413.8	5,524.5	7,566.6
增长率	-7.4%	-87.1%	128.5%	61.8%	37.0%
毛利率	-5.6%	4.1%	2.1%	2.1%	2.1%
<b>其他业务</b>					
销售收入（百万元）	1,695.4	1,098.2	1,098.2	1,098.2	1,098.2
增长率	24.5%	-35.2%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率	83.9%	72.1%	80.3%	78.8%	77.0%
<b>合计</b>	<b>104,607.5</b>	<b>107,058.5</b>	<b>114,891.1</b>	<b>121,538.6</b>	<b>125,002.4</b>
<b>增长率</b>	<b>12.5%</b>	<b>2.3%</b>	<b>7.3%</b>	<b>5.8%</b>	<b>2.8%</b>
<b>综合毛利率</b>	<b>-6.2%</b>	<b>0.4%</b>	<b>10.1%</b>	<b>11.4%</b>	<b>11.7%</b>

资料来源：公司公告，东方证券研究所测算

## 投资建议

我们预计公司 23-25 年归属于母公司净利润分别为 55.49、64.97、71.49 亿元，对应每股收益分别为 0.55、0.64、0.70 元。

我们选择相对估值法对公司进行估值。华电国际作为国内五大电力集团之一华电集团旗下的发电平台，以火电和水电为主要资产，其中火电装机规模较大，运营效率高，另通过持有华电新能源获得绿电收益。因此，我们选择的可比公司主业均为以火电（煤电一体化）为核心业务的火电、绿电一体化运营商，其商业模式和发展逻辑与华电国际相似，可比公司 2023 年调整后平均预测市盈率 15 倍。我们给予公司 2023 年 15 倍 PE 估值，对应目标价 8.25 元。首次覆盖，给予“买入”评级。

表 5：可比公司估值表（数据截至 2023.4.27 收盘价）

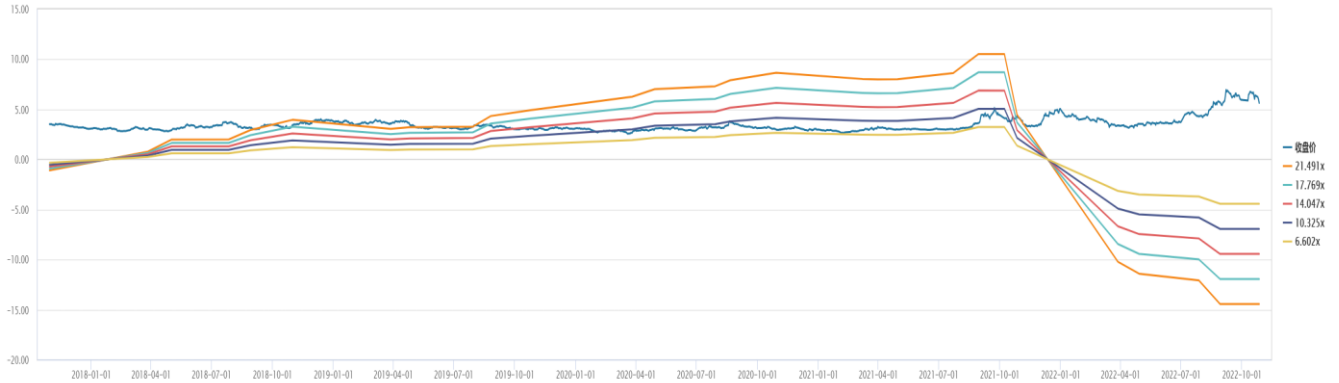
公司	代码	最新价格 (元)	每股收益 (元)				市盈率			
		2023/4/27	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
国电电力	600795	4.06	-0.10	0.16	0.40	0.48	-41.77	25.63	10.18	8.46
华能国际	600011	9.65	-0.64	-0.47	0.61	0.77	-15.14	-20.51	15.75	12.50
大唐发电	601991	3.27	-0.49	-0.02	0.19	0.26	-6.65	-147.30	17.32	12.48
上海电力	600021	10.44	-0.65	0.11	0.74	0.96	-16.02	91.66	14.15	10.92
申能股份	600642	6.65	0.31	0.22	0.53	0.68	21.25	30.16	12.47	9.85
粤电力 A	000539	6.24	-0.56	-0.57	0.31	0.51	-11.19	-10.91	19.86	12.24

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

调整后平均					-12.00	6.00	15.00	11.00
-------	--	--	--	--	--------	------	-------	-------

数据来源：wind，东方证券研究所

图 29：华电国际 PE-band



数据来源：wind，东方证券研究所

## 风险提示

- 1) 电价下滑风险。当前执行的电价上浮政策可能随市场煤价下跌有所调整。公司营收和利润中火电的占比高，电价的下滑可能对公司业绩带来负面影响。
- 2) 火电需求不及预期风险。22 年受宏观经济影响用电需求增长相对较缓，若 23 年宏观经济恢复速度不达预期，可能影响全社会用电需求。在保障新能源发电消纳的大背景下，可能优先压制火电需求增长，公司发电量可能受到影响。
- 3) 市场煤价格波动风险。22 年动力煤市场价格保持相对高位，若 23 年煤价下降幅度不达预期或出现预期外的大幅波动，将导致公司火电业务成本端恶化，影响公司火电盈利水平。
- 4) 长协煤政策推进不及预期风险。22 年国家层面大力推进长协煤政策的落地，若 23 年公司签订的长协煤合约覆盖率或履约率不达预期，可能导致公司整体用煤成本提高。
- 5) 投资收益波动风险。公司持有华电新能 31% 股权，22 年华电新能带来的投资收益在公司业绩中的占比较高，若后续华电新能业务增长不及预期，可能导致公司投资收益波动，影响公司业绩。华电新能上市当年公司或需确认一次性投资收益，由于华电新能上市完成时间、价格均存在不确定性，可能导致公司投资收益大幅波动。

**附表：财务报表预测与比率分析**

资产负债表						利润表					
单位:百万元	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	单位:百万元	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
货币资金	6,091	6,282	27,693	39,546	63,225	营业收入	104,608	107,059	114,891	121,539	125,002
应收票据、账款及款项融资	9,808	12,717	13,147	13,247	14,259	营业成本	111,084	106,599	103,281	107,717	110,360
预付账款	2,067	3,729	2,455	3,077	3,396	营业税金及附加	1,024	880	1,168	1,386	1,426
存货	6,116	3,937	4,323	4,806	4,540	销售费用	0	0	0	0	0
其他	5,497	2,565	3,417	3,637	3,157	管理费用及研发费用	1,810	1,639	2,007	2,028	2,061
<b>流动资产合计</b>	<b>29,579</b>	<b>29,230</b>	<b>51,035</b>	<b>64,313</b>	<b>88,578</b>	财务费用	4,279	4,047	4,341	4,410	4,407
长期股权投资	37,370	41,033	43,084	45,238	47,500	资产、信用减值损失	3,406	1,060	1,058	1,059	1,059
固定资产	122,987	125,748	123,158	116,780	107,285	公允价值变动收益	(37)	10	(9)	(12)	(4)
在建工程	15,859	14,843	10,530	7,975	5,825	投资净收益	7,259	4,805	4,687	4,336	4,615
无形资产	7,217	7,272	7,354	7,393	7,387	其他	1,198	1,016	757	720	684
其他	5,927	5,136	6,394	5,290	6,490	<b>营业利润</b>	<b>(8,574)</b>	<b>(1,336)</b>	<b>8,471</b>	<b>9,983</b>	<b>10,986</b>
<b>非流动资产合计</b>	<b>189,360</b>	<b>194,032</b>	<b>190,521</b>	<b>182,675</b>	<b>174,488</b>	营业外收入	471	275	439	395	370
<b>资产总计</b>	<b>218,939</b>	<b>223,262</b>	<b>241,556</b>	<b>246,988</b>	<b>263,066</b>	营业外支出	348	89	240	226	185
短期借款	27,645	27,985	27,815	27,900	27,857	<b>利润总额</b>	<b>(8,451)</b>	<b>(1,150)</b>	<b>8,670</b>	<b>10,152</b>	<b>11,171</b>
应付票据及应付账款	14,803	16,614	17,949	16,621	17,803	所得税	(1,672)	(512)	1,734	2,030	2,234
其他	23,215	18,493	22,856	19,448	22,320	<b>净利润</b>	<b>(6,779)</b>	<b>(638)</b>	<b>6,936</b>	<b>8,122</b>	<b>8,936</b>
<b>流动负债合计</b>	<b>65,663</b>	<b>63,092</b>	<b>68,620</b>	<b>63,968</b>	<b>67,980</b>	少数股东损益	(1,797)	(738)	1,387	1,624	1,787
长期借款	56,682	59,740	66,992	71,605	76,451	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>(4,982)</b>	<b>100</b>	<b>5,549</b>	<b>6,497</b>	<b>7,149</b>
应付债券	17,512	25,034	25,034	25,034	25,034	每股收益(元)	-0.49	0.01	0.55	0.64	0.70
其他	5,438	4,947	5,542	5,220	5,237						
<b>非流动负债合计</b>	<b>79,631</b>	<b>89,721</b>	<b>97,569</b>	<b>101,859</b>	<b>106,722</b>	主要财务比率					
<b>负债合计</b>	<b>145,294</b>	<b>152,813</b>	<b>166,189</b>	<b>165,828</b>	<b>174,702</b>		2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
少数股东权益	11,729	10,935	12,322	13,947	15,734	<b>成长能力</b>					
实收资本(或股本)	9,870	9,894	9,894	9,894	9,894	营业收入	12.5%	2.3%	7.3%	5.8%	2.8%
资本公积	13,209	12,949	12,949	12,949	12,949	营业利润	-216.6%	84.4%	734.2%	17.8%	10.0%
留存收益	16,050	12,781	16,351	20,870	26,040	归属于母公司净利润	-212.2%	102.0%	5459.2%	17.1%	10.0%
其他	22,788	23,891	23,851	23,502	23,748	<b>获利能力</b>					
<b>股东权益合计</b>	<b>73,644</b>	<b>70,449</b>	<b>75,367</b>	<b>81,160</b>	<b>88,364</b>	毛利率	-6.2%	0.4%	10.1%	11.4%	11.7%
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>218,939</b>	<b>223,262</b>	<b>241,556</b>	<b>246,988</b>	<b>263,066</b>	净利率	-4.8%	0.1%	4.8%	5.3%	5.7%
						ROE	-7.3%	0.2%	9.1%	10.0%	10.2%
						ROIC	-1.7%	0.8%	5.1%	5.4%	5.5%
						<b>偿债能力</b>					
						资产负债率	66.4%	68.4%	68.8%	67.1%	66.4%
						净负债率	149.8%	168.6%	140.1%	120.6%	89.7%
						流动比率	0.45	0.46	0.74	1.01	1.30
						速动比率	0.36	0.40	0.68	0.93	1.24
						<b>营运能力</b>					
						应收账款周转率	10.6	9.9	9.4	9.8	9.6
						存货周转率	25.2	21.1	24.9	23.5	23.5
						总资产周转率	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
						<b>每股指标(元)</b>					
						每股收益	-0.49	0.01	0.55	0.64	0.70
						每股经营现金流	-0.65	0.98	2.58	1.85	2.89
						每股净资产	6.10	5.86	6.21	6.62	7.15
						<b>估值比率</b>					
						市盈率	-12.9	642.1	11.5	9.9	9.0
						市净率	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9
						EV/EBITDA	-27.4	15.8	6.6	6.0	5.6
						EV/EBIT	-42.5	67.3	14.2	12.7	11.9

资料来源：东方证券研究所

## 分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

## 投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

### 公司投资评级的量化标准

- 买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；
- 增持：相对强于市场基准指数收益率 5% ~ 15%；
- 中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；
- 减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级——由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级——根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

### 行业投资评级的量化标准：

- 看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；
- 中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；
- 看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

## 免责声明

本证券研究报告（以下简称“本报告”）由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告的全体接收人应当采取必要措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容。不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发的，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

---

## 东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

电话：021-63325888

传真：021-63326786

网址：[www.dfzq.com.cn](http://www.dfzq.com.cn)

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。