

公用事业

2022 年 08 月 11 日

## 华电国际 (600027)

——缺电致传统能源价值重估 抽蓄绿电提供二次成长

报告原因：强调原有的投资评级

买入 (维持)

市场数据：2022 年 08 月 11 日

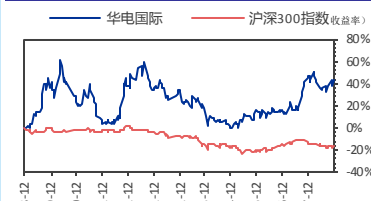
收盘价 (元)	4.54
一年内最高/最低 (元)	5.53/3.27
市净率	0.7
息率 (分红/股价)	5.51
流通 A 股市值 (百万 元)	36982
上证指数/深证成指	3281.67/12474.03

注：“息率”以最近一年已公布分红计算

基础数据：2022 年 03 月 31 日

每股净资产 (元)	6.32
资产负债率%	65.42
总股本/流通 A 股 (百 万)	9870/8146
流通 B 股/H 股 (百万)	-/1717

一年内股价与大盘对比走势：



证券分析师

刘晓宁 A0230511120002  
liuxn@swsresearch.com  
查浩 A0230519080007  
zhahao@swsresearch.com

研究支持

邹佩轩 A0230520110002  
zoupux@swsresearch.com

联系人

查浩  
(8621)23297818x  
zhahao@swsresearch.com

投资要点：

- **国内最大型综合性能源公司之一，背靠华电集团起于山东走向全国。**公司于 1994 年由山东省电力公司等发起成立，2003 年电改后控股股东变更为华电集团。自成立以来山东省一直为公司火电优势省份，2004 年占公司火电装机 58%，后经过自建与集团资产注入等，公司资产扩张至国内十二个省份，截至 2022 年 3 月山东省火电控股装机仍占据公司 37% 份额，其他火电资产主要分布在电力负荷中心或煤矿区域附近。2021 年公司实现营收 1044 亿元，目前管理运营电源涉及燃煤、燃气及水电，并通过大比例参股华电新能（持股 31.03%）推动新能源发展，为国内最大的综合性能源企业之一。截至 2022 年 3 月，公司控股装机容量约 5336 万千瓦，其中燃煤 4236 万千瓦，燃气 859 万千瓦，水电约 240 万千瓦。
- **缺电倒逼电改，传统电源价值有望重估。**中电联预计十四五期间我国全社会用电量 CAGR 将达到 4.8%，根据我们测算，中性偏乐观假设下，水、核、风、光等清洁能源在十四五期间合计支撑年用电增速 2.6%-3.6%，用电需求与清洁能源之间的缺口仍需煤电补齐。然而相较于缺电量，缺负荷更加棘手，新能源“极热无风、晚峰无光”特性对瞬时负荷支撑有限，火电调峰责任尤其重要。在用电供需矛盾下，火电稀缺性凸显，其定价机制有望改革，容量电价作为保证火电调峰的最有利武器有望加速推进。山东作为公司火电优势省份，其电源结构决定了新能源消纳问题的严峻性，目前山东已积极推行现货市场与辅助服务市场，电力市场化改革走在全国前列，若山东省出台火电容量电价政策，公司火电将显著受益。
- **夏季能源保供压力大，冬季电量负荷双缺下压力更大，长协煤等煤炭控制政策有望加速推进。**2022 年年初至今我国煤价仍维持高位水平，国家发改委于 2022 年 2 月发布 303 号文，后连发数文控煤价，并于 6 月明确“欠一补三”惩罚措施，7 月提出三个“100%”要求。2022 年 7 月 12 日，李克强总理在专家和企业座谈会上表示，当前正值电力迎峰度夏，要进一步提升煤炭电力稳定供应能力，坚决防止拉闸限电。6 月以来，已有多个省份最高负荷创下历史新高，而冬季电量负荷更紧缺，为保障冬季供电，煤炭控制等政策有望在冬季来临前加速推进。我们认为当前宏观经济背景及电力供需格局下，国家控煤价决心不容置疑，短期通过行政手段控制煤价，煤电长协签约率、履约率均有望上行，火电盈利能力有望边际改善。我们测算，在电价不变情况下，公司符合 770 元/吨限价标准的长协煤占比每提升 10%，综合入炉煤价可降低 38.5 元/吨，对应年化归母净利润增厚 17.98 亿元。
- **华电集团旗下常规能源整合平台，参股华电煤电保障煤炭来源。**公司于 2014 年被确立为华电集团旗下常规能源整合平台，2015-2021 年集团先后三次向公司注入湖北、湖南区域优质火电资产，资产注入后扩大了公司业务覆盖并增厚业绩。截至 2021 年底，集团内已投运未上市火电/水电资产分别为 5165/2178 万千瓦，未来满足条件时集团或将其择机注入公司，持续增厚公司业绩；伴随未来煤电电价机制理顺，进一步增强公司竞争力。同时公司参控股多家煤炭企业，权益产能超过 1244 万吨/年，2021 年权益收益超过 13.3 亿元，其中最核心的为华电煤业集团。华电煤业与公司为同一控股股东，年产能 5000 万吨/年，为国内第 13 大煤矿企业。公司通过参控股煤炭企业提高对煤炭资源的保障，同时为公司提供投资收益，若未来公司提高对华电煤业的股权比例，将使得公司火电盈利更稳定。
- **剥离新能源资产并注入华电新能，抽蓄绿电铸就第二成长曲线。**2021 年 6 月，集团明确十四五新增新能源装机 7500 万千瓦，并确立华电新能为集团唯一新能源业务发展平台，公司于 2021 年下半年将其持有的 17 家新能源公司全部注入华电新能，并通过现金购买合计持有华电新能 37.19% 股份（后被稀释为 31.03%）。截至 2021 年底，华电新能新能源控股装机共 2737 万千瓦，其中风电/光伏分别为 2087/651 万千瓦，为国内第二大新能源平台，仅次于龙源电力。2021 年华电新能实现归母净利润 72.3 亿元，公司获得投资收益 22.43 亿元。华电新能作为集团旗下唯一新能源发展平台，将承担集团十四五新能源计划主要责任，公司或将通过多能互补等方式协同华电新能发展。另一方面，公司“十四五”和“十五五”抽水蓄能项目储备和规划中、落实开发权的项目约 1002 万千瓦，已在浙江、湖北、湖南、广东、山东、安徽、江西等区域开展项目部署，约 300 万千瓦已进入初可研阶段。我们认为，在新型电力系统大背景以及两部制电价政策支持下，抽水蓄能有望加速发展，公司水电装机将迎来飞跃式发展，成为重要业绩增量。
- **盈利预测与估值：**结合半年度业绩预告以及当前煤价，我们上调公司 2022-2024 年归母净利润分别为 46、61、71 亿元（此前预测 2022-2024 年归母净利润分别为 24.55、30.41 和 40.44 亿元），当前股价对应 PE 分别为 10、7 和 6 倍。基于我们分部估值结果，中性假设下公司合计内在价值为 810=200（火电）+40（水电）+420（参股新能源）+150（参控股煤矿），对应股价为 8.21 元，较当前股价上涨空间 81%。同时公司承诺 2020-2022 年以现金方式分配的利润原则上不少于当年可分配利润的 50%，且不低于人民币 0.2 元/股。假设公司 2022 年延续 2020-2021 年 0.25 元/股的分红，对应股息率为 5.51%，安全边际十足，维持“买入”评级。
- **风险提示：**煤价持续处于高位，资产减值超预期，容量电价政策推进不及预期。

财务数据及盈利预测

	2021	2022Q1	2022E	2023E	2024E
营业总收入 (百万元)	104,422	28,816	112,637	118,094	118,225
同比增长率 (%)	12.3	-4.0	7.9	4.8	0.1
归母净利润 (百万元)	-4,965	617	4,579	6,068	7,108
同比增长率 (%)	-	-50.3	-	32.5	17.1
每股收益 (元/股)	-0.50	0.06	0.46	0.61	0.72
毛利率 (%)	-	-	-	-	-
ROE (%)	-8.0	1.0	10.4	12.1	12.5
市盈率	-9	10	7	6	6

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



申万宏源研究微信服务号

## 投资案件

### 投资评级与估值

公司为华电集团旗下常规能源整合平台，国内最大型综合性能源企业之一，2021 年剥离新能源资产并注入华电新能（最新持股 31.03%）后，专注于火电与水电运营，其中火电控股装机约 51GW（占比 95%）；在山东区域火电控股装机 18.8GW，占山东火电装机的 16.21%。不合理的电价机制引发的用电供需矛盾亟待解决，容量电价作为保证火电调峰的最有利武器有望加速推进，旧电源价值有望重估。山东作为新能源消纳压力最大的省份，若山东推出容量电价机制，则公司有望在其火电电价机制改革下显著受益。同时在长协煤三个“100%”要求下公司煤电业绩弹性巨大。在发展常规能源的同时，公司通过大比例参股集团唯一新能源整合平台华电新能支持集团新能源建设并获取收益，未来公司有望通过多能互补等方式与华电新能协同发展。综合考虑煤价与华电新能项目进度，我们给予公司 2022-2024 年归母净利润预测分别为 46、61、71 亿元，当前股价对应 PE 分别为 10、7、6 倍，我们认为公司火电业务已逐步走出至暗时刻，并将迎来业绩持续反弹，维持“买入”评级。

### 关键假设点

1) 火电：结合公司在建机组、当前煤价以及电力供需情况，假设 2022-2024 年火电控股装机容量分别为 5153、5436、5436 万千瓦，平均利用小时数分别为 4261、4301、4301，入炉标煤单价分别同比变动-4%、-1%、-1%，平均上网电价分别同比变动 15.12%、-0.28%、0%。

2) 水电：结合公司在建机组、来水情况以及电力供需情况，假设 2022-2024 年水电控股装机容量分别为 246、246、246 万千瓦，平均利用小时数分别为 4434、4162、4162，平均上网电价分别同比变动 5%、3%、0%。

3) 投资收益：结合华电集团及华电新能十四五发展规划以及新能源市场现状，假设公司 2022-2024 年参股华电新能获得的归母权益投资收益分别为 30、35、40 亿元；结合煤价与电力供需情况，假设公司 2022-2024 年参控股煤矿获得归母权益收益分别为 19、17、17 亿元。

### 有别于大众的认识

1) 市场低估了电力紧张程度以及煤电资产在新型电力系统下的重要性。根据我们测算以及近期各省发布的新闻，今年夏季负荷创新高几乎成为必然，而冬季负荷更加紧张，今年夏冬用电供需不容乐观。在十四五电量负荷双缺背景下，火电调峰责任重大，其稀缺性愈发凸显，而当下“市场煤-计划电”定价机制矛盾凸显，煤电电价机制亟需改善。我们认为缺电将推动电力体制改革，容量电价作为调峰有利保障或有望加速出台，公司作为一火独大企业，且主要火电机组分布在山东省，将充分受益于火电电价改革。

2) 市场低估了集团新能源转型决心以及华电新能发展速度。集团于 2021 年 6 月发布十四五新能源新增装机 75GW 规划，并调整集团新能源布局组成华电新能，截至 2022 年 3 月，华电新能新能源装机规模仅次于龙源电力，在建新能源合计 326 万千瓦，在集团支持以及碳中和背景下，华电新能装机规模有望快速上量，公司作为其第二大股东，或将通过多能互补方式支持华电新能发展，并获得投资收益。

### 股价表现的催化剂

- 1) 长协煤签约率与履约率上升；
- 2) 华电新能装机超预期；
- 3) 煤电容量电价政策出台。

### 核心假设风险

1) 长协率提升不及预期，煤价持续高位。公司为“一火独大”企业，尽管发改委要求长协率达到三个“100%”，但执行情况存在不确定性，在长协签约率与履约率未覆盖的部分仍需要在市场中购买，煤价高位运行将直接使得公司利润受损。

2) 容量电价政策推进不及预期：尽管我们认为在电量负荷同时紧缺环境下，火电调峰功能不可忽视，给予煤电企业合理收益机制刻不容缓，但政策推进仍存在不确定性。

## 目录

<b>1. 集团常规能源平台 多元业务布局 .....</b>	<b>7</b>
1.1 华电集团旗下常规能源整合平台 参股模式发展新能源 .....	7
1.2 全新战略确立抽水蓄能等多元新业务 打造第二成长曲线 .....	9
<b>2. 缺电倒逼电改 旧能源价值有望重估.....</b>	<b>10</b>
2.1 电量紧张 负荷更缺 火力发电调峰地位不可忽视 .....	10
2.2 夏季电力供需紧张 冬季格局进一步加剧 .....	13
2.3 电价机制逐步理顺 煤电价值迎来重估 .....	15
<b>3. 短期看煤价回归合理 中长期看火电盈利模式变革 .....</b>	<b>18</b>
3.1 背靠华电集团 从山东走向全国的火电龙头 .....	18
3.2 极高煤价致严重亏损 电价上涨叠加缺电 业绩修复弹性巨大 .....	21
3.3 缺电倒逼电改 公司有望享受煤电盈利模式改革 .....	26
<b>4. 集团资产重组 参股华电新能 ( 31% ) 打开成长空间 .....</b>	<b>28</b>
<b>5. 抽水蓄能打开水电第二成长空间 多元新兴业务再发力.....</b>	<b>31</b>
<b>6. 盈利预测与估值.....</b>	<b>33</b>

## 图表目录

图 1：公司 2017-2021 年分板块营收情况（亿元） .....	7
图 2：截至 2022 年 3 月公司控股装机结构 .....	7
图 3：截至 2022 年 3 月公司股权结构 .....	7
图 4：华电新能 2019-2022Q1 装机结构（万千瓦） .....	9
图 5：华电新能 2019-2022Q1 营收与归母净利润（亿元） .....	9
图 6：2018.3-2022.3 公司装机结构及清洁能源占比 .....	9
图 7：公司业务发展方向 .....	9
图 8：2000-2025E 全社会用电量及增速 .....	10
图 9：四个季度典型日负荷曲线（日内双峰） .....	11
图 10：2020 年国网经营区日最大负荷变化情况（冬夏双峰） .....	11
图 11：低比例新能源及尖峰负荷问题不突出情景（万千瓦） .....	12
图 12：高比例新能源及尖峰负荷突出情景（万千瓦） .....	12
图 13：山东省电力现货交易电价 .....	16
图 14：容量（两部制）气电电价政策对项目收益的影响 .....	18
图 15：截至 2021 年底国内火电控股装机公司 Top5（万千瓦） .....	18
图 16：2018.3-2022.3 公司火电分电源装机情况（万千瓦） .....	18
图 17：2022 年 3 月公司火电装机地理布局（万千瓦） .....	19
图 18：2021 年底华电集团已投运未上市火电资产布局 .....	19
图 19：截至 2022 年 3 月公司火电装机结构 .....	20
图 20：2021 年国内火电龙头公司供电煤耗比较（克/千瓦时） .....	20
图 21：2017-2022Q1 公司分电源发电量（亿千瓦时） .....	21
图 22：2017-2022Q1 公司上网电价及增速 .....	21
图 23：2017-2022Q1 公司归母净利润及增速 .....	21
图 24：2017-2021 年公司各类减值损失（亿元） .....	21
图 25：2021 年国内火电龙头公司经营性现金流净额与资产负债率比较 .....	23
图 26：2017-2021 年国内火电龙头公司单位燃料成本比较（元/千瓦时） .....	23
图 27：公司 2018-2022Q1 市场化交易电量及占比 .....	24
图 28：2019 年 1 月-2022 年 8 月秦皇岛动力煤平仓价（Q5500，元/吨） .....	25
图：山东和广东 E 电力装机结构（GW） .....	

图 30 : 2021 年山东可再生能源电量和外来电量占比.....	27
图 31 : 华电新能装机分布.....	28
图 32 : 截至 2021 年底 A+H 国内纯新能源运营商龙头装机情况 (万千瓦) .....	29
图 33 : 截至 2021 年底国内 A+H 纯新能源运营商龙头单 gw 净利润 (亿元) ..	29
图 34 : 截至 2021 年底华电新能股东及参股公司 .....	30
图 35 : 2019-2022Q1 华电新能业绩情况 (亿元) .....	30
图 36 : 2017-2022Q1 公司投资收益及细分 (亿元) .....	30
图 37 : 2017-2021 年国内主要水电公司 ROE.....	31
图 38 : 2017-2021 年国内主要水电公司净利率 .....	31
图 39 : 抽水蓄能电站运行示意图.....	32
图 40 : 我国抽水蓄能装机规模及规划 (GW) .....	32
图 41 : 公司 PE-band (元/股) .....	33
图 42 : 公司 PB-band (元/股) .....	33
表 1 : 中国华电集团对华电国际的承诺.....	8
表 2 : 中国华电集团及旗下核心电力平台最新装机数据 (万千瓦) .....	8
表 3 : 2022-2030 国内电源结构预测表.....	11
表 4 : 我国 2022-2030 年负荷平衡缺口测算 (亿千瓦) .....	12
表 5 : 6 月以来各地电网负荷创下历史新高 .....	13
表 6 : 我国 2022-2030 年负荷平衡缺口测算 (冬季晚高峰, 亿千瓦) .....	14
表 7 : 国家发改委 2021 年 10 月 11 日《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》要点 .....	15
表 8 : 国家发改委近日严控煤价举措.....	15
表 9 : 容量成本回收的三种方式.....	16
表 10 : 南方区域深度调峰补偿标准 (元/MWh) .....	17
表 11 : 2014-2021 年集团注入资产情况.....	19
表 12 : 集团旗下部分未上市火电资产情况 (万千瓦) .....	19
表 13 : 公司参控股煤矿信息 .....	21
表 14 : 公司 2017-2021 年主要减值情况 (亿元) .....	22
表 15 : 截至 2021 年底国内火电龙头企业电源结构 (万千瓦) .....	23
表 : 公司主要售电区域最新市场化交易情况 (元/千瓦时, %) .....	

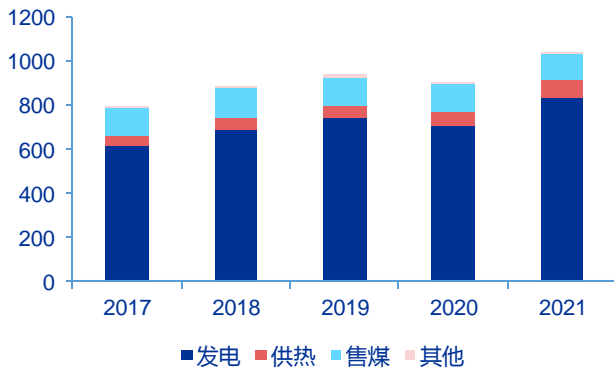
表 17：综合入炉煤价每降低 100 元/吨对公司归母净利润影响测算 .....	25
表 18：公司火电业绩弹性敏感性分析（假设电价不变） .....	25
表 19：近期公司火电装机主要省份电网负荷创下历史新高 .....	26
表 20：公司火电资产主要省份电力辅助服务政策 .....	26
表 21：华电集团核心未上市水电资产（万千瓦） .....	31
表 22：截至 2022 年 3 月公司在建机组 .....	34
表 23：公司售电业务核心假设 .....	34
表 24：可比公司估值表（元，元/股） .....	35
表 25：火电运营标的估值情况（2022/8/11） .....	35
表 26：水电运营标的估值情况 .....	35
表 27：新能源运营标的估值情况 .....	36
表 28：煤炭企业估值情况 .....	36
表 29：华电国际利润表（单位：百万元） .....	37
表 30：华电国际资产负债表（单位：百万元） .....	37
表 31：华电国际现金流量表（单位：百万元） .....	39

## 1. 集团常规能源平台 多元业务布局

### 1.1 华电集团旗下常规能源整合平台 参股模式发展新能源

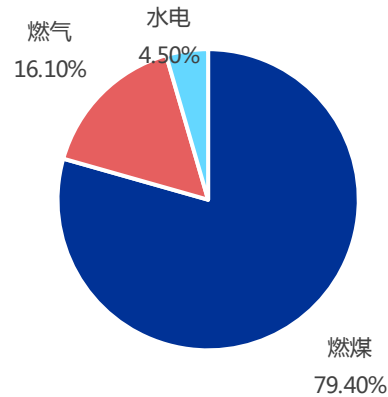
国内最大型的综合性能源公司之一，专注于常规能源运营。公司于 1994 年 6 月在山东省由山东省电力公司等发起成立，2003 年电改后控股股东变更为中国华电集团，并先后于 1999 年 6 月和 2005 年 1 月在香港联交所和上交所挂牌上市，为国内最大型的综合性能源企业之一。2021 年公司实现营收 1044 亿元，目前管理运营电源涉及燃煤、燃气及水电，并通过大比例参股华电新能（持股 31.03%）推动新能源发展。截至 2022 年 3 月，公司控股装机容量约为 5336 万千瓦，其中燃煤发电控股装机约 4236 万千瓦，燃气发电控股装机约 859 万千瓦，水力发电控股装机约 240 万千瓦。

图 1：公司 2017-2021 年分板块营收情况（亿元）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图 2：截至 2022 年 3 月公司控股装机结构

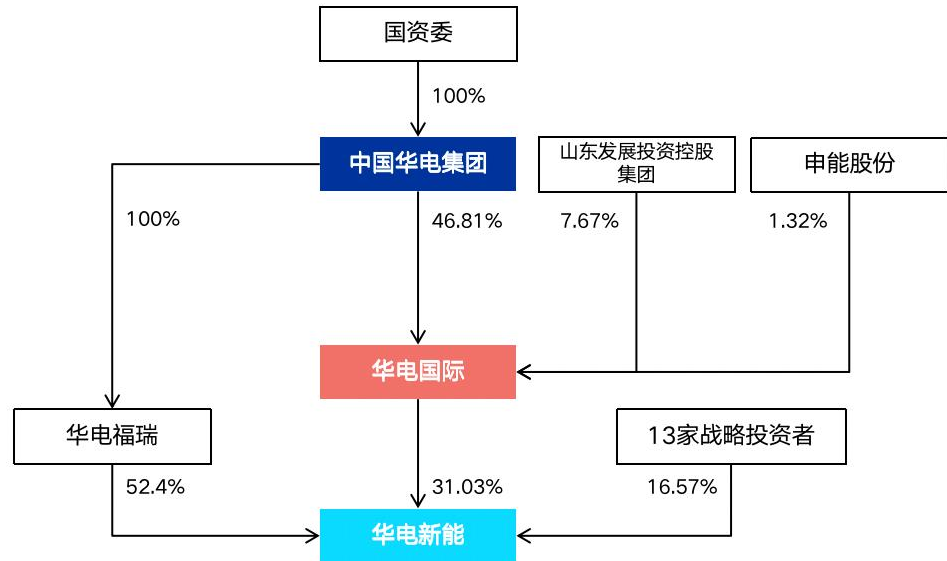


资料来源：公司公告，申万宏源研究

华电集团旗下以清洁能源为主的常规能源整合平台，华电新能第二大股东。公司控股股东为五大发电集团之一的华电集团，华电集团以电力、热力以及煤炭等一次能源为主业。截至 2020 年底，集团控股装机达到 1.66 亿千瓦，其中火电/水电/新能源及其他分别为 11429/2741/2436 万千瓦，资产遍布全国 30 多个省市。

华电集团旗下电力上市平台分别有华电国际、黔源电力、华电能源以及金山股份，后三者分别为贵州省、黑龙江省以及辽宁省区域上市平台，仅华电国际为集团旗下全国性上市平台，资产分布国内十二个省市，同时参股集团旗下唯一新能源整合平台华电新能（持股 31.03%）。2014 年公司被确立为华电集团旗下常规能源核心整合平台，2021 年确立华电国际为集团以清洁能源为主的常规能源整合平台。截至 2021 年底，集团旗下已投运未上市火电资产约 52gw、水电资产约 22gw。

图 3：截至 2022 年 3 月公司股权结构



资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：中国华电集团直接与间接合计持有华电福瑞 100% 股权

表 1：中国华电集团对华电国际的承诺

承诺	承诺内容	承诺时间及期限
定位	华电国际为中国华电集团整合 <b>常规能源发电资产的最终整合平台</b> 和发展常规能源发电业务的核心企业。	承诺时间：2014 年 8 月；履行期限：无限期。
同业竞争	中国华电集团原则上以省（或区域）为单位，将同一省内（或区域内）的相关资产注入华电国际。中国华电将在非上市常规能源发电资产满足资产注入条件后三年内，完成向本公司的注资工作。	承诺时间：2014 年 8 月；履行期限：满足资产注入条件后三年内。

资料来源：公司公告，申万宏源研究

表 2：中国华电集团及旗下核心电力平台最新装机数据（万千瓦）

公司	控股装机	火电	水电	新能源及其他	统计时间
华电集团	16606	11429	2741	2436	2020 年底
华电国际 (600027.SH/01071.HK)	5335	5095	240		2022 年 3 月
黔源电力 (002039.SZ)	398		323	75	2021 年底
金山股份 (600396.SH)	568	520		48	2021 年底
华电能源 (600726.SH)	649	649			2021 年底
华电新能	2737			2737	2021 年底
<b>未上市资产</b>	<b>7156</b>	<b>5165</b>	<b>2178</b>		

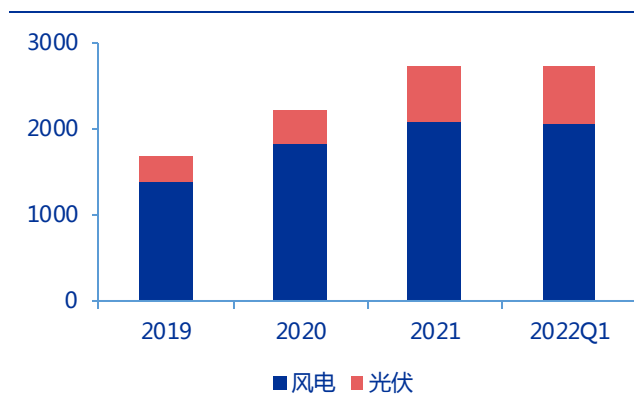
资料来源：各公司公告，申万宏源研究

注：由于集团与各公司统计数据时间有差异，故未上市资产数据存在偏误

剥离新能源资产并注入华电新能，通过参股方式发展新能源业务。2021 年，集团在双碳战略下重新修订战略目标，并进行集团内部资产重组，将华电福新、华电国际旗下全

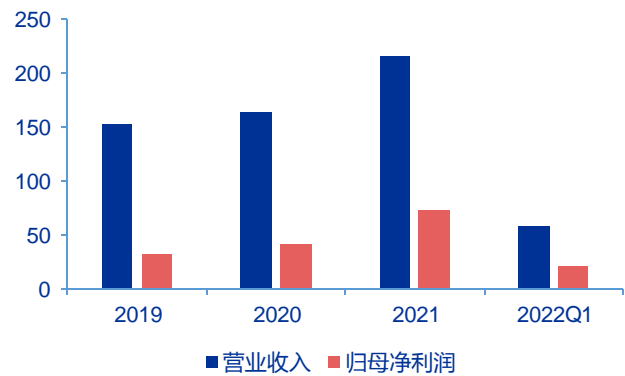
部以及集团旗下部分新能源资产注入华电新能，确立华电新能为集团唯一新能源整合平台。其中华电国际将其旗下持有的 17 家新能源公司（截至 2020 年在运/在建分别为 403/175 万千瓦）作价不高于 136 亿元注入华电新能，现金不低于 76 亿，合计 212 亿元出资认购华电新能 37.19% 股份（华电新能于 2021 年底引入战略投资者，公司持股稀释至 31.03%）。

截至 2021 年底，参股公司拥有控股新能源装机共 2737 万千瓦，其中风电 2087 万千瓦，光伏 651 万千瓦；2021 年实现营收 216 亿元，归母净利润 72.3 亿元。华电新能作为集团旗下唯一新能源整合平台，预计集团十四五新能源计划将主要由华电新能承担，公司持有华电新能大额股份，有望通过多能互补方式协同华电新能发展并获取收益。

**图 4：华电新能 2019-2022Q1 装机结构（万千瓦）**


资料来源：华电新能招股书，申万宏源研究

注：2022Q1 公司风电项目装机容量下降系置出部分风力发电项目股权及资产所致

**图 5：华电新能 2019-2022Q1 营收与归母净利润（亿元）**


资料来源：华电新能招股书，申万宏源研究

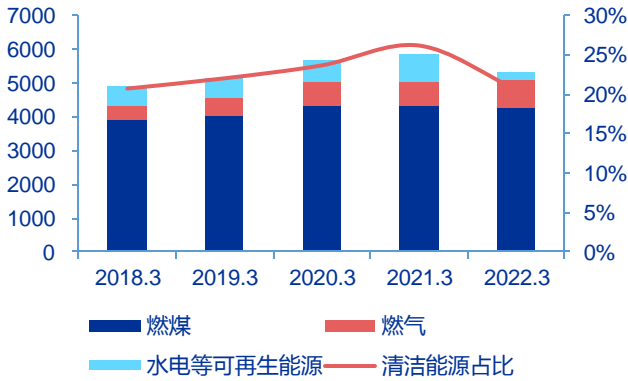
## 1.2 全新战略确立抽水蓄能等多元新业务 打造第二成长曲线

**以火电水电为主的常规能源运营平台，新型电力系统下积极发展抽水蓄能等新业态。**

2018 年 3 月至 2021 年 3 月，公司依托气电、水电以及新能源发展使得清洁能源装机占比逐年提升。2021 年集团将湖南区域火电资产注入公司，同时剥离公司新能源，此消彼长下公司 2021 年清洁能源装机占比大幅下降。

新型电力系统下，公司常规能源调峰功能凸显，价值有望被重新定义。此外，公司将开拓综合能源服务市场，积极参与电网需求侧响应，推动发展多能互补等新商业模式；加快储能等绿色发展新业态，大力推进抽水蓄能项目发展。截至 2021 年底，公司已获得抽水蓄能开发权超千万千瓦，并在山东、安徽等 8 各区域设立 9 家全资专业售电公司，2021 年完成售电量约 750 亿千瓦时。展望未来，抽水蓄能与售电等服务有望成为公司新的业绩增长点。

**图 6：2018.3-2022.3 公司装机结构及清洁能源占比**
**图 7：公司业务发展方向**



资料来源：公司公告，申万宏源研究

资料来源：公司公告，申万宏源研究

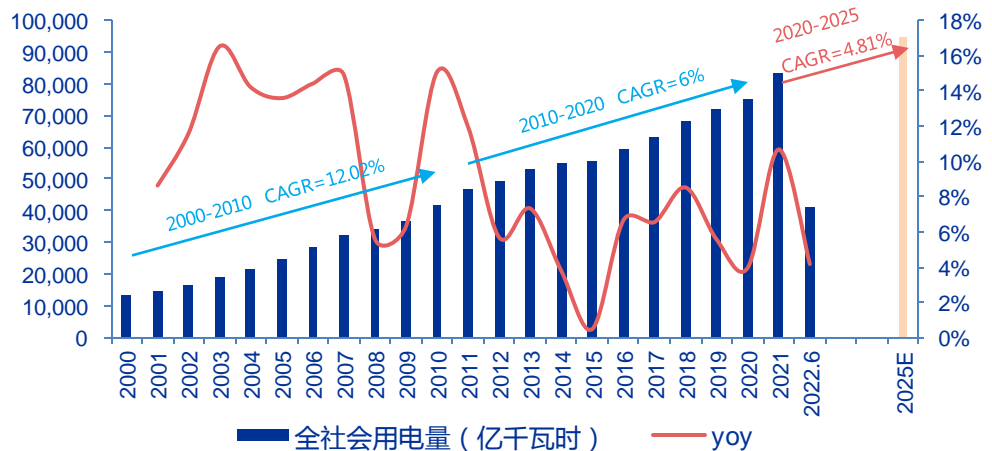
注：公司控股装机结构披露截至报告日（次年 3 月）数据，如 2021 年年报中披露截至 2022 年 3 月装机数据

## 2. 缺电倒逼电改 旧能源价值有望重估

### 2.1 电量紧张 负荷更缺 火力发电调峰地位不可忽视

短期电力需求增速下滑，碳中和推动电气化十四五用电仍有韧性。在碳中和能源革命以前，全社会用电量与 GDP 发展休戚相关，2000-2010 年受益于经济高速发展，全社会用电量 CAGR 高达 12.02%；2011-2020 年随着经济发展速度回落，全社会用电量 CAGR 下滑至 5.36%。而 2021 年碳中和战略推动能源结构转型与全社会电气化加速，全社会用电量增速回升至 10.68%。中电联预测，十四五期间我国将构建新发展格局，一系列举措将带动电力需求保持刚性、持续增长。预计 2025 年我国全社会用电量为 9.5 万亿千瓦时，“十四五”期间复合年均增速为 4.8%。

图 8：2000-2025E 全社会用电量及增速



资料来源：中电联，申万宏源研究

清洁能源增量无法满足用电需求增量，火电利用小时数必须保持较高水平。水电方面，“十四五”最后一轮投产高峰带来 4000 千瓦总新增装机，提供约 1600 亿千瓦时/年发电

增量。核电方面，审批停滞影响开始显现，“十四五”期间投产 11-13 台，只能提供约 1000 亿千瓦时/年发电增量。新能源方面，中性至乐观预期“十四五”复合装机增速 20%-30%，但由于新能源装机基数较低，十四五期间仅能提供约 1700-2600 亿千瓦时/年发电增量。综上清洁能源十四五期间合计仅能支撑年用电增速 2.6%-3.6%，而中电联预测十四五期间我国全社会用电复合增速为 4.8%，用电需求与清洁能源之间的缺口仍需煤电补齐。但是 2017 年煤电供给侧改革后，煤电装机增速显著下滑，在装机容量增速有限的情况下，我们测算火电利用小时数必须保持在 4600-4700 小时，较 2021 年提升 100-200 小时，火电资产在发电结构中不可或缺。

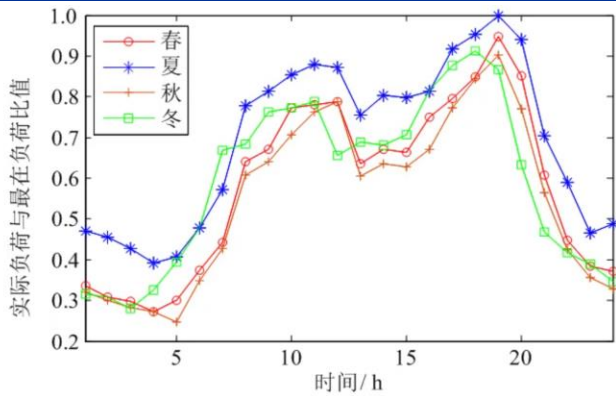
**表 3：2022-2030 国内电源结构预测表**

指标	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
总发电量 (亿千瓦时)	76236	83768	87538	92790	96965	101135	105383	109703	114091	118541	123045
<b>同比增速</b>	<b>4.00%</b>	<b>9.80%</b>	<b>4.50%</b>	<b>6.00%</b>	<b>4.50%</b>	<b>4.30%</b>	<b>4.20%</b>	<b>4.10%</b>	<b>4.00%</b>	<b>3.90%</b>	<b>3.80%</b>
累计装机容量 (亿千瓦)	21.28	22.9	24.68	26.63	28.67	30.86	32.96	35.16	37.38	39.72	42.06
常规水电	3.39	3.54	3.66	3.76	3.81	3.83	3.85	3.87	3.89	3.91	3.93
核电	0.5	0.53	0.56	0.56	0.57	0.63	0.69	0.75	0.83	0.93	1.03
<b>风电</b>	<b>2.82</b>	<b>3.28</b>	<b>3.78</b>	<b>4.31</b>	<b>4.86</b>	<b>5.44</b>	<b>6.04</b>	<b>6.64</b>	<b>7.24</b>	<b>7.84</b>	<b>8.44</b>
<b>太阳能发电</b>	<b>2.53</b>	<b>3.07</b>	<b>3.87</b>	<b>4.87</b>	<b>5.97</b>	<b>7.17</b>	<b>8.47</b>	<b>9.87</b>	<b>11.37</b>	<b>12.97</b>	<b>14.67</b>
煤电	10.8	11.09	11.29	11.49	11.69	11.89	11.89	11.89	11.79	11.69	11.49
天然气发电	0.98	1.09	1.19	1.29	1.39	1.49	1.59	1.69	1.79	1.89	1.99
生物质发电	0.27	0.3	0.33	0.36	0.39	0.42	0.44	0.46	0.48	0.5	0.52
<b>新能源装机占比</b>	<b>25.10%</b>	<b>27.70%</b>	<b>31.00%</b>	<b>34.50%</b>	<b>37.80%</b>	<b>40.80%</b>	<b>44.00%</b>	<b>46.90%</b>	<b>49.80%</b>	<b>52.40%</b>	<b>54.90%</b>
装机容量净增加 (亿千瓦)											
常规水电	0.13	0.15	0.12	0.1	0.05	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
核电	0.02	0.03	0.03	0	0.01	0.06	0.06	0.06	0.08	0.1	0.1
<b>风电</b>	<b>0.72</b>	<b>0.46</b>	<b>0.5</b>	<b>0.53</b>	<b>0.55</b>	<b>0.58</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>
<b>太阳能发电</b>	<b>0.48</b>	<b>0.54</b>	<b>0.8</b>	<b>1</b>	<b>1.1</b>	<b>1.2</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>	<b>1.5</b>	<b>1.6</b>	<b>1.7</b>
煤电	0.4	0.29	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0	-0.1	-0.1	-0.2
天然气发电	0.08	0.11	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
生物质发电	0.3	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
利用小时数											
常规水电	4000	3800	4200	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900
核电	7453	7802	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900
风电	2078	2232	2150	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250
太阳能发电	1281	1281	1290	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
<b>煤电</b>	<b>4323</b>	<b>4586</b>	<b>4529</b>	<b>4677</b>	<b>4663</b>	<b>4626</b>	<b>4612</b>	<b>4632</b>	<b>4661</b>	<b>4690</b>	<b>4726</b>
天然气发电	2610	2814	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800
生物质发电	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
<b>新能源发电量占比</b>	<b>10%</b>	<b>12%</b>	<b>14%</b>	<b>16%</b>	<b>18%</b>	<b>20%</b>	<b>22%</b>	<b>24%</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	<b>29%</b>

资料来源：中电联，申万宏源研究

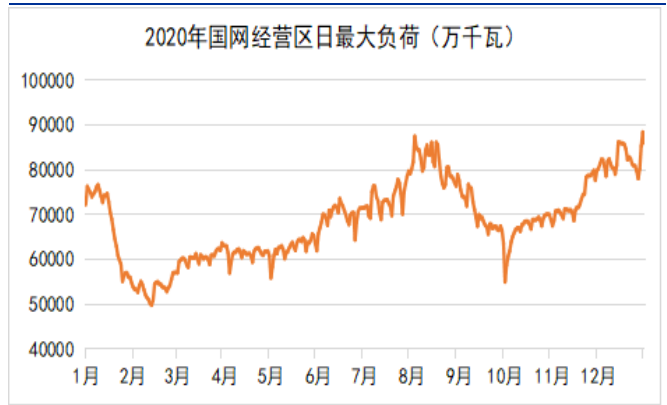
除电量紧缺外，负荷紧缺更加棘手，新能源难以支撑瞬时负荷增长。随着我国空调普及、第三产业及城乡居民用电增长（受人类自然作息影响强烈），我国当前用电“日内双峰、冬夏双峰”特征日益明显，最高用电负荷增长速度持续高于用电量增长速度。但“十四五”期间我国传统电源增速不足，主要电源增量为新能源，受“极热无风、晚峰无光”特点影响，新能源只能满足电量需求，对瞬时负荷的支撑能力有限。未来负荷紧张的情况下，火电对于负荷增长的支撑不可忽视。

**四个季度典型日负荷曲线（日内双峰）**
**图：年国网经营区日最大负荷变化情况（冬**



资料来源：李逐云等. 考虑“源-网-荷”三方利益的主动配电网协调规划[J]. 电网技术, 2017, 41(2):9, 申万宏源研究

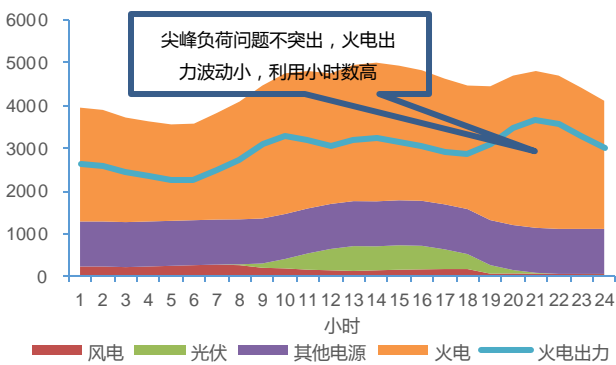
夏双峰)



资料来源：全球能源互联网组织，申万宏源研究

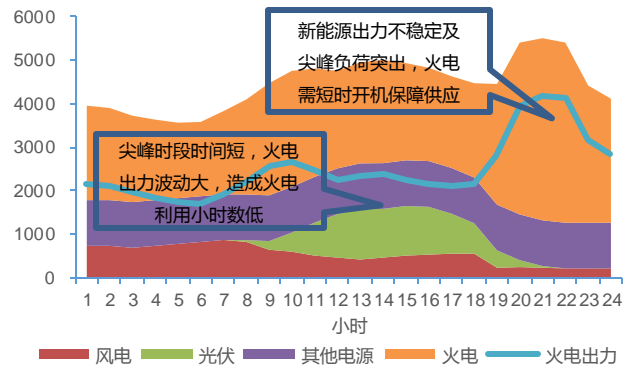
在火电利用小时小幅提升背后，隐藏着重要的调峰责任。在不同装机及用电结构下，相同的火电利用小时数所体现出的供应紧张形势可能大相径庭：（1）当新能源比例提高时，火电需要应对新能源出力不稳定带来的频繁波动。这都将导致火电出力波动范围大幅增加，实际上降低了火电的利用小时数。（2）尖峰负荷短时负荷高、持续时间短，如果用火电保证尖峰时段电力供应，也将导致火电利用小时数下降。因此，**未来几年电力供应紧张形势要远比火电利用小时数小幅提升所体现的严重的多，火电承担着重要的调峰责任，火电资产的价值需要重估。**

图 11：低比例新能源及尖峰负荷问题不突出情景（万千瓦）



资料来源：申万宏源研究

图 12：高比例新能源及尖峰负荷突出情景（万千瓦）



资料来源：申万宏源研究

量化测算，我们判断我国**用电负荷增速将大于用电量增速**，按照水电保证容量系数70%、风电10%、光伏0%计算，我国电力系统备用率（负荷冗余量）将持续下降，负荷平衡缺口将持续扩大，火电重要性愈加凸显。

表 4：我国 2022-2030 年负荷平衡缺口测算（亿千瓦）

指标	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	备注
最大负荷	10.77	11.91	12.49	13.29	13.94	14.60	15.27	15.96	16.66	17.38	18.11	
最大负荷增长率	2.3%	10.6%	4.9%	6.4%	4.9%	4.7%	4.6%	4.5%	4.4%	4.3%	4.2%	
累计装机容量												

常规水电	3.39	3.54	3.66	3.76	3.81	3.83	3.85	3.87	3.89	3.91	3.93	
核电	0.50	0.53	0.56	0.56	0.57	0.63	0.69	0.75	0.83	0.93	1.03	
风电	2.82	3.28	3.78	4.31	4.86	5.44	6.04	6.64	7.24	7.84	8.44	
太阳能发电	2.53	3.07	3.87	4.87	5.97	7.17	8.47	9.87	11.37	12.97	14.67	
煤电	10.80	11.09	11.29	11.49	11.69	11.89	11.89	11.89	11.79	11.69	11.49	
天然气发电	0.98	1.09	1.19	1.29	1.39	1.49	1.59	1.69	1.79	1.89	1.99	
生物质发电	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	
抽水蓄能	0.31	0.36	0.43	0.49	0.55	0.62	0.73	0.84	0.96	1.08	1.20	
<b>电力平衡测算</b>												
水电出力	2.33	2.43	2.52	2.60	2.65	2.67	2.69	2.70	2.72	2.73	2.74	按 70%出力考虑
核电出力	0.49	0.51	0.55	0.56	0.57	0.60	0.66	0.72	0.79	0.88	0.98	按 100%出力考虑
风电出力	0.25	0.30	0.35	0.40	0.46	0.51	0.57	0.63	0.69	0.75	0.81	保证容量系数 0.1
太阳能发电出力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	保证容量系数 0
煤电出力	10.61	10.95	11.19	11.39	11.59	11.79	11.89	11.89	11.84	11.74	11.59	按 100%出力考虑
天然气发电出力	0.94	1.04	1.14	1.24	1.34	1.44	1.54	1.64	1.74	1.84	1.94	按 100%出力考虑
生物质发电出力	0.25	0.28	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.45	0.47	0.49	0.51	按 100%出力考虑
抽水蓄能出力	0.31	0.34	0.40	0.46	0.52	0.59	0.68	0.79	0.90	1.02	1.14	按 100%出力考虑
<b>实际备用率</b>	<b>29.0%</b>	<b>24.8%</b>	<b>24.1%</b>	<b>21.8%</b>	<b>20.3%</b>	<b>18.9%</b>	<b>17.2%</b>	<b>15.2%</b>	<b>13.0%</b>	<b>10.6%</b>	<b>8.1%</b>	

资料来源：中电联，申万宏源研究

## 2.2 夏季电力供需紧张 冬季格局进一步加剧

近期多地电网负荷创下历史记录，夏季电力供需形势异常紧张。2022 年 6-7 月，各地电网负荷纷纷创下历史新高。从 8 月份来看，8 月份一直是我国夏季高负荷月份，加上经济有望迅速复苏，国家气候中心预期高温天气有望持续，我们预计 2022 年 8 月电力供需形势仍将异常紧张。

表 5：6 月以来各地电网负荷创下历史新高

地区	详细情况
河南	6 月中旬以来，河南多地持续高温，局部地区最高温度超过 40 摄氏度，全省用电负荷持续增长。6 月 19 日，河南电网最高用电负荷达到 <b>6534 万千瓦</b> ，创新高。6 月 20 日，河南省全网用电负荷达到 <b>7108 万千瓦</b> ，较历史最高负荷增加 291 万千瓦，增幅达 4.3%；21 日，河南省全网用电负荷达到 <b>7249 万千瓦</b> ，再创新高。
宁夏	6 月 19 日 16 时 54 分，宁夏电网用电负荷创新高，达到 <b>1516 万千瓦</b> 。 为应对高温天气，确保迎峰度夏期间电力可靠供应、电网安全运行，国网宁夏电力有限公司督导火电机组应发尽发，合理安排火电机组检修消缺，明确 <b>度夏冬期间开机率不低于 90%、发电能力不低于 2500 万千瓦</b>
山东	6 月 21 日 13 时 09 分，山东电网用电负荷达 9293.6 万千瓦，刷新 2020 年 9022.4 万千瓦的峰值。6 月 26 日，山东电网负荷达到 <b>9757.6 万千瓦</b> ，这是今夏第 4 次创出新高。
天津	6 月 21 日 13 时 59 分，天津电网全网用电负荷达到 <b>1482 万千瓦</b> ，创年内新高。
辽宁	7、8 月份是我省迎峰度夏期间的负荷高峰期，预计全社会最大用电负荷达到 3750 万千瓦，同比增长 2.5%。在不考虑电网事故备用的情况下，可靠电源最大供电能力达到 3862.51 万千瓦，存在电网 <b>事故备用不足 200 万千瓦</b> 情况。当全省范围内，出现长时间、大负荷有序用电时，省内部分企业以 <b>轮替停产</b> （简称轮停）或有序轮替限制部分生产负荷（简称序限）的方式实施有序用电。
西北电网	6 月 17 至 25 日，受持续高温影响，西北电网负荷 <b>连续 6 次创历史新高</b> ，最高达到 <b>11462 万千瓦</b> ，同比增长 17%；在保障网内电力供应的同时，国网西北分部坚决落实公司安排部署，发挥国家电网“一盘棋”运作优势，实施保供赠送 16 项重点措施，积极组织电力交易，全力支持“三华”地区。本轮负荷高峰期间， <b>电力外送最高达 4043 万千瓦</b> ，同比增长 23%，
湖南	6 月底阶段性高温全省负荷突破 3000 万千瓦，预计夏季湖南省最大负荷将超过 <b>3850 万千瓦</b> 。

江苏	7月12日13时10分，江苏电网调度用电负荷达到 <b>1.26亿千瓦</b> ，这也意味着江苏电网调度用电负荷连续第24天达到1亿千瓦以上。
浙江	7月11日，浙江全社会最高用电负荷超过1亿千瓦，达到 <b>10190万千瓦</b> ，创下历史新高，同比去年最高负荷增加168万千瓦。
四川	7月6日，记者从经济和信息化厅获悉，昨日四川电网最高负荷达到 <b>5316万千瓦</b> ，用电负荷大幅上涨，超过去年同期。广安市57家工业企业纷纷确认 <b>主动错峰</b> 负荷响应邀约，让电于民，助力电力供需平衡。

资料来源：公开新闻整理，申万宏源研究

**冬季负荷压力不亚于夏季，电量压力则更大。**从负荷来看，受电采暖占比提升等影响，冬季最高负荷逐年提高，已经不亚于夏季负荷。而且冬季相比于夏季，在负荷供应方面还有如下劣势：（1）我国冬季是枯水季，水电出力明显受限；（2）冬季发生极端寒潮时，可能出现无风或者风机遭遇凝冻出力减少；（3）冬季是用气高峰，天然气出力可能受限。因此冬季负荷压力不亚于夏季。综上，受冬季负荷增长，水电、气电出力受限等影响，冬季实际备用率略低于夏季，今年冬季电力供需形势可能比夏季更为严峻。从电量来看，水电明显偏少，冬季火电电量占比将明显高于其他月份，加上煤炭还要保证北方供暖，电量压力比夏季更为严峻。

表6：我国2022-2030年负荷平衡缺口测算（冬季晚高峰，亿千瓦）

指标	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	备注
最大负荷	10.23	11.31	11.87	12.63	13.25	13.87	14.51	15.16	15.83	16.51	17.2	按夏季95%考虑
最大负荷增长率	<b>2.30%</b>	<b>10.60%</b>	<b>4.90%</b>	<b>6.40%</b>	<b>4.90%</b>	<b>4.70%</b>	<b>4.60%</b>	<b>4.50%</b>	<b>4.40%</b>	<b>4.30%</b>	<b>4.20%</b>	
累计装机容量	21.59	23.26	25.11	27.12	29.22	31.48	33.69	36	38.34	40.8	43.26	
常规水电	3.39	3.54	3.66	3.76	3.81	3.83	3.85	3.87	3.89	3.91	3.93	
核电	0.5	0.53	0.56	0.56	0.57	0.63	0.69	0.75	0.83	0.93	1.03	
风电	2.82	3.28	3.78	4.31	4.86	5.44	6.04	6.64	7.24	7.84	8.44	
太阳能发电	2.53	3.07	3.87	4.87	5.97	7.17	8.47	9.87	11.37	12.97	14.67	
煤电	10.8	11.09	11.29	11.49	11.69	11.89	11.89	11.89	11.79	11.69	11.49	
天然气发电	0.98	1.09	1.19	1.29	1.39	1.49	1.59	1.69	1.79	1.89	1.99	
生物质发电	0.27	0.3	0.33	0.36	0.39	0.42	0.44	0.46	0.48	0.5	0.52	
抽水蓄能	0.31	0.36	0.43	0.49	0.55	0.62	0.73	0.84	0.96	1.08	1.2	
<b>电力平衡测算</b>												
水电出力	1.7	1.77	1.83	1.88	1.91	1.92	1.93	1.94	1.95	1.96	1.97	按50%出力考虑
核电出力	0.5	0.53	0.56	0.56	0.57	0.63	0.69	0.75	0.83	0.93	1.03	按100%出力考虑
风电出力	0.28	0.33	0.38	0.43	0.49	0.54	0.6	0.66	0.72	0.78	0.84	保证容量系数0.1
太阳能发电出力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	保证容量系数0
煤电出力	10.8	11.09	11.29	11.49	11.69	11.89	11.89	11.89	11.79	11.69	11.49	按100%出力考虑
天然气发电出力	0.49	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1	按50%出力考虑
生物质发电出力	0.27	0.3	0.33	0.36	0.39	0.42	0.44	0.46	0.48	0.5	0.52	按100%出力考虑
抽水蓄能出力	0.31	0.36	0.43	0.49	0.55	0.62	0.73	0.84	0.96	1.08	1.2	按100%出力考虑
冬季实际备用率	<b>28.70%</b>	<b>24.20%</b>	<b>23.00%</b>	<b>20.30%</b>	<b>18.60%</b>	<b>17.20%</b>	<b>15.00%</b>	<b>12.80%</b>	<b>10.20%</b>	<b>7.70%</b>	<b>4.60%</b>	
夏季实际备用率	<b>29.00%</b>	<b>24.80%</b>	<b>24.10%</b>	<b>21.80%</b>	<b>20.30%</b>	<b>18.90%</b>	<b>17.20%</b>	<b>15.20%</b>	<b>13.00%</b>	<b>10.60%</b>	<b>8.10%</b>	

资料来源：中电联，申万宏源研究

## 2.3 电价机制逐步理顺 煤电价值迎来重估

煤电具备“压舱石”功能，在煤电政策调整预期下煤电价值有望迎来重估。如 2.1 节所述，我们强调了煤电的“压舱石”作用：（1）由于清洁能源无法支撑用电需求增长，电量缺口需要火电弥补；（2）尖峰负荷突出，新能源出力不稳定，煤电承担调节负荷的重任。正是因为煤电如此重要的作用，煤电不应该被认为是“负资产”，一系列针对煤电的政策有望给予煤电相应的价值。

**2021 年限电倒逼电改，燃煤发电进一步市场化。**2021 年 9 月多因素引发电荒，引爆点源于极端煤价下煤电企业现金流亏损，“计划电-市场煤”矛盾集中爆发。2021 年 10 月 11 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》。除允许电价上浮 20%外，文件更重要的是堵住了 2015 年改革以来的诸多漏洞：1）计划与市场的双轨制漏洞；2）地方政府干预交易结果的漏洞。

**表 7：国家发改委 2021 年 10 月 11 日《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》要点**

要点	内容
有序放开全部燃煤上网电价	燃煤发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。
扩大市场交易电价浮动范围	将燃煤发电市场交易价格浮动范围由上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%， <b>扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业交易电价不受上浮 20%限制。</b> 电力现货价格不受上述幅度限制。
推动工商业用户都进入市场	<b>各地要有序推动工商业用户全部进入电力市场</b> ，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。
避免不合理行政干预	各地对电力用户和发电企业进入电力市场不得设置不合理门槛，不得组织开展电力专场交易，对市场交易电价在规定范围内的 <b>合理浮动不得进行干预</b>

资料来源：政策文件，申万宏源研究

**2022 煤价持续高位，Q3 电力供应不容有失，国家控煤价决心不容置疑。**2022 年年初至今我国煤价仍维持高位水平，国家发改委于 2022 年 2 月发布 303 号文，后连发数文控煤价，并于 6 月明确“欠一补三”惩罚措施，7 月提出三个“100%”要求。当前我国经济面临极大下行压力，Q3 决定全年经济增速，电力供应不容有失。2022 年 7 月 12 日，李克强总理在专家和企业座谈会上表示，当前正值电力迎峰度夏，要进一步提升煤炭电力稳定供应能力，坚决防止拉闸限电。我们认为**当前宏观经济背景及电力供需格局下，国家控煤价决心不容置疑，短期通过行政手段控制煤价，煤电长协签约率、履约率均有望上行，火电盈利能力有望边际改善。**

**表 8：国家发改委近日严控煤价举措**

日期	内容	详细
2022 年 7 月	2022 年电煤中长期合同换签补签视频会议	发改委提出 <b>长协煤签约率要达到 100%、中长期价格政策 100%执行、100%履约</b> 等要求，并将履约量分解到月度，要求 <b>实现月度 100%履约</b> ，同时 <b>要求 7 月 8 日前煤炭企业完成换补签工作</b> ，并将长协合同以及煤炭企业签订的新版诚信履约承诺书录入全国煤炭交易中心。

2022年6月 《关于做好2022年电煤中长期合同补签换签和履约监管工作的通知》 要求6月28日前煤炭企业完成长协煤合同换签工作，6月以来履约有欠量欠价的，严格执行“欠一补三”条款。

资料来源：国家发改委，申万宏源研究

**然而，行政手段只能缓解一时困难，电力行业仍需长效机制。**我们分析建立成本传导机制首先要推进电力市场改革，主要表现在省间市场、现货市场、容量机制等方面。解决能源转型下新能源发电随机性间歇性矛盾，需要依靠（1）增加联网 - 建设全国电力市场；（2）实时价格信号调节供需关系 - 建立电力现货市场；（3）保障调峰机组收益 - 建立容量电价机制。建立以新能源为主体的新型电力系统，**需要通过上述市场机制缓解新能源发展导致的能源不可能三角难题——即绿色、经济、安全目标之间存在权衡关系。**在完善的电力市场化机制基础上，双碳政策方能自上而下逐步提高约束力度，激励企业减碳与新能源投资。

**预计煤电容量电价将是未来的必然趋势，进一步转变煤电收益结构。**新能源保证容量系数较低，而储能成本较高，在保供压力与决心下，预期政策上将进一步转变煤电收益结构，设置容量电价。更细分来看，国际上发电容量成本的回收通常采用三类机制：稀缺电价、容量市场、容量成本补偿；国内目前的基本思路是以容量成本补偿（政府制定容量电价标准）为主，未来逐步探索容量市场。从结果来看，容量电价有利于保护能耗水平存在劣势但具有一定灵活性调节能力的发电资源，提高设备利用率，利好煤电盈利能力修复。

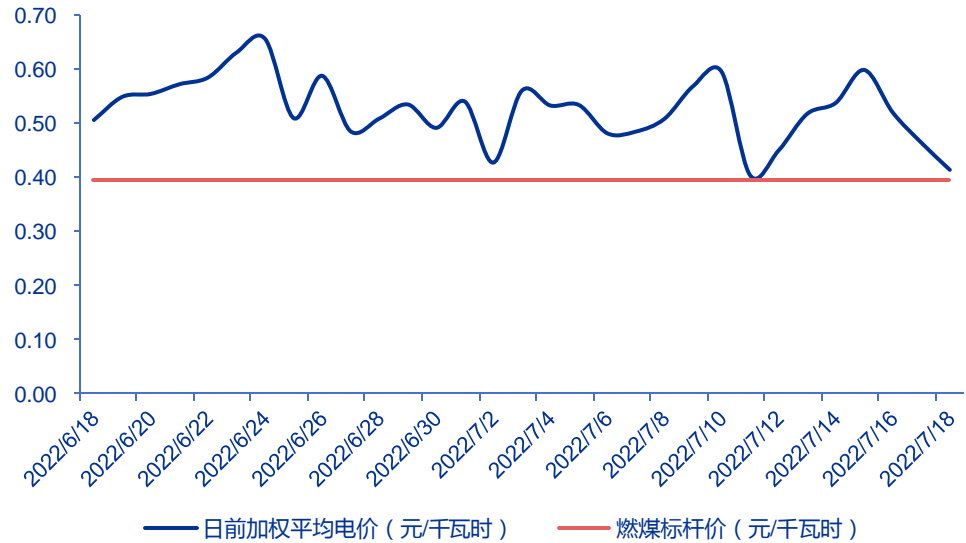
表 9：容量成本回收的三种方式

方式	特点	政策展望
稀缺电价	现货市场不设价格上限，允许发电通过短时间高价格来保障发电收益，例如得州电力市场在缺电时期电价上涨超百倍。	瞬时电价飙升存在舆论风险，预计不适用于国内
容量市场	通过市场竞价方式形成容量电价	操作难度大，十四五时期较难实质落地
容量成本补偿	通过政府制定补贴标准方式形成容量电价，当前国内省份中，山东明确提出容量成本补偿标准（用户侧收取 0.0991 元/千瓦时）	容量成本补偿机制为我国当前各方面利益关系平衡下，最合适的政策。各省现阶段倾向于针对本省火电设置容量成本补偿，对外来电源的容量补偿存在模糊性。但是我们分析随着全国电力供需格局（尤其是负荷）趋紧，调峰压力增大，容量成本补偿机制有望加速出台，迎峰度夏期间的电力供需缺口有望成为政策出台契机

资料来源：申万宏源研究

**现货市场改革畅通火电成本传导机制，山东地区日前加权平均电价高于标杆电价。**以公司火电装机容量最大的山东为例，山东省为我国首批电力现货市场试点城市，于 2019 年 6 月 21 日启动试运行；2021 年 12 月山东省总消费量 676 亿千瓦时，其中中长期交易量与日前现货交易量分别约为 275、200 亿千瓦时；2022 年 1 月 1 日山东省正式进入长周期连续结算试运行。电价方面，2022 年 6 月 18 日-7 月 18 日山东电力现货市场日前加权电价均高于燃煤标杆价，高电价在用电紧张下或将延续。从长远角度来看，在现货市场良好的价格传导机制下，电力市场机制将更加完善。

图：山东省电力现货交易电价



资料来源：山东省电力交易中心，申万宏源研究

注：日前加权平均电价包含 0.0991 元/千瓦时的容量补偿价

**南方两个细则发布，提高调峰补偿、明确成本疏导，火电有望受益。**2022 年 6 月南方能监局发布南方版“两个细则”（《南方区域电力并网运行管理实施细则》、《南方区域电力辅助服务管理实施细则》等），在其列举的所有辅助服务类型中，最重要的就是调峰。本次“两个细则”大幅提高燃煤机组深度调峰补偿标准，尤其是深度调峰 40%以下提升至 792 元/MWh 和 1188 元/MWh。此次“两个细则”解决辅助服务费用成本传导问题，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，分摊主体引入市场化电力用户，发电侧并网主体将直接受益。

**表 10：南方区域深度调峰补偿标准（元/MWh）**

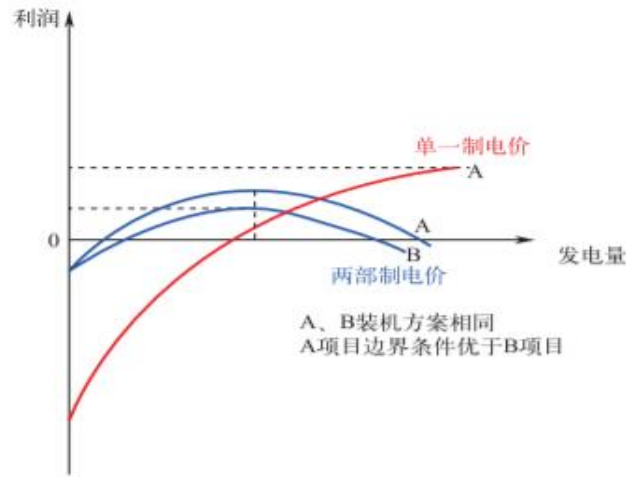
实际出力	2022 版					2020 版				
	广东	广西	云南	贵州	海南	广东	广西	云南	贵州	海南
40%-50%	99	49.5	82.8	81	74.4	66	33	26.4	19.8	49.5
30%-40%	792	396	662.4	648	595.2	132	66	52.8	39.6	99
30%以下	1188	594	993.6	972	892.8	132	66	52.8	39.6	99
分摊比例										
--发电侧	50%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%
--电力用户	50%	50%	50%	50%	50%	0%	0%	0%	0%	0%

资料来源：南方能监局，申万宏源研究

**煤电与气电运行原理存在相似性，容量电价有助于稳定煤电企业利润。**以江苏为例，在 2018 年 11 月以前，江苏省一直执行单一制天然气发电机组标杆电价，在这一政策机制下，发电企业在天然气价格低时，多发电就能多盈利；天然气价格高过边际利润时，发电企业陷入集体亏损，发得多就亏得多。此电价模式下，企业效益受气价波动影响大，企业经营非常不稳定。气电当时的困境与如今的煤电存在相似性，随着江苏于 2018 年 11

月实施两部制气电电价起，气电行业面临的生存压力也得到了缓解。若煤电容量电价政策的实施，同样将有助于稳定煤电企业的利润稳定，助力优质煤电企业走出困境。

图 14：容量（两部制）气电电价政策对项目收益的影响



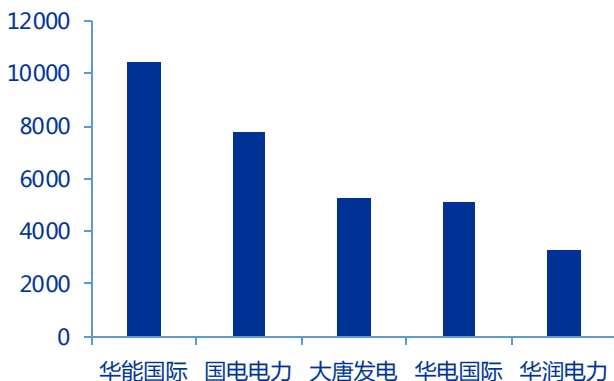
资料来源：《两部制电价政策下天然气发电项目投资策略研究》，申万宏源研究

### 3. 短期看煤价回归合理 中长期看火电盈利模式变革

#### 3.1 背靠华电集团 从山东走向全国的火电龙头

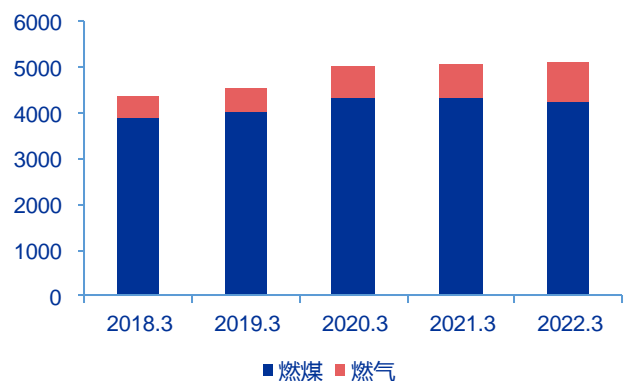
国内第四大火电企业，华电集团持续注入火电资产增厚公司业绩。截至 2022 年 3 月，公司火电控股装机 5095 万千瓦，为国内第四大火电企业，仅次于华能国际、国电电力与大唐发电。自 2014 年集团向公司承诺其常规能源最终整合平台地位后，2015-2021 年集团先后三次向公司注入湖北、湖南区域优质火电资产，集团资产注入不仅使得公司完成了湖北湖南区域的业务布局，由于注入公司净资产收益率需高于华电国际，则注入后将增厚公司业绩。截至 2021 年底，集团内已投运非上市火电资产装机高达 5165 万千瓦，主要分布在江苏、内蒙古、新疆等地，若未来满足条件时注入公司将持续增厚公司业绩。

图 15：截至 2021 年底国内火电控股装机公司 Top5 (万千瓦)



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图 16：2018.3-2022.3 公司火电分电源装机情况 (万千瓦)



资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：华电国际为 2022 年 3 月数据

**表 11：2014-2021 年集团注入资产情况**

注入资产情况	区域	权益比例	注入时间	注入资产规模 (万千瓦)	交易对价 (亿元)	PB (LF)
华电湖北发电有限公司	湖北	82.56%	2015	512	38.45	1.37
湖北华电武昌热电有限公司		100.00%	2019	37	5.71	1.25
长沙公司	湖南	70.00%	2021	452	31.46	1.50
常德公司		48.98%				1.32
平江公司		100%				1.19

资料来源：公司公告，申万宏源研究

**表 12：集团旗下部分未上市火电资产情况（万千瓦）**

电厂/公司	省市	火电控股 装机	集团权益比例	电源类型
华电江苏能源有限公司	江苏	1372	80%	1372 为总容量，公司火电为主 ( >1000 )，有少量新能源
华电云南发电有限公司	云南	240	88%	火电、水电、风电
华电新疆发电有限公司	新疆	309	100%	火电、水电、风电、光伏
华电内蒙古能源有限公司	内蒙古	486	100%	火电、风电、光伏
华电山西能源有限公司	山西	167	100%	火电、新能源
中国华电集团发电运营有限公司	北京、天津、广西	369.5	62.29%	火电、水电，新能源划给华电新能
华电煤业集团有限公司	新疆、陕西、内蒙古	192	76.37%*	火电
贵州乌江水电开发有限责任公司	贵州	450	51%	水电、火电、新能源
<b>合计</b>		<b>3585.5</b>		

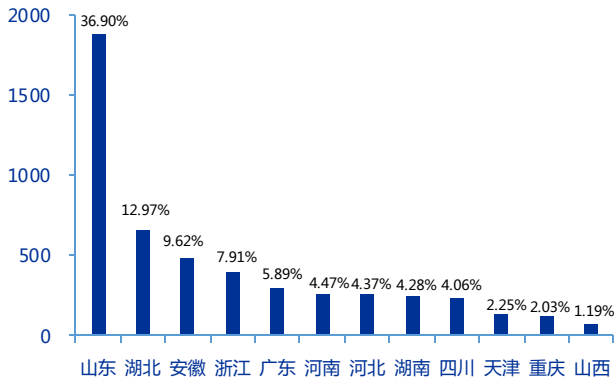
资料来源：各公司官网、公众号，申万宏源研究

注：华电煤业由华电集团持有 76.37% 股权，其余 23.63% 为集团子公司参股

**起于山东，有望受益于山东辅助服务市场；走向全国，借助集团实力实现扩张。**公司原为山东省电力公司绝对控股的地方电力运营商，于 2003 年电力体制改革后划分给华电集团。自成立以来公司在山东省火电控股装机一直占据公司火电控股装机总量绝对份额，2004 年占比高达 58%，后经过自建与集团注入资产等，公司资产扩张至国内十二个省份，截至 2022 年 3 月山东省火电控股装机仍占据公司 37% 份额，其他火电资产主要分布在电力负荷中心或煤矿区域附近。

山东作为公司优势省份，其电力辅助服务市场环境直接影响公司业绩。一方面，山东作为国内用电大省、新能源装机大省，火电维护电力系统稳定的作用尤其重要；另一方面，山东电力体制机制一直走在国内前列，于 2021 年 9 月推出电力辅助服务管理办法，公司有望在山东省电力体制改革市场中受益。

**图 17：2022 年 3 月公司火电装机地理布局（万千瓦）**
**图 18：2021 年底华电集团已投运未上市火电资产布局**

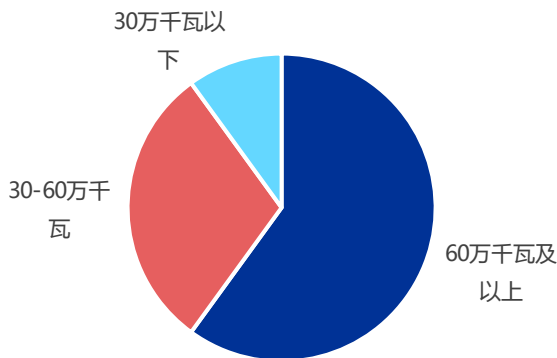


资料来源：公司公告，申万宏源研究

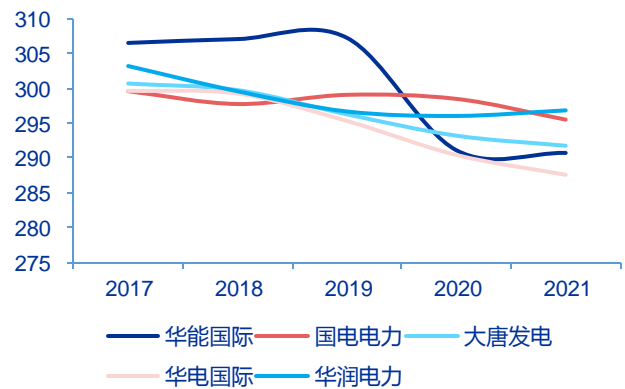


资料来源：各公司公告、官方公众号等，申万宏源研究

**火电机组改造升级，供电煤耗改善成绩优异。**截至 2022 年 3 月，公司 30 万千瓦及以上火电机组占比超过 90%，60 万千瓦装机占比约 60%，且全部燃煤机组达到超低排放要求，30 万千瓦及以下的机组已全部完成供热改造，为公司参与市场竞争奠定了优势。公司持续进行火电机组改造，2017-2021 年供电煤耗持续下降，截至 2021 年底，公司全部燃煤机组均达到超低排放要求，供电煤耗累计完成 288 克/千瓦时，同比降低 2 克/千瓦时，在国内火电龙头公司中煤耗最低。

**图 19：截至 2022 年 3 月公司火电装机结构**


资料来源：公司公告，申万宏源研究

**图 20：2021 年国内火电龙头公司供电煤耗比较（克/千瓦时）**


资料来源：各公司公告，申万宏源研究

**参控股多家煤矿公司，提高煤炭来源保障同时贡献业绩。**公司参控股了多家煤炭企业，权益产能超过 1244 万吨/年，2021 年权益收益超过 13.3 亿元，其中最核心的为华电煤业集团。华电煤业与公司为同一控股股东，年产能 5000 万吨/年，为国内第 13 大煤矿企业，并在智能化建设中卓有建设，于 2020 年获得第六届中国工业大奖表彰奖。另外公司控股的兴旺露天煤矿于 2021 年 11 月由集团批准复工复产，2022 年将按照 60 万吨/年组织生产，同时 2022 年 9 月起实施 300 万吨/年技术改造工程，预计 2023 年实现满产。公司通过参控股煤炭企业提高对煤炭资源的保障，在煤价高位时期能够有效控制燃料成本，同时为公司提供投资收益。

**表 13：公司参控股煤矿信息**

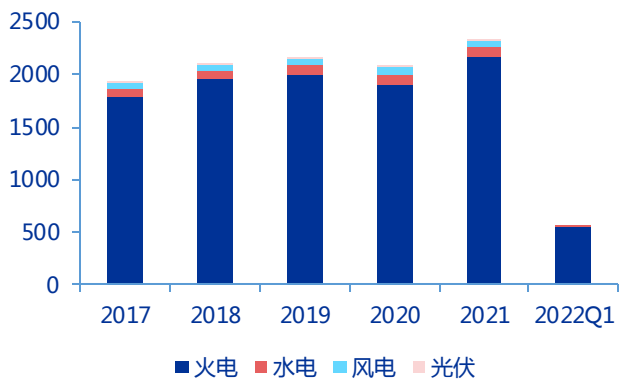
单位名称	区域	持股比例 (%)	2021 年净利润 (亿元)	产能 (万吨/年)	权益产能 (万吨/年)	权益收益 (亿元)	统计时间
华电煤业集团有限公司	陕西、内蒙古、甘肃等地	12.98%	136.76	5000	649	9.36	2021 年底
宁夏银星煤业有限公司	宁夏	50%	2.46	300	150	1.29	2021 年底
鄂托克前旗长城三号矿业有限公司	内蒙古	35%		500	175	2.66	2021 年底
内蒙古华通瑞盛能源有限公司 (兴旺露天煤矿)	内蒙古	90%		300*	270		2022 年 1 月
<b>合计</b>				<b>6100</b>	<b>1244</b>	<b>13.31</b>	

资料来源：集团官网、各公司公告，申万宏源研究

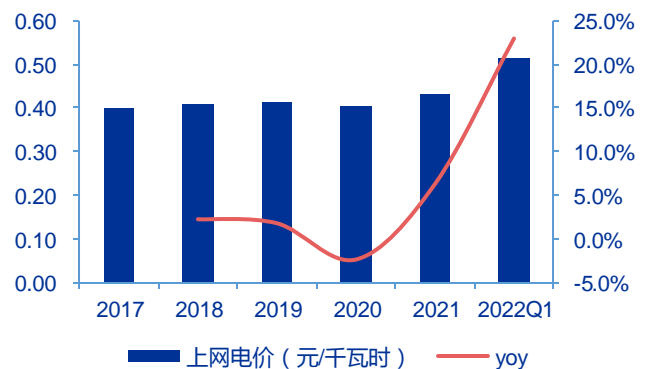
注：\*兴旺露天煤矿 300 万吨/年产能为技改后产能

### 3.2 极高煤价致严重亏损 电价上涨叠加缺电 业绩修复弹性巨大

现阶段公司业绩仍以火电为绝对主导，2021 年煤价高涨致公司录得极值亏损。公司发电业务为标准的“一火独大”模式，长期以火力发电为主，2021 年火电发电量占比超过 90%。尽管 2021 年 10 月发改委发文将电价涨幅放开至 20%，但由于电力交易的特殊性，早在年初已签订长协（未涨价），使得公司 2021 年全年平均上网电价涨幅仅 6.27%，而公司入炉标煤涨幅达到 71%，远超上网电价涨幅；同时公司多家煤电厂经营不善，计提资产减值，多重压力下使得 2021 年公司亏损达到 49.65 亿元，扣非后亏损 83.68 亿元，为历史极值。

**图 21：2017-2022Q1 公司分电源发电量 (亿千瓦时)**


资料来源：公司公告，申万宏源研究

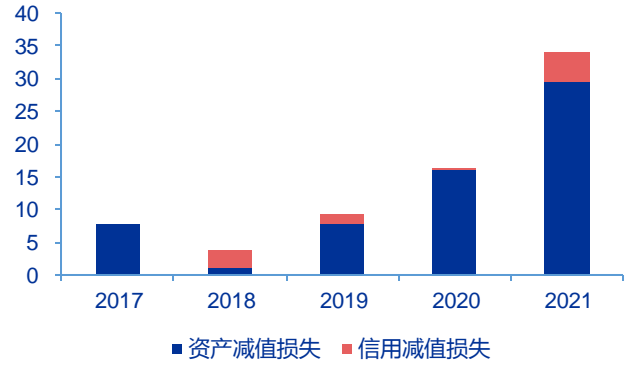
**图 22：2017-2022Q1 公司上网电价及增速**


资料来源：公司公告，申万宏源研究

**图 23：2017-2022Q1 公司归母净利润及增速**
**图 24：2017-2021 年公司各类减值损失 (亿元)**



资料来源：公司公告，申万宏源研究



资料来源：Wind，申万宏源研究

### 计提大额减值主要系全资煤矿企业股权处置，现存参控股煤矿资产优质无减值忧虑。

2021 年公司各类减值损失超过 34 亿元，较去年同期翻倍，出现大额损失主要由于公司全资煤矿企业茂华公司长期亏损，进行股权处置；另一方面由于煤价高企致使多个公司火电厂经营不良计提减值。2017-2021 年经过多家煤矿资产处置，目前参控股煤矿中核心企业华电煤业业绩优良暂无减值风险；控股的兴旺露天煤矿于 2018 年 7 月获得初步设计批复，2021 年 11 月复工复产，将于 2022 年 9 月开始技改扩建，兴旺露天煤矿经严格审查后批准扩建，预计其短期内减值风险较低。

**表 14：公司 2017-2021 年主要减值情况 (亿元)**

年份	项目	业务类型	原因	减值损失金额
2017	顺舸公司二道岭煤矿	煤矿	阿拉善左旗政府要求关闭顺舸公司二道岭煤矿。	6.99
2018	华电宿州生物质能发电有限公司	其他电源	破产清算	2.57
	环保、节能减排技术改造	火电及其他电源	拆除部分固定资产 (平石 12.5 万千瓦、黄石热电 20 万千瓦)	1.21
2019	文汇公司探矿权	煤矿	国家发改委《产业结构调整指导目录 (2019 年本)》将低于 30 万吨/年及低于 90 万吨/年的煤与瓦斯突出矿井列入煤炭行业限制类目录	4.62
	坪石公司商誉减值	火电	经营业绩低于预期	1.05
	茂华公司应收款	煤矿	客户受环保约束，全额计提应收账款	0.9
	广安公司应收款	火电	政府主管部门明确短期内无资金支付欠补	0.33
2020	万通源煤矿采矿权、下梨园煤矿采矿权	煤矿	受外部市场变化的影响，公司所属的煤炭生产运营效率低于预期，对部分煤矿的采矿权资产计提无形资产减值准备	13.04
	存货	其他	原材料、设备因技术淘汰	2.11
	环保、节能减排技术改造等	火电及其他电源	拆除部分固定资产 (关停石家庄热电 7.5 万千瓦)	1.73
	坪石发电厂、莱城发电厂商誉减值	火电	经营业绩低于预期	0.87
	浩源公司	煤矿	破产清算	4.71
	龙口公司、坪石公司商誉减值	火电	经营业绩低于预期	4.23
	环保、节能减排技术改造等	火电及其他电源	拆除部分固定资产	3.03
2021	在建工程终止 (宁夏华电永利一期等)	火电及其他电源	因国家、地方政策及外部边界条件变化，不具备进一步开发价值	3.61
	茂华公司股权处置	煤矿	茂华公司四家煤矿自投产以来持续亏损，部分煤矿亏损大于折旧	*

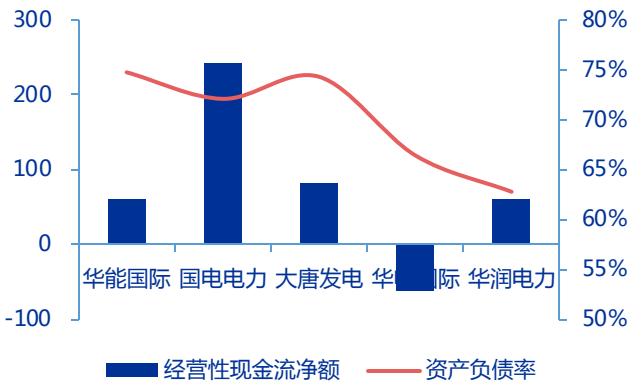
资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：\*茂华公司股权处置计提减值合计约 21.06 亿元，预计 2021 年 6 月-2022 年 6 月完成

**2021 年公司经营性现金流表现不佳，或与公司电源结构单一有关。**2021 年煤价大幅上涨且长期维持高位，使得火电运营商均出现不同程度的亏损，但龙头火电企业中仅华电国际经营性现金流为负，我们推测这可能与公司电源结构相关，其他火电企业均拥有不同规模的新能源装机与水电装机，为其补充经营性现金流，而华电国际火电装机占比最高，达到 95%。

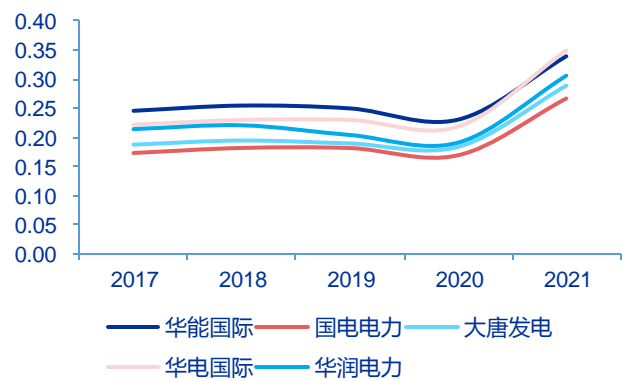
2021 年公司单位燃料成本高于可比公司，由于单位燃料成本包含燃煤与燃气成本，一方面公司燃机装机占比远高于其他火电龙头，使得公司单位燃料成本长期高于其他火电企业；另一方面，可能是因为公司长协煤覆盖率较低。

图 25：2021 年国内火电龙头公司经营性现金流净额与资产负债率比较



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图 26：2017-2021 年国内火电龙头公司单位燃料成本比较 (元/千瓦时)



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

表 15：截至 2021 年底国内火电龙头企业电源结构 (万千瓦)

公司	总装机	火电	新能源	水电	火电装机比例	燃煤	燃机	燃机占火电比例
华能国际	11870	10448	1385	36.8	88.02%	9223.7	1224.3	11.72%
国电电力	9981	7740	744	1497	77.55%	7638.8	101.2	1.31%
大唐发电	6877	5257	699	920	76.44%	4794.8	462.2	8.79%
华电国际	5336	5095	0	240.3	95.48%	4236	858.9	16.86%
华润电力	4800	3256	1516	28	67.83%			

资料来源：各公司公告，申万宏源研究

注：华润电力为权益装机数据，未披露火电装机细分项；国电电力燃机装机为测算值

**电价有望维持高位涨幅，同时煤价下滑与长协率提升将助力火电运营商走出至暗时刻。**从实践上，自 2021 年 10 月放开电价以来，我国多省电价顶格上浮，且涨幅延续至 2022 年 6 月。我们统计发现公司主要售电区域最新市场化交易电价呈不同幅度的上涨，火电维持在 % 涨幅上下。并且公司市场化交易电量持续提升， 年一季，公司市场化交易电量占比达到 85.75%。市场化交易电价上涨以及公司市场化交易电量提升将推动公司

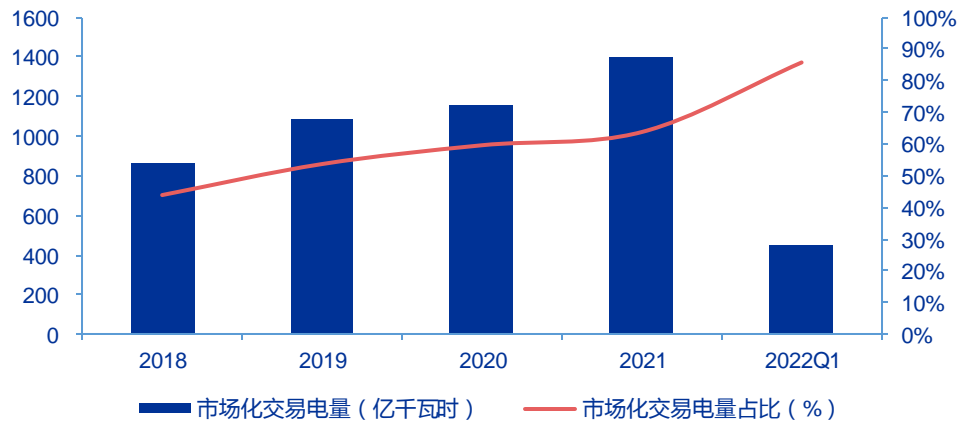
上网平均价提升，从而提振业绩。十四五期间我国电力供给将长期紧张，有望支撑市场化电价维持高位。

表 16：公司主要售电区域最新市场化交易情况（元/千瓦时，%）

省份	市场化成交价	基准电价	较基准电价浮动	交易类型
山东	0.4729	0.3949	19.75%	21 年 10 月月度交易
湖北	0.4993	0.4161	20.00%	22 年 3 月电力市场化交易-火电
	0.4577	0.4161	10.00%	22 年 3 月电力市场化交易-绿电
安徽	0.4613	0.3844	20.01%	21 年 11 月代理购电交易
浙江	0.4903	0.4153	18.05%	2022 年 6 月双边协商
广东	0.5342	0.4530	17.92%	2022 年 5 月电力市场交易

资料来源：各省份电力交易中心，申万宏源研究

图 27：公司 2018-2022Q1 市场化交易电量及占比



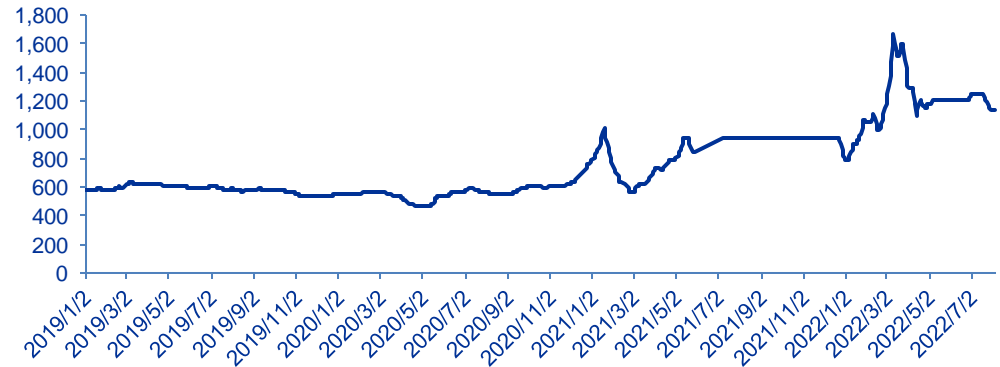
资料来源：公司公告，申万宏源研究

**电价维持高位涨幅，电量短期下滑，长协比例提升预期下 Q3 有望反弹。**公司发布 22H1 业绩公告，预计 22H1 扣非后归母净利润 10.9-14.2 亿元（调整后 yoy +2%~+33%），优于华能国际（预计扣非后归母净利润亏损 35~40.4 亿元）。单季度来看，公司扣非归母净利润由 21Q4 亏损 74.14 亿元扭转至 22Q1 盈利 4.5 亿元，预计 22Q2 盈利 6.4-9.7 亿元。根据公司经营数据与煤价情况，我们推测 22Q1 较 21Q4 好转主要受电价上涨影响，22Q2 受疫情影响电量下滑火电业绩或继续承压。

电量方面，公司 2022H1 火电上网电量 898.45 亿千瓦时，调整后同比下滑 5.51%，其中 22Q1、22Q2 分别完成 524.73、410.51 亿千瓦时，电量下滑主要系疫情影响，但由于公司火电机组主要分布在山东等地，受疫情影响优于同行，随 Q3 复工复产推进，电量有望好转。电价方面，公司 2022Q1 与 2022Q2 平均上网电价分别为 0.5159 元/千瓦时（yoy +22.93%）、0.5208 元/千瓦时（yoy +23.47%），电价维持高位涨幅且持续好转，我们判断在今年电力供需偏紧情况下，火电电价有望维持高位涨幅。煤价方面，尽管 2022Q2 煤价仍然高于历史均值，但较 2022Q1 已有明显好转，由于公司进口煤极少，若

限价内长协煤比例持续提升，则综合入炉煤价有望进一步下降，若公司电价维持不变，2022Q3 火电业绩或将持续反弹。

图 28：2019 年 1 月-2022 年 8 月秦皇岛动力煤平仓价（Q5500，元/吨）



资料来源：Wind，申万宏源研究

我们测算公司综合入炉煤单价（5500 大卡）每降低 100 元/吨，归母净利润可增加 46.71 亿元。假设公司 2022 年煤电发电量为 2200 亿千瓦时，度电煤耗为 290 克/千瓦时（标煤），煤电分部归母净利润占净利润比例为 65%，则公司综合入炉煤价（5500 大卡）每降低 100 元/吨，可为公司带来 46.71 亿元归母净利润增厚。

表 17：综合入炉煤价每降低 100 元/吨对公司归母净利润影响测算

项目	数值
2022 年煤电预计发电量（亿千瓦时）	2200
发电度电煤耗（克/千瓦时，标煤）	290
预计 2022 年耗煤量（万吨，标煤）	6380
综合入炉煤价（5500 大卡）每变动 100 元/吨对净利润的影响（亿元）	71.86*
预计煤电分部归母净利润占净利润的比例	65%
综合入炉煤价（5500 大卡）每变动 100 元/吨对归母净利润的影响（亿元）	46.71

资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：\*由于亏损可以抵税，短期不用考虑所得税

我们测算公司符合 770 元/吨限价标准的长协煤占比每提升 10%，综合入炉煤价可降低 38.5 元/吨，对应年化归母净利润增厚 17.98 亿元。根据业绩数据推算（火电小幅亏损，总利润为正），我们分析公司 2022 年一季度符合港口 770 元/吨限价标准的长协煤炭比例在 40%左右（假设剩余部分符合港口 1155 元/吨限价标准）。我们测算当公司符合 770 元/吨的长协煤比例每提升 10%，对应综合煤价（5500 大卡）可下降 38.5 元/吨，在电价不变情况下，归母净利润可提升 17.98 亿元。若公司符合 770 元/吨限价标准的长协煤比例分别提升至 70%/80%/90%，相较 40%情况下的年化归母净利润可分别新增 53.95/71.93/89.91 亿元。

表 18：公司火电业绩弹性敏感性分析（假设电价不变）

符合 元/吨限价标准的长协煤比例	%	%	%	%	%	%
------------------	---	---	---	---	---	---

对应的综合入炉煤价降幅 (元/吨)	38.50	77.00	115.50	154.00	192.50	231.00
对应煤电分部归母净利润弹性 (亿元, 相较 40%年度长协下的利润, 年化)	17.98	35.97	53.95	71.93	89.91	107.90

资料来源：申万宏源研究

注：公司综合入炉煤价包含运费，770/吨、1155 元/吨并非公司实际入炉煤价，由于上述测算过程采用相对值变化，只要运费不变，不影响弹性分析

### 3.3 缺电倒逼电改 公司有望享受煤电盈利模式改革

复工复产叠加高温天气，公司火电机组主要区域负荷创新高。随着复工复产及创纪录高温天气持续，近期多地电网创下历史负荷新高，公司火电装机主要省份山东与广东最高负荷均创历史新高，四川省最高负荷超过去年同期，尽管 2021-2022 年多省已出台辅助服务政策，但当前我国电力供需格局仍异常紧张，8 月 6 日，浙江省发改委发布《关于统一启动 C 级有序用电的函》，根据 8 月 8 日用电缺口同意启动 C 级 1250 万千瓦有序用电措施。

习总书记在 2022 年 5 月 16 日第 10 期《求是》文章中指出，决不允许再次发生大面积“拉闸限电”重大事件。7 月 22 日国家能源局再次召开煤炭增产保供视频会议，部署进一步做好煤炭增产保供工作，要求各单位不折不扣完成增产保供任务，要强化电煤中长期合同履约监管，确保量价执行到位。我们认为为解决电力供需矛盾，仅辅助服务机制无法满足火电厂基本收益，容量电价政策有望加速出台。

表 19：近期公司火电装机主要省份电网负荷创下历史新高

地区	详细情况
山东	受近日持续高温天气影响，山东用电负荷不断攀升。8 月 3 日 11 时 25 分， <b>全网负荷达 10077.8 万千瓦</b> 。这是继 6 月 26 日创出 9757.6 万千瓦的历史新高后， <b>年内第 6 次再创历史新高，并首次突破 1 亿千瓦大关</b> 。
四川	7 月 6 日，记者从经济和信息化厅获悉，昨日 <b>四川电网最高负荷达到 5316 万千瓦</b> ，用电负荷大幅上涨， <b>超过去年同期</b> 。广安市 57 家工业企业纷纷确认主动错峰避峰负荷响应邀约，让电于民，助力电力供需平衡。
广东	受副热带高压影响，广东已连续近 20 天出现大范围持续高温天气过程。7 月 25 日广东统调最高负荷今年 <b>首次创历史新高，达 1.42 亿千瓦</b> ，同比提升 4.89%；其中广州、深圳、东莞、佛山、惠州、潮州、中山、珠海、汕头等 14 个地市统调负荷均创历史新高。

资料来源：各地能源局，申万宏源研究

表 20：公司火电资产主要省份电力辅助服务政策

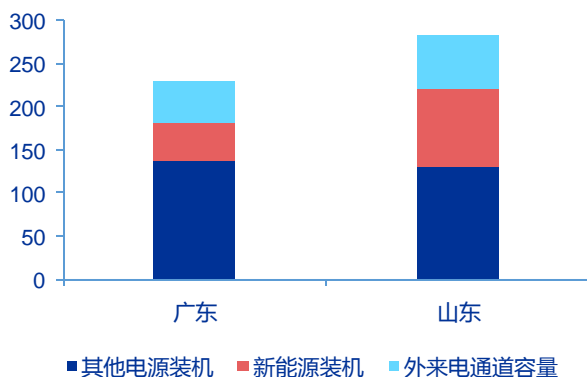
时间	省份	政策文件	内容
2021 年 9 月	山东	山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2021 年修订版)(征求意见稿)	储能调峰每日最多可申报 3 个调用时段；AGC 调频辅助服务申报价格上限，此前经历了从 6 元/MW 变为 8 元/MW、再下调为 6 元/MW 之后，此次再次上调为 8 元/MW。此外还增加了用户侧有偿调峰辅助服务、虚拟电厂调峰辅助服务等内容，单个电力用户最小调节时长不低于 2 小时，最小响应容量不低于 1 兆瓦。

2022年 6月	湖北	湖北电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）	允许具备提供调频辅助服务能力的储能装置、储能电站与上述调频资源联合作为调频辅助服务提供者，包括：火储、风储、光储等。此外，具备条件的辅助服务供应商、用户（含售电公司）、虚拟电厂、聚合商等也可以为市场提供调频辅助服务。调频市场补偿费用包括调频容量补偿、调频里程补偿两个部分，其中调频里程申报价格上下限分别为 15 元/MW、5 元/MW。调频容量补偿价格市场初期暂定为日前 3 元/MW，日内 15 元/MW。
2022年 5月	安徽	安徽电力调频辅助服务市场运营规则（征求意见稿）	提供调频辅助服务可以获得的补偿费用包括：基本补偿费用、调用补偿费用、现货调整补偿费用。单位调频里程价格最高 6 元/兆瓦。具备 AGC、APC 功能的调频辅助服务提供方可以获得基本补偿。每月按 AGC、APC 的投运率和可调节容量的乘积补偿 240 元/兆瓦。
2022年 5月	浙江	浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则试行征求意见稿	本次第三方独立主体包括：储能装置、电动汽车（充电桩）、负荷侧调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂、抽水蓄能电站等。在高峰电价时段参与调峰填谷，补偿价格上限分别为 0.5 元/kWh，储能参与充放电一次最高可获 1 元/kWh 补偿。
2022年 3月	广东	南方区域电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）	按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，结合南方区域电网运行需求和特性，对有偿辅助服务进行补偿和分摊。现阶段，为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电侧并网主体、市场化电力用户等并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。现阶段，抽水蓄能、新型储能不参与电力辅助服务费用分摊，且参与电力并网运行考核费用返还。

资料来源：省能监办等，申万宏源研究

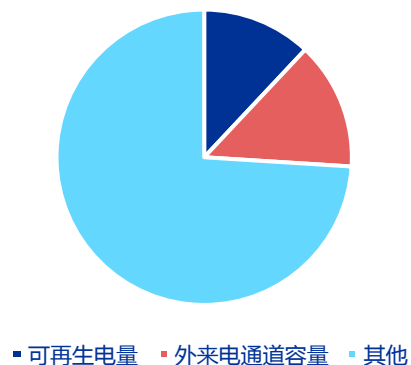
**山东作为公司火电装机占比最大的省份，面临严峻的新能源消纳压力。**山东省 2021 年总装机达到 173.34GW，其中火电约 116GW，占比 66.9%，新能源总装机 52.85GW，风电、光伏分别为 19.42GW 和 33.43GW，总计占比达到 30.49%，其它电源包括水电、核电等占比较低，分别为 1.68GW 和 2.5GW。预计到 2025 年，山东省电力总装机将达到 210GW，其中新能源装机预计可达 90GW，占比将达到 43%。与之相比，同样作为用电大省，广东省 2025 年预计电力总装机 180GW，其中新能源装机 42GW，占比仅 24%，而广东省的抽水蓄能和燃气发电装机量都位居全国第一，**在新能源消纳方面，山东省面临着比其它东部沿海省份更大的压力。**

图 29：山东和广东 2025E 电力装机结构（GW）



资料来源：政府文件，南方电网，申万宏源研究

图 30：2021 年山东可再生能源电量和外来电量占比



资料来源：山东省能源局，申万宏源研究

山东省外来电主要通过特高压电网接受华北、西北、东北的外来电力。通过 ±800kV 扎鲁特~青州（MW）接受东北送电，通过 ±kV 上海庙~临沂（MW）和

±660kV 银川东~青岛 (4000MW) 接受西北送电, 通过济南~天津南、济南~石家庄、枣庄~石家庄共 6 回 1000kV 线路接受华北电网送电。到 2025 年, 随着陇东—山东特高压直流以及现有直流通道送电能力进一步提升, 预计山东省年来受电量将达到 1700 亿千瓦时。由于特高压直流输电基本不具备调峰能力, 大量的外来电也给山东省调峰带来了很大的压力。

综上所述, 在未来电源和电网规划下, 山东省电力系统仍面临以下问题: 1) 山东省新能源装机规划量很高, 煤电现有装机量全国第一, 在用电低谷时要压低煤电出力, 给电网调峰带来了较大的困难。2) 随着 2025 年陇东—山东特高压直流建成, 以及现有直流通道利用率提高, 山东省外来电比例将进一步提高。特高压直流基本不具备调峰能力, 也给山东电网调峰带来了很大的压力。我们认为, 极高的调峰压力将为山东省火电容量电价的推行提供有利背景。

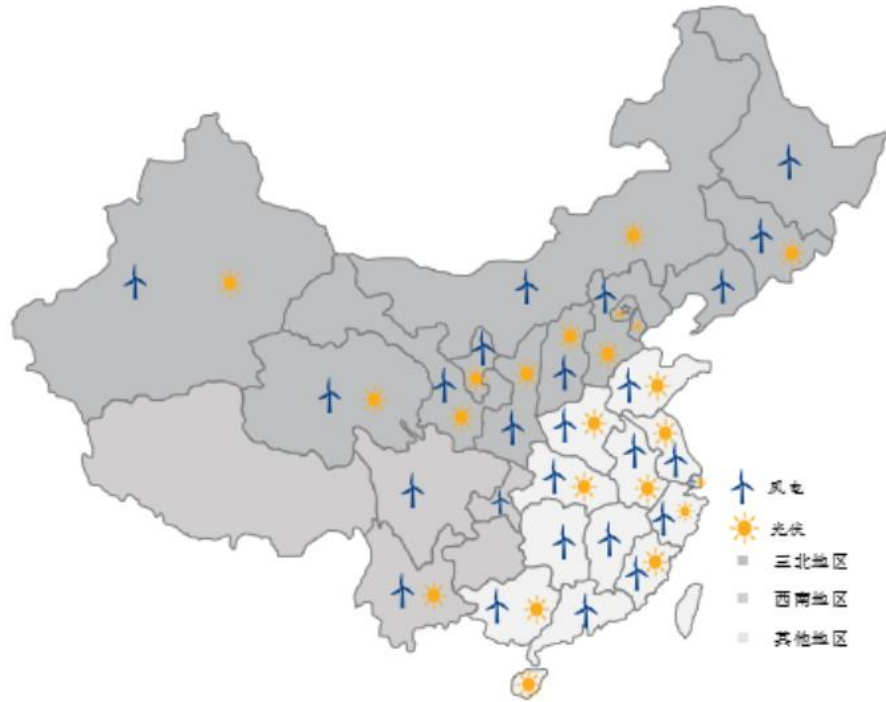
**容量市场暂未运行, 山东现货电力市场容量补偿机制率先推行。**山东省发改委于 2022 年 3 月 30 日发布《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》, 通知规定山东容量市场运行前, 参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取, 电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元。发电侧方面, 综合考虑发电机组类型、投产年限、可用状态等因素, 以容量补偿方式补偿发电机组固定成本。随着容量市场的发展, 公司有望获得容量电价兜底, 业绩将更加稳定。

## 4. 集团资产重组 参股华电新能 (31%) 打开成长空间

**华电新能为华电集团旗下唯一新能源资产整合平台。**华电新能 (前身华电福新) 成立于 2010 年, 由华电新能源公司与华电福建公司强强联合重组而成, 于 2012 年成功在港股上市。2020 年, 为推动新能源发展提速, 加快实现低碳转型, 华电福新自港股退市。2020-2021 年华电新能通过无偿划转、非公开协议增资以及非公开协议转让等方式, 合计受让华电福新、华电国际、中国华电及其附属公司超 2500 万千瓦装机, **华电新能被确立为华电集团旗下唯一新能源资产整合平台。**

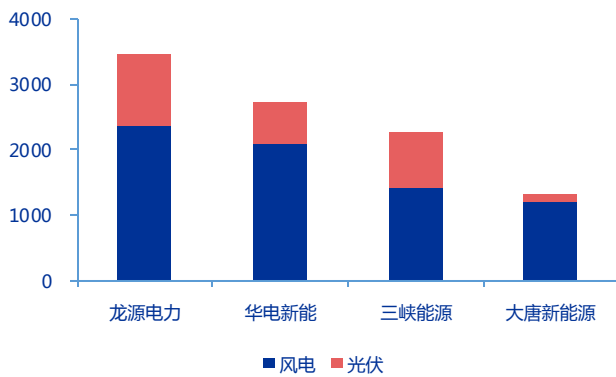
**截至 2021 年底, 华电新能控股装机达到 2737 万千瓦, 装机规模仅次于龙源电力。**华电新能资产遍布国内 30 个省市, 其中风电项目主要位于新疆、甘肃、内蒙古以及吉林等风资源富集区, 2019-2021 年风电利用小时数维持在 2000 小时以上。良好的资源使得其盈利能力表现优于同行, 2021 年单 GW 净利润达到 2.86 亿元, 高于三峡能源 (2.68 亿元/GW)、龙源电力 (2.1 亿元/GW)。

### 图 31: 华电新能装机分布



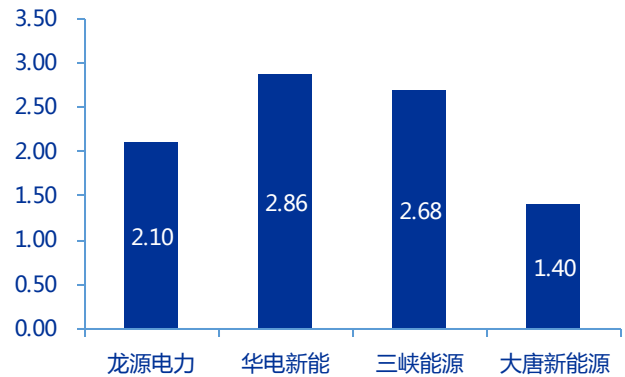
资料来源：公司官网，申万宏源研究

图 32：截至 2021 年底 A+H 国内纯新能源运营商龙头装机情况（万千瓦）



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图 33：截至 2021 年底国内 A+H 纯新能源运营商龙头单 gw 净利润（亿元）



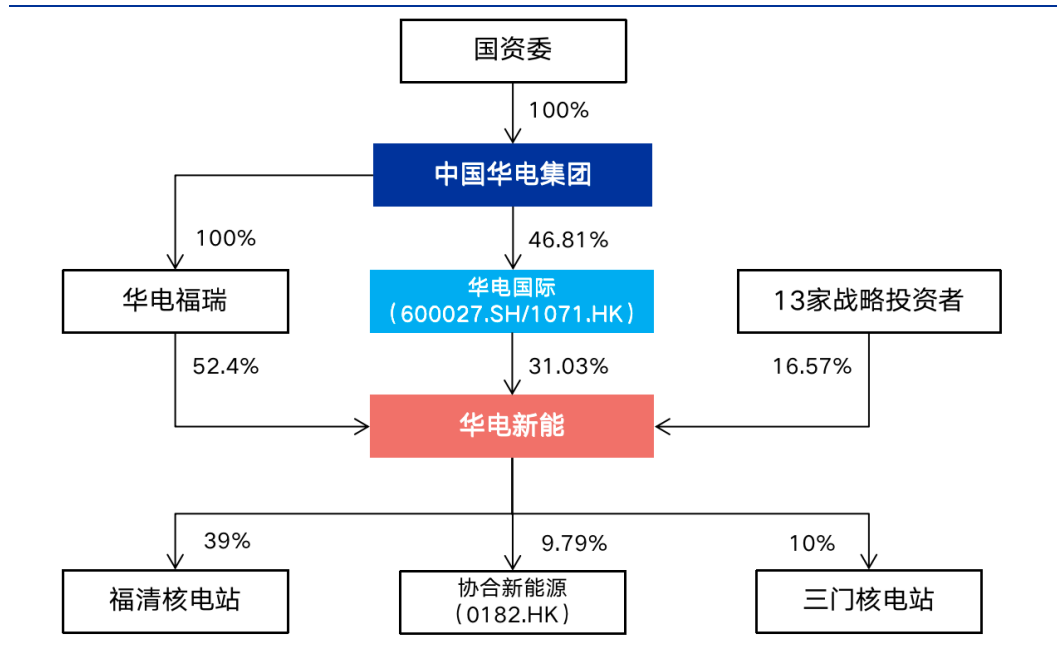
资料来源：各公司公告，申万宏源研究

**华电集团十四五规划新增 75GW 新能源，华电新能计划装机达到 100GW。**根据集团和华电新能的规划，华电集团明确“十四五”新增新能源装机 7500 万千瓦；而华电新能规划至 2025 年末，新能源装机规模将达到 1 亿千瓦级，利润确保突破 100 亿元级，净资产收益率达到 10%。截至 2022 年 3 月底，华电新能在建新能源合计 325.55 万千瓦，总投资规模 224.64 亿元。

除此之外，华电新能还参股核电公司，充分受益于核电的盈利增长。华电新能作为华电集团核电业务的投资平台，未来发展重点也在于通过参股方式扩大核电市场权益。截至 2021 年 6 月底，华电新能拥有核电在运权益装机达 240 万千瓦，目前华电新能持有福清

核电站 39%股权、三门核电站 10%股权，另外还持有协合新能源 9.79%的股权，受参股公司盈利增长的影响，2021 年华电新能对联营企业和合营企业的投资收益约 13.4 亿元。

图 34：截至 2021 年底华电新能股东及参股公司

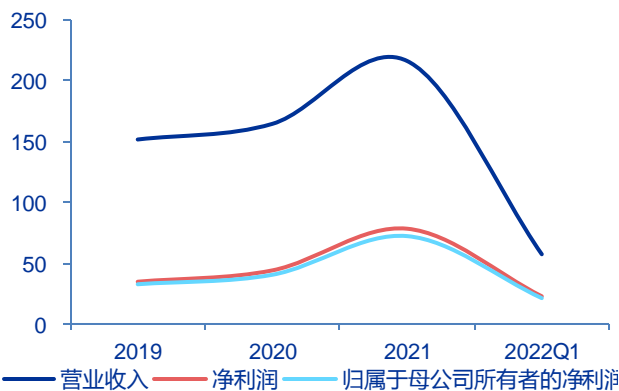


资料来源：华电新能源债券评级公告，申万宏源研究

注：2022 年 3 月华电福新能源发展有限公司（福新发展）更名为华电新能源集团有限公司

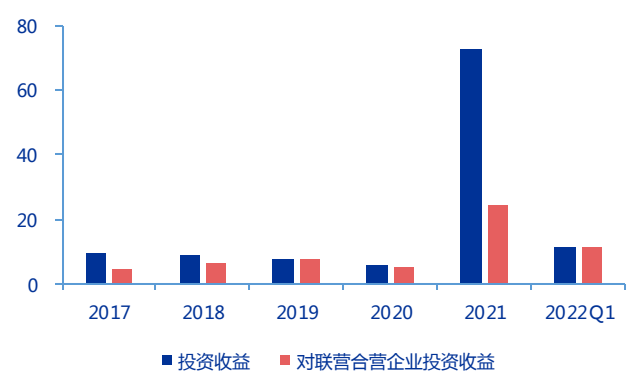
公司是华电新能第二大股东，持股比例约 31.03%，采用权益法进行核算，公司将享受被投资企业（华电新能）当期实现的净利润，因此华电新能业绩的高速增长将直接带来华电国际投资收益的高增。从下两图可以看出，由于资产注入增厚利润，2021 年华电新能实现净利润 78.4 亿元，较去年增长 77%，当年华电国际对联营合营企业的投资收益也大幅增长，达到约 25 亿元。

图 35：2019-2022Q1 华电新能业绩情况（亿元）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图 36：2017-2022Q1 公司投资收益及细分（亿元）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

## 5. 抽水蓄能打开水电第二成长空间 多元新兴业务再发力

集团旗下已投运未上市水电高达 22GW，公司作为集团旗下常规能源最终整合平台，存在资产注入可能。截至 2020 年底，集团拥有在运水电 2741 万千瓦，其中华电国际在四川与河北拥有 240 万千瓦，黔源电力在贵州拥有 323 万千瓦，其余 2178 万千瓦为未上市装机，集中在乌江水电与金中公司。

2021 年 6 月集团确立公司以清洁能源为主的常规能源整合平台地位后，公司在年报中提出将“依托水电、气电实质性提升清洁能源装机占比”，此外，国资委在 2022 年 5 月召开的深化国有控股上市公司改革争做国企改革三年行动表率专题推进会上明确要求，要继续加大优质资产注入上市公司力度；结合实际逐步将现有未上市的优质资产有计划地注入上市公司。我们认为，在集团战略调整以及国资委政策支持下，公司有望获得集团水电资产注入，而我国主要水电运营商平均 ROE 维持在 10% 以上，平均净利率超过 30%，远高于公司近年经营指标，集团水电资产注入将极大提升公司经营业绩表现。

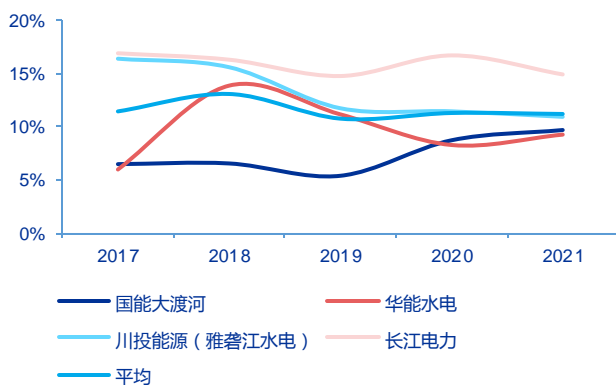
表 21：华电集团核心未上市水电资产（万千瓦）

公司	权益比例	流域	水电	火电	新能源	备注
乌江水电	51%	乌江干流	869.5	450	232.5	
金上公司	48%*	金上川藏段	0	0	0	已批复 325 万千瓦，开工 619 万千瓦
金中公司	49%**	金沙江中游	440	0	0	前期工作 720 万千瓦

资料来源：公司公告，申万宏源研究

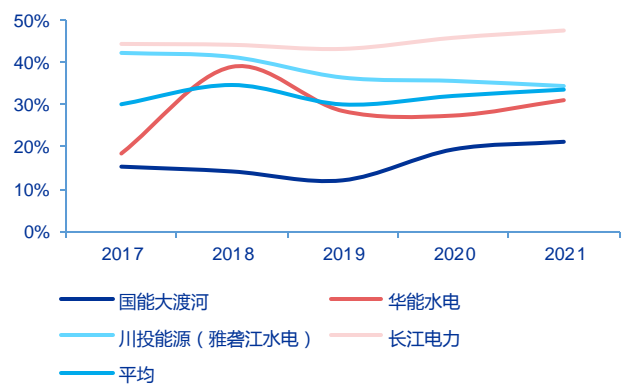
注：\*华电集团持有金上公司 48% 股份，华电国际持有金上公司 12% 股份；\*\*华电集团通过控股华电云南（88%）间接控股金中公司，其中华电云南持有金中公司 56% 股份

图 37：2017-2021 年国内主要水电公司 ROE



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图 38：2017-2021 年国内主要水电公司净利率

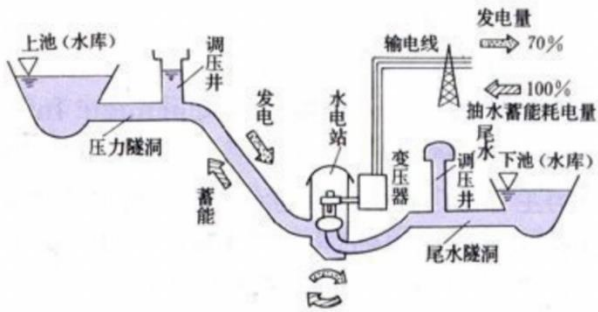


资料来源：各公司公告，申万宏源研究

新型电力系统下抽水蓄能调峰功能凸显，2021-2030 年装机规模将增长 3 倍。抽水蓄能电站与常规水电站发电设备均为水轮机，不同的是抽水蓄能水轮机双向可逆，具备调峰功能，在新型电力系统中地位尤其重要，同时常规水电可改造为抽水蓄能。根据国家能源局数据，截至 2020 年底，国内抽水蓄能装机 32.2 GW，同比增长 10.2%。根据国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，预计我国 2025 年累计装机

62GW，较 2020 年翻一番；2030 年累计装机 120GW，较 2025 年再翻一番。2021-2030 年新增装机约 90GW，为目前装机规模 36GW 约 3 倍。

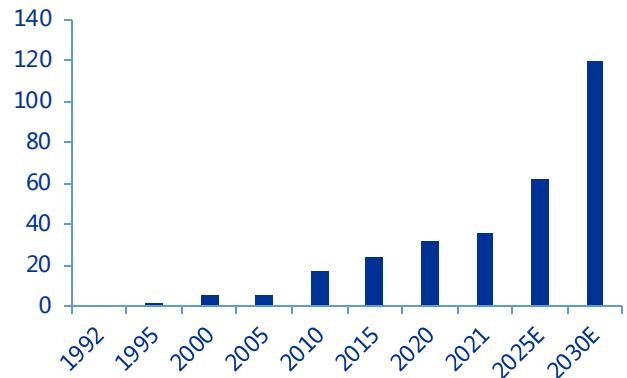
图 39：抽水蓄能电站运行示意图



抽水蓄能电站运行示意图

资料来源：《中国电力百科全书》，申万宏源研究

图 40：我国抽水蓄能装机规模及规划（GW）



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

**两部制电价保障盈利水平，打开抽水蓄能发展空间。**2021 年 4 月，发改委发文进一步完善抽水蓄能价格形成机制，提出以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收。容量电价按照偏计划的方式定价，容量电价电网支付并纳入输配电价回收（实际等于是由下游电力用户共同负担）；电量电价按照偏市场化的方式定价，未来抽水蓄能电站将成为现货市场、辅助服务市场的重要参与者。我们判断，输配电价回收政策理顺抽蓄行业成本传导机制，并为企业合理利润兜底，这种相对稳健的类固收模式对外部资本具备一定吸引力，有望打开抽蓄行业发展空间。

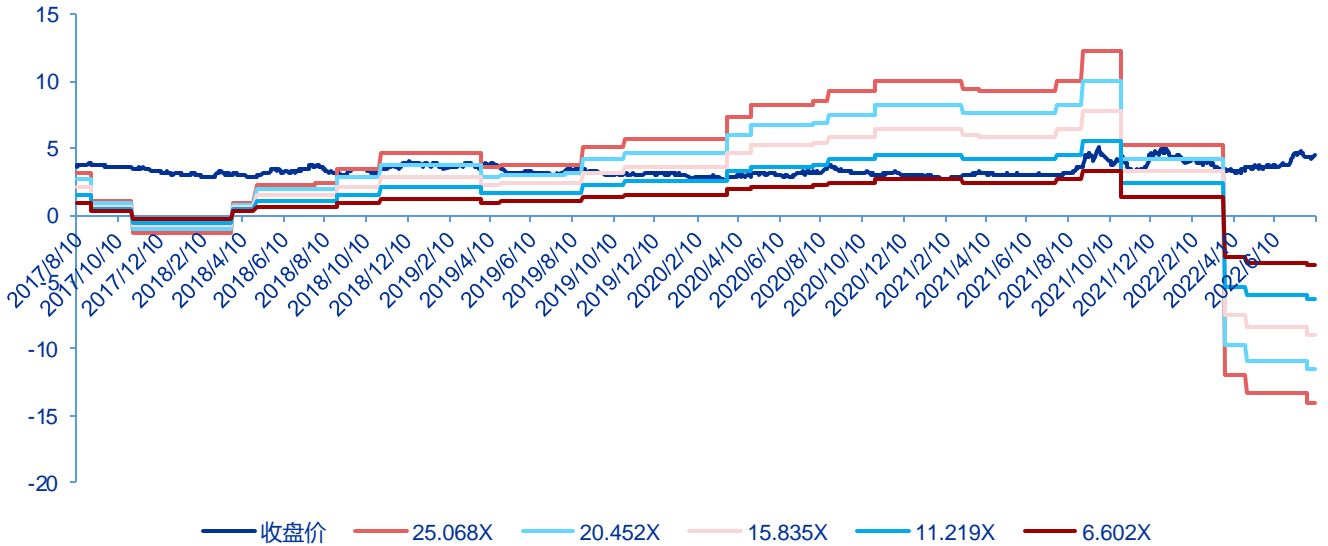
**公司抓住能源与电力改革机遇，积极开展抽水蓄能项目部署，已获得超千万千瓦开发权。**公司于 2021 年公开业绩交流会披露目前已在浙江、湖北、湖南、广东、山东、安徽、江西等区域开展抽水蓄能项目部署，其中在浙江、湖北、湖南和广东的 4 个项目已经开始进入了初可研阶段，装机容量约 300 万千瓦。公司列入“十四五”和“十五五”项目储备和规划中、落实开发权的项目约 1002 万千瓦。我们认为，在新型电力系统大背景以及两部制电价政策支持下，抽水蓄能有望加速发展，公司水电装机将迎来飞跃式发展，将为公司重要业绩增量。

**开拓综合能源服务，加快储能等绿色发展新业态。**除抽水蓄能，公司在年报中披露，将开拓综合能源服务市场，积极参与电网需求侧响应，推动发展“多能互补”“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”等新商业模式。加快推进储能、氢能等绿色发展新业态。截至 2021 年底，公司已在山东、安徽、河南等 8 个区域设立 9 家全资专业化售电公司，并于 2021 年完成 750 亿千瓦时售电量。我们认为公司在新兴业务的布局复合国家产业支持，有望为公司发展提供新鲜血液，为中长期增长奠定基础。

## 6. 盈利预测与估值

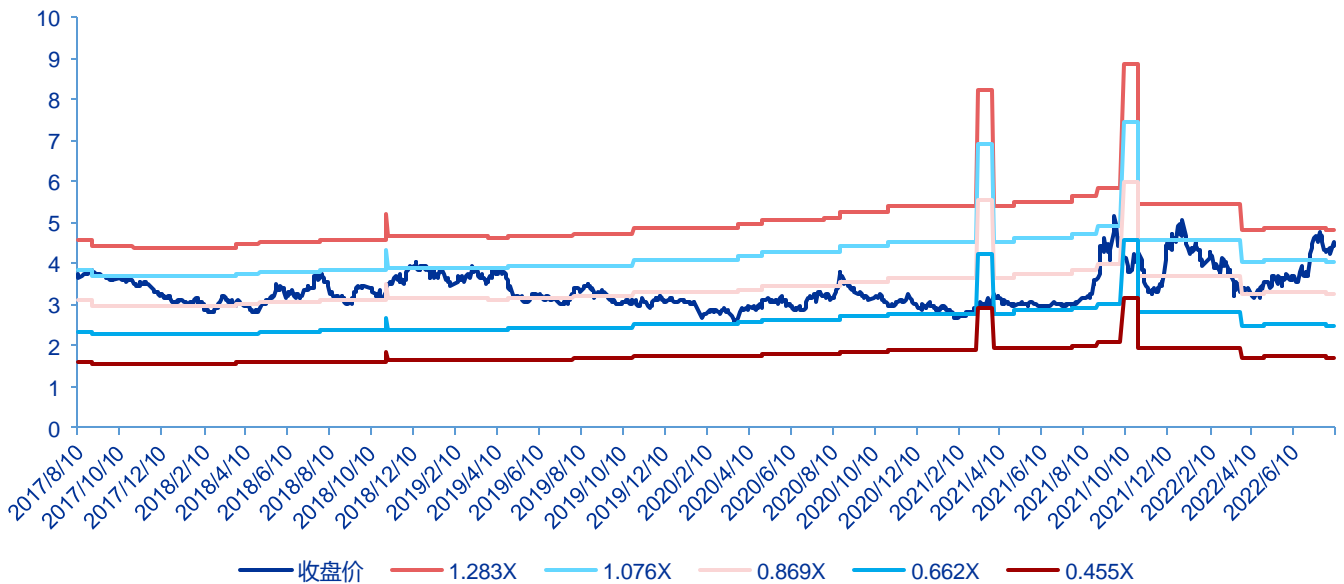
复盘公司过去五年股价表现，发现公司历史估值水平波动较大，PE 在 7x-25x 之间波动，PB 在 0.46x-1.28x 之间波动。由于业绩亏损，公司当前 PE-TTM 为-7.9 倍，PB1.2 倍。

图 41：公司 PE-band (元/股)



资料来源：Wind，申万宏源研究

图 42：公司 PB-band (元/股)



资料来源：Wind，申万宏源研究

我们假设公司 2022-2025 年经营数据如下：

结合公司 年底在建火电项目、煤价以及十四五期间电力供需形势，假设 -

2024 年火电控股装机分别为 5153、5436、5436 万千瓦、利用小时数分别为 4262、

4301、4301，平均上网电价涨幅分别为 15.12%、-0.28%、0%；煤价涨跌幅分别为-4%、-1%、-1%。

结合公司 2021 年底在建水电项目、2022 年来水情况以及十四五内川内电力供需情况，假设 2022-2024 年水电控股装机分别为 246、246、246 万千瓦；利用小时数分别为 4434、4162、4162；平均上网电价涨跌幅分别为 5%、3%、0%。

结合华电集团及华电新能十四五发展规划以及新能源市场现状，假设华电新能 2022-2024 年归属于公司业绩为 30、35、40 亿元；结合煤价与电力供需情况，假设公司 2022-2024 年参控股煤矿获得业绩分别为 19、17、17 亿元。

**表 22：截至 2022 年 3 月公司在建机组**

公司名称	电源类型	计划装机结构 (万千瓦)	计划装机容量 (万千瓦)
华电国际天津开发区分公司 (“天津分公司”)	煤电	3*17	51
汕头华电发电有限公司 (“汕头公司”)	煤电	2*66	132
湖南华电平江发电有限公司 (“平江公司”)	煤电	2*100	200
龙口公司	煤电	1*66	66
水洛河公司	水电	1*5.6	5.6
<b>合计</b>			<b>454.6</b>

资料来源：公司公告，申万宏源研究

**表 23：公司售电业务核心假设**

业务	项目	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
火电	控股装机规模 (万千瓦)	5037	5109	5070	5153	5436	5436
	利用小时数 (小时)	3969	3714	4135	4261	4301	4301
	平均上网电价 (元/千瓦时, 含税)	0.4140	0.4035	0.4185	0.4817	0.4804	0.4804
水电	控股装机规模 (万千瓦)	219	231	240	246	246	246
	利用小时数 (小时)	3824	4434	4062	4434	4162	4162
	平均上网电价 (元/千瓦时, 含税)	0.2161	0.1954	0.1954	0.2052	0.2114	0.2114

资料来源：公司公告，申万宏源研究

注：由于统计原因装机规模存在偏差

考虑到电力供需趋紧、长协煤覆盖及履约率有望提升，以及公司火电装机大省山东区域的新能源消纳压力，我们判断公司火电业务在电量负荷双重短缺以及行政手段作用下逐步好转；伴随参股公司华电新能新能源机组投产释放业绩，公司盈利结构将持续优化稳定。我们上调公司 2022-2024 年归母净利润分别为 46、61、71 亿元（此前预测 2022-2024 年归母净利分别为 24.55、30.41 和 40.44 亿元），对应 EPS 分别为 0.46、0.61、0.72，当前股价对应 PE 分别为 10、7、6 倍。

从可比公司估值来看，我们选取国内火电龙头华能国际、国电电力以及大唐发电进行可比公司估值。2022-2024 年华电国际 PE 分别为 10、7、6 倍，低于可比公司均值 23、13、10 倍，具有较高性价比。同时公司承诺 2020-2022 年现金分红比例不低于 50%，且每股派息不低于 0.2 元，2020-2021 年公司每股均分红 0.25 元，假设 2022 年维持 0.25 元/股派息，当前股价对应股息率为 5.51%，提供十足安全边际。

**表 24：可比公司估值表（元，元/股）**

公司代码	公司名称	评级	收盘价			EPS			PE		PB(If)
			2022/8/11	22E	23E	24E	22E	23E	24E		
600011.SH	华能国际	增持	6.61	0.19	0.64	0.77	34	10	9	1.94	
600795.SH	国电电力	买入	3.82	0.25	0.34	0.42	15	11	9	1.53	
601991.SH	大唐发电	--	2.75	0.14	0.17	0.22	20	16	13	1.77	
平均值								23	13	10	1.75
600027.SH	华电国际	买入	4.54				10	7	6	1.13	

资料来源：wind，申万宏源研究

注：华能国际（含永续债）与国电电力盈利预测来自申万宏源研究，大唐发电盈利预测来自 wind 一致预期

同时，我们采用分部估值法对公司内在价值进行分析：

1) 火电板块：2021 年历史极值亏损下公司净资产大幅萎缩，我们认为在当下电力紧缺格局下，火电调峰功能将被重新定价，火电价值有望迎来重估，从装机规模角度考虑，选取浙能电力、粤电力 A 以及建投能源等火电占据大比例装机的电力运营商，可知其单 GW 控股火电装机市值均值为 10 亿元，考虑到浙能电力参股核电、粤电力 A 拥有风电资产，火电控股单 GW 市值被高估；考虑到公司存在 225 亿元永续债，对于其控股火电装机 51GW，我们认为公司火电板块价值 **200 亿元**。

**表 25：火电运营标的估值情况（2022/8/11）**

公司代码	公司名称	火电控股装机（万千瓦）	市值（亿元）	单 GW 市值（亿元）
600023.SH	浙能电力	3307	476	14
000539.SZ	粤电力 A	2602	196	8
000600.SZ	建投能源	915	87	9
平均值				<b>10</b>

资料来源：各公司公告，wind，申万宏源研究

2) 水电板块：参考水电公司给予 PE 估值。根据四川省电力供需格局与电价政策，我们预计 2022 年公司水电业务归母净利润可达 4 亿元，当前 A 股水电运营标的 2022 年平均市盈率 18 倍（可比公司选取水电龙头长江电力、澜沧江流域水电公司华能水电和红河河流域水电公司桂冠电力），考虑到公司水电资产质量，10 倍假设下水电板块归母权益价值 **40 亿元**。

**表 26：水电运营标的估值情况**

公司代码	公司名称	评级	收盘价（元）			EPS			PE		PB(If)
			2022/8/11	22E	23E	24E	22E	23E	24E		
600900.SH	长江电力	买入	24.00	1.33	1.40	1.48	18	17	16	2.96	
600025.SH	华能水电	买入	7.07	0.40	0.43	0.47	18	16	15	2.45	
600236.SH	桂冠电力	买入	6.09	0.32	0.34	0.37	19	18	16	3.09	
平均值								<b>18</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>2.83</b>

资料来源：wind，申万宏源研究

注：长江电力、华能水电、桂冠电力业绩预测均来自于申万宏源研究

3) 权益投资：公司权益投资集中在两部分，其一为参股华电新能，其二为参控股煤矿（核心为华电煤业）。参股华电新能部分，结合集团与华电新能规划，我们预计 2022 年公司参股华电新能获得的归母权益投资收益为 30 亿元，当前 A 股新能源运营标的平均市盈率 22 倍，考虑到公司为参股模式，在 14 倍假设下新能源参股规模权益价值 **420 亿元**；参控股煤矿部分，预计公司 2022 年参控股煤矿获得归母权益收益为 19 亿元，当前 A 股煤炭企业平均市盈率为 7 倍，考虑到公司为煤电一体化企业，给予其部分溢价，我们认为公司参控股煤炭价值 **150 亿元**。

**表 27：新能源运营标的估值情况**

公司代码	公司名称	评级	收盘价（元）			EPS			PE		PB(lf)
			2022/8/11	22E	23E	24E	22E	23E	24E		
600905.SH	三峡能源	买入	5.96	0.29	0.33	0.37	20	18	16	2.40	
000875.SZ	吉电股份	增持	6.69	0.29	0.37	0.44	23	18	15	1.72	
001289.SZ	龙源电力	--	20.13	0.93	1.11	1.36	22	18	15	2.72	
平均值								<b>22</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>2.28</b>

资料来源：wind，申万宏源研究

注：三峡能源与吉电股份业绩预测来自于申万宏源研究，龙源电力盈利预测来自于 wind 一致预期

**表 28：煤炭企业估值情况**

公司代码	公司名称	评级	收盘价（元）			EPS			PE		PB(lf)
			2022/8/11	22E	23E	24E	22E	23E	24E		
601088.SH	中国神华	--	28.45	3.42	3.61	3.71	8	8	8	1.42	
600188.SH	兖矿能源	--	40.97	6.18	6.71	6.93	7	6	6	2.99	
平均值								<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>2.21</b>

资料来源：wind，申万宏源研究

注：中国神华与兖矿能源业绩预测均来自 wind 一致预期

综上，我们测算在中性假设下，公司内在价值高达  $200+40+420+150=810$  亿元，较当前市值尚有 81% 增长空间，公司当前股价处于绝对低估状态。

更长维度看，我们认为火电在我国主体电源地位短时间内难以改变，同时在十四五缺电背景下火电调峰功能将被重新定价，若后期出台容量电价政策，则公司火电业务有望获得合理稳定收益，逐渐从“周期股”转变为真正意义的“公用事业股”，利润与估值均有较大提升空间。**我们重申公司“买入”评级。**

#### 风险提示：

1) **长协率提升不及预期，煤价持续高位。** 公司为“一火独大”企业，尽管发改委要求长协率达到三个“100%”，但执行情况存在不确定性，在长协签约率与履约率未覆盖的部分仍需要在市场中购买，煤价高位运行将直接使得公司利润受损。

2) **容量电价政策推进不及预期：** 尽管我们认为在电量负荷同时紧缺环境下，火电调峰功能不可忽视，给予煤电企业合理收益机制刻不容缓，但政策推进仍存在不确定性。

**表 29：华电国际利润表（单位：百万元）**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
一、营业总收入	79,007	89,314	93,654	93,010	104,422	112,637	118,094	118,225
其中：营业收入	79,007	89,314	93,654	93,010	104,422	112,637	118,094	118,225
其他类金融业务收入	0	0	0	0	0	0	0	0
二、营业总成本	79,070	87,035	88,510	85,089	117,969	111,932	115,467	114,875
其中：营业成本	70,677	78,281	80,482	77,494	110,857	104,409	108,330	108,167
其他类金融业务成本	0	-0	0	0	0	0	0	0
税金及附加	901	1,123	1,119	1,160	1,024	1,104	1,158	1,159
销售费用	0	0	0	0	0	0	0	0
管理费用	1,677	1,888	1,719	1,844	1,807	1,949	2,043	2,046
研发费用	0	0	0	0	3	3	3	3
财务费用	5,044	5,360	5,189	4,591	4,279	4,466	3,933	3,500
加：其他收益	336	425	513	505	938	500	500	500
投资收益	978	911	781	570	7,242	4,909	5,243	5,673
净敞口套期收益	0	0	0	0	0	0	0	0
公允价值变动收益	0	-17	-10	-1	-37	0	0	0
信用减值损失（损失以“-”填列）	0	-261	-151	-50	-471	0	0	0
资产减值损失（损失以“-”填列）	-772	-121	-782	-1,597	-2,934	0	0	0
资产处置收益	48	23	-2	9	260	-2	0	0
汇兑收益及其他	0	0	0	0	0	0	0	0
三、营业利润	1,299	3,620	5,493	7,356	-8,549	6,112	8,369	9,523
加：营业外收入	284	117	264	572	471	0	0	0
减：营业外支出	286	531	221	283	348	0	0	0
四、利润总额	1,298	3,206	5,537	7,644	-8,426	6,112	8,369	9,523
减：所得税	522	898	1,098	1,420	-1,672	128	334	411
五、净利润	776	2,308	4,439	6,224	-6,754	5,984	8,036	9,112
持续经营净利润	776	2,308	4,439	6,224	-6,754	5,984	8,036	9,112
终止经营净利润	0	0	0	0	0	0	0	0
少数股东损益	346	583	1,032	1,783	-1,789	1,405	1,968	2,005
归属于母公司所有者的净利润	430	1,726	3,407	4,441	-4,965	4,579	6,068	7,108
六、其他综合收益的税后净额	-22	-16	22	6	80	0	0	0
七、综合收益总额	754	2,292	4,461	6,230	-6,674	5,984	8,036	9,112
归属于母公司所有者的综合收益总额	408	1,710	3,429	4,447	-4,886	4,579	6,068	7,108
八、基本每股收益	0.04	0.16	0.29	0.33	-0.61	0.46	0.61	0.72
全面摊薄每股收益	0.04	0.17	0.35	0.45	-0.50	0.46	0.61	0.72
当期发行在外总股数	9,863	9,863	9,863	9,863	9,870	9,870	9,870	9,870

资料来源：wind，申万宏源研究

**表 30：华电国际资产负债表（单位：百万元）**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
货币资金	7,482	6,741	6,588	6,954	6,091	6,769	6,769	6,769
交易性金融资产	0	0	0	0	0	0	0	0
衍生金融资产	0	0	0	0	0	0	0	0
经营性应收款项	12,243	13,181	14,565	14,380	14,017	16,516	16,702	16,279
其中：  应收票据、应收账款及应收款项融资	,	,	,	,	,	,	,	,

应收票据及应收款项融资	1,349	1,159	1,646	1,709	759	759	759	759
应收账款	9,163	9,603	10,616	10,452	9,049	11,549	11,735	11,311
其他应收款	1,509	2,096	1,777	1,334	2,142	2,142	2,142	2,142
预付款项	222	322	526	885	2,067	2,067	2,067	2,067
存货	2,871	3,446	3,223	2,601	6,116	3,999	4,258	4,791
合同资产	0	0	0	0	0	0	0	0
其他流动资产	2,456	2,650	2,224	1,960	3,355	3,355	3,355	3,355
持有待售资产及其他	0	0	0	0	0	0	0	0
流动资产合计：	25,052	26,018	26,600	25,895	29,579	30,640	31,085	31,194
债权投资	155	254	231	170	254	254	254	254
其他债权投资	0	0	0	0	0	0	0	0
可供出售金融资产	0	0	0	0	0	0	0	0
持有至到期投资	0	0	0	0	0	0	0	0
长期应收款	0	0	0	0	0	0	0	0
长期股权投资	10,820	11,084	11,760	12,051	37,250	37,250	37,250	37,250
其他权益工具投资	0	0	0	0	0	0	0	0
其他非流动金融资产	242	280	279	323	330	330	330	330
投资性房地产	0	0	33	32	62	58	54	49
固定资产	138,887	143,987	153,872	161,596	123,026	114,824	106,622	98,421
在建工程	23,697	26,489	16,705	23,543	15,862	15,862	15,862	15,862
无形资产类	14,533	14,901	14,222	13,079	7,658	7,658	7,658	7,658
其中：无形资产	13,476	13,845	13,271	12,215	7,217	7,217	7,217	7,217
商誉	1,057	1,057	952	864	441	441	441	441
开发支出	0	0	0	0	0	0	0	0
长期待摊费用	0	0	0	0	0	0	0	0
递延所得税资产	311	406	654	789	2,329	2,329	2,329	2,329
其他非流动资产	2,583	3,009	2,431	2,980	1,509	1,509	1,509	1,509
使用权资产及其他	0	0	3,088	2,291	1,002	1,002	1,002	1,002
非流动资产合计：	191,227	200,411	203,276	216,855	189,282	181,076	172,870	164,664
资产总计	216,279	226,429	229,876	242,750	218,860	211,716	203,955	195,858
短期借款	48,414	41,340	37,353	34,116	42,181	61,192	55,020	47,436
其中：短期借款	31,697	27,037	24,067	22,278	27,645	46,655	40,484	32,900
一年内到期的非流动负债	16,717	14,303	13,287	11,839	14,536	14,536	14,536	14,536
交易性金融负债	0	64	0	0	0	0	0	0
经营性应付款项	19,290	21,143	19,483	20,107	16,611	16,611	16,611	16,611
其中：应付票据及应付账款	18,078	19,286	17,672	17,999	14,803			
预收款项	0	0	0	0	0			
应付职工薪酬	199	239	237	256	223			
应交税费	1,013	1,617	1,574	1,853	1,585			
合同负债	1,359	1,389	1,757	1,947	1,876	1,876	1,876	1,876
其他应付款	5,132	5,259	5,157	5,489	2,837	2,837	2,837	2,837
其他流动负债	6,123	7,226	3,573	92	2,159	2,159	2,159	2,159
持有待售负债及其他	0	0	0	0	0	0	0	0
流动负债合计：	80,317	76,422	67,324	61,752	65,663	84,674	78,502	70,918
长期借款	62,209	66,755	64,624	66,307	56,682	47,057	37,432	27,807
应付债券	10,058	7,478	10,486	10,495	17,512	17,512	17,512	17,512
其他非流动负债	6,347	6,904	4,538	4,840	4,036	4,036	4,036	4,036
其中：长期应付款	,	,						

预计负债	109	118	128	237	64			
其它非流动负债	3,608	3,808	3,844	4,194	3,855			
递延所得税负债	1,904	1,810	1,772	1,591	1,059	1,059	1,059	1,059
租赁负债及其他	21	18	2,078	1,191	343	343	343	343
非流动负债合计	80,540	82,965	83,497	84,424	79,631	70,006	60,381	50,756
负债合计	160,857	159,387	150,821	146,176	145,294	154,680	138,883	121,675
股本	9,863	9,863	9,863	9,863	9,870	9,870	9,870	9,870
其他权益工具	0	9,109	16,129	24,645	22,515	0	0	0
资本公积	13,150	13,476	13,327	15,078	13,106	13,106	13,106	13,106
减：库存股	0	0	0	0	0	0	0	0
其他综合收益	-25	-40	-19	-13	67	67	67	67
盈余公积	3,080	3,156	3,389	3,820	4,323	3,859	3,244	2,523
未分配利润	15,489	16,606	18,553	20,702	11,744	16,787	23,470	31,298
专项储备及其他	202	226	268	290	206	206	206	206
归属于母公司所有者权益合计	41,759	52,396	61,510	74,384	61,830	43,894	49,962	57,069
少数股东权益	13,663	14,646	17,545	22,190	11,736	13,141	15,109	17,114
股东权益合计	55,421	67,042	79,055	96,574	73,566	57,035	65,071	74,183
负债和股东权益总计	216,279	226,429	229,876	242,750	218,860	211,716	203,955	195,858

资料来源：wind，申万宏源研究

表 31：华电国际现金流量表（单位：百万元）

	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	776	2,308	4,439	6,224	-6,754	5,984	8,036	9,112
加：计提的资产减值准备	772	121	782	1,597	2,934	0	0	0
固定资产折旧	9,932	9,770	10,910	11,267	10,678	8,206	8,206	8,206
无形资产摊销	304	375	430	456	319	0	0	0
长期待摊费用摊销	0	0	0	0	0	0	0	0
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失（收益以“-”号填列）	-35	33	2	-9	-260	2	0	0
公允价值变动损失（收益以“—”号列示）	0	17	10	1	37	0	0	0
财务费用（收益以“—”号列示）	5,044	5,360	5,189	4,694	4,595	4,466	3,933	3,500
投资损失（收益以“—”号列示）	-978	-911	-781	-570	-7,242	-4,909	-5,243	-5,673
递延所得税资产减少（增加以“—”列示）	-108	-95	-245	-137	-1,539	0	0	0
递延所得税负债增加（减少以“—”列示）	-202	-95	-39	-173	-532	0	0	0
存货的减少（增加以“—”列示）	-189	-567	191	1,013	-3,508	2,117	-259	-533
经营性应收项目的减少（增加以“—”列示）	-3,895	-871	-1,741	596	1,329	-2,499	-186	423
经营性应付项目的增加（减少以“—”列示）	1,350	2,249	1,620	1,155	-7,150	0	0	0
其它	19	291	609	350	743	0	0	0
经营活动产生的现金流量净额	12,789	17,987	21,377	26,466	-6,351	13,367	14,487	15,035
收回投资所收到的现金	865	351	73	309	5,792	0	0	0
取得投资收益收到的现金	403	397	309	476	1,916	4,909	5,243	5,673

处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回现金净额	184	63	151	268	131	-2	0	0
处置子公司及其他营业单位收回现金净额	0	0	0	8	6,684			
收到其他与投资活动有关的现金	360	385	150	207	779	0	0	0
投资活动现金流入小计	1,811	1,196	683	1,268	15,301	4,907	5,243	5,673
购置固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	14,097	17,262	15,089	19,161	13,301	0	0	0
投资所支付的现金	1,610	181	277	442	8,040	0	0	0
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	0	0	0	0	0			
支付其他与投资活动有关的现金	192	235	103	226	356	0	0	0
投资活动现金流出小计	15,899	17,678	15,469	19,829	21,697	0	0	0
投资活动产生的现金流量净额	-14,087	-16,483	-14,786	-18,561	-6,395	4,907	5,243	5,673
吸收投资收到的现金	509	9,479	9,428	11,757	4,918	0	0	0
取得借款收到的现金	75,598	79,472	76,223	68,955	106,131	23,922	-1,260	-2,672
收到其它与筹资活动有关的现金	0	0	0	219	250	-22,515	0	0
发行债券收到的现金	0	0	0	0	0	0	0	0
筹资活动现金流入小计	76,107	88,951	85,651	80,932	111,299	1,407	-1,260	-2,672
偿还债务支付的现金	65,661	84,386	84,349	80,202	81,431	14,536	14,536	14,536
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	7,964	6,699	7,491	8,171	8,934	4,466	3,933	3,500
支付的其它与筹资活动有关的现金	126	108	638	266	9,012	0	0	0
筹资活动现金流出小计	73,751	91,193	92,478	88,640	99,377	19,002	18,469	18,036
筹资活动产生的现金流量净额	2,356	-2,242	-6,827	-7,708	11,922	-17,595	-19,730	-20,709
现金及现金等价物净增加额	1,058	-737	-236	197	-824	678	0	0
货币资金的期初余额	6,359	7,439	6,701	6,572	6,769	6,091	6,769	6,769
货币资金的期末余额	7,417	6,701	6,466	6,769	5,945	6,769	6,769	6,769

资料来源：wind，申万宏源研究

## 信息披露

### 证券分析师承诺

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

### 与公司有关的信息披露

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

### 机构销售团队联系人

华东 A 组	陈陶	021-33388362	chentao1@swhysc.com
华东 B 组	谢文霓	18930809211	xiewenni@swhysc.com
华北组	李丹	010-66500631	lidan4@swhysc.com
华南组	李昇	0755-82990609	Lisheng5@swhysc.com

### 股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

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

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

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

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

本报告采用的基准指数：沪深 300 指数

### 法律声明

本报告仅供上海申银万国证券研究所有限公司（以下简称“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客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司 <http://www.swsresearch.com> 网站刊载的完整报告为准，本公司并接受客户的后续问询。本报告首页列示的联系人，除非另有说明，仅作为本公司就本报告与客户的联络人，承担联络工作，不从事任何证券投资咨询服务业务。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。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。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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报告。

客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，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。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。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。市场有风险，投资需谨慎。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。