

火电价值发现进行时：盈利修复+绿电协同

——电力行业 2023 年度投资策略

核心观点

● 煤价、电价新常态下火电资产有望迎来价值重估

火电基本面已处至暗时刻，煤价、电价新常态下有望释放较大业绩弹性。“市场煤”和“计划电”的长期错位在政策引导下预计将逐步修正，届时火电周期性弱化、回归公用事业属性，有望以稳定的 ROE 回报，创造充裕的现金流，并支撑转型发展的资本开支或可观的分红规模。其充裕的现金流将助力火电企业的“二次创业”，昔日的火电龙头可能最有潜力成为未来的新能源巨擘。

● 新型电力系统快速推进，火电灵活性改造价值凸显

《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》明确“十四五”期间完成煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦。《“十四五”现代能源体系规划》提及：到 2025 年，灵活性电源占比达到 24% 左右，重申力争煤电机组灵活性改造规模累计超过 2 亿千瓦。火电灵活性改造一方面提升火电资产与绿电资源的协同价值，同时也将为火电产业链带来可观的增量市场。

● 核电刚需属性空前凸显，有望迎来加速良机

基于未来的电量供需测算，我们认为核电有望迎来加速发展。作为近零碳电源，也是目前看来很有可能大规模替代火电的基荷能源，核电在未来新型电力系统中的价值将愈发凸显。中性假设下的测算结果显示，为避免缺电危机，十四五期间新开工核电机组需求可能超过 60 台。核电产业链有望迎来前所未有的发展机遇。

● 风光装机高速增长，催生抽水蓄能行业加速发展机遇

抽水蓄能是兼具经济性、可靠性的电网侧灵活性资源主力。中国抽水蓄能装机规模占风电、光伏发电装机比重由 2014 年的 18% 下降至 2021 年的 6%，未来随着风光电大规模并网，电力系统对抽水蓄能的需求缺口较大。根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，2025 年抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。两部制电价机制下，未来抽水蓄能电站有望参与电力中长期交易、现货市场交易、辅助服务市场，获得多元化收益。

投资建议与投资标的

建议关注：

- 资产优质、效率领先，且新能源转型步伐较快的华能国际(600011，买入)、国电电力(600795，未评级)、华电国际(600027，未评级)、粤电力 A(000539，未评级)；
- 有望受益于火电灵活性改造提速的青达环保(688501，未评级)、华光环能(600475，未评级)、西子洁能(002534，未评级)；
- 核电+新能源双轮驱动的中国核电(601985，未评级)，核电高端制造标的景业智能(688290，未评级)、江苏神通(002438，未评级)；
- 通过资产重组成为南方电网旗下储能运营平台的南网储能(600995，未评级)，抽水蓄能产业链标的东方电气(600875，未评级)、中国电建(601669，未评级)。
- 定位“海上风电引领者”目标的三峡能源(600905，未评级)，未来可能分享福建优质海风资源的福能股份(600483，未评级)、中闽能源(600163，未评级)；
- 国网旗下配电网节能上市平台涪陵电力(600452，未评级)，以及三峡集团旗下的核心配电网及综合能源平台三峡水利(600116，未评级)。

风险提示

火电灵活性改造、抽水蓄能的增长空间可能低于预期；火电基本面可能继续恶化；新能源运营的收益率水平可能降低；假设条件发生变化将导致测算结果产生偏差。

行业评级

看好（维持）

国家/地区

中国

行业

公用事业行业

报告发布日期

2022 年 11 月 23 日



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

林煜

linyu1@orientsec.com.cn

执业证书编号：S0860521080002

联系人

李少甫

lishaofu@orientsec.com.cn

温晨阳

wenchenyang@orientsec.com.cn

相关报告

- 局地降温，欧洲天然气价格上涨；鹰派预期助美指反弹，原油价格跌破 90 美元关口：——欧美能源市场数据跟踪周报（1114-1120） 2022-11-21
- 10 月原煤产量同比+10.8%；用电量增速回升至 3.5%：——公用事业行业周报（1114-1120） 2022-11-21
- 中电联：建议煤电基准价上调至 0.4335 元/千瓦时：——公用事业行业周报（1107-1113） 2022-11-15

目录

1. 2022 年行情回顾：电力跑赢大盘，火电盈利有弹性、绿电价值低估	5
1.1. 板块表现：火电 > 水电 > 风电 > 光伏发电	5
2. 2022 年电力供需回顾及 2023 年展望	6
2.1. 年内电力供需回顾：波动中持续增长	6
2.2. 预计 2023 年用电量增速有望达到 6%	8
3. 能源安全考量下的转型路径推演	10
3.1. 中国的能源转型：先立后破、通盘谋划	10
3.2. 能源和电力结构转型测算及推演	11
4. 火电价值发现进行时：盈利修复+绿电协同	13
4.1. 长协煤政策有望带来成本端持续改善	14
4.2. 火电灵活性改造有望加速推进，与风光电协同价值凸显	17
5. 核电刚需属性凸显，“十四五”期间有望迎来加速	25
5.1. 核电：发展空间广阔的零碳基荷能源	25
5.2. 供需测算显示：“十四五”可能是加速核电建设的绝佳时期	26
6. 风光装机高速增长，催生抽水蓄能加速发展机遇	27
6.1. 抽水蓄能：兼具经济性、可靠性的电网侧灵活性资源主力	27
6.2. “633”号文新机制有望显著提升抽水蓄能运营收益	30
投资建议	31
风险提示	32

图表目录

图 1：申万各行业板块年初至 11 月 4 日涨跌幅（%）	5
图 2：申万电力各子板块年初至 11 月 4 日行情表现（%）	6
图 3：历年分电源装机规模（GW）及年新增装机规模（GW，右轴）	6
图 4：截至 2022 年 9 月，电力装机结构（GW）	6
图 5：历年分电源发电量（亿千瓦时）、总发电量同比变化（右轴）	7
图 6：2022 年 1~9 月，发电量结构（亿千瓦时）	7
图 7：全社会用电量（左轴）及同比增速（右轴）	7
图 8：四大高耗能行业用电量（亿千瓦时）	8
图 9：1-8 月用电量（亿千瓦时）及同比增速（右轴）	8
图 10：欧盟石油进口来源结构（2020 年）	10
图 11：欧盟煤炭进口来源结构（2020 年）	10
图 12：欧盟天然气进口来源结构（2020 年）	10
图 13：欧洲各国天然气源于俄罗斯的比例（2020 年，%）	10
图 14：我国碳中和路径下的能源消费需求预测	12
图 15：我国一次电力发电量预测	12
图 16：我国未来十年的传统能源发展预测	12
图 17：我国未来十年风电发展预测	13
图 18：我国未来十年太阳能发电发展预测	13
图 19：火电装机规模（GW）及年新增规模（GW，右轴）	13
图 20：火电发电量（亿千瓦时）及年同比增速（右轴）	13
图 21：年初至今动力煤现货价格趋势：黄骅港动力煤（Q5500）平仓价（元/吨）	14
图 22：北方 4 港煤炭库存（万吨）	14
图 23：秦皇岛港日均铁路调入煤炭量（万吨）	15
图 24：大秦线铁路日均煤炭发运量（万吨）	15
图 25：动力煤长协指数:CCI5500（元/吨）	17
图 26：南通夏季高峰典型日负荷与新能源出力曲线	17
图 27：南通春秋季节典型日负荷与新能源出力曲线	17
图 28：2021 年分电源利用小时数（小时）	17
图 29：2016 至今风电、光伏发电量（亿千瓦时）及弃风、弃光率情况（右轴）	18
图 30：灵活性不足原理	19
图 31：火电灵活性改造的深入历程	20
图 32：灵活性改造涉及子系统示意图	20
图 33：商运核电装机规模（万千瓦）	26
图 34：核电发电量（亿千瓦时）	26

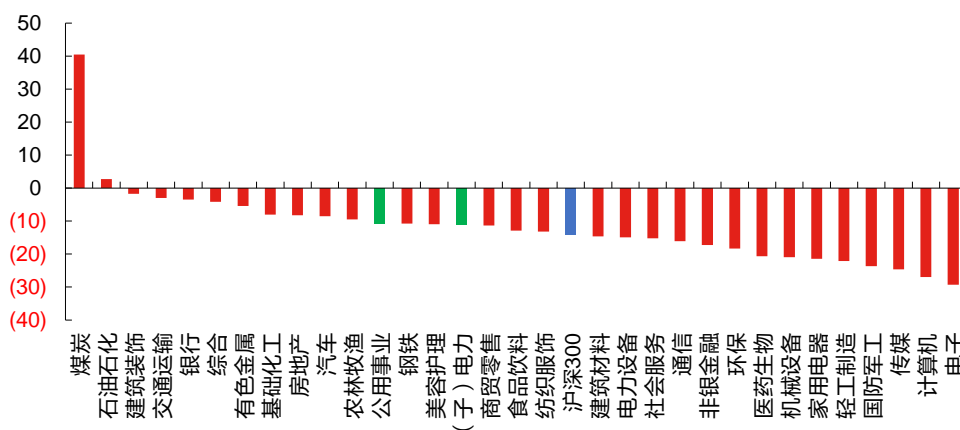
图 35：主要储能技术路线	27
图 36：2021 年国内投运储能装机结构	28
图 37：国内抽水蓄能装机容量及增速	29
图 38：抽水蓄能装机（万千瓦）占风光装机（万千瓦）比例	29
图 39：中国抽水蓄能装机预期（万千瓦）	30
表 1：2016-2021 年用电量数据及月度比例	8
表 2：2022 年用电量增速预测	8
表 3：2023 年分产业用电量测算结果（亿千瓦时）	9
表 4：2023 年分产业用电量增速测算结果	10
表 5：近两年中长期合同签订履约工作方案内容对比	16
表 6：电源侧及储能侧部分资源灵活性运行参数	19
表 7：火电机组最小技术出力率及调峰深度	20
表 8：2016 年起部分政策汇总	21
表 9：“十三五”期间实际完成火电灵活性改造统计情况	22
表 10：部分地区火电调峰补偿	22
表 11：基准场景参数汇总	23
表 12：煤电灵活性改造基准场景的经济性测算	24
表 13：各地方火电灵活性改造与新能源开发打捆的政策内容汇总	25
表 14：十五五末电量平衡及核电新建需求测算	26
表 15：不同储能技术的特点和应用场景	28
表 16：电量电价收益测算	31
表 17：电量电价收益敏感性测算（亿元）	31

1. 2022 年行情回顾：电力跑赢大盘，火电盈利有弹性、绿电价值低估

1.1. 板块表现：火电 > 水电 > 风电 > 光伏发电

2022 年初至 11 月 4 日，沪深 300 指数涨跌幅-23.7%，申万公用事业指数涨跌幅-15.7%，跑赢沪深 300 指数，在 31 个申万一级行业中位列第 15 位。其中电力指数涨跌幅-16.3%。

图 1：申万各行业板块年初至 11 月 4 日涨跌幅（%）



数据来源：Wind，东方证券研究所

电力子板块中，2022 年年初至 11 月 4 日，火力发电、水力发电、光伏发电、风力发电指数涨跌幅分别为-8.87%、-9.98%、-24.39%、-23.80%。

火电板块受到去年下半年起动力煤价格高涨的持续影响，一季报出现较大面积亏损，且反转预期尚有分歧，一度出现明显回撤。国家发改委推出的大力度保供稳价措施逐步推进，叠加市场电价政策下结算电价普遍上浮，另外伴随着上海等地区疫情形势好转，需求反弹，带来电量电价齐升以及成本端改善，半年报显示亏损幅度明显收窄。三季度动力煤保供稳价政策持续深入推进，尤其是“三个 100%”的要求下长协煤履约预期向好，三季报显示环比改善明显，但仍受到大盘下行压力冲击。

水电板块上半年得益于其较高的业绩确定性以及来水普遍偏丰，取得了明显的相对收益。但下半年以来，多地高温干旱，多流域来水偏枯，来水量较去年同期有明显下降，业绩分化明显，拖累水电板块表现，尤其是在 8 月其他子板块股价反弹期间横盘震荡。

风电、光伏发电方面，业绩并无明显异常波动，业绩增长主要来自装机规模增长。但受整体市场风格影响，其成长属性溢价有所折损。

图 2：申万电力各子板块年初至 11 月 4 日行情表现（%）



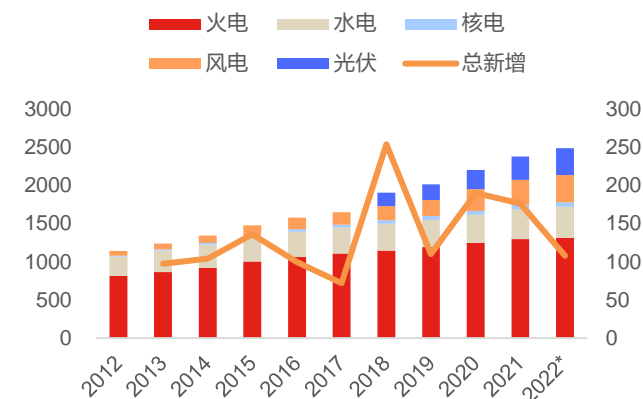
2. 2022 年电力供需回顾及 2023 年展望

2.1. 年内电力供需回顾：波动中持续增长

截至 2022 年 9 月，我国全口径电力装机规模达到 2483.57GW，其中火电装机占比达到 53%，较 2012 年的 72%下降了近 20 个百分点。2022 年内总计新增装机规模 107.57GW，包括火电新增 16.96GW、水电新增 14.84GW、核电新增 2.27GW、风电新增 30.16GW、光伏新增 43.34GW。

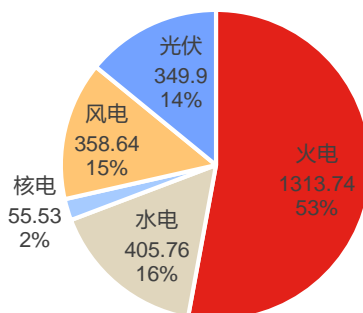
发电量方面，2022 年 1~9 月，全口径发电量达到 62565.5 亿千瓦时，较去年同期增长 3.9%。其中火电占比达到 69%，风、光占比合计首次超过 10%。

图 3：历年分电源装机规模（GW）及年新增装机规模（GW，右轴）



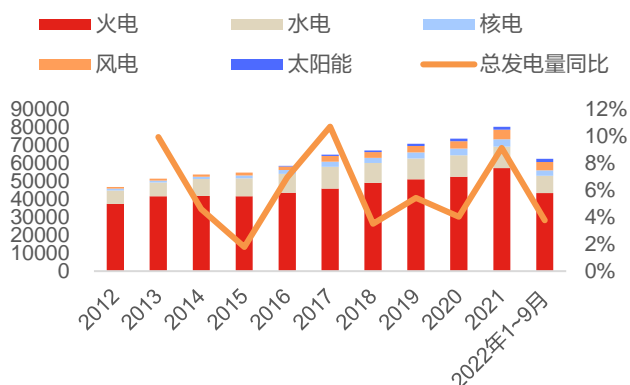
2022*为截至 2022 年 9 月底数据

图 4：截至 2022 年 9 月，电力装机结构（GW）



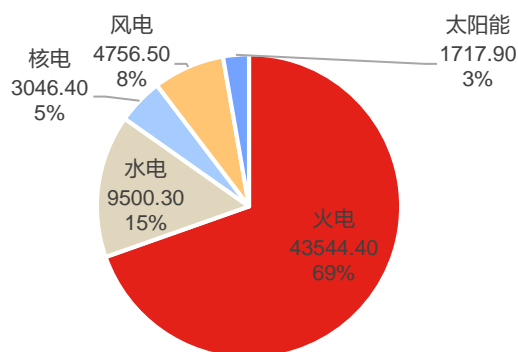
数据来源：国家能源局，东方证券研究所

图 5：历年分电源发电量（亿千瓦时）、总发电量同比变化（右轴）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

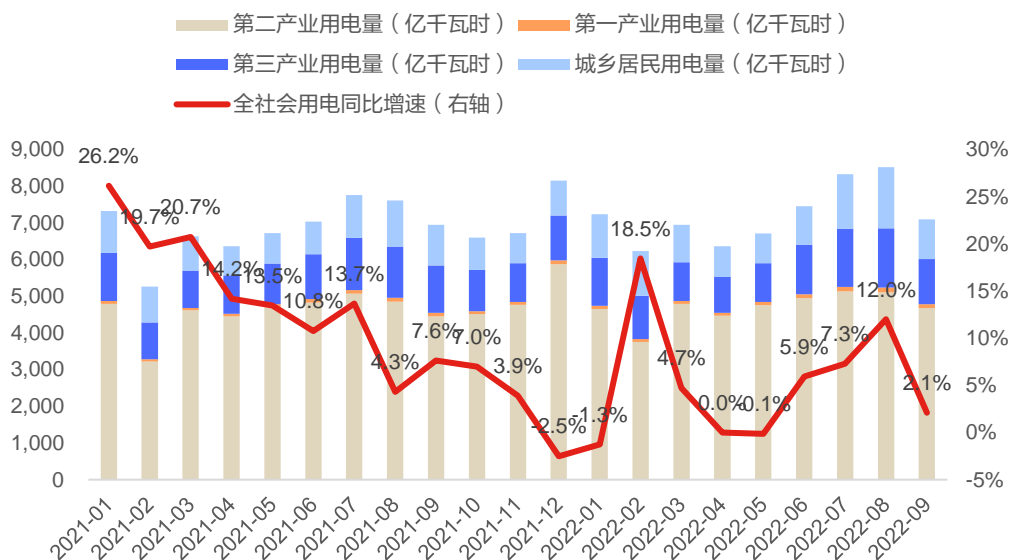
图 6：2022 年 1~9 月，发电量结构（亿千瓦时）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

受疫情影响，3 月份起用电增速出现下滑迹象。2022 年 4 月，全社会用电量 6362 亿千瓦时，3、4 月份同比增速自 2 月的 18.5% 开始快速收窄，至 4 月已与去年同期基本持平。其中，4 月第二产业用电量 4468 亿千瓦时，同比增速自今年 2 月的 16.7% 收窄至 4 月的 0.4%。而后随着夏季用电高峰的到来以及疫情形势趋稳，5-8 月全社会用电量同比恢复快速增长，至 8 月，全社会用电量 8520 亿千瓦时，较去年同期同比增速恢复至 12%。9 月，高温天气结束叠加多地疫情反复压制需求回暖，全社会用电量再度下滑至 7092 亿千瓦时，同比增速下滑至 2.1%。

图 7：全社会用电量（左轴）及同比增速（右轴）

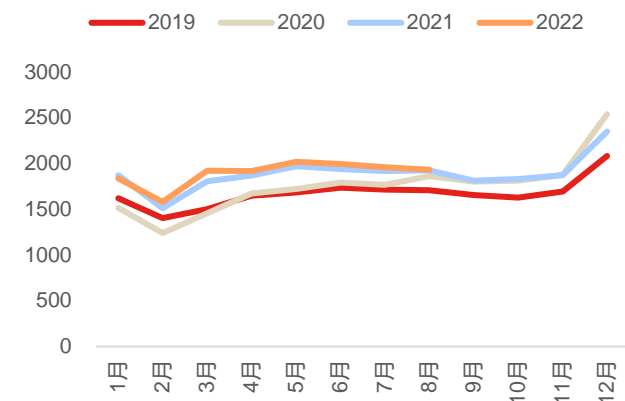


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

2022 年受到疫情及房地产市场下滑影响，四大高耗能行业合计用电量较 2021 年增长并不明显，1-8 月合计用电量为 15154 亿千瓦时，较 2021 年同期增长 2.4%；在第二产业中占比 40%，在全社会用电量中占比 26%。其中，化学原料和化学制品制造业、有色金属冶炼和压延加工业用电形

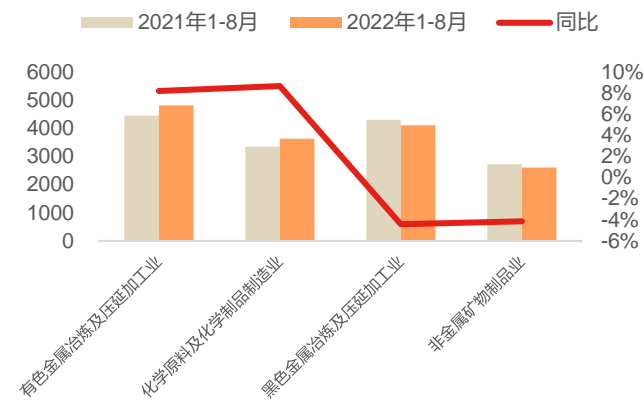
势相对较好，用电量同比分别增长 8.7%和 8.2%；黑色金属冶炼行业、非金属矿物制品业用电量同比分别下降 4.4%和 4.1%。

图 8：四大高耗能行业用电量（亿千瓦时）



数据来源：Wind，东方证券研究所

图 9：1-8 月用电量（亿千瓦时）及同比增速（右轴）



数据来源：Wind，东方证券研究所

2.2. 预计 2023 年用电量增速有望达到 6%

我们使用月度电量比例法对 2022 年四季度（10-12 月）的全社会用电量进行预测。基于 2016-2021 年数据，考虑到疫情因素的影响，在中性假设下，我们预计：（1）情景一，2022 年第四季度用电量占前三季度用电量的比例为 35.06%；（2）情景二，2022 年第四季度用电量占全年用电量的比例为 26.02%。弹性预测结果显示，在悲观、中性、乐观的假设下，2022 年全年用电量增速分别为 4.2%、5.5%、6.0%。

表 1：2016-2021 年用电量数据及月度比例

年份	全年用电量 A (亿千瓦时)	前三季度用电量 B (亿千瓦时)	四季度用电量 C (亿千瓦时)	比值 C/A	比值 C/B
2016	59,187	43,885	15,302	25.85%	34.87%
2017	63,077	46,888	16,189	25.67%	34.53%
2018	68,449	51,061	17,388	25.40%	34.05%
2019	72,852	53,442	19,410	26.64%	36.32%
2020	75,110	54,134	20,976	27.93%	38.75%
2021	83,128	61,651	21,477	25.84%	34.84%
2016-2021 平均				26.22%	35.56%
2016-2020 平均				26.30%	35.70%
2016-2019 平均				25.89%	34.94%

资料来源：Wind，东方证券研究所测算

表 2：2022 年用电量增速预测

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。

电量单位：亿千瓦时	悲观	中性	乐观
2022 年 9 月用电量	7,092	7,092	7,092
2022 年前三季度用电量	64,931	64,931	64,931
2022 年四季度电量占前三季度电量比例	33.86%	35.06%	35.46%
2022 年四季度电量占全年比例	24.82%	26.02%	26.42%
2022 年四季度用电量预测 1	21,985	22,764	23,024
2022 年四季度用电量预测 2	21,438	22,839	23,316
预测 1、预测 2 平均	21,711	22,801	23,170
2022 年全年用电量预测	86,642	87,732	88,101
2022 年全年用电量增速预测	4.2%	5.5%	6.0%

资料来源：Wind，东方证券研究所测算

注：预测 1 基于第四季度用电量占前三季度用电量比例的假设；预测 2 基于第四季度用电量占全年比例的假设。

展望 2023 年，目前预期疫情影响有望逐渐减小，但前几年用电量基数已经受到疫情影响，增速波动较大。我们采用过往 10 年的分产业用电量增速均值作为 2023 年分产业中性预期（其中包括 2012~2019 疫情前平稳增长期，以及 2020 疫情第一年极端情况、2021~2022 疫情第二~三年恢复期数据，相对平滑，且将近年疫情、极端天气等多方面因素综合考虑在内的结果）。

第一产业和居民用电主要受气候因素影响，极端天气（包括夏季高温干旱或洪涝多降水、冬季低温多降雪等）较多则用电量增速较快，气候正常则用电量增速稳定。鉴于 2022 年已经受到极端天气影响，基数较大且处于历史高位，我们认为气候的影响不对称，向上影响相对较小、向下影响相对较大。因此我们乐观情景（极端天气较多）增速上浮设定为 1%，悲观情景（极端天气较少）中增速下浮设定为 2%。

第二产业和第三产业主要受到疫情防控影响，疫情防控收紧影响生产生活及服务业经营，用电量增速下降；疫情稳定，生产生活全面恢复，则用电量增速回归平稳。由于 2020~2022 年已经受到疫情较大影响，基数相对较小，我们认为疫情的影响不对称，向上影响较大、向下影响较小。因此我们乐观情景（疫情平稳，复工复产）增速上浮设定为 2%，悲观情景（疫情影响，停工停产）增速下浮设定为 1%。

根据上述情景假设，我们测算得到 2023 年分产业用电量预测值。中性情景下，2023 年全社会用电量将达到 92986 亿千瓦时，较 2022 年同比增长 6.0%。乐观情景下，全社会用电量约 94595 亿千瓦时，较 2022 年同比增长 7.8%；悲观情景下，全社会用电量 91966 亿千瓦时，较 2022 年同比增长 4.8%。

表 3：2023 年分产业用电量测算结果（亿千瓦时）

	第一产业	第二产业	第三产业	城乡居民	全社会
乐观	1212	62032	16828	14523	94595
中性	1200	60868	16528	14390	92986
悲观	1177	60286	16378	14125	91966

数据来源：国家统计局，东方证券研究所测算

表 4：2023 年分产业用电量增速测算结果

	第一产业	第二产业	第三产业	城乡居民	全社会
乐观	4.1%	6.6%	12.0%	9.6%	7.8%
中性	3.1%	4.6%	10.0%	8.6%	6.0%
悲观	1.1%	3.6%	9.0%	6.6%	4.8%

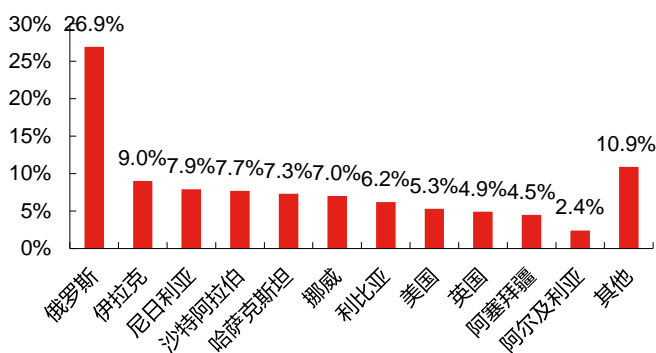
数据来源：国家统计局，东方证券研究所测算

3. 能源安全考量下的转型路径推演

3.1. 中国的能源转型：先立后破、通盘谋划

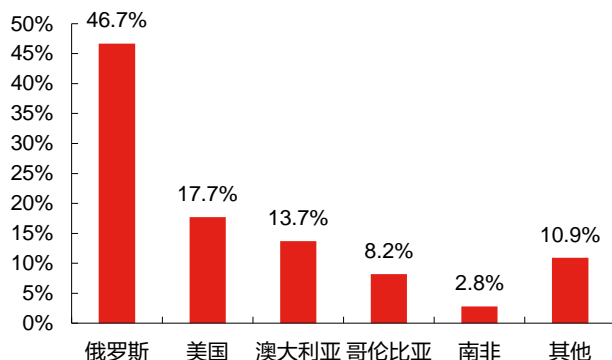
今年以来，俄乌局势严重影响欧洲能源价格，使得欧洲能源转型升级面临更大挑战。欧洲能源的对外依存度一直较高，2000 年至 2020 年从 56.3% 上升至 57.5%；其中德国 2000 年能源对外依存度为 59.4%，2020 年上升至 63.7%。2020 年欧盟石油进口的 26.9%、煤炭进口的 46.7%、天然气进口的 41.1% 来自于俄罗斯，且俄罗斯皆以绝对优势位列欧盟三种化石能源进口来源国第一位。以天然气为例，大部分欧洲国家对俄罗斯天然气的依赖程度较高（芬兰 94%、德国 49%、意大利 46%），俄乌冲突发生之后欧洲天然气、电力价格持续攀升。

图 10：欧盟石油进口来源结构（2020 年）



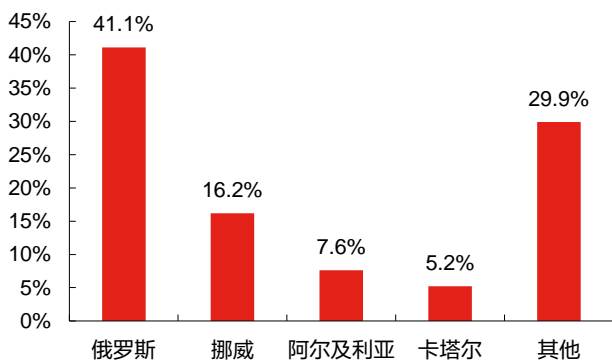
数据来源：Wind，东方证券研究所

图 11：欧盟煤炭进口来源结构（2020 年）



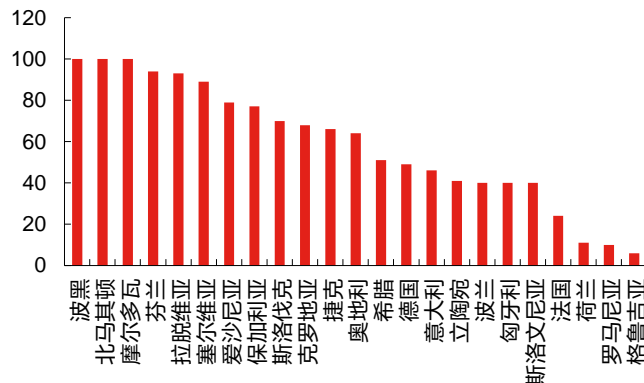
数据来源：Wind，东方证券研究所

图 12：欧盟天然气进口来源结构（2020 年）



数据来源：Wind，东方证券研究所

图 13：欧洲各国天然气源于俄罗斯的比例（2020 年，%）



作为全球气候政策坚定的倡导者，近年来欧洲各国纷纷提出减少化石能源消费总量，但近期能源形势变化促使欧洲放缓了放弃煤电的步伐，开始考虑加大化石能源投资以确保能源安全，保证经济平稳运行，也导致在 2050 年碳中和目标不变的前提下，后续减排压力会更大。

今年 2 月 28 日（即俄乌冲突爆发后一周），德国经济部提出一份待立法草案，计划加速风能和太阳能基础设施扩张，将 100% 可再生能源供电的目标提前至 2035 年（原计划 2050 年）实现。内容包括：（1）考虑到前期在能源基础设施如储能方面投入不足，短期内会加大化石能源投入以确保能源安全；（2）加快中长期可再生能源投入，从根本上解决欧洲天然气供不应求的问题。

欧洲能源供需局势的变化可能会对中国的能源转型规划产生深远影响。今年两会政府工作报告提出“有序推进碳达峰碳中和工作”：“推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源低碳转型。加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。推进绿色低碳技术研发和推广应用，建设绿色制造和服务体系，推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展。推动能耗‘双控’向碳排放总量和强度‘双控’转变”。

《“十四五”现代能源体系规划》同时提出了“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标：到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦。单位 GDP 二氧化碳排放五年累计下降 18%。到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20% 左右，非化石能源发电量比重达到 39% 左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30% 左右。

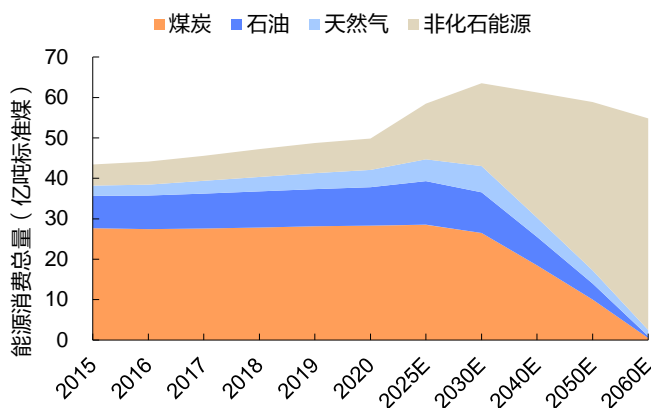
我们认为：“先立后破”将成为今后我国保障能源安全、实现低碳转型的核心思想，我国特殊的资源禀赋决定了传统能源的发展和生存周期可能仍然较长，其真正退出会是一个长期的过程。但保障能源安全的诉求并不意味着传统化石能源将有长期持续、显著的增长，在坚定“双碳”目标的前提下，中长期的增量能源供给预计仍将倚重可再生能源的快速发展。

3.2. 能源和电力结构转型测算及推演

我们对碳中和路径下一次能源消费结构进行了拆分测算。我们预计：

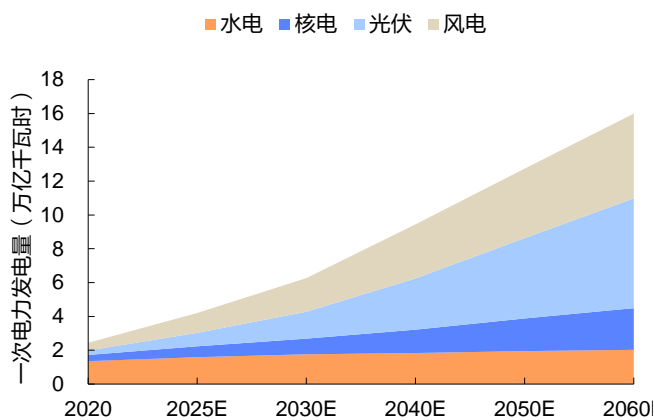
- （1）总能源需求达峰的时间可能为 2030 年左右，对应约 64.7 亿吨标准煤。
- （2）煤炭需求在“十四五”期间整体处于峰值平台期，“十五五”期间开始下降，之后下降的斜率逐渐变大。
- （3）石油消费量“十四五”末峰，对应约 10-11 亿吨标准煤，对外依存度可能仍不低于 70%。
- （4）天然气消费量 2030 年前保持年化 4%-6% 的较快增长，达峰时间预计为 2030 年或稍晚。

图 14：我国碳中和路径下的能源消费需求预测



数据来源：国家统计局，中电联，ERI，东方证券研究所

图 15：我国一次电力发电量预测



数据来源：国家统计局，中电联，ERI，东方证券研究所

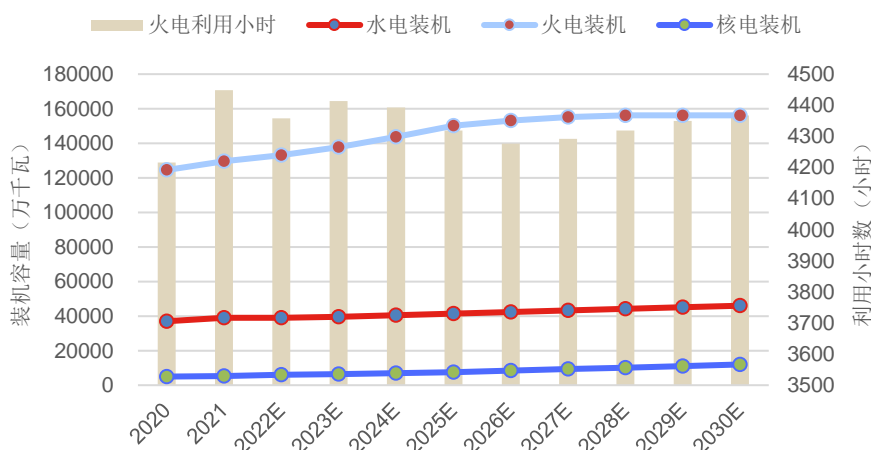
在我们的测算情景下，化石能源消费占比将从 2020 年的 84.4% 下降至 66.5% 以下（2030 年）、5% 以下（2060 年）；相应的，非化石能源消费占比将从 2020 年的 15.6% 提高至超过 33.5%（2030 年）、超过 95%（2060 年）。

需要指出的是，出于电力系统安全、可靠、平衡的需求，煤电装机规模的下降拐点可能并不会很快出现。作为消耗化石能源的二次电力，煤电的发电量、装机容量可能于 2030 年左右实现达峰。

从一次电力的结构变化预测看，除水电外，光伏发电、风电、核电都将快速发展，并将在“十四五”、“十五五”期间成为覆盖增量用电需求的主力，并在 2030 年以后逐步对火电的电量份额进行替代。

预计到 2025 年、2030 年，我国电力总装机将从 2020 年的 22 亿千瓦分别达到 32.7 和 44.8 亿千瓦左右；风电+光伏装机占比由 2020 年的 24.3% 分别提升至 39.1% 和 52.2%。2025 年和 2030 年，风电+光伏发电量占比预计由 2020 年的 9.5% 分别提升至 19% 和 28%。

图 16：我国未来十年的传统能源发展预测



数据来源：Wind，东方证券研究所

在一次能源消费结构的拆分测算基础上，我们同样进行了电力供给结构的拆分预测。

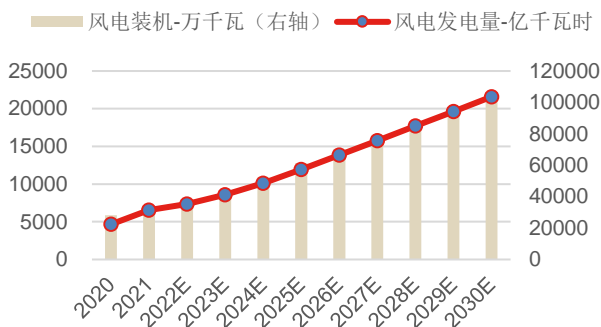
火电：新能源的大规模替代是渐进的过程，考虑到储能（抽水蓄能、电化学储能等）规模、增速、成本的约束，2030 年之前火电总装机仍有增长，预计于 2030 年左右达到峰值，约 15.6 亿千瓦；新增装机中碳排放较小、调峰能力更强的燃气发电比例将有所提升。用电需求的可观增长有望使其利用小时数维持相对高位，并逐步开启由基荷电源向灵活性调峰电源的角色转变。

水电：优质的零碳能源，但受限于资源禀赋和经济性约束，未来增长空间有限，理论天花板清晰可见。“十四五”期间将迎来金沙江、雅砻江的一轮投产，这是短期可预见的最后一轮投产高峰。

核电：可预见的时间内，将仍以成熟的裂变核能应用为主。未来十年将是三代核电技术开工投产的高峰，中性预期下 2030 年的装机规模将达到目前的 2 倍以上。在安全性、经济性、技术迭代、国家战略的共同作用下，核电的远期发展空间弹性较大。

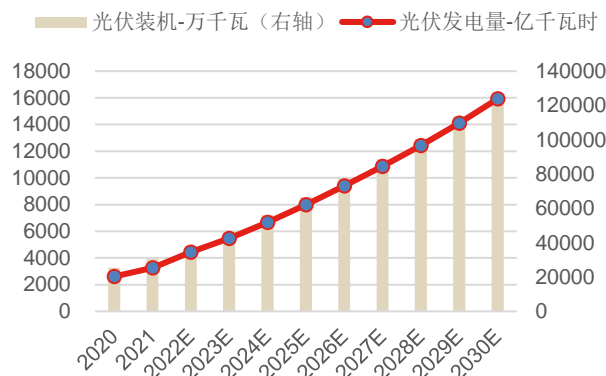
2025 年，风电、太阳能发电装机规模预计分别达到 6.1 亿千瓦、6.7 亿千瓦左右；2030 年，风电、太阳能发电装机规模预计分别达到 10.6 亿千瓦、12.8 亿千瓦左右。

图 17：我国未来十年风电发展预测



数据来源：国家统计局，中电联，ERI，东方证券研究所

图 18：我国未来十年太阳能发电发展预测

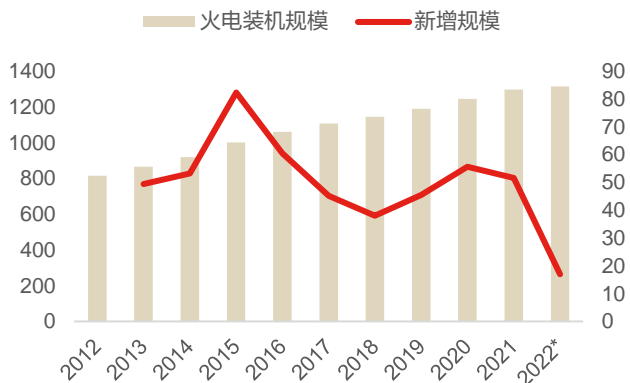


数据来源：国家统计局，中电联，ERI，东方证券研究所

4. 火电价值发现进行时：盈利修复+绿电协同

截至 2022 年 9 月，火电装机量达到 1313.74GW，2022 年年内新增装机规模 16.96GW。发电量方面 2022 年 1~9 月，火电发电量 43544 亿千瓦时，较去年同期增长 1.0%。

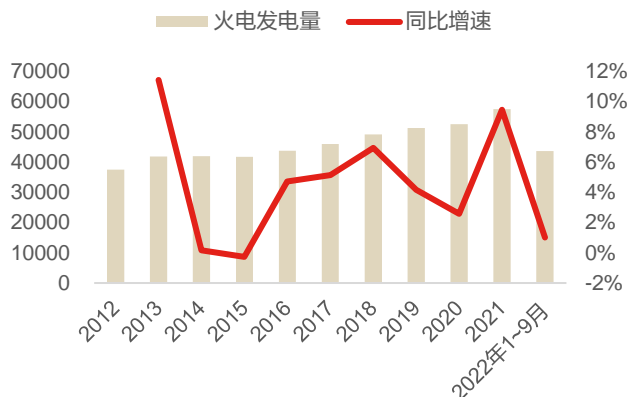
图 19：火电装机规模（GW）及年新增规模（GW，右轴）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

2022*为截至 2022 年 9 月底数据

图 20：火电发电量（亿千瓦时）及年同比增速（右轴）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

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。

4.1. 长协煤政策有望带来成本端持续改善

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，已基本企稳。2022 年初受需求持续攀升以及国际能源市场持续紧张影响，动力煤价格仍有小幅上涨趋势。2 月底，俄乌冲突爆发后，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，煤价开启上行通道。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。

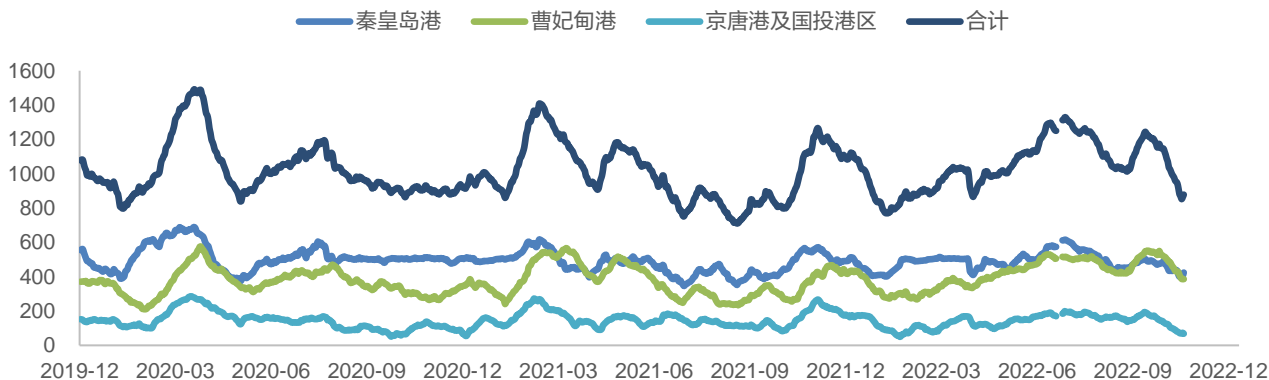
11~12 月来看，疫情的扰动仍在持续，但程度有所缓解，对需求仍有压制。暖冬预期较高，冬季旺季可能不旺，但下半年以来的持续干旱压制了水电出力，火电作为兜底保供需求得到支撑。全年来看，虽然 2022 年年内煤价最高点不及去年，且在高位维持时间也较短，但有较长时间维持在 1300 元左右价格中枢波动，叠加 9 月起的价格回弹，使得 2022 年全年均价仍有较大可能高于去年，但从三季报情况来看，已有部分公司三季度实现扭亏，全年预期较去年仍相对乐观。

图 21：年初至今动力煤现货价格趋势：黄骅港动力煤（Q5500）平仓价（元/吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

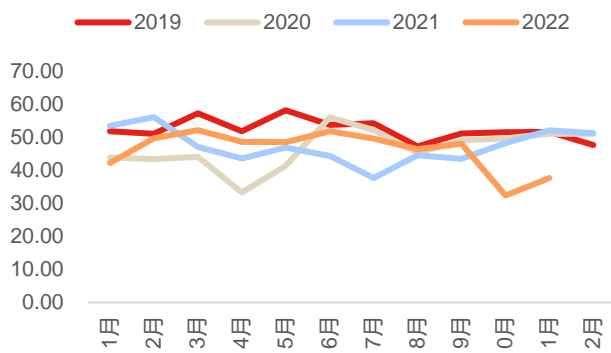
图 22：北方 4 港煤炭库存（万吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

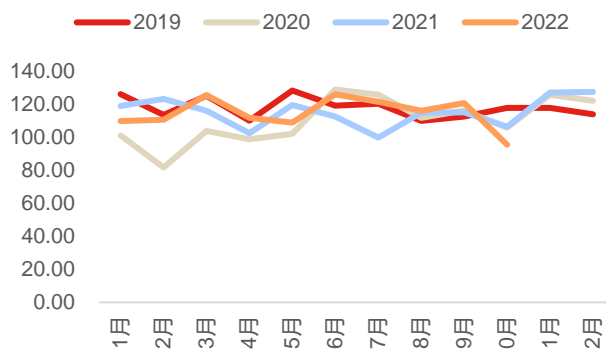
有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

图 23：秦皇岛港日均铁路调入煤炭量（万吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

图 24：大秦线铁路日均煤炭发运量（万吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

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。

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。

供需方面，从供应端看，23 年的方案所规定的供应方包括所有在产的煤炭生产企业，较 22 年相比扩大了范围，增加了中长期合同市场中的供给。而需求端来看，23 年的方案将范围缩小至仅发电和供热用煤的企业，另外也新增了贸易商可作为中间环节签订合同的相关规定，为供需市场提供更好的流动性。扩大的供给范围和缩小的需求范围，无疑将加大实际签约的覆盖率，充分体现了保供的决心和力度。

价格方面，23 年的方案重申以产地价格计算的电煤中长期合同必须严格按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(发改价格[2022]303 号)、地方人民政府和有关部门明确的价格合理区间签订和履约，以港口价格计算的电煤中长期合同原则上应按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间。5500 大卡下水煤合同基准价由 22 年的 700 元/吨下调至 675 元/吨，根据“303 号文”及国家发改委第四号公告内容要求，此举也将限制动力煤现货市场价格上限，保供与稳价共同推进。

履约要求方面，对于供应端的合同签订比例进行了细化，煤炭企业任务量不低于自有资源量的 80%，动力煤不低于 75%。此外延续了此前提出的三个 100%要求中的履约率 100%要求，季度、年度履约率要达到 100%，而月度之间可以供需双方适当调剂，提供了一定的灵活性。同时鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的 80%。23 年的方案也对拒绝履约的行为进行了具体表述，强调不得以未配置铁路运力、停产减产为由拒绝履约。

表 5：近两年中长期合同签订履约工作方案内容对比

	2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案 (发改电【2021】365 号)	2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案 (发改办运行【2022】903 号)
供应端	产能 30 万吨/年以上的煤炭生产企业	所有在产的煤炭生产企业
需求端	发电供热企业、纯供热企业、鼓励化肥生产企业； 支持冶金、建材、化工等行业签订	发电和供热用煤企业
中间环节	无	贸易商可作为中间环节签订合同；允许合法合规加价销售，但不得通过其他贸易商再次转售给发电企业
下水煤合同基准价 (5500 大卡)	700 元/吨	675 元/吨
合理价格区间	执行“303 号文” 下水煤(5500 千卡)中长期交易价格每吨 570 ~ 770 元(含税)	执行“303 号文” 下水煤(5500 千卡)中长期交易价格每吨 570 ~ 770 元(含税)
浮动价参考指数	4 个	3 个 (剔除了中国沿海电煤采购价格综合指数)
长协合同期限	以年度合同为主，鼓励 3 年及以上长期合同	原则上一年及以上，鼓励 3-5 年
合同签订比例	合同总量达到自有资源量 80%以上；3 年及以上的 长期合同量不少于合同总量的 50%	合同总量不应低于自有资源量的 80%，动力煤不低于 75%
履约比例	月度履约率不低于 80% 季度和年度履约率不低于 90%	月度分解量足额履约；可在月度之间进行适当调剂，但季度履约量、全年履约量必须达到 100%； 鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的 80%。
其他履约要求		不得以未配置铁路运力为由拒绝履约； 不得以停产减产为由拒绝履约

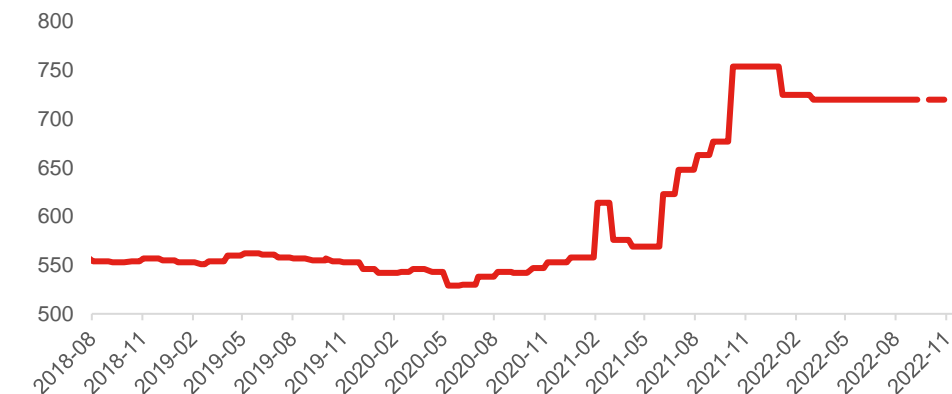
数据来源：国家发改委，东方证券研究所

展望 2023 年，《2023 电煤中长期合同签订履约工作方案》中下调下水煤长协基准价 25 元/吨至 675 元/吨，结合 303 号文价格形成机制以及发改委第 4 号公告对于哄抬煤价的监管和打击，我们预计 2023 年电煤现货市场价格中枢也将较 2022 年有所下移。考虑到俄乌冲突对全球能源市场的影响逐渐减弱，进口煤或重获成本优势，对国内市场价格形成额外下行压力，我们预计 2023 年电煤现货市场价格中枢在 1000-1200 元左右，较 2022 年有明显下降。

长协市场方面，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。

2023 年的工作方案中重申了合同签订严格按照“303 号文”中规定的标准执行，即下水煤中长期交易合理价格区间为 570~770 元/吨（含税），与 22 年方案未发生改变，叠加更加严格的监管要求及措施，我们判断 2023 年长协煤价格总体趋势可保持平稳，与 2022 年基本一致。参考 2022 年的实际情况，合理价格区间为 570~770 元/吨，基准价为 700 元/吨，长协煤价格指数自 3 月起始终保持在 720 元/吨的水平。根据 2023 年的方案，基准价下调 25 元/吨至 675 元/吨，因此我们认为 2023 年长协煤价格指数中枢在 720 元/吨基础上也将有所下浮，成本端有望持续改善。

图 25：动力煤长协指数:CCI5500（元/吨）

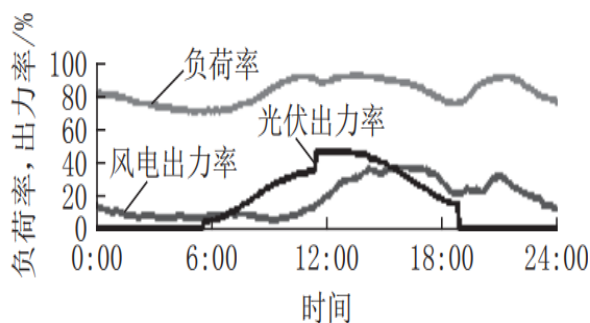


数据来源：Wind，东方证券研究所

4.2. 火电灵活性改造有望加速推进，与风光电协同价值凸显

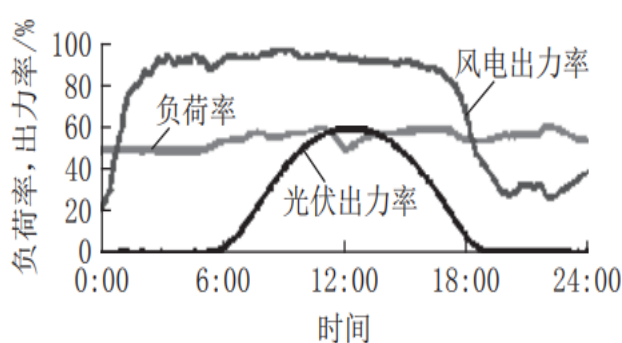
随着新能源发电比例不断升高，电力系统灵活性要求也随之提高。受制于自然环境的波动和变化，风电和光伏等新能源发电的出力是波动的，使得电网系统的出力变化变得频繁且波动更加剧烈。

图 26：南通夏季高峰典型日负荷与新能源出力曲线



数据来源：《南通电网典型地区风电与光伏出力统计特性分析》-冯士睿等，东方证券研究所

图 27：南通春季典型日负荷与新能源出力曲线

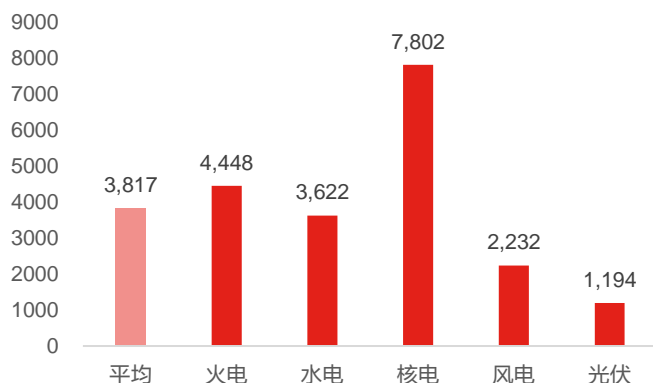


数据来源：《南通电网典型地区风电与光伏出力统计特性分析》-冯士睿等，东方证券研究所

季节性的影响也明显限制了风电、光伏发电的利用小时。2021 年核电/火电/水电平均利用小时数分别为 7802/4448/3622 小时，风电/光伏平均利用小时数受自然资源限制，显著小于常规电源，分别为 2232/1194 小时。高比例新能源发电的电力系统仍需常规电源作为支撑，而核火水 3 种常规电源中，火电兜底作用最为明显，2021 年火电以 54.9% 的装机规模占比，完成了高达 71.4% 的发电量。

图 28：2021 年分电源利用小时数（小时）

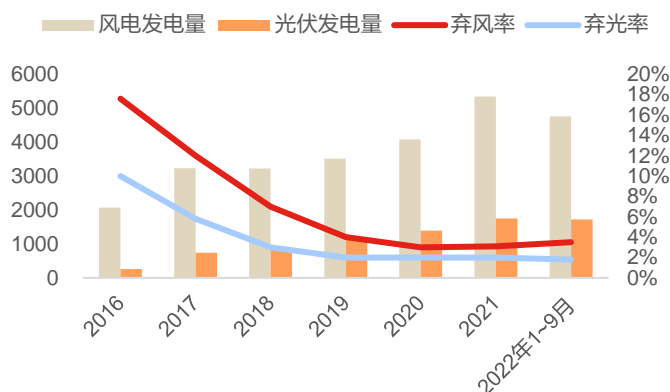
有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

另一方面，可再生能源的快速发展对电力系统灵活性提出更高的发展要求。由于电力系统灵活性不足，出现了大量的弃风、弃光问题，2016 年全国弃风率、弃光率分别高达 17.6%、10%。近些年由于可再生能源发电消纳保障措施的实施和灵活性资源投入加大，弃风弃光率逐步回落。据全国新能源消纳监测预警中心数据显示，2022 年 1-9 月，我国平均弃风率为 3.5%、平均弃光率为 1.8%。

图 29：2016 至今风电、光伏发电量（亿千瓦时）及弃风、弃光率情况（右轴）

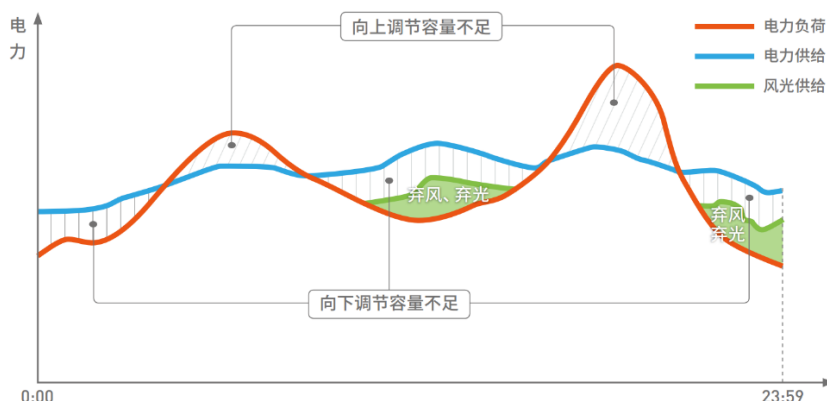


数据来源：国家能源局，全国新能源消纳监测预警中心，东方证券研究所

在碳中和碳达峰的大背景下，能源系统的低碳转型中风电和光伏发电将得到更大的发展空间，稳定性较差的风电、光伏也将逐渐成为供电主力。随着新能源的大规模并网，电力系统调节手段不足的问题越来越突出，风电、光伏所带来的间歇性电力输入冲击问题可能会愈发明显。在传统的电网结构中，以火电为主的发电侧是相对可控的一方，因此通常会利用发电侧匹配用电侧的负荷变化。由于风电、光伏发电稳定性较差，一旦风电、光伏占比过高，发电侧将不再稳定而成为不可控因素，进而增加输配电及调峰的成本。尤其是近年来受全球气候变暖等因素影响，极端天气时间趋多趋强，用电负荷高企的同时发电能力显著下降，供电保障成本极高。以风电、光伏发电为代表的间歇性可再生能源发电出力天然具有波动性，随着其出力占比的逐步提高，系统净负荷波动增大，未来单纯依靠火电和抽水蓄能的调节容量和调节能力无法满足系统安全运行的灵活性要求。电力系统灵活性不足制约可再生能源消纳的问题尚未得到根本性解决。

电力系统灵活性主要体现在：当不确定性因素造成系统电力供应大于需求时，系统可以“向下调节”减少出力，从而减少发电被弃，尽快恢复供需平衡；当不确定性因素造成系统电力供应小于需求时，系统可以“向上调节”增加出力，从而满足负荷需求，避免负荷削减。电力系统向上灵活性与系统的爬坡能力有关，对于系统的负荷供应能力有较大影响。向上灵活性不足是导致电力短缺的重要原因。而向下灵活性与系统减少常规机组出力的能力紧密相关，对系统的可再生能源消纳能力有较大影响。向下灵活性不足是造成弃风、弃光的重要原因。

图 30：灵活性不足原理



数据来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》-绿色和平，东方证券研究所

源、网、荷、储是能源系统中的主要构成部分，系统调度是以整体最优为目标，统筹安排源、网、荷、储各环节的运行策略，充分发挥各类资源特点，以灵活高效的方式共同推动系统优化运行，促进清洁能源高效消纳。

传统电力系统中，灵活性资源主要以各类可调节电源及抽水蓄能电站为主。但随着能源系统逐步完善，电网运行方式将更加灵活优化，源网荷储各环节都具有可挖掘的灵活性资源。如在电源侧，煤电装机容量大，出力稳定可控，是潜力最大的灵活性调节资源，气电和水电调节性能出色也是优质的灵活性资源。在储能侧，抽水蓄能可靠性高、调节性能出色，但选址受自然资源限制相对较大；电化学储能布局灵活，但目前大规模应用仍存在一定安全隐患，且投资相对较高。而在电网侧和负荷侧主要是通过机制体制的调整从而提高整体体系的运营效率，如电网侧统筹送受端的调峰安排，制定更加灵活的电网运行方式，鼓励跨省、跨区共享调峰与备用资源；负荷侧需求响应有序用电的安排可以大幅减小电网日内负荷波动等等。

表 6：电源侧及储能侧部分资源灵活性运行参数

资源类型		运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)
电源侧	煤电	50~100	1~2%	6~10
	热电联产	80~100	1~2%	6~10
	气电	20~100	8%	2
	水电	0~100	20%	<1
	核电	30~100	2.5~5%	
储能侧	抽水蓄能	-100~100	10~50%	<0.1
	电化学蓄能	-100~100	100%	<0.1

数据来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》-华北电力大学，东方证券研究所

截至 2022 年 9 月，我国火电总装机规模超过 13 亿千瓦，通过灵活性改造若可增加 10%~20%调峰深度，即可释放 1.3 亿~2.6 亿千瓦调峰容量，为新能源电力的消纳和电力系统的稳定运行提供有力支撑。

低负荷运行方式调峰是常规火电的主导调峰方式。非供热机组和非供热期供热机组最小出力为其锅炉最低稳燃负荷，一般来说，单机容量 30 万千瓦及以上机组，最小技术出力率为 50%；单机容量 10 万千瓦至 30 万千瓦机组，最小技术出力率为 60%，单机容量 10 万千瓦以下机组，最小技术出力率为 80%。

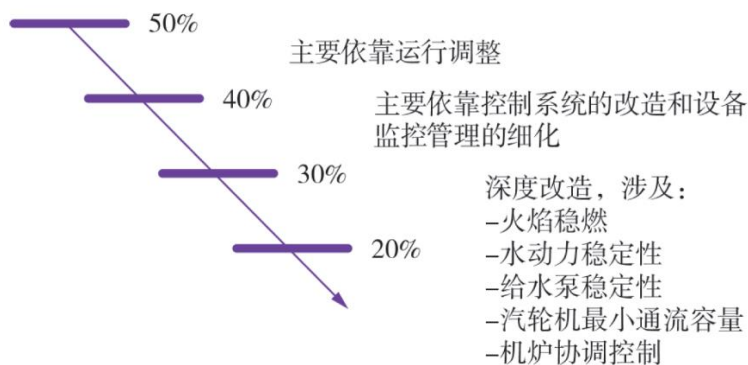
表 7：火电机组最小技术出力率及调峰深度

火电机组容量	最小技术出力	调峰深度
10 万千瓦以下	80%	20%
10 至 30 万千瓦	60%	40%
30 万千瓦以上	50%	50%

资料来源：《风光水火联合运行电网的电源出力特性及相关性研究》-韩柳等，东方证券研究所

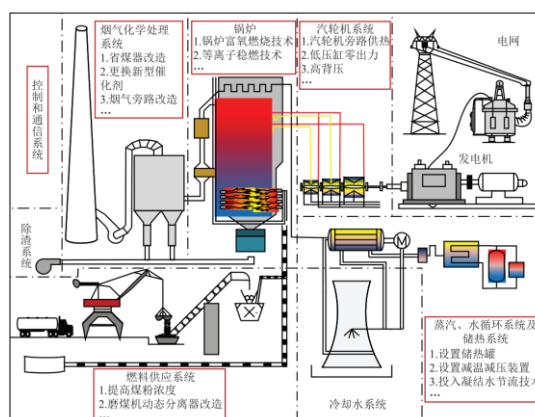
对于火电机组的灵活性改造，根据调峰深度不同，改造的重点、难度和成本都有较大区别。主要改造方向来看，灵活性改造涉及电厂内部多个子系统的变化，可能需对机组设备的本体进行改造，也可能新建其他辅助设备。对燃料供应系统、锅炉系统、汽轮机系统、蒸汽水循环系统及储热系统、控制和通信系统等几个子系统进行改造是提高火电机组灵活性最有效的手段，其中除控制和通信系统外，热电机组和纯凝机组的改造范围存在差异。

图 31：火电灵活性改造的深入历程



数据来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》-潘尔生等，东方证券研究所

图 32：灵活性改造涉及子系统示意图



数据来源：《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》-郭通等，东方证券研究所

纯凝机组来看，锅炉的最低负荷取决于其燃烧稳定性。低负荷时火焰稳定性差，容易发生灭火事故，降低了机组运行安全性，改造路线主要从燃料供应和锅炉侧入手，包括富氧燃烧、等离子稳燃技术和煤粉分离器改造等技术；另一方面，节能及环保指标也是制约锅炉低负荷运行的关键因素，必须要保证低负荷运行时脱硝、除尘器和脱硫等系统的正常投运，考虑因低负荷脱硝投运可能造成的空预器低温腐蚀、空预器堵塞等烟气化学处理系统问题的相关技术措施。

而对于供热机组来看，一般较少涉及锅炉低负荷运行问题，主要矛盾集中在热电解耦的问题，涉及两个子系统为汽轮机系统，蒸汽、水循环及储热系统。改造技术包括两类：一类是汽轮机本体改造，包括高背压技术、光轴改造技术和低压缸零出力技术；另一类是增加电锅炉、储热罐等热电解耦设备，增加热发电机组的调峰能力。

自 2016 年起，国家发改委及国家能源局连续出台了多部政策文件推进火电灵活性改造。

表 8：2016 年起部分政策汇总

发布时间	发布部委	文件名称
2016.6	国家能源局	《关于下达<火电灵活性改造试点项目>的通知》
2016.7	国家发改委、国家能源局	《关于印发<可再生能源调峰机组优先发电试行办法>的通知》
2016.11	国家发改委	《电力发展“十三五”规划》
2017.11	国家发改委	《解决弃水弃风弃光问题实施方案》
2017.11	国家能源局	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》
2018.2	国家发改委、国家能源局	《关于提升电力系统调节能力的指导意见》
2018.4	国家能源局	《煤电应急调峰储备电源管理指导意见（征求意见稿）》
2018.12	国家发改委、国家能源局	《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》
2021.11	国家发改委、国家能源局	《关于<开展全国煤电机组改造升级>的通知》

2021.12	国家能源局	《关于印发<电力并网运行管理规定>的通知》
2021.12	国家能源局	《关于印发<电力辅助服务管理办法>的通知》
2022.3	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》

数据来源：国家发改委，国家能源局，东方证券研究所

2016 年的《电力发展“十三五”规划》中明确指出，“十三五”期间，“三北”地区热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦；其它地区纯凝机组改造约 450 万千瓦。改造完成后，增加调峰能力 4600 万千瓦，其中“三北”地区增加 4500 万千瓦。但根据 2021 年国家电网发布的《国家电网有限公司服务新能源发展报告》中显示，“十三五”期间，累计完成火电机组改造 1.62 亿千瓦，其中“三北”地区完成火电机组改造 8241 万千瓦（完成率约 38%），增加调节能力 1501 万千瓦（完成率约 33%），“三北”地区仍有较大提升空间。

表 9：“十三五”期间实际完成火电灵活性改造统计情况

区域	数量 (台)	容量 (万千瓦)	供热期间提升调节能力 (万千瓦)	供热期间提升调节能力 (万千瓦)
华北	34	1185	305	272
东北	81	3378	606	366
西北	74	3678	590	559
华中	9	447	78	3
华东	116	7521	865	862
总计	314	16209	2444	2062

数据来源：《服务新能源发展报告 2021》-国家电网，东方证券研究所

2021 年 11 月，在《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》中，明确“十四五”期间完成煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦。2022 年 3 月，在《“十四五”现代能源体系规划》中，提及到 2025 年，灵活性电源占比达到 24%左右。重申力争到 2025 年，煤电机组灵活性改造规模累计超过 2 亿千瓦，为火电灵活性改造预留较大增长空间。

对于火电企业，多地区能监局、能监办陆续推出电力辅助服务市场运营细则，明确火电机组参与调峰可得到补偿的标准，通过有效的市场调节手段，充分提高了火电企业参与灵活性改造的动力。

表 10：部分地区火电调峰补偿

地区	政策出台时间	补偿上限 (元/kWh)
青海	2019.6	0.8

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。

河南	2019.8	0.7
陕西	2019.12	0.75
新疆	2020.1	0.7
湖北	2020.6	0.6
广东	2020.6	1.188
广西	2020.6	0.594
云南	2020.6	0.996
贵州	2020.6	0.972
海南	2020.6	0.8928
东北	2020.9	1
江西	2020.11	0.6
山东	2021.9	0.8
河北南网	2021.10	0.5
华北	2021.10	0.95
川渝	2021.11	-
宁夏	2021.12	0.75
福建	2022.4	1
华北	2022.7	0.25
华东	2022.8	0.32
甘肃	2022.9	3.6

数据来源：各地能监局或能监办，东方证券研究所

我们测算了单体项目进行火电灵活性改造的盈利情况。设置的基准条件为：

- （1）300MW 纯凝煤电机组，根据国家能源局数据，假设初始年利用小时数为 2021 年全国 6000 千瓦以上机组火电平均利用小时数 4448 小时，供电标准煤耗 302.5 克/千瓦时，厂用电率 4%；
- （2）煤价基准采用国家发改委 303 号文规定的 5500 大卡秦皇岛下水煤合理价值区间上限（即 770 元/吨），假设 100%长协，假设基准上网电价为 439 元/兆瓦时（含税）；
- （3）改造前最小技术出力 50%，根据利用小时数算得改造前平均负荷率为 50.8%；改造后最小技术出力假设 30%，对应的度电调峰补偿标准假设 0.55 元/千瓦时，忽略容量补偿；
- （4）灵活性改造成本参考中电联《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》报告中单位千瓦调峰容量成本中枢值假设为 1000 元/千瓦，则 300MW 机组由 50%出力降至 30%出力可释放 60MW 调峰容量，对应改造成本为 6000 万元，假设改造成本分摊年限为 20 年，则年分摊成本 300 万元；
- （5）假设该电厂每日参与深度调峰时长为 2.0 小时，调整出力期间的爬坡效率为 1.5Pn/min，爬坡期间以最低出力（30%）发电；
- （6）发电增值税率 13%。

表 11：基准场景参数汇总

装机容量-MW	300
利用小时数-小时	4448
供电标准煤耗-克/千瓦时	302.5
上网电价-元/kWh	0.4392
煤价-元/吨	770

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。

增值率	13%
改造前最小技术出力	50%
改造前平均负荷率	50.8%
灵活性改造成本-元/千瓦	1000
平均调峰时长-小时/日	2.0
燃煤成本在运营成本中占比	85%
厂用电率	4%

数据来源：国家能源局，中电联，东方证券研究所

在上述假设及条件基础上，基准场景的经济性测算结果显示，对于 300MW 煤电机组来说，灵活性改造的初始投资约 6000 万元，改造后每年增加 1498 万税前利润。

表 12：煤电灵活性改造基准场景的经济性测算

改造前上网电量-亿千瓦时	6.50
改造前燃煤成本-万元	19282.77
改造前电费收入（不含税）-万元	25281.44
改造前税前利润-万元	2595.83
改造后最小技术出力 （深度调峰负荷）	30%
每减少 1%最小出力煤耗增加-克/千瓦时	0.65
改造后平均煤耗-克/千瓦时	316
改造后上网电量-亿千瓦时	5.97
改造后燃煤成本-万元	18487.66
改造后电费收入（不含税）-万元	23203.12
减少出力期间的爬坡速度-%/min	1.5%
爬坡时间（单程）-小时	0.22
调峰补偿电量-亿千瓦时	0.53
调峰补偿-元/千瓦时	0.55
调峰补偿收入-万元	2940.97
改造投资-万元	6000
改造投资成本分摊年限-年	20
改造后税前利润-万元	4093.90
增加税前利润-万元	1498

数据来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》-华北电力大学，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》-张彬等，东方证券研究所测算

2021 年 5 月国家能源局下发《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》(国能发新能〔2021〕25 号)，改变风电、光伏项目指标的管理方式。同年 11 月《关于推进 2021 年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》将组织推进电源开发地点与消纳市场均属于本省（区、市）的“一体化”项目审批权限正式下放给地方。自此各地对于新能源项目的规模指标有了更多配置方式，除了常见的“渔光互补”、“农光互补”、“林光互补”等产业拉动型政策，也成为了上述推动火电灵活性改造的重要方式，为火电企业提供了更多的转型方式。

内蒙、湖北、新疆、河南、山西、贵州等地还提出了将火电灵活性改造与新能源项目开发打捆的形式共同开展。基本方式为火电企业可以通过灵活性改造新增的调峰能力为基准乘以一定倍数，获得当地新能源项目开发指标。以出台相关政策的 6 个地区来看平均倍数达到 1.4 倍，除山西倍数为 0.3 倍相对较低外，其余 5 地均超过 1 倍，贵州省更是达到 2 倍。

若按照《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》提出的“十四五”期间新增 3000-4000 万千瓦调峰能力测算，以平均 1.4 倍的系数配套新能源装机，则通过火电灵活性改造配套新能源装机规模可达 4200-5600 万千瓦。

表 13：各地方火电灵活性改造与新能源开发打捆的政策内容汇总

地区	政策发布时间	文件名	主要内容	新能源规模倍数 (配套新能源规模/火电灵活性改造新增调节规模)
内蒙古	2021.8	《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》	新能源规模=火电灵活性改造新增调节能力/有效容量系数； 有效容量系数： I 类风电：0.6~0.7 II 类风电：0.55~0.65 I 类光伏：0.7~0.8 II 类光伏：0.65~0.75	以有效容量系数的均值计，约为 1.5X
湖北	2021.10	《关于公布 2021 年平价新能源项目的通知》	12 个项目合计 760 万千瓦的火电机组灵活性改造，配套 2090MW 新增新能源项目（其中 200MW 风电、200MW 风光储一体化，其余为光伏发电）	以火电灵活性改造新增调节规模 20%计，约为 1.4X
新疆	2022.3	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0 版）》	按照机组灵活性改造后新增调峰能力的 1.5 倍，配置新能源规模。	直接明确规定 1.5X
河南	2022.9	《关于 2022 年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》	按照通过灵活性改造增加调峰能力的 1.4 倍配置新能源建设规模，总配置规模约 880 万千瓦。	直接明确规定 1.4X
山西	2022.10	《山西省支持新能源产业发展 2022 年工作方案》	共 6 家企业，合计新增调峰能力 329 万千瓦，支持安排风电光伏发电规模 100 万千瓦。	约 0.3X
贵州	2022.11	《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施（征求意见稿）》	按灵活性改造新增调峰容量的 2 倍配置新能源建设指标	直接明确规定 2X

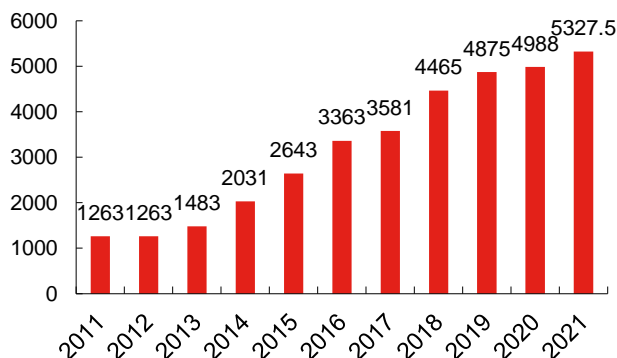
数据来源：各地方能源局，东方证券研究所测算

5. 核电刚需属性凸显，“十四五”期间有望迎来加速

5.1. 核电：发展空间广阔的零碳基荷能源

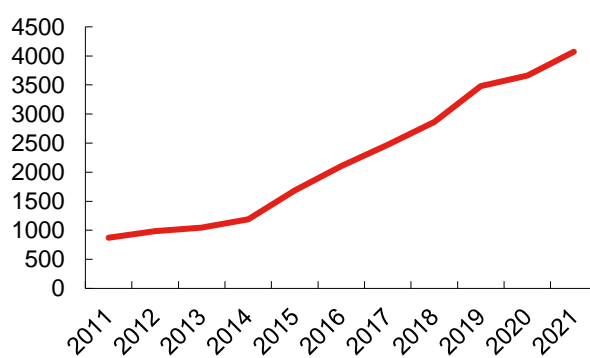
截至 2022 年 6 月底，中国在运核电机组 54 台，总装机容量为 5578 万千瓦，位列全球第三；在建及核准核电机组 23 台，继续保持世界第一。

图 33：商运核电装机规模（万千瓦）



数据来源：核能行业协会，东方证券研究所

图 34：核电发电量（亿千瓦时）



数据来源：核能行业协会，东方证券研究所

核电是近零碳电源，也是目前看来很有可能大规模替代火电的基荷能源，双碳目标约束下，核电在未来新型电力系统中的价值将愈发凸显。我国发展核电的历史较长，但目前电力供给结构中的占比仍然较小，与法国、美国等核电大国，以及世界平均水平相比均差距较大。过去制约我国核电发展速度的主要因素，除了以日本福岛核事故为代表的的安全因素考量外，根本原因在于核电在之前的电力供给结构中并非刚需。而在双碳目标提出后，核电的刚需属性将愈发凸显，这种刚需主要体现在以不增加碳排放的方式提供充足且稳定的电力供应。

5.2. 供需测算显示：“十四五”可能是加速核电建设的绝佳时期

核电建设周期较长（五年左右），因此十四五期间开工的机组无法在十四五期间贡献增量。考虑到十五五期间是“碳达峰”的冲刺阶段，火电发电量的峰值预计出现在 2027-2028 年左右，且按照以上测算，十四五期间火电发电量预计有明显增长，十五五期间火电碳达峰压力较大。因此，一旦火电发电量增长放缓甚至停止，电量缺口将再次凸显，而加速提高核电占比成为必选项。考虑到十五五期间及以后对于核电电量的刚性需求，十四五期间是开始加速核电建设的绝佳时期。

电量需求方面，假设未来十年年化用电量增速实现 4.5%-5%。考虑 10 年后的新增电力供给：假设水电较 2020 年有 3000 亿千瓦时增量；风电、太阳能发电增速较高，给予未来十年新增 1300-1600GW 的预期；假设火电装机达峰规模较 2020 年增长 140-200GW，2030 年发电小时数为 4500 小时。电量供给平衡及核电新建需求测算结果显示，中性情景下（剔除负值后，7 个有效测算结果的中位数），十四五期间需累计开工（十五五期间投产）核电装机 76GW。按照单台机组 1.2GW 计算，对应新建数量 63 台。

表 14：十五五末电量平衡及核电新建需求测算

	情景 a	情景 b	情景 c	情景 d	情景 e	情景 f	情景 g	情景 h
未来 10 年年化用电量增速	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	5%	5%	5%	5%

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。

增量需求-亿千瓦时	42156	42156	42156	42156	47944	47944	47944	47944
水电增量供给-亿千瓦时	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
风电、光伏新增装机-GW	1300	1400	1500	1600	1300	1400	1500	1600
风电、光伏平均发电小时数-小时	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
风电、光伏增量供给-亿千瓦时	23400	25200	27000	28800	23400	25200	27000	28800
火电新增装机-GW	140	160	180	200	140	160	180	200
火电平均发电小时数-小时	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
火电增量供给（含存量机组利用小时数提升的贡献）-亿千瓦时	10036	10936	11836	12736	10036	10936	11836	12736
核电增量供给需求-亿千瓦时	5721	3021	321	-2379	11509	8809	6109	3409
对应新增核电装机-GW	76	40	4	-32	153	117	81	45

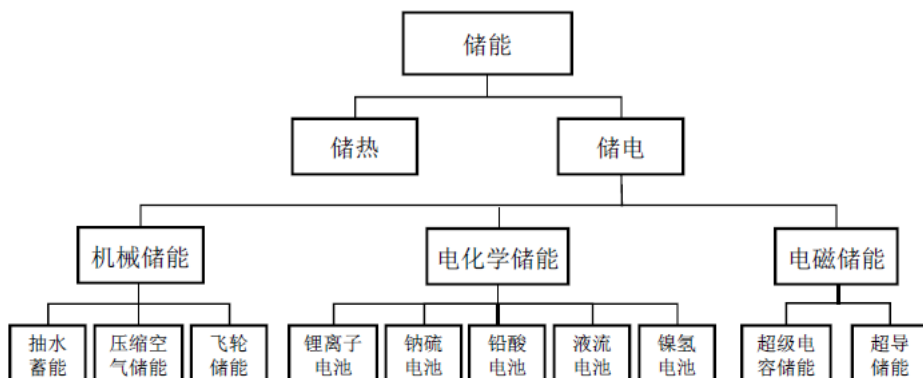
资料来源：Wind，东方证券研究所测算

6. 风光装机高速增长，催生抽水蓄能加速发展机遇

6.1. 抽水蓄能：兼具经济性、可靠性的电网侧灵活性资源主力

“双碳”战略目标下，随着风电、光伏等新能源规模化快速发展，其随机性、波动性、间歇性特征，将给电网系统带来冲击，对系统调节能力建设提出更高要求。在构建新型电力系统、风光电装机规模不断提升的背景下，储能技术的大规模应用是平抑发电侧波动、保障电网安全，进而提升电力系统可靠性的必由之路。

图 35：主要储能技术路线



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申明。

数据来源：南网储能公司公告，东方证券研究所

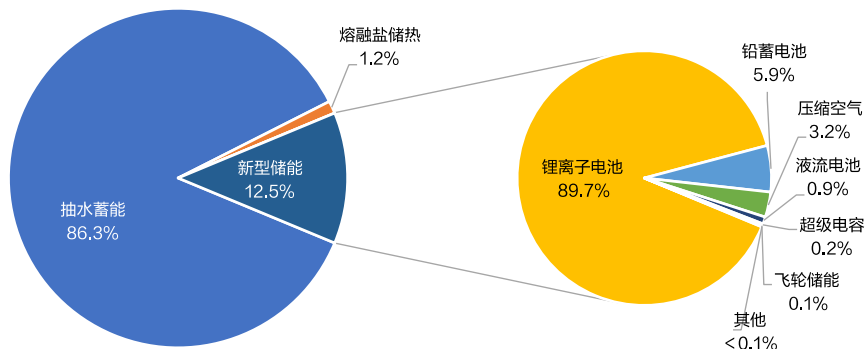
不同的储能技术具有不同的性能特征，适用于不同场景。抽水蓄能具备可靠、经济和使用寿命长等特点，是解决新能源消纳最为成熟的手段，因此是我国最主要的储能方式。可靠性方面，抽水蓄能装机容量大，通常达 GW 级别，且相比其他储能技术可持续放电时间更长、调节范围更广。经济性方面，根据南网储能公司公告引用数据，抽水蓄能的能源转化效率达 75%-83%、度电成本 0.21-0.25 元/KWh，成本优势较为明显，具有较强经济性。寿命周期方面，抽水蓄能设备整体周期可达 40 年，相比其他储能方式优势明显。

表 15：不同储能技术的特点和应用场景

技术分类	储能方式	优点	主要应用
机械储能	抽水蓄能	技术成熟；储能容量大；使用寿命长	电力系统调峰调频
	压缩空气储能	技术成熟；储能容量大	电力系统调峰调频、不间断电源系统
	飞轮储能	技术成熟；无污染；占地面积小	不间断电源系统、石油钻井行业、轨道交通行业
电化学储能	锂离子电池	能量和功率密度高；能量转化效率高；应答时间短	电力系统储能电站、航空航天、动力电池车、电子设备、微电网
	铅酸电池	成本低廉；技术成熟	通信系统、动力电池车、微电网
	钠硫电池	能量和功率密度高；能量转化效率高	不常用
	液流电池	循环次数多；能量转换效率高	配合分布式电源偏远地区为主
	镍氢电池	技术成熟	动力电池汽车、电子设备
电磁储能	超级电容器	使用寿命长；能量转换效率高	军用、不间断供电、轨道交通
	超导储能	使用寿命长；功率密度大；能量转换效率高	不常用

数据来源：CNESA，东方证券研究所

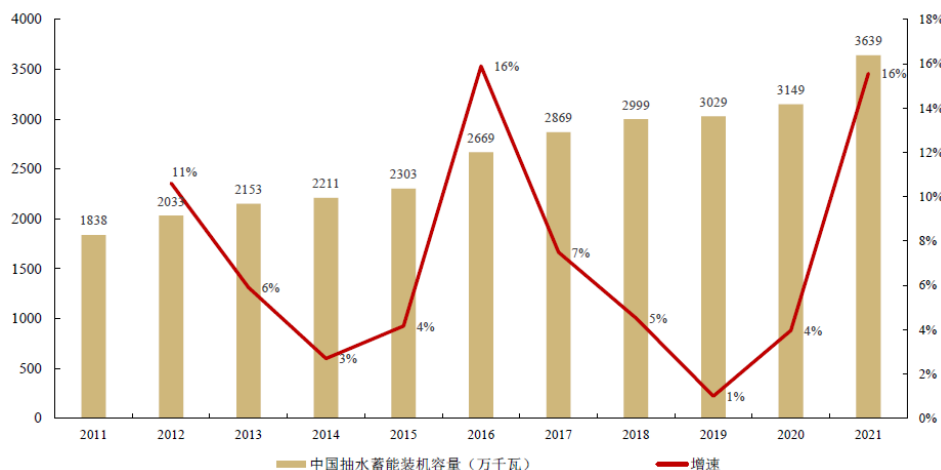
图 36：2021 年国内投运储能装机结构



数据来源：CNESA，东方证券研究所

近年来，中国抽水蓄能装机规模稳健增长。根据国家能源局数据，截至 2021 年底，我国已投产抽水蓄能电站总规模为 3639 万千瓦，2011-2021 年期间抽水蓄能装机年复合增速为 7.07%。全球抽水蓄能市场来看，2021 年中国抽水蓄能累计装机规模占世界总量的 20%，已投运抽水蓄能电站规模居世界首位。

图 37：国内抽水蓄能装机容量及增速

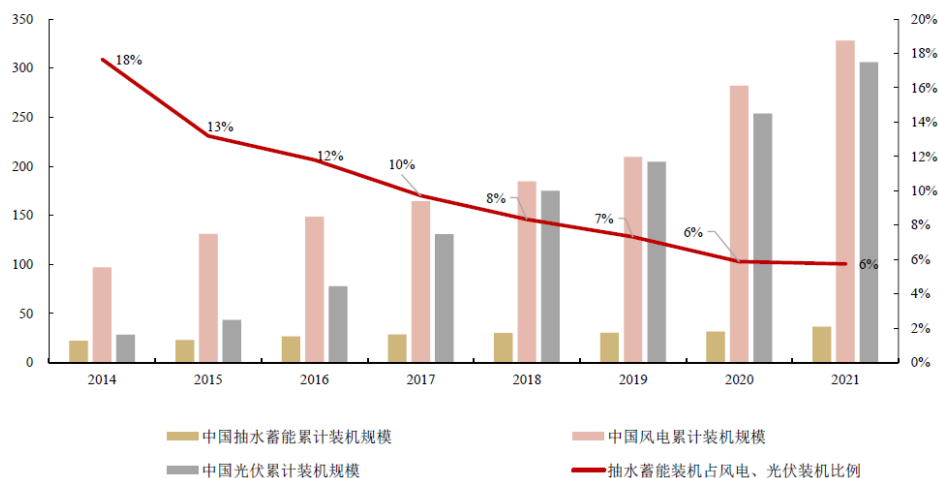


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

美国、德国、法国、日本、意大利等国家中，以抽水蓄能和燃气电站为主体的调节电源发展较快，抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例均超过 10%。截至 2020 年底，意大利、美国、日本、德国、法国占比分别达到 55.2%、44.3%、32.3%、15.5%、13.1%，其中抽水蓄能占比分别为 6.6%、2.0%、8.0%、2.7%、4.3%。我国抽水蓄能和燃气电站占比仅 6% 左右，其中抽水蓄能占比约 1.4%，与发达国家相比仍有较大差距。由于我国油气资源禀赋相对匮乏，燃气调峰电站发展空间有限，因此发展抽水蓄能具有必要性。

另一方面，中国抽水蓄能装机规模占风电、光伏发电装机比重由 2014 年的 18% 下降至 2021 年的 6%，抽水蓄能装机增长速度远低于风电、光伏发电装机增长速度。未来，随着风光电大规模并网，电力系统对抽水蓄能的需求缺口较大。

图 38：抽水蓄能装机（万千瓦）占风光装机（万千瓦）比例

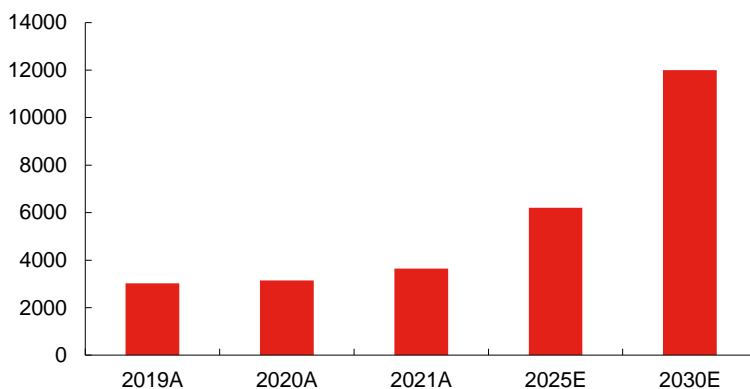


数据来源：中电联，国家能源局，东方证券研究所

6.2. “633” 号文新机制有望显著提升抽水蓄能运营收益

抽水蓄能电站是建设新型电力系统的重要支撑，近年来利好政策持续出台。2021 年 5 月发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），明确了两部制电价机制，并对容量电价的核定办法、电量电价的形成机制进一步完善。稳定的回报机制、清晰的成本疏导路径，有望吸引更多市场化主体参与抽水蓄能电站开发投资。2021 年 9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，提出到 2025 年抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

图 39：中国抽水蓄能装机预期（万千瓦）



数据来源：中电联，国家能源局，东方证券研究所

“633 号文”明确，抽水蓄能电站的容量电价按照经营期内资本金内部收益率 6.5%核定。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。市场运营成熟后，抽水蓄能电站有望通过分时价差，获取调峰价值的收益。此外，根据“633 号文”，为推动抽水蓄能电站作为

独立市场主体参与市场，未来抽水蓄能电站有望参与电力中长期交易、现货市场交易、辅助服务市场，收益来源有望多元化。

除了有对应资本金内部收益率 6.5% 的容量电价收益，据我们测算，一座 100 万千瓦装机的抽水蓄能电站，在 633 号文价格机制下，有望实现每年 0.88 亿元的电量电价收益（测算假设如表 11 所示）；且电量电价收益具有较大弹性。

表 16：电量电价收益测算

装机规模（万千瓦）	100
年利用小时数	1200
发电效率	80.0%
平均上网电价（元/度）	0.8
平均抽水电价（元/度）	0.2
度电收入(不含增值税)(元/度)	0.49
电量收入贡献的归母净利润（亿元）	4.38
收益分享（按 20% 比例分享，亿元）	0.88

数据来源：国家发改委，东方证券研究所测算

表 17：电量电价收益敏感性测算（亿元）

		度电价差收入（元/度）							
		0.09	0.19	0.29	0.39	0.49	0.59	0.69	0.79
利用小时数 （小时）	1000	0.13	0.28	0.43	0.58	0.73	0.88	1.03	1.18
	1100	0.14	0.31	0.47	0.64	0.80	0.97	1.13	1.30
	1200	0.16	0.34	0.52	0.70	0.88	1.06	1.24	1.42
	1300	0.17	0.36	0.56	0.75	0.95	1.14	1.34	1.53
	1400	0.18	0.39	0.60	0.81	1.02	1.23	1.44	1.65
	1500	0.20	0.42	0.65	0.87	1.10	1.32	1.55	1.77
	1600	0.21	0.45	0.69	0.93	1.17	1.41	1.65	1.89
	1700	0.22	0.48	0.73	0.99	1.24	1.50	1.75	2.01
	1800	0.23	0.50	0.77	1.04	1.31	1.58	1.85	2.12
	1900	0.25	0.53	0.82	1.10	1.39	1.67	1.96	2.24
	2000	0.26	0.56	0.86	1.16	1.46	1.76	2.06	2.36

数据来源：国家发改委，东方证券研究所测算

投资建议

建议关注：

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。

- (1) 资产优质、效率领先，且新能源转型步伐较快的华能国际(600011，买入)、国电电力(600795，未评级)、华电国际(600027，未评级)、粤电力 A(000539，未评级)；
- (2) 有望受益于火电灵活性改造提速的青达环保(688501，未评级)、华光环能(600475，未评级)、西子洁能(002534，未评级)；
- (3) 核电+新能源双轮驱动的中国核电(601985，未评级)，核电高端制造标的景业智能(688290，未评级)、江苏神通(002438，未评级)；
- (4) 通过资产重组成为南方电网旗下储能运营平台的南网储能(600995，未评级)，抽水蓄能产业链标的东方电气(600875，未评级)、中国电建(601669，未评级)。
- (5) 定位“风光三峡”和“海上风电引领者”目标的三峡能源(600905，未评级)，未来可能分享福建优质海风资源的福能股份(600483，未评级)、中闽能源(600163，未评级)；
- (6) 国网旗下配电网节能上市平台涪陵电力(600452，未评级)，以及三峡集团旗下的核心配售电及综合能源平台三峡水利(600116，未评级)。

风险提示

- (1) 火电灵活性改造、抽水蓄能的增长空间可能低于预期，相关的政策及补贴机制等仍有一定不确定性，一旦政策支持力度减弱或落地节奏放缓，将导致产业链相关公司的成长性被削弱。
- (2) 火电的基本面可能继续恶化，例如长协煤政策执行效果低于预期，或者国内市场现货煤价、海外进口煤价超预期上涨，将导致成本端压力持续增大；用电需求如果低于预期，或火电新增产能过快，将导致发电利用小时数下滑、度电盈利恶化。
- (3) 新能源运营的未来收益率水平可能随规模扩大、竞价上网等因素而降低，若资源的竞争日趋激烈，可能导致新增项目的收益率下滑；另外辅助服务费用分摊等潜在因素也有可能降低风光电项目的收益率。
- (4) 假设条件变化将影响测算结果，文中测算基于设定的前提假设基础之上，存在假设条件发生变化导致结果产生偏差的风险。例如火电灵活性改造的收益测算、抽水蓄能的电量电价收益测算都有可能因预设条件的偏差而变化。

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

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。