

电力供给结构演变的三点推论

——电力行业 2022 年中期策略报告

核心观点

- “碳中和”背景下电力供给结构迎来确定性变革，以风电、光伏为主的新能源运营行业将打开长期成长空间。在测算推演的过程中，我们可以得出三点推论：

推论一：十四五、十五五期间火电发电小时数不会明显下滑，有望维持相对高位；

推论二：核电的刚需属性空前凸显，“十四五”期间有望迎来加速；

推论三：风光装机的快速增加，有望催生抽水蓄能行业的加速发展机遇。

- 煤价、电价新常态下火电资产有望迎来底部反转**

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。其生命周期的最后一轮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。

- 核电刚需属性空前凸显，有望迎来加速良机**

基于十四五、十五五的电量供需测算，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。

- 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。

“发改价格〔2021〕633 号文”新机制有望显著提升抽水蓄能收益，除了对应资本金内部收益率 6.5% 的容量电价收益，据测算，一座 100 万千瓦装机的抽水蓄能电站，中性假设下有望实现每年 0.88 亿元的电量电价收益，且电量电价收益具有较大弹性。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)；
- 建议关注核电+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)；
- 建议关注有望通过资产重组成为南网储能运营平台的**文山电力**(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)；
- 建议关注定位“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)；
- 建议关注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

新能源发电、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。

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

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 06 月 15 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：S08600521050001

林煜

linyu1@orientsec.com.cn

执业证书编号：S08600521080002

相关报告

“十四五”可再生能源发展规划出台，风光发电量目标实现翻倍：公用事业行业周报（0530-0605） 2022-06-07

国务院召开稳经济会议，下半年用电量增速有望企稳反弹：——公用事业行业周报（0523-0529） 2022-05-30

4 月火电发电量同比下滑 12%，电煤供需状况有望改善：——公用事业行业周报（0516-0520） 2022-05-21

目录

电力小幅跑输大盘，预计全年用电量增速 5.3%.....	4
板块表现：水电 > 火电 > 风电 > 光伏发电	4
用电需求有望自 6 月起反弹，全年用电量增速预计 5.3%	5
电力供给结构演变的三点推论	7
中国的能源转型：先立后破、通盘谋划，坚定“双碳”目标.....	7
能源和电力结构转型测算及推演.....	8
推论一：作为高弹性基荷，火电利用小时数有望维持相对高位	10
火电供给弹性较大，是弥补潜在电力缺口的重要手段.....	10
煤价、电价新常态下，火电有望迎来业绩反转	12
推论二：核电刚需属性凸显，“十四五”期间有望迎来加速	13
核电：发展空间广阔的零碳基荷能源.....	13
供需测算显示：“十四五”可能是加速核电建设的绝佳时期.....	14
推论三：风光装机高速增长，催生抽水蓄能加速发展机遇	15
抽水蓄能：兼具经济性、可靠性的电网侧灵活性资源主力	15
“633”号文新机制有望显著提升抽水蓄能运营收益	18
投资建议	19
风险提示	20

图表目录

图 1：申万各行业板块年初至 6 月 10 日涨跌幅（%）	4
图 2：申万电力各子板块年初至今行情表现（%）	4
图 3：全社会用电量（左轴）及同比增速（右轴）	5
图 4：欧盟石油进口来源结构（2020 年）	7
图 5：欧盟煤炭进口来源结构（2020 年）	7
图 6：欧盟天然气进口来源结构（2020 年）	7
图 7：欧洲各国天然气源于俄罗斯的比例（2020 年，%）	7
图 8：我国碳中和路径下的能源消费需求预测	8
图 9：我国一次电力发电量预测	8
图 10：我国未来十年的传统能源发展预测	9
图 11：我国未来十年风电发展预测	10
图 12：我国未来十年太阳能发电发展预测	10
图 13：商运核电装机规模（万千瓦）	14
图 14：核电发电量（亿千瓦时）	14
图 15：2020 年我国发电装机结构	14
图 16：2020 年我国发电量结构	14
图 17：主要储能技术路线	16
图 18：2021 年国内投运储能装机结构	16
图 19：国内抽水蓄能装机容量及增速	17
图 20：抽水蓄能装机（万千瓦）占风光装机（万千瓦）比例	18
图 21：中国抽水蓄能装机预期（万千瓦）	18
表 1：2016-2021 年用电量数据及月度比例	6
表 2：2022 年用电量增速预测	6
表 3：十四五末电量供需平衡测算	10
表 4：火电为弥补电量缺口增加的发电小时数测算（其他情景假设不变）	11
表 5：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 1200 元/吨）	12
表 6：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 1000 元/吨）	12
表 7：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 800 元/吨）	13
表 8：公司燃煤发电盈亏平衡点测算	13
表 9：十五五末电量平衡及核电新建需求测算	15
表 10：不同储能技术的特点和应用场景	16
表 11：电量电价收益测算	19
表 12：电量电价收益敏感性测算（亿元）	19

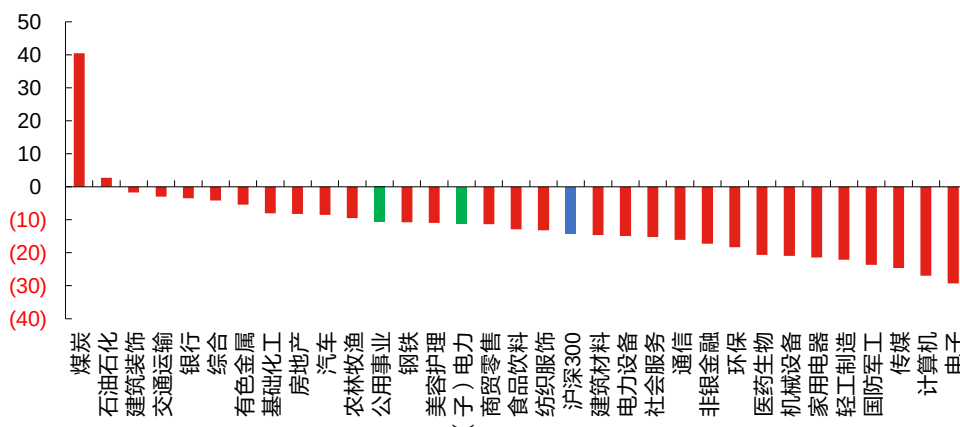
电力小幅跑输大盘，预计全年用电量增速 5.3%

板块表现：水电 > 火电 > 风电 > 光伏发电

2022 年初至 6 月 10 日，沪深 300 指数涨跌幅-14.2%，申万公用事业指数涨跌幅-10.7%，跑赢沪深 300 指数，在 31 个申万一级行业中位列第 12 位。其中电力指数涨跌幅-11.0%。

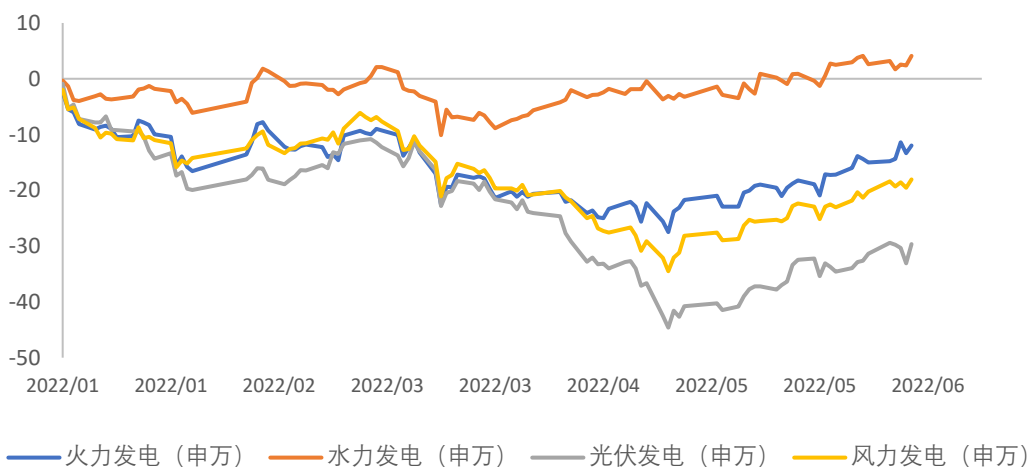
电力子板块中，2022 年年初至今，火力发电、水力发电、光伏发电、风力发电指数涨跌幅分别为-11.98%、+4.10%、-29.62%、-18.07%。水电板块得益于其较高的业绩确定性，取得了明显的相对收益；火电板块因一季度仍出现较大面积亏损、反转预期尚有分歧，一度出现明显回撤；风电、光伏发电方面，业绩并无异常波动，但受整体市场风格影响，其成长属性溢价有所折损。四月底以来，电力各子板块均有明显反弹。

图 1：申万各行业板块年初至 6 月 10 日涨跌幅（%）



数据来源：wind，东方证券研究所

图 2：申万电力各子板块年初至今行情表现（%）

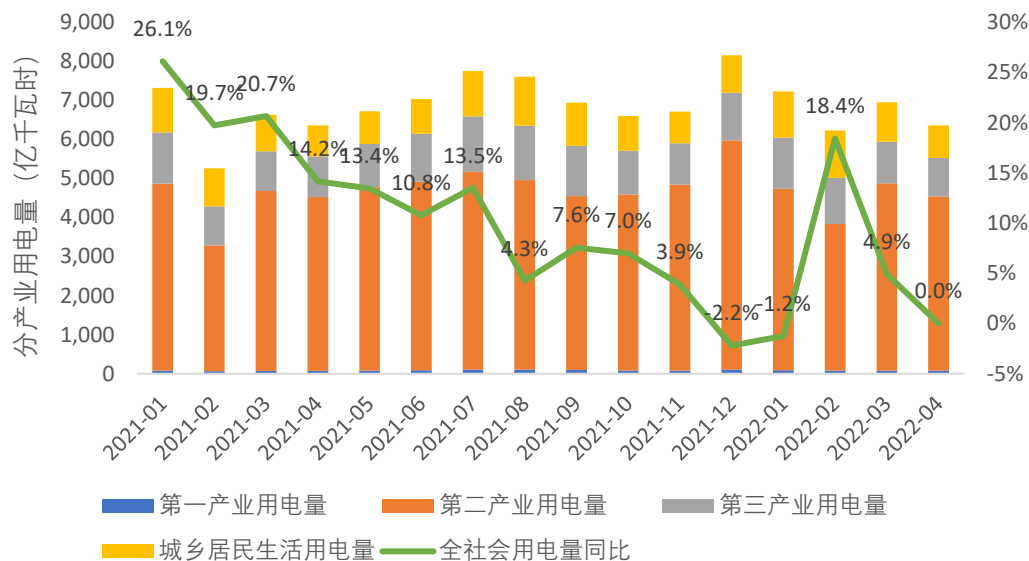


数据来源：wind，东方证券研究所

用电需求有望自 6 月起反弹，全年用电量增速预计 5.3%

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 18.4% 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%。

图 3：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

我们尝试使用月度电量比例法对 2022 年 5-12 月的全社会用电量进行预测，从而得出 2022 年全年用电量增速的大致判断。2016-2021 年，每年 1-4 月用电量占 5-12 月用电量的比例介于 39.51%-44.72%，平均值为 43.56%；2016-2020 年平均值为 43.38%；2016-2019 年平均值为 44.35%。2016-2021 年，每年 5-12 月用电量占全年用电量的比例介于 69.1%-71.68%，平均值为 69.67%；2016-2020 年平均值为 69.76%；2016-2019 年平均值为 69.28%。其中 2020 年数据相对偏离的原因上半年受新冠疫情影响较大。

虽然 4 月用电量增速明显下滑，但随着稳经济、保增长的政策推动，以及复工复产的持续推进，用电需求在年内后续月份有望迎来反弹。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 1-4 月用电量占 5-12 月用电量的比例为 43.96%；（2）情景二，2022 年 5-12 月用电量占全年用电量的比例为 69.27%。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 3.3%、5.3%、7.4%。

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)	1-4 月用电量 B (亿千瓦时)	5-12 月用电量 C (亿千瓦时)	比值 C/A	比值 B/C
2016	59,198	18093	41,105	69.44%	44.02%
2017	63,077	19308.5	43,769	69.39%	44.12%
2018	68,449	21094	47,355	69.18%	44.54%
2019	72,255	22329	49,926	69.10%	44.72%
2020	75,110	21270	53,840	71.68%	39.51%
2021	83,128	25581	57,547	69.23%	44.45%
2016-2021 平均				69.67%	43.56%
2016-2020 平均				69.76%	43.38%
2016-2019 平均				69.28%	44.35%

资料来源：Wind、东方证券研究所

表 2：2022 年用电量增速预测

电量单位：亿千瓦时	悲观	中性	乐观
2022 年 4 月用电量	6362	6362	6362
2022 年 1-4 月用电量	26809	26809	26809
2022 年 1-4 月电量占 5-12 月电量比例	44.76%	43.96%	43.16%
2022 年 5-12 月电量占全年比例	68.47%	69.27%	70.07%
2022 年 5-12 月用电量预测 1	59895	60985	62116
2022 年 5-12 月用电量预测 2	58215	60429	62760
预测 1、预测 2 平均	59055	60707	62438
2022 年全年用电量预测	85864	87516	89247
2022 年全年用电量增速预测	3.3%	5.3%	7.4%

资料来源：Wind、东方证券研究所

注：预测 1 基于 1-4 月用电量占 5-12 月比例的假设；预测 2 基于 5-12 月用电量占全年比例的假设。

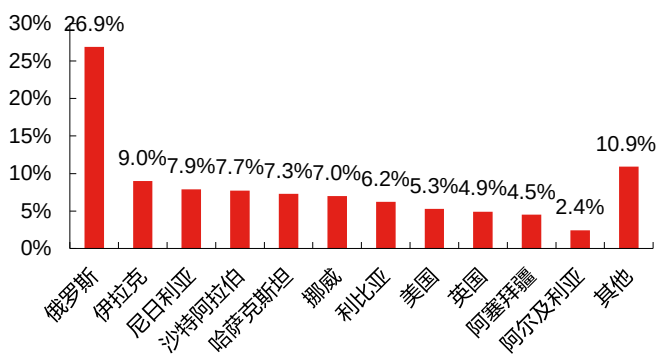
电力供给结构演变的三点推论

中国的能源转型：先立后破、通盘谋划，坚定“双碳”目标

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%。

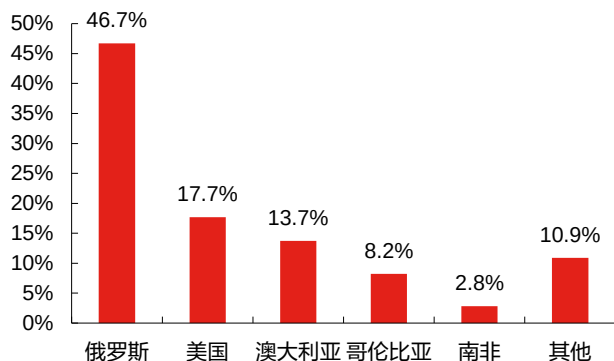
2020年欧盟石油进口的26.9%、煤炭进口的46.7%、天然气进口的41.1%来自于俄罗斯，且俄罗斯皆以绝对优势位列欧盟三种化石能源进口来源国第一位。以天然气为例，大部分欧洲国家对俄罗斯天然气的依赖程度较高（芬兰94%、德国49%、意大利46%），俄乌冲突发生之后欧洲天然气、电力价格持续攀升。

图4：欧盟石油进口来源结构（2020年）



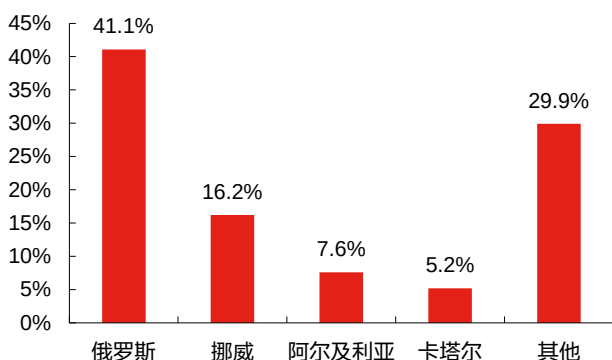
数据来源：Wind，东方证券研究所

图5：欧盟煤炭进口来源结构（2020年）



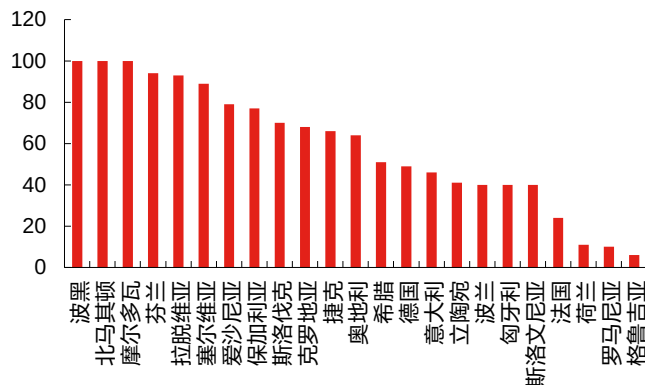
数据来源：Wind，东方证券研究所

图6：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7：欧洲各国天然气源于俄罗斯的比例（2020年，%）



数据来源：statista，东方证券研究所

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。

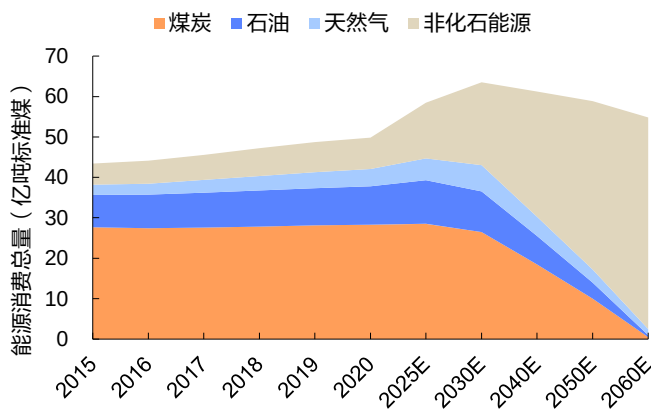
我们认为：“先立后破”将成为今后我国保障能源安全、实现低碳转型的核心思想，我国特殊的资源禀赋决定了传统能源的发展和生存周期可能仍然较长，其真正退出会是一个长期的过程。但保障能源安全的诉求并不意味着传统化石能源将有长期持续、显著的增长，在坚定“双碳”目标的前提下，中长期的增量能源供给预计仍将倚重可再生能源的快速发展。

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：

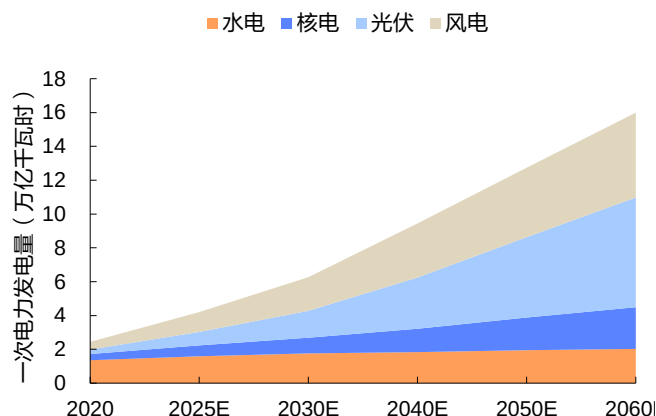
- （1）总能源需求达峰的时间可能为2030年左右，对应约63.5亿吨标准煤。
- （2）煤炭需求在“十四五”期间整体处于峰值平台期，“十五五”期间开始下降，之后下降的斜率逐渐变大。
- （3）石油消费量“十四五”末峰，对应约10-11亿吨标准煤，对外依存度可能仍不低于70%。
- （4）天然气消费量2030年前保持年化4%-6%的较快增长，达峰时间预计为2030年或稍晚。

图8：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9：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

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。

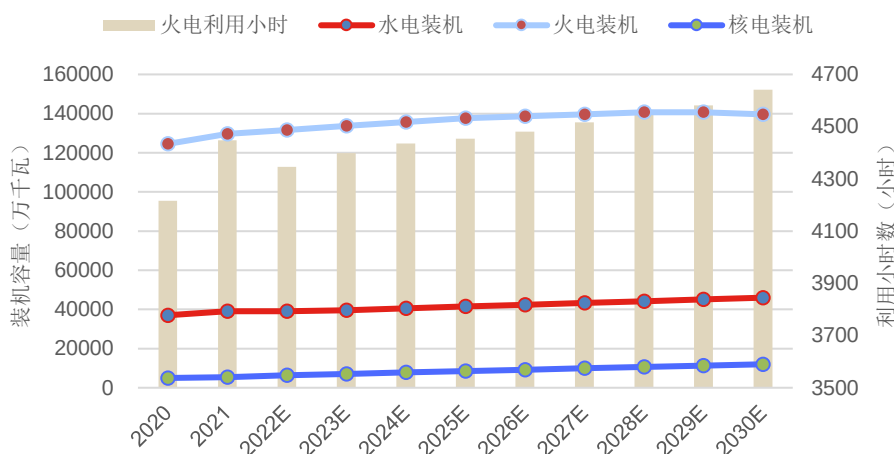
在我们的测算情景下，化石能源消费占比将从 2020 年的 84% 下降至 70% 以下（2030 年）、5% 以下（2060 年）；相应的，非化石能源消费占比将从 2020 年的 16% 提高至超过 30%（2030 年）、超过 95%（2060 年）。

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、装机容量可能先后于 2030 年前实现达峰。

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 30.5 和 41.3 亿千瓦左右；风电+光伏装机占比由 2020 年的 24.3% 分别提升至 38.4% 和 52.1%。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 18% 和 27%。

图 10：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，未来十年火电总装机仍有小幅增长，预计于 2030 年或稍早达到峰值，约 14 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叠加火电新增产能缩减，其利用小时数预计“十四五”期间整体有所提升，“十五五”期间达到峰值并真正开启由基荷电源向灵活性调峰电源的角色转变。

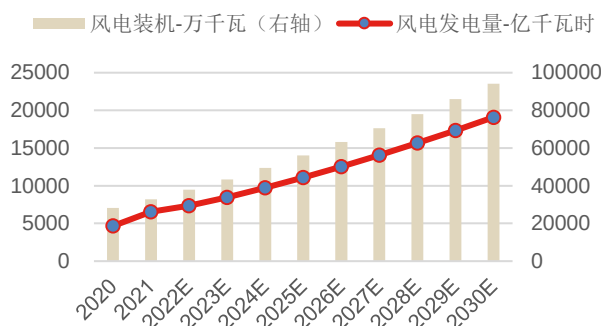
水电：优质的零碳能源，但受限于资源禀赋和经济性约束，未来增长空间有限，理论天花板清晰可见。“十四五”期间将迎来金沙江、雅砻江的一轮投产，这是短期可预见的最后一轮投产高峰。

核电：行业将长期发展，但目前来看年化增速不高。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 5.6 亿千瓦、6.1 亿千瓦左右；2030 年，风电、太阳能发电装机规模预计分别达到 9.4 亿千瓦、12.1 亿千瓦左右。

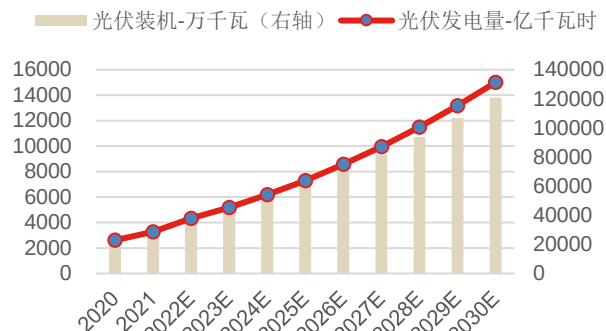
“十四五”期间，风电和太阳能发电年度合计平均新增装机规模预计达到 1.3 亿千瓦左右；“十五五”期间，风电和太阳能发电年度合计平均新增装机规模预计分别达到 2 亿千瓦左右。

图 11：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 12：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

在测算推演的过程中，我们可以得出三点推论，将在后续章节分别论述：

- （1）十四五、十五五期间火电的发电小时数可能不会明显下滑，有望维持相对高位。
- （2）核电的刚需属性空前凸显，“十四五”期间有望迎来加速。
- （3）风光装机的快速增加，将催生抽水蓄能行业的加速发展机遇。

推论一：作为高弹性基荷，火电利用小时数有望维持相对高位

火电供给弹性较大，是弥补潜在电力缺口的重要手段

2020 年（“十三五”末）全社会用电量为 75110 亿千瓦时，全口径发电量为 76236 亿千瓦时。电量需求方面，考虑到未来 GDP 增速仍将有望维持中速增长，且碳中和背景下能源消费的趋势是由化石能源向清洁电力转变，电能替代的拉动作用可能越发显著，十四五期间的年化用电量增速有望实现 5%-6%。考虑 5 年后的新增电力供给：水电大规模投产高峰已过，近两年乌东德、白鹤滩等大电站投产完毕后，短期内可见增量较小；风电、太阳能发电增速较高，可给予十四五期间新增 500-800GW 的预期；核电 2020 年底在建装机规模为 1853 万千瓦，对应电量约 1400 亿千瓦时；火电新增装机速度预计持续放缓，假设十四五期间新增 90GW-150GW。“十四五”末的电量供给平衡测算如下（简化假设用电量增速=发电量增速）：

表 3：十四五末电量供需平衡测算

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6	情景 7	情景 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。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

未来 5 年年化用电量增速	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%
水电增量供给-亿千瓦时	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
风电、光伏新增装机-GW	500	600	700	800	500	600	700	800
风电、光伏平均发电小时数-小时	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
风电、光伏增量供给-亿千瓦时	8500	10200	11900	13600	8500	10200	11900	13600
核电增量供给-亿千瓦时	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
火电新增装机-GW	90	110	130	150	90	110	130	150
火电平均发电小时数-小时	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
火电增量供给-亿千瓦时	3780	4620	5460	6300	3780	4620	5460	6300
增量供给合计-亿千瓦时	15180	17720	20260	22800	15180	17720	20260	22800
增量需求-亿千瓦时	21063	21063	21063	21063	25785	25785	25785	25785
电量缺口-亿千瓦时	5883	3343	803	-1737	10605	8065	5525	2985

资料来源：Wind、东方证券研究所

上述电量供需平衡测算显示，在大多数假设情景下，“十四五”末都会有明显甚至巨大的电量缺口。水电、核电的供给比较刚性，风光和火电的供给具有较大弹性。我们在测算中给予的十四五期间风光新增装机 500-800GW 的假设，已属于中性偏乐观，考虑到电网的消纳能力，超负荷新增装机可能导致利用小时数下滑，我们认为在此基础上超预期的概率较小。火电的供给弹性较大，主要体现在超过 12 亿千瓦的存量装机，“十三五”末的利用小时数仅有 4200 小时左右。因此，“十四五”期间解决上述“缺口”的主要手段，就是提高火电的利用小时数。

表 4：火电为弥补电量缺口增加的发电小时数测算（其他情景假设不变）

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6	情景 7	情景 8
火电新增装机-GW	90	110	130	150	90	110	130	150
电量缺口-亿千瓦时	5883	3343	803	-1737	10605	8065	5525	2985
（存量+增量）火电利用小时数需增加（小时）：	441	247	58	-125	794	595	402	214

资料来源：Wind、东方证券研究所

煤价、电价新常态下，火电有望迎来业绩反转

2021 年底的煤炭中长期合同签订履约方案征求意见稿明确：2022 年的煤炭长协签订范围进一步扩大，核定能力在 30 万吨及以上的煤炭生产企业原则上均被纳入签订范围；需求侧，要求发电供热企业除进口煤以外的用煤 100%签订长协。

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

我们基于 570-770 元/吨的长协煤合理价格区间，在不同的长协合同比例、不同的非长协煤价假设下，测算了可能的入炉标煤价格。测算结果显示：

（1）若可以实现 100%长协，则在 770、670 元/吨的价格下，对应入炉标煤价（不含税）分别为 912、799 元/吨。

（2）若可以实现 75%长协，同时市场现货煤均价 1000 元/吨，则在 770、670 元/吨的长协价格下，对应入炉标煤价（不含税）分别为 976、892 元/吨。

表 5：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 1200 元/吨）

（元/吨）	情景 A-1	情景 A-2	情景 A-3	情景 A-4	情景 A-5	情景 A-6	情景 A-7	情景 A-8	情景 A-9
长协均价	570	670	770	570	670	770	570	670	770
长协比例	50%	50%	50%	75%	75%	75%	100%	100%	100%
市场现货煤均价	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
整体均价	885	935	985	727.5	802.5	877.5	570	670	770
入炉标煤均价	1176	1240	1304	976	1071	1167	775	903	1030
入炉标煤均价-不含税	1041	1097	1154	864	948	1033	686	799	912

数据来源：发改委，东方证券研究所

表 6：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 1000 元/吨）

（元/吨）	情景 B-1	情景 B-2	情景 B-3	情景 B-4	情景 B-5	情景 B-6	情景 B-7	情景 B-8	情景 B-9
长协均价	570	670	770	570	670	770	570	670	770
长协比例	50%	50%	50%	75%	75%	75%	100%	100%	100%
市场现货煤均价	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
整体均价	785	835	885	677.5	752.5	827.5	570	670	770
入炉标煤均价	1049	1113	1176	912	1008	1103	775	903	1030
入炉标煤均价-不含税	928	985	1041	807	892	976	686	799	912

数据来源：发改委，东方证券研究所

表 7：基于合理价格区间的 2022 年煤价测算（假设市场现货煤价 800 元/吨）

（元/吨）	情景 C-1	情景 C-2	情景 C-3	情景 C-4	情景 C-5	情景 C-6	情景 C-7	情景 C-8	情景 C-9
长协均价	570	670	770	570	670	770	570	670	770
长协比例	50%	50%	50%	75%	75%	75%	100%	100%	100%
市场现货煤均价	800	800	800	800	800	800	800	800	800
整体均价	685	735	785	627.5	702.5	777.5	570	670	770
入炉标煤均价	922	985	1049	849	944	1040	775	903	1030
入炉标煤均价-不含税	816	872	928	751	835	920	686	799	912

数据来源：发改委，东方证券研究所

我们以较为典型的沿海电厂占比较大的华能国际为例，测算了在电价单一要素影响下，公司燃煤发电盈亏平衡点的变化。测算结果显示：电价涨幅 10%将使标煤盈亏平衡点提高至 1039 元/吨；电价涨幅 15%将使标煤盈亏平衡点提高至 1101 元/吨；电价涨幅 17.5%将使标煤盈亏平衡点提高至 1132 元/吨。

测算结果对比可见：绝大多数情形下盈亏平衡点可以覆盖入炉标煤成本，仅在少数较为悲观的假设下才会出现亏损。

表 8：公司燃煤发电盈亏平衡点测算

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6
22 年燃煤电价涨幅	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	17.50%
燃煤平均电价-含税 （元/兆瓦时）	430.22	440.46	450.70	460.95	471.19	481.43
燃煤平均电价-不含税 （元/兆瓦时）	380.72	389.79	398.85	407.92	416.98	426.05
电价净增加（元/兆瓦时）	18.13	27.19	36.26	45.32	54.39	63.45
供电煤耗（克/千瓦时）	290.69	290.69	290.69	290.69	290.69	290.69
对应入炉标煤涨幅（元/吨）	62.37	93.55	124.73	155.92	187.10	218.29
原盈亏平衡点（元/吨）	914	914	914	914	914	914
新盈亏平衡点（元/吨）	976	1008	1039	1070	1101	1132
对应 5500 大卡入炉价（元/吨）	767	792	816	841	865	890

数据来源：华能国际公司公告，东方证券研究所

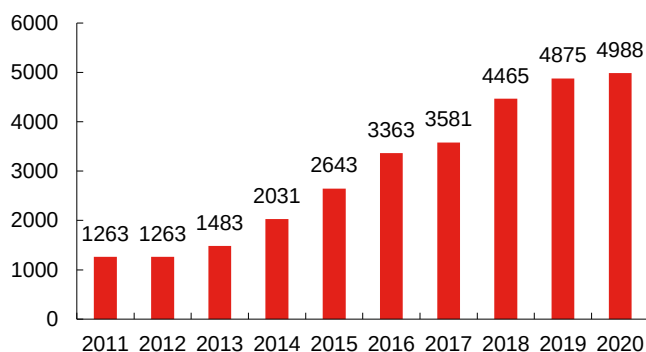
推论二：核电刚需属性凸显，“十四五”期间有望迎来加速

核电：发展空间广阔的零碳基荷能源

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。

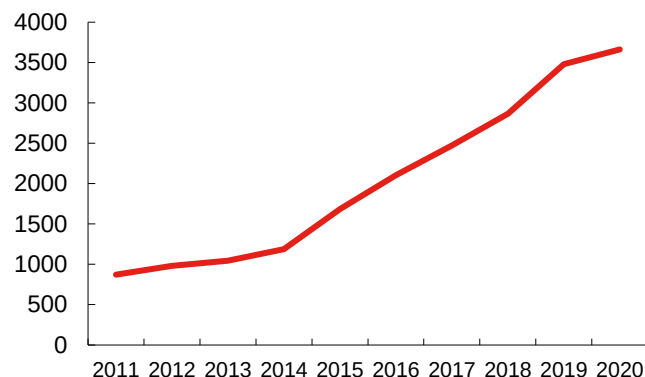
截至 2020 年底，我国商运核电机组达到 48 台，总装机容量为 4988 万千瓦，仅次于美国、法国，位列全球第三。核电总装机容量占全国电力装机总量的 2.27%，约占总发电量的 4.94%。截至 2020 年底，我国在建核电机组 17 台，总装机容量 1853 万千瓦，在建机组装机容量继续保持全球第一。

图 13：商运核电装机规模（万千瓦）



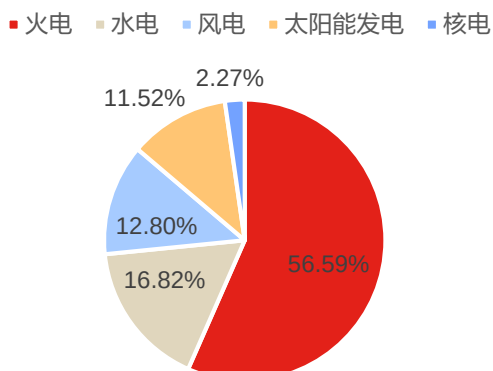
数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 14：核电发电量（亿千瓦时）



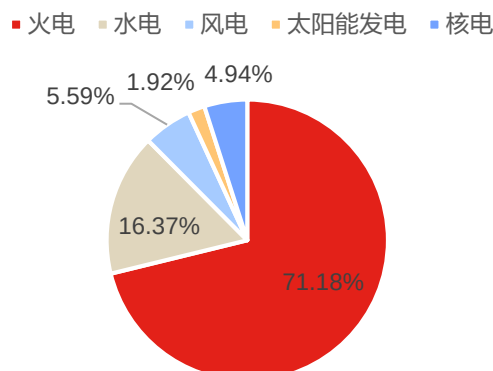
数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 15：2020 年我国发电装机结构



数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 16：2020 年我国发电量结构



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核安全因素考量外，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。

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

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。

照以上测算，十四五期间火电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 的偏乐观预期；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 9：十五五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%
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（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

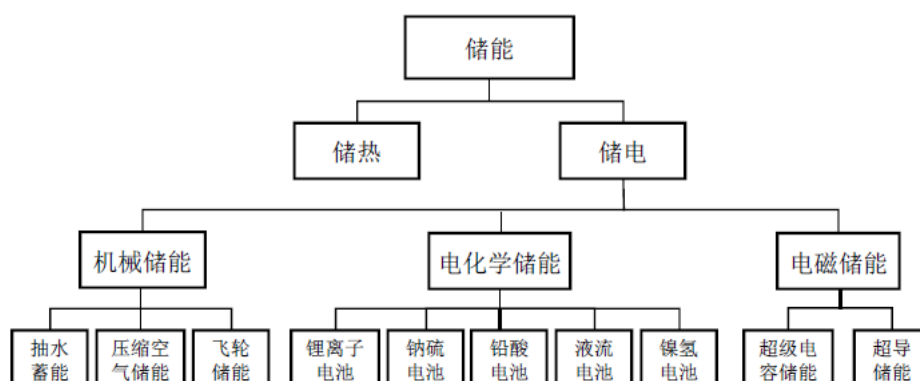
资料来源：Wind、东方证券研究所

推论三：风光装机高速增长，催生抽水蓄能加速发展机遇

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 17：主要储能技术路线



数据来源：文山电力公司公告、东方证券研究所

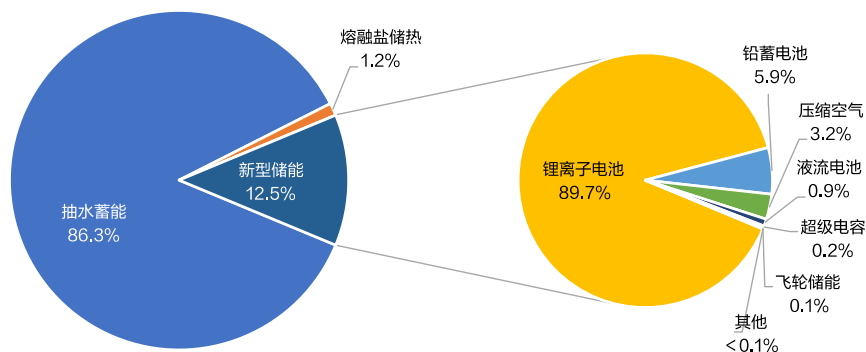
不同的储能技术具有不同的性能特征，适用于不同场景。抽水蓄能具备可靠、经济和使用寿命长等特点，是解决新能源消纳最为成熟的手段，因此是我国最主要的储能方式。可靠性方面，抽水蓄能装机容量大，通常达 GW 级别，且相比其他储能技术可持续放电时间更长、调节范围更广。经济性方面，根据文山电力公司公告引用数据，抽水蓄能的能源转化效率达 75%-83%、度电成本 0.21-0.25 元/KWh，成本优势较为明显，具有较强经济性。寿命周期方面，抽水蓄能设备整体周期可达 40 年，相比其他储能方式优势明显。

表 10：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

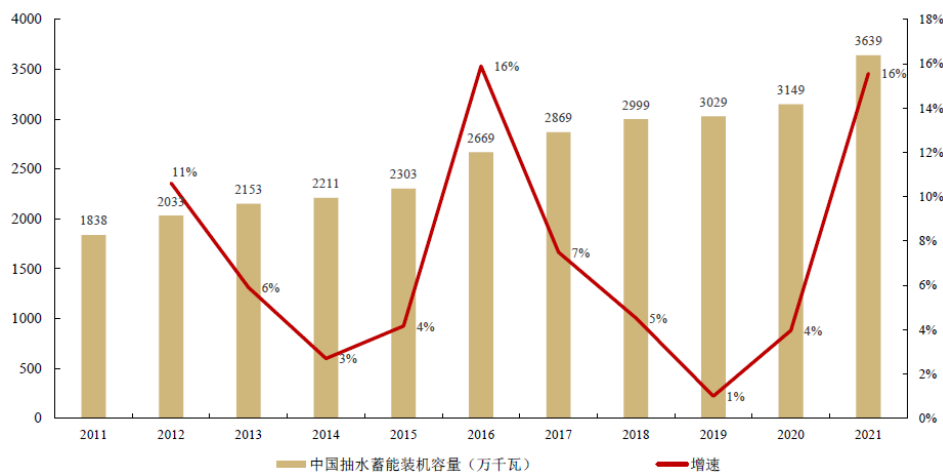
图 18：2021 年国内投运储能装机结构



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 19：国内抽水蓄能装机容量及增速

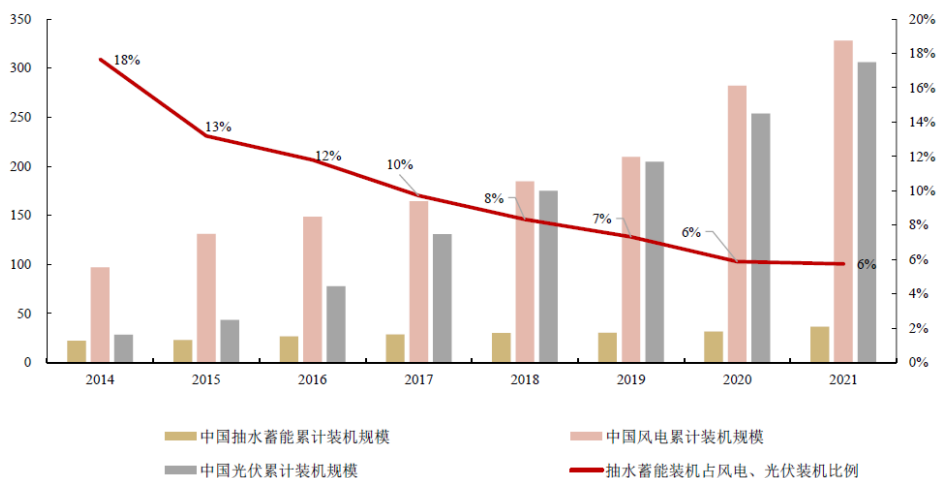


数据来源：国家能源局、东方证券研究所

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 20：抽水蓄能装机（万千瓦）占风光装机（万千瓦）比例

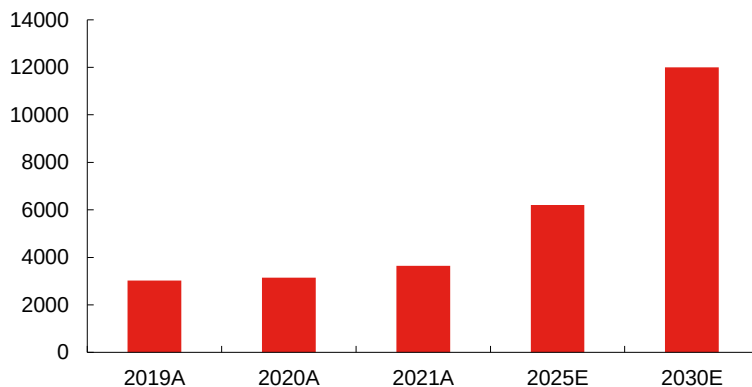


数据来源：中电联、国家能源局、东方证券研究所

“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 21：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 11：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：发改委、东方证券研究所

表 12：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：发改委、东方证券研究所

投资建议

煤价、电价新常态下火电资产有望迎来底部反转

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。

中长期来看，在未来以新能源为主体的新型电力系统中，火电势必将由电量型电源逐渐过渡为灵活性调峰电源，并有望迎来全新的成本回收机制。其生命周期的最后一轮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。

风电、光伏运营将打开长期成长空间

在新能源发电投资的长期赛道中，面临转型的传统电企预计将成为举足轻重的参与者，新能源有望被打造为“第二成长曲线”，其显著的优势是传统电力基本盘带来的充裕现金流、竞争力较强的融资成本、出众的资源获取能力。

上游的组件和风机长期看仍有降本空间，另外技术进步也有望使发电小时数有内生增长，这将为运营环节长期稳定向好的收益率提供有力支撑。风光发电未来还将有望持续获得绿色环境属性的溢价，而当前主要交易的是电的能量价值。

核电刚需属性空前凸显，有望迎来加速良机

基于十四五、十五五的电量供需测算，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。

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%，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。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。

同时，“633”号文新机制有望显著提升抽水蓄能运营收益，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，中性假设下有望实现每年 0.88 亿元的电量电价收益，且电量电价收益具有较大弹性。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：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)；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)；有望通过资产重组成为南方电网旗下储能运营平台的文山电力(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)。其他建议关注标的包括三峡能源(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售电及综合能源平台三峡水利(600116，未评级)。

风险提示

(1) 未来新能源发电、抽水蓄能的增长空间可能低于预期，这将削弱相关公司的成长性；

- （2）火电的基本面可能继续恶化，例如煤价超预期上涨、利用小时数下滑；
- （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；
- （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。

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