

中国核电 (601985.SH) 核电加速核准, 风光多线布局, 开启新一轮成长

2024年11月26日

——公司首次覆盖报告

投资评级: 买入 (首次)

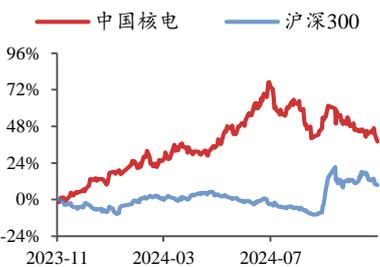
周磊 (分析师)

zhoulei1@kysec.cn

证书编号: S0790524090002

日期	2024/11/25
当前股价(元)	9.53
一年最高最低(元)	12.29/6.87
总市值(亿元)	1,799.58
流通市值(亿元)	1,799.58
总股本(亿股)	188.83
流通股本(亿股)	188.83
近3个月换手率(%)	46.69

股价走势图



数据来源: 聚源

● 核电加速核准, 风光多线布局, 打造全球清洁能源巨头

公司是国内核电双寡头之一, 截至 2024Q3 末, 公司控股在运核电机组 25 台, 装机容量 23.75GW; 公司控股已核准在建或待建的机组 18 台, 装机容量 20.64GW。2020 年, 公司收购中核汇能, 成为中核集团旗下唯一清洁能源发电运营平台。截至 2024 中报, 公司控股风电装机容量 7.56GW, 光伏装机容量 14.81GW。根据公司“十四五”规划目标, 新能源总装机容量将达到 30GW。我们预计公司 2024-2026 年营业收入分别为 797.7/879.8/946.3 亿元, 归母净利润分别为 113.1/125.3/131.1 亿元, EPS 为 0.60/0.66/0.69 元, 对应当前股价 PE 为 15.9/14.4/13.7 倍, 首次覆盖, 给予“买入”评级。

● 核电中期成长空间可观, 资本开支结束后分红比率有望逐步看齐长江电力

2022-2024 连续三年高核准打开核电行业未来 5-10 年期成长空间。2021 年“华龙一号”全球首堆投入商运, 2022-2024 年分别核准核电机组 10/10/11 台机组, 其中采用“华龙一号”技术的机组 18 台。公司过去三年平均股利支付率约 35%, 资本开支周期结束股利支付率有望看齐长江电力。公司 2023 年每股股利 0.195 元, 股利支付率为 34.7%。长江电力承诺“十四五”期间分红比率不低于 70%。核电商业模式与水电类似, 建设期资本开支较高; 当公司资本开支周期结束后, 经营性现金流较为充沛且高于净利润, 分红比率有望逐步看齐长江电力。

● 折旧到期、建设期贷款偿还完后将释放大量利润空间

公司电站折旧年限远远低于实际使用年限。公司核电固定资产平均折旧年限 25-30 年, 而二代/三代核电设计寿命分别为 40/60 年, 且存在延寿预期, 核电实际运营时间远远超过可衰减成本的递减时间。折旧和财务费用占据大量利润空间。拆解 2023 年公司电力业务收入, 折旧和财务费用占电力业务收入的 32%, 税前利润率为 31%。针对当前已投运的机组, 在折旧到期、建设期贷款偿还完后, 上市公司利润有较大释放空间, 届时公司税前利润率有望超 50%。

● 风险提示: 核电机组核准进度不及预期; 市场化电价波动风险; 原材料价格波动风险; 核电机组运行风险。

财务摘要和估值指标

指标	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	71,286	74,957	79,771	87,979	94,632
YOY(%)	13.7	5.2	6.4	10.3	7.6
归母净利润(百万元)	9,010	10,624	11,310	12,528	13,106
YOY(%)	9.7	17.9	6.5	10.8	4.6
毛利率(%)	45.6	44.6	45.3	45.4	44.6
净利率(%)	12.6	14.2	14.2	14.2	13.8
ROE(%)	11.0	11.9	10.6	10.7	10.3
EPS(摊薄/元)	0.48	0.56	0.60	0.66	0.69
P/E(倍)	20.0	16.9	15.9	14.4	13.7
P/B(倍)	2.2	2.0	1.6	1.5	1.4

数据来源: 聚源、开源证券研究所

目 录

1、 核电巨头高质发展，风光注入增长动能.....	4
1.1、 中核集团旗下核电运营平台，积极布局风光业务.....	4
1.2、 股权结构稳定，2024 年获社保基金战略投资 120 亿元.....	5
1.3、 经营业绩拾级而上，盈利能力稳中有升.....	5
1.4、 做优做强核电主业，风光注入增长动能.....	6
1.4.1、 核电行业护城河较宽，公司是国内核电运营商双寡头之一.....	6
1.4.2、 中核集团下唯一绿电开发运营平台，风光打造第二增长曲线.....	10
2、 核电：电力转型的“充要条件”，核电核准有望常态化.....	12
2.1、 “华龙一号”先进技术助力核准恢复，政策托底量&价.....	12
2.2、 核电低碳且低成本，沿海厂址储备充裕，是理想的基荷电源.....	17
2.3、 新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑.....	21
3、 风光：价格传导机制理顺有望提振绿电收益.....	23
3.1、 新能源投资成本持续下行，全国风光装机容量快速增长.....	23
3.2、 市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制.....	24
4、 投资逻辑：清洁能源核心资产迎行业拐点.....	28
4.1、 商业模式：核电是兼具稳定分红能力与确定成长空间的优质资产.....	28
4.2、 核电成长空间可观，资本开支结束后分红比例有望看齐长江电力.....	29
4.3、 折旧到期、建设贷款偿还完毕后将释放大量利润空间.....	30
5、 盈利预测与投资建议.....	31
5.1、 核心假设与盈利预测.....	31
5.2、 估值与评级.....	32
6、 风险提示.....	33
附：财务预测摘要.....	34

图表目录

图 1： 中核集团业务覆盖核能全产业链，公司是集团下属的发电运营平台.....	4
图 2： 公司持续做优做强核电主业，2020 年收购中核汇能布局风光业务.....	4
图 3： 截至 2024 中报，公司控股股东为中核集团，实际控制人为国资委.....	5
图 4： 2023 年公司实现营业收入 749.57 亿元，同比增长 5.2%.....	5
图 5： 2023 年公司实现归母净利润 106.24 亿元，同比增长 17.9%.....	5
图 6： 2023 年公司净利率与 ROE（摊薄）实现同比优化.....	6
图 7： 2023 年公司期间费用率同比优化 3.1pct.....	6
图 8： 截至 2024Q3，公司控股的在运核电装机容量占比 40.8%.....	6
图 9： 截至 2024Q3，公司控股的已核准在建或待建核电装机容量占比 39.5%.....	6
图 10： 公司控股核电装机容量快速增长，2015-2023 年复合增速为 9.5%.....	9
图 11： 2015-2024Q3，公司新增核准机组 18 台，装机容量 20.76GW.....	9
图 12： 公司控股机组平均利用小时数逐年提升.....	9
图 13： 2023 年公司下属机组平均利用小时数 7852.....	9
图 14： 公司市场化交易电量逐年提升.....	10
图 15： 公司平均上网电价稳中有升.....	10
图 16： 2020 年起，公司风光装机容量快速扩张（万千瓦）.....	10
图 17： 2020-2023 年，公司风光机组利用小时数有所提升.....	10

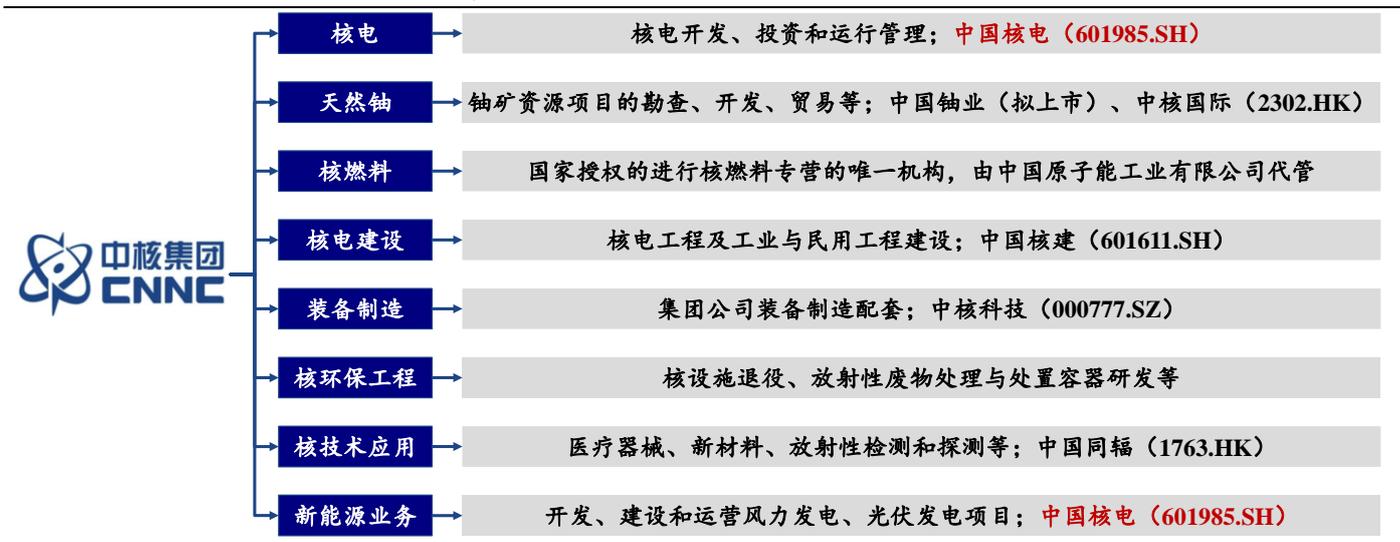
图 18: 2023 年, 公司风光发电量占比 11.8%	11
图 19: 2023 年, 公司风光发电收入占比 13.1%	11
图 20: 2023 年公司核电、风电、光伏发电毛利率分别为 43.0%、56.5%、62.2%	11
图 21: 我国核电技术路线经历多次迭代, 已形成自主三代核电技术	12
图 22: 2019 年起核电项目核准恢复, 2022-2024 年核准节奏保持稳定	13
图 23: 2023 年核电 8 省中, 5 省用电量增速高于全国	15
图 24: 2023 年核电 8 省用电量均高于发电量	15
图 25: 核电年利用时长在各主力电源中最高 (单位: 小时)	17
图 26: 核电度电等效二氧化碳排放量仅 12 克 (单位: 克-二氧化碳/千瓦时)	18
图 27: 水电和核电度电成本显著更低, 可衰减成本占比更高 (单位: 元/千瓦时)	18
图 28: 2023 年世界发电结构核电占比 9.1%	19
图 29: 2023 年 OECD 国家发电结构核电占比 16.4%	19
图 30: 2023 年我国发电结构核电占比 4.9%	19
图 31: 截至 2023 年末, 我国装机结构核电占比 2.0%	19
图 32: 我国在运、在建核电站主要分布在华南、华东沿海地区	20
图 33: 2011 年后我国内陆核电建设暂停, 目前在运、在建核电站集中在沿海地区	21
图 34: 美国 79% 的核电站分布在内陆	21
图 35: 法国 64% 的核电站分布在内陆	21
图 36: 随着新能源装机和发电力占比持续提升, 电力系统转动惯量减少	22
图 37: 我国陆上风电和大型光伏电站平准化发电成本持续下降 (美元/兆瓦时)	23
图 38: 2023 年我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站平准化发电成本较 2010 年显著下降 (美元/兆瓦时)	23
图 39: 截至 2024H1, 我国风电装机容量 466.71GW, 同比增长 19.9%	23
图 40: 2024 年上半年, 我国新增风电装机容量 25.37GW, 同比增长 6.7%	23
图 41: 截至 2024H1, 我国光伏装机容量 713.50GW, 同比增长 51.6%	24
图 42: 2024 年上半年, 我国新增光伏装机容量 102.48GW, 同比增长 31.3%	24
图 43: 2024 年上半年省内绿电交易合计 905.4 亿千瓦时, 同比增长 324.3%	27
图 44: 核电商业模式优异, 核准恢复助力公司成长属性回归	28
图 45: 公司 2021-2023 年净现比约 250%	30
图 46: 公司 2021-2023 年股利支付率约 35%	30
图 47: 2023 年公司折旧和财务费用占电力收入的 31.9%	30
表 1: 截至 2024Q3, 公司控股在运核电机组 25 台, 总装机容量 2375.0 万千瓦	7
表 2: 截至 2024Q3, 公司控股的已核准在建或待建的机组 18 台, 装机容量 20.64GW	8
表 3: 核电入选优先发电计划, 政策保障优先消纳	13
表 4: 核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变	14
表 5: 各省平均市场化电价高于核电计划电价 (元/千瓦时)	15
表 6: 广东、浙江核电电价设置超额盈利回收机制	16
表 7: 公司市场化交易影响测算假设条件	16
表 8: 市场化交易电量占比提高能够冲抵市场化电价下行带来的影响 (归母净利润变动额, 亿元)	17
表 9: 2006-2023 年, 我国绿电绿证交易机制逐步健全	25
表 10: 发改能源〔2023〕1044 号文标志着我国进入“全面绿证”阶段	26
表 11: 2027 年前后, 公司控股在建核电机组将迎来密集投产	29
表 12: 我们预计 2024-2026 年公司经营业绩将持续增长	31
表 13: 公司 PE、PB 水平低于可比公司均值	32

1、核电巨头高质发展，风光注入增长动能

1.1、中核集团旗下核电运营平台，积极布局风光业务

中核集团深耕核能领域三十年，业务领域覆盖核能全产业链。中国核工业集团有限公司（简称：中核集团）是国家核科技工业主体，是推进核能开发利用、核工程建设、核技术应用的国家队和主力军，拥有完整的核科技工业体系，主营业务覆盖核电、天然铀、核燃料、核电建设、核电设备、核环保、核能技术应用等。公司是中核集团下属的发电运营平台，业务范围覆盖核能、风能、太阳能等清洁能源项目及配套设施的开发、投资、建设、运营与管理等。

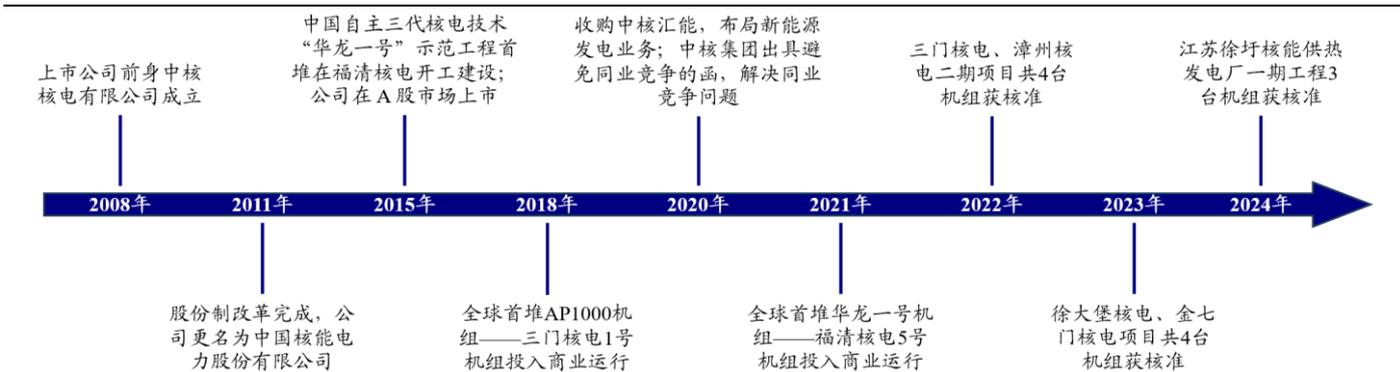
图1：中核集团业务覆盖核能全产业链，公司是集团下属的发电运营平台



资料来源：Wind、中核集团公告、中核集团官网、开源证券研究所

公司依托中核集团高质发展，积极布局风光业务。2015年，中国自主三代核电技术“华龙一号”示范工程首堆在福清核电开工建设，公司成功登陆A股；2020年，公司收购兄弟公司中核汇能，注入新能源发电业务；同年，中核集团出具避免同业竞争的函，承诺不再从事与上市公司主营业务构成实质竞争的业务或活动。2021年，公司下属全球首堆华龙一号机组——福清核电5号机组投入商业运行。2022-2024年，公司下属5个核电项目，共计11台核电机组获核准。

图2：公司持续做优做强核电主业，2020年收购中核汇能布局风光业务



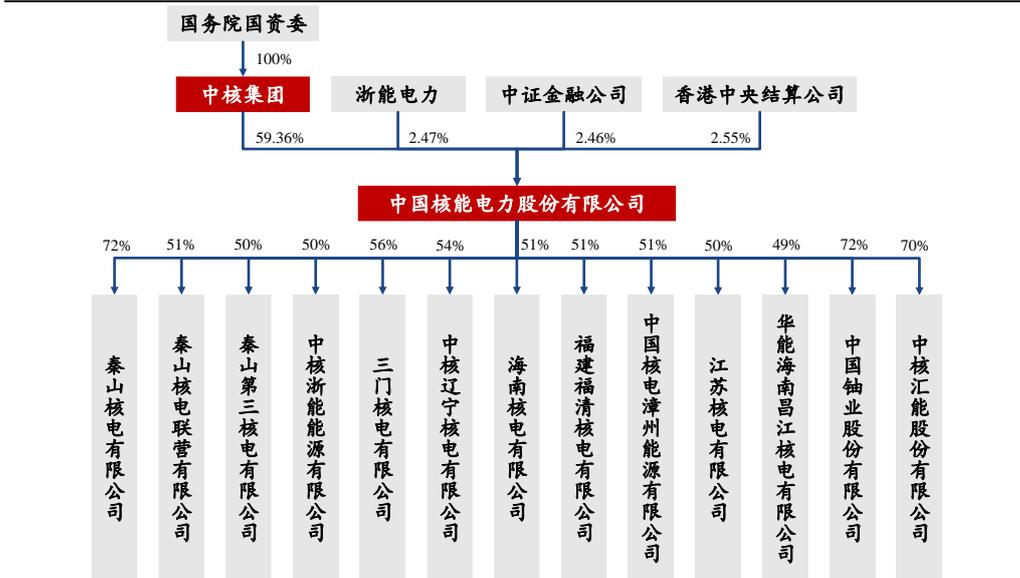
资料来源：公司官网、公司公告、中国核能行业协会等、开源证券研究所

1.2、股权结构稳定，2024 年获社保基金战略投资 120 亿元

公司控股股东为中核集团，股权结构稳定。截至 2024 中报，公司第一大股东为中核集团，持股比例 59.36%，实际控制人为国资委。2021 年报至 2024 中报，公司前十大股东持股比例变化较小，股权结构稳定，利于公司长期战略发展。

2024 年 8 月，公司拟向中核集团与社保基金会发行股票募集 140 亿元用于辽宁徐大堡、福建漳州、江苏田湾核电项目建设；其中，中核集团拟认购金额为 20 亿元，社保基金会拟认购金额为 120 亿元；本次发行完成后，社保基金会持有公司的股份预计超过 5%。

图3：截至 2024 中报，公司控股股东为中核集团，实际控制人为国资委

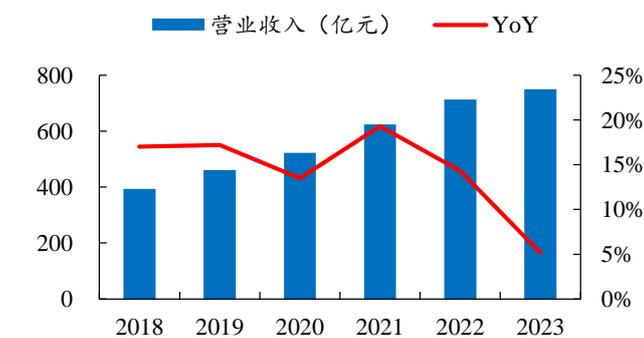


资料来源：Wind、开源证券研究所

1.3、经营业绩拾级而上，盈利能力稳中有升

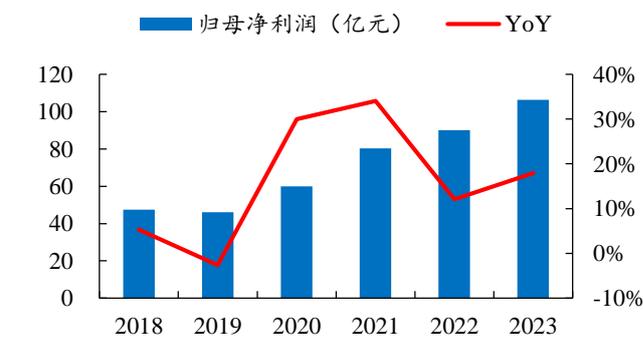
公司经营业绩持续增长。2023 年，公司实现营业收入 749.57 亿元，同比增长 5.2%；实现归母净利润 106.24 亿元，同比增长 17.9%。2018-2023 年公司营业收入复合增速为 13.8%，归母净利润复合增速为 17.5%。

图4：2023 年公司实现营业收入 749.57 亿元，同比增长 5.2%



数据来源：Wind、开源证券研究所

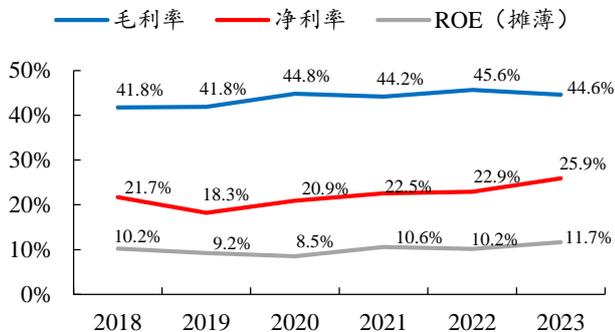
图5：2023 年公司实现归母净利润 106.24 亿元，同比增长 17.9%



数据来源：Wind、开源证券研究所

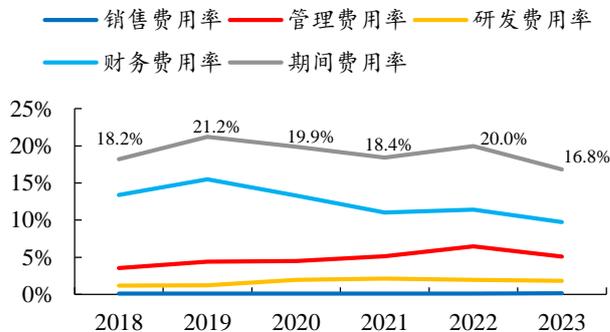
公司盈利能力稳中有进，费用管控合理。2023 年公司毛利率 44.6%，同比承压 1.0pct；净利率 25.9%，同比优化 3.0pct；摊薄 ROE 为 11.7%，同比优化 1.5pct；期间费用率 16.8%，同比优化 3.1pct。

图6：2023 年公司净利率与 ROE（摊薄）实现同比优化



数据来源：Wind、开源证券研究所

图7：2023 年公司期间费用率同比优化 3.1pct



数据来源：Wind、开源证券研究所

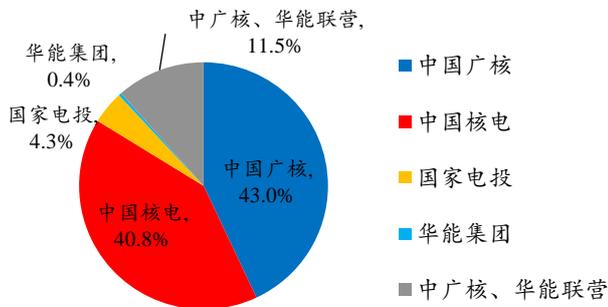
1.4、做优做强核电主业，风光注入增长动能

1.4.1、核电行业护城河较宽，公司是国内核电运营商双寡头之一

核电行业护城河较宽，国内仅四家企业拥有核电牌照。我国核电的开发和运营长期以来由中核、中广核两家核电央企主导。在引进美国三代技术 AP1000 后，控股山东海阳核电的中电投与具备核电工程设计技术的国家核电重组合并为国家电投，成为第三具备核电业主开发资质的央企。2021 年，由华能集团控股的海南昌江二期核电项目获得核准，标志着华能集团正式获得核电运营资质，成为我国第四具备核电运营资质的发电企业。

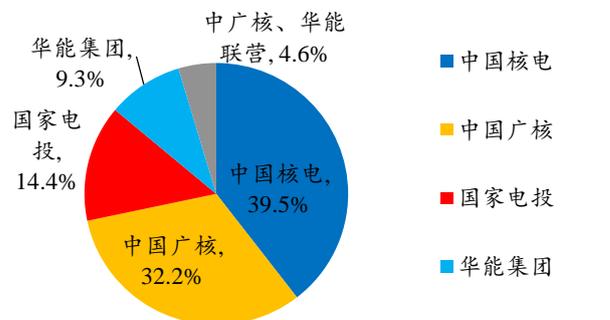
公司是国内核电双寡头之一，控股核电装机容量约占四成。截至 2024Q3，我国已商运的核电机组达 56 台，装机容量 58.22GW，其中，公司控股 25 台，装机容量 23.75GW，占比 40.8%；我国已核准在建或待建核电机组（不含国核示范工程与霞浦示范快堆）44 台，装机容量 52.22GW；其中，公司控股的已核准在建或待建的机组 18 台，装机容量为 20.64GW，占比 39.5%。

图8：截至 2024Q3，公司控股的在运核电装机容量占比 40.8%



数据来源：中核战略研究院、各公司公告、开源证券研究所

图9：截至 2024Q3，公司控股的已核准在建或待建核电装机容量占比 39.5%



数据来源：中核战略研究院、中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

公司拥有五大核电基地，分布在浙江、江苏、福建、海南四省。截至 2024Q3 末，公司控股在运核电机组 25 台，总装机容量 23.75GW，权益装机容量 12.55GW，在运机组平均商运时间 11.17 年。其中，泰山一期 1 号机组于 1991 年首次并网，设计使用寿命 30 年，2021 年获准延续运行许可 20 年至 2041 年，是国内第一台获准延寿的核电机组；福建福清核电站 5 号、6 号机组是国内首批“华龙一号”的机组，截至 2024Q3 末，福清 5 号机组已投入商运超过 3.5 年。

表1：截至 2024Q3，公司控股在运核电机组 25 台，总装机容量 2375.0 万千瓦

电站/公司名称	持股比例	机组编号	机型	机组容量 (万千瓦)	商运时间	设计使用寿命 (年)	已商运时间 (年)
浙江泰山一核	72%	泰山一期 1 号机组	CP300	35.0	1994-04-01	30	30.25
		方家山 1 号机组	M310	108.9	2014-12-15	60	9.54
		方家山 2 号机组	M310	108.9	2015-02-12	60	9.38
浙江泰山二核	50%	泰山二期 1 号机组	CP600	67.0	2002-04-15	40	22.21
		泰山二期 2 号机组	CP600	67.0	2004-05-03	40	20.16
		泰山二期 3 号机组	CP600	67.0	2010-10-05	40	13.74
		泰山二期 4 号机组	CP600	67.0	2011-12-30	40	12.50
浙江泰山三核	51%	泰山三期 1 号机组	CANDU6	72.8	2002-12-31	40	21.50
		泰山三期 2 号机组	CANDU6	72.8	2003-07-24	40	20.93
江苏田湾核电	50%	田湾 1 号机组	VVER1000	106.0	2007-05-17	40	17.12
		田湾 2 号机组	VVER1000	106.0	2007-08-16	40	16.87
		田湾 3 号机组	VVER1200	112.6	2018-02-15	60	6.38
		田湾 4 号机组	VVER1200	112.6	2018-12-22	60	5.52
		田湾 5 号机组	M310	111.8	2020-09-08	60	3.81
		田湾 6 号机组	M310	111.8	2021-06-02	60	3.08
福建福清核电	51%	福清 1 号机组	M310	108.9	2014-11-22	60	9.61
		福清 2 号机组	M310	108.9	2015-10-16	60	8.71
		福清 3 号机组	M310	108.9	2016-10-24	60	7.68
		福清 4 号机组	M310	108.9	2017-09-17	60	6.79
		福清 5 号机组	华龙一号	116.1	2021-01-29	60	3.42
		福清 6 号机组	华龙一号	116.1	2022-03-25	60	2.26
海南昌江核电	51%	昌江 1 号机组	CP600	65.0	2015-12-25	40	8.51
		昌江 2 号机组	CP600	65.0	2016-08-12	40	7.88
浙江三门核电	51%	三门 1 号机组	AP1000	125.0	2018-09-21	60	5.78
		三门 2 号机组	AP1000	125.0	2018-11-05	60	5.65
公司控股核电机组合计				2375.0			

资料来源：中核战略规划研究总院、公司公告、开源证券研究所

核电站建设阶段可分为 FCD 准备、土建、设备安装、调试、并网五个部分。其中，FCD 准备阶段指核电机组获得国务院核准至核岛浇筑第一罐混凝土（FCD, The First Concrete Date）；土建施工阶段指 FCD 至主厂房穹顶吊装就位；设备安装阶段指核岛岛系统设备全面安装施工至核岛主系统具备冷态功能试验条件；调试阶段指电厂全面联合调试；并网阶段指发电机实现与电网首次并网后的调试。截至 2024Q3，公司控股的已核准在建或待建的机组 18 台，装机容量 20.64GW。

根据公司公告，华龙一号机组从核准至建设完成大约需要6年，目前多数在建/核准待建核电项目有望于“十五五”期间投产。截至2024Q3，公司控股的已核准在建或待建的机组（不含霞浦示范工程）18台，装机容量为20.64GW，已核准项目全部投产后，公司控股装机容量（不含霞浦示范工程）将较目前提升86.9%。

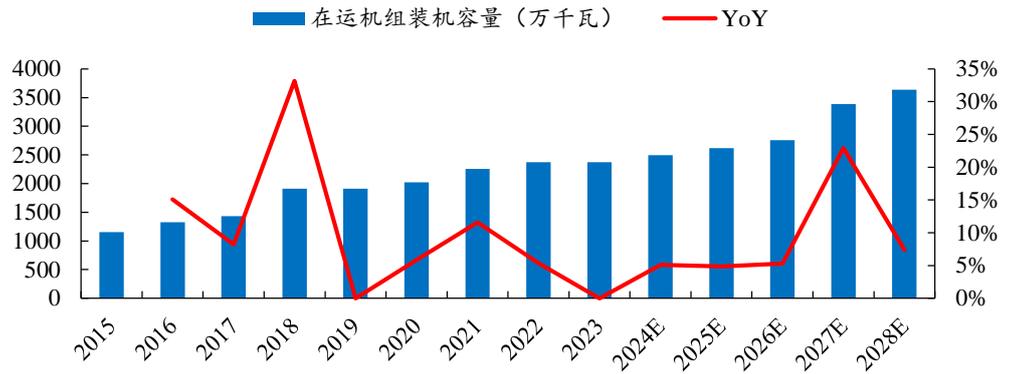
表2：截至2024Q3，公司控股的已核准在建或待建的机组18台，装机容量20.64GW

控股股东	电站名称	持股比例	机组编号	项目进度	机型	机组容量 (万千瓦)	拟投产时间
中国核电	江苏田湾核电	50%	田湾7号机组	设备安装	VVER1200	126.5	2026
			田湾8号机组	土建	VVER1200	126.5	2027
	海南昌江核电	51%	海南小堆示范机组	设备安装	玲龙一号	12.5	2026
	浙江三门核电	51%	三门3号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
			三门4号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
	福建漳州核电	51%	漳州1号机组	调试	华龙一号	121.2	2024
			漳州2号机组	设备安装	华龙一号	121.2	2025
			漳州3号机组	土建	华龙一号	121.2	未披露
			漳州4号机组	土建	华龙一号	121.2	2029
	辽宁徐大堡核电	54%	徐大堡1号机组	土建	CAP1000	129.1	2028
			徐大堡2号机组	土建	CAP1000	129.1	2029
			徐大堡3号机组	设备安装	VVER1200	127.4	2027
			徐大堡4号机组	土建	VVER1200	127.4	2027
	福建霞浦核电	55%	示范快堆1号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
			示范快堆2号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
	浙江金七门核电	50%	金七门1号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
			金七门2号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
	江苏徐圩核电	51%	徐圩1号机组	FCD准备	华龙一号	120.8	未披露
徐圩2号机组			FCD准备	华龙一号	120.8	未披露	
徐圩3号机组			FCD准备	高温气冷堆	66.0	未披露	
华能集团/ 中国核电	华能海南昌江核电	51%/49%	昌江3号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露
			昌江4号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露

资料来源：中核战略规划研究总院、中国核能行业协会、公司公告、公司官网等、开源证券研究所

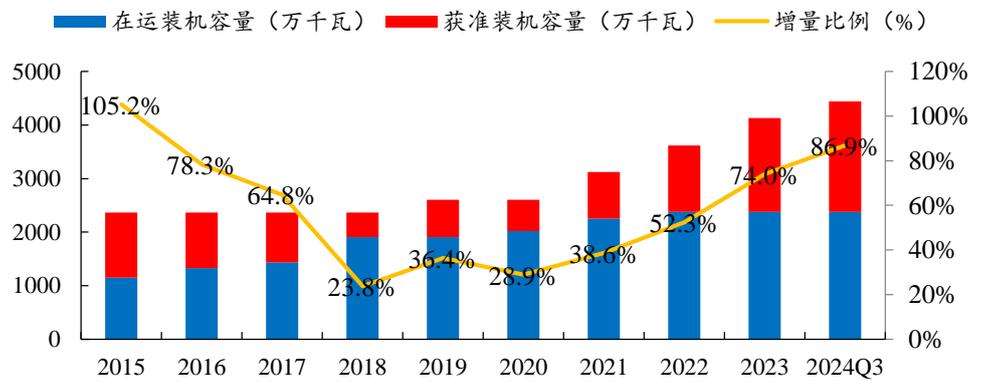
2015-2023年，公司控股核电装机容量快速增长，年复合增速为9.5%。2015年末，公司控股已商运核电机组14台，装机容量11.51GW；2023年末，公司控股已商运核电机组25台，装机容量23.75GW；2015-2023年复合增速为9.5%。根据公司公告，2024-2028年，公司共有11台在建机组拟达到商业运行条件，合计装机容量12.63GW；若项目建设进度符合预期，2028年末公司控股核电机组装机容量将达到36.38GW，较2023年末提升53.2%，年复合增速8.9%。

图10: 公司控股核电装机容量快速增长, 2015-2023 年复合增速为 9.5%



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

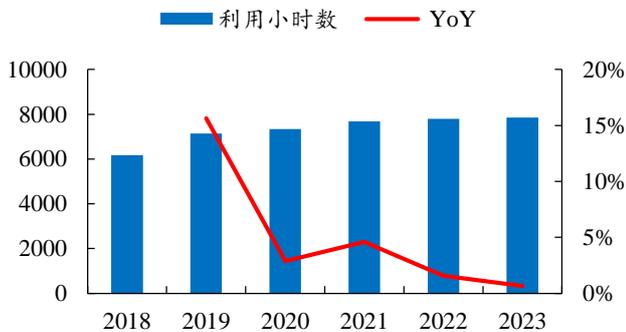
图11: 2015-2024Q3, 公司新增核准机组 18 台, 装机容量 20.76GW



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

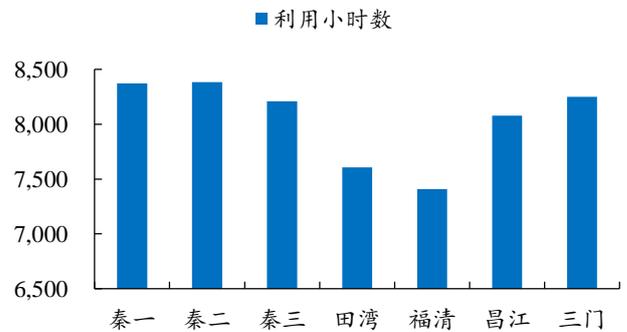
2018-2023 年, 公司控股机组运营效率持续改善, 平均利用小时数逐年提升。2023 年, 公司核电机组平均利用小时数 7852, 同比提升 0.7%; 2023 年全年, 公司共完成 17 次换料大修, 其中常规大修 16 次, 平均工期 23.75 天, 较 2022 年优化 3.4 天。

图12: 公司控股机组平均利用小时数逐年提升



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

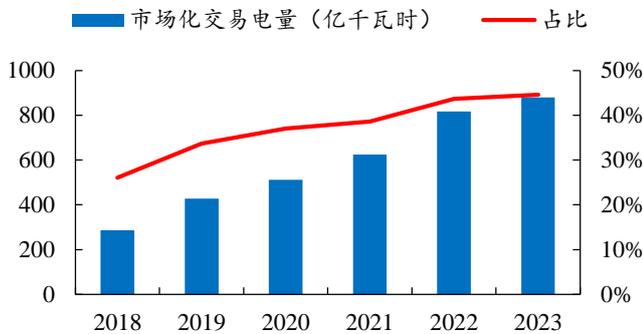
图13: 2023 年公司下属机组平均利用小时数 7852



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

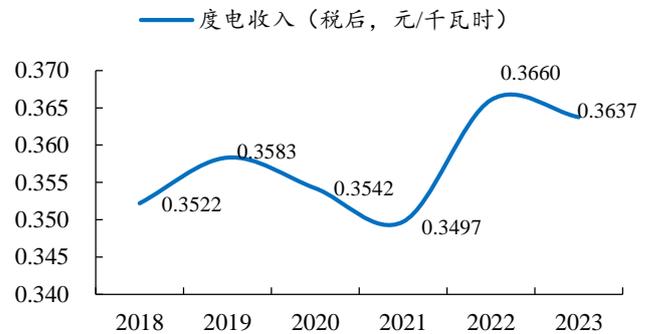
公司市场化交易电量占比逐年提高，平均上网电价保持稳中有升。2023年，公司市场化电量约为880亿千瓦时，市场化电量比例为44.6%，同比提升0.9个百分点；核电平均上网电价（税后）0.3637元/千瓦时，较2018年提高3.3%。

图14：公司市场化交易电量逐年提升



数据来源：公司公告、开源证券研究所

图15：公司平均上网电价稳中有升



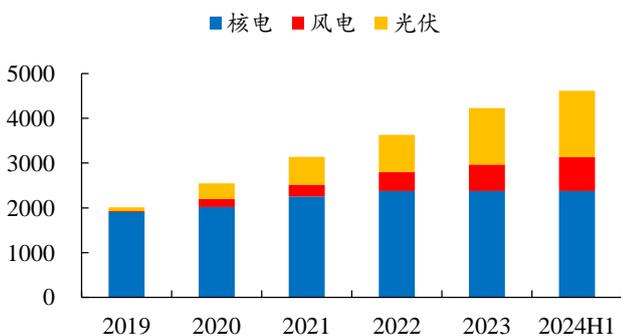
数据来源：公司公告、开源证券研究所

1.4.2、中核集团下唯一绿电开发运营平台，风光打造第二增长曲线

2020年，公司收购兄弟公司中核汇能，成为中核集团下唯一绿电开发运营平台。控股股东与公司不存在同业竞争。2020年12月，经公司董事会审议，同意公司向控股股东中核集团收购其持有的中核汇能有限公司100%股权；同日，中核集团出具了避免同业竞争的函，承诺除重组时保留的业务外，中核集团及其附属企业将不从事与本公司主营业务构成实质竞争的业务或活动。2021年1月，中核汇能100%股权转让过户手续已完成，中核汇能已成为公司全资子公司。2022年5月，中核汇能完成增资扩股。截至2024中报，公司控股中核汇能70%。

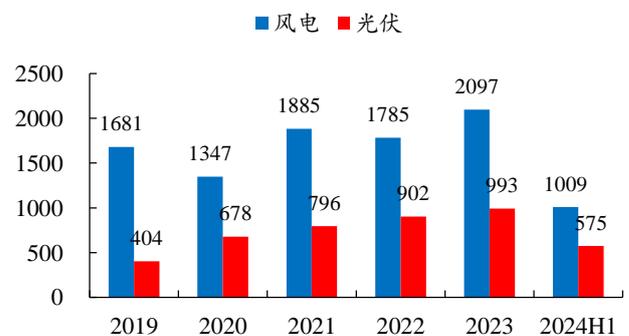
2020年起，公司风光装机容量快速扩张，利用小时数不断改善。截至2024中报，公司控股风电装机容量7.56GW，光伏装机容量14.81GW，风光装机容量合计22.37GW，占公司发电资产总装机容量的48.5%。2024年上半年公司获取新能源指标5.78GW，其中风电1.60GW，光伏4.18GW；2024年6月中核汇能完成哈萨克斯坦阿拜项目的股权交割，实现海外风电项目“零”的突破。根据公司“十四五”规划目标，新能源总装机容量将达到30GW。2023年，公司风电机组平均利用小时数2097，光伏机组平均利用小时数993，较2020年实现较大提升。

图16：2020年起，公司风光装机容量快速扩张(万千瓦)



数据来源：公司公告、开源证券研究所

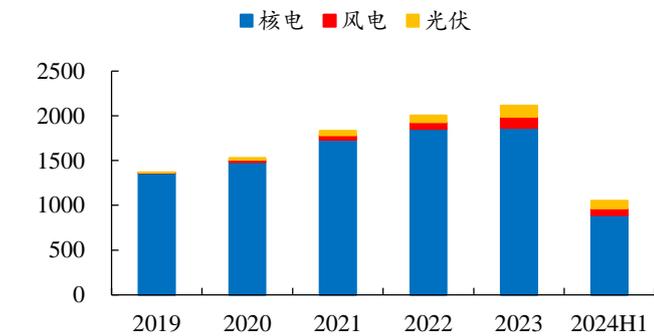
图17：2020-2023年，公司风光机组利用小时数有所提升



数据来源：公司公告、开源证券研究所

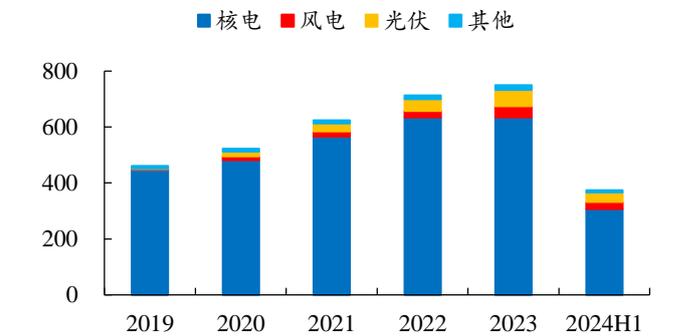
公司绿电业务收入已具备一定规模。2023年，公司实现风光发电量161.42亿千瓦时，占总发电量的11.8%；实现风光售电收入98.09亿元，占营业总收入的13.1%。

图18：2023年，公司风光发电量占比11.8%



数据来源：公司公告、开源证券研究所

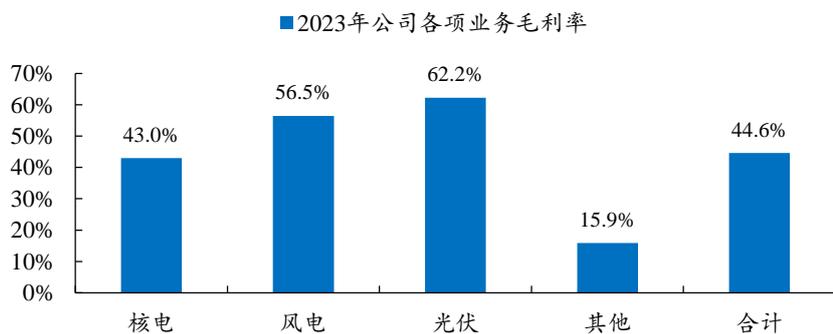
图19：2023年，公司风光发电收入占比13.1%



数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

绿电毛利率高于核电，风光业务占比提升有望抬高公司毛利率中枢。2023年，公司核电、风电、光伏发电毛利率分别为43.0%、56.5%、62.2%。整体毛利率为44.6%，风光业务占比提升有望抬高公司毛利率中枢。

图20：2023年公司核电、风电、光伏发电毛利率分别为43.0%、56.5%、62.2%



数据来源：Wind、开源证券研究所

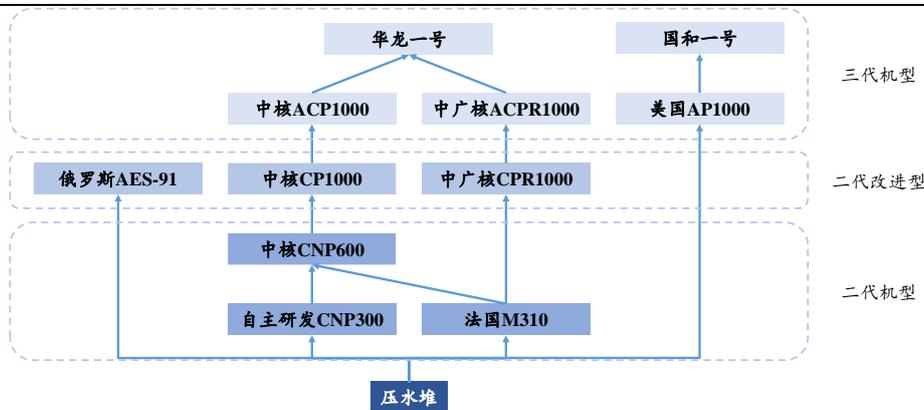
2、核电：电力转型的“充要条件”，核电核准有望常态化

2.1、“华龙一号”先进技术助力核准恢复，政策托底量&价

我国已形成“华龙一号”、“国核一号”自主三代核电技术。上世纪 80 年代以来，我国以秦山一期 30 万千瓦起步，同时吸收法国 M310 技术，研发 60 万千瓦、百万千瓦级二代热堆核能机型，实现了标准化、批量化发展。本世纪尤其在 2011 年福岛核事故以后，我国对标全球最高安全标准，加快推进“华龙一号”、“国和一号”自主三代核电实现批量化发展。目前，我国热堆技术已经实现了由二代向三代的全面跨越并走出国门，2021 年“华龙一号”全球首堆——福建福清 5 号机组以及海外首堆——巴基斯坦卡拉奇 K-2 机组正式投入商运。截至 2024H1，世界范围内在运“华龙一号”机组 6 台，其中国内 4 台，巴基斯坦 2 台。“国和一号”一期示范工程于 2021 年开工，规划建设 2 台“国和一号”机组，机组单机发电功率 153.4 万千瓦，设计寿命 60 年，有望于 2024 年年内投运。

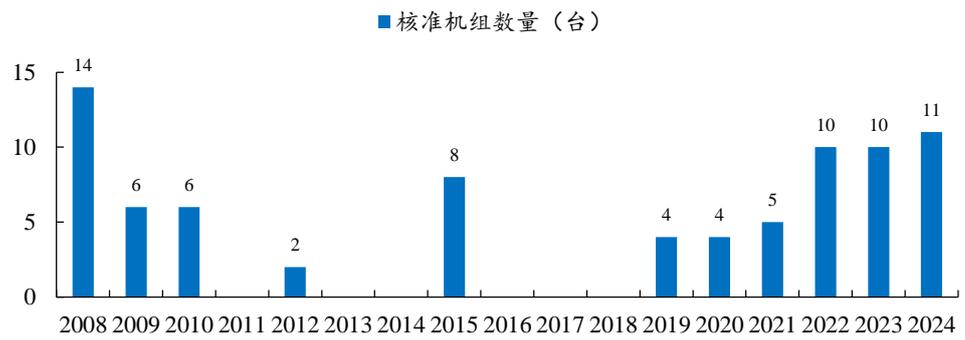
“华龙一号”具备能动安全和非能动安全系统，极端条件下依旧能够保证安全。历史上三次重大核事故使公众对核电的安全性产生了较大的怀疑，1979 年美国三哩岛核事故、1986 年苏联切尔诺贝利核事故和 2011 年日本福岛核事故的共同原因在于人为操作失误和极端情况导致的能动安全系统失效，最终导致堆芯过热熔毁、放射性物质扩散。“华龙一号”可以抵御 17 级台风、9 度地震烈度；同时，“华龙一号”非能动安全系统能够在电站断电的极端条件下，依靠重力、温差和压缩空气等自然力，通过蒸发、冷凝、对流、自然循环等自然过程来带走热量，防止堆芯过热熔毁。

图21：我国核电技术路线经历多次迭代，已形成自主三代核电技术



资料来源：公司官网、开源证券研究所

我国自主核电技术先进性得到验证，核电核准、建设进入快车道。2011 年福岛核事故后，国务院《核电中长期发展规划（2011-2020 年）》提出“只在沿海安排少数经过充分论证的核电项目厂址，不安排内陆核电项目”，“十二五”期间核准 10 台机组，“十三五”期间仅核准 8 台机组。2021 年“华龙一号”全球首堆成功投入商运，而后政府工作报告提出“确保安全前提下积极有序发展核电”，政策发生转向。2022-2024 年分别核准核电机组 10/10/11 台机组，其中采用“华龙一号”技术的机组 18 台；截至目前，我国在运/在建/核准待建“华龙一号”机组累计达 30 台，我国核电建设进入快车道。

图22：2019年起核电项目核准恢复，2022-2024年核准节奏保持稳定


数据来源：中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

电量：政策保障核电优先消纳，保量保价与保量市价结合。2017年，《保障核电安全消纳暂行办法》明确核电保障性消纳的基本原则为“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”，电力供求平衡的地区核电机组按机组满发运行来安排年度计划电量，电力过剩地区按照上一年当地发电平均利用小时数的一定倍数确定核电机组保障利用小时数，保障外的发电量鼓励通过市场化方式消纳；2019年，《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》提出优先发电是确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行的有效方式，《关于全面放开经营性电力用户发电计划的通知》正式将核电机组发电量纳入优先发电计划。2021年，《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》提出，督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购。

表3：核电入选优先发电计划，政策保障优先消纳

政策文件	发布时间	主要内容
《保障核电安全消纳暂行办法》	2017年	明确核电遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则实行保障性消纳。
《关于有序放开发用电计划的通知》	2017年	国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。
《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》	2019年	优先发电是确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行的有效方式。
《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》	2019年	核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。
《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》	2021年	督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购；规范清洁能源电力参与市场化交易，完善清洁能源消纳交易机制和辅助服务市场建设。

资料来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

电价：核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变。

核电发展初期，国家采取支持核电发展的电价模式，不论是个别定价还是经营期定价，不论是从机组利用小时还是内部收益率（FIRR）来看，都制定了支持政策，对促进我国核电发展起到了积极的作用。

2013年，国家发展改革委下发《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，将核电上网电价由个别定价改为对新建核电机组实行标杆上网电价政策，并核定全国核电标杆电价为0.43元/千瓦时，标志着我国核电结束了“一厂一价”的定价机制，正式迎来标杆电价时代，核电定价机制从计划走向市场。

2015年新一轮电力市场改革以来，核电电价市场化改革进一步深化，逐步引入双边协商定价和市场竞争机制，对核电经济性提出更高要求。2016年，部分核电机组开始参与电力市场改革，上网电量划为两部分，不参与电力市场的部分继续执行核准电价（也称计划电价），参与电力市场的部分执行市场定价。

2020年起，煤电价格联动机制取消，定价机制由标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化机制；核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。

表4：核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变

时间	政策文件	主要内容
2013年之前	/	2013年以前投运的核电站，上网电价按照“成本加合理利润”，采用过还本付息电价、经营期电价、本利浮动电价等
2013年	《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》	2013年后新投产的核电站（除特殊项目外）开始采用标杆上网电价制度，上网电价采用所在地燃煤机组标杆上网电价和核电标杆上网电价的较低值
2015年	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划
2019年	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》	将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制；基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%；核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价

资料来源：中能传媒研究院、郑保军《促进核电高质量发展的电价机制研究》、国家发改委、开源证券研究所

公司核电项目集中在沿海地区。截至2024Q3末，公司在运、在建、核准待建核电站分布在浙江、江苏、福建、辽宁、海南5省，靠近沿海负荷中心。

核电市场化电价高于核电计划电价，市场化交易占比扩大有望抬升度电收入。根据各省电力交易中心公告，2023年平均市场化电价均较省内核电计划上网电价上浮10%以上。核电机组参与市场化交易有望抬升平均上网电价。

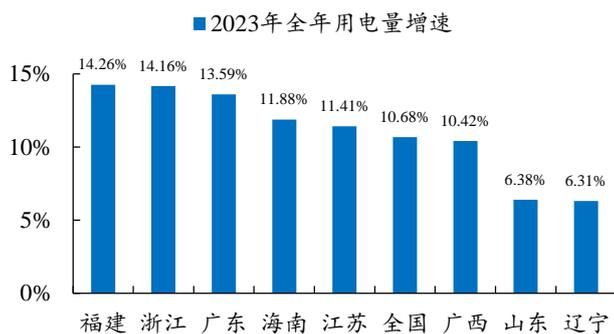
表5：各省平均市场化电价高于核电计划电价（元/千瓦时）

省份	燃煤基准价	2023年平均市场化上网电价	核电机组	核电平均计划电价	燃煤基准价较核电计划电价差异	2023年平均市场化电价较核电计划电价差异
福建	0.3932	0.4437	宁德	0.3953	-0.5%	12.2%
			福清	0.3885	1.2%	14.2%
浙江	0.4153	/	秦山	0.4189	-0.9%	/
			三门	0.4203	-1.2%	/
江苏	0.3910	0.4649	田湾	0.4064	-3.8%	14.8%
辽宁	0.3749	0.4255	红沿河	0.3798	-1.3%	12.0%

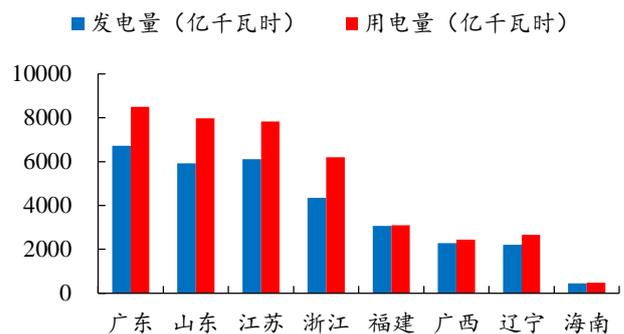
资料来源：各省发改委、各省电力交易中心、各公司公告、开源证券研究所

注：核电平均计划电价采用装机容量加权。

核电大省电力需求旺盛，核电市场化电价具备支撑。2023年，核电装机8省用电量占全国总用电量的42.47%，并且其中5省用电量增速高于全国用电量增速。2023年，核电装机8省用电量全部高于发电量；其中，广东、山东、江苏、浙江、辽宁5省省内电力供需呈现较大缺口，市场化电价具备较燃煤基准价上浮的支撑。

图23：2023年核电8省中，5省用电量增速高于全国


数据来源：Wind、开源证券研究所

图24：2023年核电8省用电量均高于发电量


数据来源：Wind、开源证券研究所

各省核电市场化交易政策：超额盈利回收机制削弱核电电价上浮弹性。

福建：除华龙一号机组外，全部参与市场化交易。根据福建省发改委文件，2024年福清核电1-4号机组、宁德核电1-4号机组原则上全部上网电量参与市场交易，交易规模约640亿千瓦时。

浙江：核电市场化规模约50%，2023年新增超额回收机制。2023年，浙江省发改委提出对核电机组的中长期交易电量，按照双边协商交易形成的中长期合约电价与核电机组上网电价之差的一定比例进行回收（负值置零），超额回收机制将核电市场化电价压制在计划电价附近。

江苏：核电市场化规模逐年扩大，交易价格不设限制。根据江苏省发改委文件，2022至2024年江苏核电有限公司所属核电机组（田湾核电）全年市场交易电量由不低于200亿千瓦时增长至270亿千瓦左右，约占田湾核电年发电量的50%。

辽宁：优先发电以外的上网电量全部参与市场化交易。根据辽宁省工业和信息

化厅文件，2023 年辽宁红沿河核电预计上网电量 470 亿千瓦时，优先发电量 133 亿千瓦时。

海南：核电不参与市场化交易。

表6：广东、浙江核电电价设置超额盈利回收机制

省份	市场化电量占比	电价形成方式	市场化电价能否传导至公司
福建	约 80%	市场化	能够传导
浙江	约 50%	市场化+超额盈利回收	部分传导（未披露）
江苏	约 50%	市场化	能够传导
辽宁	约 30%	市场化+计划	能够传导

资料来源：各省发改委、各省电力交易中心、开源证券研究所

公司核电上网电价整体保持稳定。根据公司公告，公司核电机组所在四省中，福建、浙江两省 2024 年度长协电价与当地核电核准电价基本持平；江苏省长协店家波动对公司利润影响有限；海南核电不参与市场化交易。

2024 年江苏省年度长协电价有所下降，但下降后长协均价仍高于核电计划电价，核电参与市场化交易对上市公司有利。根据江苏省电力交易中心公告，2024 年度长协平均电价 0.4529 元/千瓦时，较 2023 年下降 0.014 元/千瓦时，降幅 2.94%。假设江苏田湾核电上网电量 500 亿千瓦时；2023、2024 年市场化电量（包含年度长协与月度竞价）分别为 220、270 亿千瓦时，市场化电量占比分别为 44.0%、54.0%；田湾核电站装机容量加权的计划上网电价 0.4064 元/千瓦时，江苏省燃煤基准价 0.3910 元/千瓦时，2023、2024 年度长协均价分别为 0.4666、0.4529 元/千瓦时，分别较燃煤基准价上浮 19.3%、15.8%。

由于月度竞价电量较少（2023 年不超过 40 亿千瓦时，2024 年为 30 亿千瓦时），假设月度竞价交易电价等于年度长协电价。据测算，由于 2024 年度长协均价下滑后仍然大幅高于计划上网电价，以市场化电价上浮 20%、市场化交易比例 45%为基准（接近 2023 年情形），当市场化电价上浮比例下降至 15%、市场化交易比例提升至 55%时（接近 2024 年情形），公司归母净利润减少约 0.96 亿元，占 2023 年公司归母净利润不足 1%，对公司业绩影响有限。

表7：公司市场化交易影响测算假设条件

项目	数值	备注
税金及附加/营业收入	1.3%	2022-2023 年平均值
所得税率	16%	2022-2023 年平均值
少数股东损益/净利润	45%	2022-2023 年平均值

数据来源：Wind、开源证券研究所

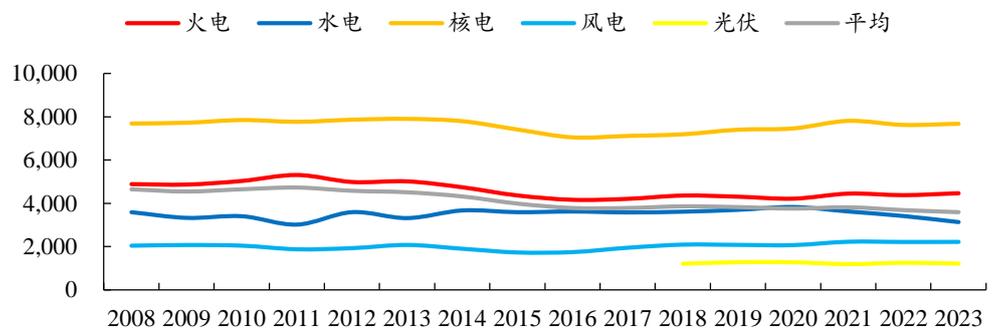
表8：市场化交易电量占比提高能够冲抵市场化电价下行带来的影响（归母净利润变动额，亿元）

		江苏省市场化电价较基准价上浮比例										
		10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
市场化交易电量占比	45%	-3.77	-3.39	-3.01	-2.64	-2.26	-1.88	-1.51	-1.13	-0.75	-0.38	0.00
	50%	-3.51	-3.10	-2.68	-2.26	-1.84	-1.42	-1.00	-0.58	-0.16	0.25	0.67
	55%	-3.26	-2.80	-2.34	-1.88	-1.42	-0.96	-0.50	-0.04	0.42	0.88	1.34
	60%	-3.01	-2.50	-2.00	-1.50	-1.00	-0.49	0.01	0.51	1.01	1.51	2.02
	65%	-2.75	-2.21	-1.66	-1.12	-0.58	-0.03	0.51	1.06	1.60	2.15	2.69
	70%	-2.50	-1.91	-1.33	-0.74	-0.15	0.43	1.02	1.60	2.19	2.78	3.36
	75%	-2.25	-1.62	-0.99	-0.36	0.27	0.89	1.52	2.15	2.78	3.41	4.03
	80%	-1.99	-1.32	-0.65	0.02	0.69	1.36	2.03	2.70	3.37	4.04	4.71
	85%	-1.74	-1.03	-0.31	0.40	1.11	1.82	2.53	3.24	3.96	4.67	5.38

数据来源：Wind、江苏省电力交易中心、公司公告、开源证券研究所

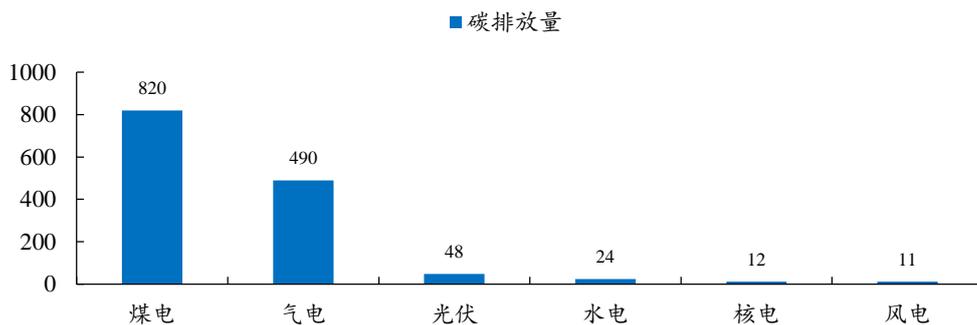
2.2、核电低碳且低成本，沿海厂址储备充裕，是理想的基荷电源

核电出力稳定，年利用小时数在主力电源中最高。核电出力不受季节和气候等因素影响，除短暂的换料大修外，能以额定功率长期稳定运行。2023 年我国发电设备平均利用时长 3592 小时，其中核电 7670 小时，火电 4466 小时，水电 3133 小时，风电 2225 小时，光伏发电 1218 小时。

图25：核电年利用时长在各主力电源中最高（单位：小时）


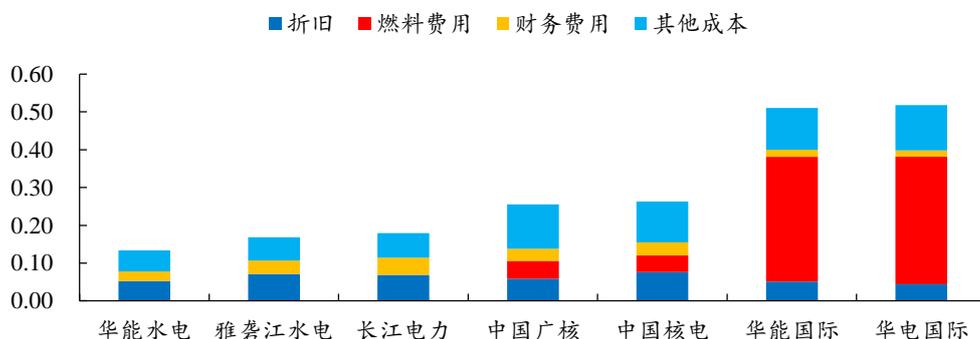
数据来源：Wind、开源证券研究所

核能全生命周期碳排放量处于较低水平，是优质的清洁能源。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）的数据，核电全生命周期度电二氧化碳排放当量中位数约为 12 克，与风电接近，低于光伏和水电，远低于煤电和气电。

图26：核电度电等效二氧化碳排放量仅 12 克（单位：克-二氧化碳/千瓦时）


数据来源：IPCC、开源证券研究所

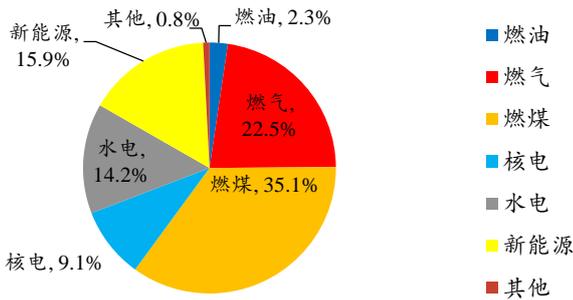
核电度电成本在主力电源中处于较低水平，上下游供需稳定。相较于火电，核电行业燃料成本占度电成本比重更低，且核电上市公司均与各自集团下铀业兄弟公司签订了燃料供应长协，燃料成本受现货铀价波动影响微弱，度电燃料成本具备刚性；除了人员成本变动、财务成本变动等宏观风险因素外，与其余行业几乎不具备相关性。下游来看，核电电能质量优秀且价格较低，虽然国家政策保障核电优先上网，但与新能源保消纳有本质区别，核电和水电消纳的市场性强于政策性。

图27：水电和核电度电成本显著更低，可衰减成本占比更高（单位：元/千瓦时）


数据来源：Wind、各公司定期报告、开源证券研究所

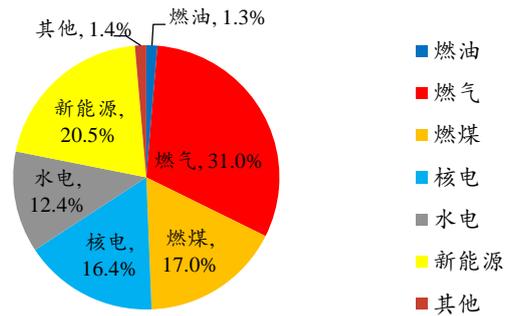
核能是重要的清洁能源，在世界能源结构中占据重要地位。根据能源研究所(EI)的数据，2023年世界总发电量29924.8TWh，核电贡献2737.7TWh，占比9.1%；经合组织(OECD)国家总发电量11178.6TWh，核电贡献1831.7TWh，占比16.4%。

图28：2023年世界发电结构核电占比9.1%



数据来源：EI、开源证券研究所

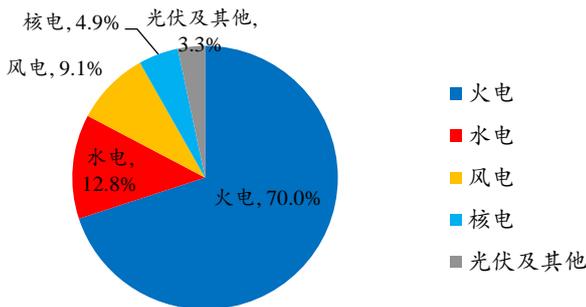
图29：2023年OECD国家发电结构核电占比16.4%



数据来源：EI、开源证券研究所

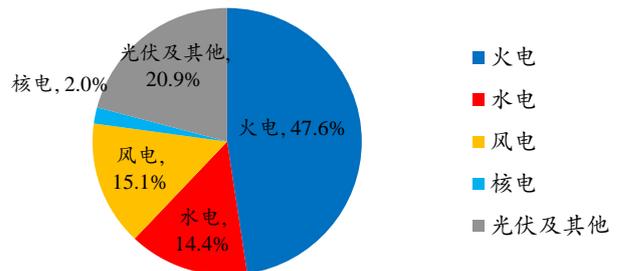
我国核电装机容量、发电量占比均低于世界平均水平。根据中国核能行业协会数据，2023年我国累计发电量为89092.0亿千瓦时，运行核电机组累计发电量为4333.71亿千瓦时，占全国累计发电量的4.9%，远低于世界平均水平9.1%和OECD国家平均水平16.4%。截至2023年末，我国商运核电机组55台，装机容量57.03GW，仅占全国总发电装机容量的2.0%。

图30：2023年我国发电结构核电占比4.9%



数据来源：中国核能行业协会、中电联、开源证券研究所

图31：截至2023年末，我国装机结构核电占比2.0%



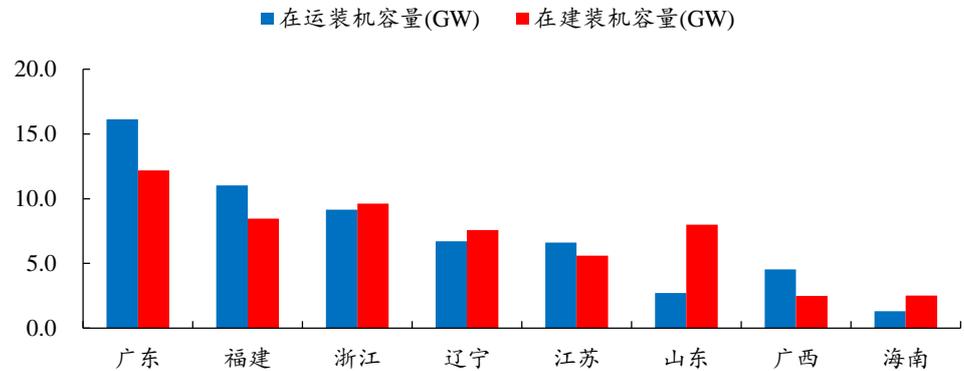
数据来源：中国核能行业协会、中电联、开源证券研究所

三代核电相关设备国产化率超90%，具备每年10台/套左右主设备制造能力。“华龙一号”首堆设备国产化率达88%，实现了反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备在内的411台设备的国产化；目前批量化建设阶段相关设备国产化率已超90%。截至2023年底，“国和一号”已实现整机100%国产化能力。目前，我国已形成每年10台/套左右的百万千瓦级压水堆主设备制造能力，具备同时建造40余台核电机组的工程施工能力。

未来十年有望保持每年开工8-10台百万千瓦核电机组的建设节奏。根据核能行业协会的报告，预计到2035年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到10%左右，与当前全球平均水平相当，到2060年，核能发电量占比需达到18%左右，与当前OECD国家水平相当。“十五五”和“十六五”期间，按年度开工8-10台百万千瓦机组规模预计，2030年、2035年我国核电装机将分别达到1.2亿、1.5亿千瓦左右，发电量分别约占全国总发电量的7.3%、10.0%。2022-2024年，我国已连续三年每年核准不低于10台机组，未来核准节奏有望维持平稳。

沿海核电厂址储备充裕，可满足中期发展需要。根据公开资料，沿海核电厂址广西玉林、辽宁庄河、山东辛安等多个厂址已纳规，但尚无机组核准；现有核电厂址浙江三门、浙江金七门、广东廉江等部分已纳规机组尚未核准，沿海核电厂址储备充裕。根据公司公告，我国核电若按照当前每年8-10台的核准节奏，沿海的核电厂址尚可满足“十四五”，甚至“十五五”的发展需要。

图32：我国在运、在建核电站主要分布在华南、华东沿海地区



数据来源：中核战略研究院、中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

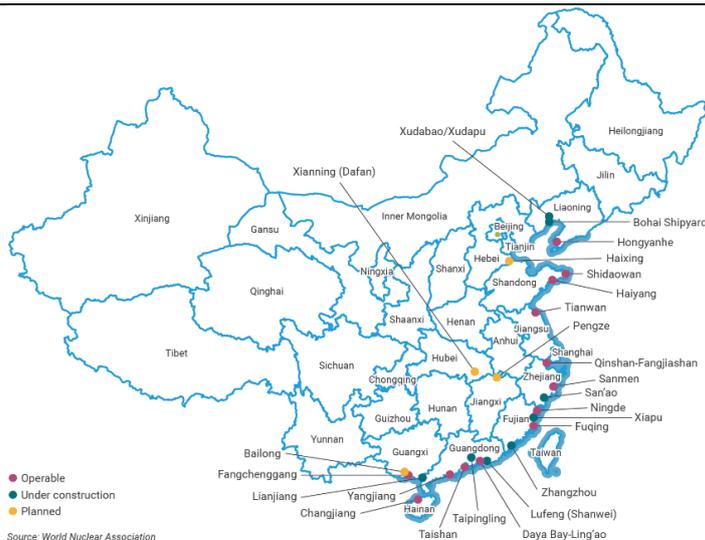
2011年后我国内陆核电建设暂停。2008年前后，国家发改委相继审批通过了湖南桃花江、湖北咸宁、江西彭泽等内陆核电项目；2011年福岛核事故后我国内陆核电建设暂停；根据中国核能行业协会的一份报告，截至2021年，上述三个核电项目均已完成项目审批与核准所需的工作，累计投入已超过120亿元，具备申请项目核准开工建设条件。

内陆核电技术上完全可行。内陆核电厂一般是通过直流冷却、冷却塔和水库等多种方式相结合的冷却方式来带走多余的热量，对河流水流量的要求并不高。我国内陆核电厂厂址均布局在长江流域以及其他水资源丰富的地区，并采用降低核电厂的用水量和耗水量的水冷却方案（如二次循环冷却、空冷和中水再利用等）；采用二次循环冷却方式的4台百万千瓦的核电机组，补水需求约为4~6立方米每秒。中国广核集团有限公司党委书记、董事长杨长利曾表示，全世界核电在内陆和沿海采用相同的安全标准，我国规划的内陆核电厂址具有足够抗震裕量、抵御洪水和干旱的能力。

世界核电选址内陆是普遍现象，内陆核电与沿海核电数量相当。根据世界核协会（WNA）公布的数据，截至2020年年底，全球在运行的441台核电机组中，有251台分布在内陆，占比57%。美国94台核电机组中有74台分布在内陆，占比79%，其中密西西比河流域31台；法国56台核电机组中有36台分布在内陆，占比64%，其中罗纳河沿岸14台。另外，我国出口巴基斯坦的四台核电机组全部位于内陆地区；位于北京的快中子实验堆和高温气冷实验堆已平稳运行多年。

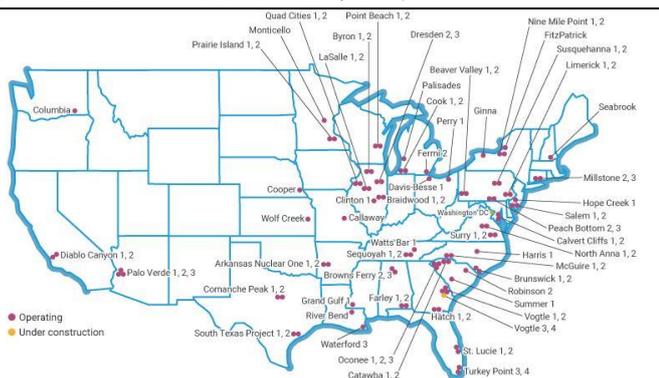
核电站替换火电站热电联产具备理论和经济可行性。国内目前在运的大型压水堆核电机组二回路蒸汽温度一般为200~300摄氏度，可以在发电同时满足部分中低温热负荷需求。以高温气冷堆为代表的第四代核反应堆主蒸汽参数与常规火电超高压机组参数基本相当，可同时承接火电厂退役后电力用户、热力用户，直接和原有管网系统、原有出线走廊对接，无需新建电力和蒸汽输出设施，经评估和少量改造后，火电厂现有配套设施可直接用于高温气冷堆核电站。

图33：2011年后我国内陆核电建设暂停，目前在运、在建核电站集中在沿海地区



资料来源：WNA

图34：美国 79%的核电站分布在内陆



资料来源：WNA

图35：法国 64%的核电站分布在内陆



资料来源：法国驻华使馆官网

2.3、新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑

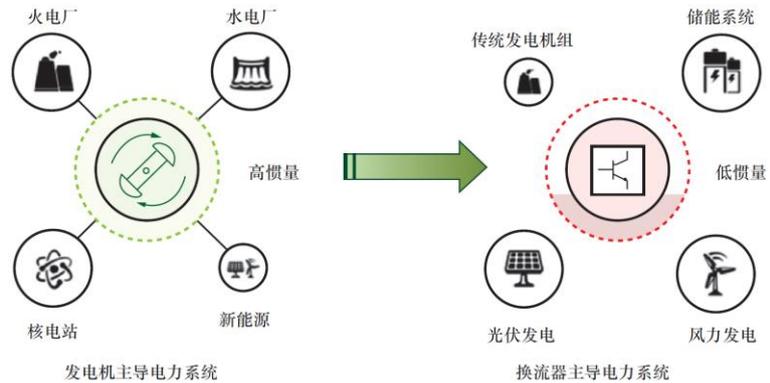
新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑。随着新能源装机和发电量占比持续提升，电力系统主体电源由连续可控的火电机组变为弱可控和强不确定的风光机组，高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显。常规火电机组被新能源机组大规模替代导致系统转动惯量减少、电力系统保持频率和电压稳定的能力下降。核电机组是同步发电机，具有转动惯量，能够提高系统阻尼，为电力系统提供有效的功角稳定、电压稳定和频率稳定支撑，能够有效应对火电机组减少带来的系统安全风险，是新型电力系统安全稳定运行的重要保障。

核电能够缓解华中地区电力供需困境。2024年4月，中国核能行业协会发布《中国核能发展报告（2024）》蓝皮书，建议优化核电布局，针对电力供应缺口问题突出的华中省份，尽快启动核电项目建设；中国工程院院士、国家电网有限公司顾问舒印彪指出，中国中部地区，位于能源供应的末端，水电资源已开发，在运煤电机组多，风光资源不具备基地型开发条件，核电成为实现能源可持续供应和替代煤电的较好选择，2030年前后，应适时启动中部地区核电项目前期及工程建设工作，内陆

核电将对保障中部省份持续增长的用电需求、优化电源结构起到重要作用。

未来核电将充当电力系统的基荷电源发挥重要作用。根据国家电投的报告，未来风光总容量将超过 50%，但要保证工业负荷瞬态安全，电网应该具有 60%的稳定负荷供应能力，发电量：火电（25%）、水电（15%）、核电（20%）与储能联动。未来核电装机容量应达到 4 亿千瓦、发电量在骨干电网占比应超过 20%，预计需要持续建设 200 台以上的大型先进压水堆，直接总投资将超过 4 万亿。

图36：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少



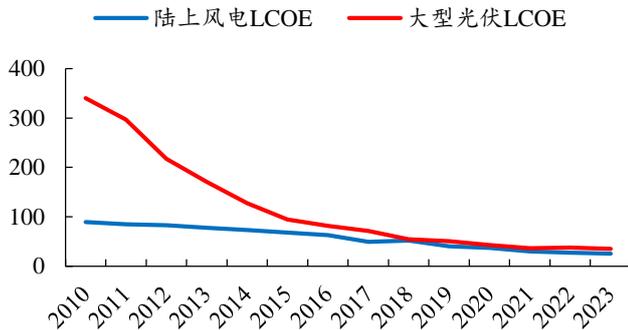
资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》

3、风光：价格传导机制理顺有望提振绿电收益

3.1、新能源投资成本持续下行，全国风光装机容量快速增长

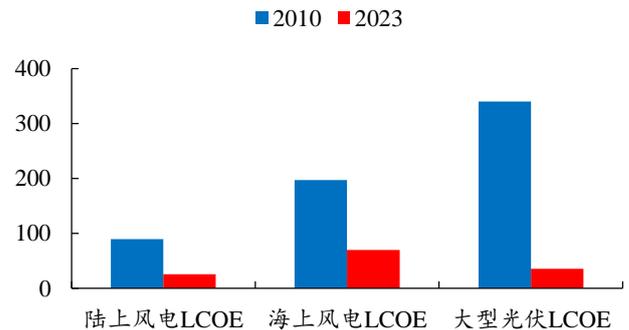
新能源投资建设成本大幅下降。根据国际可再生能源机构（IRENA）的报告，2023年，我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站加权平均平准化成本（Levelised Cost of Electricity, LCOE）分别为 25.97 美元/兆瓦时、70 美元/兆瓦时、35.65 美元/兆瓦时，分别较 2010 年下降 71.1%、34.9%、89.5%。

图37：我国陆上风电和大型光伏电站平准化发电成本持续下降（美元/兆瓦时）



数据来源：IRENA、开源证券研究所

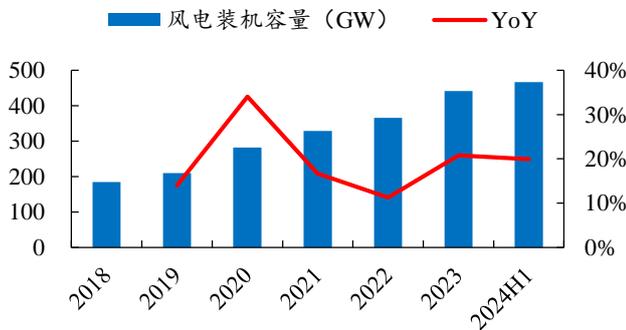
图38：2023年我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站平准化发电成本较2010年显著下降（美元/兆瓦时）



数据来源：IRENA、开源证券研究所

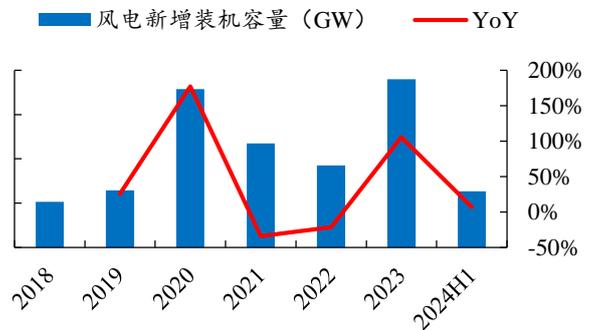
我国新能源累计装机容量快速提升。截至 2024H1，我国风电装机容量 466.71GW，同比增长 19.9%；光伏装机容量 713.50GW，同比增长 51.6%。2024 年上半年，我国新增风电装机容量 25.37GW，同比增长 6.7%；新增光伏装机容量 102.48GW，同比增长 31.3%。

图39：截至 2024H1，我国风电装机容量 466.71GW，同比增长 19.9%



数据来源：国家能源局、开源证券研究所

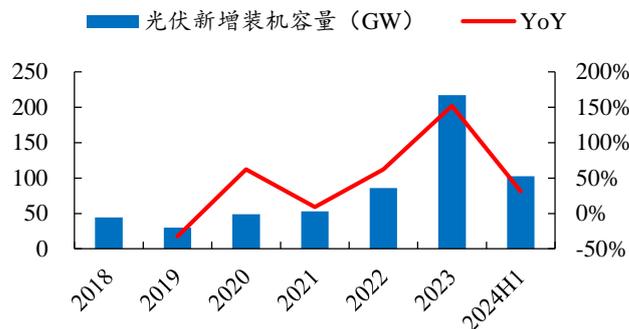
图40：2024 年上半年，我国新增风电装机容量 25.37GW，同比增长 6.7%



数据来源：国家能源局、开源证券研究所

图41：截至 2024H1，我国光伏装机容量 713.50GW，同比增长 51.6%


数据来源：国家能源局、开源证券研究所

图42：2024 年上半年，我国新增光伏装机容量 102.48GW，同比增长 31.3%


数据来源：国家能源局、开源证券研究所

3.2、市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制

2017 年以前，我国绿电政策重点在于建立可再生能源发电全额保障性收购机制，促进电网落实保障性收购任务。

2019 年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》正式提出建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自 2019 年起，两部委每年印发各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重。

2020 年，山东、黑龙江、湖北、陕西、北京、重庆等地先后印发本地区“消纳保障实施方案”，各类市场主体除了实际消纳可再生能源电量以外，还可以通过购买其他市场主体“超额消纳量”、自愿认购绿色电力证书等方式完成消纳量。

2021 年国家能源局华北监管局出台修订的《京津冀绿色电力市场化交易规则及配套优先调度实施细则》，北京电力交易中心出台《北京电力交易中心可再生能源电力超额消纳量交易规则（试行），“可再生能源电力超额消纳量交易”和“绿证交易”应运而生。

伴随着可再生能源消纳责任保障机制的建立，超额消纳量交易绿电绿证交易等市场交易机制逐步形成，一系列举措标志着我国向着建立可再生能源电力发展和消纳的长效机制又迈进一步。

表9：2006-2023年，我国绿电绿证交易机制逐步健全

文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当 全额收购 其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务
《可再生能源法》修正	2009	国家实行可再生能源发电 全额保障性收购 制度
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中发〔2015〕9号	2015	确保可再生能源发电依照规划保障性收购、认真落实可再生能源发电保障性收购制度
《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》国能新能〔2016〕54号	2016	国家能源局将制定各省（区、市）能源消费总量中的可再生能源比重目标和全社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标，且明确提出“ 建立可再生能源电力绿色证书交易机制 ”
《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》发改能源〔2016〕625号	2016	完善了可再生能源发电 全额保障性收购 机制的配套文件
《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》发改能源〔2016〕1150号	2016	要求做好风电、光伏发电 全额保障性收购 管理工作
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》发改能源〔2019〕807号	2019	正式提出建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自2019年起，两部委每年印发各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力 消纳责任权重
《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》发改办能源规〔2020〕245号	2021	尽快建立 绿色电力交易市场
《绿色电力交易试点工作方案》	2021	明确绿色电力交易定义和交易框架、强调绿色电力交易的优先原则、规范绿色电力产品的交易方式、厘清绿色电力产品的市场化定价机制、提出绿色电力交易的衔接与发展预期
《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》发改办体改〔2022〕129号	2022	鼓励新能源以 差价合约 形式参与现货市场

资料来源：政府官网、国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

2017年，《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）提出建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系，试行可再生能源绿色电力证书的核发工作，完善绿色电力证书的自愿认购规则，做好绿色电力证书自愿认购责任分工，我国绿证机制开启试运行。风电、光伏发电企业出售绿证后，相应电量不得再享受补贴。绿证核发对象暂限于陆上风电和集中式光伏项目。

2019年，《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）提出开展平价上网项目和低价上网试点项目建设，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿，促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。风光进入无补贴时代，亟待与其他支持政策衔接。

2023年，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）明确绿证适用范围，规范绿证核发，完善绿证交易。2023年1044号文，全方位提高绿证唯一性、通用性和权威性，标志着我国进入“全面绿证”阶段。

表10：发改能源〔2023〕1044号文标志着我国进入“全面绿证”阶段

	发改能源〔2017〕132号	发改能源〔2023〕1044号	政策变化
绿证含义	向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证	绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证	规范绿电（绿证）交易市场，凸显绿证唯一性
核发机构	国家可再生能源信息管理中心	国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围，并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。国家能源局负责绿证相关管理工作	国家能源局新能源和可再生能源司负责绿证相关管理工作；国家能源局电力业务资质管理中心负责绿证核发，国家可再生能源信息管理中心配合并提供技术支持
核发范围	国家可再生能源电价附加资金补助目录内的风电（陆上风电）和光伏发电项目（不含分布式光伏项目）	对全国风电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖	纳入 常规水电 ，极大扩展了核发范围，扩大参与发电企业范围，满足更多类型的绿色电力消费需求
交易机构	认购信息归信息中心所有。信息中心负责发布证书认购信息	绿证依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易，适时拓展至国家认可的其他交易平台，绿证交易信息应实时同步至核发机构	交易平台增加 ，有利于增加市场透明度和流动性
方式	证书自愿认购采用认购平台挂牌出售形式	绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行	交易方式更为完善 ，有利于增加市场的透明度和流动性
政策衔接	/	衔接碳市场，推动绿证国际互认	旨在 增强绿证适用性 、进一步与国内外相关机制衔接

资料来源：国家发改委、中节能生态产品发展研究中心、开源证券研究所

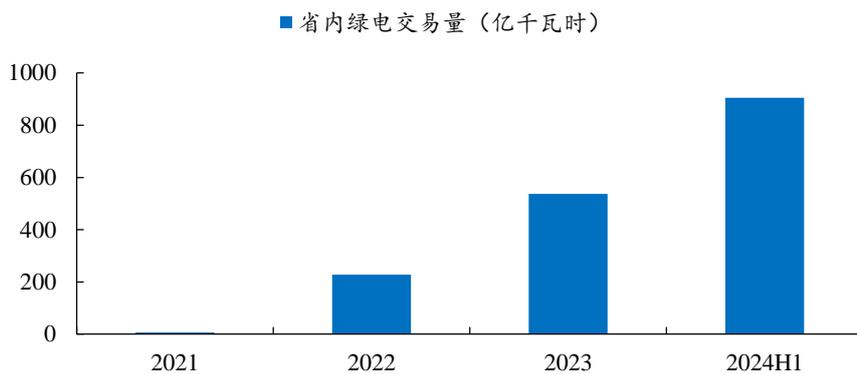
绿电交易量迎来井喷式增长。2024 上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 28470.3 亿千瓦时，同比增长 7.4%，占全社会用电量比重为 61.1%。其中，省内绿电交易 905.4 亿千瓦时，同比增长 324.3%。

多个省区绿电交易量实现新突破。2024 上半年，海南省内“绿电+绿证”交易总成交电量 6.47 亿千瓦时，是去年全年绿电交易量的 7.6 倍；新疆实现绿电交易电量 8.6 亿千瓦时，较 2023 年全年绿电交易电量增长 2 倍。

绿证核发数量快速增长。2024 年上半年，国家能源局核发绿证 4.86 亿个，同比增长 13 倍。其中，风力发电 1.97 亿个，常规水电 1.02 亿个，太阳能发电 1.33 亿个，生物质发电 5435 万个，其他可再生能源发电 1.65 万个。核发补贴项目绿证 1.29 亿个，核发无补贴项目绿证 3.57 亿个。自 2017 年实施绿证制度以来，累计核发绿证约 7.07 亿个，其中风力发电 3.15 亿个、常规水电 1.02 亿个、太阳能发电 2.29 亿个、生物质发电 6068 万个、其他可再生能源发电 2 万个。

绿证交易规模显著提升。2024 年上半年，全国参与绿证市场交易的买方企业和个人主体 3.9 万个，同比增长 4 倍，交易绿证 1.6 亿个（其中随绿电交易绿证 7737 万个），同比增长 6 倍，其中风力发电 9539 万个，太阳能发电 6413 万个，生物质发电 18.5 万个，市场活力有效激发。

图43: 2024上半年省内绿电交易合计905.4亿千瓦时, 同比增长324.3%



数据来源: 中电联、开源证券研究所

4、投资逻辑：清洁能源核心资产迎行业拐点

4.1、商业模式：核电是兼具稳定分红能力与确定成长空间的优质资产

$$\text{收入} = \text{电量} \times \text{电价} = (\text{装机容量} \times \text{利用小时数}) \times \text{电价}$$

(1) **装机容量**：华龙一号先进技术助力核电核准恢复。截至 2024 年 8 月末，公司在运装机容量 23.75GW，在建以及核准待建装机容量 20.64GW，已核准机组有望在 2031 年之前全部投产，对应 CAGR8.1%。(2) **利用小时数**：核电出力不受季节和气候等因素影响，除短暂换料大修外，能以额定功率长期稳定运行，2023 公司核电机组平均利用小时数 7852，高于全国核电平均利用小时数 7661。(3) **电量&电价**：政策保障核电优先消纳，市场化交易影响较小。市场化电价整体高于核电核准价，核电参与市场化交易有利；部分省份的超额收益回收机制将核电市场化电价压制在燃煤基准价附近，但仍高于核电核准价格；多数省份上网电价基本等于核准价。

$$\text{成本} = \text{固定资产折旧} + \text{原材料费用} + \text{运维及其他} + \text{财务费用} + \text{其他费用}$$

(1) **燃料**：与集团下铀业兄弟公司签订燃料供应长协，燃料成本受现货铀价波动影响较小。2016-2023 年，国际现货铀价上涨 84.97%，而公司单位燃料成本下降 16.24%。(2) **折旧&财务费用**：远期将释放大量利润空间。二/三代机组预期寿命 60/80 年，平均折旧期限 25/30 年，建设贷款期限约 20 年；当前核电企业税前利润率约 30%，折旧和财务费用占收入约 30%，远期税前利润存在较大释放空间。同时，公司现金流充裕，资本开支结束后资本结构有望逐渐优化；LPR 下行助力公司财务成本改善。

抛开时间价值与环境价值，就电力的能量价值而言，不同电源产生的电能并无区别，核电清洁且廉价，是理想的基荷电源。核电出力稳定，可预测性强，具备大规模开发潜力，是电力系统中的优质基荷电源；其次，核电生命周期碳排放量较低，契合能源转型需求；最后，核电度电成本较火电更低，仅高于水电。并且核电和水电行业成本中，折旧和财务费用占比较高，不考虑扩张的前提下，当下的折旧和财务成本未来明确可逐渐衰减为零，度电成本有大幅压降空间，远期利润率可观。核电参与市场化交易具备相当的竞争力，市场化电价高于计划电价，有益于公司综合盈利水平提升；同时，折旧和财务成本的逐渐衰减也能够增厚企业利润的“安全垫”。

图44：核电商业模式优异，核准恢复助力公司成长属性回归



资料来源：公司公告、开源证券研究所

注：图中百分比表示各项财务数据/营业收入，利润选取税前利润，财务数据选取 2023 年报数据。

4.2、核电成长空间可观，资本开支结束后分红比例有望看齐长江电力

2022-2024 连续三年高核准打开核电行业未来 5-10 年期成长空间。2021 年“华龙一号”首堆投入商运，自主核电技术路线先进性得到验证。2022-2024 年国常会分别核准核电机组 10/10/11 台，其中采用“华龙一号”技术的机组 18 台。截至 2024Q3，公司控股的在运核电机组 25 台，总装机容量 23.75GW，已核准在建或待建的机组（不含霞浦示范工程）18 台，装机容量为 20.64GW，核电项目从核准到建成大约需要 7 年，当前已核准项目全部建成投产后，公司控股装机容量将较目前提升 86.9%。

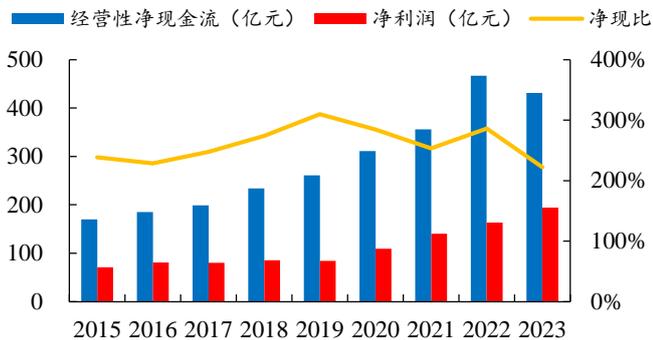
2027 年前后，公司控股在建核电机组将迎来密集投产。2024-2029 年，公司共有 11 台在建机组拟达到商业运行条件，合计装机容量 15.14GW；若项目建设进度符合预期，2029 年末公司核电装机容量将较 2023 年末提升 63.7%，复合增速 8.6%。

表11：2027 年前后，公司控股在建核电机组将迎来密集投产

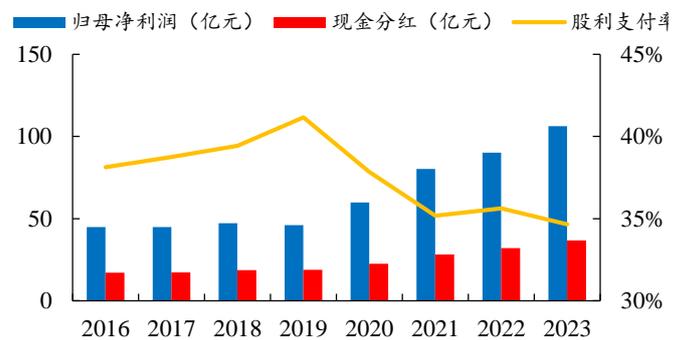
核电机组	装机容量(万千瓦)	土建	设备安装	调试阶段	并网阶段	计划商运时间
漳州能源 1 号机组	121.2			√		2024 年
漳州能源 2 号机组	121.2		√			2025 年
江苏核电田湾 7 号机组	126.5		√			2026 年
海南核电小堆机组	12.5		√			2026 年
江苏核电田湾 8 号机组	126.5		√			2027 年
三门核电 3 号机组	125.1	√				2027 年
三门核电 4 号机组	125.1	√				2027 年
辽宁核电徐大堡 3 号机组	127.4		√			2027 年
辽宁核电徐大堡 4 号机组	127.4		√			2027 年
辽宁核电徐大堡 1 号机组	129.1	√				2028 年
漳州能源 3 号机组	121.2	√				2028 年
辽宁核电徐大堡 2 号机组	129.1	√				2029 年
漳州能源 4 号机组	121.2	√				2029 年
合计	1,513.5					

资料来源：公司公告、开源证券研究所

公司现金流充沛，资本开支周期结束股利支付率有望看齐长江电力。根据公司 2023 年度利润分配方案，公司拟派发现金红利 36.82 亿元，每股股利 0.195 元，股利支付率为 34.7%。2016-2023 年，公司现金分红金额逐年增长，CAGR 为 11.6%。长江电力承诺 2021-2025 股利支付率不低于 70%。核电商业模式与水电类似，建设期资本开支较高，建成后现金流充沛。当公司资本开支周期结束后，公司经营性现金流较为充沛且高于净利润，公司分红比率有望逐渐看齐长江电力。

图45：公司 2021-2023 年净现比约 250%


数据来源：Wind、开源证券研究所

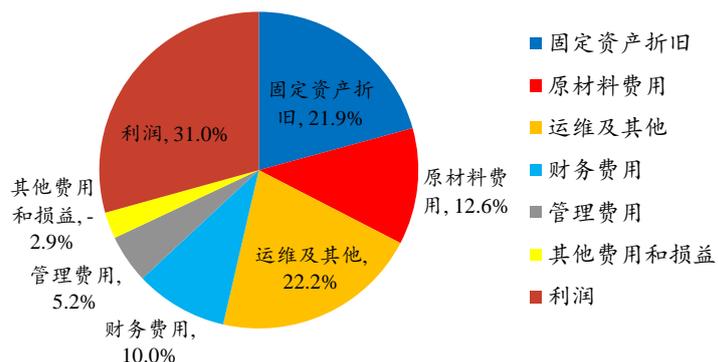
图46：公司 2021-2023 年股利支付率约 35%


数据来源：Wind、开源证券研究所

4.3、折旧到期、建设期贷款偿还完毕后将释放大量利润空间

公司折旧政策保守，折旧年限远远低于电站实际使用年限。根据公司公告，核电固定资产综合平均折旧年限为 25-30 年，建设期贷款期限 20 年左右，而二代、三代核电设计寿命分别为 40 年、60 年，且存在到期延寿 20 年左右的预期，核电实际运营时间远远超过可衰减成本的递减时间。

折旧和财务费用占据上市公司大量利润空间。拆解 2023 年公司电力业务收入，折旧和财务费用占电力业务收入的 31.9%，原材料费用占 12.6%，税前利润率为 31.0%。针对当前已投运的机组，在折旧到期、建设期贷款偿还完毕后，上市公司利润有较大释放空间，届时公司税前利润率有望超 50%。

图47：2023 年公司折旧和财务费用占电力收入的 31.9%


数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

注：其他费用和损益对利润贡献为正，在图中体现为负值；含新能源发电。

5、盈利预测与投资建议

5.1、核心假设与盈利预测

核电业务收入：假设在建机组如期投产，新投运机组上网电价 0.40 元/千瓦时。2024 年、2025 年漳州核电 1 号、2 号机组投产，装机容量 1.21GW；2026 年田湾核电 7 号机组与海南昌江小堆投产，合计装机容量 1.39GW。假设新投产机组平均年化利用小时数为 7800，投产首年实际运行时长为 3900 小时；假设已投产机组运营效率稳中有升，利用小时数小幅提升。**假设核电核准常态化，公司每年获准 2 台机组。**

绿电业务收入：装机容量持续增长，“十四五” 30GW 计划有望超额完成。截至 2024 中报，公司控股风电装机容量 7.56GW，较 2023 年末增长 1.61GW；光伏装机容量 14.81GW，较 2023 年末增长 2.25GW。假设 2024-2026 年，公司风电装机容量分别增长 3/2/2GW，公司光伏装机容量分别增长 5/4/4GW。受新能源平价上网等综合影响，假设新投产机组上网电价降低，公司风电/光伏平均上网电价年降 2%/1%。

营业成本：度电成本稳定。我们假设公司发电业务成本中，单位燃料成本、单位运维成本、单位人员费用和单位其他成本保持稳定；由于自主核电技术“华龙一号”技术路线在上游设备产业链等方面较进口技术更具优势，建设成本更低，公司单位发电折旧或小幅递减。

表12：我们预计 2024-2026 年公司经营业绩将持续增长

业务	项目	2022	2023	2024E	2025E	2026E
电力业务	营业收入（亿元）	699.43	732.66	778.25	857.42	920.59
	YoY	14.3%	4.7%	6.2%	10.2%	7.4%
	营业成本（亿元）	376.62	400.86	420.19	461.49	502.09
	毛利率	46.2%	45.3%	46.0%	46.2%	45.5%
其他业务	营业收入（亿元）	13.42	16.92	19.45	22.37	25.73
	YoY	15.1%	26.0%	15.0%	15.0%	15.0%
	毛利（亿元）	2.47	1.83	16.53	19.02	21.87
	毛利率	18.4%	10.8%	15.0%	15.0%	15.0%
合计	营业收入（亿元）	712.86	749.57	797.71	879.79	946.32
	YoY	14.3%	5.2%	6.4%	10.3%	7.6%
	毛利（亿元）	387.57	415.10	436.73	480.51	523.95
	毛利率	45.6%	44.6%	45.3%	45.4%	44.6%

数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

资本投资：2026 年前后公司资本投资或达到峰值。2023 年核准的浙江金七门核电项目、2024 年核准的江苏徐圩核电项目有望于 2024 年起陆续开展 FCD 前期投入工作；在公司未来每年获准 2 台机组的前提下，按照核电项目核准至具备商运条件的周期为 6-7 年估计，2026 年前后公司资本投资将达到峰值。

期间费用：公司期间费用率预计维持稳定。公司已获准在手核电项目将陆续开工，在建项目数量陆续增多；同时，随着国内核电核准恢复，公司或延续厂址开发力度，管理费用率维持当前水平。公司资本投资自有资金占比约为 20%，其余 80% 主要为银行贷款。随着公司资本投资陆续扩张和利率持续下行，我们预计财务费用率维持稳定。公司历史销售费用率与研发费用率较为稳定，未来或将保持平稳。

定增计划：公司计划定向增发股本 16.81 亿股，完成时间未定。

5.2、估值与评级

公司主要从事核能、风能、太阳能等清洁能源项目及配套设施的开发、投资、建设、运营与管理业务，是国内核电运营商双寡头之一。

核电商业模式优秀，在首台“华龙一号”机组投产以及“双碳”计划的双重刺激下，2022 年起连续三年核电行业迎来密集核准，行业成长空间快速打开。公司是国内核电运营商双寡头之一，未来有望受益于核电行业的积极发展。

绿电是实现电源侧清洁转型的关键一环。公司 2020 年收购中核汇能，成为中核集团下唯一绿电运营平台，未来有望依托中核集团平台优势，乘能源转型东风，受益于绿电行业快速发展。

核电商业模式与水电类似，均为重资产、“现金牛”行业。综合公司商业模式、成长能力等方面考虑，选取中国广核（003816.SZ）、长江电力（600900.SH）、华能水电（600025.SH）作为公司的同行业可比上市公司。

综上所述，我们预计公司 2024-2026 年营业收入分别为 797.7/879.8/946.3 亿元，同比增长 6.4%/10.3%/7.6%；归母净利润分别为 113.1/125.3/131.1 亿元，同比增长 6.5%/10.8%/4.6%。按照当前公司未完成定增发行后的 188.8 亿股计算，2024-2026 年 EPS 为 0.60/0.66/0.69 元，对应当前股价 PE 为 15.9/14.4/13.7 倍，当前 PB 为 1.9 倍，PE 和 PB 均低于可比公司均值，首次覆盖，给予“买入”评级。

表13：公司 PE、PB 水平低于可比公司均值

公司代码	公司名称	评级	收盘价 (元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB (LF)
				2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
003816.SZ	中国广核	未评级	3.94	107.2	117.2	124.7	132.5	17.0	15.6	14.6	13.8	1.7
600900.SH	长江电力	未评级	27.13	272.4	337.2	355.7	372.1	24.4	19.7	18.7	17.8	3.2
600025.SH	华能水电	未评级	9.30	76.4	85.6	95.1	102.8	21.9	19.5	17.6	16.3	2.9
平均值								21.1	18.3	17.0	16.0	2.6
601985.SH	中国核电	买入	9.53	106.2	113.1	125.3	131.1	16.9	15.9	14.4	13.7	1.9

数据来源：Wind、开源证券研究所

注：已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于 Wind 一致预期，收盘价选取日期为 2024 年 11 月 25 日。

6、风险提示

核准进度不及预期。若核电站核准数量低于预期，将显著影响运营商发电量。

市场化电价波动风险。若市场化竞争加剧，电价有较大波动风险。

原材料价格波动风险。若核燃料价格大幅上涨，将会影响运营商盈利水平。

核电机组运行风险。核电行业对安全要求极高，若发生安全生产事故，将会显著影响未来行业发展前景。

附：财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
流动资产	65760	68240	61758	81195	73489
现金	16162	9774	10401	11472	12339
应收票据及应收账款	17364	21414	16493	26206	19864
其他应收款	1193	1790	419	2226	653
预付账款	2794	4845	3377	5520	4123
存货	24809	26423	27358	31824	32728
其他流动资产	3439	3995	3710	3947	3782
非流动资产	399091	471027	525711	582143	634804
长期投资	5685	7580	10010	12601	15331
固定资产	269034	276922	281594	285178	292693
无形资产	3145	3803	4171	4500	4763
其他非流动资产	121227	182721	229936	279864	322017
资产总计	464851	539267	587470	663339	708293
流动负债	73937	97598	82892	105872	95522
短期借款	15365	19864	22837	30897	23672
应付票据及应付账款	20539	22408	19744	26547	23907
其他流动负债	38033	55326	40310	48428	47942
非流动负债	242953	278871	310899	345045	380981
长期借款	217511	253255	285282	319429	355364
其他非流动负债	25443	25616	25616	25616	25616
负债合计	316890	376469	393790	450917	476502
少数股东权益	59228	71848	81102	91353	102075
股本	18861	18883	20564	20564	20564
资本公积	27400	27336	39656	39656	39656
留存收益	36228	43411	56778	71470	86720
归属母公司股东权益	88733	90950	112578	121070	129716
负债和股东权益	464851	539267	587470	663339	708293

现金流量表(百万元)	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
经营活动现金流	46698	43126	44539	41228	52710
净利润	16323	19411	20564	22779	23828
折旧摊销	15556	16495	15977	17121	18403
财务费用	8145	7302	7977	8798	9463
投资损失	-275	-382	-535	-695	-834
营运资金变动	6080	-569	590	-6751	1868
其他经营现金流	870	869	-34	-23	-19
投资活动现金流	-53008	-71712	-70088	-72818	-70188
资本支出	50510	67100	68231	70962	68335
长期投资	-704	-1647	-2430	-2591	-2730
其他投资现金流	-1794	-2965	574	735	877
筹资活动现金流	9436	22332	19648	25629	25648
短期借款	7834	4500	2973	8059	-7224
长期借款	27118	35745	32027	34146	35936
普通股增加	1338	23	1681	0	0
资本公积增加	9294	-64	12319	0	0
其他筹资现金流	-36148	-17871	-29352	-16577	-3064
现金净增加额	3119	-6263	-5901	-5961	8170

利润表(百万元)	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	71286	74957	79771	87979	94632
营业成本	38757	41510	43673	48051	52395
营业税金及附加	872	1032	1015	1143	1233
营业费用	78	115	107	120	131
管理费用	4619	3828	3989	4399	4732
研发费用	1398	1384	1436	1584	1703
财务费用	8145	7302	7977	8798	9463
资产减值损失	-248	-208	-240	-231	-230
其他收益	2111	2711	2240	2375	2386
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资净收益	275	382	535	695	834
资产处置收益	1	58	39	39	42
营业利润	19645	22646	24143	26748	27983
营业外收入	44	459	50	50	50
营业外支出	119	124	0	0	0
利润总额	19570	22981	24193	26798	28033
所得税	3247	3571	3629	4020	4205
净利润	16323	19411	20564	22779	23828
少数股东损益	7313	8787	9254	10250	10723
归属母公司净利润	9010	10624	11310	12528	13106
EBITDA	35126	39476	40170	43919	46437
EPS(元)	0.48	0.56	0.60	0.66	0.69

主要财务比率	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
成长能力					
营业收入(%)	13.7	5.2	6.4	10.3	7.6
营业利润(%)	17.3	15.3	6.6	10.8	4.6
归属于母公司净利润(%)	9.7	17.9	6.5	10.8	4.6
获利能力					
毛利率(%)	45.6	44.6	45.3	45.4	44.6
净利率(%)	12.6	14.2	14.2	14.2	13.8
ROE(%)	11.0	11.9	10.6	10.7	10.3
ROIC(%)	4.5	4.6	4.4	4.4	4.3
偿债能力					
资产负债率(%)	68.2	69.8	67.0	68.0	67.3
净负债比率(%)	173.2	195.7	176.5	181.8	180.2
流动比率	0.9	0.7	0.7	0.8	0.8
速动比率	0.5	0.3	0.3	0.4	0.3
营运能力					
总资产周转率	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
应收账款周转率	4.4	3.9	4.2	4.2	4.1
应付账款周转率	2.1	2.0	2.2	2.1	2.1
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	0.48	0.56	0.60	0.66	0.69
每股经营现金流(最新摊薄)	2.47	2.28	2.36	2.18	2.79
每股净资产(最新摊薄)	4.38	4.76	5.91	6.36	6.82
估值比率					
P/E	20.0	16.9	15.9	14.4	13.7
P/B	2.2	2.0	1.6	1.5	1.4
EV/EBITDA	14.6	14.9	15.4	15.3	15.4

数据来源：聚源、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。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。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，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金融工具的邀请或向人做出邀请。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，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做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。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。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。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn