

（报告出品方/分析师：东方证券 张斌梅 谢宁铃）

1 核电运营龙头，致力于成为世界一流清洁能源服务商

1.1 发展历程

中国核电

是我国核电运营企业龙头，主要业务涵盖核电的开发、投资、建设与运营管理，以及风能太阳能等清洁能源项目的开发与投资等。公司在核电业务基础上，积极拓展新能源领域，开拓核电技术服务市场，并探索敏捷端新产业、核能多用途利用产业。

。

四十年发展铸就核电运营龙头，积极拓展新能源发电。

公司历史最早可追溯至1982年成立的秦山核电公司，其前身为秦山核电厂，主要负责建设我国大陆第一座核电站——秦山核电站。

1982年至2008年，秦山二核、秦山三核、江苏核电、三门核电、福清核电等公司依次成立。

2008年，中国核电前身——中核核电有限公司成立，中核集团将其持有的秦山核电、江苏核电、三门核电等核电业务板块划转至中核核电。

2011年，公司完成股份制改革，更名为中国核电。

2015年，公司在 A 股市场上市。

2020年，公司收购中核集团旗下可再生能源板块——中核汇能100%股权，新能源装机规模大幅提升，逐渐形成“核电+新能源”的业务布局。

1.2 股权结构

国资背景深厚，集团优势显著。

公司的控股股东为中国核工业集团有限公司，实际控制人为国务院国资委。截止2022年一季度，控股股东中核集团持有中国核电 59.37% 的股权。中核集团布局核工业全产业链，包括铀矿的勘探、开采，核燃料的生产、供应及服务，核技术研发，核电工程建设，核燃料循环及废物处理，是公司发展的强大后盾。

1.3 财务指标

营收稳定增长，毛利率呈上升趋势。

近 5 年来，公司营业收入维持稳步上升的趋势，营业收入从 2017 年的 338.29 亿元增长至 2021 年 623.67 亿元，CAGR 为 16.52%。2021 年营业收入增速较高，达到 19.30%。公司毛利率总体呈现上升趋势，由 2017 年的 39.92% 达到 2020 年的 44.79%，2021 年略有下降，为 44.19%。2020 年毛利率上升幅度较大，主要得益于公司成本管控得当。2020 年营业成本增长率仅为 5.78%，低于营业收入 10.61% 的增长率。

归母净利润规模扩大。

2017 年至 2021 年，公司归母净利润规模不断扩大，由 2017 年的 45.33 亿元增长至 2021 年的 80.38 亿元，CAGR 为 15.40%，其中 2021 年归母净利润增速达到 34.08%，为近年来最高增速，主要是由于公司 2021 年投运田湾 6 号机组、福清 5 号机组，及收购中核汇能，新能源业务增长所致。

期间费用方面，财务费用率有所下降，研发费用率不断提升。

公司期间费用中，财务费用占比最高，2021 年销售费用率/管理费用率/研发费用率/财务费用率分别为 0.13%、5.13%、2.14%、11.02%。2020 年、2021 年财务费用率均有所下降，由 2019 年的 15.62% 降至 2021 年的 11.02%。公司注重研发，研发费用率上升趋势显著，由 2017 年的 1.29% 增长至 2021 年的 2.14%。管理费用率呈现稳中有升趋势，销售费用率则稳定在较低水平。

资产负债率下降，经营活动现金流量不断增长。

公司资产负债率持续下降，2020年，公司严格控制债务融资规模，同时完成76亿非公开发行股票发行，资产负债率产生一定幅度的下降，由73.95%降至69.48%。公司经营活动现金流净额不断增长，2017-2021年CAGR为15.77%，为公司投融资活动提供稳定支撑。

1.4 发展战略

公司发布十四五发展战略，致力于成为世界一流清洁能源服务商。

公司于2021年4月召开的第三届董事会第二十二次会议通过了《关于公司“十四五”综合发展规划（草案）的议案》，公司将依照“两个十五年”的战略安排，通过一系列变革，开展六大工程，提升八大核心能力，实现由核电生产企业向世界一流清洁能源服务商迈进。

为此，公司制定十四五规划目标，2035年远景目标以及2050年战略目标，对电力装机容量、核电运行业绩、核电多用途利用、非核清洁能源、敏捷清洁技术产业等方面提出了具体要求。

2 核电板块：核电审批逐渐放开，市场化改革促进盈利提升

2.1 新型电力系统下，核电是基荷能源最佳选择

在双碳目标背景下，我国将构建以新能源为主体的新型电力系统。

2020年9月，我国正式提出碳达峰碳中和目标。

2021年3

月，中央财经委员会第

九次会议中指出，“十四五时期”是碳达峰

的关键期，为了实现碳达峰目标，需要“构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，实施可再生能源替

代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统”。

2022 年 1

月，发改委联合国家能源局

发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》又对新型电力系统进行了深入阐释，指出新型电力系统极具包容性，可以保证多种电源协同发展，促进电力供需平衡。

电力转型需求促进风光等新能源发电快速发展。

据中电联数据，2021 年风电、太阳能发电装机容量分别达到 3.28、3.07 亿千瓦，分别同比增长 17%、21%。

与其他发电方式相比，近年来风光装机增速远高于水电、火电等传统发电方式。

2022 年 6

月，发改委等部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，详细提出 2025 至 2035 年我国可再生能源发展的目标：十四五期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍，到 2025 年非化石能源消费占比达到 20%左右；到 2030 年，非化石能源消费占比达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦；到 2035 年，非化石能源消费比重和风光装机进一步提高，新型电力系统取得实质性成效。

目前风光发电存在一系列问题，为新型电力系统建设带来挑战。

由于受到自然环境的影响，风光发电存在间歇性、波动性、不稳定性的特点。光伏发电的原理

是半导体的“光生伏特

效应”，其发电量与光照强度有关；风力发电

的原理是，通过风车将风的动能转化为机械动能，再把机械能转化为电能，因此风力发电电量与风力大小有关。

风光发电效率受到阳光、风力等因素的影响，存在波动性大、稳定性弱的缺陷，易导致发电侧与电网侧的不匹配，风光新能源的大规模并网也会给电网带来较大的冲击，威胁着电力系统的安全稳定。为此，迫切需要稳定可靠的基荷电源支持高比例的新能源接入电网。

核电是新型电力系统中替代火电作为基荷能源的最佳选择。

火电是目前我国主力基荷能源，但是火电碳排放较高，不利于实现双碳目标。而核电不仅具备安全、稳定的特点，可以支持新能源大规模接入电网，且相比于火电碳排放量更低、能量密度更高、发电成本低，可以替代火电，成为基荷能源的最佳选择。

核电碳排放量远小于火电，联合国欧洲经济委员会

研究报告指出，核电是全生命周期度电碳排放量最小的电源，仅为 5.1- 6.4 克，而煤电达到了 751-1095 克，气电达到 403-513 克。

核电燃料储备丰富，且能量密度远高于化石燃料，核电主要利用铀和钚进行裂变反应，而仅铀储备中所含能量就远大于地球上所有化石燃料能量之和，1 公斤铀 235 核裂变释放的能量与 2700 吨标准煤或 1700 吨原油相当。核电发电成本较低，由于核燃料能量高，体积小，核电燃料成本及燃料运输成本都较火电更低，而较低的燃料成本弥补了核电较高的建造成本，加之核电设计寿命较长，长期来看核电经济性优势显著。

核电出力稳定，利用小时数高于火电等其他电源，中电联数据显示，2021 年，核电/水电/并网风电/并网太阳能发电/火电设备的利用小时数分别为 7802/3622/2232/1281/ 4448 小时。

核电与风光新能源协同发展，共同建设清洁安全的能源体系。

核电具备出力稳定、清洁低碳、能量密度高、发电成本低的特点，在新型电力系统建设中，可以作为基荷能源，与风光能源优势互补，有利于电网的安全稳定，保证能源的连续生产，同时促进风光新能源的高比例消纳。核电与风光的配合，对于我国建设新型电力系统，实现能源结构转型具有重要的意义。

2.2 审批放开，发展加速

2.2.1 历经审批沉寂，核电进入积极安全有序发展阶段

我国核电发展历经了初始阶段、适度发展、积极发展、审批停滞及安全有序发展等多个阶段。

1) 初始阶段（20 世纪 70 年代-1993 年） 上世纪 70 年代，

曾对发展核电做出指示：“从长远看，要解决上海和华东用电问题，要靠核电。”，从此代号“728”的核电工程正式启动，开启了我国对核电的探索。1985 年 3 月，我国第一座 30 万千瓦压水堆核电站——秦山核电站开工建设，并于 1991 年 12 月并网发电，自此，中国大陆结束了无核电的历史。

2) 适度发展阶段（1994 年-2004 年） 1994 年 2

月，引入法国核岛

技术装备和英国常规岛技术装备的大亚湾核电站

投入商运，我国开始核电建设领域的国际合作。2004 年，秦山二期核电站投产，首次将“以我为主，中外合作”作为发展方针，推动我国实现核电的自主发展，以减少对外国技术

的依赖。随后我国又相继建成了

岭澳一期核电站、秦山三期核电站

、田湾一期核电站等，核电站的建设实现了跨越式发展，进入快速发展阶段。

3) 积极发展阶段（2005 年-2010 年） 2005 年 10 月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十一个五年规划的建议》中明确积极发展核电的方针。2007 年 10 月，国务院批准《国家核电发展专题规划(2005- 2020 年)》，其中指出要积极推进核电建设，坚持“以我为主，中外合作”，引进国外先进技术，进行再创新，推动核电技术跨越式发展，实现核电站工程设计、设备制造和工程建设与运营管理的自主化，形成批量建设中国自主品牌大型先进压水堆核电站的综合能力。

4) 审批停滞至积极安全有序发展阶段（2011 至今） 2011 年 3

放射性污染得到了高度重视。

2011

年，《

中华人民共和国国民经

济和社会发展第十二个五年规划纲要

》发布，提出要在确保安全的基础上高效发展核电。

2012 年 10 月 24 日，国务院常务会议讨论通过《核电安全规划（2011—2020 年）》和《核电中长期发展规划（2011—2020

年）》，其中明确要稳妥恢复正常建设，科学布局项目，提高准入门槛。

2017年，环境保护部发布《核安全与放射性污染防治“十三五”规划及2025年远景目标》，提出了核电厂安全保持国际先进水平，放射源辐射事故发生率保持在较低水平等2025年远景目标。

“十四五”时期，在双碳政策背景下，国家推进核电积极安全有序发展。

2021

年，《

中华

人民共和

国国民经济和社会

发展第十四个五年规划和2035年远

景目标纲要

》中指出，要建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。2022年，国家发展改革委

、国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，提出积极安全有序发展核电，推动沿海核电项目建设，推动高温气冷堆、快堆等先进堆型示范工程。

2.2.2 审批放开，核电核准加速

核电审批逐步放开，核电机组核准数逐步上升。

由于2011年福岛核电事故，核电的安全性备受重视，我国一方面积极开展核电安全检查，另一方面积极制定核安全规划。加之三代核电尚未投产，其安全性可靠性未得到验证等原因，我国核电项目审批陷入了几年的停滞期。

2011年至2018年这段时期，除2012年及2015年，我国核电皆为零审批。

2015年，我国核电审批短暂重启，一年内核准防城港3、4号机组，田湾5、6号机组，红沿河5、6号机组，福清5、6号机组共8台机组。

而随着2018年我国首个三代核电项目——采用AP1000

技术的三门一期工程，以及采取 EPR 技术的台山 1 号机组的投运，我国核电审批正式重启。2019 年，山东荣成项目、漳州 1、2 号机组，太平岭 1、2 号机组通过审批。

自 2019 年以来，每年核准的核电机组数量呈现上升趋势。截至目前，2022 年已核准了浙江三门核电项目 3、4 号机组，海阳核电 3、4 号机组，广东陆丰 5、6 号机组共六台机组。核电机组核准审批步入常态化。

三门 AP1000 机组推迟投运影响审批重启进程。

公司的三门 1 号机组引入美国 AP1000 技术，于 2009 年 FCD，原计划于 2013 年建成投产。但是在建设过程中出现了设计、制造、施工等多方面的困难，主泵、爆破阀、飞轮等关键设备出现问题，给工期与造价带来了许多不利的影

响。2017 年 6 月，三门 1 号机组热试工作结束，相关部门出于国家对安全性的要求进行了多次评估检查，直至 2018 年 4 月，三门 1 号机组首次装料，6 月实现首次并网，9 月投入商运。作为当时我国规划的三代核电主流堆型之一，三门 AP1000 机组投运的推迟一定程度上阻碍了核电机组审批的重启。同时 AP1000 三门 1 号机组投运后，采取在 AP1000 基础上创新形成的 CAP1400 技术的山东荣成示范项目获得核准。

多重因素推动核电审批加速，核电发展潜力巨大。

近年来核电审批由停滞到放开，核电审批逐渐加速，主要原因有以下几点。首先，核电安全性提高，立法逐步完善保证了核电审批的重启。核岛事故后，我国开展核电安全检查，吸取日本经验教训，提升了核电厂应对极端外部灾害与严重事故的能力。同时加快推进核安全立法工作，2017 年 9 月 1 日，《中华人民共和国核安全法》正式通过。

十四五时期，《中华人民共和国原子能法》《中华人民共和国放射废物管理法》等核能相关法律也有望继续出台。其次，核电技术升级，三代核电落地，推动核电核准重启。全球 AP1000 首堆、EPR 首堆在 2018 年建成投运；自主三代核电技术 CAP1400 的首堆示范工程于 2019 年开工建设；自主三代核电技术华龙一号全球首堆福清核电 5 号机组于 2021 年投运。

三代核电技术的成熟，一定程度上促使了核电审批的常态化。

此外，电力供需不平衡、能源结构转型等因素提升了核电需求。我国电力存在区域性、阶段性供应紧张的问题。中电联数据显示，2021年，全国电力供需总体偏紧，部分省份采取了有序用电措施，特别是9-10月份，在电煤供应紧张、电力需求增长、部分地区加强“能耗双控”等因素影响下，超过20个省级电网采取有序用电措施，个别地区拉闸限电。

电力紧张促使核电需求提升。

中国核能行业协会数据显示，2021年，全国运行核电机组累计发电量为4071.41亿千瓦时，同比增长11.17%；核电设备利用小时数为7777.85小时，达到近五年的最高值。其次，双碳背景下能源转型需要核电发展。

2021年10月发布的《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出要“在确保安全的条件下积极有序发展核电”；今年两会期间，多位代表委员提出建议，认为国家应加快自主三代核电建设进度，以助力双碳目标实现。同样，建设新型电力系统同样需要核电作为基荷电源。因此，随着核电可靠性不断升级、核电需求逐渐提升，核电发展前景广阔。

2.3 公司核电业务装机与发电量快速发展

公司控股核电机组装机容量持续提升。

中国核电控股的在运核电装机容量由2015年的1151.2万千瓦，提升至2021年末的2254.9万千瓦，控股核电机组数达到24台。2022年3月，福清核电6号机组投入商运，控股在运核电机组装机容量由2254.9万千瓦增加至2371万千瓦。

截止2022年3月31日，公司控股在建机组装机容量为635.3万千瓦，其中在建的漳州1号机组和漳州2号机组预计将分别于2024年、2025年投入商运，预计2025年公司控股核电在运装机容量将达到2613.4

万千瓦。截至 2022 年 4 月 22 日，公司控股核准机组 3 台，装机容量共 337.6 万千瓦。

除装机容量持续增长外，核电机组平均利用小时数稳中有升，带动公司核能发电量逐年攀升。

近年来，公司核电机组平均利用小时数稳中有升，2021 年达到 7871 小时。装机容量及利用小时的增加共同促进了核电发电量的快速提升。2015 年，公司核能发电量为 742.7 亿千瓦时；至 2021 年，核能发电量达到 1731.23 亿千瓦时，同比增长 16.71%，占全国运行核电机组发电量的 42.52%。

2.4 成本下降，电价提升，盈利空间进一步提升

2.4.1 核电投资成本有望下降

由于前期投资建设成本较高，核电主要成本为固定资产折旧等固定成本。

核电站的发电成本通常包括投资建设、燃料、运行维护、燃料处置等成本。而核电站由于技术难度较大、安全要求严格，通常投资金额较高，建设周期较长。这使得固定成本在成本构成中占比较高。从公司的营业成本构成来看，主要包括原材料费用、人员费用、电厂运行维护费及固定资产折旧，其中固定资产折旧占比最高，达到 40%左右。

同类型核电机组单位投资成本呈下降趋势。

以 M310/CPR 系列机组为例，引进外国技术 M310 的大亚湾核电站单位投资成本近 1.8

万元/KW，实现了部分国产化的岭澳一期投资成本有所下降，为 1.5 万元/KW。

在 M310 技术基础上改进的 CPR

系列机组，如红沿河一期、宁德

一期、阳江核电等，在批量建设下，投资成本已经大幅度下降，达到 1.1 万元/KW 左右。

投资成本下降，主要源自以下几方面：批量化生产促使国产化水平不断提高，降低机组的设计费和技术转让费

，关键设备的国产化减少了设备采购支出；批量化建设推动核电建设标准化，降低工程建设费用等等。三代核电技术中，华龙一号投资成本较低，未来成本有望继续下降。

由于提升了安全性，三代机组相比于二代及二代+机组成本有所增加。三代技术中，具有我国自主知识产权的华龙一号融合了公司三十年的核电设计经验，采用了成熟的制造施工技术，供应链稳定，建造成本较低。相比于 AP1000 和 EPR 技术，华龙一号的单位造价低 10%-18%。

随着三代核电批量化建设加速，华龙一号等三代核电投资成本有望下降。核电投资成本的下降将有效降低核电成本，提升盈利能力。

公司核电机组单位投资成本有一定下降趋势。

公司采用 M310 改进型技术的 8 台机组，在 2014 至 2021

年依次建成投运，除了最新投运的田湾 5、6 号机组，单位投资成本呈现下降的趋势。公司已建成投运的三代技术项目中，相比于采用俄罗斯的三代核电技术

VVER1200 和 AP1000

技术的田湾二期项目和三门一期项目，采用华龙一号技术的福清 5、6 号机组的单位投资成本更低。

华龙一号作为市场接受度最高的三代机型之一，具备批量化建设的能力，未来随着华龙一号批量化建设稳步推进，公司投资成本或将进一步下降。

2.4.2 市场化电价促进盈利空间提升

我国核电电价机制逐渐步入市场化，形成标杆上网电价+市场化交易的模式。

2013 年之前，核电执行“一厂一价”的原则，核电站的上网电价与核电站的造价相关，不利于激发核电企业控制建设成本的积极性。

2013 年 7 月，发改委下发《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，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上网电价为 0.43 元/千瓦时，同时将核电含税价格与基础的火电价格采取对标，实行“两价取低”的定价策略。这意味着核电定价机制由计划迈向市场。

2015 年 3 月，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中提出要坚持市场化改革，形成适应市场要求的电价机制，激发企业活力。同年 4 月，发改委、国家能源局发布的《关于有序放开发用电计划的通知》中明确，“新核准的核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易”。

2017 年，发改委、国家能源局印发《保障核电安全消纳暂行办法》，其中规定，“在市场条件允许情况下，省级政府电力主管部门按照国家规定的原则确定本地区核电机组优先发电权计划，核电优先发电权计划由电网企业保障性收购”。保障性收购电量执行标杆上网电价，保障外电量则通过市场化交易进行消纳。

煤电上网电价放开，市场化交易电价浮动范围扩大，有利于核电市场化交易。

2019 年，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，提出自 2020 年 1 月 1 日起，煤电发电机制将由标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。

2021 年 10 月，发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，提出“有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在‘基准价+上下浮动’范围内形成上网电价。”同时，将浮动范围扩大至“上下浮动原则上均不超过 20%”。

电价上浮区间扩大，市场化交易核电的盈利空间进一步提升；此外，煤电市场化交易的放开，也有利于核电市场化程度的进一步提升。

各地上网电价较煤电基准价溢价显著，市场化交易核电有望受益。2022 年 6 月，公司核电机组所在地的平均上网电价较煤电基准溢价显著，除福建省外，都达到了

15%以上。机组所在地 2022 年 6 月的平均上网电价较计划上网电价也有较大溢价，核电电价将受益于煤电的市场化。

3 风光板块：装机快速发展，成长空间广阔

3.1 新能源是未来能源转型主要方向

近年来新能源发电发展迅猛，装机容量快速提升。

新能源

指通过新技术和新材料，对可再生能源进行开发利用，主要包括风能、太阳能、生物质能、地热能等等。近年来，我国风电、光电等新能源发电迅猛发展，新能源装机规模不断提升。

根据中电联数据，2015年，我国风电装机容量为 1.3 亿千瓦，太阳能发电装机容量为 4218 万千瓦；2020年风电装机容量达到 2.8 亿千瓦，太阳能发电装机达到 2.5 亿千瓦，超额完成了十三五时期风电装机容量达到 2.1 亿千瓦、太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦的目标。

2021 年，我国风电装机容量达到近 3.3 亿千瓦，太阳能发电装机容量超过 3 亿千瓦，分别同比增长 16.6%和 20.9%，相比之下，水电/火电/核电增速为 5.6%/4.1%/6.8%，新能源发电装机增速较快。

发展新能源发电是实现双碳目标、推动能源转型的重要手段。

2020年9月提出我国要

在2030年实现碳达峰、2060年实现碳中和

的目标。2021年10月，国务院发布的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，到2025/2030/2060年，非化石能源消费比重分别达到20%左右/25%左右/80%以上的目标。

在双碳目标、能源结构转型的政策要求下，由于风能、太阳能等新能源具备碳排放较煤电等传统化石能源更少，不会对环境造成污染等优势，成为实现双碳目标、推动能源结构转型的重要手段。国家也陆续出台了许多政策。

新能源发电前景广阔。

2021年10月国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》和《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》都明确了2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标；2022年6月1日，发改委等部门联合发布的《关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知》中提出，到2035年风电、太阳能发电总装机容量在12亿千瓦以上的基础上，进一步提高。新能源将受益于能源转型，前景广阔。

3.2 引入中核汇能，风光装机增长迅速

收购中核汇能，风光装机规模扩张，收入快速提升。

公司抓住新能源的机遇，大力进军新能源发电领域。2020年，中国核电收购了控股集团旗下的可再生能源板块——中核汇能。中核汇能涉足风力发电、太阳能发电等多类发电项目的建设运营，并具备与新能源发展相适应的管控体系。

公司收购中核汇能后，新能源装机容量大幅度提升。2021年新能源装机容量达到了887.33万千瓦，同比增长了69%。其中风电装机容量达到263.47万千瓦，光伏达到623.86万千瓦。伴随装机容量提升，新能源发电量及发电收入大幅度增长。

2021年新能源发电量共计95.14亿千瓦时，同比增长69%。2021年，风光发电收入合计增长50%，其中风电收入达到17.94亿元，光电收入达到28.45亿元。公司借助中核汇能在新能源领域的经验和优势，继续推动新能源高质量发展，有利于开拓新的业绩增长点。

避免同业竞争，中国核电拥有新能源业务资产的优先选择权。

控股集团发布《中国核工业集团有限公司关于在新能源发电领域避免与中国核能电力股份有限公司同业竞争的承诺函》，其中提出除与中国核工业建设集团公司合并

原因形成的本公司控制的其他企业的新能源发电业务外，控股集团及其控制的企业将不会开展与中国核电构成实际性竞争的业务活动，进一步保障、支持了公司新能源业务的展开。

“十四五”规划目标确定，成长空间广阔。

2021年4月，公司第三届董事会第二十二次会议通过《关于公司“十四五”综合发展规划（草案）的议案》，明确“十四五”规划目标，装机方面到2025年运行电力装机容量达到5600万千瓦，其中新能源装机达到3000万千瓦。

以2021年新能源装机（887.33万千瓦）计算，“十四五”期间新能源装机年复合增长率将达136%；从2035年远景目标来看，公司规划核电运行指标维持在世界第一梯队，非核清洁能源运行业绩也将处于行业领先，基本实现世界一流清洁能源服务商目标，公司未来风光新能源成长空间广阔。

4 盈利预测与估值

核心假设：

（1）核电业务：

核电项目一般需要5-6年建设周期，公司储备项目相对明确，2022年-2024年期间预计仅有福建漳州1号机组（121.2万千瓦）建成投产，预计2022年-2024年，公司核电装机容量分别为2371/2371/2492.2万千瓦；随着用电需求持续增长，我们预计未来电力供需将长时间处于“紧平衡”状态，同时根据国家对于核电“优先上网、保障电量”等消纳政策，我们认为核电利用小时数将长期维持高位运行，假设2022年-2024年核电利用小时数均为7800小时。

（2）新能源发电业务：

根据公司发展规划，到2025年在运新能源装机达到3000万千瓦规模，假设公司十四五期间新能源装机容量每年增加500万千瓦，假设2022年-2024年公司风电装机容量分别为413.47/613.47/813.47万千瓦，利用小时数均为2000小时；假设2022年-2024年公司光伏装机容量分别973.86/1273.86/1573.86万千瓦，利用小时数分别为1000/1200/1200小时。

盈利预测：

预测 2022-2024 年，公司营业收入分别为 698.3/742.3/807.1 亿元，分别同比增长 12.0%/6.3%/8.7%；预测公司归母净利润分别为 98.9/104.1/117.5 亿元，同比增速别为 23.0%/5.3%/12.9%；对应 PE 分别为 12.8/12.4/10.7 倍。公司“核+风光”清洁能源供应禀赋独特，“十四五”期间有望实现电量与电价的双重提升。

5 风险提示

核电建设进度低于预期；核电利用小时数不及预期；风电、光伏等新能源装机容量不及预期；风电、光伏利用小时数不及预期；电价上涨不及预期；原料成本上涨高于预期；运维成本上涨高于预期等。

报告属于原作者，我们不做任何投资建议！如有侵权，请私信删除，谢谢！

精选报告来自【[远瞻智库官网](#)】或点击：[远瞻智库-为三亿人打造的有用知识平台|战略报告|管理文档|行业研报|精选报告|远瞻智库](#)