

石油化工组  
分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）  
xujunyi@gjzq.com.cn

## 双轮驱动发展，关注核电“0”到“1”

### 投资建议

- 三代机规模扩大、四代机开始投运，建议关注国产替代顺利的核心设备/材料环节，关注江苏神通、钢研高纳（金属组覆盖）。乏燃料外运与后处理紧迫性逐渐凸显，存量/增量均存在较大市场，建议关注业绩逐步兑现的乏燃料运输容器及后处理厂设备商，关注景业智能、江苏神通等（机械组覆盖，完整推荐见文内）；敏捷端业务相比发电业务更高的利润率有望为核电运营带来业绩增量，建议关注已有项目落地的核电运营商，关注中国核电；核能制氢远期看具备促进核电消纳和高制氢效率两大优势，高温气冷堆并网后的高温应用值得期待，建议关注与中核集团深度合作的副产氢提供商东华能源（石化组覆盖）。

### 行业观点

- “双碳”目标指引核电装机，代次更新带动产业升级。核电发展围绕提升机组固有安全性，通过延长寿命/简化设计/提高能量转换效率降本，“热中子堆-快堆-聚变”技术三步走及乏燃料循环利用等主要目标。作为减碳利器，22年我国核电电量占比4.98%，预计至2030年升至6.2%。三代机安全指标指数级提升、经营杠杆提升（总运营时长提升18.1万小时；年均折旧减少18.8%）；四代机原理设计改变，国内进度领先。作为大国重器，核电设备国产化率由不足1%发展到近90%，对应“十四五”国产核岛设备市场空间预计达300亿元以上。
- 乏燃料外运与后处理“0”到“1”：
  - ✓ 乏燃料产量与核电发电量、机组类型有关。至22年末累计产生量约为1.1万吨；“十四五”年核准6~8台假设下，至2030年累计产生约2.6万吨，累计量年均增长10%。往后看，四代高温气冷堆单位产生量是三代机近10倍。
  - ✓ 90%已产生存量待外运、后处理。乏燃料须约8~10年在堆贮存。我们测算：（1）至2030年我国将有19台机组乏燃料贮存达到能力上限，外运刚需549.8~2091.7吨（需求低值），对应运输容器市场空间约为16.5~62.8亿元。及时清运假设下至2030年累计外运需求1650~11030吨（需求高值），对应空间约为49.5~330.9亿元。（2）至2030年后处理厂产能规模应达到235~1277吨/年，对应后处理设备市场空间175.8~954.1亿元。
- 敏捷端业务“0”到“1”：
  - ✓ 三代机改造供汽和新建小堆工作已同步开展，核能供汽可提升核电效率（供电效率仅30%，直接供汽效率可达90%）、汽源清洁性；小堆技术可提升覆盖面（冷却水需求减少，内陆布局后真正释放需求空间）。
  - ✓ 此为核电落地最快的新场景。中核田湾&福清改造供汽项目分别有望于23年底、24年投产供汽，享受煤价高企影响下的工业蒸汽价格红利；昌江小堆示范项目已开建、计划27年投产。
- 核能制氢“0”到“1”：
  - ✓ ESG目标驱动+化石能源/可再生能源成本相背而行，至2050年绿氢占氢能比例或将升至70%。低能耗、低边际成本（电解制氢过程电耗成本50%+，风光边际成本低于0.1元/KWh，成本优势显著）、促消纳为电解制绿氢三大有利因素。
  - ✓ 其中，核能制氢两大逻辑：（1）核电边际成本高于风光水、消纳顺位靠后，制氢解决潜在的弃核问题；（2）水电解+高温蒸汽电解路线通吃，四代中高温气冷堆目前最为成熟、已有并网，伴随发电过程产生的800℃以上高温将制氢效率最高从60%提至理论上的100%（SOEC）。

### 风险提示

- “十四五”新增核电核准不及预期风险；四代机技术突破不及预期、发电经济性验证不及预期风险；核电新应用方向拓展进度不及预期风险；乏燃料后处理设施建设进度不及预期风险等。

## 内容目录

1、安全为首，核电发展围绕 3 个目标.....	5
1.1 发展目标之一——安全性.....	5
1.2 发展目标之二——经济性.....	5
1.3 发展目标之三——可持续.....	6
2、减碳利器，我国核电发展加速.....	7
3、大国重器，核产业升级与代次更新同步.....	9
3.1 三代机升级：安全性指数提升、经营杠杆提升.....	9
3.2 国产替代百亿市场，设备端业绩优先兑现.....	11
3.3 四代机升级：技术要求提高，我国进展顺利.....	12
4、场景已现，未来核电的“0”到“1”.....	15
4.1 乏燃料外运/后处理“0”到“1”，展望千亿市场.....	15
4.2 敏捷端业务“0”到“1”，进展最快的新场景.....	19
4.3 核能制氢“0”到“1”，充分发挥高温优势.....	22
5、投资建议.....	26
6、风险提示.....	28

## 图表目录

图表 1：核安全事故定级及事故机组分布情况.....	5
图表 2：各类型反应堆组件情况.....	6
图表 3：反应堆冷却剂出口温度（℃）及能量转换效率（%）.....	6
图表 4：各类型反应堆燃料类型及利用率.....	7
图表 5：2008~2022 年我国新核准机组情况.....	7
图表 6：2007~2022 年我国核电在建容量情况.....	7
图表 7：1980 年至今核电强国美、法、中核电电量情况.....	8
图表 8：美、法、中在运/在建/核准机组情况（截至 5M22）.....	8
图表 9：至 2030 年我国核电装机及增速预测.....	9
图表 10：至 2030 年我国核电发电量及占比预测.....	9
图表 11：世界各国发电结构占比（%）.....	9
图表 12：各类电源全生命周期 CO2 排放量（g/kWh）.....	9
图表 13：三代机主要类型和特点.....	10
图表 14：二代机与三代机多维对比.....	10
图表 15：核电发电成本构成.....	11

图表 16:	二、三代机组年均折旧对比 .....	11
图表 17:	我国核电站国产化率水平 .....	11
图表 18:	核电站价值拆分 .....	11
图表 19:	核电设备价值拆分 .....	12
图表 20:	核岛设备价值拆分 .....	12
图表 21:	核电产业链主要材料/设备企业 18~21 年营收增速情况 .....	12
图表 22:	核电技术路径图谱 .....	13
图表 23:	第四代国际核能论坛(GIF)选定的六种四代反应堆比较 .....	13
图表 24:	三代机与四代机多维对比 .....	14
图表 25:	高温气冷堆工作示意图 .....	14
图表 26:	包覆燃料颗粒结构示意图 .....	14
图表 27:	华能石岛湾高温气冷堆已于 21 年并网成功 .....	15
图表 28:	核电余热用途广泛 .....	15
图表 29:	我国四代核电进展情况 .....	15
图表 30:	至 2030 年预计我国乏燃料累计产生量约 2.6 万吨 .....	16
图表 31:	我国采用闭式循环后处理路线 .....	16
图表 32:	核电站闭式燃料循环示意图 .....	17
图表 33:	多个闭式处理国家乏燃料处理能力已高出最新年产生量 .....	17
图表 34:	2030 年前满堆机组外运/后处理乏燃料需求情景分析 .....	18
图表 35:	2030 年前所有机组外运/后处理乏燃料需求情景分析 .....	19
图表 36:	基金实际支出低于预算及收入 .....	19
图表 37:	储运环节支出占比高 .....	19
图表 38:	核能供汽工作示意图 .....	20
图表 39:	我国核能供汽项目进展情况 .....	20
图表 40:	中国大陆小型模块化反应堆现状 .....	21
图表 41:	2017-2021 年中国工业蒸汽行业消费量及同比增速 (万吉焦、%) .....	21
图表 42:	2017-2021 年中国工业蒸汽行业市场规模及同比增速 (亿元、%) .....	21
图表 43:	中国工业蒸汽行业竞争格局 .....	22
图表 44:	山东滕州动力煤坑口价: Q5500 .....	22
图表 45:	工业蒸汽价格随煤价上浮 .....	22
图表 46:	制氢结构优化空间较大 .....	23
图表 47:	光伏电解路线全生命周期能耗水平显著更低 .....	23
图表 48:	电解制氢路线电耗成本占大头 .....	24
图表 49:	各类电源度电成本比较 .....	24
图表 50:	各类电源类型发电成本构成 .....	24

图表 51: 午时光伏发电较多而电力负荷处在低谷值, 出现报零价 (山西现货市场情况) .....	25
图表 52: 核能制氢的主要路径 .....	25
图表 53: 超高温气冷堆冷却剂出口温度达 900~1000°C .....	26
图表 54: 高温特点适配 HTSE 路线 .....	26
图表 55: HTSE 路线采用 SOEC, 凸显高转换效率优势 .....	26
图表 56: 建议关注公司归母净利润及 EPS 情况 .....	28

# 1、安全为首，核电发展围绕3个目标

## 1.1 发展目标之一——安全性

- 过往重大核事故机组均为二代机。1990年国际原子能机构(IAEA)牵头编制了《国际核事件分级表》(INES)，对核安全事故进行整理分析。3级及以上事故机组均为二代机，燃料损坏、事故后辐射释放等影响指标因此成为后续三代机升级的主要方向。
- 核安全事故尚无法完全规避，重在提升固有安全性。即异常工况时，只依赖于反应堆的自然安全性(依赖更优的原理设计)和非能动安全性(尽量减少人工介入)，控制反应性或移出堆芯热量，使核电站反应堆趋于正常运行和安全停堆。
- ✓ 三代机升级：上世纪90年代，美欧总结核事故教训后制定了《美国核电用户要求文件(URD)》和《欧洲核电用户要求文件(EUR)》，安全性目标是推动先进轻水堆ALWR(三代机)计划的最重要因素。包括升级为更简化的系统(非能动电站AP1000)、或提供更多的冗余(改进型能动电站EPR)。
- ✓ 四代机升级：2001年由美国牵头组织的第四代核能系统国际论坛(GIF)提出四代机升级目标，从冷却剂(高温气冷堆气冷代替水冷)、反应原理(快中子堆代替热中子堆)层面进一步提升自然安全性。

图表1：核安全事故定级及事故机组分布情况

级别	说明	厂外影响：放射性物质向外释放	厂内影响	实例	机组
7	特大事故	放射性大量释放：大范围的健康和环境影响		1986年苏联切尔诺贝利核电站(现属乌克兰)事故(燃料熔化起火)	第二代
				2011年日本福岛第一核电站事故(燃料损坏、辐射释放和疏散)	第二代
6	重大事故	放射性明显释放：全面执行地方应急计划的防护措施		1957年苏联基斯迪姆后处理装置(现属俄罗斯)事故(克什特姆核事故)(后处理厂临界事故)	第二代
5	具有厂外风险的故事	放射性有限释放：部分执行应急计划的防护措施	堆芯/放射性屏障损坏	1957年英国温思乔火灾(温茨凯尔反应堆事故)(军事)	第二代
				1979年美国三哩岛核电站事故(燃料熔化)	第二代
4	没有明显场外风险的故事	放射性少量释放：公众剂量相当于规定限值	堆芯/放射性屏障发生明显损坏，一个工作人员受到致死剂量	1969年法国圣洛朗核电厂事故(燃料破裂)	第二代
				1980年法国圣洛朗核电厂事故(石墨过热)	第二代
				1999年日本东海村JCO临界事故(实验反应堆燃料装置临界事故)	第二代
3	重大事件	放射性极少量释放：公众剂量相当于规定限值的一小部分	污染严重扩散/一个工作人员产生急性放射性效应	1989年西班牙范德略斯核电厂事件(汽轮机火灾)	第二代
				2002年美国戴维斯-贝斯反应堆事件(严重腐蚀)	第二代
				2003年匈牙利保克什核电站事件(燃料损坏)	第二代
				2011年日本福岛第二核电站事件(1、2号机组)(冷却中断)	第二代
				2011年日本福岛第二核电站事件(4号机组)(燃料池过热)	第二代
2	事件	无	污染明显扩散/一个工作人员受到过量照射		
1	异常	无	无		
0	偏差	无	无		

来源：世界核协会、国金证券研究所

## 1.2 发展目标之二——经济性

- 核电经济性高于化石能源发电，但与其他可再生能源作比成本仍高，仍有技术降本空间。
- ✓ 三代机升级：延长寿命降本。核电度电成本中固定资产折旧成本占比近40%，是成本

大头。三代机总运营时长提升 18.1 万小时，年均折旧下降 18.8%（详见后文）。

- ✓ 四代机升级：简化设计降本。和传统压水堆相比，超高温气冷堆中不使用中子吸收棒、压力容器中的机械装置；超临界水冷堆采用直接燃料循环工作方式，不需要蒸汽发生器和稳压器。同时，在输出功率相同的条件下，超临界水冷堆只有一般反应堆的一半大小；熔盐堆在保证能量转换效率的情况下不使用厚壁压力容器，建造成本大大降低。

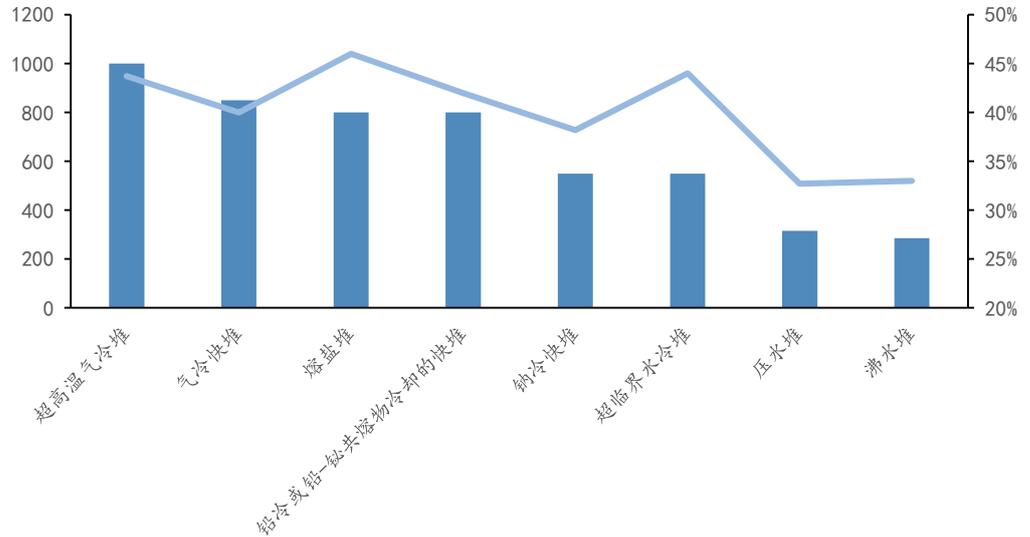
图表2：各类型反应堆组件情况

反应堆类型	主要组件	堆芯主要组件
压水堆	反应堆堆芯（裂变提供热量）、压力容器、主泵、蒸汽发生器等	核燃料组件、控制棒组件、固体可燃毒物组件、阻力塞组件、中子源组件等
钠冷快堆	反应堆堆芯、压力容器、主泵、蒸汽发生器等	核燃料组件、控制棒组件、不锈钢屏蔽组件、硼屏蔽组件、中子源组件等
铅冷快堆	反应堆堆芯、中间热交换器、主泵、压力容器、蒸汽发生器等	核燃料组件、控制棒组件、中子源组件等
气冷快堆	/	/
超高温气冷堆	反应堆堆芯、主泵、卸料管等	球床型/棱柱型燃料组件、控制棒组件等
超临界水冷堆	反应堆堆芯、主泵等	燃料组件、控制棒组件、石墨反射体组件等
熔盐堆	反应堆堆芯、主泵等	控制棒组件等

来源：中国科学院、国金证券研究所

- ✓ 四代机升级：提高能量转换效率降本。第四代发展的核能反应堆冷却剂出口温度均高于压水堆，能量转换效率也显著提升——压水堆的能量转换效率约为 32.7%，熔盐堆能量转化效率达 46%（熔盐冷却剂热容量大，能够获得更高的能量转换效率）。

图表3：反应堆冷却剂出口温度（℃）及能量转换效率（%）



来源：中核战略规划研究院、国金证券研究所

### 1.3 发展目标之三——可持续

- 核电终局是聚变，逐步减轻对天然铀资源需求。1983 年 6 月我国确立了核能发展“三步走（压水堆—快堆—聚变堆）”的战略。
- ✓ 第一步是发展以压水堆为代表的热中子反应堆。主要使用铀资源中储备占比 0.7% 的铀 235，不能增殖；
- ✓ 第二步是发展快中子反应堆（如四代核电 6 条路线中的钠冷快堆、铅冷快堆、气冷快堆），使用铀资源中占比 99.3% 的铀 238 和资源总量更多的钚，将天然铀资源的利用率由热中子堆的 1~2% 提高至 60~70%，降低燃料消耗。
- ✓ 第三步是发展可控聚变堆技术，与裂变能源相比，聚变能源产生的放射性废物总量少、

且不产生长寿命放射性核素、处置更加容易。

图表4：各类型反应堆燃料类型及利用率

反应堆类型	燃料类型	燃料利用率
压水堆	铀 235 含量为 3-5% 的低浓铀	1-2%
钠冷快堆	铀钚混合氧化物燃料(钚 239、铀 238)	60-70%
铅冷快堆		
气冷快堆		
超高温气冷堆	高浓二氧化铀	/
超临界水冷堆		
熔盐堆	反应堆堆芯、主泵等	

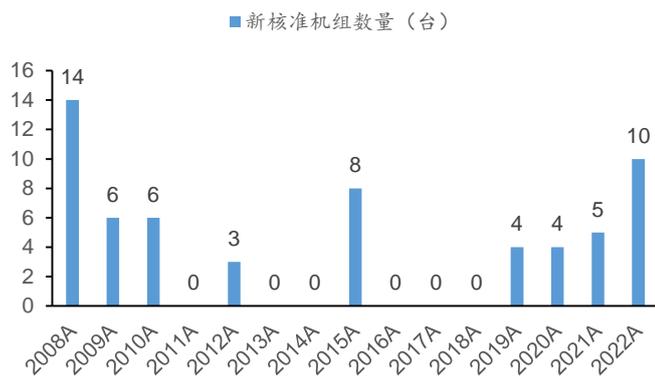
来源：中科院、国金证券研究所

- 四代机核心理念：乏燃料循环利用。即采用闭式循环，将乏燃料送往后处理设施并从废物中回收铀和钚，大幅降低地质处置废物的体积，利用嬗变技术缩短其危害持续时间。解决铀资源利用最优化和放射性废物最小化两大问题（详见后文）。

## 2、减碳利器，我国核电发展加速

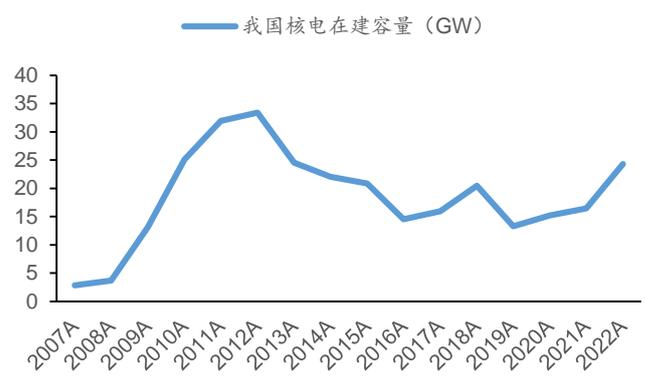
- 当前我国核电发展土壤优渥。上世纪 50 年代开始欧美国家逐步将核能技术从军用部分转于民用，60 年代末 70 年代初即制定了大量核电发展计划；二代机在此背景下大量建设，2000 年以前美、法两国已经拥有了较为庞大的核电规模。而建设断档期的出现，使得近两年美国、法国两大传统核电强国核电增速下滑；相反，我国核电起步较晚，在“十三五”短暂停滞，当前正处于加速发展的第四阶段。
  - ✓ 第一阶段：2011 年至 2014 年：日本福岛核泄漏，国内核电审批速度放缓乃至暂停；
  - ✓ 第二阶段：2015 年：“十二五”规划收官之年，透露年内 6~8 台核电机组开工，随后 8 台新机组审批通过，核电重启预期升温；
  - ✓ 第三阶段：2016 年至 2018 年：国内三代核电先前无商运投产案例，审批谨慎、无新核电机组报批；
  - ✓ 第四阶段：2019 年至今：三代核电项目落地，核准加速。

图表5：2008~2022 年我国新核准机组情况



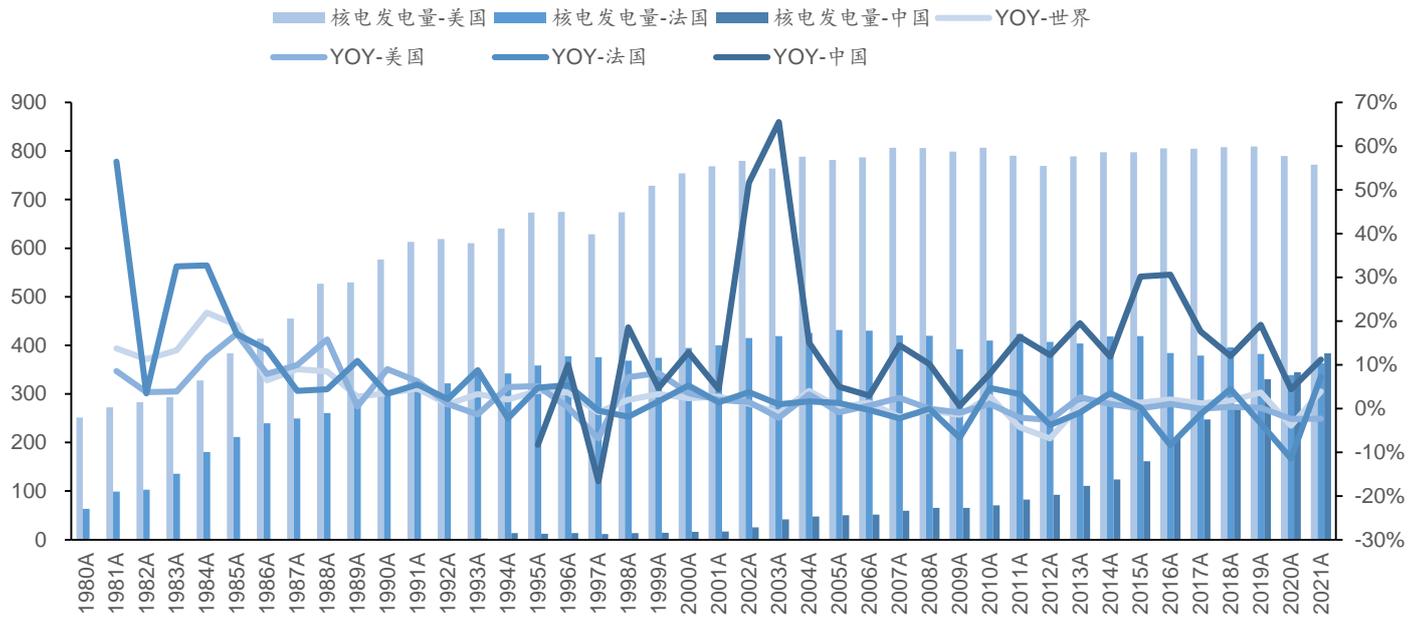
来源：Wind、国金证券研究所

图表6：2007~2022 年我国核电在建容量情况



来源：Wind、国金证券研究所

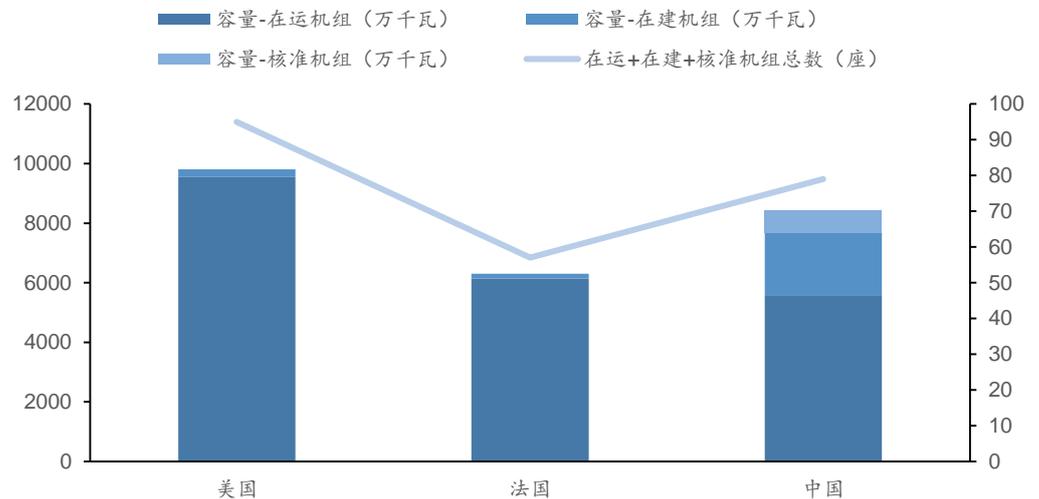
图表7: 1980年至今核电强国美、法、中核电电量情况



来源: Wind, 国金证券研究所

- 中国核电规模将实现赶超。2019年起我国核电发展进入第四阶段，19~20年年核准新机组4台，21年《政府工作报告》提出“积极有序发展核电”，同年核准5台机组；22年两批次共核准10台机组，超出预期，核电机组审批和开工的节奏明显加快。根据中国核能行业协会发布的《中国核能发展与展望(2021)》预计，在2022~2025年间，我国有望年均核准7-8台机组。当前我国在运+在建+核准机组总数已超过法国，仅次于美国。

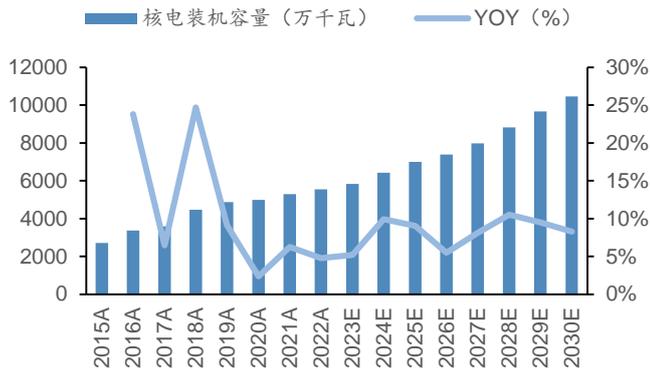
图表8: 美、法、中在运/在建/核准机组情况(截至5M22)



来源: 中核战略规划研究院、国金证券研究所

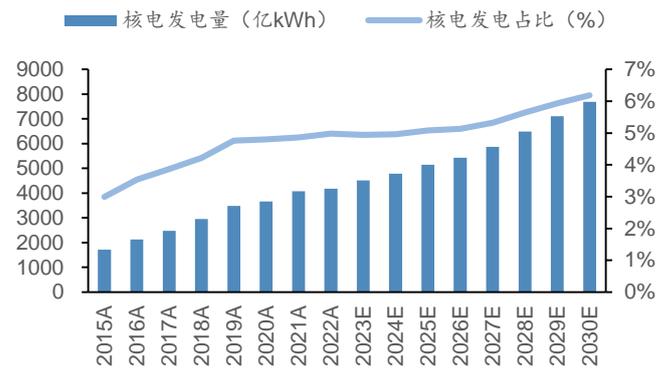
- “双碳”目标下，核电占比将稳步提升，2030年发电量占比有望升至6.2%。2022年我国在运核电机组总装机容量5698.6万千瓦，核电发电量4177.9亿kWh，占全国总发电量的4.98%。参考中国核能发展报告，并根据年用电量需求及风、光、水、生物质能潜在可供电量分析：我们将核电视作为火电以外的稳定补缺口电源，预计至2030年核电装机超1亿千瓦，核能年发电达7692亿kWh，占电力总供应6.2%。

图表9：至2030年我国核电装机及增速预测



来源：中电联、国金证券研究所

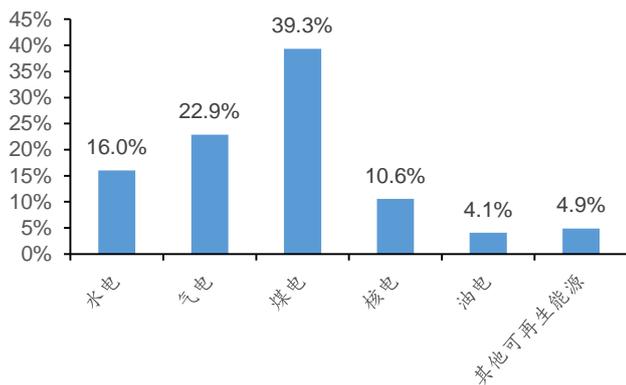
图表10：至2030年我国核电发电量及占比预测



来源：中电联、国金证券研究所

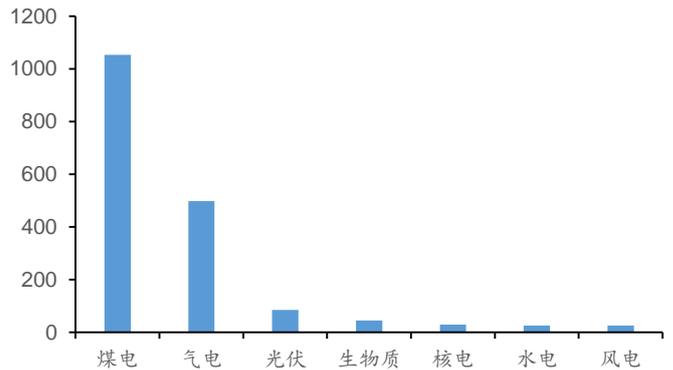
- 全球核电平均发电占比 10.6%，低碳/基荷优势突出，国内远期装机空间仍大。全球范围内核电电量占比更高，两大优势突出：(1) 低碳优势：核电全生命周期的总碳排放量较少，仅为 29g/kWh，为煤电度电碳排放的 2.8%，也低于光伏和生物质发电，且运行过程中不产生直接的碳排放。(2) 基荷优势：核电具有密度高、出力稳定的突出优势，可独立承担基础负荷。

图表11：世界各国发电结构占比 (%)



来源：Wind、国金证券研究所

图表12：各类电源全生命周期 CO2 排放量 (g/kWh)



来源：Wind、国金证券研究所

### 3、大国重器，核产业升级与代次更新同步

#### 3.1 三代机升级：安全性指数提升、经营杠杆提升

- 改革型能动和先进型非能动核电站是三代核电主力堆型。相比二代核电原理设计相同，但从不同方向上提高了核电安全标准：(1) EPR 重在“做加法”，增加安全系统的冗余性；(2) AP1000 重在“做减法”，突出非能动安全性，降低人因错误；(3) 我国华龙一号采用“能动+非能动”，以非能动安全系统作为能动安全系统的补充。

**图表13：三代机主要类型和特点**

类型	主要堆型	特点
改革型能动核电站	先进沸水堆 (ABWR)	采用先进堆芯设计、内置式再循环泵、电力—水力组合的控制棒驱动机构、三个独立的应急堆芯冷却和余热排出系统
	欧洲压水堆 (EPR)	设有严重事故预防与缓解措施、先进的仪控设计、较高的安全性和经济性
先进型非能动核电站	非能动先进压水堆 (AP1000)	反应堆冷却剂系统与主要设备采用成熟设计、非能动设计提高安全性与经济性，设有严重事故预防与缓解措施，采用模块化建造技术
能动与非能动相结合的核电站	华龙一号 (HPR1000)	提出“能动和非能动相结合”的安全设计理念，采用 177 个燃料组件的反应堆堆芯、多重冗余的安全系统、单堆布置、双层安全壳，全面平衡贯彻了纵深防御的设计原则，设置了完善的严重事故预防和缓解措施等

来源：CNKI、核电周刊、国金证券研究所

- 三代核电安全性指标提升一个数量级。三代机的反应堆堆芯损坏概率从原先二代核电要求的  $1.0 \times 10^{-4}$  / 堆·年降低到  $1.0 \times 10^{-5}$  / 堆·年，大量放射性释放概率从原来的  $< 1.0 \times 10^{-5}$  / 堆·年降低到了  $< 1.0 \times 10^{-6}$  / 堆·年。我国首个采用三代核电技术的项目是浙江三门核电 1 号机组（中国核电项目），采用的是美国开发的 AP1000 堆型，这也是 AP1000 的全球首堆。

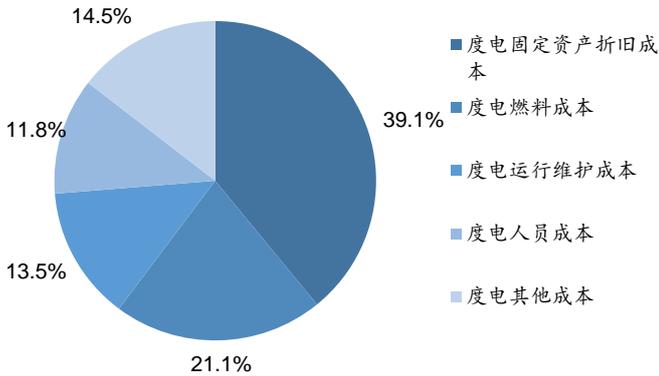
**图表14：二代机与三代机多维对比**

比较维度	指标	二代机组	三代机组
经济性	建造成本	1.2-1.3 万/kwh	约 1.6 万/kwh
	使用寿命	40-60 年	60-80 年
	大修周期	12-18 个月	18-24 个月
	大修用时	日常大修天数 30 天，5 年/10 年大修或首次大修 45-60 天	22-23 天
安全性	反应堆堆芯损坏概率	$1.0 \times 10^{-4}$ / 堆·年	$1.0 \times 10^{-5}$ / 堆·年
	大量放射性释放概率	$< 1.0 \times 10^{-5}$ / 堆·年	$< 1.0 \times 10^{-6}$ / 堆·年
可持续性	放射性废物排放量	多	少

来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

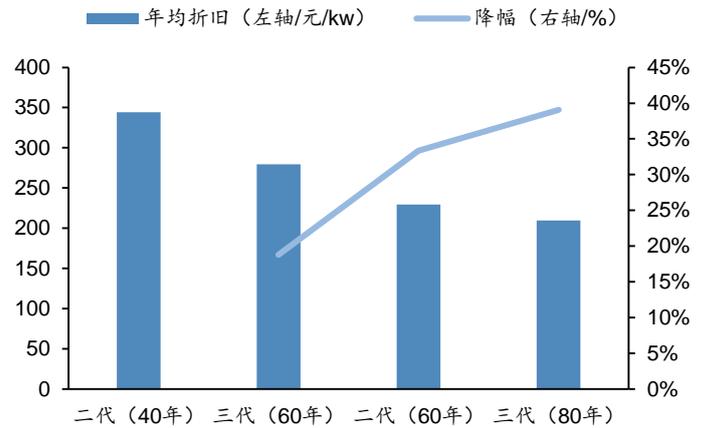
- 经营杠杆提升，三代核电经济性更佳。
- ✓ 寿命延长、大修减少，总运营时长提升 18.1 万小时。二代机组使用寿命为 40-60 年，三代机组为 60-80 年，较二代机组提升 50%；检修周期也由二代机组的 12-18 个月大修一次延长至 18-24 月，相应的检修用时也从 30-60 天缩短至 22-23 天。在仅考虑年度大修，并假设运行寿命为 60 年，检修周期为 18 个月，检修用时为 22 天的情况下，一台三代核电机组较二代机组的全生命周期运行时长将增加约 251 个月，折合 18.1 万小时，增幅高达 56.6%，按照目前电价来算，每台机组能合计额外产生 240 亿营收。
- ✓ 年均折旧减少 18.8%。核电运营具有显著的重资产特性，在成本构成中固定资产折旧占比达到 39.1%。根据中国核电 2020 年年报数据显示，使用 M310+二代机组的田湾 5、6 号机组项目单机装机规模为 111.8 万千瓦，造价约合 307.9 亿元，若按 40 年生命周期计算，年均折旧为 344.2 元/kw；而使用“华龙一号”三代机组的福清 5、6 号机组项目单机装机规模 116.6 万千瓦，造价约合 389.6 亿元，若按 60 年生命周期计算，年均折旧 279.6 元/kw，较二代机组年均折旧下降 18.8%。

图表15: 核电发电成本构成



来源: 中国核电公告、国金证券研究所

图表16: 二、三代机组年均折旧对比

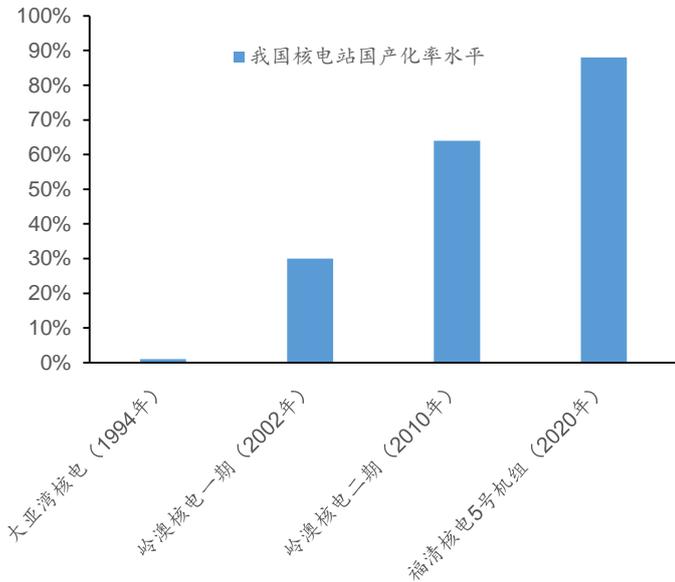


来源: 中国核电公告、国金证券研究所

### 3.2 国产替代百亿市场, 设备端业绩优先兑现

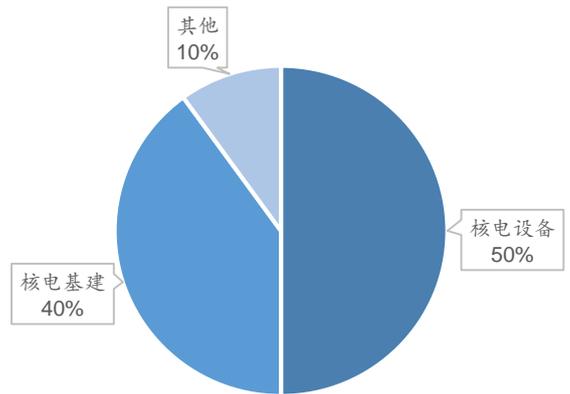
- 核岛设备高技术壁垒, 三代核电发展带动百亿国产替代市场。
- ✓ 我国核电站设备国产化率水平由1994年大亚湾核电的不足1%发展到华龙一号近90%, 三代核电多数核心设备已成功实现了国产化, 19年起核电重启为国内核电设备龙头带来了发展红利。
- ✓ 从价值量拆解来看: 核电设备价值占机组比例约50%, 核岛占核电设备价值的52%左右。往后看, 在当前国产化率水平下, 假设“十四五”期间年核准新建6~8台, 按照三代机组单台120万千瓦, 单位成本1.8万元/KW测算, 对应核岛设备新增市场空间在336.9~449.3亿元(考虑国产化率90%, 对应国产核岛设备市场空间约为303.2~404.4亿元)。

图表17: 我国核电站国产化率水平



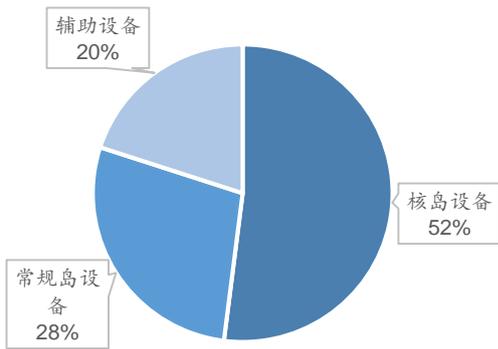
来源: 中国核电公告、中国广核公告, 国金证券研究所

图表18: 核电站价值拆分



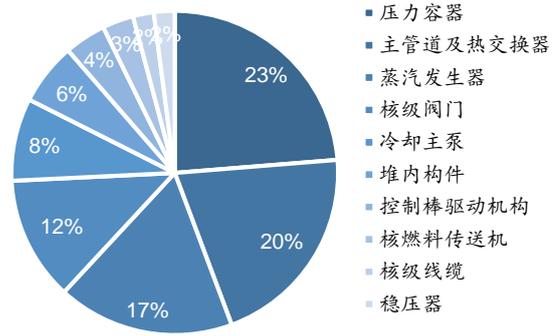
来源: 中国核电公告、中国广核公告, 国金证券研究所

图表19: 核电设备价值拆分



来源: 中国核电公告、中国广核公告, 国金证券研究所

图表20: 核岛设备价值拆分



来源: 中国核电公告、中国广核公告, 国金证券研究所

- 核电设备国产替代核心企业的业绩兑现较好。18~21 年期间国内核电装机容量由 44.7GW 升至 53GW, CAGR 为 5.9%。由于三代机组从核准至投运的建设周期通常在 4~5 年, 设备端业绩兑现快于下游运营商。同时, 随着对高技术壁垒、高价值量设备的国产替代进行, 核心企业同期营收增速更高。

图表21: 核电产业链主要材料/设备企业 18~21 年营收增速情况

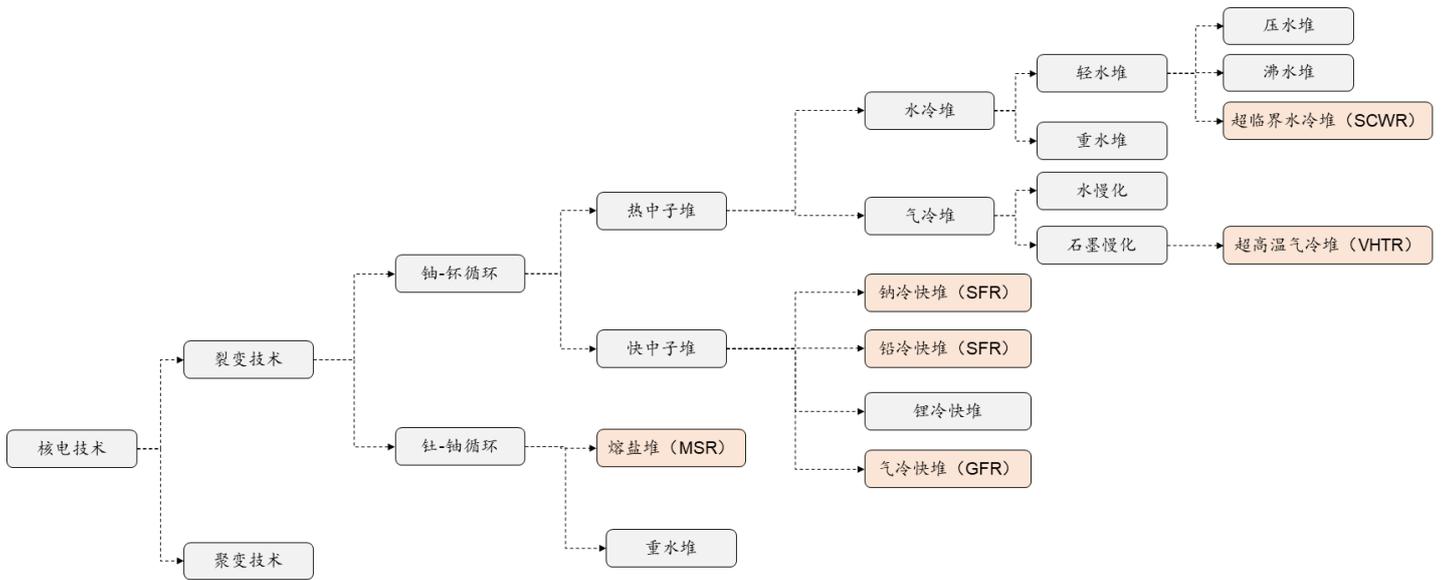
产业链环节	主营产品	公司名称	营收 CAGR (18A~21A)
材料端	合金材料	大西洋	10.2%
	钠金属	中盐化工	10.6%
	钢金属	久立特材	13.7%
	核密封产品	中密控股	17.1%
	合金材料	钢研高纳	30.9%
	锆金属	东方锆业	36.7%
	合金材料	光智科技	70.1%
设备端	冷却主泵、蒸汽发生器、压力容器、控制棒驱动机构、堆内构件	上海电气	9.1%
	核阀门	纽威股份	12.5%
	冷却主泵、蒸汽发生器、压力容器、稳压器	东方电气	15.9%
	冷却主泵、蒸汽发生器	哈电集团	15.9%
	DCS 控制系统	广利核	15.9%
	安全壳	中国核建	17.6%
	核阀门、乏燃料处理	江苏神通	20.6%
	压力容器、主管道	中国一重	30.1%
	控制棒驱动机构	浙富控股	134.0%

来源: Wind, 国金证券研究所

### 3.3 四代机升级: 技术要求提高, 我国进展顺利

- 第四代国际核能论坛(GIF)选定了六种四代反应堆型, 包括三种热中子堆和三种快中子堆。三种热中子堆分别是超临界水冷堆(SCWR)、超高温气冷堆(VHTR)和熔盐堆(MSR), 其中 SCWR 是唯一入选的水冷堆路径, MSR 是唯一入选的以“钍”代替“铀”作为核燃料的路径; 三种快中子堆分别是钠冷快堆(SFR)、铅冷快堆(LFR)和气冷快堆(GFR), 差异主要体现在冷却剂的选择。总体上, 四代机相比三代机在原理设计层面的改变巨大、且路径选择也更多。

图表22: 核电技术路径图谱



来源: CNKI, 国金证券研究所

图表23: 第四代国际核能论坛 (GIF) 选定的六种四代反应堆比较

类型	中子能谱	冷却剂	燃料循环	出口温度
钠冷快堆(SFR)	快	钠	闭式	550°C
铅冷快堆(LFR)	快	铅	闭式	550~800°C
气冷快堆(GFR)	快	氦	闭式	850°C
超临界水冷堆(SCWR)	热/快	水	开式/闭式	510~550°C
超高温气冷堆(VHTR)	热	氦	开式	1000°C
熔盐堆(MSR)	热	熔盐	闭式	700~800°C

来源: 世界核协会、国金证券研究所

- 四代核电安全性、经济性、可持续性指标有望再提升。(1) 安全性: 与三代机组相比, 四代机组要求堆芯损坏频率更低, 从 $<1.0 \times 10^{-6}$ /堆·年下降至 $<1.0 \times 10^{-7}$ /堆·年, 且必须证明不会发生堆芯严重损坏。此外, 与三代机组相比, 四代机要求任何事故都不会对电站外造成影响。(2) 经济性: 通过系统简化, 四代机有望在投资、运维成本及建设周期上均有优化。(3) 可持续性: 快堆的应用大幅减少铀 235 需求。

图表24：三代机与四代机多维对比

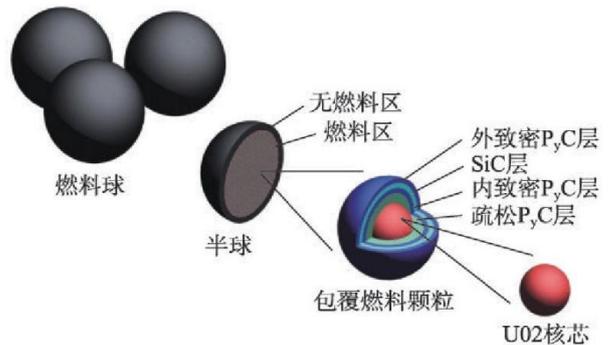
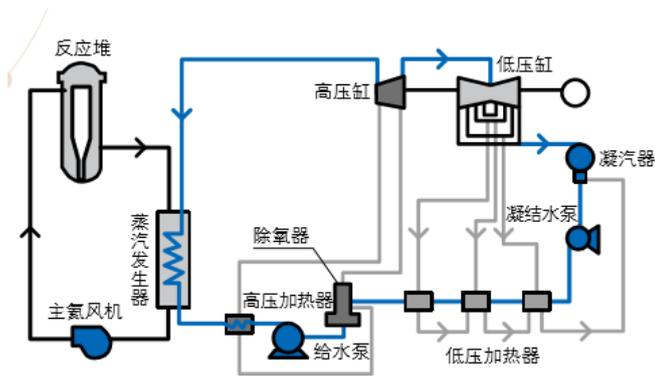
比较维度	指标	三代机组	四代机组（目标和要求）
经济性	投资（美元/千瓦）	1300（百万千瓦的大型核电站） 1475（60万千瓦的中型核电站）	≤1000
	建造周期（月）	54（百万千瓦的大型核电站） 42（60万千瓦的中型核电站） （从第一罐混凝土到商业运行）	<36 （从第一罐混凝土到反应堆启动试验）
	运行和维修费（美分/千瓦时）	1.3（百万千瓦的大型核电站） 1.6（60万千瓦的中型核电站）	<1.0
安全性	堆芯损坏频率（1/堆·年）	<1.0×10 <sup>-5</sup>	<1.0×10 <sup>-6</sup> 需证明不会发生堆芯严重损坏
	严重事故放射性物质释放频率（1/堆·年）	<1.0×10 <sup>-6</sup> 对于非能动核电站，只需提供简单的厂外应急计划	不会有超标的厂外释放，无需厂外响应
可持续性	铀 235 需求	多	快堆大幅减少

来源：CNKI，国金证券研究所

- 四代核电总体仍处于技术突破阶段，高温气冷堆成熟度最高。
- 根据《我国高温气冷堆技术及产业化发展》介绍，其有安全性提升：
  - ✓ 技术升级主要体现在燃料元件、冷却剂与慢化剂的选择与结构设计两方面：（1）燃料元件：采用碳化硅球外壳包覆燃料颗粒；（2）冷却剂：使用氦气惰性气体替代水；（3）慢化剂：采用熔点 3000°C 以上的石墨替代水；（4）结构设计：上端进料、下端卸料，无需停堆换料。
  - ✓ 安全性能提升体现在：（1）模块化小堆+石墨吸热，避免停堆后的持续升温（福岛核电站事故原因）；（2）包覆颗粒燃料结构，固锁放射性裂变产物，避免放射性物质泄漏；（3）可控制进料进度，不必一次性放入过量燃料，有效控制反应。

图表25：高温气冷堆工作示意图

图表26：包覆燃料颗粒结构示意图



来源：CNKI、国金证券研究所

来源：NGNP、国金证券研究所

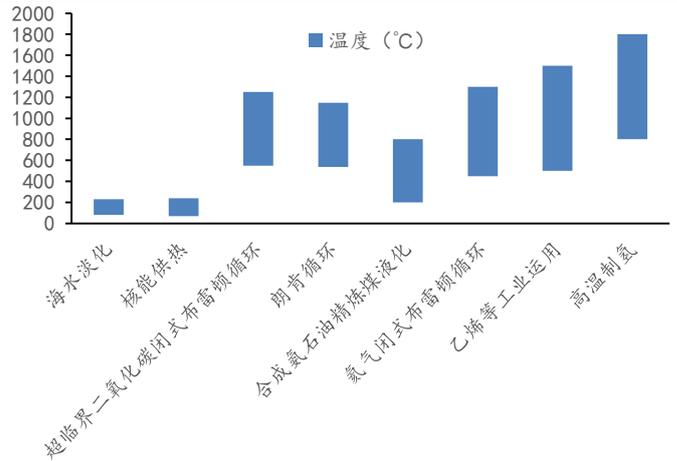
- 我国高温气冷堆技术及安全水平居于世界前列，高温余热工业用途广泛。目前中国自主研发的世界首座具有第四代核电特征的高温气冷堆核电站-华能石岛湾核电项目已于 2021 年 12 月首次并网成功。高温气冷堆利用其“高温”特性，打开了核能应用未来的想象空间，有望在工业供汽、抽汽供热、海水淡化、制氢、同位素生产等方面拓展更多应用场景。

图表27: 华能石岛湾高温气冷堆已于 21 年并网成功



来源: 中国核电公司公告、国金证券研究所

图表28: 核电余热用途广泛



来源: 中科院、国金证券研究所

- 武威钍基熔盐堆已完工、霞浦钠冷快堆 23 年有望并网。
- ✓ 钍基熔盐堆在冷却剂选择上摆脱对水的依赖，是内陆核电发展的关键技术；同时也具有较高的出口温度，未来余热综合利用前景广阔。
- ✓ 快堆是我国“热中子堆-快中子堆-聚变”发展三步走的主线发展任务。2010 年中国首个钠冷快堆——中国实验快堆 (CEFR) 达到首次临界，并于 2011 年 7 月成功并网。2020 年 12 月，中核集团霞浦示范快堆 2 号机组（单机容量 60 万千瓦）正式开工。预计 1 号机组 2023 年建成投产；2 号机组 2026 年建成投产。

图表29: 我国四代核电进展情况

堆型	项目	研究机构	项目进度
高温气冷堆 (VHTR)	华能石岛湾高温气冷堆项目	华能集团、中核集团、清华大学	2021 年 12 月首次并网发电；2022 年 12 月首次实现双堆初始满功率运行
钠冷快堆 (SFR)	福建霞浦钠冷快堆项目	中核集团、中国原子能科学研究院	2017 年工程开工；预计 2023 年建成投产
熔盐堆 (MSR)	甘肃武威钍基熔盐堆项目	中科院上海应用物理研究所	2021 年 5 月主体工程已基本完工；2021 年 9 月启动调试

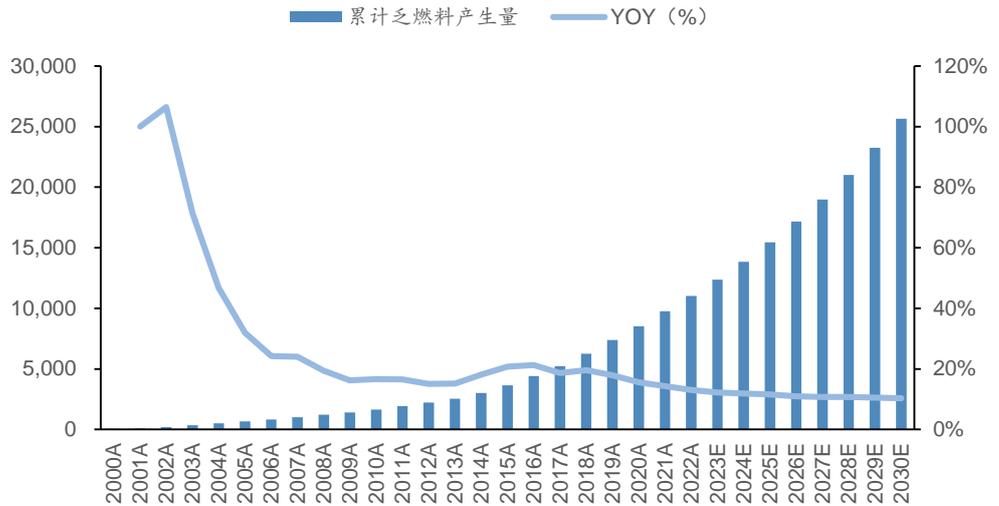
来源: 中核集团、国金证券研究所

## 4、场景已现，未来核电的“0”到“1”

### 4.1 乏燃料外运/后处理“0”到“1”，展望千亿市场

- 乏燃料产生规模加速扩大。核能发电产生的未燃尽核燃料称为乏燃料，在运转一个发电循环后，机组会进行换料大修，以新燃料组件替换乏燃料组件。根据中国核能行业协会数据，乏燃料单位产生量约 0.2-0.25 吨/万千瓦，取中值 0.23 吨/万千瓦，对应截至 2022 年的累计产生量为 1.1 万吨（年产生约 1300 吨），前述装机假设下至 2030 年累计产生约 2.6 万吨（年产生约 2400 吨）。随新机组核准加速，乏燃料累计产生量也将保持 10% 以上的年增长。
- ✓ 四代高温气冷堆由于能源密度低和固有安全性的原因，单位产生量 1.898 吨/万千瓦，是普通压水堆的近 10 倍。“十四五”期间如按计划开工 3 台 600MW 的高温气冷堆机组，运营后（2030 年前后）每年将额外产生 626 吨乏燃料。

图表30：至2030年预计我国乏燃料累计产生量约2.6万吨



来源：CNKI、国金证券研究所

- 90%已产生存量待外运、后处理。乏燃料属于高放废料，须经过约8~10年的在堆贮存，方可使其自身衰变热达到外运条件（通常需满足乏燃料运输容器要求限值），外运至离堆贮存场所或后处理场所。因此，外运条件不成熟、外运/处理技术不成熟等多因素影响下，目前近90%已产生的乏燃料仍在堆贮存。随着外运条件达成以及堆内可贮存空间日益减少，乏燃料外运需求凸显，对应特殊运输容器等设备的市场空间已打开。
- ✓ 我国选择采用闭式循环后处理路线，任重道远。2017年国务院正式批复《核安全与放射性污染防治“十三五”规划及2025远景目标》，确立了我国采用乏燃料后处理的闭式核燃料循环政策。“十四五”规划中继续提及建设核电站中低放废物处置场，建设乏燃料后处理厂。闭式循环路线即是对乏燃料的循环利用，存在较高的技术难度，但属军民两用技术。

图表31：我国采用闭式循环后处理路线

处置类别	处置方式	采用国家
开式循环（“一次通过”式）	按高放射性废物的处置方法，经冷却和特殊包装后长期贮存，或进行500~1000米的深埋	美国、加拿大、西班牙、瑞典、芬兰等
闭式循环（乏燃料循环利用）	分离出中低放射性物，将二氧化铀核芯进入乏燃料后处理主工艺进行处理	中国、俄罗斯、法国、英国、日本、印度等
暂存	8~10年堆内贮存+离堆贮存	

来源：CNKI、国金证券研究所



工厂均带来外运的刚性需求，至 2030 年 19 台机组合计外运需求量范围为 549.8~2091.7 吨，对应运输容器市场空间约为 16.5~62.8 亿元。

图表34：2030年前满堆机组外运/后处理乏燃料需求情景分析

机组名称	至堆满年份应外运/处理乏燃料（吨）				
	乏燃料贮存能力（年）	在堆贮存 8 年（必要）	在堆贮存 10 年（可选）	在堆贮存 15 年（可选）	在堆贮存 20 年（可选）
2003 年					
大亚湾 1 号机组	10	45.3	22.6*	22.6*	22.6*
2004 年					
大亚湾 2 号机组	10	45.3	22.6*	22.6*	22.6*
2014 年					
田湾 1 号机组	8	24.4*	24.4*	24.4*	24.4*
2015 年					
田湾 2 号机组	8	24.4*	24.4*	24.4*	24.4*
2022 年					
岭澳 1 号机组	20	273.2	227.7	113.9	22.8*
岭澳 2 号机组	20	273.2	227.7	113.9	22.8*
秦山二期 1 号机组	20	184.9	154.1	77.1	15.4*
2024 年					
秦山二期 2 号机组	20	184.9	154.1	77.1	15.4*
2025 年					
田湾 3 号机组	8	25.9*	25.9*	25.9*	25.9*
2026 年					
秦山一期 1 号机组	35	217.4	201.3	161.0	120.8
田湾 4 号机组	8	25.9*	25.9*	25.9*	25.9*
2028 年					
海阳 1 号机组	10	57.5	28.8*	28.8*	28.8*
海阳 2 号机组	10	57.5	28.8*	28.8*	28.8*
三门 1 号机组	10	57.5	28.8*	28.8*	28.8*
三门 2 号机组	10	57.5	28.8*	28.8*	28.8*
田湾 5 号机组	8	25.7*	25.7*	25.7*	25.7*
2030 年					
岭东 1 号机组	20	300.6	250.5	125.2	25.0*
秦山二期 3 号机组	20	184.9	154.1	77.1	15.4*
田湾 6 号机组	8	25.7*	25.7*	25.7*	25.7*
总计		2091.7	1681.7	1057.3	549.8

来源：CNKI、国金证券研究所 \*注：贮存能力不足以支持长时在堆贮存情况下，假设最少仅外运乏燃料一年的产出量

■ 2030年前所有机组乏燃料外运/后处理需求测算（需求高值）：

- ✓ 假设：（1）每年乏燃料单位产生量为 0.23 吨/万千瓦；（2）乏燃料最少留堆时长为 8 年，在贮存能力充足情况下假设分别贮存 10、15、20 年，假设每年对满足外运条件的乏燃料进行及时外运；（3）针对外运需求测算考虑存量问题，针对后处理需求测算出于实际考量、仅考虑对应年份当年产生的新增量；（4）暂不考虑堆内贮存场地扩容。

✓ 结论:

- (1) 外运需求: 相比满堆清运, 在及时清运假设下涉及的机组数量增多, 各年外运需求翻倍增长, 至 2030 年累计外运需求范围为 1650~11030 吨。对应运输容器市场空间约为 49.5~330.9 亿元。
- (2) 后处理需求: 由于仅考虑后处理厂解决增量问题, 至 2030 年后处理厂产能规模应达到 235~1277 吨/年, 对应后处理设备投资的市场空间 175.8~954.1 亿元 (后处理设备投资单价参考景业智能招股说明书)。

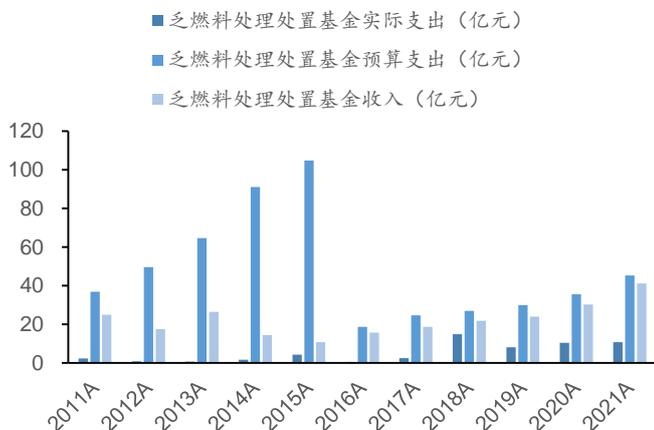
图表35: 2030年前所有机组外运/后处理乏燃料需求情景分析

		2022A	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
装机容量 (万千瓦)		5553	5842	6421	7000	7385	7985	8825	9665	10465
乏燃料单位产生量 (吨/万千瓦)		0.23								
当年乏燃料产生量 (吨)		1277	1344	1477	1610	1698	1836	2030	2223	2407
累计乏燃料产生量 (吨)		11030	12374	13851	15461	17159	18996	21026	23249	25655
假设需解决存量问题 (外运)	累计-在堆贮存 8 年 (吨)	3010	3635	4409	5233	6260	7381	8528	9753	11030
	累计-在堆贮存 10 年 (吨)	2212	2548	3010	3635	4409	5233	6260	7381	8528
	累计-在堆贮存 15 年 (吨)	1020	1217	1415	1650	1923	2212	2548	3010	3635
	累计-在堆贮存 20 年 (吨)	199	342	502	662	822	1020	1217	1415	1650
假设仅解决增量问题 (后处理)	当年-在堆贮存 8 年 (吨)	462	625	774	824	1027	1121	1147	1225	1277
	当年-在堆贮存 10 年 (吨)	289	336	462	625	774	824	1027	1121	1147
	当年-在堆贮存 15 年 (吨)	198	198	198	235	273	289	336	462	625
	当年-在堆贮存 20 年 (吨)	103	142	160	160	160	198	198	198	235

来源: CNKI、国金证券研究所

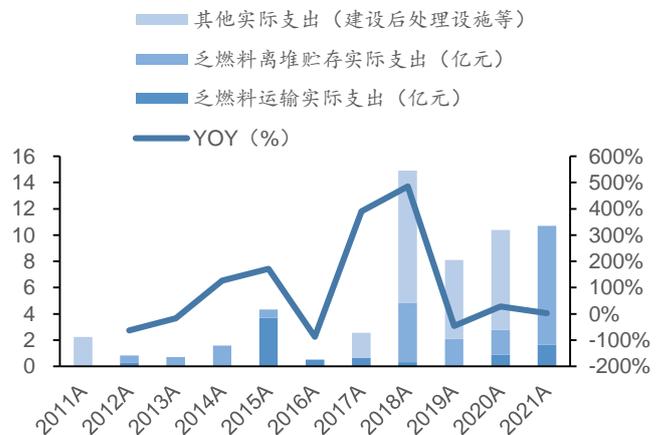
- 乏燃料处理处置基金模式启用。目前我国乏燃料处理处置基金属于财政资金, 对投入商运五年以上压水堆机组按 0.026 元/千瓦时、按实际上网电量征收。根据规则, 目前我国基金年度预算优先安排乏燃料运输、离堆贮存、后处理、高放射物处理处置, 再安排后处理厂建设。
- ✓ 过去实际支出大幅低于预算, 且储运环节支出较大; 当前用于后处理的支出扩大。乏燃料后处理问题屡被提及, 但由于技术不成熟等多方因素, 实际开展不及预期, 资金效率不高。但从近两年数据看, 随着乏燃料待处理量积累、建厂已迫在眉睫, 后处理环节的支出占比有所扩大。

图表36: 基金实际支出低于预算及收入



来源: CNKI、国金证券研究所

图表37: 储运环节支出占比高



来源: NGNP、国金证券研究所

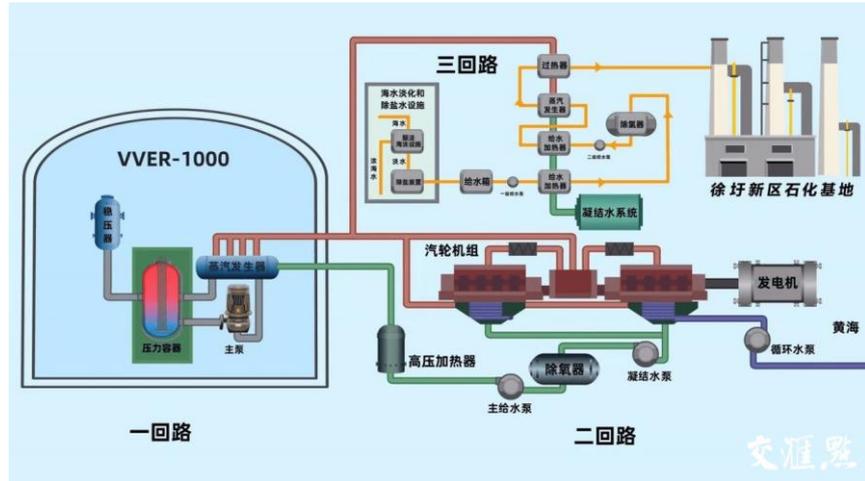
#### 4.2 敏捷端业务“0”到“1”，进展最快的新场景

- 敏捷端业务剑指供汽、供热等供电以外的新场景, 先确定项目开发方向, 再逐步实现

产业化。实现技术上，核能供汽主要是从核电机组的二回路抽取蒸汽作为热源，经过多级换热，最后经工业用汽管网将蒸汽传递至工业用户。以中核田湾电站供汽改造后的工作流程为例：

- (1) 一回路是在核岛内进行的核反应。一回路吸收核反应产生的热量后，将二回路内的水变成蒸汽；
- (2) 二回路即常规岛。在核能发电时，二回路的蒸汽在汽轮机膨胀做功，透平发电；通过管道改造，部分蒸汽前往三回路；
- (3) 三回路即工业蒸汽回路。来自二回路的蒸汽会将三回路中的已淡化海水加热，形成满足石化产业园参数要求的工业蒸汽，最终经三回路管网传送到用汽端。

图表38：核能供汽工作示意图



来源：交汇点新闻网、国金证券研究所

- 三代机改造供汽和新建小堆工作已同步开展，核能供汽可提升核电效率、汽源清洁性；小堆技术可提升覆盖面。
- 中核田湾&福清改造供汽项目稳步推进。由中核集团推动，田湾核电蒸汽供能项目有望于2023年底投产供汽；福清核电一期“清洁供汽”工程有望于2024年具备供汽能力。改造供汽提升核电效率、提高园区用能清洁性。核电转化成电能效率只有30%，而直接供汽的效率能达到90%；核能清洁蒸汽综合碳排显著更优。

图表39：我国核能供汽项目进展情况

类型	项目	技术原理	项目进度
改造项目	田湾核电蒸汽供能项目	以田湾核电3、4号机组蒸汽作热源，设计上采用核电厂一回路与二回路、二回路与工业蒸汽回路的双重隔离，在物理隔绝的情况下，通过多级换热，最终通过工业用汽管网，将蒸汽输送至连云港石化产业基地进行工业生产利用。	预计2023年底投产供汽
	福清核电一期“清洁供汽”工程	采用行业成熟的“汽汽换热”技术，在核电厂蒸汽与外供蒸汽完全物理隔离的情况下，实现向园区供应零碳清洁蒸汽。	预计2024年具备供汽能力
新建项目	昌江核电小堆示范项目	采用中核集团玲龙一号ACP100技术。ACP100技术是中核集团自主研发并具有自主知识产权的多功能模块化小型压水堆堆型。	预计2027年投运

来源：国家核安全局、全国能源信息平台、国金证券研究所

- 中核昌江小堆项目已开建，减少地理限制有望扩大核能供汽覆盖面。国际原子能机构(IAEA)将电功率在300MW以下的核电机组定义为小型堆(SMR)。中核集团已经开始建设海南昌江核电小堆示范项目，预计2027年投运。未来小堆或将以供汽作为单一目标，覆盖内陆供汽需求。
- ✓ 小堆对冷却水要求更低。由于堆芯较小，小堆可以采用一体化设计，压力容器内部一回路冷却剂总量超过采用外部冷却回路的传统设计，大幅提升了系统的热容量和热惯性。截止2022年12月份，我国内地在役运行的53及在建20个核反应堆，均滨海而建。核电站与用汽园区的地理阻隔是限制现有机组供汽改造的最大困扰，可依园区建设才能真正打开需求空间。

- ✓ 小堆仅供汽不供电，效率进一步提升。目前，由中核集团开发的 ACP100 示范小堆已在海南开始建设，技术较为成熟。水冷堆供电的能量转换效率普遍在 30-35% 之间，而供汽的能量转换效率可达到 95%。

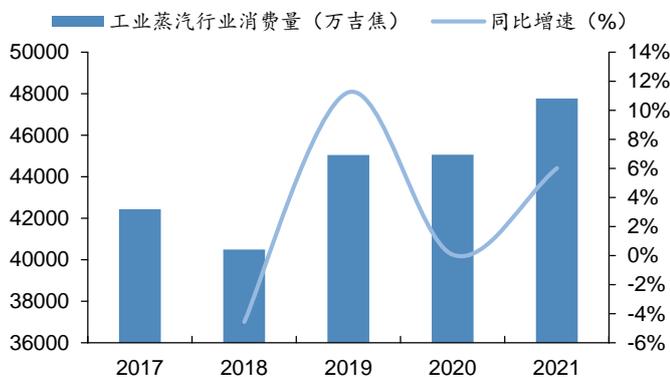
图表40：中国大陆小型模块化反应堆现状

堆型号	堆型	开发单位	功率	进展阶段
<b>水冷小堆（陆基）</b>				
ACP100	压水堆/PWR	中核集团	125MWe	工程示范
DHR-400	常压轻水堆/Pool Type LWR	中核集团	400MWt	详细设计
NHR-200	压水堆/PWR	中广核-清华	200MWt	详细设计
和美一号	压水堆/PWR	国家电投	200MWt	详细设计
<b>水冷小堆（海基）</b>				
ACP100S	压水堆/PWR	中核集团	100MWe	详细设计
ACP25S	压水堆/PWR	中核集团	25MWe	初步设计
ACPR50S	压水堆/PWR	中广核集团	50MWe	详细设计
<b>高温气冷小堆</b>				
HTR-PM	高温气冷堆/HTR	清华-华能	2×100MWe	工程示范
	车载气冷微堆/GCR	中核集团	5MWt	概念设计
<b>快中子小堆</b>				
CL-100	铅铋快堆/LFR	中核集团	100MWe	总体设计
CLEAR	铅铋快堆/LFR	中科院	/	概念设计
CLFR-100	铅铋快堆/LFR	中广核	100MWe	概念设计
BLESS-D	铅铋快堆/LFR	国家电投	/	概念设计
<b>熔盐小堆</b>				
TMSR-LF1	熔盐堆/MSR	中科院	2MWt	工程示范

来源：中国核能行业协会、国金证券研究所

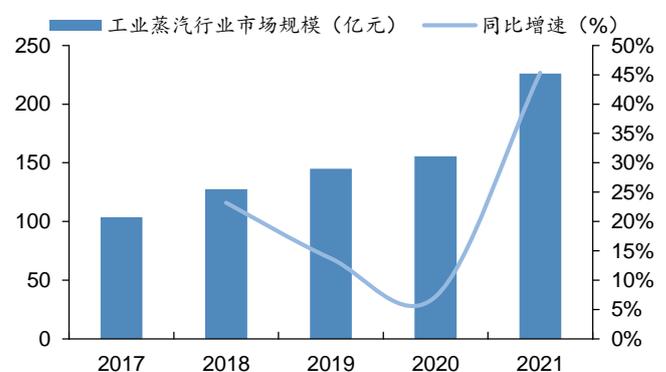
- 工业蒸汽需求稳增。2021 年国内工业蒸汽消费量大约为 47769 万吉焦，同比增长 6.01%。受煤炭价格大幅上涨影响，工业蒸汽价格随之提高，2021 年工业蒸汽市场规模达到 225.95 亿元，同比增长 45.3%。随着国内工业的发展和相关企业热电需求的增加，工业蒸汽需求有望继续提升。

图表41：2017-2021 年中国工业蒸汽行业消费量及同比增速（万吉焦、%）



来源：观研报告网、国金证券研究所

图表42：2017-2021 年中国工业蒸汽行业市场规模及同比增速（亿元、%）

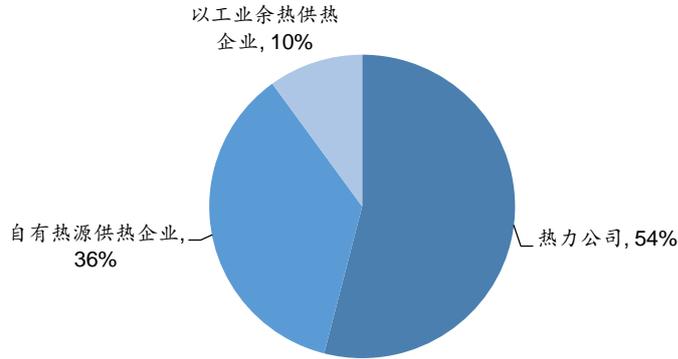


来源：观研报告网、国金证券研究所

- 工业余热供热目前占比仅 10%，提升空间较大。热力公司负责城市供热管网的铺设与维修，自上游热电联产厂购买高压蒸汽，通过热力站或其他设备将其转换为中、低压蒸汽，为工业用户供汽，该类型供热企业市场规模约占行业的 54%；而工业余热供热

仅占比 10%，其中就包括核能工业供汽供热。

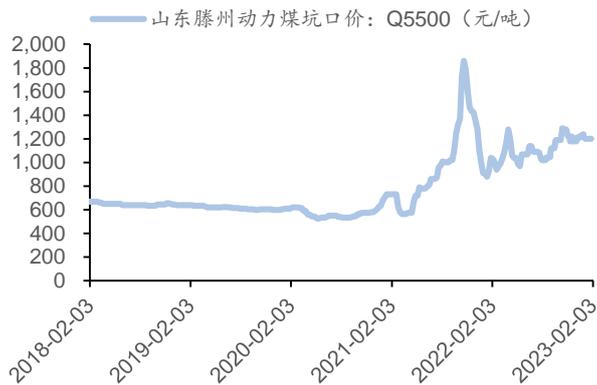
图表43：中国工业蒸汽行业竞争格局



来源：华经产业研究院、国金证券研究所

- 工业蒸汽定价机制与煤价联动，近年上浮。近年来，我国工业蒸汽平均价格不断走高，主因气源结构上燃煤电厂热电联产的形式仍是主流，动力煤价格上涨导致供汽成本水涨船高。工业蒸汽价格大部分受到政府部门调控，通常政府会给出每一季度基准价格并允许部分供汽企业在价格上浮 10%-40%，同时根据下游企业实际用汽量进行相应补贴，保证重点工业企业生产生活的正常运行。我们预计“十四五”煤炭供需总体仍是紧平衡，与涨电价逻辑类似，公司有望充分受益于工业蒸汽的高价红利。

图表44：山东滕州动力煤坑口价：Q5500



图表45：工业蒸汽价格随煤价上浮



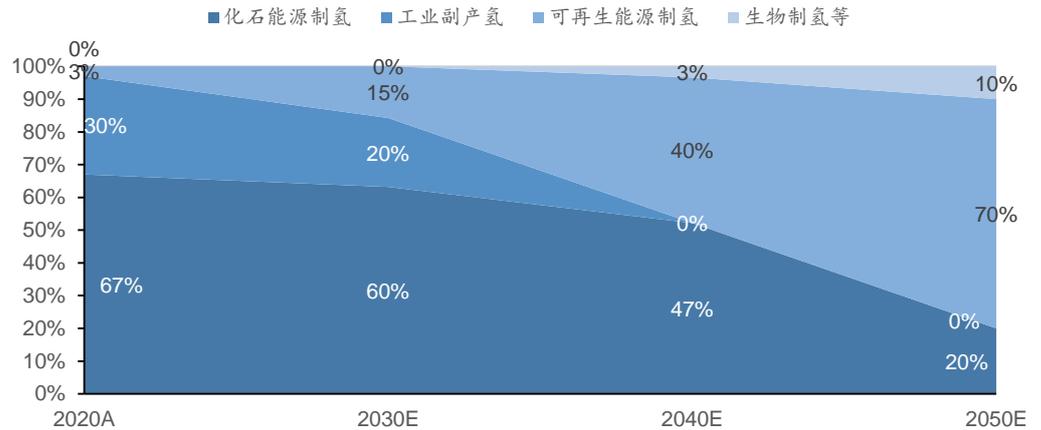
来源：Wind、国金证券研究所

来源：华经产业研究院、国金证券研究所

### 4.3 核能制氢“0”到“1”，充分发挥高温优势

- ESG+化石能源成本因素将驱动制氢结构优化。根据中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟预测，到 2050 年之后，70%氢气将来源于可再生能源，这其中既会有 ESG 目标的驱动，长期看也会受成本经济性的影响——化石能源在开采投资缩减后成本整体呈上行趋势，而可再生电源特性决定了边际成本显著更低、电力设备端技术降本仍可期。

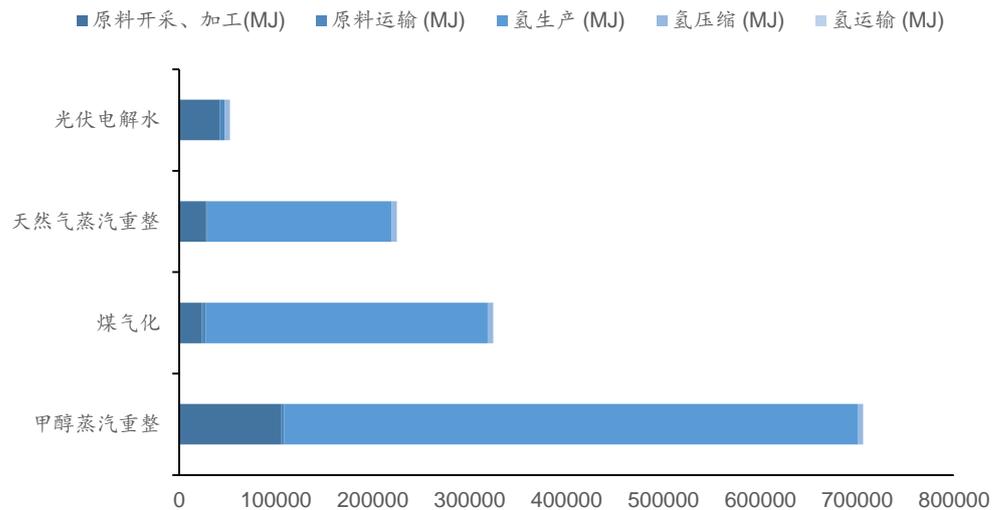
图表46: 制氢结构优化空间较大



来源: 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟、国金证券研究所

- 可带生能源发电、电解产绿氢路线未来确定性高。
- ✓ 低能耗优势。制氢过程的能耗中心在氢生产环节，不同于化石能源制氢路线，光伏电解制氢在该环节仅消耗太阳能，因此能源消耗为 0MJ。

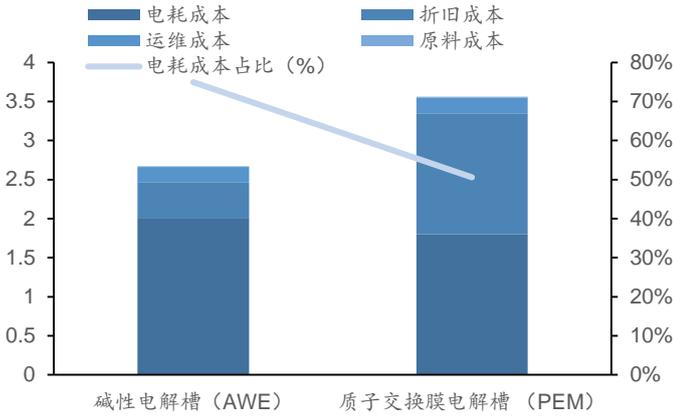
图表47: 光伏电解路线全生命周期能耗水平显著更低



来源: CNKI、国金证券研究所

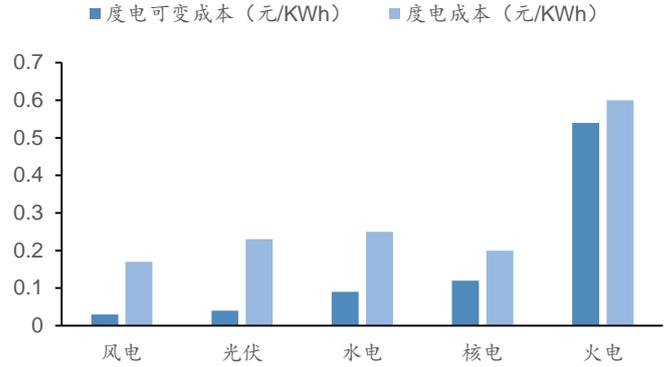
- ✓ 低成本优势。从目前已商业运行的 AWE 和 PEM 电解槽路线看，电耗成本占比电解制氢成本构成中占比均超过 50%（这一结论基于工业电价 0.4 元/KWh）。风、光、水可再生能源由于无需额外的燃料成本，在全生命周期内利用小时数充足的条件下，度电成本低于 0.25 元/KWh，风、光发电边际成本更是低至 0.1 元/KWh 以下，是理想的电解制氢电源类型。

图表48: 电解制氢路线电耗成本占大头



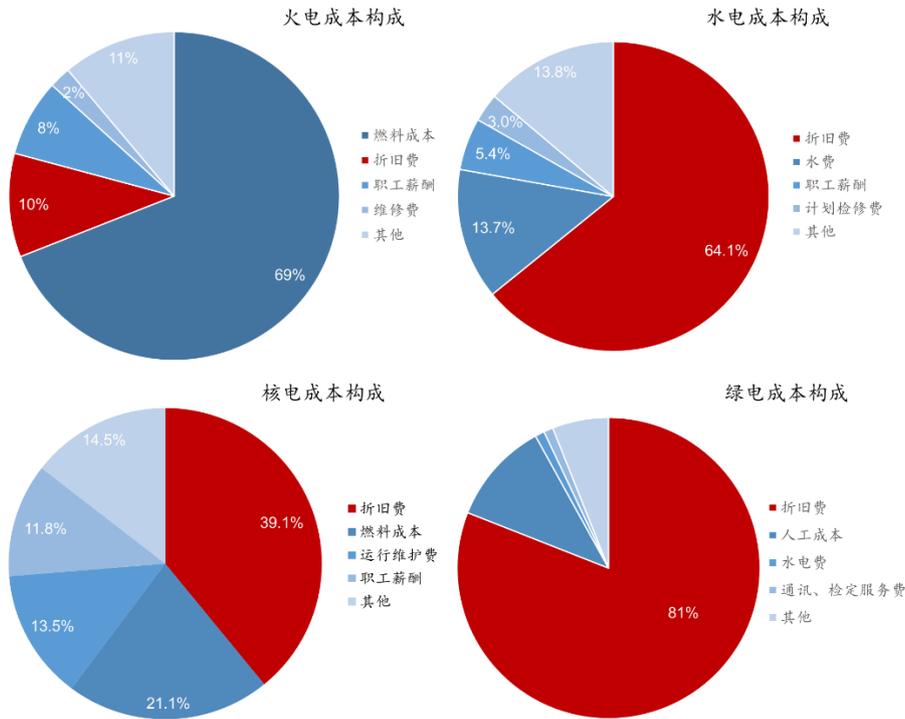
来源: CNKI、国金证券研究所

图表49: 各类电源度电成本比较



来源: 华能国际、长江电力、中国核电、三峡能源公司公告、国金证券研究所

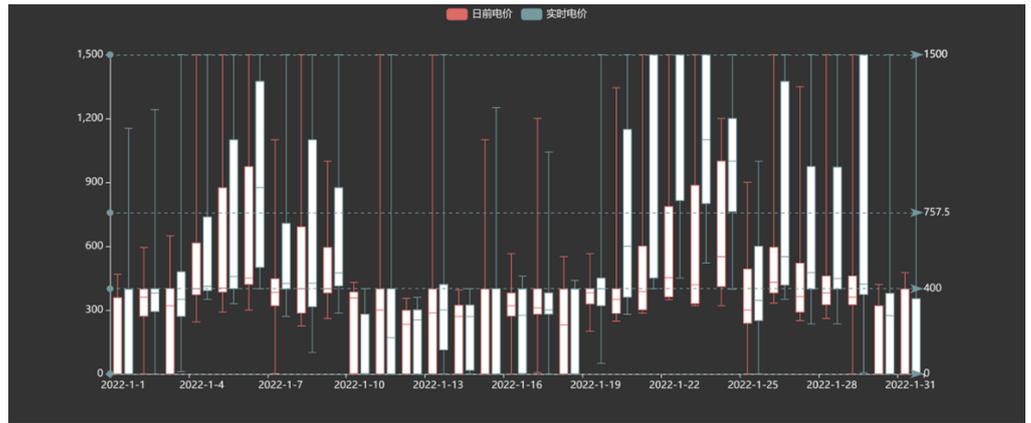
图表50: 各类电源类型发电成本构成



来源: 华能国际、长江电力、中国核电、三峡能源公司公告、国金证券研究所

- ✓ 促消纳优势。(1) 风、光电源发展受消纳因素制约, 消纳问题短期看与灵活性调节资源、特高压送出线路有关, 长期看仍取决于用电需求。电解制氢路线用电需求庞大, 作为风光大基地配套, 就地解决风、光出力较多时段消纳问题适配度高。(2) 从消纳顺位角度来看, 低边际成本电源如风、光、水都会具有更高的消纳优先级, 因此随着核电并网规模的扩大、未来同样不排除弃核出现的可能性, 核能发电制氢也将帮助解决弃核问题 (参考红沿河电站曾发生的弃核阶段)。

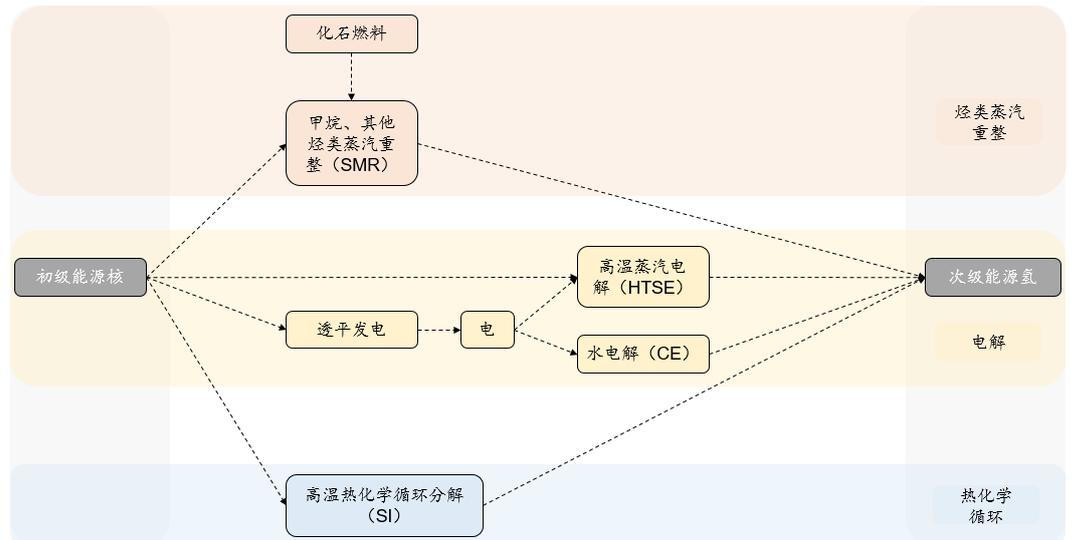
图表51: 午时光伏发电较多而电力负荷处在低谷值, 出现报零价 (山西现货市场情况)



来源: 购电结算平台、国金证券研究所

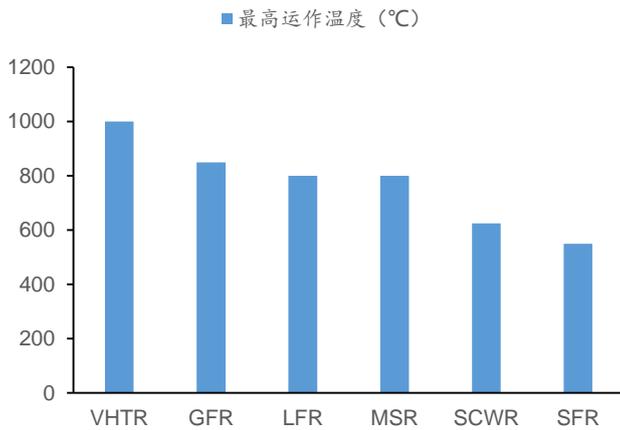
- 核能制氢有多条路径, 高温是其最大优势。核能制绿氢可通过透平发电, 走电解水常规路线 (CE); 也可充分利用其发电同时产生的高温, 走高温蒸汽电解路线 (HTSE) 和高温热化学循环分解路线 (也称碘-硫热化学循环 SI)。

图表52: 核能制氢的主要路径



来源: CNKI、国金证券研究所

图表53: 超高温气冷堆冷却剂出口温度达 900~1000°C



来源: CNKI、国金证券研究所

图表54: 高温特点适配 HTSE 路线

堆型	出口温度 (°C)	适合制氢工艺
轻水堆	280-325	CE
重水堆	310-319	CE
超临界水堆	430-625	CE、SI
快堆	500-800	CE、SI、SMR
熔盐堆	750~1000	CE、HTSE、SI、SMR
气冷快堆	850	CE、HTSE、SI、SMR
高温气冷堆	750-950	CE、HTSE、SI、SMR

来源: NGNP、国金证券研究所

- HTSE 路线转换效率指标优异。SOEC 技术采用固体氧化物作为电解质材料, 具有能量转化效率高且不需要使用贵金属催化剂等优点, 理论效率可达 100%。此外还可以直接通过蒸汽和 CO2 生成合成气, 以用于各种应用, 例如液体燃料的合成。

图表55: HTSE 路线采用 SOEC, 凸显高转换效率优势

	碱性电解槽 (AWE)	质子交换膜电解槽 (PEM)	固体氧化物电解槽 (SOEC)
电解质	20%~30% (质量分数) KOH/NaOH	PEM	Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /ZrO <sub>2</sub>
工作温度/°C	70~90	70~80	600~1000
电解效率/%	60~75	70~90	85~100
能耗 /(kWh.Nm <sup>3</sup> )	4.5~5.5	3.8~5.0	2.6~3.6
操作特征	启停较快	启停快	启停不便
运维	有腐蚀液体, 运维复杂, 成本高	运维简单, 成本低	实验室研究为主, 目前无运维要求
商业特点	技术成熟, 商业化程度高, 投资少	国外已经商业化, 国内小规模应用, 投资高	转化效率高, 但高温限制材料选择, 处于实验室研发阶段, 尚未产业化

来源: CNKI、国金证券研究所

## 5、投资建议

- 建议关注受益于三代机大规模建设的核阀门设备环节。
- ✓ 建议关注江苏神通: 核级阀门龙头, 继续受益于三代核电建设浪潮; 布局乏燃料处理设备, 已有业绩兑现。
  - (1) 核电阀门设备: 公司优势产品核级蝶阀、核级球阀在近十年的核电项目招标中标率超 90%, 属于细分领域绝对龙头。三代核电大规模建设可期, 公司传统业务将继续受益。
  - (2) 乏燃料处理设备: 增量业务同样值得关注。19/21 年公司两次募投乏燃料处理配套设备研发生产项目 (一期与二期), 其中一期建设工程进度已经完工, 目前产能陆续释放中。2019 年以来, 公司已在国内首个 200 吨级的乏燃料后处理建设项目中累计获得约 3.7 亿元订单, 第二套项目招标正在进行中。
  - (3) 冶金、能源化工多领域阀门设备: 公司推出“阀门管家”工业互联网平台, 进一步切入通用阀门领域。

- 建议关注受益于高温气冷堆逐步落地的高温合金材料环节。
- ✓ 建议关注高温合金龙头——钢研高纳（金属组覆盖）。
  - (1) 公司是国内高端和新型高温合金产品产量规模最大的企业之一，致力于成为中国“高端金属特材技术创新与品质升级”的引领者。
  - (2) 公司在核电镍基合金材料研制和生产领域国内领先，多产品已广泛用于多个核电机组建设，受益于四代核电对高温材料需求的进一步扩大。
- 建议关注乏燃料外运/后处理“0”到“1”的投资机会。
- ✓ 建议关注科新机电（机械组覆盖）：乏燃料储运容器龙头，切入氢能产业链。
  - (1) 乏燃料储运容器：公司掌握压力容器核心技术，在核电军工、化工、新能源多领域应用。公司在核电领域布局兼有新燃料与乏燃料容器（实现核电领域核级新燃料运输容器替代进口批量化生产）、热交换器以及高温气冷堆热气导管等，产品进入华龙一号机组、石岛湾高温气冷堆供应链。
  - (2) 氢能布局：10M22 公司公告拟募资 5.8 亿元投资高端过程装备智能制造、数字化升级及洁净化改造、氢能及特材研发中心。切入制氢、储氢、加氢环节，对固体储氢工程技术研究、静态氢压缩机开发、固体（低压）储氢加氢撬开发等方向进行研究。进入氢能领域属业务相关多元性拓展。
- ✓ 建议关注景业智能（机械组覆盖）：国产核工业机器人龙头，深耕核领域。
  - (1) 乏燃料后处理各生产环节属于高辐照高酸性高毒性的特殊环境，人工操作效率非常低，因此，核工业对智能装备取代人工的需求较其他工业制造业更为迫切，核工业机器人及智能装备的发展前景良好。
  - (2) 公司专业生产核工业机器人及智能装备，是中核集团重要供应商。公司在电随动机械手、分析用取样机器人等细分产品方面具备明显的产品优势，性能指标与国际先进产品可比，优于国内同类产品。
- ✓ 建议关注兰石重装（机械组覆盖）：传统能化装备转型，布局核电、氢能新领域。
  - (1) 核电布局：公司收购控股中核嘉华后，完善了核能产业链，产品覆盖从上游核化工设备、核燃料贮运容器，中游核电站压力容器、板式换热器，下游核燃料循环后处理设备全链条。
  - (2) 氢能布局：公司布局制氢、储氢、加氢环节装备，产品包括循环流化床加压煤气化制氢装备、储氢容器、加氢站用微通道换热器（PCHE）。
- ✓ 建议关注江苏神通：核级阀门龙头，继续受益于三代核电建设浪潮；布局乏燃料处理设备，已有业绩兑现。
- 建议关注敏捷端业务“0”到“1”的投资机会。
- ✓ 建议关注中国核电：背靠中核集团，已有供汽项目即将落地。
  - (1) 行业“双寡头”局面已明确，敏捷端业务有望贡献盈利增量。“资质+技术+资金”共同铸成核电行业高、深、宽的行业壁垒，目前国内核电行业只有中核、中广核和国电投三个厂商，前两者市占率合计又近 95%。市场化后电价理论上存在一定的正负波动范围，因此我们认为运营商短期受益于电力供需紧张带来的电价上浮，长期受益于新增装机带来的售电增加，以及开展敏捷端业务带来的盈利水平提升。
  - (2) 中国核电三代机供汽改造及小堆进展领先。田湾机组、福清机组改造供汽项目分别计划于 23 年末、24 年投产，昌江小堆示范项目计划 27 年投产。供汽业务核能利用效率相比供电大幅提升，供汽价格与煤价联动、盈利性好。
  - (3) 我们预计公司 2022-2024 年实现归母净利润 101.6/114.8/124.1 亿元，EPS 分别为 0.54/0.61/0.66 元，对应 PE 分别为 11 倍、10 倍和 9 倍，维持“买入”评级。
- 建议关注核能制氢“0”到“1”的投资机会。
- ✓ 建议关注东华能源（石化组覆盖）：当前副产氢供应商、与中核合作研发 SI 制氢技术。
  - (1) 工业副产氢量价齐升。1~3Q22 公司工业副产氢实现销售 1.7 万吨，收入 2.34 亿元，营收同比增长 87%。产能端：PDH 副产氢能力达到 7.5 万吨/年，拥有一座 8000m<sup>3</sup>/h 能力的氢气充装站、一座 1000kg/12h 能力的加氢站。
  - (2) 与中核集团深度合作。9M22 公司公告与中核集团签署《战略合作协议》，参与高

温气冷堆项目高温蒸汽梯次利用开发、试点高温气冷堆与石化产业的耦合；联合成立氢能联盟，设立氢能研究院、中试装置，主攻绿氢制备环节中热化学制氢技术路线，并研发氢气的固态储存材料和装备。

**图表56：建议关注公司归母净利润及EPS情况**

	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）			
	21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E
江苏神通	253.4	269.1	381.6	491.2	0.52	0.53	0.75	0.97
钢研高纳	304.6	361.4	531.6	740.1	0.65	0.74	1.09	1.52
科新机电	93.5	120.1	178.9	255.0	0.40	0.52	0.77	1.10
景业智能	76.4	121.0	169.8	239.7	1.24	1.47	2.06	2.91
兰石重装	122.7	/	/	/	0.12	/	/	/
中国核电	8,038.1	10,156.6	11,475.5	12,408.0	0.44	0.54	0.61	0.66
东华能源	1,139.9	429.7	1,728.7	2,371.7	0.72	0.27	1.10	1.50

来源：Wind、国金证券研究所 注：除中国核电外其余公司数据均采用wind一致预期，其中兰石重装近180日内无预测数据

## 6、风险提示

- “十四五”新增核电核准不及预期风险：由于核电为典型的政策驱动型行业，而安全性考量为重中之重。三代机组尚未从技术原理层面根本性解决核安全事故风险，若“十四五”期间全球范围内出现核安全事故，将对我国核电核准进度带来不利影响，对我国核电产业链的发展造成不利影响。
- 四代机技术突破不及预期、发电经济性验证不及预期风险：从我国四代机落地情况看，唯一并网运行的仅有华能石岛湾高温气冷堆，其余路线均处于施工建设阶段或试验堆阶段。若“十四五”期间四代机技术突破不及预期，或从试验堆向商运机组转变尚不具备发电经济性，则四代机规模化落地的时间表可能进一步推迟。
- 核电新应用方向拓展进度不及预期风险：我们看好核电四代机组在发电以外的其他领域应用前景，但新应用拓展仍可能会受到下游需求、经济性优势不足等不利因素的阻碍。若新应用方向拓展进度不及预期，或对相关环节设备制造企业及下游运营商均造成不利影响。
- 乏燃料后处理设施建设进度不及预期风险：由于乏燃料后处理设施技术难度高、投资大、耗时久，若相关技术攻克进度不及预期，或出现大量乏燃料以离堆贮存等暂存的方式暂时解决堆内空间不足的现实矛盾。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

## 特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街26号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址：中国深圳市福田区中心四路1-1号
紫竹国际大厦7楼		嘉里建设广场T3-2402