

行业研究/深度研究

2019年03月06日

行业评级:

公用事业 增持 (维持)
电力 II 增持 (维持)

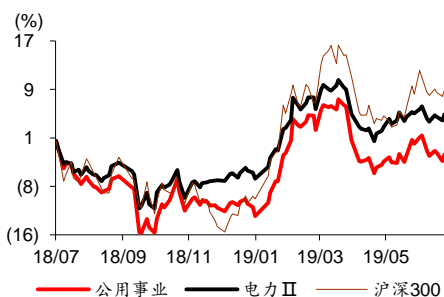
王玮嘉 执业证书编号: S0570517050002
研究员 021-28972079
wangweijia@htsc.com

赵伟博 010-56793949
联系人 zhaoweibo@htsc.com

相关研究

- 1 《公用事业: 行业周报 (第二十九周)》
2019.07
- 2 《公用事业: 6 月用电增长加快, 钢铁等工业用电反弹是主因》2019.07
- 3 《公用事业: 火电增速转正, 原煤供给增长大幅超过火电》2019.07

一年内行业走势图



资料来源: Wind

红日初升的核电行业—高效清洁的核心资产

高效清洁的能源品种, 前景大有可为

相较于火电、风电光伏等能源品种, 核电在环保性、稳定性、自主可控性等方面优势明显。目前我国核电利用水平显著低于世界均值, 截至 2018 年, 全球核电装机/发电量在总装机/发电量中占比为 7%/10%, 我国仅为 2%/4%, 伴随三门核电等三代核电机组相继投运, 我国核电产业迎来快速发展期, 我们预计核电利用小时/电价风险较低, 盈利有保障。目前我国核电主要运营商为中广核&中核, ROE 可观, 现金流充沛, 我们预计核电运营商在产能投放高峰之后有望充分展现现金牛资产属性。

核电: 清洁高效能源, 综合优势突出

核电综合优势突出: 1) 自主可控: 我国核电体系完善, 核心技术自主可控, 华龙一号国产化率逾 85%; 2) 经济: 2018 年核电平准化度电成本为 0.33 元/度, 仅高于水电; 3) 环保: 核电污染物排放少, CO₂/SO₂ 等污染物零排放; 4) 稳定: 大部分核电站处于基荷运行, 不参与调峰, 2018 年核电发电设备利用小时数高达 7184 小时, 为产能利用率最高的能源品种。

三代核电技术成型, 我国核电产业迎来快速发展期

我国核电利用水平显著低于世界均值, 截至 2018 年, 全球核电装机/发电量在总装机/发电量中占比为 7%/10%, 我国仅为 2%/4%。伴随三门核电等三代核电机组相继投运, 标志着我国三代核电技术正式成型, 核电产业迎来快速发展期, 仅 2018 年新投产 7 台核电机组, 新增装机容量 884 万千瓦, 在建项目为 13 台, 装机容量 1403 万千瓦。考虑到我国核电机组审批曾一度停滞, 预计核电十三五规划目标恐难以完成, 但在能源安全+能源结构转型双约束之下, 我们认为十四五期间核电推进力度有望加码。

核电利用小时/电价风险低, 盈利有保障

电力规划设计总院测算, 19-21 年我国用电量增速或达 5.6%/5%/4.7%, 2020 年后国内电力供需或趋紧, 核电利用小时有望维持高位。同时, 核电成本优势显著且环保稳定, 在市场化竞价中处于优势地位, 项目盈利/现金流有保障。对于三代核电而言, 国产化不足+建设经验不足是导致造价高昂的重要原因, 以三门核电为例, 根据国核工程公司统计, 如果核岛及常规岛设备全部实现国产化, 造价预计可减少 20%-30%。伴随三代核电项目持续上马, 未来投资成本有望显著下行。

核电主要运营商: 中广核&中核, ROE 可观, 投产高峰期后现金流充沛

截至 2018 年底, 我国在运核电装机 4465 万千瓦, 中广核/中国核电占比 54%/43%, 2018 年中广核电力营收/归母净利为中国核电 1.3/1.8 倍, 中广核度电净利 0.106 元/度, 高于中国核电 0.029 元/度, 主因系折旧政策差异。两家公司过去三年 ROE 约 10%-15%, 经营性净现金流/市值达 20%-30%; 我们预计核电运营商在产能投放高峰之后有望充分展现现金牛属性, 若分红比例提升 (18 年中国核电/中广核仅 39%/33%), 股息率可观。

风险提示: 用电需求减弱; 电价政策调整风险; 核电建设进度不及预期。

正文目录

核电：产业链完善的清洁高效能源.....	5
我国核电产业链完善.....	5
我国能源安全形势不容乐观.....	7
核能：经济性+环保性+安全性兼具的能源品种.....	8
三代核电技术成型，我国核电产业大有可为.....	12
核电发电量占比显著低于全球均值，我国核电产业大有可为.....	12
三代核电技术成型，投产节奏步入加速放量阶段.....	12
三代核电技术成型，伴随建设推进，未来成本有望加速下行.....	14
三代核电技术趋于成熟，步入产能释放期.....	14
伴随建设推进，未来三代核电成本有望加速下行.....	15
利用小时与电价分析.....	19
用电量稳健增长，核电优势显著，利用小时保持高位.....	19
当前电价政策下二代核电盈利可观，成本有望下行助推三代核电盈利向好.....	20
典型核电项目测算与敏感系数分析.....	21
核电行业主要参与方梳理.....	24
中广核与中国核电主导我国商运核电项目.....	24
中广核 VS 中国核电核心指标对比.....	26
中广核盈利规模显著大于中国核电.....	26
中广核盈利能力亦大于中国核电.....	27
风险提示.....	32

图表目录

图表 1: 我国核电正处于积极发展阶段	5
图表 2: 我国拥有完善的核电工业体系	6
图表 3: 中国大陆核电厂分布图 (截至 2019 年 6 月 13 日)	6
图表 4: 我国一次能源消费持续攀升	7
图表 5: 2018 年我国一次能源结构 (%)	7
图表 6: 2018 年我国发电量结构 (%)	7
图表 7: 油气对外依存度持续攀高	8
图表 8: 2018 年 1-11 月中国进口原油来源区域分布	8
图表 9: 2018 年 1-11 月中国进口原油来源国家分布	8
图表 10: 2018 年核电平准化度电成本仅次于水电	9
图表 11: 废弃物排放: 火电 VS 核电	9
图表 12: 煤电污染物在全国排放量中的占比 (%)	10
图表 13: 压水堆安全性高	10
图表 14: 核电辐射与日常生活辐射对比 (毫希)	11
图表 15: 2018 年全国各电源利用小时数 (小时)	11
图表 16: 2018 年我国核电装机占比仅 2%	12
图表 17: 2018 年我国核电装机占比显著低于世界均值	12
图表 18: 2018 年主要核电国家核电发电量 (亿千瓦时)	12
图表 19: 2018 年我国核电发电量占比显著低于世界均值	12
图表 20: 近年核电规划汇总	13
图表 21: AP1000 三门核电首堆工程节点	14
图表 22: 华龙一号技术融合节点	14
图表 23: 筹建中的核电机组	15
图表 24: 常规核电项目造价匡算结构	16
图表 25: 三代核电 (三门核电) 单瓦造价显著高于其他二代核电	16
图表 26: 三门核电一期与红沿河一期造价差异拆分	18
图表 27: 三代核电 VS 二代核电造价比较	18
图表 28: 2019-21 年全国用电量预测	19
图表 29: 2019-21 年全国用电量结构预测	19
图表 30: 2018 年全球人均用电量对比 (千瓦时)	19
图表 31: 近年我国基础电源投资持续走低 (亿元)	20
图表 32: 核电电价政策演变	21
图表 33: 核电盈利模型	21
图表 34: 二代核电 DCF 测算 (百万元)	22
图表 35: 三代核电 DCF 测算 (百万元)	22
图表 36: 红沿河 I 期: 电价每波动 1 分, IRR 波动 0.4pct	22
图表 37: 三门核电 I 期: 电价每波动 1 分, IRR 波动 0.3pct	22
图表 38: 红沿河 I 期: 利用小时每波动 100 小时, IRR 波动 0.2pct	23
图表 39: 三门核电 I 期: 利用小时每波动 100 小时, IRR 波动 0.15pct	23

图表 40: 红沿河 I 期: 投资杠杆每波动 5pct, IRR 波动 0.25pct	23
图表 41: 三门核电 I 期: 投资杠杆每波动 5pct, IRR 波动 0.1pct.....	23
图表 42: 我国核电体制演化	24
图表 43: 中广核电力、中国核电、中电投三大运营商核电资产列表.....	25
图表 44: 2014-2018 年中广核营收及盈利情况	26
图表 45: 2014-2018 年中国核电营收及盈利情况.....	26
图表 46: 控股装机容量对比 (MW)	27
图表 47: 利用小时对比.....	27
图表 48: 电价对比 (元/千瓦时)	27
图表 49: 市场化电量比例对比 (%)	27
图表 50: 中国核电核电业务中燃料/折旧/人工成本占比 (%)	27
图表 51: 中广核电力核电业务中燃料/折旧/人工成本占比 (%)	27
图表 52: 度电燃料成本 (元/千瓦时)	28
图表 53: 度电折旧成本 (元/千瓦时)	28
图表 54: 度电人工成本 (元/千瓦时)	28
图表 55: 2018 年中国核电与中广核度电成本结构 (元/千瓦时)	28
图表 56: 毛利率和净利率对比.....	28
图表 57: 度电净利润 (元/千瓦时)	28
图表 58: ROE 和 ROA 对比	29
图表 59: ROIC 对比	29
图表 60: 中国核电固定资产折旧政策.....	29
图表 61: 中广核电力核电固定资产预计使用寿命.....	29
图表 62: 中广核电力非核电固定资产折旧政策	30
图表 63: 中广核 VS 中国核电折旧率对比	30
图表 64: 对中国核电进行折旧调整后毛利率对比.....	30
图表 65: 对中国核电进行折旧调整后净利率对比.....	30
图表 66: 对中国核电进行折旧调整后 ROA&ROE 对比.....	31
图表 67: 对中国核电进行折旧调整后度电净利润对比 (元/千瓦时)	31

核电：产业链完善的清洁高效能源

我国核电产业链完善

我国核电历经三个发展阶段，目前已步入积极快速发展期。我国核电产业肇始于上世纪，20世纪70年代初我国从最初的试验研究开始，独立自主进行商用核电站的研发设计和建造。1991年自主研发的秦山一期30万千瓦核电站并网发电，结束了中国大陆无核电的历史，我国成为世界上第七个能够完全靠自己力量自行设计、建造核电站的国家。

20世纪90年代，我国电力供应相对充裕，核能被定位为“我国能源的补充”，发展方针被定为“适度发展”，截至2004年底，我国建成并网发电的核电机组有秦山二期2台、秦山三期2台和岭澳一期2台共6台机组，装机容量为470万千瓦，在建的有田湾2台机组共220万千瓦，初步形成了广东、浙江、江苏三个核电基地。

2004年之后，电力供应逐步成为制约我国经济社会发展的瓶颈，核能在我国能源可持续发展中的重要地位逐渐显现。2006年3月国务院常务会议审议通过了《核电中长期发展规划(2005-2020年)》，确立了核电在我国经济与能源可持续发展中的战略地位，自此我国核电发展方针由此从“适度发展”转变为“积极发展”，核电产业进入了规模化发展的新阶段。

图表1：我国核电正处于积极发展阶段



资料来源：《中国核电产业自主发展研究》，华泰证券研究所

目前我国已形成完善的核电产业链。经过军用核技术与民用核电两个阶段的发展，我国逐步建立起了与压水堆核电站相匹配的核电工业体系，拥有了一批大型、专业的核电设备制造生产企业以及众多规模不一的核电站辅助设备制造大中型生产企业。

目前已形成东方电气集团、哈尔滨电站设备集团以及上海电气集团三大核电装备制造基地，以第一、第二重型机械制造集团以及上海重型机械制造集团为重点的大型铸锻件和压力容器制造基地。具有核电站建安工程设计资质的有核工业第四、第五、第七建筑安装设计院，具有核岛建筑安装施工资质的有中国核工业建设集团公司和核工业中原工程公司等。

三代核电自主化程度高，中美贸易摩擦影响有限。2018年美国发布出台对华核电禁令，本次禁令涉及到的华龙一号属于中国自主化知识产权的三代核电技术，根据中国核电披露信息，华龙一号设备国产化率超过85%，进口设备基本没有美国提供的产品，此次禁令不会对华龙一号的建设产生影响。此外，禁令中关于AP1000建设的设备部件，其政策为推定批准，因此也不会对AP1000项目产生影响。

图表2：我国拥有完善的核电工业体系

核电产业链	主要相关企业	主业
核电设备	哈尔滨电站集团 上海电气集团 东方电气集团 第一重型机械集团公司 第二重型机械集团公司 振华集团 261、262厂 中核苏州阀门厂 沈阳鼓风机集团公司 中国核电工程公司 山东核电设备制造公司 国核宝钛铝业股份公司 国核自仪系统工程公司	大型核电机组的压力容器和蒸汽发生器 压力容器和稳压器以及核岛设备成套供应 压力容器、蒸汽发生器、稳压器、堆内构件控制棒驱动机构 压力容器、主管道、蒸汽发生器、稳压器 压力容器、主管道、蒸汽发生器、稳压器 核电站用高压大电流控制装置 核电站控制仪表 核安全级阀门 反应堆冷却剂泵(主泵) 核二、三级泵、阀 AP1000 设备及模块制造 核级海绵锆材生产和规模化加工制造 核电数字化仪控和保护系统
核电站建设	中国核电建设集团公司 核工业中原公司 国核工程有限公司	核岛工程建筑与设备安装 核岛设备安装 核岛工程建筑与设备安装
核电工程设计	核工业第四、五、七设计院	核电站、铀矿山建筑、设计与安装
核燃料循环处理	核工业金原铀业公司 272、504、450厂 812、202厂 404厂	铀矿采冶 铀转化浓缩 核燃料元件生产 铀转化浓缩、乏燃料后处理

资料来源：《中国核电产业自主发展研究》，华泰证券研究所

图表3：中国大陆核电厂分布图（截至2019年6月13日）

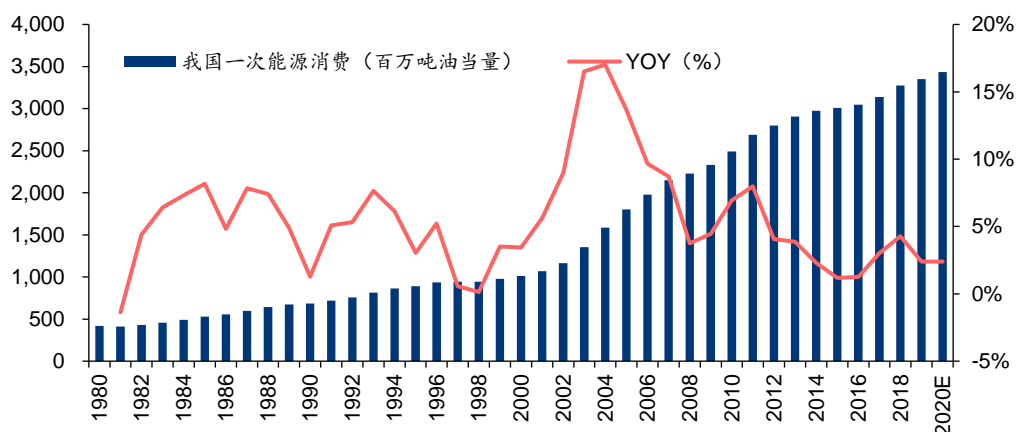


资料来源：国家核安全局，华泰证券研究所

我国能源安全形势不容乐观

我国能源消费持续走高，十三五期间 CAGR 达 3%。伴随我国经济持续发展，近年来能源需求持续增长，过去十年能源消费增长了 54.6%，其中 2017 年能源消费 31.32 亿吨油当量，占全球能源消费总量的 23.2%，我国近年能源消费增长略有放缓，但 2017 年仍然贡献了全球增长量的 34%，是全世界最大的能源消费国。根据能源发展战略行动计划(2014-2020 年)披露信息，2020 年我国一次能源消费总量控制在 48 亿吨标准煤左右，根据标煤与油当量之间的换算比例，我们可以测算得到，2020 年我国一次能源消费有望达到 34.3 亿吨油当量，十三五期间一次能源消费 CAGR 达 3%。

图表4：我国一次能源消费持续攀升

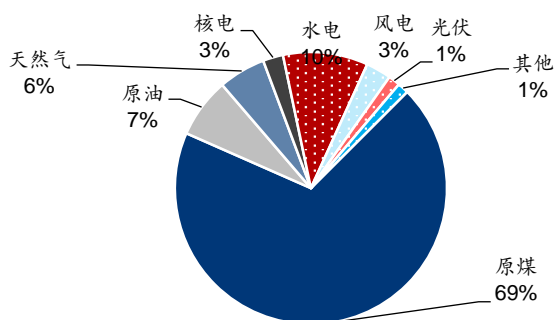


资料来源：BP，能源发展十三五规划，华泰证券研究所

中国资源禀赋相对较差，能源结构失衡。我国石油、天然气等优质能源短缺，煤炭资源丰富，探明储量排名低，供给不足；可再生能源储量充沛，但开发程度不高。

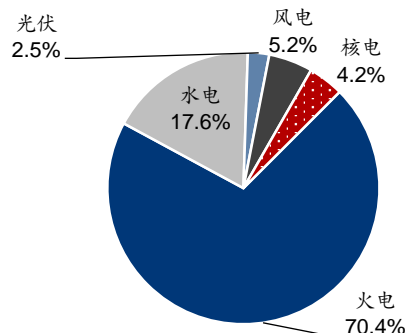
目前我国能源结构仍旧严重失衡，2018 年，煤炭在一次能源消费中占比高达 69%，石油占比 7%，天然气占比 6%。与世界平均水平相比，我国过度依赖煤炭，石油和天然气支柱作用不足，核能发展相对滞后，可再生能源发展态势较好，高于世界平均水平。

图表5：2018 年我国一次能源结构 (%)



资料来源：中电联，华泰证券研究所

图表6：2018 年我国发电量结构 (%)



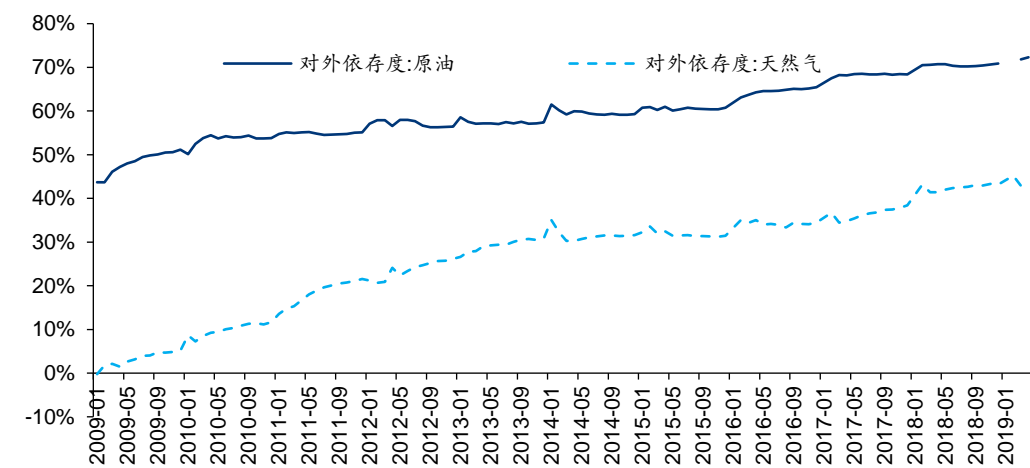
资料来源：中电联，华泰证券研究所

我国油气资源储备相对较少。根据 2017 年中国矿产资源报告显示，我国石油地质资源量 1257 亿吨，可采资源量 301 亿吨，剩余技术可采储量仅为 35 亿吨，占全球的 1.5%，排名第 13 位，小于美国 (2.8%)、俄罗斯 (6.4%)、沙特 (15.6%)、加拿大 (10%) 等国家，储量前景不容乐观。我国常规天然气 (含致密气) 地质资源量 90 万亿立方米、可采资源

量 50 万亿立方米，剩余技术可采储量 5.4 万亿立方米（折合 54 亿吨油当量），约占全球全部储量的 2.8%，排名第 9 位，小于美国（4.7%）、俄罗斯（17.3%）、伊朗（18%），但大于伊拉克（2%）、科威特（1%）、加拿大（1.2%）。

油气对外依存度持续走高。我国油气消费缺口巨大，随着经济的高速发展，我国对石油及天然气的需求量日益上升，对外依存度也逐年提高。根据中石油披露信息，2018 年我国原油进口量远超美国，成为全球最大的原油进口国，我国原油对外依存度也增至 70.9%，为历史最高。此外，根据 Wind 数据，截至 2019 年 3 月，我国天然气对外依存度也高达 43%，处于历史最高水平。

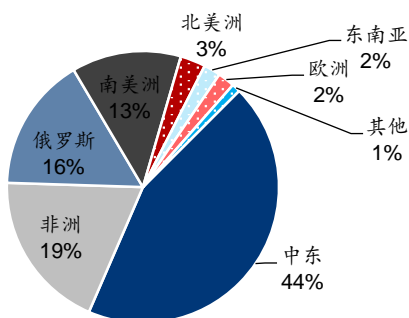
图表7：油气对外依存度持续攀高



资料来源：Wind，华泰证券研究所

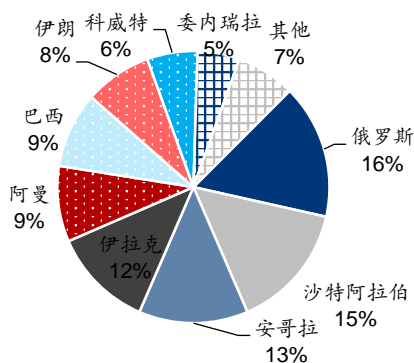
能源安全形势不容乐观。我国原油进口主要来自中东，非洲及俄罗斯，其中中东比例最大，2018 年前 11 个月中东原油进口量占原油总进口量的 44%。目前中东地区地缘政治生态复杂，安全形势不容乐观，一旦发生战争，霍尔木兹海峡被封锁将严重威胁我国原油进口，对我国能源安全产生严重影响。

图表8：2018年1-11月中国进口原油来源区域分布



资料来源：隆众资讯，华泰证券研究所

图表9：2018年1-11月中国进口原油来源国家分布



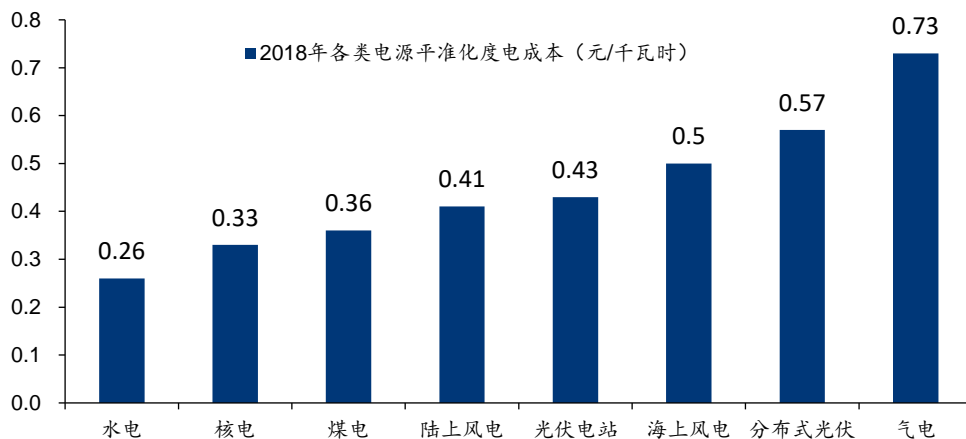
资料来源：隆众资讯，华泰证券研究所

核能：经济性+环保性+安全性兼具的能源品种

经济性突出：核电具有建设成本高、燃料费用相对较低、运行维护费用相对较高及投资回报期长等特点。我国新建核电机组自 2013 年起执行 0.43 元/kWh 的标杆电价，并与当地燃煤上网电价进行比较，取其低值，说明目前核电与火电比较已有竞争力。

当考虑环境外部性时，核电经济优势更加明显。根据2016年欧盟发布的研究成果披露，在二氧化碳排放费用按20欧元/吨计算时，核电发电成本约为2.37欧分/kWh，其中工程造价、运营与维护成本、燃料成本分别为1.38、0.72和0.27欧分，无二氧化碳排放成本；而煤电发电成本高达4.43欧分/kWh，其中二氧化碳排放成本占发电成本的36%。

图表10：2018年核电平准化度电成本仅次于水电



资料来源：大唐集团科学技术研究院，华泰证券研究所

清洁环保：我国能源消费过度依赖煤炭等化石能源，在全国总装机容量中，火电比例一直居高不下，引发了一系列环境问题。根据中电联数据，每燃烧1吨标准煤将产生二氧化碳2620千克，二氧化硫8.5千克，氮氧化物7.4千克和280千克炉渣，带来严重的环境问题。而在核电生产过程中，二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物和粉尘等物质均为零排放。

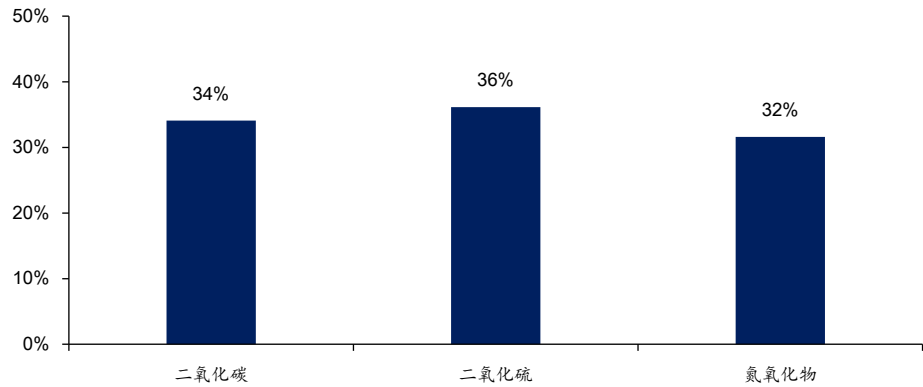
图表11：废弃物排放：火电 VS 核电

	100万千瓦火电站	100万千瓦核电站
废弃物产量	1) 4.4万吨硫氧化物; 2) 2.2万吨氮氧化物; 3) 32万吨灰尘; 4) 600万吨二氧化碳	30吨核废料
废弃物排放途径	直接排入大气，容易引起全球变暖、酸雨、空气污染等生态问题	存储在有防护的乏燃料池中，并不会外泄造成环保问题

资料来源：北极星电力网，华泰证券研究所

根据中电联数据，2018年全国累计发电量为67914.20亿千瓦时，商运核电机组累计发电量为2865.11亿千瓦时，约占全国累计发电量的4.22%。与燃煤发电相比，2018年核能发电相当于减少燃烧标准煤8824.54万吨，减少排放二氧化碳23120.29万吨，减少排放二氧化硫75.01万吨，减少排放氮氧化物65.30万吨。

图表12: 煤电污染物在全国排放量中的占比 (%)



资料来源: 大唐集团科学技术研究院, 华泰证券研究所

安全高效: 从安全性来看, 根据中国电源学会披露信息, 以 AP1000 为代表的三代核电站事故率低至 10^{-6} 次/年, 比我们生活当中的大部分行业都要安全。核电站有三层防护屏障, 防止发生泄漏。核电站周围一年的辐射剂量和乘坐一次飞机相当。从高效性来看, 核能要比化学能大得多, 一座百万千瓦的煤电厂每年要消耗约 300 万吨原煤, 而一座同样功率的核电站每年仅需补充约 30 吨核燃料, 后者仅为前者的十万分之一。

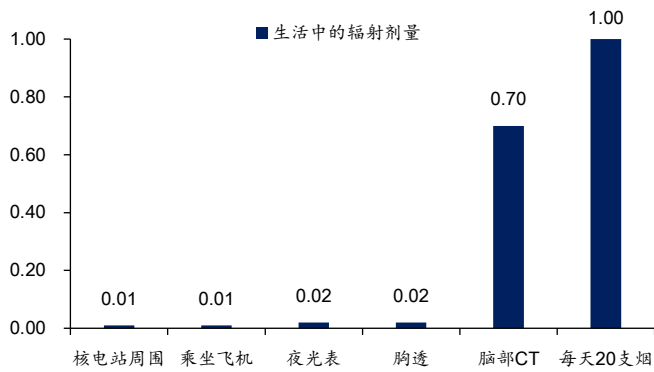
图表13: 压水堆安全性高

全球典型核电事故	反应堆型	反应堆分类	事故结果
切尔诺贝利事故	石墨反应堆	第一代反应堆	核电厂压力容器爆炸, 堆芯裸露, 造成严重的辐射外泄, 导致普利比亚特变成一座死城
福岛核泄漏事故	沸水堆	第二代反应堆	事故导致堆芯融毁, 核电厂氢气爆炸, 造成大量辐射外泄, 但是总体辐射外泄量只有切尔诺贝利事故的十分之一
三里岛事故	压水堆	第三代反应堆	事故导致堆芯熔毁, 但是只发生了少量的核泄漏, 周围居民收到的辐射量仅相当于一次胸部 X 检查

资料来源: 北极星电力网, 华泰证券研究所

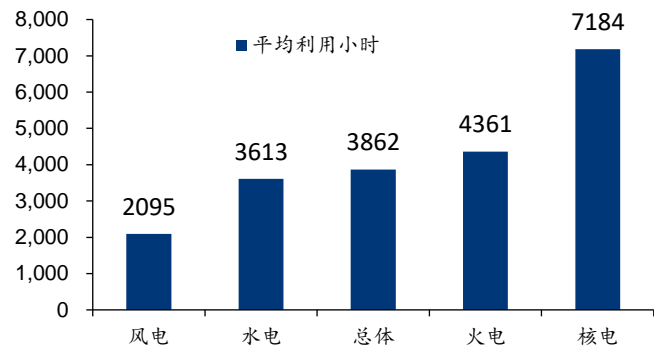
运行稳定: 目前大部分核电站处于基荷运行, 不参与调峰。基荷运行可以提高燃料利用效率。核电的换料周期相对固定, 一般都是连续运行 12 个月或 180 个月换一次料, 所以核电站的运行方式高效稳定。根据 Wind 数据, 2018 年我国发电设备平均利用小时为 3862, 其中风电、水电、火电、核电发电设备利用小时数分别 2095 小时、3613 小时、4361 小时和 7184 小时, 核电发电设备利用小时数远高于其他电源利用小时数。

图表14：核电辐射与日常生活辐射对比（毫希）



资料来源：国家核安全局，华泰证券研究所

图表15：2018年全国各电源利用小时数（小时）



资料来源：Wind，华泰证券研究所

发展核电是中国能源安全战略不可缺少的一环。目前中国已成为煤炭资源净进口国，同时原油对外依存度也处于高位，且由于石油供应国地区战乱等不稳定因素，中国石油输入在量和价两个方面面临的风险增大，中国能源安全面临的挑战将日趋严峻。核电作为可再生能源，可完全规避油气能源的进口安全问题，是推进能源安全战略不可缺少的一环。

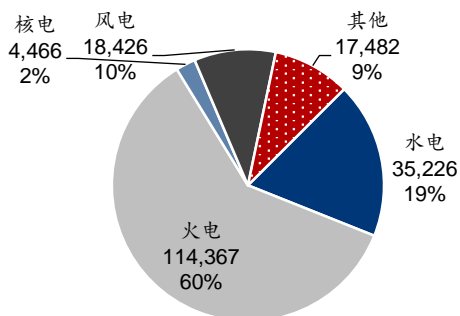
核电综合优势突出：环保性显著优于燃煤机组，成本仅高于存量水电，可控性较风光水电更高一筹。从环保性来看，核电污染物排放少，二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物和粉尘等物质均为零排放；从成本来看，根据大唐集团披露信息，2018年核电平准化度电成本，仅比水电高，显著低于煤电、风电、光伏等；从可控性来看，核电动力来源为核燃料，相较于看天吃饭的风光水电等能源，可控性更胜一筹。

三代核电技术成型，我国核电产业大有可为

核电发电量占比显著低于全球均值，我国核电产业大有可为

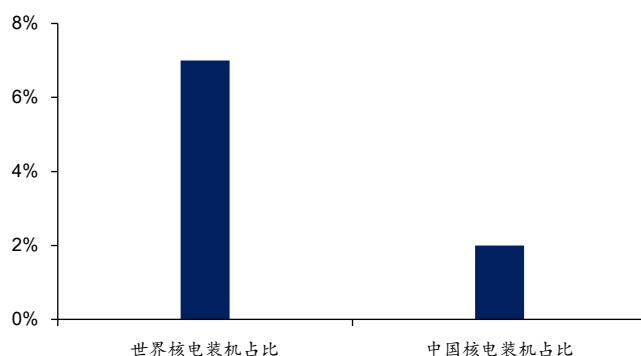
目前我国核电装机占比及发电量占比皆与全球平均水平差距较大。与世界上拥有核能发电能力的国家相比，我国核电装机规模占比仍属于落后局面，核电产业规模偏小。根据国家能源局披露数据，2018年我国核电装机约4466万千瓦，在总装机容量中占比仅2%，而当年全球核电装机均值高达7%。

图表16：2018年我国核电装机占比仅2%



资料来源：Wind，华泰证券研究所

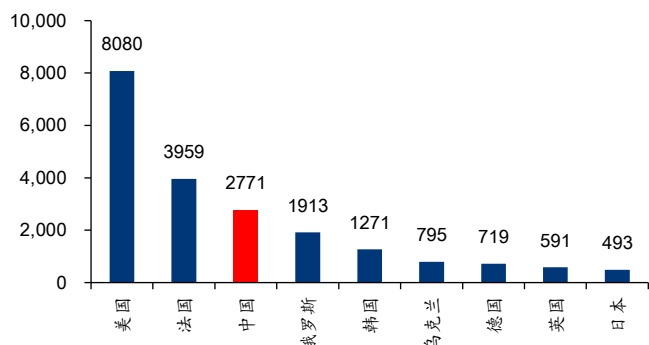
图表17：2018年我国核电装机占比显著低于世界均值



资料来源：Wind，华泰证券研究所

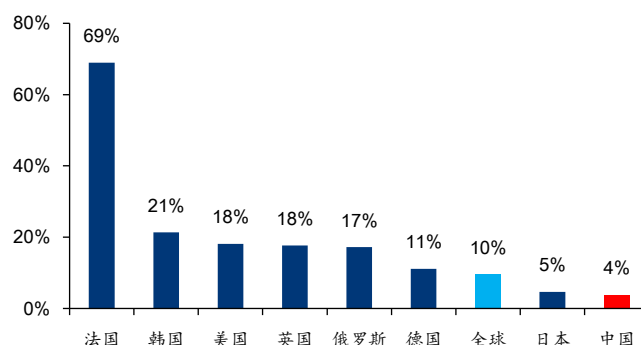
从发电量数据来看，根据BP、世界核协会等权威机构披露信息，2018年核电发电量占全球全口径发电量的比重为10%，其中法国的核电占比最高，达到69%，美国、英国、俄罗斯核电发电量在本国总发电量中占比约在17%-18%，而我国的核电发电量占比仅4%。不难看出，我国核电发电量绝对值虽然大，但核电发电量占比在国内全口径发电中依然有很大的提升空间。

图表18：2018年主要核电国家核电发电量(亿千瓦时)



资料来源：BP，世界核协会，华泰证券研究所

图表19：2018年我国核电发电量占比显著低于世界均值



资料来源：BP，世界核协会，华泰证券研究所

三代核电技术成型，投产节奏步入加速放量阶段

我国推动核电产业发展态度积极。我国在未来能源规划中对核电提出了较高的目标，且近几年的能源政策中核电规划始终保持一致。根据近年来陆续发布的《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》、《电力发展“十三五”规划》及《“十三五”核工业发展规划》等文件的规划目标，到2020年，核电装机容量达到5800万千瓦，在建容量达到3000万千瓦以上。

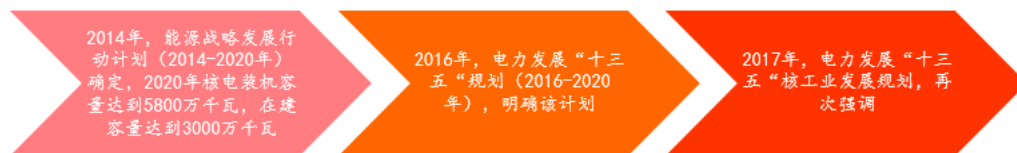
2004年以来我国核电产业处于积极发展期，十三五以来核电利好政策频出：

《能源战略发展行动计划（2014~2020年）》：2014年，国务院印发《能源战略发展行动计划（2014~2020年）》，计划到2020年，核电装机容量达到5800万千瓦，在建容量达到3000万千瓦以上。

《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》：2016年，国家发改委和国家能源局发布《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》，坚持安全发展核电的原则，加大自主核电示范工程建设力度，着力打造核心竞争力，加快推进沿海核电项目建设。建成三门、海阳AP1000自主化依托项目，建设福建福清、广西防城港“华龙一号”示范工程。开工建设CAP1400示范工程等一批新的沿海核电工程。深入开展内陆核电研究论证和前期准备工作。认真做好核电厂址资源保护工作。“十三五”期间，全国核电投产约3000万千瓦、开工3000万千瓦以上，2020年装机达到5800万千瓦。

《“十三五”核工业发展规划》：2017年，发布《“十三五”核工业发展规划》，规划明确到2020年，我国核电装机力争达到5800万千瓦，在建规模3000万千瓦。

图表20：近年核电规划汇总



资料来源：国家发改委，华泰证券研究所

2018年新增投运机组7台，核电产能步入加速释放期。根据国家核安全局数据，2018年，我国新投产7台核电机组，新增装机容量884万千瓦，AP1000和EPR全球首堆建成投产。随着7台三代核电机组投产，我国运行核电机组达到44台，装机容量4464.5万千瓦，运行机组数量首次超过日本，进入世界前三位；在建项目降为13台，装机容量1403万千瓦，其中包括霞浦示范快堆。

2018年末新增新建项目，核电十三五规划目标完成难度较大，看好十四五政策力度加码。与投产机组形成鲜明，2018年我国并未新增新建核电项目，《电力发展“十三五”规划》曾明确提出，2020年全国核电装机达到5800万千瓦，在建规模3000万千瓦以上。根据目前在建项目情况，2020年我国在运核电装机量或将低于5800万千瓦，而且由于近三年未核准新核电，2020年要实现3000万千瓦的在建目标，也存在难度。

我们认为，在能源安全+能源结构转型双约束之下，核电产业大发展势在必行，十四五期间核电政策推进力度有望加码。

三代核电技术成型，伴随建设推进，未来成本有望加速下行

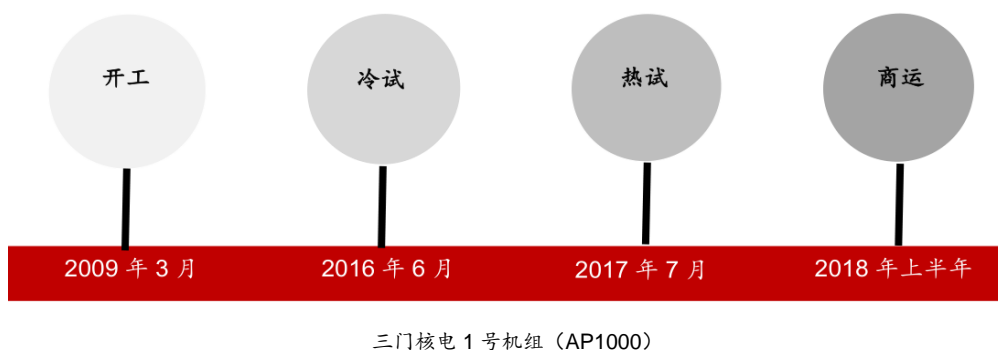
三代核电技术趋于成熟，步入产能释放期

我国现行三代核电技术路线：**CAP系列和华龙一号**。目前，我国的第三代核电技术路线主要有两种，一种是引进消化吸收再创新的CAP1000和CAP1400，另一种是中核和中广核自主研发的HPR1000(华龙一号)。AP1000依托项目为三门核电1/2号机组和海阳核电1/2号机组，华龙一号示范项目为福清5/6号机组和防城港3/4号机组。

三门核电1号机组正式投运，后续三代核电建设有望加速。2017年6月30日，AP1000全球首堆三门核电1号机组热试工作全部完成，正式进入装料准备阶段，装料是指将核燃料棒装入核电机组，也是核电机组并网发电前的最后一个关键步骤。2018年9月21日三门核电1号机组顺利完成168小时满功率连续运行考核，机组具备投入商业运行条件，这也是全球首台具备商运条件的AP1000核电机组。

我们认为，伴随着三门核电1号机组的正式投运，标志着**AP1000三代核电技术的安全性、成熟性和可靠性得到了验证**，我国核电三代技术已成熟，后续三代核电新项目有望实现加速推进。

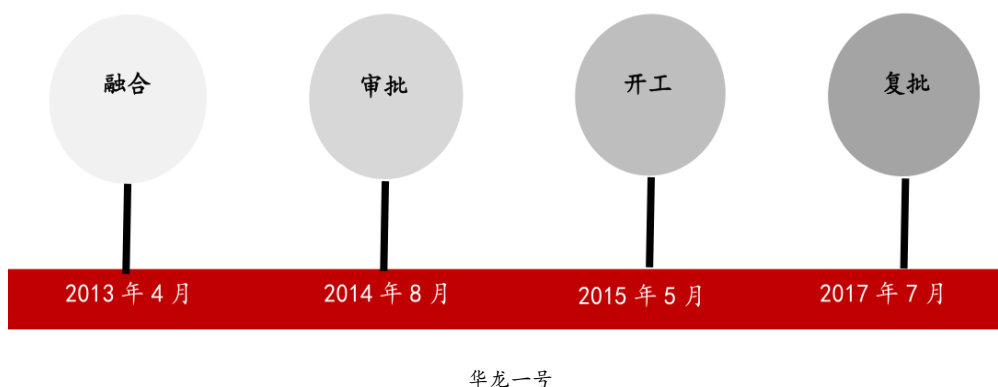
图表21：AP1000三门核电首堆工程节点



资料来源：公司网站，华泰证券研究所

《华龙一号技术融合方案》通过国家能源局复批。2017年7月26日，国家能源局复函，同意华龙国际核电技术公司上报的《华龙一号技术融合方案》。这意味着国内其他计划采用华龙一号的核电项目，离获得国家核准建设的目标又迈进了一步。华龙一号是中国自主研发的世界第三代核电技术，是由中核集团推出的ACP1000核电技术和中广核推出ACPR1000+核电技术融合而成的。

图表22：华龙一号技术融合节点



资料来源：公司网站，华泰证券研究所

困扰核电审批的问题被消除，2018年成为国产三代核电建成元年。从2016年至今，尚未有新的核电机组开工建设，其主要原因就是三门1号机组(AP1000首堆)未能实现商运，以及“华龙一号”技术路线未能完成融合。近期，这两个困扰核电建设的因素都将被消除。2017年7月，三门核电1号机组热试结束，《华龙一号技术融合方案》也得到复批，2018年三门核电1号机组正式投运，2018年成为国产三代核电建成元年，未来大批量建设可期。

华龙一号机组数量占优，中国核电控股机组接近一半。CAP1400初步设计方案已于2014年通过审查，预计在三门核电1号机组并网发电后，CAP1400将会核准开工。CAP1400大量采用非能动技术，技术先进，但是设备制造难度较大。大量设备系首次制造使用，没有工程实践经验，示范项目进展可能较为缓慢。华龙一号在能动安全的基础上采取了有效的非能动安全措施，技术较为成熟，工程难度较小。华龙一号示范项目福清5/6号机组和防城港3/4号机组已于2015年开工建设。从目前核电筹建状态来看，华龙一号机组数量为58台，明显占据优势。中核集团控股机组共有40台，占筹建机组的一半，中广核次之，国电投紧跟其后。

图表23：筹建中的核电机组

预计堆型	项目	预计开工	位置	台数	单机装机容量 MW	主要股东	
HPR1000	宁德二期	2019	沿海	2	1150	中广核/大唐	
	昌江二期	2019	沿海	2	1150	中国核电	
	台山二期	2019	沿海	2	1150	中广核	
	太平岭核电	2019	沿海	2	1250	中广核	
	徐大堡一期	2020	沿海	2	1150	中国核电	
	金七门一期	2021	沿海	2	1150	中国核电	
	防城港三期	2021	沿海	2	1150	中广核	
	岭澳三期	待定	沿海	2	1000	中广核	
	漳州二期	待定	沿海	2	1150	中国核电	
	徐大堡二期	待定	沿海	2	1150	中广核	
	金七门二期	待定	沿海	2	1150	中国核电	
	三明核电	待定	内陆	6	1150	中国核电	
	南阳核电	待定	内陆	6	1150	中国核电	
	龙游核电	待定	内陆	6	1150	中国核电	
	大畈核电	待定	内陆	6	1150	中广核	
	芜湖核电	待定	内陆	6	1150	中广核	
	苍南核电	待定	内陆	6	1150	中广核	
	韶关核电	待定	内陆	4	1150	中广核	
	CAP1000	三门二期	2019	沿海	2	1250	中国核电
		漳州一期	2019	沿海	2	1250	中国核电
海兴一期		2019	沿海	2	1250	中国核电	
海阳二期		2019	沿海	2	1250	国电投	
陆丰一期		待定	沿海	2	1250	中广核	
桃花江一期		待定	内陆	2	1150	中国核电	
三门三期		待定	沿海	2	1250	中国核电	
CAP1400	海阳三期	待定	沿海	2	1250	国电投	
	国核示范	2019	沿海	2	1400	国电投	
	荣成石岛湾	2019	沿海	1	200	华能集团	

资料来源：2017-2022 中国核电运行态势及发展趋势研究报告，华泰证券研究所

伴随建设推进，未来三代核电成本有望加速下行

考虑建设期内造价浮动和融资成本等影响，业界普遍将核电站的造价分为基础价格、隔夜价格(固定投资价格)和建成价格(参考华北电力大学研究论文《低碳发展模式下中国核电产业及核电经济性研究》)。

基础价格：以基准时间确定的投资总额，以计价当期的建筑安装成本、工程材料、设计和工程服务费用估算的核电厂的总造价基本费用构成基础价，包括厂区的建筑物费用，核岛、

常规岛等设备采购费用，以及设计服务等费用。

隔夜价格：在基础价的基础上考虑逐年物价浮动的建设造价总金额，包括业主费用(一般为基础价的 20%左右)以及工程应急费，即工程建设筹措资金的总额。

建成价格：为隔夜价格与建设期内产生的财务费用(融资成本)之和。建成价直接影响发电成本、电价水平及发电厂的经济效益。

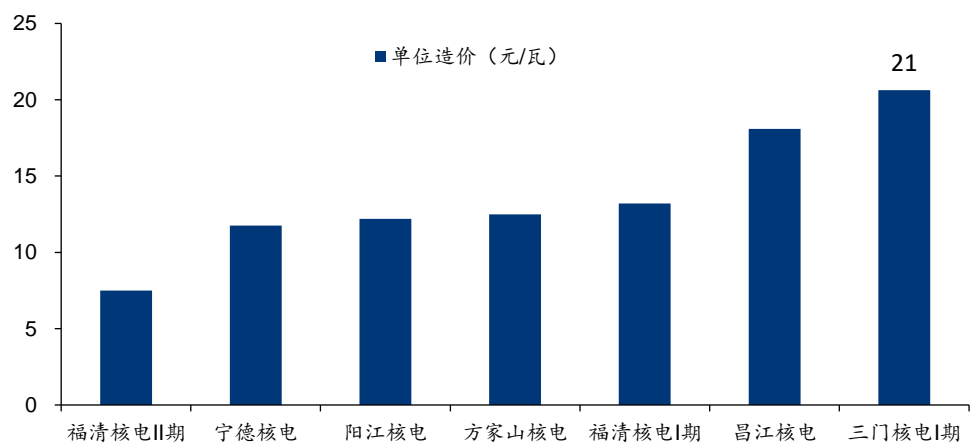
图表24：常规核电项目造价匡算结构

				建成价格 (Total cost)	
				建设期融资费用	
				隔夜价格 (Overnight cost)	
				业主费用+物价浮动等	
				基础价格 (Base cost)	
				工程材料&设计服务费用	
				直接价格 (Direct cost)	
				设备成本+建筑安装成本	
		直接价格		直接价格	
		基础价格		基础价格	
		隔夜价格		隔夜价格	
		建成价格		建成价格	

资料来源：《低碳发展模式下中国核电产业及核电经济性研究》，华泰证券研究所

目前三代核电造价高昂，三门核电单瓦造价高达 21 元。三门核电项目 1 号机组原计划于 2013 年投入运行，但由于技术路线、建设安全等种种原因拖延了五年之久，致使三门核电实际投资超支，根据中国核电公告，三门核电 I 期两台机组的初步设计概算建成价为 515.51 亿元，较期初规划的 400 亿元左右投资额高出 29%。

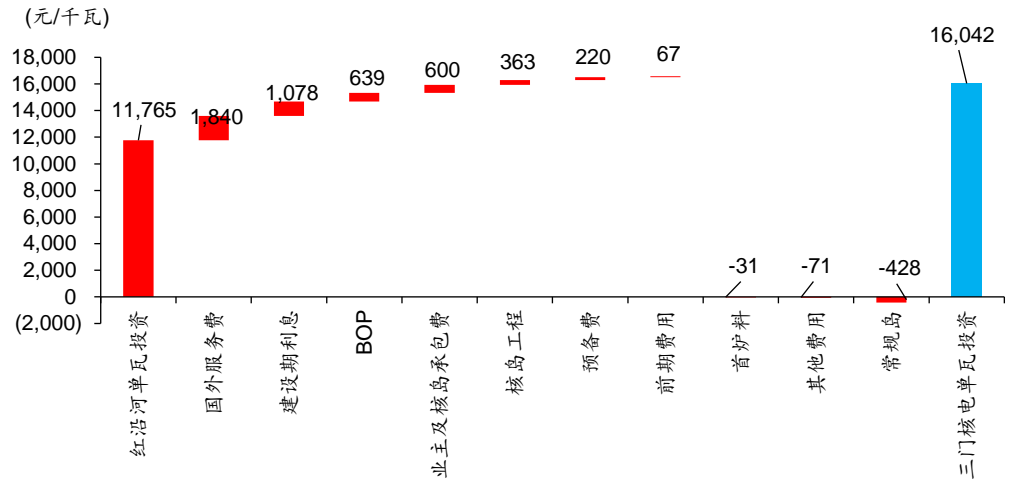
图表25：三代核电（三门核电）单瓦造价显著高于其他二代核电



资料来源：中国核电公司公告、中广核电力公司公告，华泰证券研究所

国产化不足+建设经验不足是导致三代核电造价高昂的重要原因。我们以 AP1000 依托项目的三门一期和二代半的红沿河一期机组项目预算数据为基础，分析二代核电与三代核电的造价差异：三门项目较红沿河一期总投资高 157.21 亿元，具体构成如下：国外设计服务费 46 亿元、财务费用 32.62 亿元、核岛工程 29.86 亿元、BOP（即核电站辅助设备，包括气轮机，发电机，控制室，三回路冷却系统，外部蒸发器，以及其他的辅助系统的总称）20.42 亿元、核岛承包费用 15 亿元。

图表26：三门核电一期与红沿河一期造价差异拆分



资料来源：《第三代核电技术经济性探析》，华泰证券研究所

国产化偏低致使三门核电大幅增加。三门项目核岛工程费用偏高，主要是由于外方负责的核岛设计和核岛主设备及技术服务费用较高。以国外设计服务费为例，依托项目的建设模式是“外方为主，我方全面参与”，项目设计、主要设备采购、工程项目管理全部委托给外方，而外方的人工成本相对较高，预算安排46亿元。此外，依托项目的关键设备与材料绝大部分是境外采购，国产设备的关键材料也还不能实现国产化。根据国家核电技术公司所属的国核工程公司采购中心统计，三门项目核岛部分进口设备60亿元，常规岛进口设备20亿元，如果全部实现设备国产化，造价预计可减少20%-30%。

管理经验不足致使三门核电造价再度增加15亿元。三门核电没有实现核电厂的EPC总承包，而是核岛部分由国核工程公司总承包，其他部分采用业主负责制。红沿河项目则按照“小业主、专业化”模式由中广核工程公司总承包，减少了管理环节和管理成本。在业主管理费不减少的情况下，增加了核岛部分的管理费用15亿元，如果推行“小业主、专业化”工程管理模式，则可以减少管理费用15亿元。

我们预计，未来伴随三代核电核心设备国产化程度提升，叠加三代核电建设加速，相关工程施工日趋标准化，未来三代核电成本有望显著下行。根据中国核能行业协会披露信息，三代核电首批依托项目建设成本高，投产后经营压力巨大，未来三代核电批量化建设可大幅降低造价，按现行的核电电价条件测算，预期规模化建设的三代核电项目上网电价将降至0.4元/千瓦时左右。

图表27：三代核电 VS 二代核电造价比较

对比维度	三门核电 (2*1250MW)	红沿河核电 (2*1000MW)	差异 (亿元)	差异占比
工程费用	199.56	146.83	52.73	34%
前期费用	4.3	2.1	2.2	1%
核岛工程	113.46	83.5	29.96	19%
常规岛	43.55	43.4	0.15	0%
BOP	38.25	17.83	20.42	13%
其他费用	47.66	39.54	8.12	5%
预备费	22.7	13.77	8.93	6%
首炉料	14.82	12.47	2.35	1%
国外服务费	46		46	29%
业主及核岛承包费	15		15	10%
工程投资	345.74	212.61	133.13	85%
建设期利息	55.3	22.68	32.62	21%
总投资	401	243.79	157.21	100%
单瓦投资	16042	11765	5040	

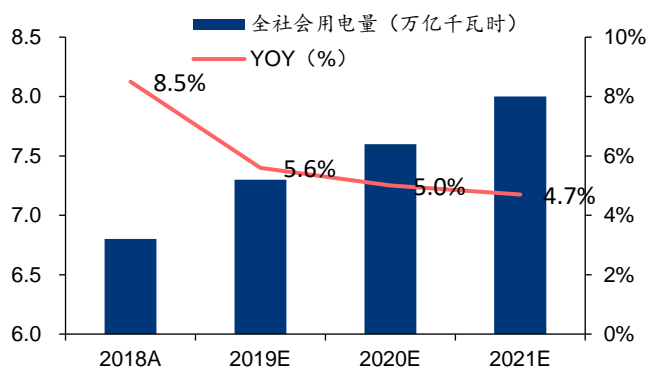
资料来源：《第三代核电技术经济性探析》，华泰证券研究所

利用小时与电价分析

用电量稳健增长，核电优势显著，利用小时保持高位

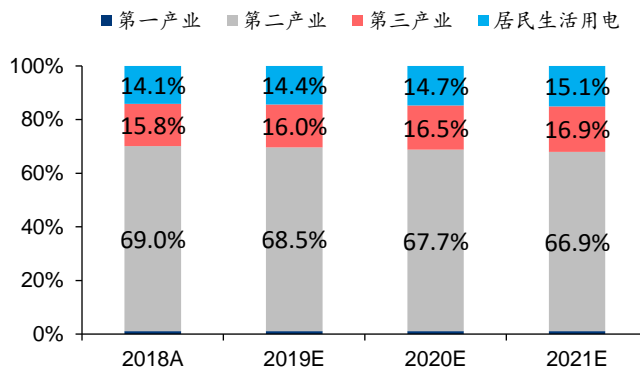
二产用电刚性增长+服务业快速发展驱动用量持续或许攀升。未来三年，高新技术产业和高端制造业将带动二产用电继续刚性增长，服务业快速发展驱动三产和居民生活用电仍将保持快速增长。根据电力规划设计总院测算数据，2019年，全社会用电量同比增长5.6%，用电量达7.3万亿千瓦时；2020年，全社会用电同比增长5.0%，用电量达7.6万亿千瓦时；2021年，全社会用电同比增长4.7%，用电量达8.0万亿千瓦时。

图表28：2019-21年全国用电量预测



资料来源：电力规划设计总院，华泰证券研究所

图表29：2019-21年全国用电量结构预测

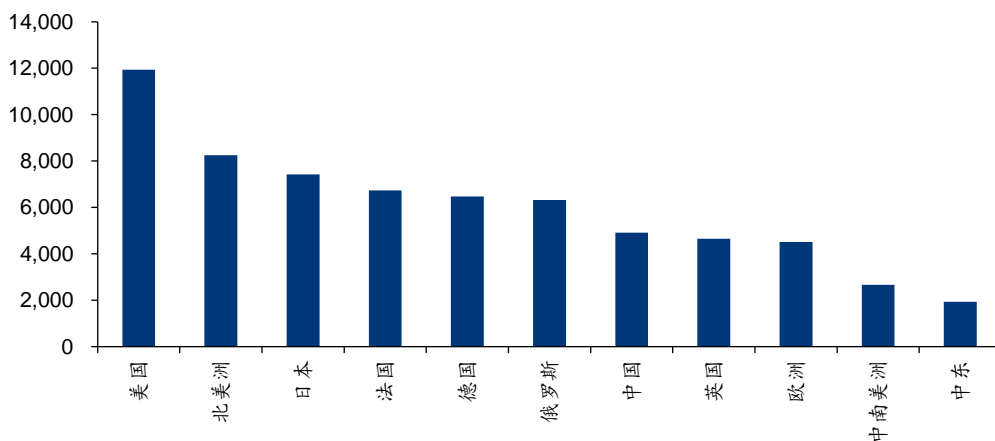


资料来源：电力规划设计总院，华泰证券研究所

我国人均用电量仍处于较低位置，未来增长空间可观。现阶段，我国经济总体处于工业化中后期、城镇化快速推进期，但人均用电量等指标距离中等发达国家仍存在差距，根据电力规划设计总院披露数据，2018年我国人均用电量约为4900千瓦时，仅为日本2018年水平的五分之三，美国的五分之二。

随着我国经济高质量发展，特别是制造业的创新发展，大数据等战略性新兴产业快速发展，居民生活的持续改善，以及电动汽车、清洁取暖等电能替代都将为用电增长注入新动能。根据电力规划设计总院测算数据，预计2035年我国全社会用电量约12万亿千瓦时，人均用电量约8500千瓦时。

图表30：2018年全球人均用电量对比（千瓦时）

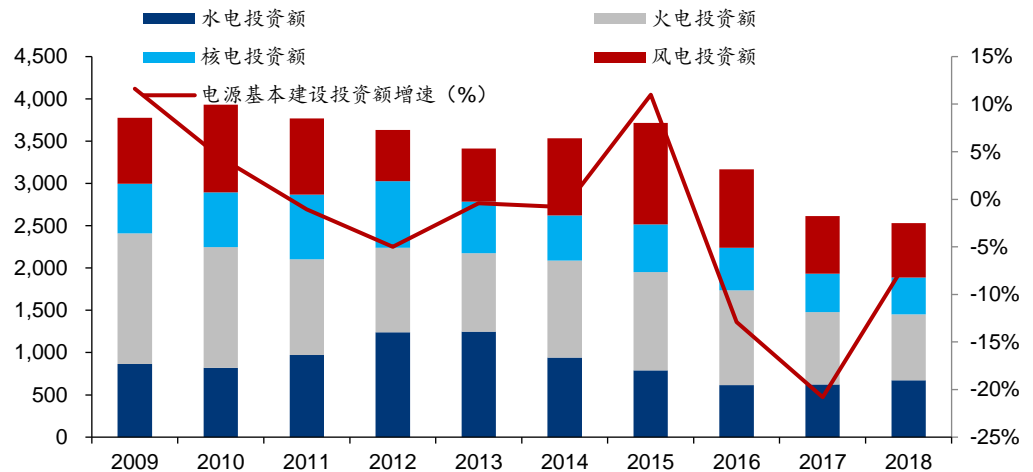


资料来源：EIA，华泰证券研究所

近年电源投资持续走弱，2020-21年全国电力供需形势或将全面趋紧。根据电力规划设计总院测算数据，在目前已明确的跨省区输电通道实现满送前提下，若不及时考虑增加电源供给，则全国大部分省区未来三年电力供需形势将全面趋紧。

仅考虑目前已明确可投产的电源，在跨省区电力流安排能够落实的前提下，河北、江苏、浙江、安徽、河南、湖北、湖南、江西、陕西、广东、广西、海南未来三年电力供需持续偏紧或紧张。辽宁、内蒙古、山东、上海、福建、四川、重庆、甘肃、新疆、云南、贵州未来三年电力供需逐步由宽松或基本平衡转变为偏紧或紧张；黑龙江、吉林、北京、天津、山西、宁夏、青海、西藏电力供需较为宽松。

图表31：近年我国基础电源投资持续走低（亿元）



资料来源：Wind，华泰证券研究所

当前电价政策下二代核电盈利可观，成本有望下行助推三代核电盈利向好

我国核电上网电价起初执行经营期电价政策，但随着核电技术的跨越式发展以及控制核电投资成本诉求的增强，已开始了向标杆电价政策的转向。

2013年之前—经营期上网电价：我国已有核电站上网电价基本采用“一事一议”、“一厂一价”的定价方式，即以建设成本倒推上网电价。

2013年之后—标杆上网电价：在核电大力发展的大背景下，为了满足控制核电投资成本的合理诉求，2013年6月15日发改委发布通知：

对新建核电机组实行标杆上网电价政策。根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时0.43元。

全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价，下同）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价。

全国核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程，其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高，具体由省级价格主管部门提出方案报我委核批。

核电上网电价托底，IRR可达9%。电站的投资者在建设期投入资本金后，从电站投产起获得利润分红，其内部收益率IRR经历由负转正的过程，根据中广核时任财务总监岳林康先生披露信息，核电机组投产后，国家发改委为该机组单独核定电价，保证其在30年经济寿命期内内部收益率可达到9%。

图表32: 核电电价政策演变

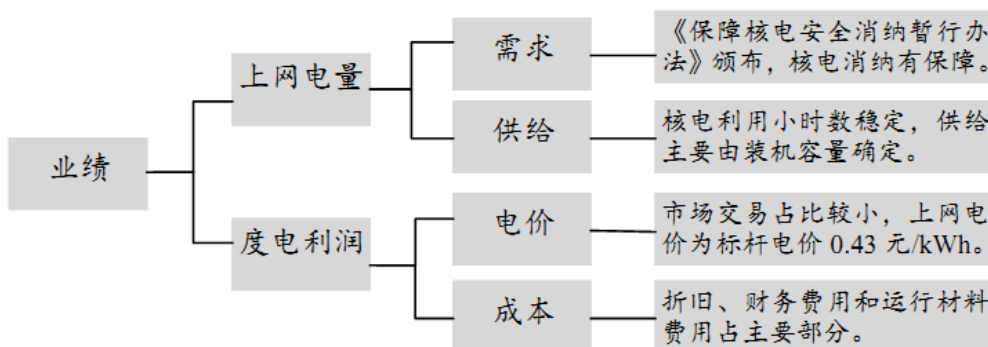
时间	定价机制	具体规定
1990s	“还本付息”定价	通过成本加成法执行个别定价，保证利用贷款建设的核电站，有合理的利润空间维持正常生产、应纳税款、应付利润等，即电价至少要覆盖成本、利税，“一厂一价”
1994	“本-利浮动”定价	大亚湾核电站上网电价定价方式，根据《合营合同》由合营双方协商确定，大亚湾核电站的成功运营推动广东核电的发展，“一厂一价”
2001	《国家计委关于规范电价管理有关问题的通知》	对“还本付息”定价进行改进，按核电项目经营期、社会平均现金成本定价，“一厂一价”
2013.6	《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》	对2013年1月1日投产的核电机组实行上网电价与煤机标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价）挂钩政策，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时0.43元，若当地煤机标杆电价低于0.43元/千瓦时，新投产机组执行当地煤机标杆电价；若高于且承担国产化首台或首批示范工程，可适当提高

资料来源：国家发改委，华泰证券研究所

典型核电项目测算与敏感系数分析

核电公司的盈利模式主要由上网电量和度电利润决定。由于核电设备利用小时数有政策保证，基本维持在7000小时左右，所以核电的上网电量主要由装机容量确定。度电利润则由上网电价和成本确定，其中核电成本项主要是折旧、财务费用、运行材料费用（包括核燃料）以及维修费用。

图表33: 核电盈利模型



资料来源：国家发改委，国家能源局，华泰证券研究所

目前三代核电早期项目盈利能力低于二代核电成熟项目。我们基于三门核电I期项目和红沿河核电I期项目投资额、电价等数据，测算得到三门核电I期项目内部收益率为7.4%，投资回收期18年，这或与三门核电I期投资额显著偏高有关；红沿河核电I期项目盈利能力相对较好，内部收益率达10.6%，投资回收期10年。

图表34：二代核电 DCF 测算（百万元）

	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
现金流入								2,995	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990
销售收入								2,995	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990
回收残值																				
现金流出	1,026	1,539	2,053	2,053	1,539	1,026	1,173	4,703	4,725	4,616	4,828	4,733	4,991	5,208	5,126	5,044	4,962	2,734	2,734	2,734
建设投资	1,026	1,539	2,053	2,053	1,539	1,026	1,026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
流动资金	-	-	-	-	-	-	147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
付现成本	-	-	-	-	-	-	-	2,348	2,239	2,130	2,021	1,912	2,173	2,064	1,955	1,846	1,737	1,628	1,628	1,628
税金及附加	-	-	-	-	-	-	-	45	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
增值税	-	-	-	-	-	-	-	86	172	172	172	172	207	207	207	207	207	310	310	310
所得税	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321	335	298	623	650	677	705	706	706	706
借款还本	-	-	-	-	-	-	-	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	2,224	-	-	-
NCF	-1,026	-1,539	-2,053	-2,053	-1,539	-1,026	-1,173	-1,708	1,265	1,374	1,162	1,257	998	782	864	942	1,027	3,255	3,255	3,255

注：测算样本是红沿河核电 I 期项目，总装机 200 万千瓦；

资料来源：华泰证券研究所

图表35：三代核电 DCF 测算（百万元）

	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
现金流入	-	-	-	-	-	-	-	3,663	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325
销售收入	-	-	-	-	-	-	-	3,663	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325	7,325
回收残值	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
现金流出	902	1,804	2,706	2,706	3,609	4,511	2,062	7,266	7,243	7,059	7,197	7,037	7,309	7,477	7,340	7,202	7,065	3,238	3,238	3,238
建设投资	902	1,804	2,706	2,706	3,609	4,511	1,804	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
流动资金	-	-	-	-	-	-	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
付现成本	-	-	-	-	-	-	-	3,321	3,138	2,954	2,771	2,587	2,857	2,673	2,490	2,306	2,123	1,939	1,939	1,939
税金附加	-	-	-	-	-	-	-	55	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
增值税	-	-	-	-	-	-	-	105	211	211	211	211	253	253	253	253	253	379	379	379
所得税	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	322	345	306	657	703	749	795	809	809	809
借款还本	-	-	-	-	-	-	-	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	3,784	-	-	-
NCF	-902	-1,804	-2,706	-2,706	-3,609	-4,511	-2,062	-3,603	83	266	128	289	16	-152	-15	123	261	4,088	4,088	4,088

注：测算样本是三门核电 I 期项目，总装机 250 万千瓦；

资料来源：华泰证券研究所

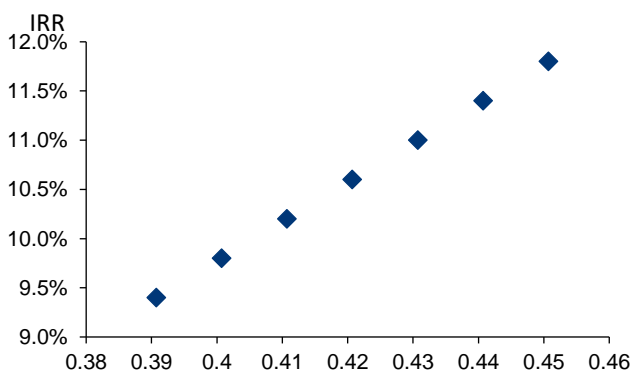
二代核电成熟项目盈利能力敏感性更大。我们基于三门核电 I 期项目和红沿河核电 I 期项目经营数据进行敏感性分析：

电价每波动 1 分，红沿河核电 I 期项目/三门核电 I 期项目 IRR 分别波动 0.4/0.3pct；

利用小时每波动 100 小时，红沿河核电 I 期项目/三门核电 I 期项目 IRR 分别波动 0.2/0.15pct；

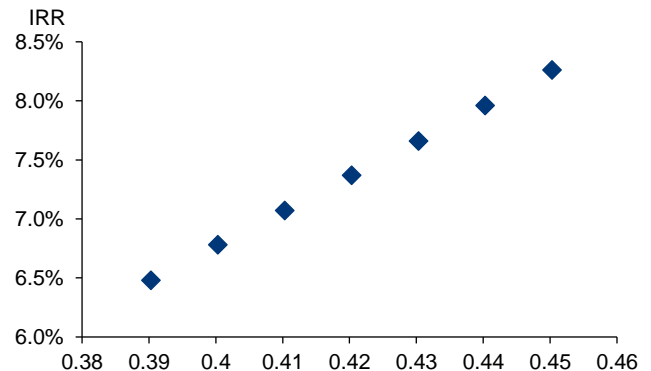
投资杠杆每波动 5pct，红沿河核电 I 期项目/三门核电 I 期项目 IRR 分别波动 0.25/0.1pct；

图表36：红沿河 I 期：电价每波动 1 分，IRR 波动 0.4pct



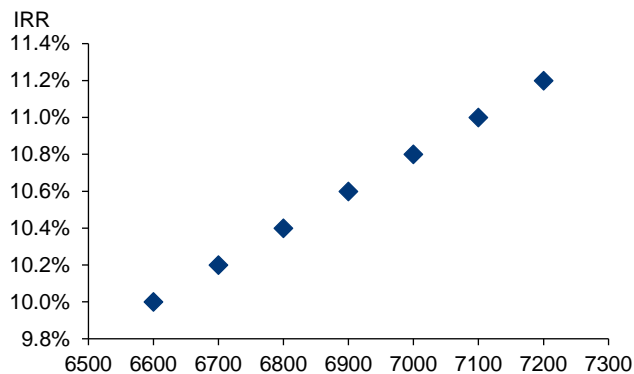
资料来源：华泰证券研究所

图表37：三门核电 I 期：电价每波动 1 分，IRR 波动 0.3pct



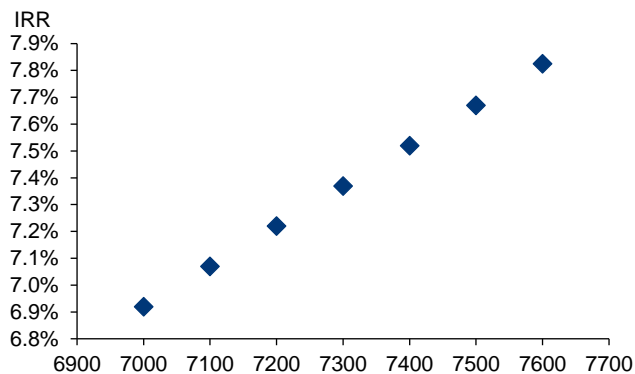
资料来源：华泰证券研究所

图表38：红沿河I期：利用小时每波动100小时，IRR波动0.2pct



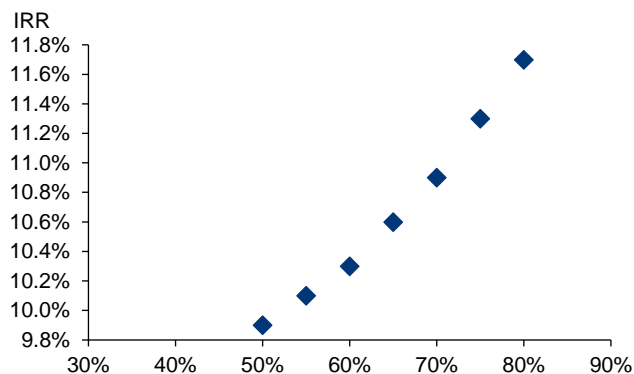
资料来源：华泰证券研究所

图表39：三门核电I期：利用小时每波动100小时，IRR波动0.15pct



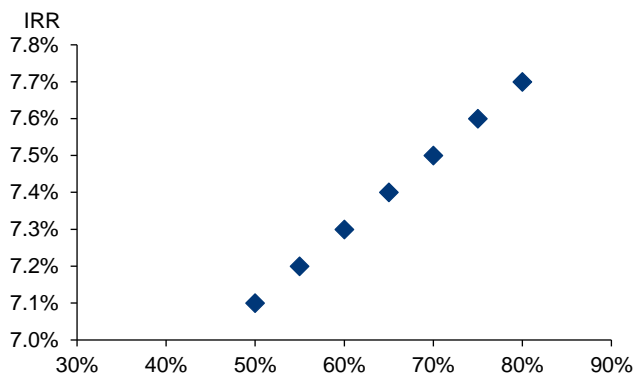
资料来源：华泰证券研究所

图表40：红沿河I期：投资杠杆每波动5pct，IRR波动0.25pct



资料来源：华泰证券研究所

图表41：三门核电I期：投资杠杆每波动5pct，IRR波动0.1pct



资料来源：华泰证券研究所

核电行业主要参与方梳理

中广核与中国核电主导我国商运核电项目

我国核电体制管理历经分分合合。中国民用核工业自上世纪70年代开始起步以来，原水电部、原核工业部、原机械部、原国家计委、原国防科工委和国家科委等多个部委均介入过。在“九龙治水”下，中国核电发展路线、速度几经波折。

1983年9月，国务院决定，成立“国务院核电领导小组”，主要负责统一组织领导全国核电发展及核能和平利用各项工作，具体负责提出核电发展方针，确定重大技术方案，统一组织对外谈判和协调各部委之间工作等。

1

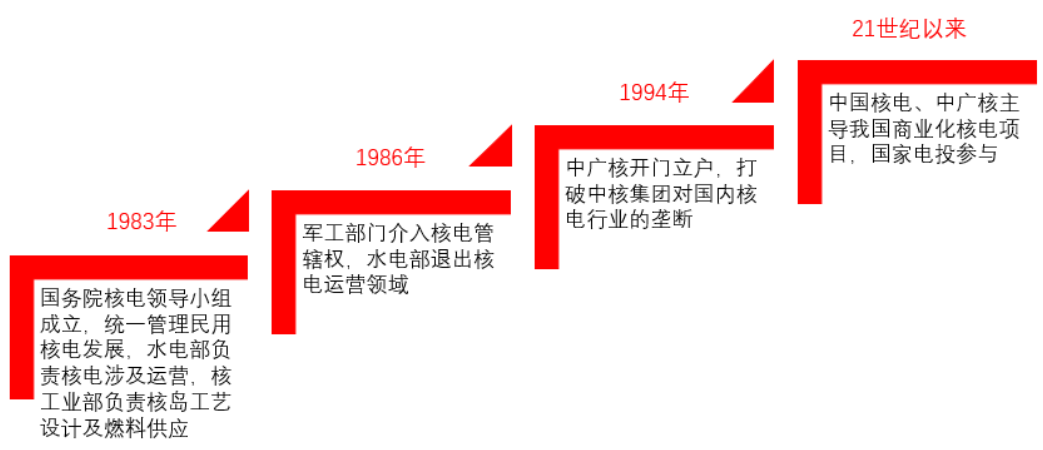
1986年初，军工部门接替了对核电的各项管辖权，全面主导核电规划、设计、建造、运营和管理等各项职能。

受行业局限，核军工主事的核电，受制于发展没目标、资金没着落、技术没依靠，只得“适当发展”应付局面。1994年广东核电挣脱桎梏，成立中国广东核电集团公司，打破了中核集团对国内核电行业的垄断，同时推动了全国核电行业步入商业化运营时代。

21世纪之后，考虑到核电行业的特殊性，经国务院批准，目前我国商业化核电项目均由中广核、中国核电和国家电投三家分别或合作开发运营，其中以中广核和中国核电为主导，国家电投控股山东核电，主导海阳核电项目建设，并作为投资方之一参与了秦山二核、秦山三核、江苏核电、三门核电、红沿河核电等核电项目。

此外，华能集团对核电领域也有一定介入，但角色较为模糊。2005年底，华能集团成立华能核电，作为华能集团专门从事核电业务的专业化公司。2006年底，华能山东石岛湾核电站有限公司正式成立，负责投资、建设、运营华能山东石岛湾核电站20万千瓦级高温气冷堆核电示范项目，该项目属于第四代核电。一般来讲，业界普遍认为我国只有三家具有核电业主资质的公司，但华能集团通过控股石岛湾高温气冷堆项目已经成为事实上的核电厂业主，然而，由于该项目并非传统意义上的商业核电站，使得此前华能集团在核电领域定位较为模糊。

图表42：我国核电体制演化



资料来源：《国务院核电领导小组办公室原副主任谈核电体制改革》，华泰证券研究所

图表43: 中广核电力、中国核电、中电投三大运营商核电资产列表

核电机组	持股比例	装机容量 (MW)	投运状态	其他投资方
中广核电力				
大亚湾#1	75%	984	已投运	香港核电投资 25%
大亚湾#2	75%	984	已投运	香港核电投资 25%
岭澳#1	100%	990	已投运	/
岭澳#2	100%	990	已投运	/
岭东#1	93%	1087	已投运	中广核一期基金其他股东: 三峡资本、中银投资、国开精诚、国开金融、国开思远 (7%)
岭东#2	93%	1087	已投运	中广核一期基金其他股东: 三峡资本、中银投资、国开精诚、国开金融、国开思远 (7%)
阳江#1	61%	1086	已投运	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.8%)
阳江#2	61%	1086	已投运	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.8%)
阳江#3	61%	1086	已投运	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.8%)
阳江#4	61%	1086	已投运	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.8%)
阳江#5	61%	1086	已投运	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.8%)
防城港#1	61%	1086	已投运	广西广投能源 (39%)
防城港#2	61%	1086	已投运	广西广投能源 (40%)
台山#1	51%	1750	已投运	法国电力(25.6%)、EDF(中国)投资(4.4%)、台山投其他股东 (19%)
宁德#1	32.29%	1089	已投运	大唐发电 (44%)、福建能源集团 (10%)、中广核一期基金其他股东 (13.71%)
宁德#2	32.29%	1089	已投运	大唐发电 (44%)、福建能源集团 (10%)、中广核一期基金其他股东 (13.71%)
宁德#3	32.29%	1089	已投运	大唐发电 (44%)、福建能源集团 (10%)、中广核一期基金其他股东 (13.71%)
宁德#4	32.29%	1089	已投运	大唐发电 (44%)、福建能源集团 (10%)、中广核一期基金其他股东 (13.71%)
红沿河#1	38.15%	1119	已投运	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#2	38.15%	1119	已投运	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#3	38.15%	1119	已投运	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#4	38.15%	1119	已投运	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#5	38.15%	1119	在建	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#6	38.15%	1119	在建	中电投核电 ((45%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
阳江#6	61%	1086	在建	粤电集团 (17%)、中电核电 (阳江) (17%)、中广核一期基金其他股东 (4.12%)
台山#2	51%	1750	在建	法国电力(25.6%)、EDF(中国)投资(4.4%)、广东能源集团 (19%)
防城港#3	51%	1180	在建	广西广投能源 (40%)
防城港#4	51%	1180	在建	广西广投能源 (40%)
陆丰#1	100%	1250	待核准	/
陆丰#2	100%	1250	待核准	/
中国核电				
泰山一核机组	72%	310	已投运	浙能电力 28%
方家山 1 号	72%	1089	已投运	浙能电力 28%
方家山 2 号	72%	1089	已投运	浙能电力 28%
泰山二核 1 号	50%	650	已投运	浙能电力 20%, 中能股份 12%, 江苏国信资产管理集团 10%, 禾曦能源投资 6%, 皖能股份 2%
泰山二核 2 号	50%	650	已投运	
泰山二核 3 号	50%	660	已投运	
泰山二核 4 号	50%	660	已投运	
泰山三核 1 号	51%	728	已投运	禾曦能源投资 20%, 中能股份 10%, 浙能电力 10%, 江苏新能源开发 9%
泰山三核 2 号	51%	728	已投运	
江苏核电 1 号	50%	1060	已投运	禾曦能源投资 30%, 江苏国信资产管理 20%
江苏核电 2 号	50%	1060	已投运	禾曦能源投资 30%, 江苏国信资产管理 20%
江苏核电 3 号	50%	1126	已投运	禾曦能源投资 30%, 江苏国信资产管理 20%
江苏核电 4 号	50%	1126	已投运	禾曦能源投资 30%, 江苏国信资产管理 20%
福清核电 1 号	51%	1089	已投运	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
福清核电 2 号	51%	1080	已投运	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
福清核电 3 号	51%	1080	已投运	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
福清核电 4 号	51%	1080	已投运	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
三门核电 1 号	51%	1250	已投运	浙能电力 20%, 中电投核电 14%, 华电集团 10%, 中核投资 5%
三门核电 2 号	51%	1250	已投运	浙能电力 20%, 中电投核电 14%, 华电集团 10%, 中核投资 5%
昌江核电 1 号	51%	650	已投运	华能国际 30%, 华能核电开发 19%
昌江核电 2 号	51%	650	已投运	华能国际 30%, 华能核电开发 19%
福清核电 5 号	51%	1150	在建	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
福清核电 6 号	51%	1150	在建	华电福新能源 39%, 福建省投资开发集团 10%
田湾核电站 5 号	50%	1118	在建	禾曦能源投资 30%, 江苏国信资产管理 20%

核电机组	持股比例	装机容量 (MW)	投运状态	其他投资方
田湾核电站 6 号	50%	1118	在建	禾曦能源投资 30%，江苏国信资产管理 20%
霞浦示范堆	55%	600	在建	福能股份 20%，长江电力 10%，华能核电开发 10%，宁德国资 5%

中电投核电 (国家电投)

红沿河#1	45%	1119	已投运	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#2	45%	1119	已投运	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#3	45%	1119	已投运	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#4	45%	1119	已投运	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#5	45%	1119	在建	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
红沿河#6	45%	1119	在建	中广核电力 (38.15%)、大连建设投资集团(10%)、中广核一期基金其他股东 (6.85%)
三门核电 1 号	14%	1250	已投运	中国核电 51%，浙能电力 20%，华电集团 10%，中核投资 5%
三门核电 2 号	14%	1250	已投运	中国核电 51%，浙能电力 20%，华电集团 10%，中核投资 5%
江苏核电 1 号	30%	1060	已投运	中国核电 50%、江苏国信资产管理 20%
江苏核电 2 号	30%	1060	已投运	中国核电 50%、江苏国信资产管理 20%
江苏核电 3 号	30%	1126	已投运	中国核电 50%、江苏国信资产管理 20%
江苏核电 4 号	30%	1126	已投运	中国核电 50%、江苏国信资产管理 20%
秦山二核 1 号	6%	650	已投运	中国核电 50%，浙能电力 20%，中核投资 12%，江苏国信资产管理集团 10%，皖能股份 2%
秦山二核 2 号	6%	650	已投运	
秦山二核 3 号	6%	660	已投运	
秦山二核 4 号	6%	660	已投运	
秦山三核 1 号	20%	728	已投运	中国核电 51%，中核投资 10%，浙能电力 10%，江苏新能源开发 9%
秦山三核 2 号	20%	728	已投运	
海阳核电 1 号	65%	1250	已投运	山东发展 10%、烟台蓝天 (10%)、国电集团 5%、中国核能电力 5%、华能核电 5%
海阳核电 2 号	65%	1250	已投运	
海阳核电 3 号	65%	1250	在建	
海阳核电 4 号	65%	1250	在建	

注：1) 中电投核电持有禾曦能源投资 99.97%股权；2) 国家电投间接持有中电投核电 90.47%股权；

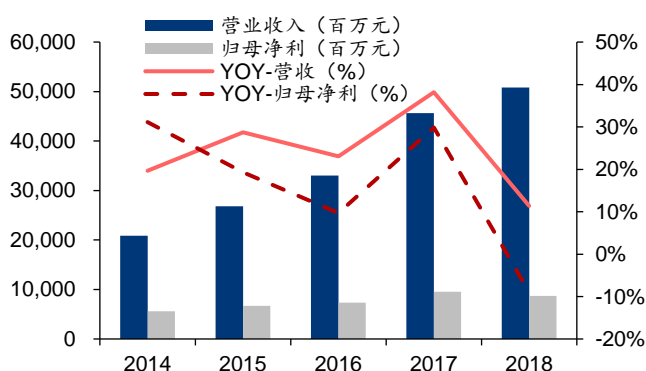
资料来源：中国核电公司公告，中广核电力招股说明书，中电投债券募集说明书，华泰证券研究所

中广核 VS 中国核电核心指标对比

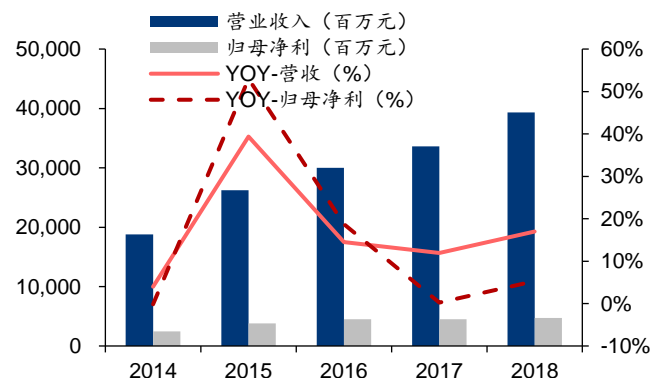
中广核盈利规模显著大于中国核电

盈利规模：中广核显著大于中国核电。根据公司公告，2018年中广核电力实现营收/归母净利润 508/87 亿，中国核电实现营收/归母净利润 393/47 亿，中广核电力营收/归母净利润为中国核电的 1.3/1.8 倍；

图表44：2014-2018年中广核营收及盈利情况



图表45：2014-2018年中国核电营收及盈利情况



资料来源：Wind，华泰证券研究所

资料来源：Wind，华泰证券研究所

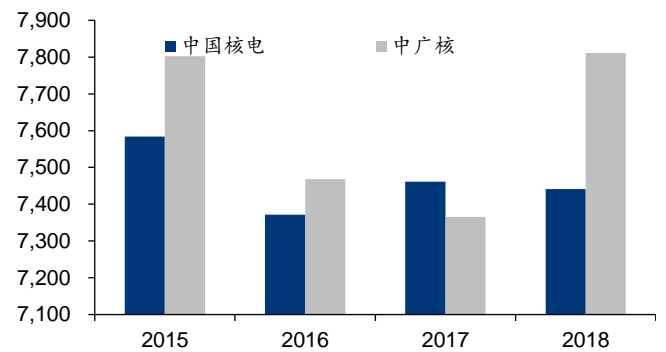
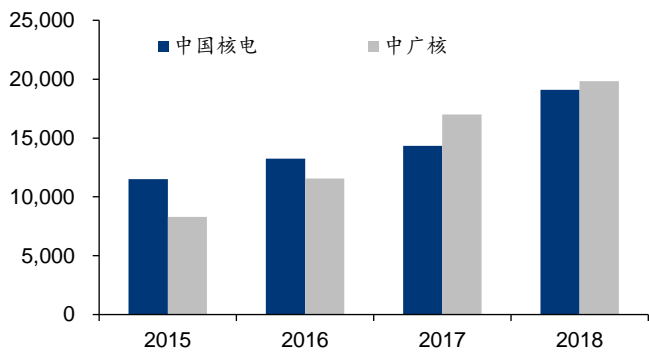
中广核盈利能力亦大于中国核电

收入端：中广核装机&利用小时&综合上网电价皆高于中国核电。从收入端来看，装机容量、利用小时、电价为核电运营商核心变量，根据公司公告，2018年中广核控股装机容量、利用小时分别为1983万千瓦、7811小时，高于中国核电4%、5%。

从电价来看，中广核综合标杆电价为0.4223元/千瓦时，较中国核电低0.5%，如果考虑到市场电，中广核综合上网电价为0.4162元/千瓦时，高于中国核电1.5%，主因系中广核市场化电量占比仅为20%（不包括广东省内市场化交易），较中国核电低6pct。

图表46：控股装机容量对比（MW）

图表47：利用小时对比

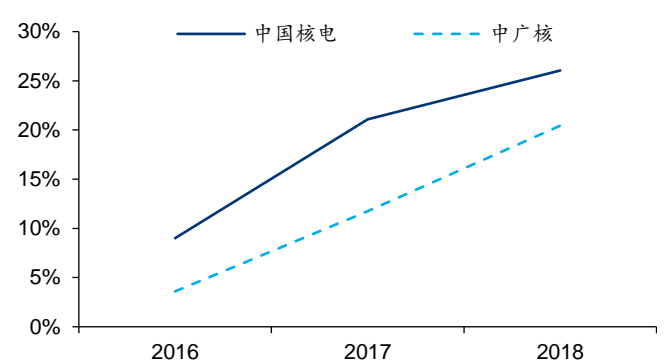
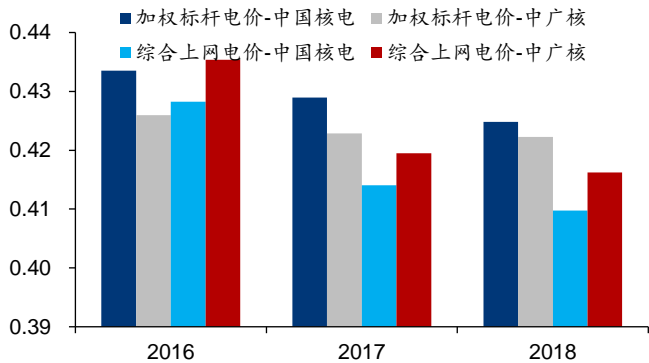


资料来源：公司公告，华泰证券研究所

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表48：电价对比（元/千瓦时）

图表49：市场化电量比例对比（%）



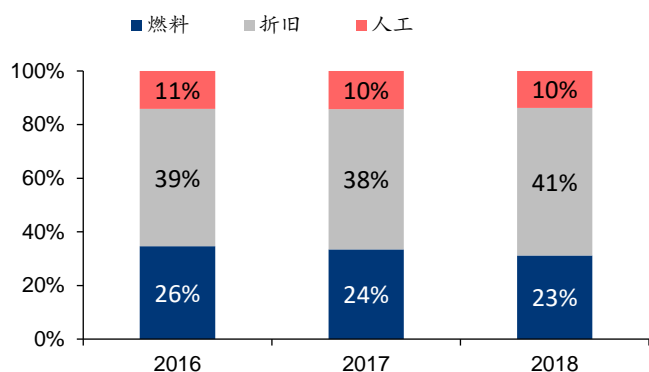
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

成本端：中广核度电成本亦低于中国核电，主因系度电折旧较低。燃料、折旧、人工为核电企业主要运营成本项，此外还有乏燃料处理费、维护费用等。2018年中广核电力度电成本仅为0.172元/千瓦时，低于中国核电10.7%。其中中广核电力度电折旧、度电燃料成本、度电人工成本分别为0.051元/千瓦时、0.054元/千瓦时、0.023元/千瓦时，分别较中国核电-0.028元/千瓦时、+0.009元/千瓦时、+0.004元/千瓦时，由此可见，较低的度电折旧是中广核度电成本低于中国核电的主因。

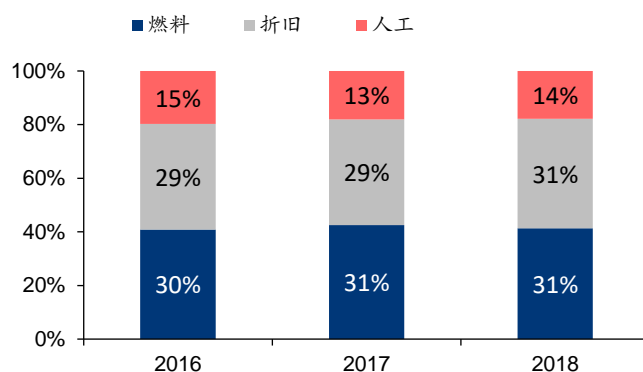
图表50：中国核电核电业务中燃料/折旧/人工成本占比（%）

图表51：中广核电力核电业务中燃料/折旧/人工成本占比（%）



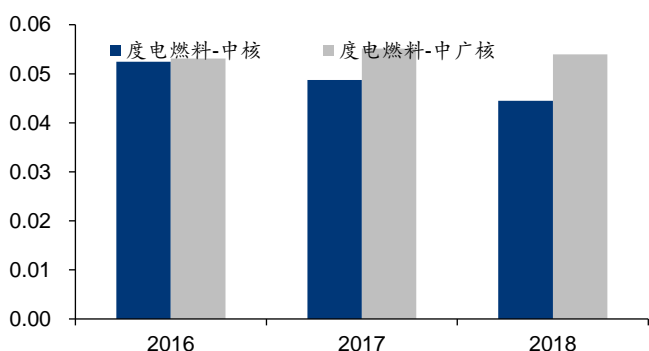
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表52：度电燃料成本（元/千瓦时）



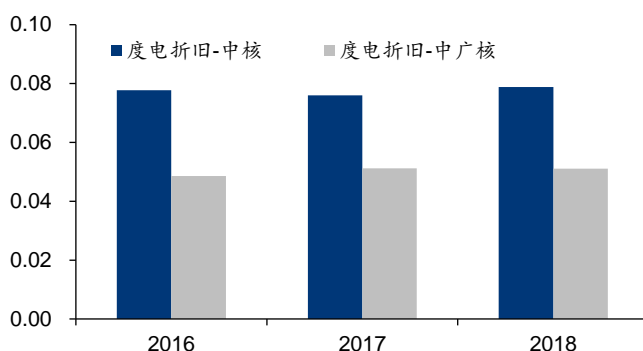
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表53：度电折旧成本（元/千瓦时）



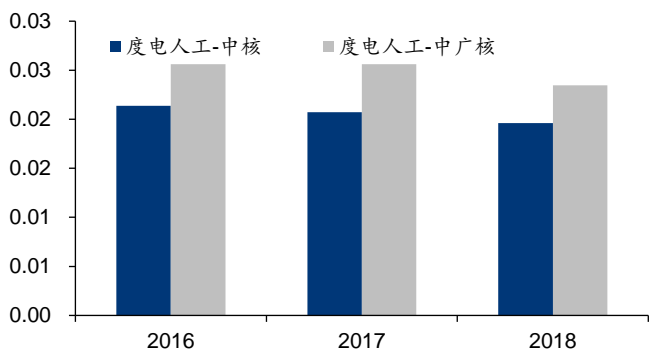
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表54：度电人工成本（元/千瓦时）

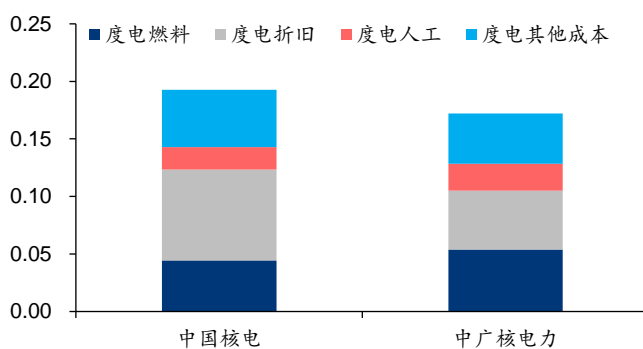


资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表55：2018年中国核电与中广核度电成本结构（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

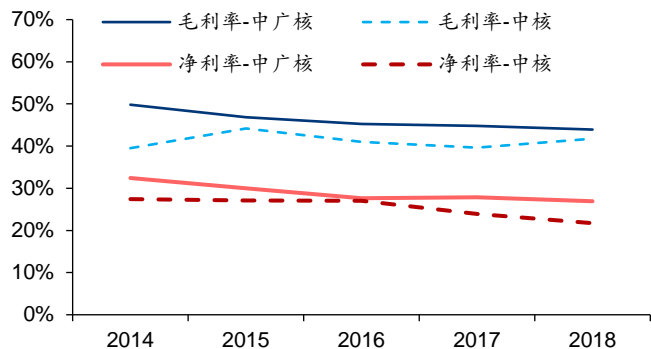


资料来源：公司公告，华泰证券研究所

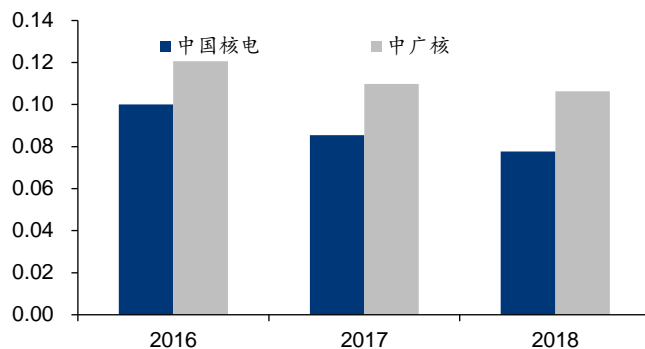
盈利能力：中广核高于中国核电。 受益于高收入端变量+低成本端变量，中广核电力盈利能力高于中国核电，根据中广核电力招股说明书，2018年中广核电力度电净利润达到0.106元/千瓦时，高于中国核电0.029元/千瓦时。

图表56：毛利率和净利率对比

图表57：度电净利润（元/千瓦时）

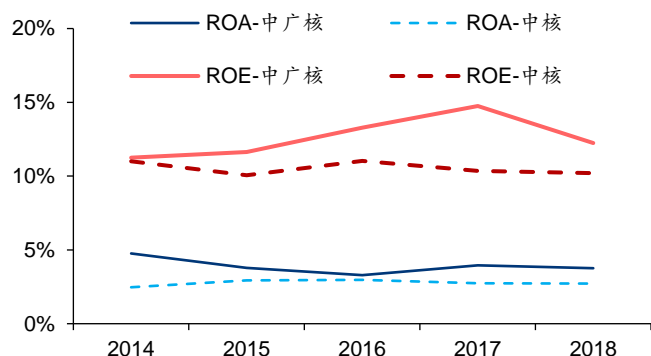


资料来源：公司公告，华泰证券研究所



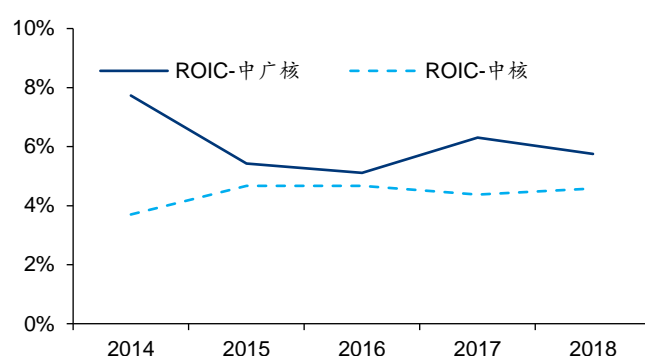
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表58: ROE 和 ROA 对比



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表59: ROIC 对比



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

中国核电折旧政策较中广核更为谨慎。中国核电折旧方法为核电专用设备采用工作量法计提折旧。房屋建筑物及其他非专用设备采用年限平均法计提折旧。

图表60: 中国核电固定资产折旧政策

类别	折旧方法	折旧年限 (年)	残值率	年折旧率
土地	/	/	/	/
房屋及建筑物	直线法	15-40	5%	2.38%-6.33%
通用设备	直线法	5-30	5%	3.17%-19.00%
专用设备	工作量法	5-30	0%	/
运输工具	直线法	5-10	5%	9.50%-19.00%
其他设备	直线法	3-10	5%	9.50%-31.67%

资料来源：中国核电公司公告，华泰证券研究所

中广核折旧方法则区分核电设施与非核电设施两类：1) 核电设施：除房屋构筑物采用年限平均法计提折旧外，其他各类核电设施采用产量法计提折旧，常规岛及辅助系统机械类设备净残值率为 5%，核电设施中其他固定资产净残值率为零；2) 非核电设施：采用年限平均法在使用寿命内计提折旧。

图表61: 中广核电力核电固定资产预计使用寿命

类别	核岛	常规岛	辅助系统
机械类	30-40年	20-30年	20-30年
电气类	15-20年	15-20年	15-20年
仪控类	10-15年	10-15年	10-15年
房屋	40年	30年	30年
构筑物	25-40年	25年	25年
核电设施退役费	40年	/	/

资料来源：中广核招股说明书，华泰证券研究所

图表62：中广核电力非核电固定资产折旧政策

类别	使用寿命（年）	预计净残值率	年折旧率
行政用房屋建筑物	20-50	5%	1.90%-4.75%
机器设备	5-15	5%	6.33%-19%
运输工具	5	5%	19%
电子设备、办公设备	5	5%	19%
运输工具	5-10	5%	9.50%-19.00%
其他设备	3-10	5%	9.50%-31.67%

资料来源：中广核招股说明书，华泰证券研究所

中国核电度电折旧显著大于中广核。根据中广核招股说明书及中国核电公司公告数据，2016-2018年中国核电度电折旧分别为0.078元/千瓦时、0.076元/千瓦时、0.079元/千瓦时，较中广核高出0.027元/千瓦时、0.025元/千瓦时、0.026元/千瓦时。基于综合折旧率口径，我们测算得2016-2018年中国核电综合折旧率分别为4.1%、4.4%、4.1%，较中广核高出0.9pct、0.8pct、1.1pct。

图表63：中广核 VS 中国核电折旧率对比

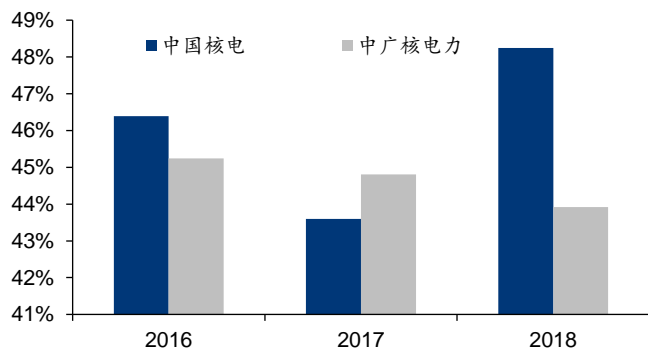
对比维度	中广核电力				中国核电			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
折旧金额（百万元）	3,133	4,248	6,697	7,387	5,575	6,864	7,938	9,562
固定资产原值（百万元）	107,023	134,302	185,050	245,062	135,261	165,836	182,318	232,567
综合折旧率（%）	2.9%	3.2%	3.6%	3.0%	4.1%	4.1%	4.4%	4.1%
折旧/营业收入（%）	11.7%	12.9%	14.7%	14.5%	21.3%	22.9%	23.6%	24.3%

注：1) 固定资产原值=(期初固定资产原值+期末固定资产原值)/2；2) 综合折旧率=折旧金额/固定资产原值；

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

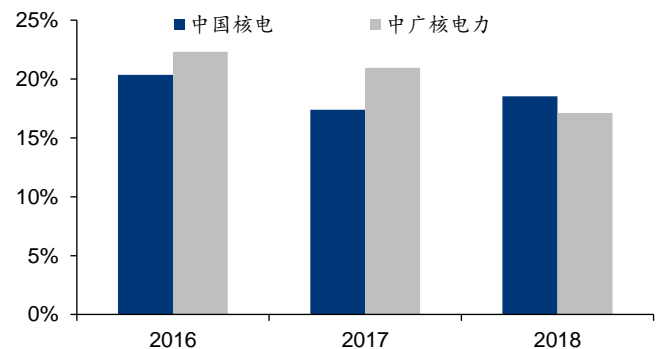
如果假设中国核电综合折旧率与中广核一致，此时中国核电2016-2018年营业成本将分别降低16.2亿元、13.4亿元、25.5亿元，驱动中国核电2016-2018年净利润分别增加14.2亿元、11.4亿元、21.8亿元，增厚比例分别为18%、14%、25%。

图表64：对中国核电进行折旧调整后毛利率对比



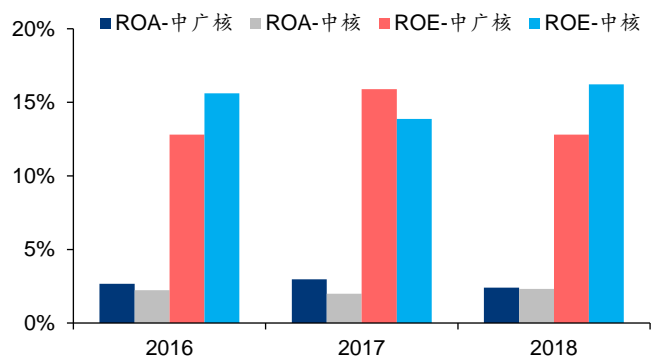
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表65：对中国核电进行折旧调整后净利率对比



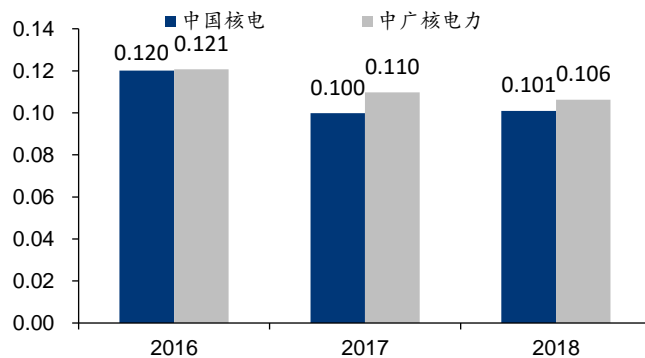
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表66: 对中国核电进行折旧调整后 ROA&ROE 对比



资料来源: 公司公告, 华泰证券研究所

图表67: 对中国核电进行折旧调整后度电净利润对比 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 华泰证券研究所

基于上述分析，中广核之所以盈利能力与中国核电存在明显差异，除了装机规模外，折旧政策差别也为不可忽视的重要因素。在相同综合折旧率的假设下，中广核与中国核电度电净利润非常接近。

风险提示

- 1) 用电需求减弱：**作为优先消纳的清洁能源，核电也受到下游用电需求波动的影响，如果用电需求显著走弱，将导致核电利用小时走低；
- 2) 电价政策调整风险：**核电电价受国家政策主导，如果政策超预期下调核电上网电价，将对核电盈利能力影响较大；
- 3) 核电建设进度不及预期：**核电建设工期较长，如果由于技术路线调整等外在因素影响导致建设进度减慢，也将对核电盈利能力影响较大；

免责声明

本报告仅供华泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许范围内使用，并注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。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。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J。

全资子公司华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：A0K809

©版权所有 2019 年华泰证券股份有限公司

评级说明

行业评级体系

一 报告发布日后的 6 个月内的行业涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一 投资建议的评级标准

增持行业股票指数超越基准

中性行业股票指数基本与基准持平

减持行业股票指数明显弱于基准

公司评级体系

一 报告发布日后的 6 个月内的公司涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一 投资建议的评级标准

买入股价超越基准 20% 以上

增持股价超越基准 5%-20%

中性股价相对基准波动在 -5%~5% 之间

减持股价弱于基准 5%-20%

卖出股价弱于基准 20% 以上

华泰证券研究

南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com