

公司深度

中国核电 (601985)

公用事业 | 电力

核电主业量价齐升，新能源业务提供长期成长性

2022年02月09日

评级 推荐

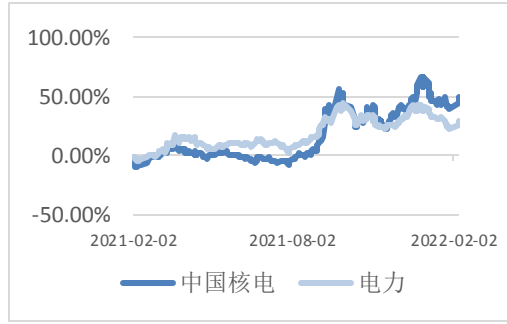
评级变动 维持

合理区间 9.6-11.52元

交易数据

当前价格(元)	7.57
52周价格区间(元)	4.69-8.3
总市值(百万)	132,646.92
流通市值(百万)	132,646.92
总股本(万股)	1,752,271.09
流通股(万股)	1,707,494.97

涨跌幅比较



%	1M	3M	12M
中国核电	1.88%	17.55%	63.36%
电力(申万)	-2.32%	3.77%	34.44%

杨甫 分析师
 执业证书编号: S0530517110001
 yangfu@hnchasing.com 0731-84403345
 袁玮志 研究助理
 yuanweizhi@hnchasing.com

相关报告

- 《中国核电：中国核电(601985.SH)公司点评：“核电+新能源”双核驱动，2021年发电量同比增长19%》 2022-01-06
- 《中国核电：中国核电(601985.SH)公司点评：经营稳健，“核电+新能源”双核驱动》 2021-11-02
- 《中国核电：中国核电(601985.SH)2020年中报点评：核电主业经营稳健，非核业务增长迅速》 2020-08-25

预测指标	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
主营收入(百万元)	46067.16	52276.45	63106.50	73860.33	76452.11
净利润(百万元)	4612.56	5995.45	8449.26	11270.84	12055.72
每股收益(元)	0.263	0.342	0.482	0.643	0.688
每股净资产(元)	2.857	4.021	4.328	4.738	5.176
P/E	27.66	21.28	15.10	11.32	10.58
P/B	2.55	1.81	1.68	1.54	1.41

资料来源: iFinD, 财信证券

投资要点:

- “核电+新能源”齐头并进，双核驱动。2021年福清5号和田湾6号两台机组投产，2022年1月福清6号并网成功，至此公司在运核电机组达到25台，在运装机容量达到2371万kw。截至2021年底，公司风光装机分别达到263.47万kw、623.86万kw，风光装机占比28.24%，较2020年年底提升近8个百分点。
- 2025年风光累积装机目标近3000万kw，公司现金流充裕且稳定，足够支撑“十四五”新能源发展目标。公司2025年总装机目标5600万kw，根据公司在建核电的投产时间，预计2025年公司核电装机有望达到2613.4万kw，据此推算公司新能源在2025年需要达到近3000万kw装机规模，2022-2025年的新能源装机年均新增525万kw，CAGR高达35.5%。此外，江苏等多地市场化交易电价上浮，而绿电和核电本身并无成本上涨的压力，在市场化交易电量比例不断提升的情况下公司有望明显获益。
- 核电技术性风险和政策性风险消除。核电连续三年常态化审批标志着核电发展的政策性风险得到消除，“十四五”期间每年新核准6-8台核电机组，未来15年核电发展的确定性和成长性得到保证。核电技术性路线明确，华龙一号作为三代核电技术的主流路线，目前在运、在建共14台，随着技术的进步和施工的成熟，华龙一号的造价有望在“十四五”期间进一步下探。秦山核电厂1号机组运行许可证获准延续20年，有望增厚公司业绩。
- 盈利预测。公司核电主业经营稳健，核电在技术性风险和政策性风险消除后将迎来稳定成长。核电主业带来充裕、稳定的现金流，足够支撑风光快速上量，“十四五”期间公司装机规模的增长主要依靠风电和光伏。我们预计公司2021/2022/2023年实现营收631.1/738.6/764.5亿元，归母净利润84.49/112.7/120.56亿元，eps为0.48/0.64/0.69元，对应PE为15.1/11.32/10.58。考虑到公司核电和新能源装机的稳步提升、市场化交易电价的上浮、核电利用小时的提升，给予公司2022年15-18倍PE，对应股价为9.6-11.52元，维持公司“推荐”评级。
- 风险提示：核电安全事故，风光装机不及预期。

内容目录

1 核电双寡头之一，持续经营稳健	4
2 积极布局新能源，长期成长性有保证	5
2.1 资源整合，打造“核电+新能源”双核平台	5
2.2 核电装机真空期，风光提供成长性	7
2.3 现金流充裕且稳定，支撑风光上量	7
2.4 核电和绿电参与市场化交易，提升业绩	9
3 技术性风险和政策性风险消除，核电主业受益量价齐升	10
3.1 装机稳步提升，利用小时数稳定	10
3.2 技术线风险消除，三代核电主流技术路线确定	12
3.3 政策性风险消除，存量机组延续经营	13
4 盈利预测及估值	16
5 风险提示	17

图表目录

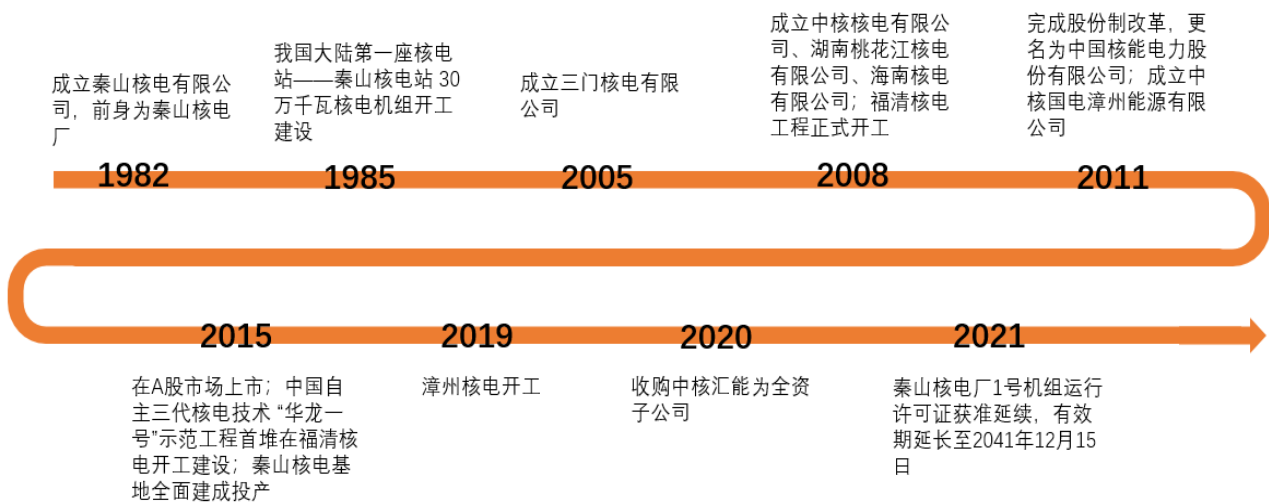
图 1：公司历史变革情况	4
图 2：营业收入及增速（亿元，%）	4
图 3：归母净利润及增速（亿元，%）	4
图 4：2016-2020 年毛利率和净利率（%）	5
图 5：2016-2020 年 ROE（%）	5
图 6：2016-2021 费用率（亿元，%）	5
图 7：2015-2021 年公司不同电源类型装机情况（万 kw）	6
图 8：2021 年年底公司在运装机情况（%）	6
图 9：2021 年年底公司在建装机情况（亿千瓦，%）	6
图 10：公司装机容量预测（万 kw，%）	7
图 11：公司发电量预测（亿千瓦时，%）	7
图 12：公司经营性现金流情况（亿元，%）	8
图 13：不同电力企业经营性现金流量净额比较（亿元）	8
图 14：公司“十四五”风光装机对应的资本金需求（亿元）	8
图 15：公司近年核电市场化交易电量情况（亿 kwh，%）	9
图 16：电价上浮情况下营收预测（亿元）	10
图 17：电价上浮情况下营收变动率（%）	10
图 18：电价上浮情况下净利润预测（亿元）	10
图 19：电价上浮情况下净利润变动率（%）	10
图 20：公司累计、新增核电装机容量及累计同比（万 kw，%）	11
图 21：公司核电利用小时数（小时）	12
图 22：公司核电发电量占比（亿 kwh，%）	12
图 23：2009-2020 年中国核电装机容量及同比（亿 kw）	15
图 24：2020 年中国不同电源类型装机占比（%）	15
图 25：2021 年 1-11 月不同电源类型发电量占比（%）	15
图 26：公司电力业务成本构成及折旧占比（亿元，%）	16

表 1: 公司 25 台在运核电机组情况 (截至 2022 年 2 月 7 日)	11
表 2: 全球华龙一号核电机组 (截至 2021 年 12 月 30 日)	13
表 3: 2012-2021 年《政府工作报告》核电相关表述	14
表 4: 公司在建和核准待建核电项目情况	15
表 5: 公司营业收入预测	17

1 核电双寡头之一，持续经营稳健

中国核能电力股份有限公司（以下简称“公司”）于 2008 年 1 月成立，其前身为秦山核电站，是中国自行设计、建造和运营管理的首座核电站。2011 年 11 月，公司变更为股份有限公司，历经近四十年发展，公司已经成为国内第二大、世界第四大核电公司。2020 年 12 月，公司收购中核汇能有限公司 100% 股权，获得中核集团除与中核建合并带来的特殊情况(即新华水电)以外的全部新能源资产，并由此成为中核集团旗下唯一的新能源发展平台，也形成了“核电+新能源”的双主业发展格局。

图 1：公司历史变革情况



资料来源：公司公告，财信证券

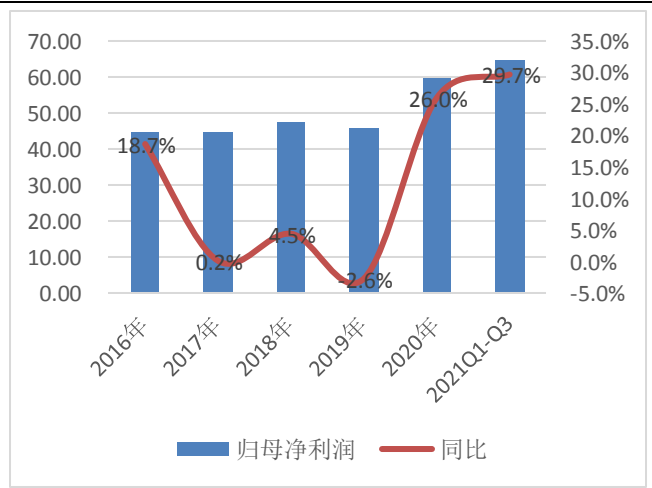
公司坚持核电主业发展，经营保持稳健。公司几十年来坚持核电主业发展，经营情况稳健，2020 年公司实现营收 522.76 亿元，同比增长 10.61%；归母净利润 59.95 亿元，同比增长 26.02%。2021 年前三季度，公司营收 461.21 亿元，同比增长 21.7%；归母净利润 65.07 亿元，同比增长 29.73%。

图 2：营业收入及增速（亿元，%）



资料来源：公司公告，财信证券

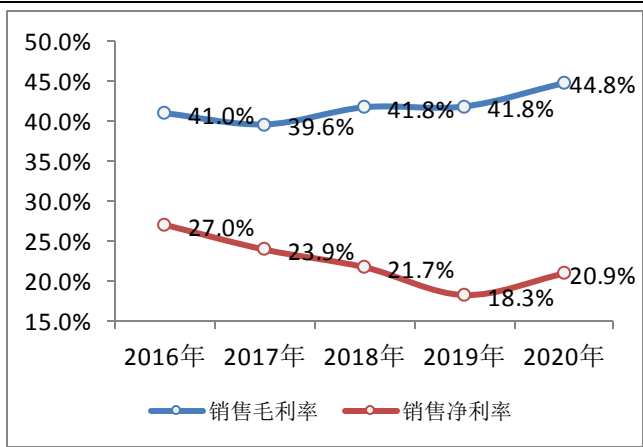
图 3：归母净利润及增速（亿元，%）



资料来源：公司公告，财信证券

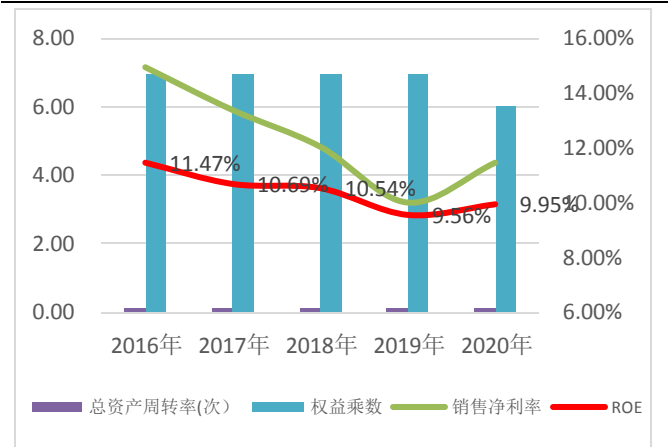
随着三门核电的技术线风险消除,公司盈利能力自 2019 年开始触底反弹。从毛利率、净利率和费用率的情况可以看到,公司的费用率尤其是财务费用率在 2017-2019 年持续攀升,在毛利率稳定提升的同时拖累了公司的整体净利率水平不断下滑,这主要是受两个方面的影响:1) 公司 2017-2018 年陆续投产多个核电机组,且部分新机组投运集中在年底,机组投运后的管理费用由资本化转为费用化。此外,新建核电机组投入商运,对应借款利息费用化支出增加,抬升了公司的财务费用。2) “十三五”期间三门核电不断投产延期,加剧了公司费用负担。随着三门一期两台核电机组 2018 年下半年开始陆续投产,并经过 2019 年机组检修后开始全额发电,公司毛利率和净利率自 2019 年开始触底回升。2021 年前三季度,公司毛利率为 44.78%,较去年同期下降 1.68 个百分点;净利率为 24.94%,较去年同期提升 1.35 个百分点。

图 4: 2016-2020 年毛利率和净利率 (%)



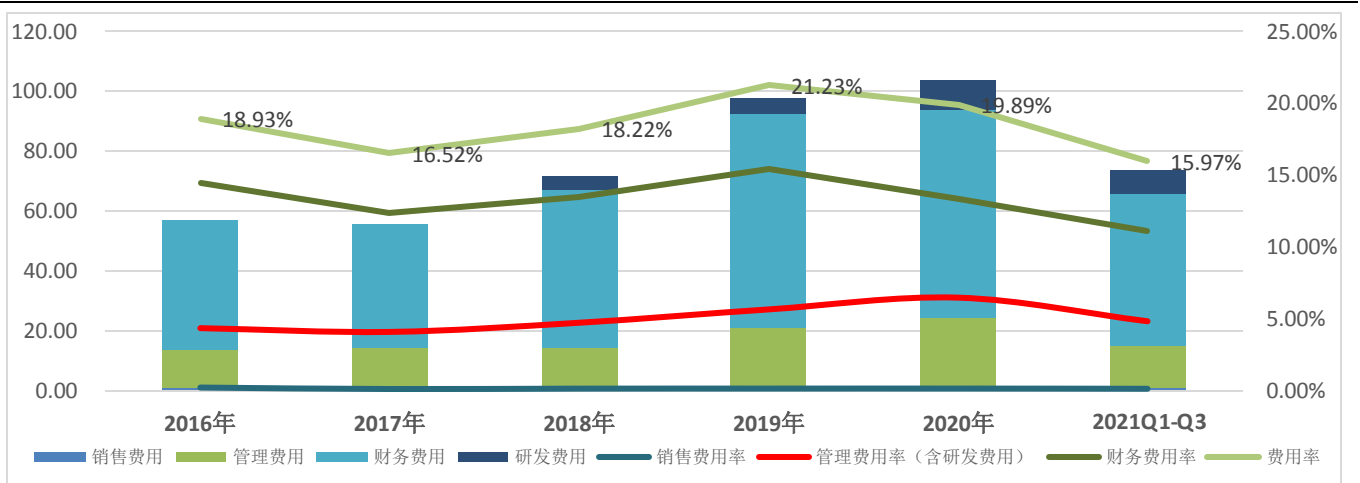
资料来源:公司公告,财信证券

图 5: 2016-2020 年 ROE (%)



资料来源:公司公告,财信证券

图 6: 2016-2021 费用率 (亿元, %)



资料来源:公司公告,财信证券

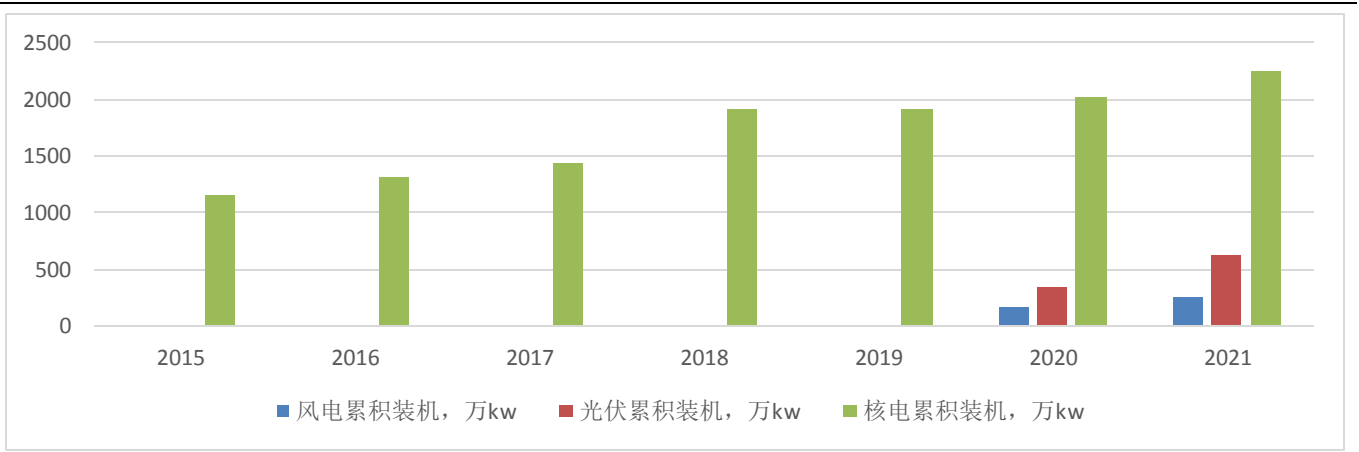
2 积极布局新能源, 长期成长性有保证

2.1 资源整合, 打造“核电+新能源”双核平台

收购中核汇能，奠定集团唯一新能源上市平台地位。2020年底，公司收购了控股股东中核集团旗下新能源平台——中核汇能公司100%股权，在核电主业基础上拓展了新能源业务。同时，针对集团内部在新能源开发、运营方面的同业竞争问题，母公司中国核工业集团有限公司于2020年12月11日出具《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》，承诺除了与中国核工业建设集团合并原因形成的新能源发电业务外(主要为新华水电)，集团旗下其他子公司将不再从事或参与任何与中国核电开展业务构成实质性竞争的业务或活动，中国核电奠定集团唯一新能源上市平台地位。

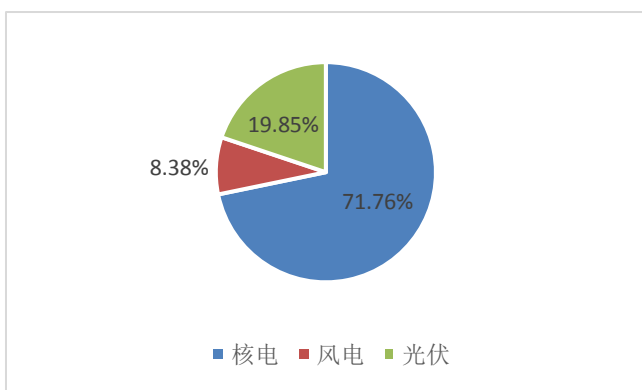
自建+收购，核电龙头构建新能源平台。根据公司最新披露的2021年发电量和装机情况，截至2021年12月31日，公司风电在运装机和光伏在运装机分别达到263.47万千瓦、623.86万千瓦。新能源发电量也随之大幅增长，2021年全年新能源发电量累计为95.14亿千瓦时，较去年同期增长68.69%；上网电量93.13亿千瓦时，较去年同期增长69.27%。其中：光伏发电量49.65亿千瓦时，较去年同期增长109.77%，风力发电量45.49亿千瓦时，较去年同期增长39.00%。公司未来在风光项目仍具备较大成长空间，拥有新能源在建装机容量192.18万千瓦，包括风电26.95万千瓦和光伏165.23万千瓦，占公司在建装机的比例达23.52%。从装机情况和发电量来看，公司“核电+新能源”的双平台已经形成。

图7：2015-2021年公司不同电源类型装机情况（万kw）



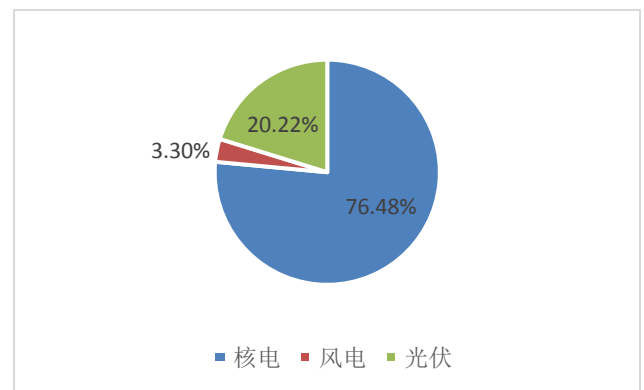
资料来源：公司公告，财信证券

图8：2021年年底公司在运装机情况（%）



资料来源：公司公告，财信证券

图9：2021年年底公司在建装机情况（亿千瓦，%）



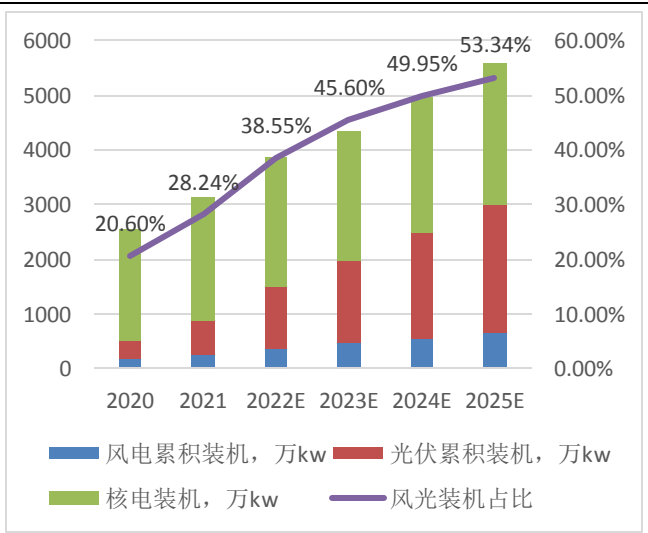
资料来源：公司公告，财信证券

2.2 核电装机真空期，风光提供成长性

2022-2023 年为公司核电装机的真空期，加快推进新能源发展成为公司业绩增长的必选项。2022 年 1 月 1 日，福建福清核电 6 号机组并网成功，成为全球第三台、中国第二台“华龙一号”并网发电机组。但在此之后直到 2023 年，期间公司暂无新的核电机组投运，2019 年核准的漳州 1 号、漳州 2 号机组预计将在 2024、2025 年才能投产，公司面临装机容量增长的“真空期”。在“3060”碳中和背景下，短平快的新能源项目成为了传统的水电、火电和核电企业在坚持主业发展的同时进行转型的必选项。根据公司“十四五”规划目标，公司计划 2025 年在运装机容量达到 5600 万千瓦，按照在建核电的投产进度，预计公司 2025 年核电装机容量可达 2613 万 kw，新能源装机规模需要达到近 3000 万 kw。

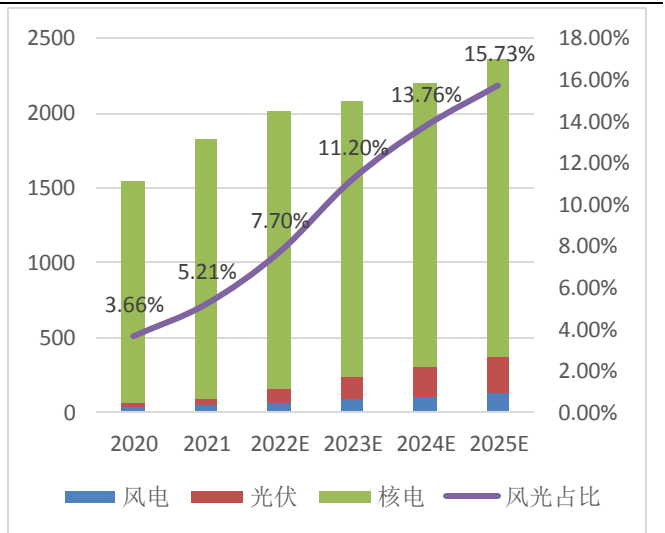
2022-2025 年，公司新能源装机年均新增 525 万 kw，4 年 CAGR 为 35.5%。根据公司披露的 2021 年发电量和装机情况，截止 2021 年 12 月 31 日，公司新能源在运装机容量 887.33 万千瓦，较去年同期增长 69.02%；其中风电 263.47 万千瓦、光伏 623.86 万千瓦，分别增长 50% 和 78.6%。据此推算，公司新能源装机在 2022-2025 年需要新增 2100 万 kw，年均新增 525 万 kw，CAGR 为 35.5%。公司在 2021 年三季度业绩交流会上表示，2021、2022 和 2023 年公司新能源新增装机分别不少于 300、400 和 500 万 kw，我们预计 2025 年公司风电、光伏装机将分别达到 663.47 万 kw、2323.86 万 kw，风光装机占比达到 53.34%；风电、光伏发电量将分别达到 128 亿千瓦时、243 亿千瓦时，风光发电量占比接近 16%，新能源将成为公司“十四五”期间装机增长的核心动力。

图 10：公司装机容量预测（万 kw，%）



资料来源：公司公告，财信证券

图 11：公司发电量预测（亿千瓦时，%）



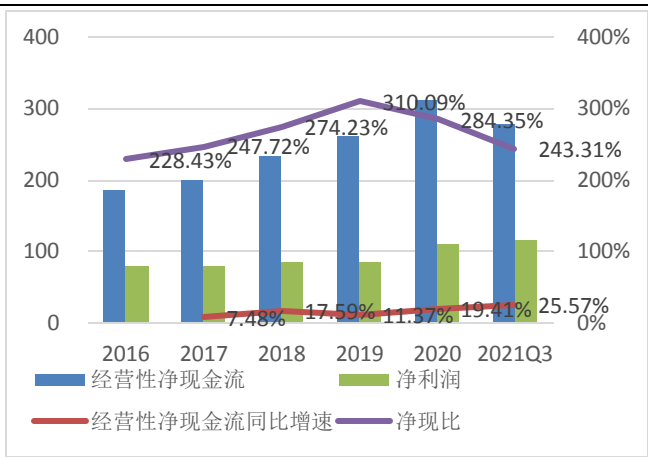
资料来源：公司公告，财信证券

2.3 现金流充裕且稳定，支撑风光上量

经营性现金流充裕。随着公司核电装机容量的稳步提升，公司近几年的经营性现金流稳定增长，由 2016 年的 185.21 亿元增长至 2020 年的 311.28 亿元，2021 年前三季度达到 279.81 亿元，同比增长 25.57%。2016-2020 年，公司净现比基本上维持在 220%-310% 内波动，现金流状况优秀。公司经营性现金流稳定，近五年位居电力行业前五。相比于

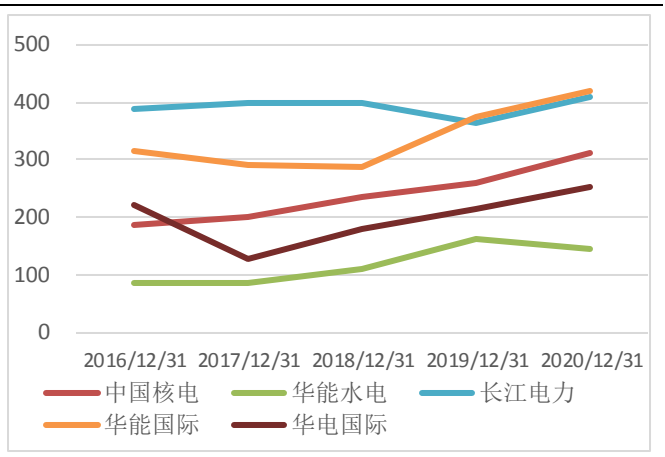
水电受来水波动影响、火电受燃煤成本波动影响导致的经营性现金流量净额的波动，核电的现金流稳定性更好。2016-2020 年五年经营性现金流量净额均值前 10 位的公司为：长江电力（391.84 亿元）、华能国际（337.95 亿元）、国电电力（273.2 亿元）、中国广核（265.65 亿元）、中国核电（238.06 亿元）、大唐发电（212.67 亿元）、华电国际（198.7 亿元）、国投电力（195.05 亿元）、华能水电（117.45 亿元）和浙能电力（98.54 亿元），公司近五年的经营性现金流量净额仅次于长江电力、华能国际、国电电力和中国广核，位居行业第五。

图 12：公司经营性现金流情况（亿元，%）



资料来源：公司公告，财信证券

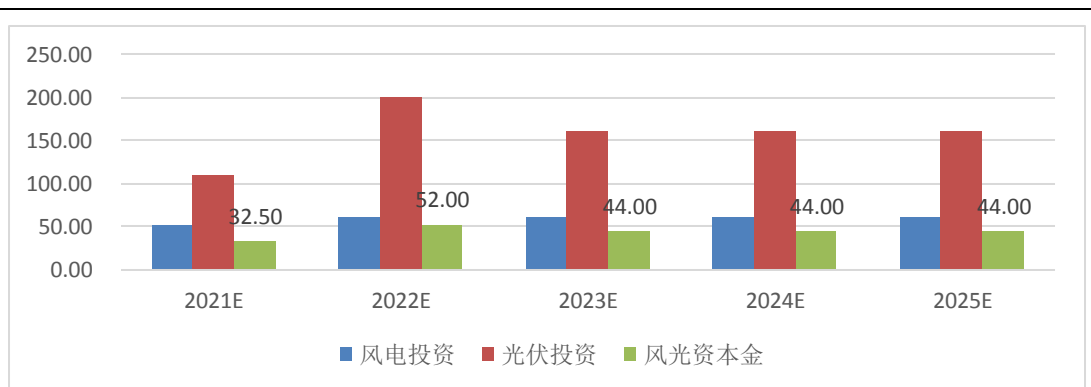
图 13：不同电力企业经营性现金流量净额比较（亿元）



资料来源：公司公告，财信证券

公司现金流充裕且稳定，足够支撑“十四五”风光装机规划的需求。截止 2021 年末，公司总装机 3142 万 kw，到 2025 年需要达到 5600 万 kw，增幅高达 78%，装机规模的提升需要大规模资金的支持，目前三代核电造价约在 1.8 万元/kw 左右，陆风和光伏 2020 年分别为 7609 元/kw 和 4599 元/kw。我们假设“十四五”期间公司新增风电均为陆上风电，考虑风电和光伏的降本趋势，按照风电和光伏 6000 元/kw 和 4000 元/kw 的投资标准、20% 资本金计算，未来每年风光投资的资本金需求基本维持在 45 亿元左右。而公司 2020 年和 2021 年三季报的经营性净现金流分别为 311.28 和 279.81 亿元，资本开支分别为 239.33 和 128.29 亿元，即便假设资本开支均为核电部分，公司的经营性净现金流也足够覆盖核电+新能源的资金需求。考虑到公司未来核电机组的顺利投产，现金流水平有望继续稳步增长，公司充沛的现金流水平为“十四五”风光上量奠定坚实基础。

图 14：公司“十四五”风光装机对应的资本金需求（亿元）

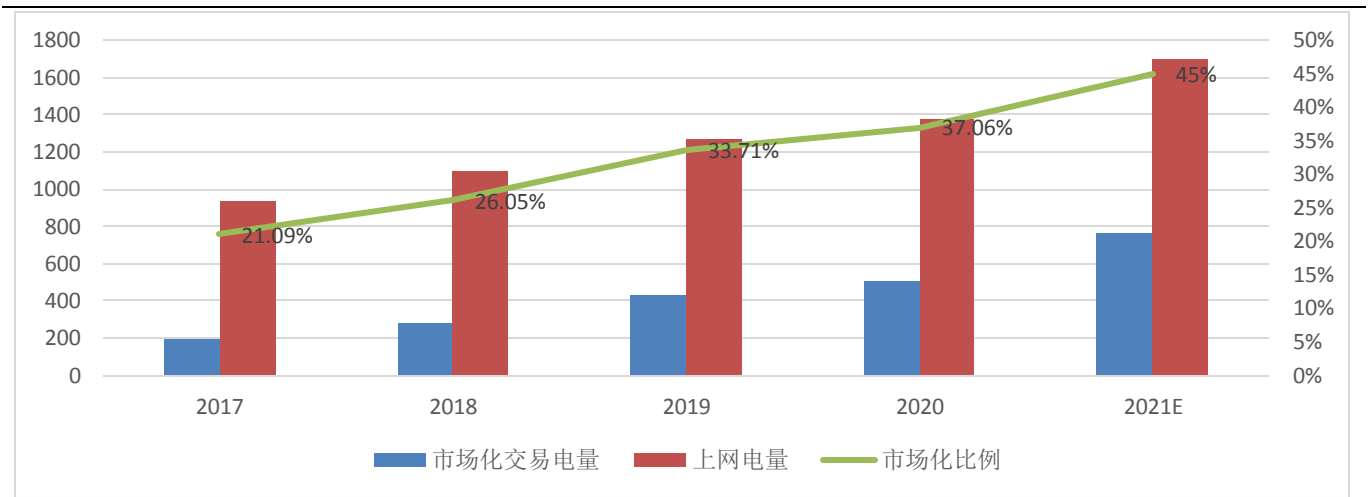


资料来源：公司公告，财信证券

2.4 核电和绿电参与市场化交易，提升业绩

交易市场化比例有望进一步提升，在市场化交易电价上涨的背景下有望提升公司业绩。近年来公司核电的市场化交易比例不断上升，由 2017 年的 21.09% 上升至 2020 的 37.06%，但市场化交易比例仍较低，未来仍有较大发展空间。随着电改政策的不断推进，电力的市场化交易占比有望不断提升，我们预计 2021 年公司核电的市场化交易比例有望接近 45%。此外，为缓解国内电力供应的紧张局势，政府在下半年陆续出台政策措施通过市场化改革缓解火电企业压力成本：2021 年 10 月 12 日，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》，一方面要求推动燃煤发电量实现 100% 市场化交易并且在“基准价+上下浮动”的范围内形成上网电价，另一方面将燃煤发电市场交易价格浮动范围从上浮不超过 10%、下浮不超过 15% 扩大至浮动范围均不超过 20%，且高耗能行业不受 20% 限制。2015 年电力市场化改革以来的降电价由此转向，市场化交易电价开始进入上行通道。

图 15：公司近年核电市场化交易电量情况（亿 kwh，%）

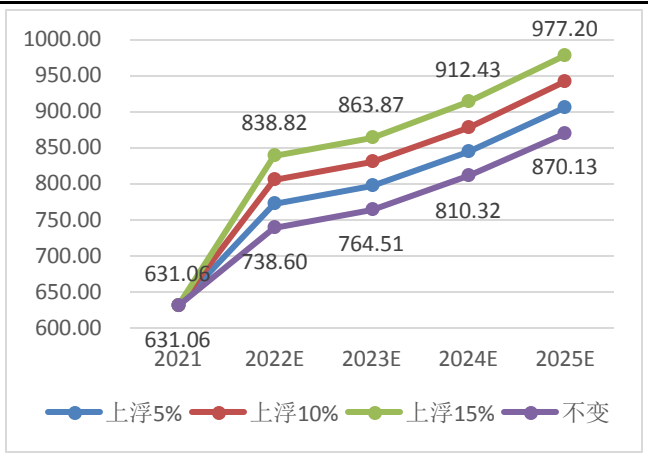


资料来源：公司公告，财信证券

核电和绿电并无成本压力，电价上涨有望增厚公司业绩。2021 年下半年，电力市场化交易价差不断收窄直至四季度开始转正。2021 年 12 月 24 日，江苏公布 2022 年年度长协成交情况，长协成交价 0.46649 元/千瓦时，较基准价格上浮 19.36%；其中绿电成交 9.24 亿千瓦时，成交价 0.46288 元/千瓦时，较基准价上浮 18.38%。2021 年 12 月 25 日，广东公布 2022 年电力市场年度交易结果，2022 年度双边协商交易共成交 2541.64 亿千瓦时，成交均价 497.04 元/兆千瓦时，价格较基准上涨 9.3%；可再生能源电力交易成交电量 6.79 亿千瓦时，成交均价 513.89 元/兆瓦时。我们认为，在以“供需+成本”为基础的市场化电价形成机制下，公司核电和绿电其实在发电成本方面并无压力，因此参与市场化交易有望明显受益。由于现阶段各省新能源参与市场化交易的电量相对较小，如江苏和广东等地均不到 10 亿 kwh，因此我们暂时只假设公司核电的全电量参与交易，我们的测算结果表明，假设公司平均上网电价上升 5%、10%、15%，2022 年公司营业收入分别为 772/805/839 亿元，相较于电价保持不变营收分别上升 4.52%/9.05%/13.57%；2022 年公司净利润分别为 194/203/211 亿元，相较于电价保持不变净利润分别上升

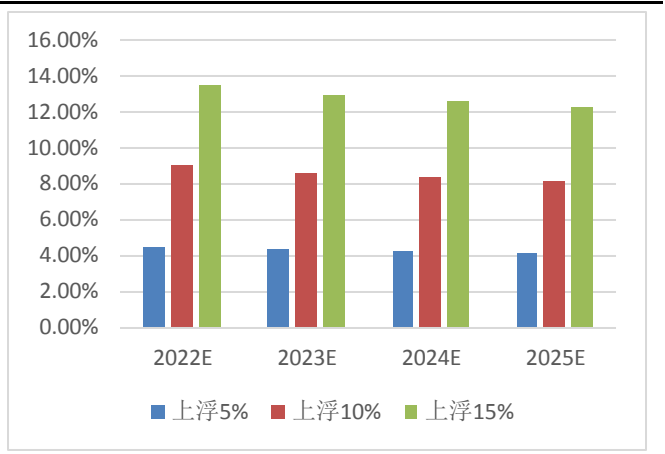
4.43%/8.87%/13.30%。

图 16: 电价上浮情况下营收预测 (亿元)



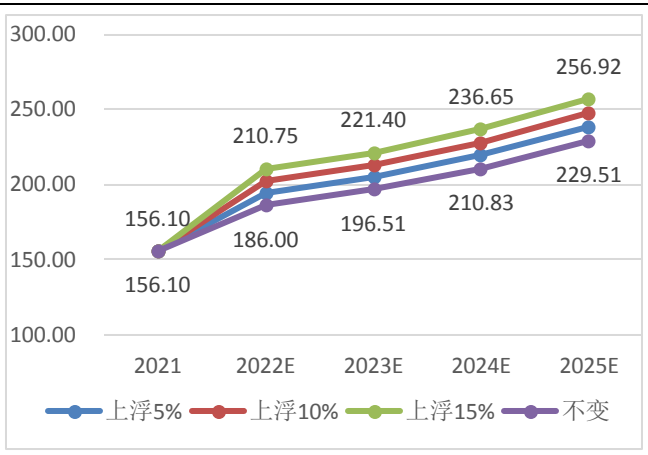
资料来源: 公司公告, 财信证券

图 17: 电价上浮情况下营收变动率 (%)



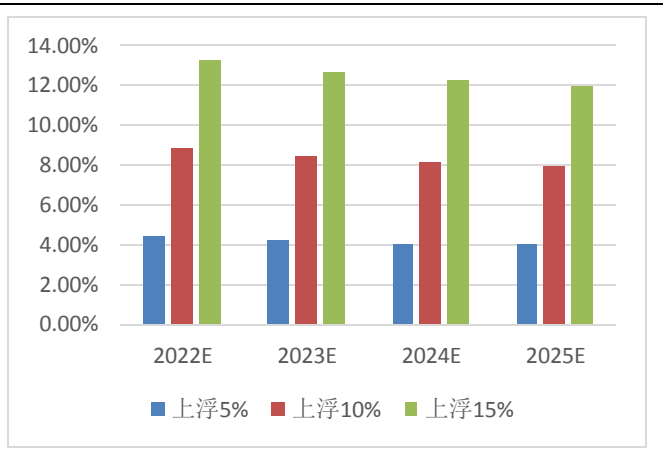
资料来源: 公司公告, 财信证券

图 18: 电价上浮情况下净利润预测 (亿元)



资料来源: 公司公告, 财信证券

图 19: 电价上浮情况下净利润变动率 (%)



资料来源: 公司公告, 财信证券

3 技术性风险和政策性风险消除, 核电主业受益量价齐升

3.1 装机稳步提升, 利用小时数稳定

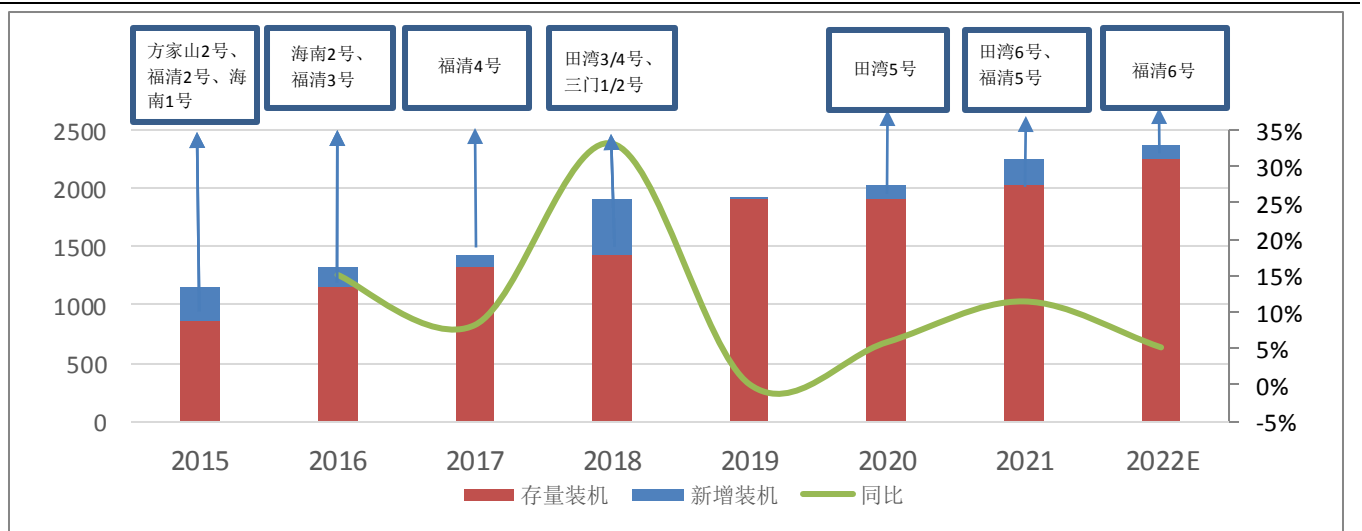
核电装机稳步提升。作为国内核电双寡头之一, 公司近十年来几乎每年均有新增核电机组投产。2021年, 公司福清5号机组和田湾6号机组两台机组投产, 共计新增装机容量229.7万千瓦。截至2021年12月31日, 公司拥有控股在运核电机组24台, 装机容量2254.9万千瓦。2022年1月1日, 福清核电6号机组并网成功, 装机容量为1161MW, 至此公司在运核电机组达到25台, 在运装机容量达到2371万kw。

表 1: 公司 25 台在运核电机组情况 (截至 2022 年 2 月 7 日)

地区	核电机组	投产时间	机型	机组容量 (MW)
浙江	秦山一期	1994.04.01	CP300	310
	秦山二期 1 号机组	2002.04.15	CP600	650
	秦山二期 2 号机组	2004.05.03	CP600	650
	秦山二期 3 号机组	2010.10.05	CP600	660
	秦山二期 4 号机组	2012.04.08	CP600	660
	秦山三期 1 号机组	2002.12.31	CANDU6	728
	秦山三期 2 号机组	2003.07.24	CANDU6	728
	方家山 1 号机组	2014.12.15	M310	1089
	方家山 2 号机组	2015.02.12	M310	1089
	三门 1 号机组	2018.09.21	AP1000	1250
三门 2 号机组	2018.11.05	AP1000	1250	
江苏	田湾 1 号机组	2007.05.17	VVER1000	1060
	田湾 2 号机组	2007.08.16	VVER1000	1060
	田湾 3 号机组	2018.02.15	VVER1200	1126
	田湾 4 号机组	2018.12.22	VVER1200	1126
	田湾 5 号机组	2020.09.08	M310	1118
	田湾 6 号机组	2021.06.02	M310	1118
福建	福清 1 号机组	2014.11.22	M310	1089
	福清 2 号机组	2015.10.16	M310	1089
	福清 3 号机组	2016.10.24	M310	1089
	福清 4 号机组	2017.09.17	M310	1089
	福清 5 号机组	2021.01.29	华龙一号	1161
	福清 6 号机组	2022.01.01	华龙一号	1161
海南	海南 1 号机组	2015.12.25	CP600	650
	海南 2 号机组	2016.12.17	CP600	650

资料来源: 公司年报, 财信证券

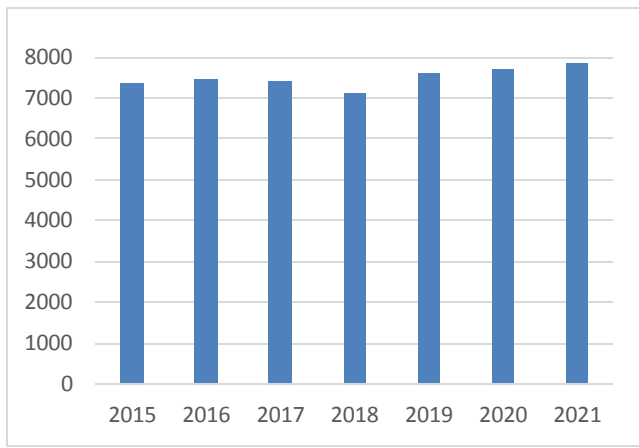
图 20: 公司累计、新增核电装机容量及累计同比 (万 kw, %)



资料来源: 公司年报, 财信证券

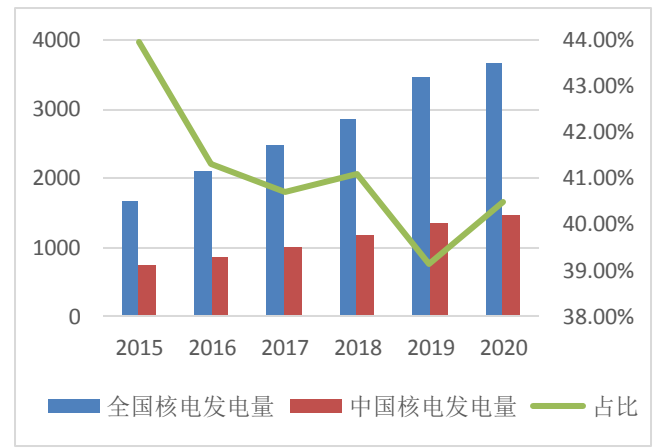
稳定增长的装机容量与利用小时为公司核电发电量提供双重保障。2020 年全年公司存量核电机组平均利用小时数为 7621 小时，2021 年达 7871 小时，比去年同期增加 250 小时，利用小时数达到历史新高。2021 年，得益于福清 5 号（华龙一号全球首堆）和田湾 6 号的顺利投产，2021 年前三季度公司核电发电量约占全国运行核电机组发电量的 40.5%，2021 年全年公司核电发电量 1731.23 亿千瓦时，比上年同期增长 16.71%。2022 年 1 月福清 6 号（全球第三台、我国第二台华龙一号）顺利并网，我们预计 2022 年公司核电发电量有望进一步提升至 1860 亿 kwh。

图 21：公司核电利用小时数（小时）



资料来源：公司公告，财信证券

图 22：公司核电发电量占比（亿 kwh，%）



资料来源：公司公告，财信证券

3.2 技术线风险消除，三代核电主流技术路线确定

核电是发电最稳定的电源类型，相比于水电和火电，核电既不受天气的影响，也几乎不受燃料成本的影响，但是技术性风险和政策性风险比较明显，其中技术性风险主要来自三代核电技术的应用，政策性风险源自核电审批的暂停。过去十年来，我国的核电审批断续进行，未能形成连续性和正常化发展，一方面是受日本福岛核电安全事故的影响，另一方面是 AP1000、CAP1400、华龙一号等三代核电技术路线面临的现实技术问题。但在“十三五”末期，技术线风险和政策性风险均已消除，核电发展重新步入正轨。

三门一期投产、华龙一号全球首堆后加快商运步伐，三代核电技术路线确定，核电发展的技术性风险消除。

1) 采用 AP1000 技术的三门一期核电机组历经多次延期后顺利商运。采用 AP1000 技术的三门一期两台机组曾在“十三五”期间不断投产延期，由于多次返厂调试，原计划 2013 年投产运行的三门核电 1 号机组直至 2018 年 9 月下旬才正式商运，2 号机组紧跟在 11 月投产商运。2019 年预期两台新机组可以实现满发，但是 2 号机组年初因故障停堆小修，监管单位直至 11 月底才批准恢复运行，据公司 2019 年第三季度报告披露，2019 年前三季度按 1 号机组同比计算，2 号机组小修共损失发电量约 79.21 亿千瓦时，单台机组几乎全年无收。1 号机组 2019 年 12 月 3 日开始首次大修，2000 年 1 月 19 日提前 3 天完成，至此三门一期两台机组开始全额发电，技术性风险得到消除。

2) 拥有自主知识产权的三代核电技术华龙一号成功首堆，商运步伐加快。中国目前

投入应用的有五种第三代核电技术，分别为 AP1000、华龙一号、CAP1400、法国核电技术(EPR)及俄罗斯核电技术(VVER)，其中“华龙一号”是结合中核 ACP1000 和中广核 ACPR1000+技术研发的先进百万千瓦级压水堆核电技术，其采用了大量先进设计特征，如 177 燃料组件、中核集团 ACP1000 技术的 177 燃料堆芯、能动与非能动结合的安全设计理念、强化的外部事件防御能力、改进的应急响应能力等。其次，“华龙一号”的堆芯损坏概率 $<10^{-6}$ /堆年、大量放射性释放概率 $<10^{-7}$ /堆年，与目前国内现有大多数压水堆核电站相比降低了将近两个数量级，满足国内外对于新建核电站的安全目标的要求。“华龙一号”还充分利用了国内二代改进型机组批量化建设过程中形成的设计、设备制造、施工和运行管理等产业链资源，从而较大幅度地降低研发建设成本。与其他三代核电技术相比，“华龙一号”具有很好的经济性、安全性和自主可控性，已经成为我国三代核电技术的主流路线。

华龙一号全球首堆工程为福建福清 5 号机组，2015 年 5 月 7 日开工建设，2020 年 11 月 27 日首次并网成功，2021 年 1 月 30 日正式投入商业运行。2021 年 5 月 20 日，“华龙一号”海外首堆工程——巴基斯坦卡拉奇 2 号机组正式投入商业运行。2022 年 1 月 1 日，福清核电 6 号机组首次并网成功，成为全球第三台、我国第二台华龙一号并网发电机组。截至 2021 年 12 月底，国内外在运、在建华龙一号核电机组达 14 台，其中，中国核电 2 台机组在运，2 台机组在建；中国广核有 6 台机组在建，其中广西防城港 3、4 号机组预计 2022 年投入商运；华能集团有 2 台机组在建，分别是海南昌江 3、4 号机组。我们认为，随着技术的进步和施工的成熟，“十四五”期间华龙一号的造价也有望从目前的 1.8 万元/kw 下探到 1.5-16 万元/kw 的区间。

表 2：全球华龙一号核电机组（截至 2021 年 12 月 30 日）

序号	开工时间	核电机组	状态	所属公司
1	2015 年 05 月 07 日	福建福清 5 号机组	在运 (2021.01.30)	中国核电
2	2015 年 08 月 20 日	巴基斯坦 k2 机组	在运 (2021.05.20)	中巴共建
3	2015 年 12 月 22 日	福建福清 6 号机组	在运	中国核电
4	2015 年 12 月 24 日	广西防城港 3 号机组	在建，预计 2022 年投入运行	中国广核
5	2016 年 05 月 31 日	巴基斯坦 k3 机组	在建，预计 2022 年初投入商运	中巴共建
6	2016 年 12 月 23 日	广西防城港 4 号机组	在建，预计 2022 年投入运行	中国广核
7	2019 年 10 月 16 日	福建漳州 1 号机组	在建	中国核电
8	2019 年 12 月 26 日	广东太平岭 1 号机组	在建	中国广核
9	2020 年 09 月 04 日	福建漳州 2 号机组	在建	中国核电
10	2020 年 10 月 15 日	广东太平岭 2 号机组	在建	中国广核
11	2020 年 12 月 31 日	浙江三澳 1 号机组	在建	中国广核
12	2021 年 03 月 31 日	海南昌江 3 号机组	在建	华能集团
13	2021 年 12 月 28 日	海南昌江 4 号机组	在建	华能集团
14	2021 年 12 月 30 日	浙江三澳 2 号机组	在建	中国广核

资料来源：北极星电力网，财信证券

3.3 政策性风险消除，存量机组延续经营

新增装机审批恢复正常，政策性风险消除；存量机组延续经营，政策性利好落地。

1) 新增装机审批恢复正常，政策性风险消除。2011年日本福岛核泄漏事件后，我国的核电审核进入停滞状态；2012年12月，江苏田湾核电二期工程获得核准。此后的2013和2014年，均无新的核电项目获批。2015年，我国的核电审批在时隔三年后重启，当年核准了8台新建核电机组；2016年，我国未核准新的核电项目；2017年，国内唯一开工的项目是中核集团的福建省霞浦县示范快堆工程。2018年，国内新建核电项目再度出现“零核准”。2019年，中核集团漳州核电一期项目1号、2号机组，以及中国广核集团惠州太平岭核电一期项目1号、2号机组获得核准。2020年9月2日，国常会核准了四台“华龙一号”核电机组，分别是海南昌江核电二期工程和浙江三澳核电一期工程。其中，海南昌江核电二期工程3、4号机组紧邻一期工程1、2号机组布置，总投资394.5亿元。浙江三澳核电一期工程位于浙江省温州市苍南县霞关镇三澳村，拟建两台“华龙一号”融合技术核电机组及其配套辅助设施，总投资约393亿元。2021年上半年，国家核准了四台VVER核电机组和一台“玲珑一号”小型堆，分别是江苏核电7、8号机组、辽宁核电3、4号机组和海南小堆示范项目。连续三年对核电项目的审批也正式标志着核电的审批已经恢复正常，核电的政策性风险得到消除。

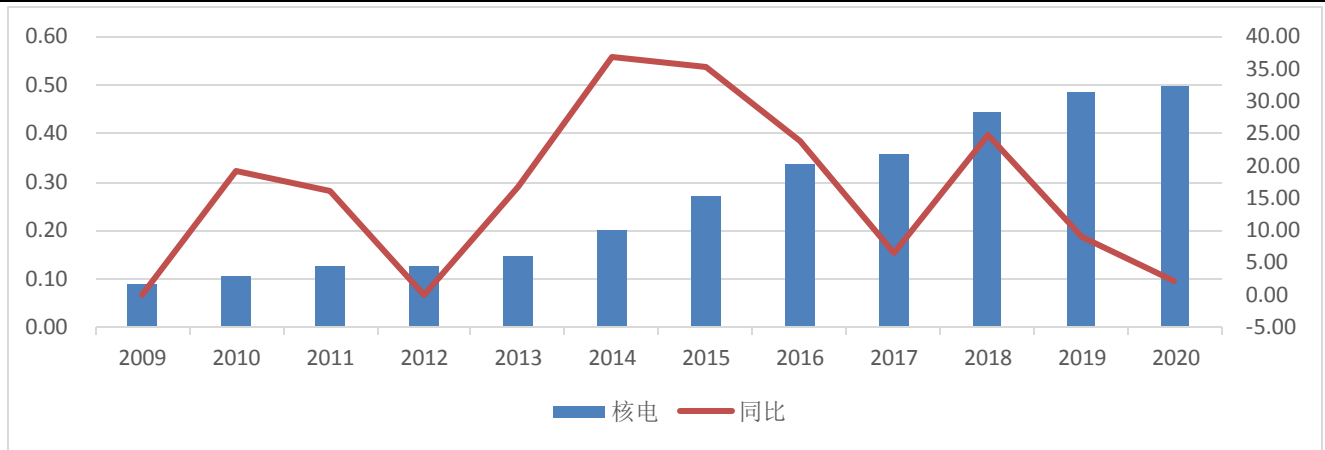
2) 政府工作报告倡导积极有序发展核电，“十四五”期间年均新增6-8台核电机组。2021年《政府工作报告》中明确提出在确保安全的前提下积极有序发展核电，这是十年来政府工作报告中来首次用“积极”的字眼来形容核电发展工作安排。2021年4月13日，中国核能行业协会发布《中国核能发展报告（2021）》。报告预计到2025年，国内在运核电装机达到7,000万千瓦，在建核电装机达到5,000万千瓦；到2030年，核电在运装机容量达1.2亿千瓦，约是目前的2.3倍，核电发电量约占全国发电量的8%；到2035年，我国核电在运和在建装机容量将达到2亿千瓦左右，发电量约占全国发电量的10%左右。而截至2020年12月底，我国商运核电机组达到48台，总装机容量为4988万千瓦，仅次于美国、法国，位列全球第三，核电总装机容量占全国电力装机总量的2.27%。截止2021年11月份，我国核电发电量为3702.4亿千瓦时，约占全国累计发电量的5.02%。为实现《中国核能发展报告（2021）》的目标，“十四五”期间国内有望每年新核准6-8台核电机组，未来15年也将成为我国核电发展的重要战略机遇期。

表 3：2012-2021 年《政府工作报告》核电相关表述

年份	主要内容
2012	安全高效发展核电
2013	未提及
2014	开工一批水电、核电项目
2015	安全发展核电
2016	建设水电核电等重大项目
2017	安全高效发展核电
2018	未提及
2019	未提及
2020	未提及
2021	在确保安全的前提下积极有序发展核电

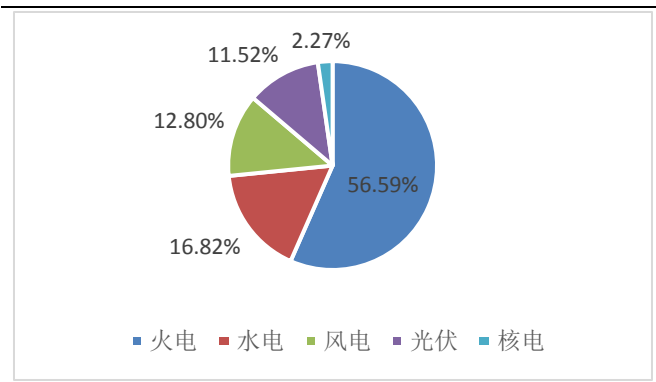
资料来源：历年政府工作报告，财信证券

图 23：2009-2020 年中国核电装机容量及同比（亿 kw）



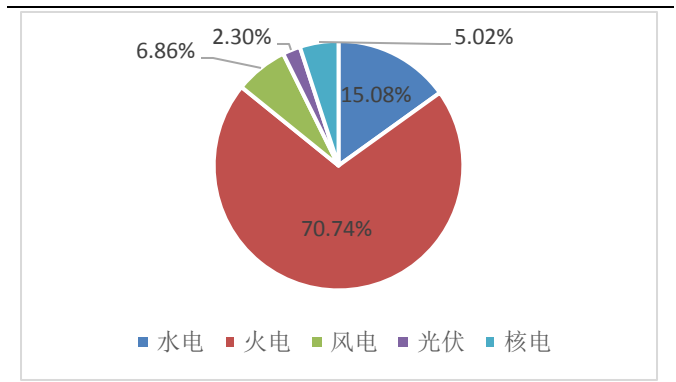
资料来源：公司公告，财信证券

图 24：2020 年中国不同电源类型装机占比 (%)



资料来源：公司公告，财信证券

图 25：2021 年 1-11 月不同电源类型发电量占比 (%)



资料来源：公司公告，财信证券

核电审批恢复常态化下公司未来核电装机容量稳定扩张。截至 2022 年 2 月 7 日，公司拥有控股在运核电机组达到 25 台，在运装机容量达到 2371 万 kw。控股在建核电机组 5 台，装机容量达到 508.8 万 kw。其中，漳州 1、2 号等在建工程稳步推进，进度控制良好，分别预计 2024、2025 年投入商业运行；田湾 7 号、徐大堡 3 号核电机组和海南昌江小堆于 2021 年 5 月到 7 月间相继 FCD，预计“十五五”期间投入商业运营。此外，公司控股核准待开工核电机组 2 台，分别是徐大堡 4 号核电机组和田湾 8 号核电机组，总装机容量共 253.90 万千瓦，预计田湾核电 8 号和徐大堡核电 4 号机组将在 2022 年启动建设。

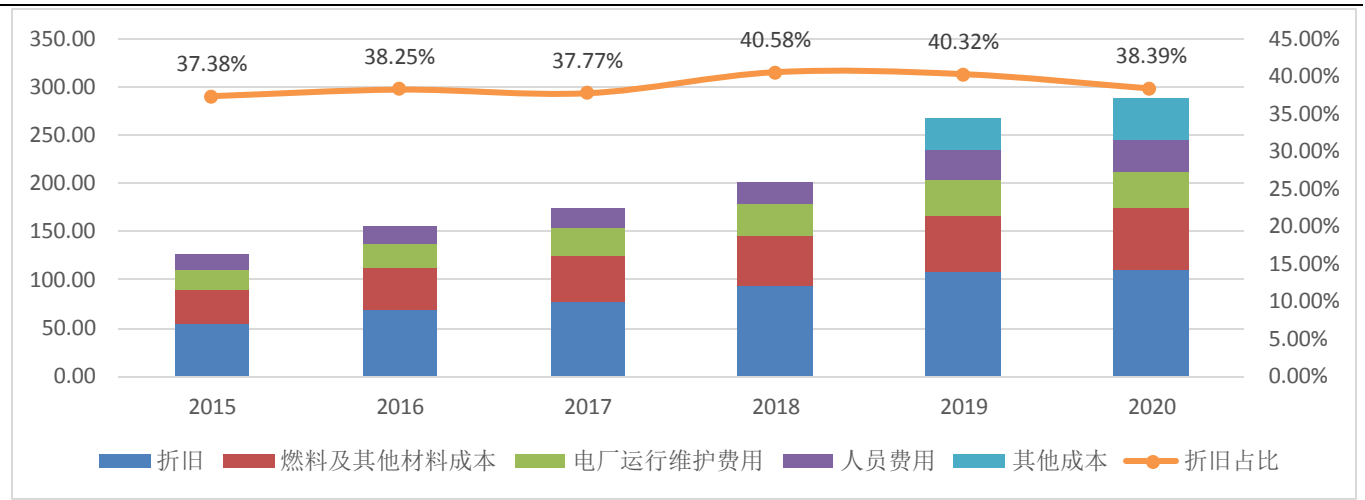
表 4：公司在建和核准待建核电项目情况

项目名称	核准时间	装机容量 (万千瓦)	在建状况	机型
漳州 1 号	2019 年	121.2	预计 2024 年投入商业运行	华龙一号
漳州 2 号	2019 年	121.2	预计 2025 年投入商业运行	华龙一号
徐大堡 3 号	2021 年	127.4	FCD，预计“十五五”期间投入商业运行	VVER1200
徐大堡 4 号	2021 年	127.4	获得核准	VVER1200
田湾 7 号	2021 年	126.5	FCD，预计“十五五”期间投入商业运行	VVER1200
田湾 8 号	2021 年	126.5	获得核准	VVER1200
海南昌江小堆	2021 年	12.5	FCD，预计“十五五”期间投入商业运行	ACP1000

资料来源：公司公告，财信证券

存量机组延续经营，有望增厚业绩。2021年11月5日，经国家核安全局、国家能源局等部门批准，初始设计寿命30年的泰山核电站1号机组运行许可证获准延续20年，有效期延长至2041年12月15日，同时机组容量由320MW变更为350MW。核电的成本结构相对稳定，主要包括折旧、核燃料成本、运行维护费用、人员费用及其他费用，其中折旧占比最大。从公司2015-2020年的数据来看，折旧占成本的比例基本上维持在40%左右。泰山核电站1号机组获准延续经营后，折旧将大幅降低，盈利能力和利润水平有望在延续经营期内得到显著提升。

图 26：公司电力业务成本构成及折旧占比（亿元，%）



资料来源：公司公告，财信证券

4 盈利预测及估值

考虑到新增装机时点的问题，我们假设当年新增风电、光伏和核电装机分别按照1100、350和3750小时计算，存量风电和光伏机组按照2100和1200小时计算。我们预计公司2021/2022/2023年实现营收631.1/738.6/764.5亿元，归母净利润84.49/112.7/120.56亿元，eps为0.48/0.64/0.69元，对应PE为15.1/11.32/10.58。估值方面，考虑到：1) 核电主业发展的不确定性已经消除，核电主业迎来持续稳定的发展；2) 新能源业务在“十四五”期间迎来高速增长，且风光降本趋势延续、绿电参与市场化交易带来交易溢价；3) 公司基本面稳健，充裕且稳定的现金流足够支撑公司“核电+新能源”的双主业发展，我们给予公司2022年15-18倍PE，对应股价为9.6-11.52元，维持公司“推荐”评级。

表 5：公司营业收入预测

		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
风电	风电新增装机, 万 kw		87.78	100	100	100	100
	风电累积装机, 万 kw	175.69	263.47	363.47	463.47	563.47	663.47
	利用小时, h	1863	1727	1797	1863	1905	1934
	风电发电量, 亿 kwh	33	45	65	86	107	128
	风电发电收入, 亿元	14	19	26	34	42	50
	风电电价 (元/kwh, 不含税)	0.44	0.42	0.41	0.41	0.4	0.4
光伏	光伏新增装机, 万 kw		274.56	500	400	400	400
	光伏累积装机, 万 kw	349.3	623.86	1123.86	1523.86	1923.86	2323.86
	利用小时, h	678	796	800	964	1013	1045
	光伏发电量, 亿 kwh	24	50	90	147	195	243
	光伏发电收入, 亿元	17	28	44	68	87	106
	光伏电价 (元/kwh, 不含税)	0.73	0.58	0.5	0.47	0.45	0.44
核电	核电新增装机, 万 kw	111.8	231.9	116.1	0	121.2	121.2
	利用小时,h	7621	7871	7850	7800	7800	7800
	核电累积装机, 万 kw	2023	2255	2371	2371	2492	2613
	核电发电量, 亿千瓦时	1483	1731	1860	1849	1894	1989
	核电发电收入 (亿元)	495	580	665	661	678	711
	核电电价 (元/kwh, 不含税)	0.3583	0.3583	0.3834	0.3834	0.3834	0.3834
	核电市场化交易电量, 亿 kwh	511.84	727.77	954.18	1034.47	1148.89	1298.41
	市场化占比, %	37.06%	45.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%

资料来源：公司公告，财信证券

5 风险提示

核电安全事故，风光装机不及预期。

报表预测 (单位: 百万元)						财务和估值数据摘要					
利润表	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	主要指标	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入	46067.16	52276.45	63106.50	73860.33	76452.11	营业收入	46067.16	52276.45	63106.50	73860.33	76452.11
减: 营业成本	26789.37	28862.04	33993.46	38359.06	40303.97	增长率(%)	17.20%	13.48%	20.72%	17.04%	3.51%
营业税金及附加	551.57	604.53	770.79	902.14	933.80	归属母公司股东净利润	4612.56	5995.45	8449.26	11270.84	12055.72
营业费用	55.58	63.44	75.47	88.33	91.43	增长率(%)	-2.62%	29.98%	40.93%	33.39%	6.96%
管理费用	2025.49	2346.41	2611.81	3056.88	3164.15	每股收益(EPS)	0.263	0.342	0.482	0.643	0.688
研发费用	569.66	1026.12	919.85	1076.60	1114.38	每股股利(DPS)	0.107	0.108	0.175	0.234	0.250
财务费用	7129.66	6960.36	6626.18	6499.71	5733.91	每股经营现金流	1.488	1.776	1.914	1.050	2.479
资产减值损失	-181.57	-225.61	-97.60	-97.60	-97.60	销售毛利率	41.85%	44.79%	46.13%	48.07%	47.28%
加: 投资收益	173.56	141.49	0.00	0.00	0.00	销售净利率	17.76%	20.01%	24.79%	27.74%	28.16%
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	净资产收益率(ROE)	9.22%	8.51%	11.14%	13.58%	13.29%
其他经营损益	-751.22	-1251.73	-783.26	-783.26	-783.26	投入资本回报率(ROIC)	4.57%	5.26%	5.02%	6.82%	6.92%
营业利润	9119.39	12555.03	18108.94	23877.60	25110.48	市盈率(P/E)	27.66	21.28	15.10	11.32	10.58
加: 其他非经营损益	1435.46	913.80	1203.83	1203.83	1203.83	市净率(P/B)	2.55	1.81	1.68	1.54	1.41
利润总额	10554.86	13468.83	19312.77	25081.43	26314.31	股息率(分红/股价)	0.015	0.015	0.024	0.032	0.034
减: 所得税	1805.36	1982.69	2980.34	3903.32	4100.58	主要财务指标	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
净利润	8749.50	11486.14	16332.43	21178.10	22213.73	收益率					
减: 少数股东损益	3794.82	4951.69	7197.52	9221.60	9472.35	毛利率	41.85%	44.79%	46.13%	48.07%	47.28%
归属母公司股东净利润	4612.56	5995.45	8449.26	11270.84	12055.72	三费/销售收入	5.75%	6.57%	5.72%	5.72%	5.72%
资产负债表	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	EBIT/销售收入	37.15%	37.12%	30.97%	34.49%	34.98%
货币资金	10886.84	15401.81	25596.06	32890.72	65377.15	EBITDA/销售收入	61.33%	59.77%	48.55%	49.50%	49.08%
交易性金融资产	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	销售净利率	17.76%	20.01%	24.79%	27.74%	28.16%
应收和预付款项	11253.12	14943.99	12912.31	19265.14	14220.10	资产获利率					
其他应收款(合计)	1303.87	937.34	978.04	1303.87	937.34	ROE	9.22%	8.51%	11.14%	13.58%	13.29%
存货	18967.86	20172.63	26672.27	26188.69	29352.45	ROA	4.92%	5.08%	5.09%	6.60%	6.59%
其他流动资产	726.55	1224.99	1224.99	1224.99	1224.99	ROIC	4.57%	5.26%	5.02%	6.82%	6.92%
长期股权投资	3412.90	3812.22	3812.22	3812.22	3812.22	资本结构					
金融资产投资	105.90	105.89	105.91	105.90	105.89	资产负债率	74.03%	69.49%	61.69%	59.45%	58.80%
投资性房地产	94.02	97.21	75.06	52.92	30.77	投资资本/总资产	81.96%	80.47%	77.89%	80.39%	72.81%
固定资产和在建工程	287993.25	312125.82	301609.75	291093.69	280577.64	带息债务/总负债	76.28%	73.76%	77.23%	79.72%	76.66%
无形资产和开发支出	2070.46	3406.17	3164.70	2923.23	2681.76	流动比率	0.86	0.95	2.45	4.02	3.81
其他非流动资产	15133.92	14060.65	28474.07	273807.19	260230.29	速动比率	0.46	0.56	1.42	2.64	2.75
资产总计	347638.93	381745.97	383833.92	385906.51	405731.99	股利支付率	40.49%	31.67%	36.32%	36.32%	36.32%
短期借款	8411.71	12756.61	0.00	0.00	0.00	收益留存率	0.60	0.68	0.64	0.64	0.64
交易性金融负债	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	资产管理效率					
应付和预收款项	16217.57	14876.13	26235.03	18861.83	28005.69	总资产周转率	0.13	0.14	0.16	0.19	0.19
长期借款	187903.88	182888.51	182888.51	182888.51	182888.51	固定资产周转率	0.22	0.23	0.30	0.37	0.40
其他负债	53234.64	67491.66	27671.74	27671.74	27671.74	应收账款周转率	7.83	5.19	12.86	5.85	13.84
负债合计	257356.09	265256.30	236795.28	229422.08	238565.94	存货周转率	1.41	1.43	1.27	1.46	1.37
股本	15565.45	17456.02	17456.02	17456.02	17456.02	估值指标	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
资本公积	12719.21	17952.63	17952.63	17952.63	17952.63	EBIT	17114.85	19403.07	19546.96	25472.36	26743.02
留存收益	21769.08	35053.57	40433.71	47610.53	55287.13	EBITDA	28252.88	31247.01	30638.20	36563.61	37522.61
归属母公司股东权益	50053.73	70462.21	75842.36	83019.17	90695.77	NOPLAT	12450.49	14994.94	15408.23	20385.57	21452.92
少数股东权益	40229.11	46027.46	53224.98	62446.58	71918.93	净利润	4612.56	5995.45	8449.26	11270.84	12055.72
股东权益合计	90282.84	116489.68	129067.34	145465.75	162614.69	EPS	0.263	0.342	0.482	0.643	0.688
负债和股东权益合计	347638.93	381745.97	365862.62	374887.84	401180.64	BPS	2.857	4.021	4.328	4.738	5.176
现金流量表	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	PE	27.66	21.28	15.10	11.32	10.58
经营性现金净流量	26069.18	31127.77	33537.70	18406.70	43436.03	PEG	0.80	0.81	N/A	N/A	N/A
投资性现金净流量	-26301.85	-27567.38	1011.22	1011.22	1011.22	PB	2.55	1.81	1.68	1.54	1.41
筹资性现金净流量	3320.04	308.03	-24354.67	-12123.25	-11960.81	PS	2.77	2.44	2.02	1.73	1.67

资料来源: iFinD, 财信证券

投资评级系统说明

以报告发布日后的 6—12 个月内，所评股票/行业涨跌幅相对于同期市场指数的涨跌幅度为基准。

类别	投资评级	评级说明
股票投资评级	推荐	投资收益率超越沪深 300 指数 15% 以上
	谨慎推荐	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为 5%—15%
	中性	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为 -10%—5%
	回避	投资收益率落后沪深 300 指数 10% 以上
行业投资评级	领先大市	行业指数涨跌幅超越沪深 300 指数 5% 以上
	同步大市	行业指数涨跌幅相对沪深 300 指数变动幅度为 -5%—5%
	落后大市	行业指数涨跌幅落后沪深 300 指数 5% 以上

免责声明

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格，作者具有中国证券业协会注册分析师执业资格或相当的专业胜任能力。

本报告仅供财信证券股份有限公司客户及员工使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发送，概不构成任何广告。

本报告信息来源于公开资料，本公司对该信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本公司对已发报告无更新义务，若报告中所含信息发生变化，本公司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。

本报告中所指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。任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司及本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此作出的任何投资决策与本公司及本公司员工或者关联机构无关。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人（包括本公司客户及员工）不得以任何形式复制、发表、引用或传播。

本报告由财信证券研究发展中心对许可范围内人员统一发送，任何人不得在公众媒体或其它渠道对外公开发布。任何机构和个人（包括本公司内部客户及员工）对外散发本报告的，则该机构和个人独自为此发送行为负责，本公司保留对该机构和个人追究相应法律责任的权利。

财信证券研究发展中心

网址：stock.hnchasing.com

地址：湖南省长沙市芙蓉中路二段 80 号顺天国际财富中心 28 层

邮编：410005

电话：0731-84403360

传真：0731-84403438