

2022年04月15日

证券研究报告·公司研究报告

中国核电（601985）公用事业

买入（首次）

当前价：7.68元

目标价：9.28元（6个月）



西南证券
SOUTHWEST SECURITIES

核电业务量稳价增，风光业务高速跨越

投资要点

- **推荐逻辑：**1) 背靠中核集团，集团完整产业链优势全方位支撑公司业务发展；2) 公司核电业务量稳价升，预计2025年核电装机容量达到26.1GW，市场化电量占比快速增至37.1%，具备技术、资金和牌照多重壁垒；3) 公司新能源十四五规划装机高速增长，CAGR 42%居行业前列，资源获取能力强，资金充足且融资成本仅3.2%，充分支撑新能源项目扩张。
- **背靠中核集团，核电+风光双轮驱动。**中国核电是世界一流核电公司，公司第一大股东中国核工业集团是我国唯一拥有完整核科技工业体系的企业，能全方位支撑公司业务协同发展。现公司开启核电风光双主业篇章，目前发电量仍以核电为主，但风光增速迅猛。2016-2021年公司营收由300亿元增至624亿元，CAGR达15.8%，归母净利润由44.9亿元增至80.4亿元，CAGR为12.3%。
- **核电量稳价增促业绩，牌照&技术共筑高壁垒。**公司核电机组稳定投产，截止2021年末，核电装机容量22.5GW，预计2025年核电装机容量达到26.1GW，发电量随之稳步提升。机组平均利用小时数快速提高至7871小时，运行指标全球领先，2020年平均能力因子达94%。此外受益于煤电电价市场化，推动核电电价上升。公司核电市场化比例也在进一步提高，2016-2020年公司市场化交易占比由9.0%快速增至37.1%。公司聚焦科技创新，全面迈入三代核电，不断加大研发投入，推进建设小型堆“玲瓏一号”，战略布局优势凸显。核电行业具备技术、资金、牌照等多重壁垒，呈双寡头格局，公司占据约43%市场份额。
- **新能源装机高速提升，资金充足支撑业务发展。**2021年公司新增风光装机3.6GW，超预期增速。根据十四五规划，预计2025年末公司风光项目装机容量达到30GW，CAGR为42%，风光业务跨越式增长。依托集团全产业链优势，公司资源获取能力强。2021Q3末公司拥有货币资金161亿元，资金充沛，另有应收账款148亿元，2020年融资成本为3.18%，融资成本优势明显，充分支撑新能源项目扩张。
- **盈利预测与投资建议。**预计公司2021-2023年归母净利润复合增速为25.5%，考虑公司核电业务量稳价增，新能源业务快速拓展，分别给予公司核电和新能源业务2022年16/20倍PE，目标价9.28元，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示：**电价上涨不及预期、项目建设不及预期。

指标/年度	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入(百万元)	52276.45	62367.22	72937.41	78059.47
增长率	13.48%	19.30%	16.95%	7.02%
归属母公司净利润(百万元)	5995.45	8037.25	10633.67	11849.12
增长率	29.98%	34.06%	32.30%	11.43%
每股收益EPS(元)	0.32	0.43	0.56	0.63
净资产收益率ROE	9.40%	12.21%	14.15%	13.89%
PE	24.1	18.0	13.6	12.2
PB	1.24	1.21	1.06	0.93

数据来源：Wind，西南证券

西南证券研究发展中心

分析师：沈猛

执业证号：S1250519080004

电话：021-58351679

邮箱：smg@swsc.com.cn

联系人：池天惠

电话：13003109597

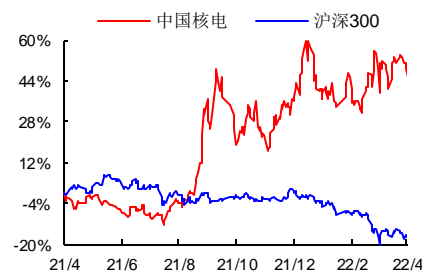
邮箱：cth@swsc.com.cn

联系人：刘洋

电话：18019200867

邮箱：ly21@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源：聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	188.49
流通A股(亿股)	184.01
52周内股价区间(元)	4.64-8.45
总市值(亿元)	1,447.60
总资产(亿元)	4,000.20
每股净资产(元)	3.69

相关研究

目 录

1 国内核电龙头，大力拓展新能源	1
1.1 根基牢固，成长可期	1
1.2 核电风光双轮驱动，发展动能强劲	2
2 核电量稳价增促业绩，牌照&技术共筑高壁垒	4
2.1 行业审批再放开，核电装机稳提升	4
2.2 电价上浮空间打开，市场化程度提升	8
2.3 技术牌照共筑高壁垒，行业呈现双寡头格局	11
3 风光业务接力高增长，双核驱动协同效应强	14
3.1 新能源装机高速提升，打造第二增长曲线	14
3.2 资金充沛，稳定现金流推动业务协同发展	16
4 盈利预测与估值	19
4.1 盈利预测	19
4.2 相对估值	20
5 风险提示	21

图 目 录

图 1: 公司发展历程沿革	1
图 2: 中核集团覆盖核能全产业链	1
图 3: 中核集团持有公司 63.9% 股权 (2022Q1)	1
图 4: 核电产业链全景图	2
图 5: 2021 年末公司拥有 22.5GW 核电+8.8GW 风光装机	2
图 6: 公司核电发电量 1731 亿千瓦时仍是发电主力	2
图 7: 2021 年营收达 624 亿元 (+19%)	3
图 8: 2021 年归母净利润达 80.4 亿元 (+34%)	3
图 9: 2021Q3 公司毛利率和净利率分别增至 44.8%/24.9%	3
图 10: 2021Q3 公司 ROE 达 9.9%	3
图 11: 2021Q3 公司资产负债率降至 69.5%	4
图 12: 2021Q3 公司财务费用率降至 11.1%	4
图 13: 2025 年中国核电装机容量有望达到 70GW	4
图 14: 2019 年中国核能发电量占比仅 4.9% 大幅低于其他国家	4
图 15: 公司核电机组遍布沿海城市	5
图 16: 2021/2025 年公司核电装机量达 22.5GW/26.1GW	5
图 17: 2021 年公司平均利用小时达 7871h	6
图 18: 2021 年公司核电发电量达 1731 亿千瓦时 (+17%)	6
图 19: 2020 年我国非化石能源占比达 19.6%	8
图 20: 2021 年全社会用电量达 8.3 万亿千瓦时 (+10.7%)	8
图 21: 公司电力市场化交易及占比	9
图 22: 核能发电系统结构图	12
图 23: “华龙一号”缓解危险事故策略图	12
图 24: 2020 年公司研发投入占营收 2.6%	12
图 25: 2020 年公司研发人员数量占比增至 17.2%	12
图 26: 公司“玲珑一号”开工建设	13
图 27: 田湾 200 万千瓦光伏示范项目开发投资协议签署现场	13
图 28: 2020 年二代核电单位投资成本达 12.4 元/MW	13
图 29: 中核和中广核市场份额合计超 90%	13
图 30: 公司 2025 年风光装机量将达 30.9GW	14
图 31: 公司 2021 年新增风光装机 3.6GW 位居行业前列	14
图 32: 公司风光装机十四五规划 CAGR42% 位居行业前列	14
图 33: 2021 年公司新能源发电量达 9514GWh (+69%)	15
图 34: 2020 年公司新能源电量收入达 30.9 亿元	15
图 35: 公司经营性现金流净额及同比增速	16
图 36: 公司固定资产折旧及营业成本占比	16
图 37: 2021Q3 公司货币资金和应收款分别为 161/148 亿元	16
图 38: 2021Q3 同行货币资金对比	16
图 39: 2020 年公司融资成本为 3.18%	17
图 40: 2020 年公司融资成本处于同行较低水平	17

表 目 录

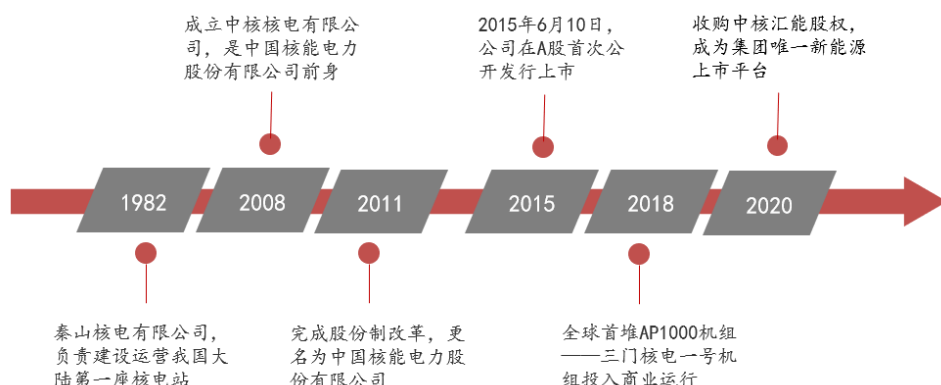
表 1: 公司在运在建核电机组投产梳理 (截止 2025 年底)	5
表 2: 公司核电机组运行情况	7
表 3: 不同能源优劣势对比	7
表 4: 公司在运核电机组上网电价 (元/每千瓦)	8
表 5: 公司在运核电机组盈利测算关键性假设	10
表 6: 2022 年公司在运核电机组盈利测算	11
表 7: 公司近期新能源项目合作情况	15
表 8: 2020 年-2022 年 3 月债券发行情况	17
表 9: 公司新能源项目资本性支出测算	18
表 10: 公司在建核电项目资本性支出假设	18
表 11: 公司核电项目资本性支出测算	19
表 12: 2021-2023 年公司盈利预测关键假设	19
表 13: 2020-2023 年公司盈利预测	20
表 14: 可比公司估值表	21
附表: 财务预测与估值	22

1 国内核电龙头，大力拓展新能源

1.1 根基牢固，成长可期

四十年文化积淀，奠定核电世界一流地位。中国核能电力股份有限公司最早可追溯至1982年的泰山核电厂，1985年开工建设我国大陆第一座核电站，实现我国大陆核电“零的突破”；2008年，成立中核核电有限公司；2011年股份制改革后，更名为中国核能电力股份有限公司，经过四十年的艰苦奋斗，公司已经迈入世界一流核电公司行列。

图 1：公司发展历程沿革



数据来源：公司官网，西南证券整理

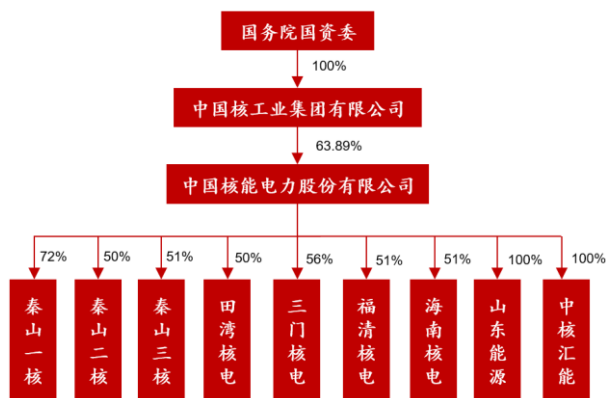
背靠中核集团，推动业务协同发展。公司实际控制人为国务院国资委，第一大股东中国核工业集团对公司持股 63.9%，中核集团是我国唯一有完整核燃料循环产业的企业，旗下的中核建中、中核北方有资质和能力去加工核燃料组件，该领域被中核集团垄断。目前公司的天然铀采购由兄弟公司中国铀业公司承接；核燃料循环设备等由兄弟公司中国原子能公司供应工程建设；技术设计等由中国核电工程公司承包。中国核工业集团有限公司拥有完整的核科技工业体系，是公司坚实的后盾，能够全方位支撑公司整合资源，促进核电产业协同发展。

图 2：中核集团覆盖核能全产业链



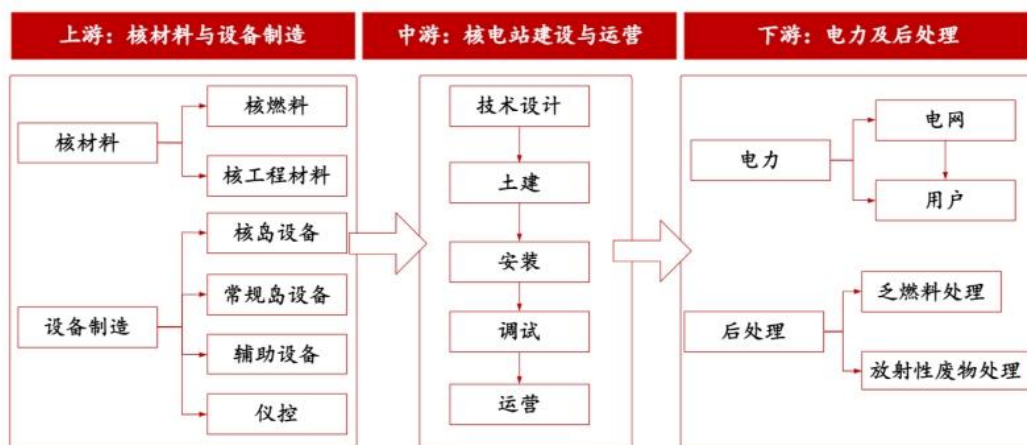
数据来源：中核集团官网，西南证券整理

图 3：中核集团持有公司 63.9% 股权（2022Q1）



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 4：核电产业链全景图



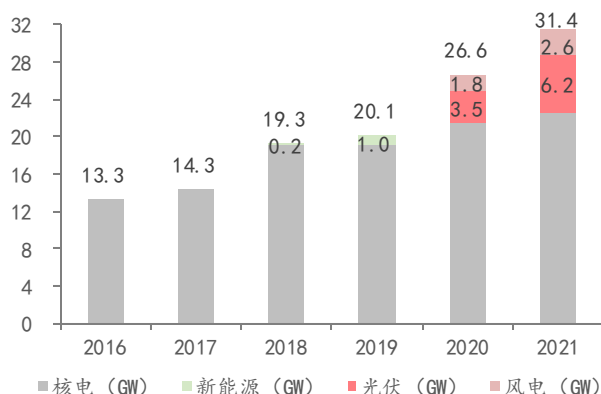
数据来源：西南证券整理

公司管理层深耕核电领域多年，经验丰富。公司董事长刘敬先生曾先后就职于核工业二院、江苏核电有限公司、中核集团公司、中核核电有限公司、中国核能电力股份有限公司等公司，具有丰富的管理经验、深度的行业洞察力和技术储备。马明泽先生、陈富彬先生、张勇先生、罗小未先生也均在核电领域耕耘多年，具有丰富的行业经验。

1.2 核电风光双轮驱动，发展动能强劲

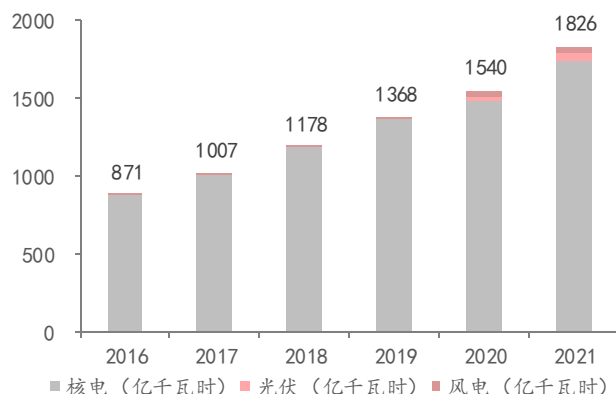
“核电+风光”双轮驱动，开启双主业篇章。目前公司经营核能、风能、太阳能等清洁能源项目的开发投资、运营管理等领域，契合我国能源结构调整战略。国家大力推动双碳战略的背景下，未来的电源增长将以新能源和核电为主，公司具有广阔发展空间。2020 年收购中核汇能后，公司成为集团唯一新能源上市平台，加快了公司“核电+新能源”产业发展的战略实施。2021 年末公司拥有控股运营核电装机容量 22.5GW，占比约 72%；新能源运营装机容量 8.8GW，合计占比 28%，其中风电和光伏分别为 2.6GW/6.2GW，占比分别为 8.3%/19.7%。公司发电量仍以核电为主，核电发电量 1731 亿千瓦时，占比 95%；光伏发电量 49.7 亿千瓦时，风电发电量 45.5 亿千瓦时，但风光增幅上远高于核电。

图 5：2021 年末公司拥有 22.5GW 核电+8.8GW 风光装机



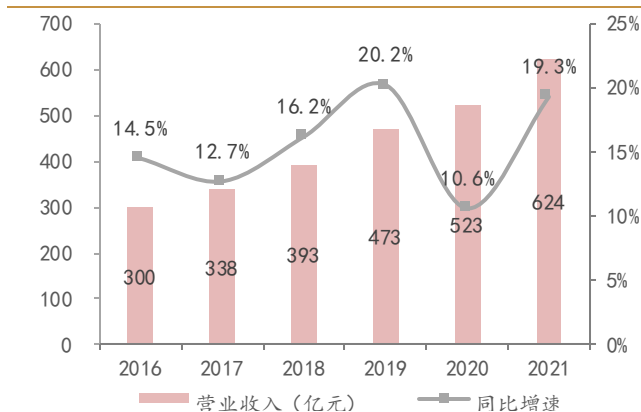
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 6：公司核电发电量 1731 亿千瓦时仍是发电主力

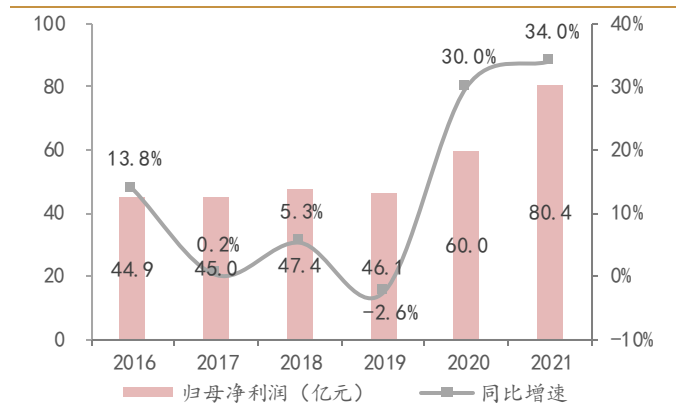


数据来源：公司公告，西南证券整理

核电和新能源业务，齐推业绩高速增长。2016-2021 年公司营收由 300 亿元增至 624 亿元，5 年 CAGR 达 15.8%，2021 年营收同比增长 19.3%；2016-2021 年公司归母净利润由 44.9 亿元增至 80.4 亿元，5 年的 CAGR 为 12.3%，2021 年归母净利润同比增长 34.0%。2021 年公司营收和归母净利润增幅提速主要是由于新增核电机组福清 5 号和田湾 6 号投运，且收购中核汇能带来新能源装机的快速增长。公司 2019 年归母净利润同比下降主要是机组扩容带来的营业成本和管理费用增幅略高于营收，此外加大了研发投入力度。综合来看，公司业绩整体稳步增长，集团唯一新能源上市平台的地位打开了广阔增长空间，发展动能强劲。

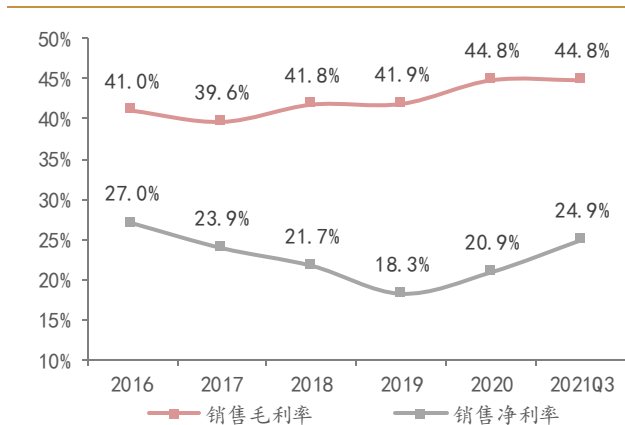
图 7：2021 年营收达 624 亿元 (+19%)


数据来源：公司公告，西南证券整理。注：21 年数据为业绩快报数据

图 8：2021 年归母净利润达 80.4 亿元 (+34%)


数据来源：公司公告，西南证券整理。注：21 年数据为业绩快报数据

公司盈利能力有所提升，负债状况改善。自从 2019 年三门核电陆续投产，规模效应凸显，公司销售毛利率和净利率有所提升，2019-2021Q3 毛利率由 41.9%增至 44.8%，同期净利率由 18.3%增至 24.9%，公司盈利能力提升明显；同期公司 ROE 保持稳定，2021Q3 达 9.9%，有所回落，主要原因是权益乘数的降低。此外公司为优化资本结构，进行再融资以降低财务风险，资产负债率同期由 74.0%降至 69.5%，偿债能力提升；同期公司财务费用率由 15.5%降至 11.1%，盈利质量受益提升。从长期来看，公司高度重视清洁能源产业发展，牢牢抓住新能源规模发展机遇期，随着新能源业务的快速增长，公司业绩将迎来新一轮的增长。

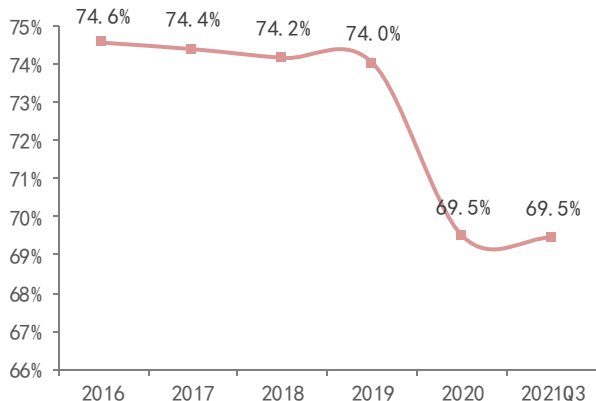
图 9：2021Q3 公司毛利率和净利率分别增至 44.8%/24.9%


数据来源：wind，西南证券整理

图 10：2021Q3 公司 ROE 达 9.9%

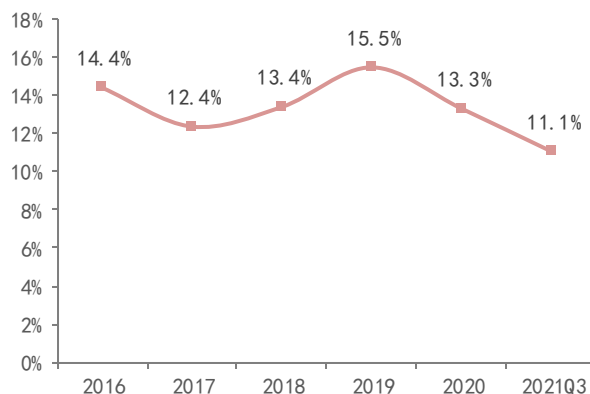

数据来源：wind，西南证券整理

图 11：2021Q3 公司资产负债率降至 69.5%



数据来源：wind，西南证券整理

图 12：2021Q3 公司财务费用率降至 11.1%



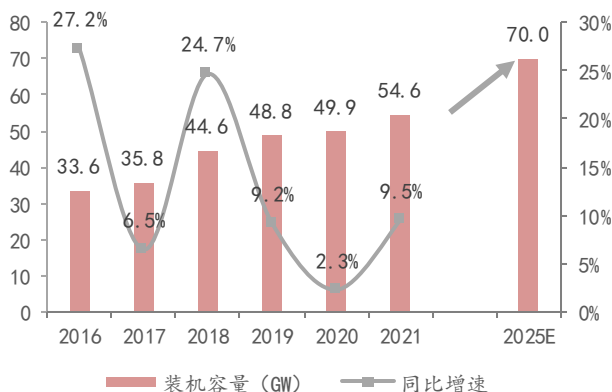
数据来源：wind，西南证券整理

2 核电量稳价增促业绩，牌照&技术共筑高壁垒

2.1 行业审批再放开，核电装机稳提升

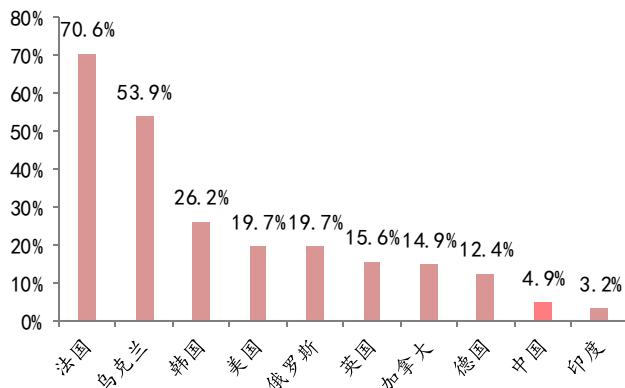
核电审批重新放开，行业发展空间得到保障。2011 年日本核泄漏事件使核安全引发广泛关注，且全球首个 AP1000 项目迟迟未投产，我国核电几度出现零审。没有新增项目审批，2020 年核电装机容量增速降至六年内最低水平 2.3%。2018 年 AP1000 全球首堆并网成功，紧接着此后三年核电项目陆续过审，项目审批有望常态化和正常化；2021 年装机同比增速 9.5%，结合中国核能行业协会和有关机构预测，预计核电容量将持续增长，2025 年达到 70GW。根据《2019 年全球核电发展数据》，核能发电占比上，其他国家普遍高于中国，最高的法国达 70.6%，而我国仅 4.9%，相较有巨大发展空间。2021 年我国核能发电量占比达 5.0%，据核能行业协会预计 2035 年有望达到 10% 左右。未来将是我国核电发展的重大机遇期，公司核电的长期成长空间得到保障。

图 13：2025 年中国核电装机容量有望达到 70GW



数据来源：《中国核能发展报告》，国家能源局，西南证券整理

图 14：2019 年中国核能发电量占比仅 4.9% 大幅低于其他国家



数据来源：IAEA，西南证券整理

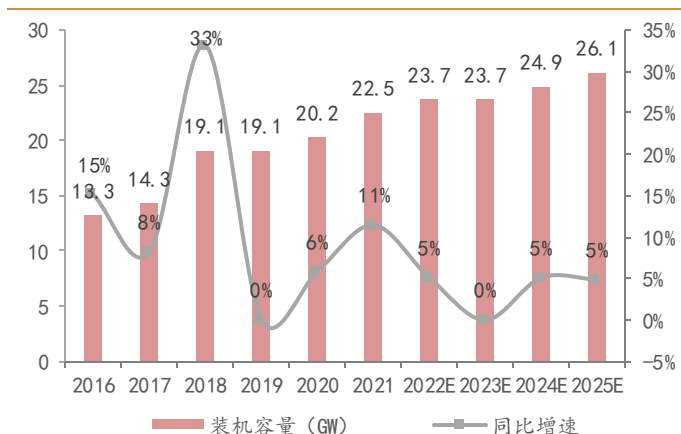
公司核电装机容量稳定增长，未来新项目将持续投产。2021 年末公司拥有控股在运核电机组 24 台，装机容量达 22.5GW；截止 2022 年 4 月末，公司拥有在建项目 6 台，装机容量约 6.4GW。2018 年为公司投产大年，同比增速 33.1%，三门核电 1 号、2 号和田湾核电 3 号、4 号均顺利投产，装机容量大幅提升。漳州能源 1 号、2 号预计分别于 2024 年、2025 年投产。公司核电机组自上而下遍布我国沿海城市辽宁、江苏、浙江、福建、海南等地，其中辽宁、江苏、福建、海南还有核电站在建。

图 15：公司核电机组遍布沿海城市



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 16：2021/2025 年公司核电装机量达 22.5GW/26.1GW



数据来源：公司公告，西南证券整理。注：数据预测详见后文

机组稳定投产，核电经营稳固。自 2014 年起，公司几乎每年都有核电机组投产运行。2021 年末我国运行核电机组 53 台，其中公司拥有 24 台，占比 45%。根据公司公告披露，整理在运在建机组投产时间，我们预计 2022-2025 年，公司会陆续投产 3 台核电机组，2025 年末公司将拥有控股在运核电机组 27 台，装机容量约 26.1GW。此外公司拥有国内最丰富的核电在建和在运机组堆型，其中 HPR1000（华龙一号）是三代中主流的压水堆技术；福清 5 号机组于 2021 年 1 月并网成功，成为全球首台“华龙一号”机组；福清 6 号机组于 2022 年 1 月并网成功，成为全球第三台“华龙一号”机组。

表 1：公司在运在建核电机组投产梳理（截止 2025 年底）

投产时间	堆型	核电机组	机组装机容量 (万千瓦)	机组总装机容量 (万千瓦)
1994.04.01	压水堆 (CP300)	秦山一期	31.0	2016 年末 13.25GW
2002.04.15	压水堆 (CP600)	秦山二期 1 号机组	65.0	
2002.12.31	重水堆 (CANDU-6)	秦山三期 1 号机组	72.8	
2003.07.24	重水堆 (CANDU-6)	秦山三期 2 号机组	72.8	
2004.05.03	压水堆 (CP600)	秦山二期 2 号机组	65.0	
2007.05.17	压水堆 (VVER-1000)	田湾 1 号机组	106.0	
2007.08.16	压水堆 (VVER-1000)	田湾 2 号机组	106.0	
2010.10.05	压水堆 (CP600)	秦山二期 3 号机组	66.0	
2012.04.08	压水堆 (CP600)	秦山二期 4 号机组	66.0	
2014.11.22	压水堆 (M310)	福清 1 号机组	108.9	
2014.12.15	压水堆 (M310)	方家山 1 号机组	108.9	
2015.02.12	压水堆 (M310)	方家山 2 号机组	108.9	

投产时间	堆型	核电机组	机组装机容量 (万千瓦)	机组总装机容量 (万千瓦)
2015.10.16	压水堆 (M310)	福清 2 号机组	108.9	
2015.12.25	压水堆 (CP600)	海南 1 号机组	65.0	
2016.10.24	压水堆 (M310)	福清 3 号机组	108.9	
2016.12.17	压水堆 (CP600)	海南 2 号机组	65.0	
2017.09.17	压水堆 (M310)	福清 4 号机组	108.9	2017 年末 14.34GW
2018.02.15	压水堆 (VVER-1200)	田湾 3 号机组	112.6	2018 年末 19.09GW
2018.09.21	压水堆 (AP1000)	三门 1 号机组	125.0	
2018.11.05	压水堆 (AP1000)	三门 2 号机组	125.0	
2018.12.22	压水堆 (VVER-1200)	田湾 4 号机组	112.6	
2019	压水堆 (CP300)	泰山一核升级改造提效增容	33.0	2019 年末 19.11GW
2020.09.08	压水堆 (M310)	田湾 5 号机组	111.8	2020 年末 20.23GW
2021.01.29	压水堆 (HPR1000)	福清 5 号机组	116.1	2021 年末 22.55GW
2021.06.03	压水堆 (M310)	田湾 6 号机组	111.8	
2021.11.05	压水堆 (CP300)	泰山核电 1 号机组装机容量变更	35.0	
2021.12.22	压水堆 (CP300)	泰山核电二厂 1 号机组装机容量变更	67.0	
2022.3	压水堆 (HPR1000)	福清 6 号机组具备商运条件	116.1	2022 年末 23.71GW
2024	压水堆 (HPR1000)	漳州 1 号机组	121.2	2024 年末 24.92GW
2025	压水堆 (HPR1000)	漳州 2 号机组	121.2	2025 年末 26.13GW

数据来源：公司公告，西南证券整理

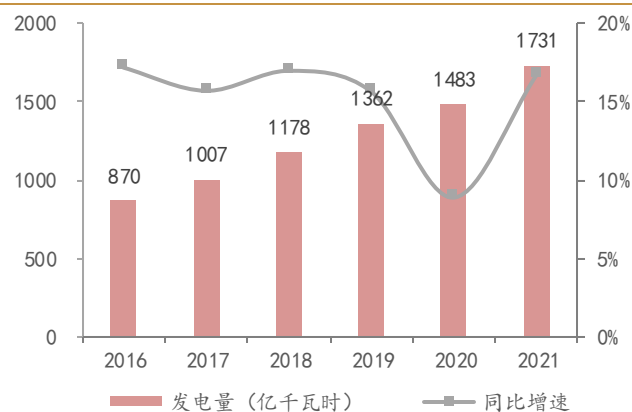
机组平均利用小时数快速提高，发电量稳步上升。2021 年公司核电机组发电量为 1731 亿千瓦时，较去年同期增长 16.7%；2021 年机组平均利用小时达到 7871 小时，同比增长 250 小时。在装机容量和平均利用小时数稳步提升的共同驱使下，发电量也在稳步上升，这主要是因为三门核电、福清核电、海南核电的负荷水平整体的提高，叠加江苏核电的投入商运。

图 17：2021 年公司平均利用小时达 7871h



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 18：2021 年公司核电发电量达 1731 亿千瓦时 (+17%)



数据来源：公司公告，西南证券整理

核电机组运行情况良好，指标全球领先。公司高度重视核电机组安全水平，定期开展核安全文化，注重管理安全质量，优化大修管理，不断突破安全业绩，提升机组安全稳定运行水平。核电的平均能力因子自 2017 年开始稳步增长，2020 年达到了 94%，为历史最高水平。公司生产情况安全良好，运行管理经验丰富，运行指标全国领先，迈入世界一流核电公司行列。

表 2：公司核电机组运行情况

时间	运行情况
2016	报告期内完成 11 次大修，大修工期较计划提前 47.78 天，增加发电量 9.8 亿千瓦时。其中江苏核电 T209 大修历时 43.92 天，创造了国内运行核电站十年换料大修的最短工期纪录。在运 16 台机组未发生核安全事故，WANO 综合性能指标国内领先，达到世界先进水平。
2017	报告期内完成 10 次大修，较计划工期累计提前 47.9 天，增加发电量 11.12 亿千瓦时。秦山一期 30 万机组、秦山二期 1 号、2 号、3 号机组、福清 1 号机组和田湾 1 号机组共 6 台机组的 WANO 综合指数排名在全球 400 台机组中并列第一，排名世界前列。
2018	报告期内完成 13 次大修，较计划工期累计提前 45.06 天，增加发电量 11.45 亿千瓦时，其中田湾核电 2 号机组 210 大修实际工期 25.2 天，创世界同类机组大修工期的最佳纪录。21 台机组中，满两个燃料循环的机组的平均负荷因子为 89.16%，平均能力因子为 91.61%，处于业界良好水平。
2019	报告期内完成 15 次大修。所属 21 台机组自投运以来，已累计安全运行已达 171 堆年，成功完成了 132 次大修。2019 年，公司核电运行机组 WANO 综合指数平均值稳步上升，9 台机组获得 WANO 综合指数满分，排名并列世界第一。
2020	报告期内完成 12 次大修。较计划提前完成共 50.2 天。纳入评价范围的 21 台运行机组 WANO 综合指数平均值 97.82。2020 年底，中国核电在运核电 22 台机组中，有 15 台达到 WANO 综合指标满分，中国核电运行核电机组满分机组占比达到 66%，能力因子达到 94%。整体运行指标国内领先，达到世界先进水平。

数据来源：公司公告，西南证券整理

核电凭借清洁稳定等优势，可替代火电成为清洁能源的基荷能源。与其他能源相比，火电可配合风光等新能源发挥调峰价值，但火电成本易受煤炭价格的影响，具有强周期性，虽然短期对促进能源结构转型具有重要意义，但长期来看违背构建清洁能源体系的初衷；水电作为清洁能源，优先发电且可以参与调峰储能，但受资源总量限制，很难大面积的对冲遍布全国的新能源；纯风光能源仍有不够稳定等劣势。核电凭借其高效环保、清洁稳定的优势，可替代火电作为构建清洁能源体系的基荷能源。公司可牢牢抓住新能源规模发展机遇期，联动开发清洁能源，打造以核电为代表的稳定基荷能源与间歇性、分散性可再生能源互补可持续发展的经营平台。

表 3：不同能源优劣势对比

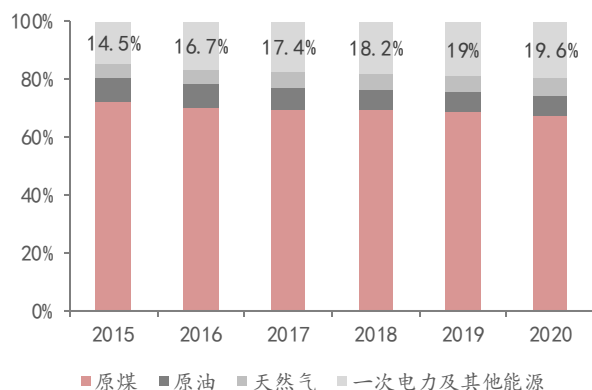
种类	优势	劣势
火电	建设周期较短 配合风光进行调峰 融资成本优势	化石能源，资源有限，高耗能，长期可能会受政策限制 不能优先调度电 具有强周期性，受煤炭价格影响成本
水电	清洁环保可再生能源 具备灵活调峰储能能力 优先发电	建设周期长，投资成本高 选址严格，受资源总量限制 存在季节性波动
核电	清洁能源 发电规模和现金流稳定可靠，不受天气和燃料成本影响 二类优先发电	建设慢，投入大 对安全要求严苛
风光	安全环保，无枯竭危险，不受资源分布限制 运营商产业链话语权较高 优先调度发电	发电不稳定，易受限制，具有间歇性和分散性 运营商资本金不足，不足以支撑公司快速发展

数据来源：西南证券整理

2.2 电价上浮空间打开，市场化程度提升

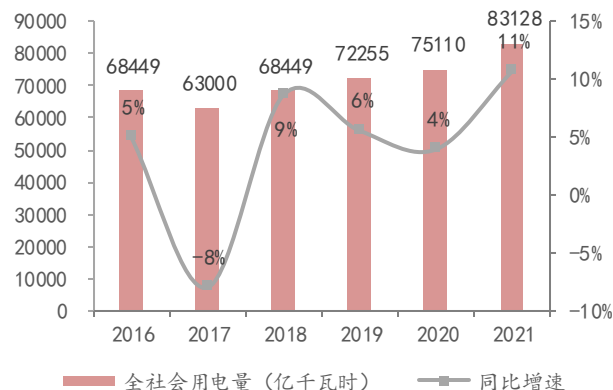
能源结构持续优化，电能供需紧平衡。双碳战略下，能源转型步伐加快，近年来非化石能源占比不断提高，2020 年占比约为 19.6%。根据国网能源院的《中国能源电力发展展望》数据披露，就一次能源供应结构而言，非化石能源占比有望将在 2040 年超过 50%，成为我国能源供应主体。尤其终端能源消费环节推行电能替代政策后，改变了过去依靠煤油等化石能源的消费方式，能源转型发展呈现明显的电气化、清洁化趋势。双循环发展带动了用电量的持续增长，电能需求逐年上升，2020 年电能占终端能源消费比重达到 27% 左右，2021 年全社会用电量达到 8.3 万亿千瓦时，同比增速 10.7%，据中电联预计 2035 年我国社会用电量将达到 12.1 万亿千瓦时。2021 年电力消费强劲，个别地区的少数时段出现拉闸限电，供需紧平衡。

图 19：2020 年我国非化石能源占比达 19.6%



数据来源：中国统计年鉴 2021，西南证券整理

图 20：2021 年全社会用电量达 8.3 万亿千瓦时 (+10.7%)



数据来源：国家能源局，西南证券整理

电价市场化改革，推动核电电价提升。煤炭价格上升，导致国内火电企业面临成本压力，而国内电能需求不断增加，电力供应又偏紧，为缓解该局面，相关部门对电价进行调整，由原来的交易电价浮动范围上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，调整为上下浮动原则上均不超过 20%，此外高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。2022 年 4 月公司核电站所处各省的月平均上网电价较煤电基准价都有较大幅度的溢价，其中海南省 20%；浙江次之为 19.3%。此外参与市场化的核电价格较核定电价也有不同程度的溢价幅度，随着燃煤电价市场化，同样作为基核能源的核电有望受益于其市场化，迎来核电电价市场化。

表 4：公司在运核电机组上网电价（元/每千瓦）

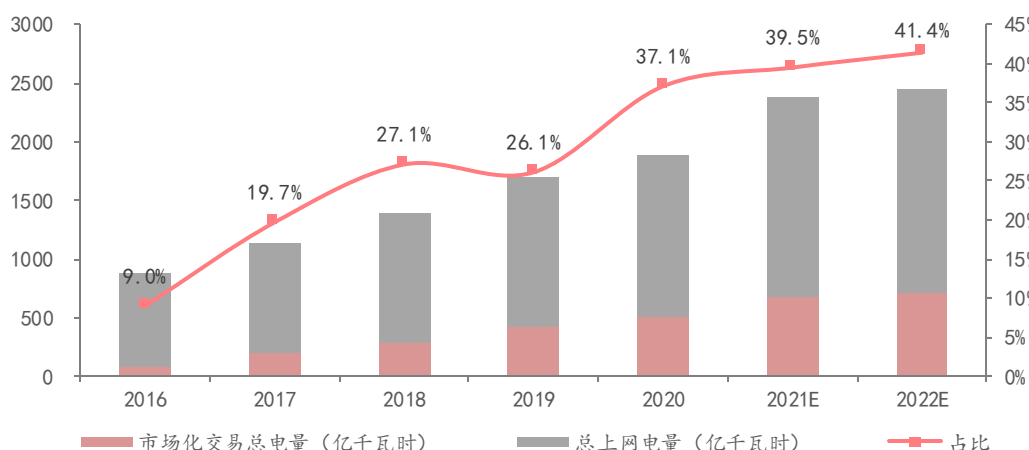
省份	在运机组	核定上网电价(含增值税)	煤电基准价	2022 年 4 月平均上网电价	较煤电基准溢价	较核定溢价
浙江	秦山一期	0.4056	0.4153	0.4955	19.3%	22.2%
	秦山二期 1 号机组	0.3998	0.4153	0.4955	19.3%	23.9%
	秦山二期 2 号机组	0.3998	0.4153	0.4955	19.3%	23.9%
	秦山二期 3 号机组	0.4153	0.4153	0.4955	19.3%	19.3%
	秦山二期 4 号机组	0.4153	0.4153	0.4955	19.3%	19.3%
	秦山三期 1 号机组	0.4481	0.4153	0.4955	19.3%	10.6%
	秦山三期 2 号机组	0.4481	0.4153	0.4955	19.3%	10.6%
	方家山 1 号机组	0.4153	0.4153	0.4955	19.3%	19.3%

省份	在运机组	核定上网电价(含增值税)	煤电基准价	2022 年 4 月平均上网电价	较煤电基准溢价	较核定溢价
	方家山 2 号机组	0.4153	0.4153	0.4955	19.3%	19.3%
	三门 1 号机组	0.4203	0.4153	0.4955	19.3%	17.9%
	三门 2 号机组	0.4203	0.4153	0.4955	19.3%	17.9%
江苏	田湾 1 号机组	0.4390	0.3910	0.4572	16.9%	4.1%
	田湾 2 号机组	0.4390	0.3910	0.4572	16.9%	4.1%
	田湾 3 号机组	0.3910	0.3910	0.4572	16.9%	16.9%
	田湾 4 号机组	0.3910	0.3910	0.4572	16.9%	16.9%
	田湾 5 号机组	0.3910	0.3910	0.4572	16.9%	16.9%
	田湾 6 号机组	0.3910	0.3910	0.4572	16.9%	16.9%
福建	福清 1 号机组	0.4153	0.3932	0.4303	9.4%	3.6%
	福清 2 号机组	0.3916	0.3932	0.4303	9.4%	9.9%
	福清 3 号机组	0.3590	0.3932	0.4303	9.4%	19.9%
	福清 4 号机组	0.3779	0.3932	0.4303	9.4%	13.9%
	福清 5 号机组	——	0.3932	0.4303	9.4%	——
海南	海南 1 号机组	0.4153	0.4298	0.5158	20.0%	24.2%
	海南 2 号机组	0.4153	0.4298	0.5158	20.0%	24.2%

数据来源：公司公告，各政府网站，各省市电力公司，西南证券整理

电量市场化交易占比逐年增加，将显著带动公司业绩提升。各售电公司努力开发电力市场，公司市场化交易的比例在逐渐升高，田湾售电公司签约 24 家电力用户，福清售电公司则签约 345 家电力用户，2016-2020 年公司市场化交易占比由 9.0% 快速增至 37.1%。随着电改政策的不断推进，浙江江苏等地发布的有关 2022 年电力市场交易的公告都对核电市场化要求较高，公司绝大多数的核电机组位于浙江江苏两地，公司参与市场化的比例有望继续提高，预计 2021、2022 年公司市场化交易占比将分别达到 39.5%/41.4%，核电不会像火电企业面临着成本压力，预计市场化占比提升会显著带动公司业绩提升。

图 21：公司电力市场化交易及占比



数据来源：公司年报，西南证券整理。注：2022 年数据预测详见后文

我们对 2022 年公司核电业务盈利增长进行测算：

假设 1: 公司 2022 年核电参与市场化电价选取 2020 年披露的各省份上网电价溢价 10%，按照增值税率 13% 计算不含税电价测算营收。

假设 2: 公司福清 5、6 号机组为“华龙一号”，选取公司 2018 年至今投产机组核电电价均值 0.4008 元/千瓦时测算。

假设 3: 机组平均利用小时数与 2021 年持平，假设 7871 小时进行测算。

假设 4: 上网电量按照公司公告《2021 年发电量公关》测算，即各省核电站上网电量占比约为 93%。

假设 5: 根据《2022 年浙江省电力市场化交易方案》，泰山一期二期、方家山核电站市场化比例约为 50%，泰山三期核电站市场化比例约为 40%，三门约为 10%；根据江苏省《关于开展 2022 年电力市场交易工作》中的江苏核电全年交易市场交易电量≥200 亿千瓦时（年度交易≥160 亿千瓦时），我们假设市场化比例约为 49%；根据福建省发布的《关于明确 2022 年电力中长期市场交易有关事项》披露，假设核电机组市场化交易占比约为 60%，华龙一号机组约为 15%；根据海南省《2022 年电力中长期市场化交易方案》中提及核电企业不参与年度市场交易，月度适时参与，我们假设其全年参与市场化比例约为 15%。

表 5：公司在运核电机组盈利测算关键性假设

核心关键假设	
浙江省上网电价不含税（元/千瓦时）	0.3903
江苏省上网电价不含税（元/千瓦时）	0.3785
福建省上网电价不含税（元/千瓦时）	0.3402
海南省上网电价不含税（元/千瓦时）	0.3923
福清 5 号机组（元/千瓦时）	0.3487
福清 6 号机组（元/千瓦时）	0.3487
机组平均利用小时（小时）	7871
上网电量占比（%）	93%
泰山一期市场化比例（%）	50%
泰山二期市场化比例（%）	50%
泰山三期市场化比例（%）	40%
方家山市场化比例（%）	50%
三门市场化比例（%）	10%
田湾市场化比例（%）	49%
福清 1-4 号市场化比例（%）	60%
福清 5-6 号市场化比例（%）	15%
海南市场化比例（%）	15%

数据来源：各政府网站，西南证券测算

量价齐升带动 2022 年核电营收有望 629.1 亿元，对应归母净利润 94.3 亿元，若电价上浮有望进一步增厚业绩。根据测算，2022 年公司核电项目发电量累计 1866 亿千瓦时，较 2021 年的 1731 亿千瓦时增加了 135 亿千瓦时，上网电量累计 1736 亿千瓦时，较去年增长 7.3%，公司参与市场化比例大约为 41.4%，核电市场化比例进一步提高。核电项目营收 629.1

亿元，对应归母净利润 94.3 亿元，主要是因为公司参与市场化的上网电价有所提升叠加参与市场化比例的稳步增加。如果在 2022 年电价基础上电价再上浮 5%，收入将增厚 13.3 亿元，对应归母净利润 2.0 亿元。如果上浮 10%，公司核电项目收入将增厚 26.7 亿元，对应归母净利润 4.0 亿元。

表 6：2022 年公司在运核电机组盈利测算

省份	在运机组	核定电价不含税 (元/千瓦时)	上网电价不含税 (元/千瓦时)	发电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	市场化 比例	收入 (亿)	电价上浮 10%	收入增 厚 (亿)
浙江	泰山一期	0.3529	0.3903	27.5	25.6	50%	9.5	0.4293	0.5
	泰山二期 1 号机组	0.3478	0.3903	52.7	49.0	50%	18.1	0.4293	1.0
	泰山二期 2 号机组	0.3478	0.3903	51.2	47.6	50%	17.6	0.4293	0.9
	泰山二期 3 号机组	0.3613	0.3903	51.9	48.3	50%	18.2	0.4293	0.9
	泰山二期 4 号机组	0.3613	0.3903	51.9	48.3	50%	18.2	0.4293	0.9
	泰山三期 1 号机组	0.3898	0.3903	57.3	53.3	40%	20.8	0.4293	0.8
	泰山三期 2 号机组	0.3898	0.3903	57.3	53.3	40%	20.8	0.4293	0.8
	方家山 1 号机组	0.3613	0.3903	85.7	79.7	50%	30.0	0.4293	1.6
	方家山 2 号机组	0.3613	0.3903	85.7	79.7	50%	30.0	0.4293	1.6
	三门 1 号机组	0.3657	0.3903	98.4	91.5	10%	33.7	0.4293	0.4
江苏	三门 2 号机组	0.3657	0.3903	98.4	91.5	10%	33.7	0.4293	0.4
	田湾 1 号机组	0.3819	0.3785	83.4	77.6	49%	29.5	0.4163	1.4
	田湾 2 号机组	0.3819	0.3785	83.4	77.6	49%	29.5	0.4163	1.4
	田湾 3 号机组	0.3402	0.3785	88.6	82.4	49%	29.6	0.4163	1.5
	田湾 4 号机组	0.3402	0.3785	88.6	82.4	49%	29.6	0.4163	1.5
	田湾 5 号机组	0.3402	0.3785	88.0	81.8	49%	29.4	0.4163	1.5
福建	田湾 6 号机组	0.3402	0.3785	88.0	81.8	49%	29.4	0.4163	1.5
	福清 1 号机组	0.3613	0.3402	85.7	79.7	60%	27.8	0.3742	1.6
	福清 2 号机组	0.3407	0.3402	85.7	79.7	60%	27.1	0.3742	1.6
	福清 3 号机组	0.3123	0.3402	85.7	79.7	60%	26.2	0.3742	1.6
	福清 4 号机组	0.3288	0.3402	85.7	79.7	60%	26.8	0.3742	1.6
	福清 5 号机组	0.3487	0.3402	91.4	85.0	15%	29.5	0.3742	0.4
海南	福清 6 号机组	0.3487	0.3402	91.4	85.0	15%	29.5	0.3742	0.4
	海南 1 号机组	0.3613	0.3923	51.2	47.6	15%	17.4	0.4316	0.3
海南	海南 2 号机组	0.3613	0.3923	51.2	47.6	15%	17.4	0.4316	0.3
合计				1866	1736	41.4%	629.1	——	26.7

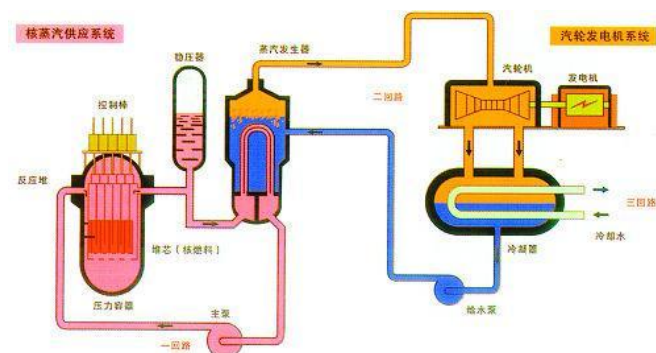
数据来源：西南证券测算。注：江苏、福建、海南省参与市场化比例均为假设值

2.3 技术牌照共筑高壁垒，行业呈现双寡头格局

核电技术壁垒突出，全面迈入三代核电。核电技术迭代更新，目前三代技术是全球主流，仅有六个国家具备出口三代机组实力，我国三代核电技术成熟，已成为真正掌握自主三代核电技术的国家，且正在大力研发四代核电，四代技术中的石岛湾高温气冷堆核电站有望在 2022 年投运。公司的三门机组（AP1000）、田湾 3、4 号机组（VVER-1200）和福清 5、6

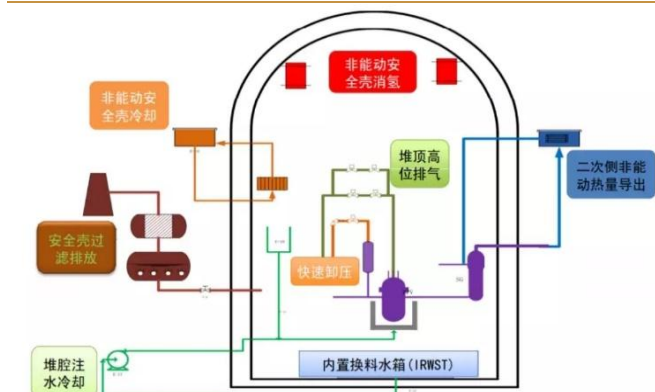
号机组(HPR1000)都是第三代核电技术,目前在建的6台机组皆是应用了第三代核电技术。就三代技术中的华龙一号(HPR1000)而言,反应堆采用能动技术和非能动技术相结合的双保险控制系统,能有效抵御地震等不可抗力因素,最大程度上保障核电安全性。其中非能动系统主要有三部分,首先是能及时冷却堆芯的冷却水箱,其次是可将氢气转化为水,防止氢气爆炸的消氢装置,最后是不仅能抵抗撞击,还能防止放射性物质泄漏的双层外壳。

图 22: 核能发电系统结构图



数据来源: 中国核电网, 西南证券整理

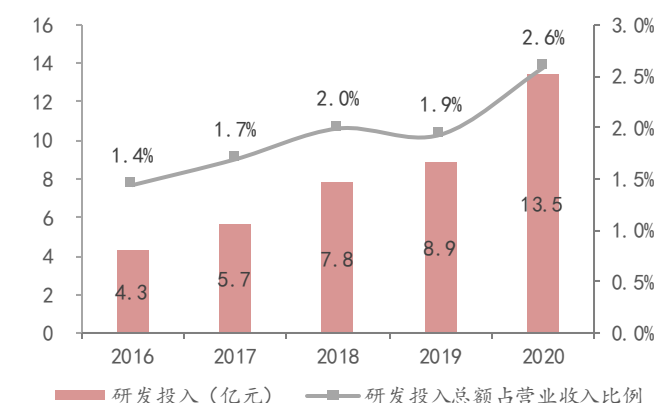
图 23: “华龙一号”缓解危险事故策略图



数据来源: 中国军网, 西南证券整理

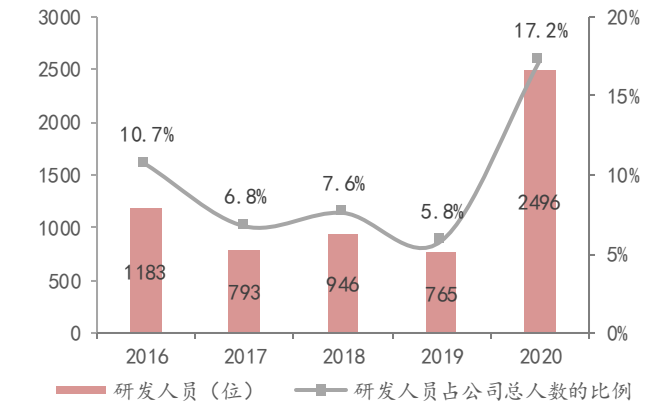
公司研发投入持续加大, 布局技术服务产业。2020 年加大研发力度, 将技术服务作为新的经济增长点进行培育, 积极开拓技术服务市场, 延伸产业价值链, 累计新签技术合同金额超 11 亿元, 研发投入营收占比达到 2.6%, 研发人员占公司总人数比重为 17.2%, 均为历史最高水平。公司技术服务已经初具品牌效应, 获得业内一致认可。根据公司年报披露, 核技术服务 2020 年创收 8.1 亿元, 打造了一批 2000 多名专业核电运维团队, 推出多款具有核电特色的技术服务产品, 累计新签技术合同金额超 11 亿元。根据公司“十四五规划目标”, 预计到 2025 年核技术服务实现产值翻番。

图 24: 2020 年公司研发投入占营收 2.6%



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 25: 2020 年公司研发人员数量占比增至 17.2%



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

公司推进建设小型堆“玲珑一号”, 战略布局优势凸显。传统大型核电技术主要用于发电, 而小型堆则可用于供电热汽、海水淡化、制氢, 将核能综合利用, 将充分释放核能多用途利用潜能, 推进协同创新, 构建小型堆与新能源协同的电源结构, 作为稳定且灵活性强的基荷能源和间歇性的风光互补, 组成稳定的分布式能源系统。目前全球多个国家正在积极研发和

开展商业化工作, 加紧推进小堆进程。截止 2021 年末已有 19 个国家正在开发或建设至少 70 座小型堆, 目前全球仅俄罗斯的罗蒙诺索夫号已投运, 中国石岛湾高温气冷堆和阿根廷 CAREM-25 有望在两年内投运; 美国“NuScale”和“mPower”, 俄罗斯“KLT-40S”和“MBIR”、日本“IMR”, 韩国“SMART”, 英国、加拿大、乌克兰等国都在加紧各自正处于研发设计、许可申请、开工建造的小堆进程。公司的三代核电技术“玲瓏一号”成为全球首个陆上商用模块化小堆, 已经开工建设, 据公司公告披露预计 2026 年建成。此外公司已加入三代核电技术“国和一号”产业链联盟, 集团大西北的矿区用地也有潜在开发可能, 公司具有风光资源优势, “核电+风光”的战略布局优势突出, 公司将有机会一直拥有持续合理利润。

图 26: 公司“玲瓏一号”开工建设



数据来源: 中核集团, 西南证券整理

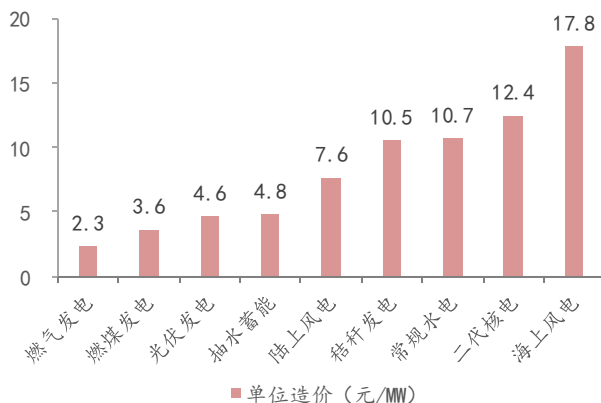
图 27: 田湾 200 万千瓦光伏示范项目开发投资协议签署现场



数据来源: 中核汇能, 西南证券整理

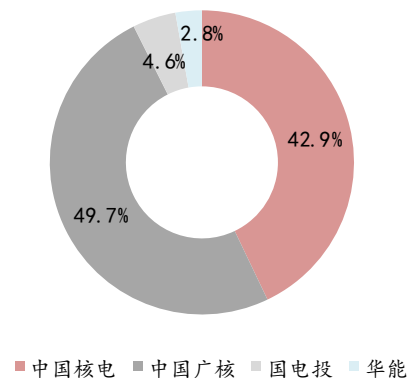
技术和牌照造就高壁垒, 行业呈现双寡头格局。对比不同电源 2020 年的单位投资成本, 二代核电的单位投资成本 12.4 元/MW, 公司三代核电单位造价 16.6 元/MW, 仅次于海上风电的单位投资成本, 核电行业重资产, 对资金要求较高。随着核电技术的迭代进步和设备制造国产化率的提高, 核电造价有望进一步下降。此外对技术和安全要求也较高, 核电业主资质严格, 目前我国仅有四家拥有核电运营牌照, 根据中国核能行业协会发布的《全国核电运行情况 (2021 年 1-12 月)》显示, 截止 2021 年末, 中国核电、中国广核、国电投和华能装机容量占比分别为 42.9%/49.7%/4.6%/2.8%, 其中中国核电和中国广核市场份额合计超 90%, 行业高度集中, 呈现双寡头格局。

图 28: 2020 年二代核电单位投资成本达 12.4 元/MW



数据来源: 中电联, 西南证券整理

图 29: 中核和中广核市场份额合计超 90%



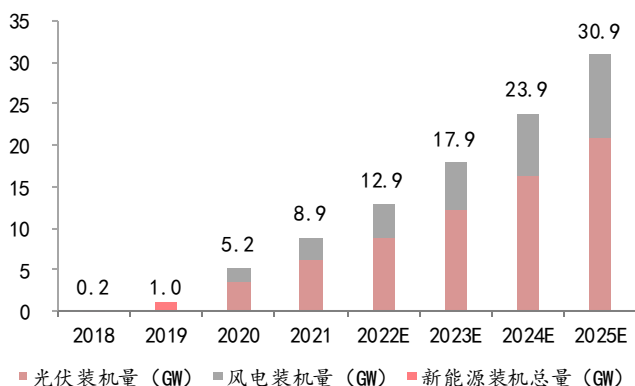
数据来源: 中国核能行业协会, 西南证券整理

3 风光业务接力高增长，双核驱动协同效应强

3.1 新能源装机高速提升，打造第二增长曲线

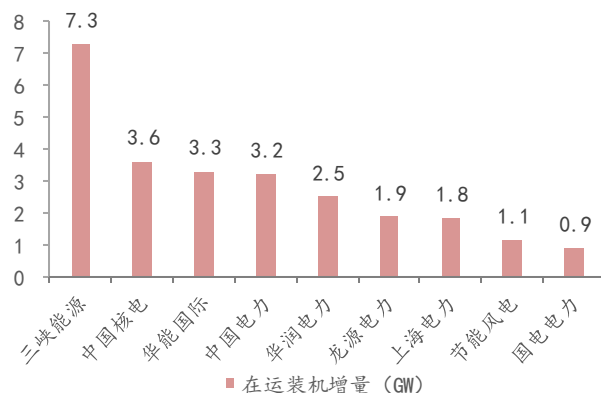
十四五规划风光装机 30GW，2021 年新增 3.6GW 装机。公司收购中核汇能后，实现资源整合，注入新能源资产，构建新能源平台，大力推动风光装机规模扩张。2021 年公司新能源在运装机量 8.9GW，同比大增 69%，根据我们测算，预计 2025 年新能源装机容量将达到 30.9GW，增长空间广阔。此外，母公司出具了避免同业竞争承诺函，奠定了国内唯一核电与新能源同一上市平台的地位。依托着基地原有的滩涂矿区优势，进行风光布局，公司在新能源领域有着可观发展空间，2021 年公司新增风光装机达 3.6GW，仅低于三峡能源。

图 30：公司 2025 年风光装机量将达 30.9GW



数据来源：公司年报，西南证券整理。注：数据预测详见后文

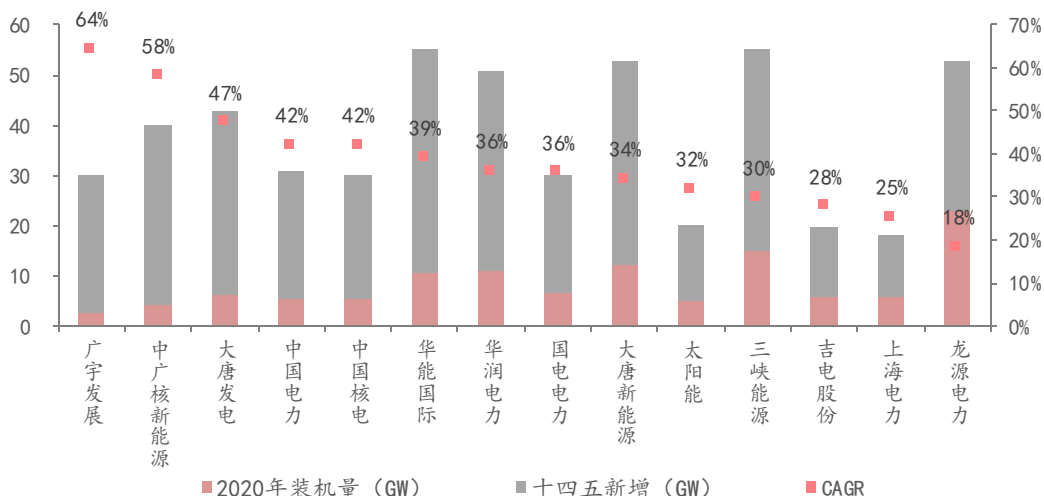
图 31：公司 2021 年新增风光装机 3.6GW 位居行业前列



数据来源：公司公告，西南证券整理

十四五风光装机规划 CAGR 达 42%，位居行业前列。根据各新能源运营商十四五规划，中国核电十四五风光装机的 CAGR 达 42%，公司牢牢抓住新能源发展机遇期，风光装机容量大幅增加，CAGR 同行中排名较前。

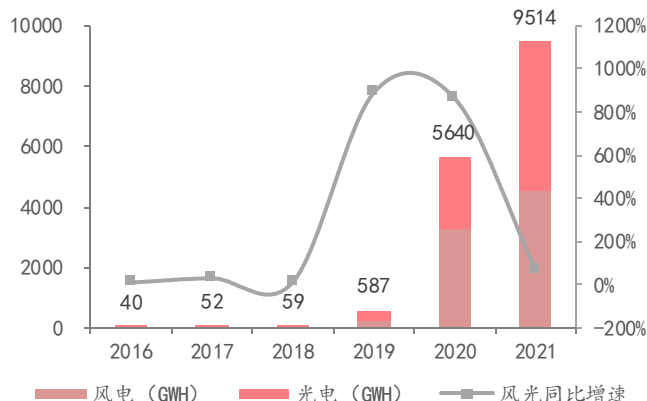
图 32：公司风光装机十四五规划 CAGR42%位居行业前列



数据来源：公司公告，公司业绩交流会，西南证券整理

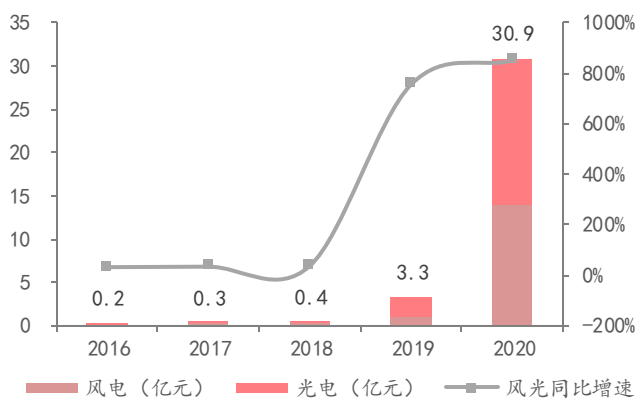
通过收购中核汇能，新能源业务实现跨越式发展。公司高度重视清洁能源产业的发展，收购母公司旗下的中核汇能公司以后，公司新能源发电量和电量收入实现跨越式增长，2021年新能源电量同比增长 69%至 9514GWh，2020 年公司新能源电量收入同比增长 850%至 30.9 亿元，新能源装机量的大幅增长拉动公司发电量和发电收入的高速增加，未来装机的稳步提升将会是公司经济增长的重要支撑。

图 33：2021 年公司新能源发电量达 9514GWh (+69%)



数据来源：公司年报，西南证券整理

图 34：2020 年公司新能源电量收入达 30.9 亿元



数据来源：公司年报，西南证券整理

公司依托集团优势，资源获取能力强。各省市聚焦“双碳”战略目标，积极推进清洁能源产业布局，调整能源结构。依托集团的核工业全产业链优势，公司的“核电+新能源”式清洁能源布局紧抓“十四五”清洁能源发展机遇，发展空间宽广。公司先后与多地洽谈并签署协议，携手走出绿色发展新道路。

表 7：公司近期新能源项目合作情况

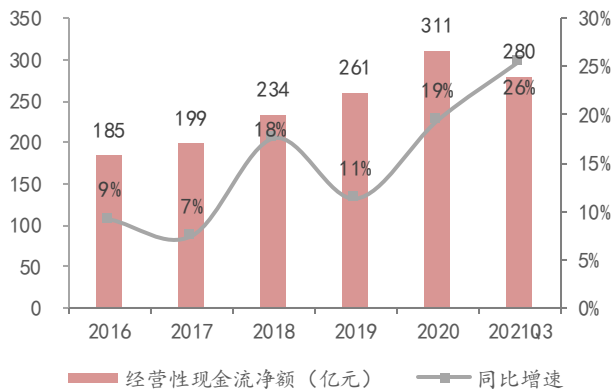
时间	合作方	合作内容
2020 年 11 月 5 日	宁夏回族自治区同心县	中核汇能有限公司与宁夏回族自治区同心县人民政府签署战略合作框架协议。集团公司综合部、中核汇能、同方股份、(西北)市场开发部等有关负责人参加了相关活动。
2020 年 11 月 9 日	贵州省	省能源局与中核汇能有限公司（简称中核汇能）签署战略合作协议，双方将在新能源和可再生能源领域不断深化合作。
2021 年 1 月 19 日	宁夏吴忠市利通区	中核汇能有限公司与吴忠市利通区人民政府、中核兰铀、中环高科共同签署战略合作协议。
2021 年 2 月 4 日	宁夏回族自治区中卫市	中核汇能与中卫市就清洁能源产业配套一体化发展达成共识，并签署战略投资协议。许钧才表示公司将加大对全产业链、核小堆等方面的投资。
2021 年 4 月 26 日	江苏连云港	中核汇能与连云港签订田湾 2GW 滩涂光伏示范项目，落实中核集团与江苏省战略合作协议，在连云区形成了“核能+新能源+环保+科技创新”的具有中核特色的一体化解决方案
2021 年 6 月 3 日	吉林省	双方签订《吉林省人民政府与中国核工业集团有限公司合作框架协议》，协议指出大力推进核能综合利用、新能源开发、核技术应用等产业的布局与发展。吉林省委、省政府相关部门负责人，集团公司综合部、东北市场开发部、中国核电等有关部门和单位负责人参加了活动。
2021 年 6 月 10 日	福建漳州市	鉴衡认证中心与漳州市人民政府、中核汇能有限公司签署了三方战略合作框架协议。
2021 年 11 月 4 日	广东省佛冈县	签署“农光旅”新能源产业项目合作协议，中核汇能党委书记、董事长肖亚飞，佛冈县委副书记、县长江红平代表双方签约。
2021 年 11 月 26 日	青海省海北藏族自治州	海北藏族自治州人民政府与中核汇能签订战略合作协议。集团产业开发与国际合作部、青海市场开发部、中核汇能等有关负责人参加了活动。

数据来源：公司官网、北极星网，西南证券整理

3.2 资金充沛，稳定现金流推动业务协同发展

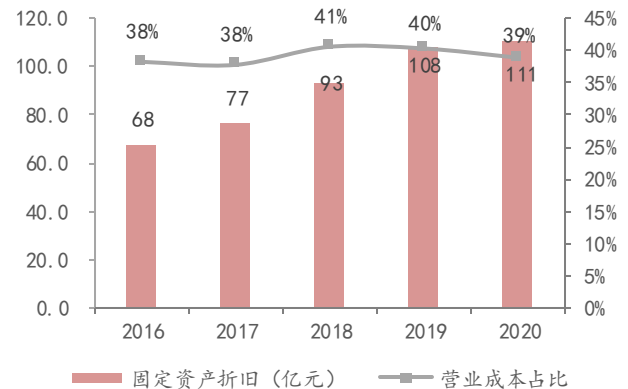
资金实力较强，保障公司战略实施。公司近年经营性现金流净额保持稳定的高速增长，2019-2021Q3 公司经营性现金流净额分别为 261/311/280 亿元，增速分别为 11%/19%/26%。公司固定资产/营业成本占比较大且稳定，2019-2021Q3 固定资产折旧分别为 93/108/111 亿元，固定资产/营业成本占比分别为 41%/40%/39%，有微降趋势。公司项目一般折旧年限都会低于机组使用年限，待机组折旧年限到期后，预计后期会迎来净利润大幅增长，公司现金流稳定增长，总体资金实力较强，有利于战略实施，投建新能源项目，抢占新能源高地。

图 35：公司经营性现金流净额及同比增速



数据来源：wind，西南证券整理

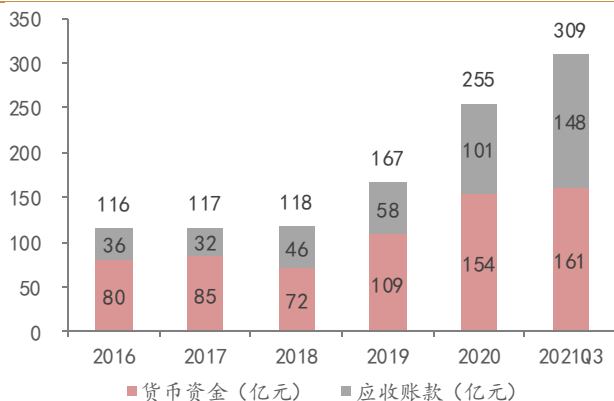
图 36：公司固定资产折旧及营业成本占比



数据来源：公司年报，西南证券整理

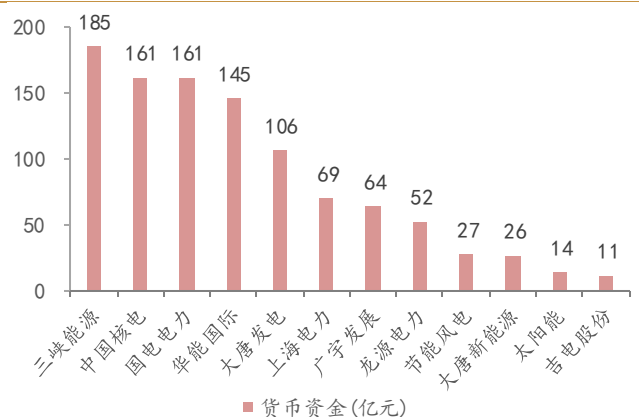
公司货币资金充沛，叠加应收款若得到发放，将大力助推新能源项目投资。2021Q3 末公司拥有货币资金 161 亿元，资金充沛，另有应收账款 148 亿元，增加主要是因为公司发电量增加和新能源规模增加导致的补贴款增加，国务院在《关于 2021 年中央和地方预算执行情况与 2022 年中央和地方预算草案的报告》中明确提出“推动解决可再生能源发电补贴资源缺口”，有望解决补贴回流问题。2021 年 Q3 公司货币资金达 161.2 亿元，大幅领先同行，在电力公司中资金量占有优势，能充分支撑新能源项目投资，进一步提高公司盈利质量。

图 37：2021Q3 公司货币资金和应收款分别为 161/148 亿元



数据来源：wind，西南证券整理

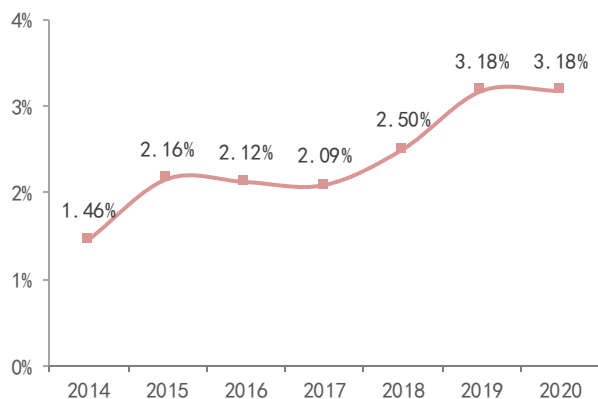
图 38：2021Q3 同行货币资金对比



数据来源：wind，西南证券整理

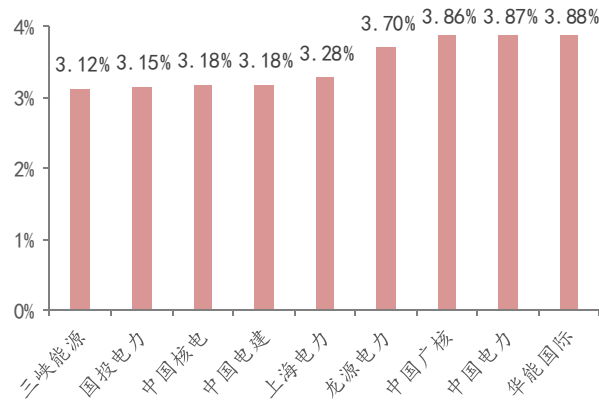
公司融资优势明显，利于新能源扩张。公司在 2018 年以前融资成本保持在 2.5% 以下，2019、2020 年融资成本有所上升，主要因为 2018 年投产了 4 台机组，导致利息费用全部费用化及公司发行了可转债等。公司融资成本在绿电板块中有一定相对优势，处于相对低位，融资成本较低，融资能力较好，利于公司十四五期间风光业务的扩张。

图 39：2020 年公司融资成本为 3.18%



数据来源：wind，西南证券整理

图 40：2020 年公司融资成本处于同行较低水平



数据来源：wind，西南证券整理

发债成本逐年降低，利于增强新能源项目盈利能力。根据公司从 2020 年至今为止的债券募集说明书披露数据表示，同为 3 年期的债券，公司的票面年利率一直降低，从 2020 年 9 月的 4.27% 降到 2022 年 3 月份的 2.84%，发债成本的下降有利于增加公司新投产的新能源项目的净利润，提高项目盈利质量。

表 8：2020 年-2022 年 3 月债券发行情况

证券简称	发行日	到期日	期限	发行规模 (亿)	票面年利率 (%)
22 核能电力 MTN001	2022-03-04	2025-03-07	3 年	24	2.84
21 核能电力 MTN002A	2021-11-03	2024-11-05	3 年	26	3.12
21 核能电力 MTN002B	2021-11-03	2026-11-05	5 年	10	3.44
21 核能电力 MTN001	2021-04-27	2024-04-29	3 年	20	3.45
20 核电 Y5	2020-11-13	2022-11-16	2 年	10	3.78
20 核电 Y3 品种一	2020-10-21	2022-10-22	2 年	30	3.94
20 核电 Y2	2020-09-15	2023-09-16	3 年	30	4.27
20 核电 Y1	2020-08-04	2023-08-05	3 年	20	3.84

数据来源：公司公告，西南证券整理

我们对公司投建风光项目的资本性支出进行了测算：

假设 1：根据公司十四五规划，预计 2025 年末新能源装机容量达到 30GW，年均 5GW 增幅。公司 2021 年新增 3.7GW，按照这个趋势，我们假设公司 2022、2023、2024、2025 年新能源新增装机容量分别为 4、5、6、7GW，其中风光占比取 2021 年风光占比 1：3 进行测算。

假设 2：公司的新能源项目自有资金投入比例为 30%。

假设 3：根据《2021 年风电行业发展研究报告》中披露的各种发电成本的数据，假设 2022 年光伏系统初始投资成本 4.5 元/W，2022 年风电系统初始投资成本 6 元/W。

表 9：公司新能源项目资本性支出测算

年份	2022E	2023E	2024E	2025E
新增装机容量 (GW)	4.00	5.00	6.00	7.00
光伏新增装机容量 (GW)	2.67	3.33	4.00	4.67
风电新增装机容量 (GW)	1.33	1.67	2.00	2.33
光伏装机容量 (GW)	8.91	12.24	16.24	20.91
风电装机容量 (GW)	3.97	5.63	7.63	9.97
光伏系统初始投资成本(元/W)	4.50	4.40	4.30	4.20
风电系统初始投资成本(元/W)	6.00	5.75	5.25	5.00
光伏资本性支出 (亿元)	36.00	44.00	51.60	58.80
风电资本性支出 (亿元)	24.00	28.75	31.50	35.00
风光资本性支出合计 (亿元)	60.00	72.75	83.10	93.80

数据来源：西南证券测算

进一步对公司在建核电项目资本性支出进行测算：

假设 1：漳州 1、2 号机组单位造价参考公司 2020 年报披露数据计算。

假设 2：田湾 7、8 号机组和徐大堡 3 号机组单位造价参考 2019 年报中披露的同样作为 VVER-1200 机型的田湾 3、4 号机组数据测算。

假设 3：海南小型堆假设含平台及配套建设，约为 45000 元/千瓦。

表 10：公司在建核电项目资本性支出假设

在建核电项目	机型	机组容量 (万千瓦)	开工建设	预计投产	单位造价 (元/千瓦)	总资本性支出 (亿)
漳州 1 号机组	华龙一号	121.2	2019 年 10 月 16 日	2024	16631	201.6
漳州 2 号机组	华龙一号	121.2	2020 年 9 月 4 日	2025	16631	201.6
田湾 7 号机组	VVER-1200	126.5	2021 年 5 月 19 日	2026	18072	228.6
田湾 8 号机组	VVER-1200	126.5	2022 年 2 月 25 日	2027	18072	228.6
徐大堡 3 号机组	VVER-1200	127.4	2021 年 7 月 28 日	2026	18072	230.2
海南小型堆	ACP100	12.5	2021 年 7 月 13 日	2026	45000	56.3

数据来源：公司公告，西南证券测算

假设 4：根据 2020 年公司年报披露，漳州 1、2 号机组预计分别于 2024 年和 2025 年投产，两台机组已累计投资 107.3 亿元，假设累计投资金额均分，余下几年按照年均投资，漳州 1 号机组约 37.0 亿元，漳州 2 号机组约 29.6 亿元。

假设 5：根据公司公告披露，田湾 7、8 号机组预计分别于 2026 年和 2027 年投产，假设 6 年年均投资 38.1 亿元。

假设 6：根据公司公告披露，徐大堡 3 号机组预计 2026 年投产，2021 年至 2026 年共 6 年，假设资本性支出按照年均进行投资，约 38.4 亿元。

假设 7：根据公司公告披露，海南小型堆机组预计 2026 年投产，开工建设 6 年，假设按照年均投资，约 9.4 亿元。

表 11：公司核电项目资本性支出测算

年份	2022E	2023E	2024E	2025E
漳州 1 号机组资本性支出 (亿)	37.0	37.0	37.0	0.0
漳州 2 号机组资本性支出 (亿)	29.6	29.6	29.6	29.6
田湾 7 号机组资本性支出 (亿)	38.1	38.1	38.1	38.1
田湾 8 号机组资本性支出 (亿)	38.1	38.1	38.1	38.1
徐大堡 3 号机组资本性支出 (亿)	38.4	38.4	38.4	38.4
海南小型堆资本性支出 (亿)	9.4	9.4	9.4	9.4
核电项目总资本性支出 (亿)	190.5	190.5	190.5	153.5

数据来源：西南证券测算

4 盈利预测与估值

4.1 盈利预测

我们对公司盈利预测的关键假设如下：

装机容量：根据公司核电机组预期投产时间和十四五规划预测，预计公司 2021-2023 年总装机容量分别为 31.4/36.6/41.6GW，其中核电装机容量随着核电机组的投产稳定增长，而新能源按照十四五规划增速迅猛。

利用小时数：根据机组历史数据、用电需求预期等进行预测。

上网电量：根据公司各业务预测装机容量和利用小时数计算得出。预期核电部分上网电量温和增长，而新能源上网电量因新能源业务的爆发式增长而大幅增长。

电价：结合各省市公布的市场化电价和各核电机组的核定电价预测。

表 12：2021-2023 年公司盈利预测关键假设

年份	2020A	2021E	2022E	2023E
装机量 (GW)				
核电	20.2	22.5	23.7	23.7
风电	1.8	2.6	4.0	5.6
光伏	3.5	6.2	8.9	12.2
利用小时数 (GW)				
核电	7621	7871	7871	7950
风电	1863	1727	1850	1850
光伏	678	796	900	950
上网电量 (亿 kwh)				
核电	1381.0	1617.5	1736.0	1751.5
风电	32.7	45.5	73.4	104.2
光伏	23.7	49.7	80.1	116.3
电价 (元/kwh)				

年份	2020A	2021E	2022E	2023E
核电	0.350	0.345	0.362	0.366
风电	0.425	0.424	0.430	0.430
光伏	0.718	0.710	0.720	0.720

数据来源：公司公告，西南证券测算

基于以上假设，我们预测公司 2021-2023 年分业务收入、YOY 和毛利率如下表：

表 13：2020-2023 年公司盈利预测

百万元		2020A	2021E	2022E	2023E
核电	收入	48399	55815	62910	64106
	YOY	-	15.3%	12.7%	1.9%
	毛利率	44%	44%	45%	45%
风电	收入	1390	1929	3157	4482
	YOY	-	38.8%	63.6%	42.0%
	毛利率	55%	55%	56%	56%
光伏	收入	1699.0	3523.0	5770.6	8371.2
	YOY	-	107.4%	63.8%	45.1%
	毛利率	64%	64%	64%	64%
其他	收入	1083	1100	1100	1100
	YOY	-	1.6%	0.0%	0.0%
	毛利率	45.8%	41.1%	41%	41%
合计	收入	52276	62367	72937	78059
	YOY	-	19.3%	16.9%	7.0%
	毛利率	45.92%	46.23%	47.64%	48.29%

数据来源：公司公告，西南证券测算

4.2 相对估值

我们对公司核电和新能源业务进行分部估值。核电业务对标核电行业的中国广核，此外考虑到核电商业模式类似于水电，选取华能水电和长江电力作为可比公司，2022 年平均 PE 为 15.8 倍，公司核电业务 2022 年预计归母净利润 94.3 亿元，给予 16 倍 PE，对应市值 1509 亿元。新能源业务选取三峡能源、龙源电力、节能风电、吉电股份作为可比公司，2022 年平均 PE 为 19 倍，公司新能源业务 2022 年预计归母净利润 12.0 亿元，给予 20 倍 PE，对应市值 241 亿元。综合来看，公司 2022 年总市值为 1750 亿元，对应目标价为 9.28 元，首次覆盖给予“买入”评级。

表 14：可比公司估值表

行业分类	公司简称	总市值	归母净利润(百万元)			PE		
		(亿元)	2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E
核电	中国广核	1,257	9,733	10,528	11,861	16.24	11.94	10.60
水电	华能水电	1,118	5,838	6,633	7,112	20.32	16.85	15.72
	长江电力	5,285	26,447	28,473	30,946	19.52	18.56	17.08
平均值						18.69	15.79	14.47
新能源	三峡能源	1,620	5,634	7,706	9,605	38.08	21.02	16.87
	龙源电力	1,621	6,404	7,798	9,223	-	20.79	17.58
	节能风电	212	768	1,311	1,608	42.52	16.17	13.19
	吉电股份	184	450	1,018	1,361	56.31	18.09	13.53
平均值						42.52	19.02	15.29

数据来源：Wind，西南证券整理。注：股价数据取自 2022 年 4 月 14 日收盘价

5 风险提示

电价上涨不及预期、项目建设不及预期。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E	现金流量表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入	52276.45	62367.22	72937.41	78059.47	净利润	10947.14	14634.54	19362.19	21575.34
营业成本	28862.04	33532.30	38191.83	40361.79	折旧与摊销	11843.93	14157.86	16822.68	18710.35
营业税金及附加	604.53	723.46	802.31	819.62	财务费用	6960.36	8032.38	8204.12	8395.78
销售费用	63.44	75.06	88.06	94.23	资产减值损失	-225.61	-200.00	-200.00	-200.00
管理费用	2346.41	2712.97	2917.50	3122.38	经营营运资本变动	-6526.06	-1783.00	-4198.46	-1468.29
财务费用	6960.36	8032.38	8204.12	8395.78	其他	8128.01	2.52	43.16	2.95
资产减值损失	-225.61	-200.00	-200.00	-200.00	经营活动现金流净额	31127.77	34844.30	40033.69	47016.13
投资收益	141.49	152.00	172.00	192.00	资本支出	-25550.62	-35200.00	-35200.00	-35200.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	其他	-2016.76	-393.75	-399.77	-398.24
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	-27567.38	-35593.75	-35599.77	-35598.24
营业利润	13225.80	17643.04	23105.59	25657.67	短期借款	4344.90	35073.21	7936.49	-1148.70
其他非经营损益	-46.43	27.26	27.26	27.26	长期借款	-5269.79	0.00	0.00	0.00
利润总额	13179.37	17670.30	23132.85	25684.93	股权融资	7123.99	1392.91	0.00	0.00
所得税	2232.23	3035.76	3770.65	4109.59	支付股利	-1898.99	-1947.92	-2552.69	-3306.28
净利润	10947.14	14634.54	19362.19	21575.34	其他	-3992.08	-14868.60	-4004.12	-4145.78
少数股东损益	4951.69	6597.29	8728.53	9726.22	筹资活动现金流净额	308.03	19649.61	1379.68	-8600.76
归属母公司股东净利润	5995.45	8037.25	10633.67	11849.12	现金流量净额	3871.89	18900.16	5813.60	2817.13
资产负债表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E	财务分析指标	2020A	2021E	2022E	2023E
货币资金	15401.81	34301.97	40115.57	42932.71	成长能力				
应收和预付款项	14943.99	16726.79	19782.72	20959.61	销售收入增长率	13.48%	19.30%	16.95%	7.02%
存货	20172.63	23636.19	26954.62	28530.03	营业利润增长率	28.97%	33.40%	30.96%	11.05%
其他流动资产	1431.79	1307.12	1588.82	1678.93	净利润增长率	30.21%	33.68%	32.30%	11.43%
长期股权投资	3812.22	3862.22	3932.22	4022.22	EBITDA 增长率	12.30%	24.36%	20.83%	9.62%
投资性房地产	97.21	92.96	94.73	94.96	获利能力				
固定资产和在建工程	311919.39	332965.00	351345.79	367838.91	毛利率	44.79%	46.23%	47.64%	48.29%
无形资产和开发支出	3406.17	3465.03	3523.89	3582.75	三费率	17.92%	17.35%	15.37%	14.88%
其他非流动资产	10560.76	10998.43	11436.10	11873.77	净利率	20.94%	23.47%	26.55%	27.64%
资产总计	381745.97	427355.70	458774.46	481513.88	ROE	9.40%	12.21%	14.15%	13.89%
短期借款	12756.61	47829.82	55766.31	54617.61	ROA	2.87%	3.42%	4.22%	4.48%
应付和预收款项	12768.74	15974.53	17888.51	19093.67	ROIC	5.18%	6.06%	6.94%	7.15%
长期借款	175757.27	175757.27	175757.27	175757.27	EBITDA/销售收入	61.27%	63.87%	65.99%	67.59%
其他负债	63973.67	67981.41	72540.20	76704.11	营运能力				
负债合计	265256.30	307543.04	321952.29	326172.66	总资产周转率	0.14	0.15	0.16	0.17
股本	17456.02	17522.71	18848.93	18848.93	固定资产周转率	0.24	0.24	0.24	0.23
资本公积	17952.63	17952.63	17952.63	17952.63	应收账款周转率	6.57	6.02	6.17	5.85
留存收益	24747.02	30836.35	38917.33	47460.17	存货周转率	1.44	1.49	1.48	1.43
归属母公司股东权益	70462.21	67187.91	75468.88	84261.73	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	107.66%	—	—	—
少数股东权益	46027.46	52624.75	61353.28	71079.50	资本结构				
股东权益合计	116489.68	119812.66	136822.16	155341.22	资产负债率	69.49%	71.96%	70.18%	67.74%
负债和股东权益合计	381745.97	427355.70	458774.46	481513.88	带息债务/总负债	73.76%	75.02%	74.13%	72.82%
					流动比率	0.95	0.80	0.82	0.86
					速动比率	0.58	0.55	0.57	0.60
					股利支付率	31.67%	24.24%	24.01%	27.90%
					每股指标				
					每股收益	0.32	0.43	0.56	0.63
					每股净资产	6.18	6.36	7.26	8.24
					每股经营现金	1.65	1.85	2.12	2.49
					每股股利	0.10	0.10	0.14	0.18
业绩和估值指标	2020A	2021E	2022E	2023E					
EBITDA	32030.10	39833.28	48132.39	52763.80					
PE	24.14	18.01	13.61	12.22					
PB	1.24	1.21	1.06	0.93					
PS	2.77	2.32	1.98	1.85					
EV/EBITDA	10.31	9.00	7.52	6.82					
股息率	1.31%	1.35%	1.76%	2.28%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级

买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20% 以上
持有：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10% 与 20% 之间
中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 -10% 与 10% 之间
回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 -20% 与 -10% 之间
卖出：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 -20% 以下

行业评级

强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5% 以上
跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数 -5% 与 5% 之间
弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数 -5% 以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司客户中的专业投资者使用，若您并非本公司客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 A 座 8 楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路 32 号西南证券总部大楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	总经理助理 销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	黄滢	销售经理	18818215593	18818215593	hying@swsc.com.cn
	蒋俊洲	销售经理	18516516105	18516516105	jiangjz@swsc.com.cn
	崔露文	销售经理	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	陈慧琳	销售经理	18523487775	18523487775	chhl@swsc.com.cn
	王昕宇	销售经理	17751018376	17751018376	wangxy@swsc.com.cn
北京	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	王兴	销售经理	13167383522	13167383522	wxing@swsc.com.cn
	来趣儿	销售经理	15609289380	15609289380	lqe@swsc.com.cn
	王一菲	销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn
	王宇飞	销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
广深	郑龔	广州销售负责人 销售经理	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	陈慧玲	销售经理	18500709330	18500709330	chl@swsc.com.cn
	杨新意	销售经理	17628609919	17628609919	xy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn