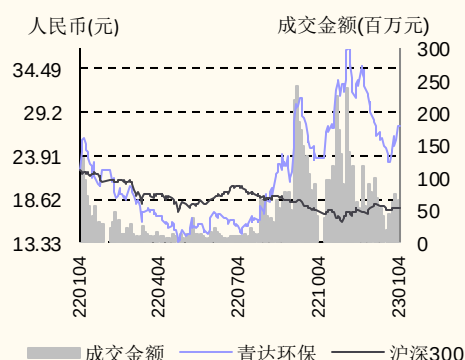


市场价格 (人民币): 27.50 元

目标价格 (人民币): 34.59 元

市场数据 (人民币)

总股本(亿股)	0.95
已上市流通 A 股(亿股)	0.62
总市值(亿元)	26.03
年内股价最高最低(元)	37.43/13.48
沪深 300 指数	3893
上证指数	3124

**火电扩建/改造如火如荼，共推业绩成长****公司基本情况 (人民币)**

项目	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入 (百万元)	558	628	732	1,023	1,343
营业收入增长率	5.36%	12.62%	16.54%	39.84%	31.23%
归母净利润 (百万元)	48	56	73	117	157
归母净利润增长率	3.08%	17.04%	29.74%	61.28%	33.85%
摊薄每股收益 (元)	0.672	0.590	0.766	1.235	1.653
每股经营性现金流净额	-0.63	-0.44	0.95	-0.83	-0.53
ROE (归属母公司) (摊薄)	9.51%	7.37%	8.91%	12.80%	14.87%
P/E	0.00	37.13	33.75	20.93	15.64
P/B	0.00	2.74	3.01	2.68	2.32

来源: 公司年报、国金证券研究所

投资逻辑:

- 灵活性改造需求释放利好脱硝业务，公司布局优势路线、客户可协同。
 - (1) 行业: 火电灵活性改造补偿机制逐步完善、部分地区回本周期降至 5~7 年，此外多省提出参与灵活性改造给予优先配置新能源开发指标，共同刺激转型压力较大的五大集团参与改造，“十四五”2 亿千瓦改造规划预计可完成 (对应改造需求约 500 台)。
 - (2) 公司竞争优势: 公司布局全负荷脱硝环节中的水旁路技术路线，更适用于深度调峰; 原有产品已进入五大集团设备供应链，具有大客户基础。21 年参与改造 15 台，预计 22~24 年分别改造 16/25/40 台，将充分受益于行业需求的释放。同时，随着调节深度要求逐步提升，产品单价有望随之提高。
- 新增火电超预期利好传统业务，公司优势产品受益。
 - (1) 行业: 火电保供与调节双重作用得到重新重视，火电投资升温; 根据未来用电负荷预测倒推得“十四五”期间有望新增煤电装机 2.8 亿千瓦。21 年/1~10M22 火电实际增量分别有 0.46/0.27 亿千瓦，对应未来三年煤机每年增量约 0.7 亿千瓦以上，相关节能环保设备的增量需求可观。
 - (2) 公司竞争优势: 干渣机路线技术更优、价值量更高，符合行业趋势。公司自研鳞斗式干渣机与应用于湿渣机的模锻链，解决热效率痛点、实现国产替代，具有产品竞争力。
- 拓展非电及脱硫废水处理新业务。公司 18~20 年非电行业营收占比分别为 20%/25%/20%，占比仍较小。目前钢铁行业超低排放改造已获政策关注，而非电领域对烟气治理技术要求高于电力行业，市场潜力较大。此外，新增火电装机进一步带来脱硫废水处理需求，公司自研技术有望受益。

投资建议与估值:

- 受益于火电扩建与灵活性改造带来的设备端增量需求，公司传统业务及全负荷脱硝业务齐发力、推动营收高增; 产品结构变化带来综合毛利率提升。预计 22~24 年营收分别为 7.3/10.2/13.4 亿元，归母净利润分别为 0.7/1.2/1.6 亿元，对应 EPS 为 0.77/1.24/1.65 元。给予公司 23 年综合 PE 28 倍，目标价 34.59 元; 给予公司“买入”评级。

风险提示:

- 火电新建装机规模不及预期、火电灵活性改造进度不及预期、非电及脱硫废水处理新业务拓展不及预期风险、近期限售股解禁风险等。

许隽逸 分析师 SAC 执业编号: S1130519040001
xujunyi@gjzq.com.cn

内容目录

1、深耕火电节能环保，乘灵活性改造东风	4
2、火电灵活性改造获政策支持，设备端受益	7
2.1 改造需求明确，宽负荷脱硝重要性突出	7
2.2 容量补偿+优配新能源指标，刺激改造积极性	9
2.3 公司布局优势路线，“五大集团”客户可协同	13
3、火电扩建，传统业务增长不容忽视	16
3.1 火电扩建规模或超预期，公司自研产品受益	16
3.2 横向拓展非电领域及脱硫废水处理新业务	19
4、盈利预测与投资建议	20
4.1 盈利预测	20
4.2 投资建议及估值	22
5、风险提示	23

图表目录

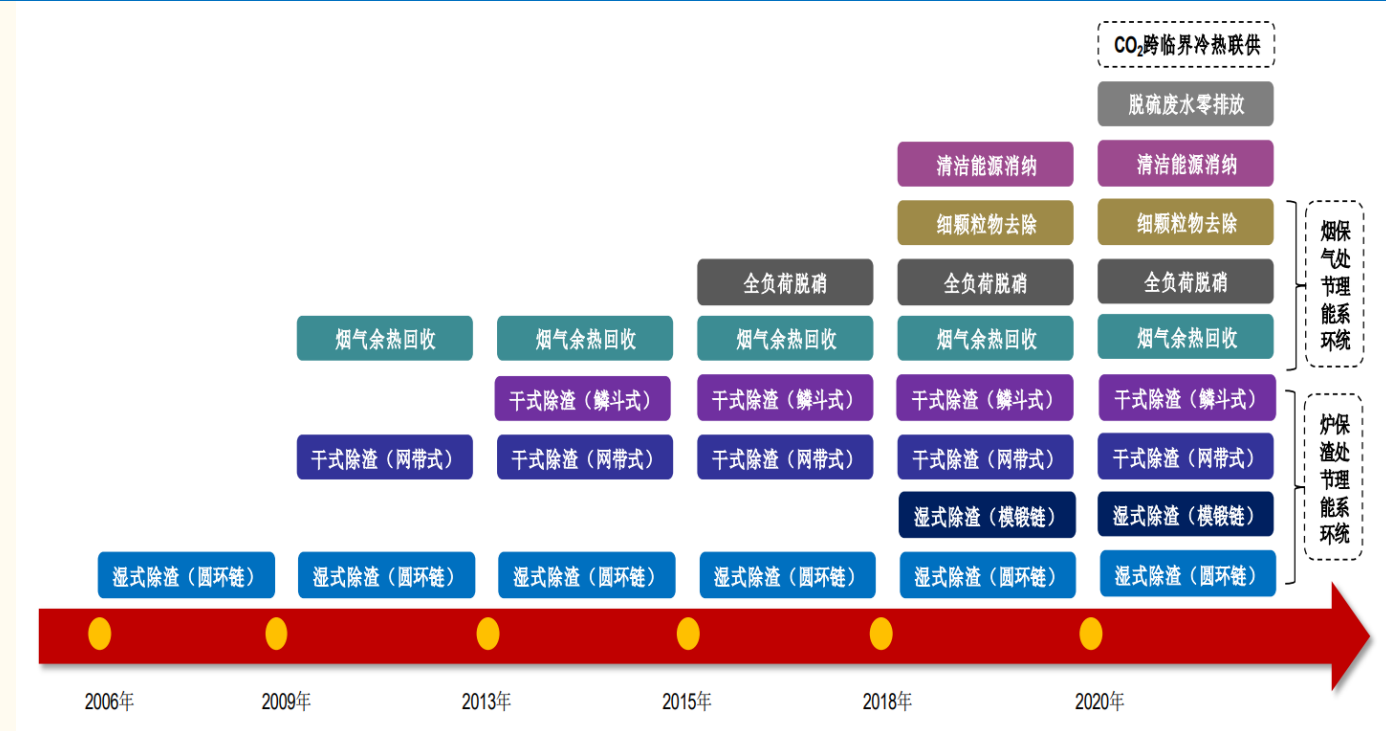
图表 1：公司业务拓展进程	4
图表 2：公司主要产品及用途、看点	4
图表 3：2018~1H22 公司分业务营收及传统业务占比情况（百万元，%）	5
图表 4：政策导向逐步由“节能减排”向“鼓励灵活性改造”转变	5
图表 5：2018 年至 2022 年前三季度公司营业收入情况	6
图表 6：2018 年至 2022 年前三季度公司利润情况	6
图表 7：火电灵活性改造涉及全负荷脱硝业务营收高增	6
图表 8：2018~2021A 公司分产品毛利率情况	7
图表 9：2018~2022H1 公司毛利率、净利率情况	7
图表 10：“十四五”各省市规划新能源装机（万千瓦）	7
图表 11：火电调节示意图	8
图表 12：某二次再热机组锅炉和某常规 1000 MW 一次再热机组锅炉 SCR 装置入口烟温随锅炉负荷变化曲线	8
图表 13：脱硝系统温度窗口对反应速率的影响	8
图表 14：350MW 湿冷机组在 THA 工况下汽轮机组绝对内效率随负荷率的变化规律	9
图表 15：350MW 湿冷机组在 THA 工况下发电标准煤耗（左轴），及相比满负荷工况的煤耗增长（右轴）	9
图表 16：火电灵活性改造所涉及设备环节	9
图表 17：“十三五”实际改造进度滞后于规划预期	10
图表 18：火电灵活性改造合理补偿的构成	10
图表 19：甘肃容量补偿规则下各主体分摊费用计算公式	11

图表 20: 甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造容量补偿标准.....	11
图表 21: 甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造机组（60 万千瓦机组）收益计算.....	11
图表 22: 多省份已出台依火电灵活性改造规模配置新能源开发指标的政策...	12
图表 23: 河南省火电灵活性改造对应配置新能源规模分布情况.....	12
图表 24: “十四五”期间灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测	13
图表 25: 脱硝工艺流程示意图.....	13
图表 26: 火电灵活性改造方案优劣势与示意图	14
图表 27: 五大发电集团“十四五”风、光装机规划的 CAGR 均值在 30%以上	14
图表 28: 公司客户覆盖主要火电企业	15
图表 29: 18~20 年公司前五大客户主要为五大发电集团、中国能建	15
图表 30: 近三年全负荷脱硝系统产品快速上量	16
图表 31: 电力行业供电煤耗控制目标已基本完成.....	16
图表 32: 火电迎来新一波投资高峰.....	17
图表 33: 干式除渣产品有优势，预计应用占比提升	17
图表 34: 鳞斗式干渣机实拍图.....	18
图表 35: 公司自研“穿透换热技术”示意图	18
图表 36: 公司自研模锻链替代进口圆环链.....	18
图表 37: 研发费率处于可比公司中领先水平.....	19
图表 38: 公司持续推进非电行业业务拓展.....	19
图表 39: 21 年煤炭消费构成中钢铁行业占比 17%	20
图表 40: 吨钢综合能耗改善效果显现.....	20
图表 41: 脱硫废水环保处理系统浓缩减量阶段示意图.....	20
图表 42: 公司营收及毛利率预测.....	21
图表 43: 可比公司估值情况（截至 23 年 1 月 4 日）	23

1、深耕火电节能环保，乘灵活性改造东风

- 公司于 2006 年成立，深耕电力行业火电节能环保设备的研发、制造与销售。成立之初，主营业务为湿式炉渣节能环保处理系统。为进一步开拓市场、扩大业务范围，顺应国家对电厂进行超低排放、节能减排改造等政策趋势，推出干式除渣设备，并与西安交大团队合作研发了低温烟气余热深度回收系统产品。2018 年，公司成功进入全负荷脱硝领域和清洁能源消纳领域，成为公司新的业务增长点。目前，公司已形成了较为完整的节能环保产业布局。

图表 1：公司业务拓展进程



来源：公司招股说明书，国金证券研究所

图表 2：公司主要产品及用途、看点

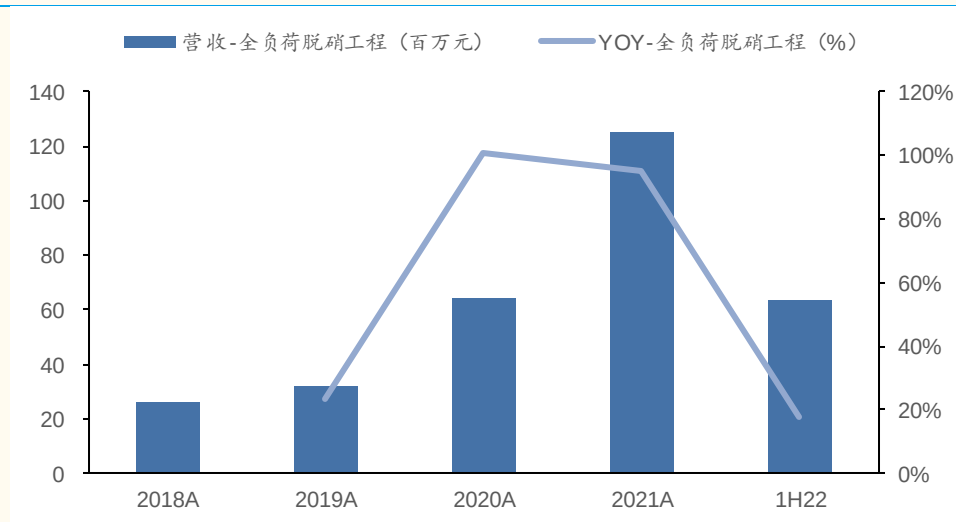
主要业务及产品		主要用途	业务看点
炉渣节能环保处理系统	干式炉渣处理系统	收集、破碎、冷却、输送、存储高温炉渣；高温炉渣余热回收降低锅炉煤耗；脱硫废水再利用和环保处理	火电新建机组及存量改造需求；冶金废渣处置需求
	湿式炉渣处理系统		
烟气节能环保处理系统	低温烟气余热深度回收系统	回收烟气余热降低锅炉煤耗、减少脱硫工艺用水，减少烟尘排放（布置在电除尘器前，实现低温静电除尘）	火电新建机组及存量改造需求
	细颗粒物去除系统	细颗粒物去除、有色烟羽及白色烟羽去除、减轻烟囱腐蚀	
	全负荷脱硝系统	火力发电机组灵活性调峰、锅炉低负荷脱硝	火电灵活性改造需求；电供热需求
清洁能源消纳系统	电极锅炉系统	火力发电机组灵活性调峰、煤改电、清洁供热、可再生能源消纳	
	蓄热器系统	火力发电机组灵活性调峰、清洁供热、能源消纳及热能储存	
脱硫废水环保处理系统	脱硫废水环保处理系统	收集、浓缩减量、输送、蒸发，实	废水处置需求

		现脱硫废水零排放处理；其它高盐 废水零排放处理	
--	--	----------------------------	--

来源：政府官网，国金证券研究所

- 政策驱动下，火电节能减排工作于“十三五”期间集中开展，当前传统业务增速放缓。近十年来，国家针对火电企业节能减排的政策力度逐渐加大，“十三五”期间明确新建煤电机组煤耗标准低于 300 克标准煤/千瓦时、要求实现超低排放，对应公司 18/19 年包括炉渣处理、低温余热回收、细颗粒物去除产品在内的传统业务营收占比 80%以上。近两年，由于新建煤电机组进度放缓，加上降煤耗、余热回收能够为电厂带来显著的经济效益，火电企业改造积极性较高，历经多年的大规模集中建设，节能改造已基本完成，市场需求减少。21 年传统业务营收增速仅 2.5%。往后看，新需求或由火电新一轮投资扩张以及非电行业节能减排要求贡献。

图表 3：2018~1H22 公司分业务营收及传统业务占比情况（百万元，%）



来源：公司公告、国金证券研究所

- 另一方面，新型电力系统转型催生“火电灵活性改造”需求，相关设备业务快速扩张。“十三五”期间火电灵活性改造试点便已开展，但由于改造本质是牺牲电厂发电的机会成本，来服务系统的调节需求，尤其是服务绿电消纳需求，因此电厂改造积极性并不高。当前，在绿电快速上量对灵活性调节资源提出刚性需求的大背景下，调峰辅助服务、容量电价等收益保障政策的陆续出台，灵活性改造需求释放。对应公司全负荷脱硝业务快速发展。

图表 4：政策导向逐步由“节能减排”向“鼓励灵活性改造”转变

日期	机构	政策名称	政策内容
2014.9	发改委、生态环境部、国家能源局	《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）》	到 2020 年，全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时
2015.12	发改委、生态环境部、国家能源局	《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》	全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造，到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放、全国新建燃煤发电项目原则上要采用 60 万千瓦及以上超超临界机组，平均供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时（以下简称克/千瓦时），到 2020 年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 310 克/千瓦时。
2016.6	国家能源局	《关于下达火电灵活性改造试点项目的通知》	确定丹东电厂等 16 个项目为提升火电灵活性改造试点项目
2019.4	生态环境部等五部委	《关于推进实施钢铁行业超低排放的意见》	到 2020 年底前，重点区域钢铁企业超低排放改造取得明显进展，力争 60%左右产能完成改造；到 2025 年底前，重点区域钢铁企业超低排放改造基本完成，全国力争 80%以上产能完成改造。
2020.5	国家能源局	《关于建立健全清洁能源消纳产销机制的指导意见（征求意见稿）》	构建以消纳能源为核心的清洁能源发展机制；加快形成有利于清洁能源消纳的电力市场机制；全面提升电力系统调节能力

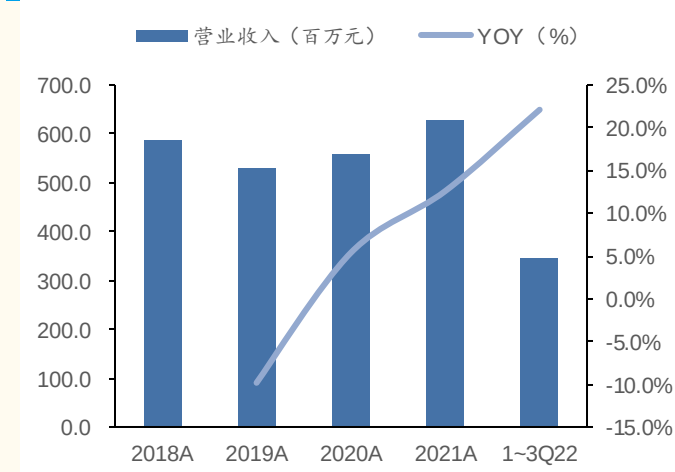
			力；着力推动清洁能源消纳模式创新；构建清洁能源消纳闭环监管体系。
2021.7	发改委、国家能源局	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励多渠道增加调峰资源。承担可再生能源消纳对应的调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。
2021.10	发改委、国家能源局	《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》	(1) 节煤降耗改造：到 2025 年，全国火电平均供电煤耗降至 300 克标准煤/千瓦时以下，“十四五”期间节煤降耗改造规模不低于 3.5 亿千瓦； (2) 供热改造：对具备供热条件的纯凝机组开展供热改造，“十四五”期间改造规模力争达到 5000 万千瓦。 (3) 火电灵活性改造：“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000~4000 万千瓦，促进清洁能源消纳。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模 1.5 亿千瓦。

来源：发改委、能源局、生态环境部官网，国金证券研究所

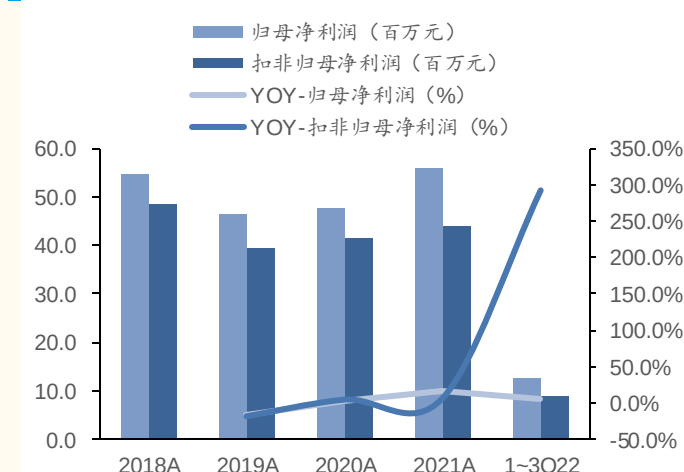
- 公司迎发展机遇，业绩增速扩大。由于公司近三年主营业务构成有所转变，传统业务占比连年下降，而单台价值量更大、毛利率水平更高的全负荷脱硝业务发展迅速，拉动营收、利润增长。1~3Q22 公司实现营收 3.5 亿元，同比+22.1%；实现归母净利润 1266 万元，同比+5.8%；扣非归母净利润 894 万元，同比+292.1%。去年同期非经常性损益较高，主因计入损益的政府补助达 1177 万元，且以一次性奖励金为主，今年大幅减少。

图表 5：2018 年至 2022 年前三季度公司营业收入情况

图表 6：2018 年至 2022 年前三季度公司利润情况

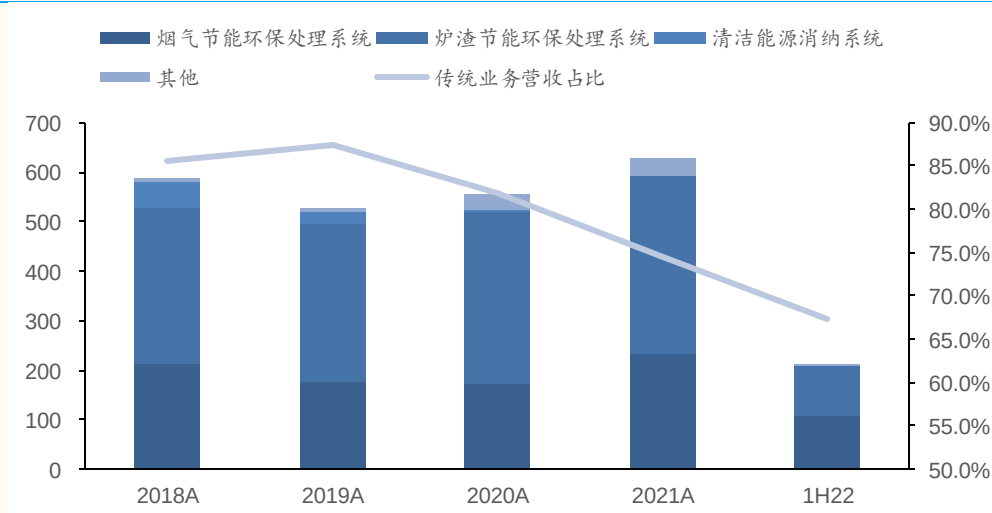


来源：公司公告、国金证券研究所



来源：公司公告、国金证券研究所

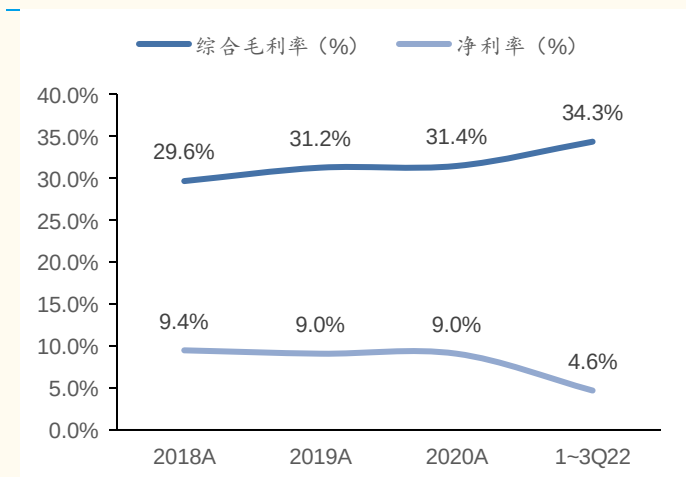
图表 7：火电灵活性改造涉及全负荷脱硝业务营收高增



来源：中电联、国金证券研究所

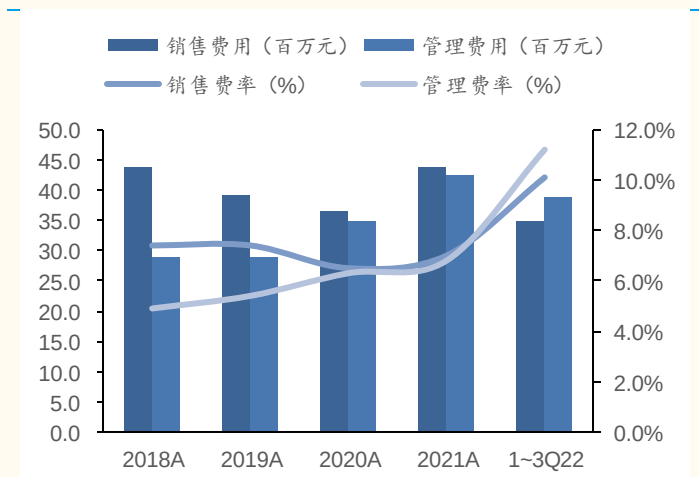
- 产品结构转变，促毛利率提升。19~21 年全负荷脱硝业务毛利率分别为 48.6%/34.3%/35.9%，相比传统业务平均约 32% 的毛利率水平高出约 3~4pct。随着高毛利业务占比的提升，综合毛利率存在上升空间。费用端具有季节性特征，近两年销售费率与管理费率趋于稳定。

图表 8：2018~2021A 公司分产品毛利率情况



来源：公司公告、国金证券研究所

图表 9：2018~2022H1 公司毛利率、净利率情况



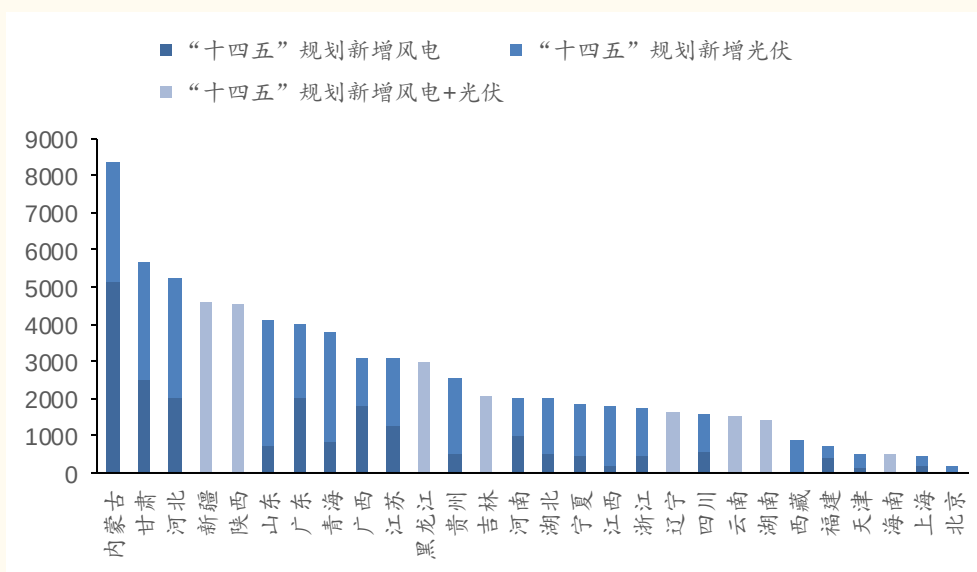
来源：公司公告、国金证券研究所

2、火电灵活性改造获政策支持，设备端受益

2.1 改造需求明确，宽负荷脱硝重要性突出

- “十四五”新能源装机或将超预期，带来灵活性资源配套需求。《“十四五”可再生能源发展规划》提出“十四五”期间，风电和太阳能发电量实现翻倍。假设年利用小时数维持不变，则与 2020 年装机水平相比，“十四五”期间新增风、光装机合计 534.9GW；从现有 28 省份发布的“十四五”新能源装机目标来看，合计值已达 728.6GW。新能源装机可能存在超预期，在短期不放松弃风弃光率 5% 的目标下，会进一步刺激与之配套的灵活性调节资源需求，以满足消纳目标。

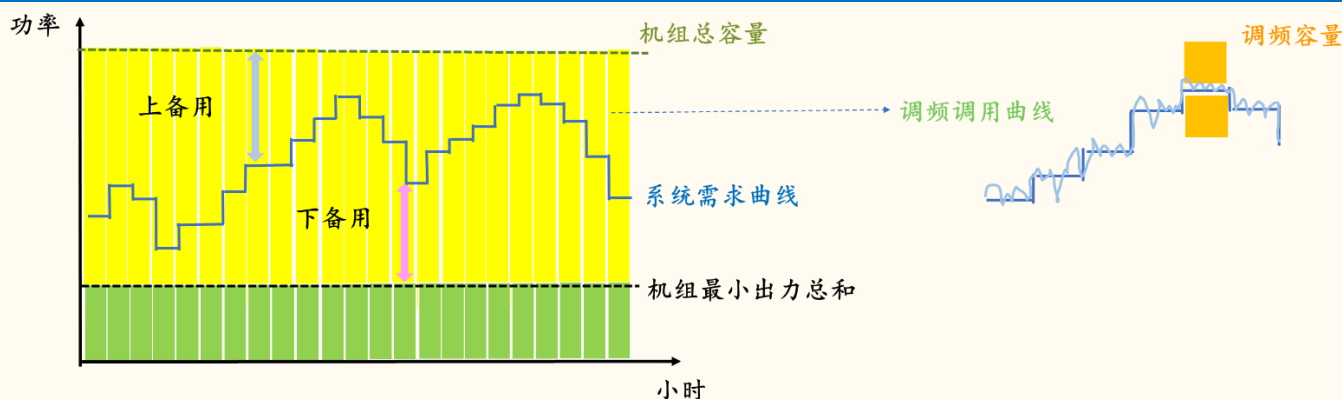
图表 10：“十四五”各省市规划新能源装机 (万千瓦)



来源：中电联、国金证券研究所

- 火电灵活性改造可使火电成为重要的灵活性调节资源。其三大核心目标包括降低最小出力、快速启停、快速升降负荷；其中降低最小出力，即向下调峰的能力是目前最主要的考核指标。
- ✓ 优势：相比储能设施具有较短的改造周期、较小的投资成本、较大的调节容量。（1）通常火电灵活性改造可利用春秋季节的大修期间完成，耗时随深调要求的不同，平均约为 30~50 天（分别对应深调比例 30%至 20%），而电化学储能/抽水蓄能建设周期分别需要 3~6 个月/8~10 年；（2）根据“十三五”火电灵活性改造项目投资情况，纯凝机组改造单位投资约 45 元/KW；供热机组按技术路线不同差异较大、约 22~180 元/KW，投资成本低于抽蓄电站；（3）单台 600/1000MW 的火电机组，假设深调比例 30%，则相对满负荷状态可多出 180/300MW 的容量空间，不及抽蓄电站，但相较电化学储能电站具有显著优势。

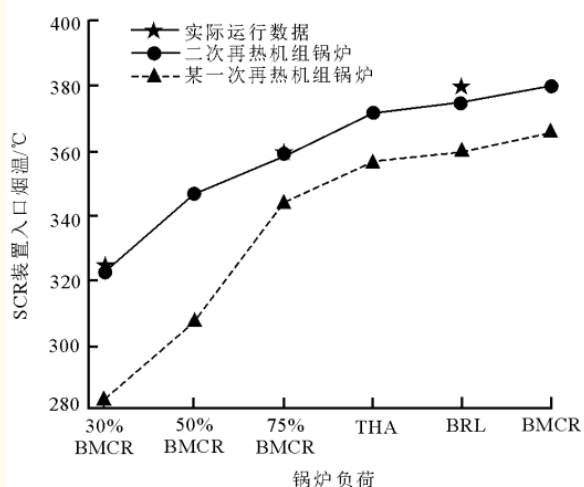
图表 11：火电调节示意图



来源：国金证券研究所

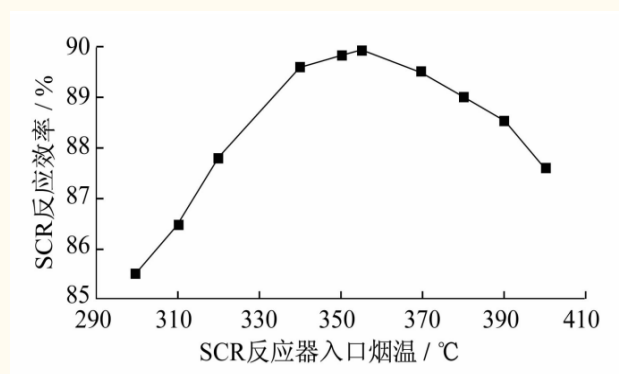
- ✓ 劣势：改造后低负荷运行带来低温脱硝新要求、同时煤耗提升带来运行成本上升。（1）国内大部分火电厂采用选择性催化还原脱硝技术（SCR），运行温度为 310~420℃，在锅炉切至低负荷运行时省煤器后烟温基本低于脱硝反应温度，此时 SCR 催化剂无法运行。（2）研究表明在负荷率调至 60%以下后，汽轮机组绝对内效率变化曲线变得陡峭，煤耗率迅速升高。负荷率深调至 20%，单位煤耗量将增加 24.3%。

图表 12：某二次再热机组锅炉和某常规 1000 MW 一次再热机组锅炉 SCR 装置入口烟温随锅炉负荷变化曲线



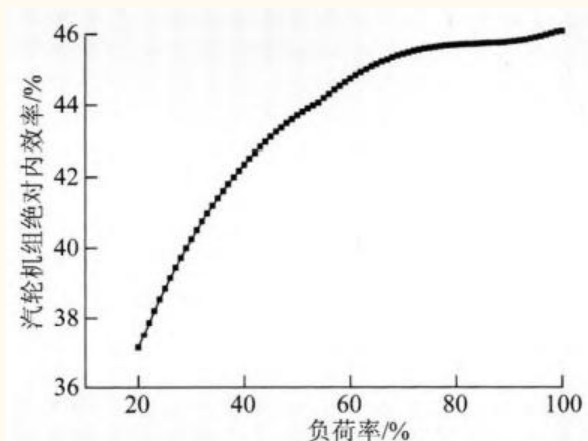
来源：《超超临界二次再热机组锅炉全负荷脱硝特性》，国金证券研究所

图表 13：脱硝系统温度窗口对反应速率的影响



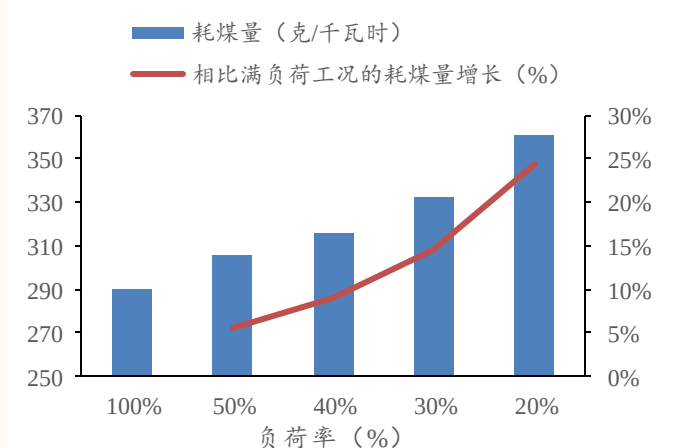
来源：《电厂宽负荷选择性催化还原脱硝技术改造》，国金证券研究所

图表 14：350MW 湿冷机组在 THA 工况下汽轮机组绝对内效率随负荷率的变化规律



来源：《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》，国金证券研究所

图表 15：350MW 湿冷机组在 THA 工况下发电标准煤耗（左轴），及相比满负荷工况的煤耗增长（右轴）



来源：《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》，国金证券研究所

- 由此，宽负荷脱硝改造是纯凝机组改造的重要一环，属于辅机系统改造。针对纯凝机组，主要改造措施包括锅炉本体水动力、壁温等性能核算，燃烧系统改造、宽负荷脱硝改造、控制系统优化等。宽负荷脱硝改造的价值量占比约 30%。
- 针对供热机组需考虑热电解耦，路径更多样。供热机组的调峰能力提升主要针对采暖期如何实现热电解耦运行，主要可选的技术路线是低压缸零出力方案和以热水蓄热为代表的储能方案。前者投资低、广泛适用于大部分热电机组，但仅能实现部分热电解耦，改造周期 2~3 个月；储能技术灵活性最好，当储能设备足够大时，可实现完全热电解耦，适用于对热电解耦程度较高的热电机组，但投资成本回收期较长，改造周期 3~6 个月。

图表 16：火电灵活性改造所涉及设备环节

机组类型	技术路线	
纯凝机组	机组整体运行优化	
	锅炉系统	
	汽轮机系统	
	发电机系统	
	辅机系统	三大风机优化改造
		空预器改造
		宽负荷脱硝改造（公司产品布局）
		控制系统优化改造
供热机组	低压缸零出力	
	储能技术	热水蓄热（蓄热罐，公司产品布局）
		抽汽蓄能
		固体蓄热
		电热锅炉（公司产品布局）
	高背压循环水供热	
	光轴供热	
	热泵供热	
	NCB 供热	

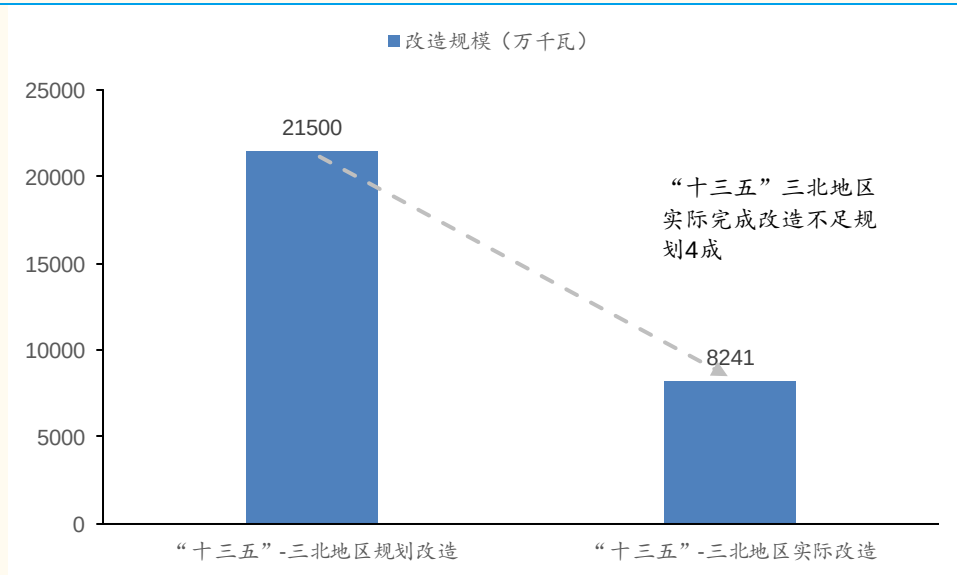
来源：《火电机组深度调峰补偿模型的研究》，国金证券研究所

2.2 容量补偿+优配新能源指标，刺激改造积极性

- “十三五”改造不及规划预期。《电力发展“十三五”规划》中指出“十三五”期间，“三北”地区热电机组灵活性改造约 1.33 亿 kW，纯凝机组改造约 8200 万 kW；其他地方纯凝改造约 450 万 kW。而国家电网数据显示“十三五”期间“三北”地区实际完成量 8241 万千瓦，改造进度滞后于规划预期。

- “十三五”改造积极性不高主因改造和参与调节带来的增量成本疏导路径不明确。过去除东北地区外，大部分地区配套调峰辅助服务补偿政策起步较晚，煤电机组灵活性改造将增加初始投资、运行费用（煤耗提升所致）等经济成本，近年来煤电企业持续亏损，缺乏合理补偿机制。具体来看，缺乏对辅助服务提供主体间性能差异的体现（调节深度指标）和标准化的电力辅助服务产品体系，且尚未建立用户侧参与的辅助服务分担共享机制。投资回报不确定性较高。

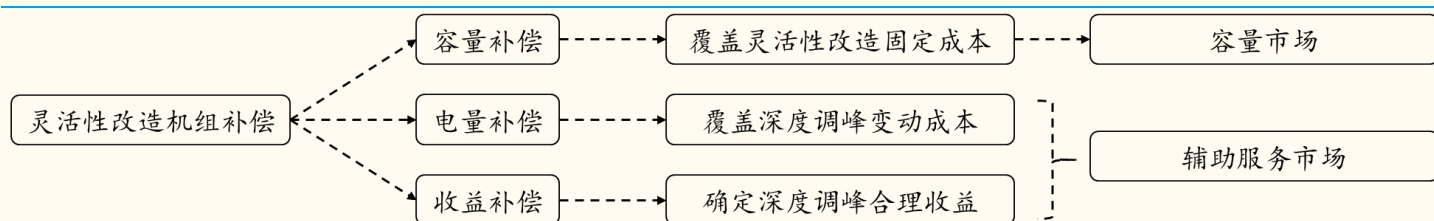
图表 17：“十三五”实际改造进度滞后于规划预期



来源：《电力发展“十三五”规划》、国家电网、国金证券研究所

- 当前补偿机制日趋合理：一方面，容量补偿机制用于覆盖灵活性改造的固定成本，不与实际调节电量挂钩，考察机组的可调节潜力；另一方面，通过向辅助服务受益方收取费用用于覆盖由深度调峰带来的增量变动成本（如煤耗增加产生的增量燃料成本等），并反映合理的调峰收益。进一步地，在此基础上引入市场机制，在灵活性调节资源缺乏的初级阶段使灵活性改造的价值得到充分体现，而在灵活性调节资源与新能源发展进度趋于平衡后鼓励竞价。

图表 18：火电灵活性改造合理补偿的构成



来源：《火电机组深度调峰补偿模型的研究》、国金证券研究所

- 以甘肃省于 9 月出台的《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》（下文简称“《规则》”）为例，提出建设本省容量市场的方案：调度机构以月度频率，考虑新能源装机/负荷预测/外送电预测后，发布调峰容量需求，由灵活调节资源通过竞价方式获得。该方案突破发电侧零和，实现调峰成本向用户传导，同时将调节深度指标纳入补偿依据。具体来看：
 - ✓ 分摊费用主要由电量占比决定，分配过程不存在先后顺序。《规则》明确了市场化电力用户与火电、新能源、水电这三类电源主体同时需按照电量占比来分摊调峰容量市场的月度补偿总费用（电源主体电量需进行修正，储能无需参与分摊），修正系数主要考虑对省内售电或外送电的溢价：若享受相对溢价，则修正后的分摊电量将高于实际电量。从 21 年情况来看，甘肃省年发电量约 1724.6 亿千瓦时，本省用电量约 1495 亿元，其余部分

外送，考虑市场化用电占比后预计费用分摊的计算基数为 2500~2700 亿千瓦时。

- ✓ 市场初期暂设用户侧月度辅助服务市场分摊电费上限为 0.01 元/KWh，超出部分不再进行分摊，多出费用不向电源主体转嫁，由调节主体承担。

图表 19：甘肃容量补偿规则下各主体分摊费用计算公式

$$\text{各主体分摊费用} = \frac{\text{各火电厂、新能源电厂、水电厂月度修正电量、市场化电力用户月度电量}}{(\text{省内参与分摊的所有火电厂} + \text{新能源电厂} + \text{水电厂} + \text{修正电量} + \text{所有市场化电力用户月度电量})} \times \text{调峰容量市场月度补偿总费用}$$

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》、国金证券研究所

- 容量补偿测算：以供热季 150 天、非供热季 215 天为标准，我们预计一台额定容量 60 万千瓦、实际出力可降至 30%的机组，在承担 50%义务内调节后，在 1/2/3 档分别有 60MW/30MW/30MW 容量可享受补贴，对应全年合计可享受补偿收益约 1178 万元，对应年单位补偿收益约 1963 万元/GW。
- 假设取纯凝和供热机组改造成本平均值 100 元/KW，对应 5~7 年可通过容量补偿覆盖改造成本（测算基于按标准上限获得补偿的假设）。

图表 20：甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造容量补偿标准

档位	机组出力区间	非供热季补偿标准上限（元/MW/日）	供热季补偿标准上限（元/MW/日）
1	额定功率 40%≤实际出力<额定功率 50%	10	300
2	额定功率 35%≤实际出力<额定功率 40%	200	500
3	额定功率 30%≤实际出力<额定功率 35%	350	700
4	额定功率 25%≤实际出力<额定功率 30%	600	1200
5	额定功率 20%≤实际出力<额定功率 25%	800	1600
6	额定功率 15%≤实际出力<额定功率 20%	1000	2000
7	额定功率 10%≤实际出力<额定功率 15%	1200	2400
8	额定功率 5%≤实际出力<额定功率 10%	1500	3000
9	额定功率 0%≤实际出力<额定功率 5%	1800	3600

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》、国金证券研究所

图表 21：甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造机组（60 万千瓦机组）收益计算

调节幅度	非供热季补偿标准	供热季补偿标准	实际出力（MW）	补偿区间涉及容量（MW）	非供热季补偿费用（万元/非供热季）	供热季补偿费用（万元/供热季）	两季补偿费用加总（万元/年）	各调节能力机组累计收益（各区间加总+两季加总）（万元/年）	单位收益（万元/GW/年）
50%	0	0	300	0	0	0	0	0	0
40%	10	300	240	60	13	270	283	283	472
35%	200	500	210	30	129	225	354	637	1062
30%	350	700	180	30	226	315	541	1178	1963
25%	600	1200	150	30	387	540	927	2105	3508
20%	800	1600	120	30	516	720	1236	3341	5568
15%	1000	2000	90	30	645	900	1545	4886	8143
10%	1200	2400	60	30	774	1080	1854	6740	11233
5%	1500	3000	30	30	968	1350	2318	9057	15095
0%	1800	3600	0	30	1161	1620	2781	11838	19730

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》，国金证券研究所

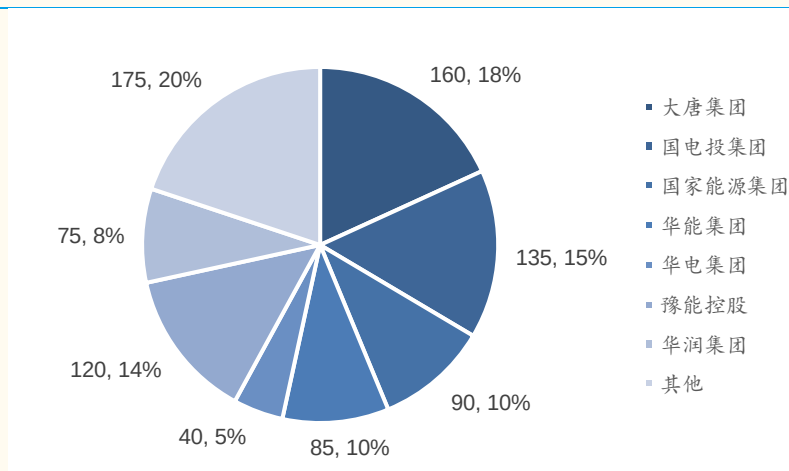
- 配置新能源开发指标，对存量火电规模庞大、转型目标明确的电力央企国企改造积极性刺激强。当前内蒙、河南、贵州已针对火电灵活性改造对应配置新能源开发指标出台了具体政策。总体来看，配置标准是根据机组承担50%义务内调节后，能够新增深调容量的1~2倍进行新能源配置。优质新能源项目具有稀缺性，从尽早锁定新能源项目的开发权角度来看，电力央企国企的改造积极性也较强。河南出台《通知》中显示：五大发电集团合计通过灵活性改造可配置新能源开发指标量占总量约58%。

图表 22：多省份已出台依火电灵活性改造规模配置新能源开发指标的政策

日期	机构	政策名称	政策内容
2022.8	内蒙古自治区能源局	《内蒙古自治区火电灵活性改造消纳新能源实施细则（2022年版）》	（1）自治区内发电集团统筹本区域内火电灵活性改造改造，整合新增调节空间，按照新增调节空间1:1确定新能源规模
2022.9	河南省发改委	《关于2022年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》（以下简称“通知”）	（1）煤电灵活性改造按照增加调峰能力（深调至额定功率的25%，视为增加机组规模10%的调节能力）的1.4倍配置新能源建设规模，对应配置新能源8.8GW
2022.11	贵州省能源局	《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施（征求意见稿）》	（1）保供煤电项目，优先通过多能互补模式配置风光资源； （2）现有煤电项目未开展灵活性改造，不配置新能源建设指标；现有项目/新建项目开展灵活性改造（应具备35%-100%负荷调节能力），按灵活性改造新增调峰容量（50%负荷以下的调节部分）的2倍配置新能源建设指标。

来源：相关省份发改委、能源局官网，国金证券研究所

图表 23：河南省火电灵活性改造对应配置新能源规模分布情况



来源：政府官网、国金证券研究所

■ “十四五”灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测：

- ✓ 结论：“十四五”期间灵活性改造总投资预计达 133.7~307.2 亿元，对应全负荷脱硝产品市场约为 30~98.6 亿元，中值假设下价值量占比近 30%。
- ✓ 假设：（1）基于《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》中提出的“十四五”期间完成 2 亿千瓦的火电灵活性改造目标作为中值，考虑各省容量电价政策力度不一、容量市场推进后实际竞价结果低于补贴标准上限，引发实际改造规模不及预期，设置 1.8 亿千瓦的低值；考虑“十三五”实际完成量较低，投资延后带来实际改造超预期，设置 2.3 亿千瓦的高值。

(2) 参考“十三五”期间机组改造的平均单位成本：低值为 74.3 元/KW、中值为 102 元/KW、高值为 133.6 元/KW。

(3) 假设平均单台容量介于大机组 600MW 与小机组 350MW（供热机组为主）之间。

(4) 参考公司全负荷脱硝产品的平均价格，中值为 1250 万元/台

图表 24：“十四五”期间灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测

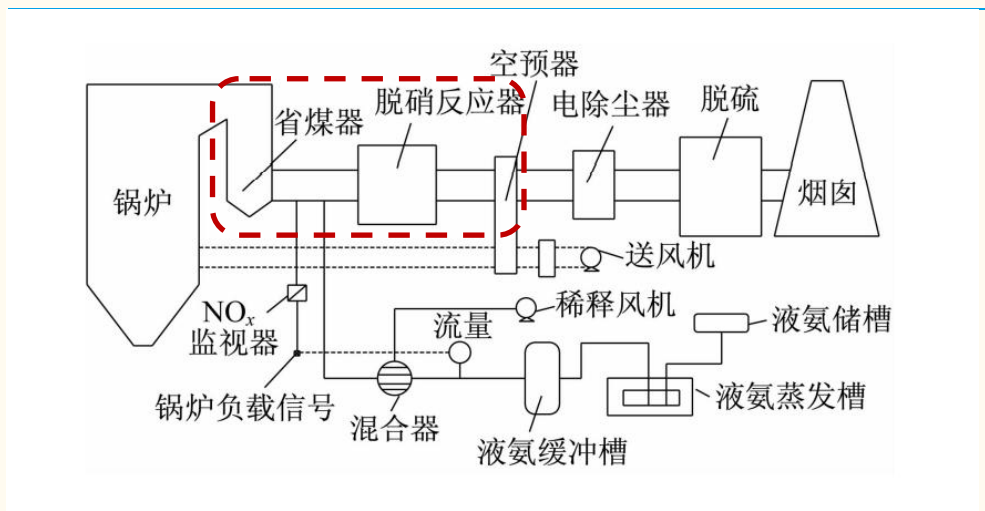
	低值假设	中值假设	高值假设
“十四五”期间灵活性改造规模（亿千瓦）	1.8	2	2.3
平均改造成本（元/KW）	74.3	102.0	133.6
“十四五”期间灵活性改造总投资（亿元）	133.7	204.0	307.2
平均单台容量（MW）	600	400	350
预期合计改造台数（台）	300	500	657
单台全负荷脱硝工程价格（万元/台）	1000	1250	1500
“十四五”期间全负荷脱硝市场空间（亿元）	30.0	62.5	98.6
全负荷脱硝工程价值量占比（%）	22.4%	30.6%	32.1%

来源：Wind、中电联、国金证券研究所

2.3 公司布局优势路线，“五大集团”客户可协同

- 灵活性改造涉及辅机系统改造常见 3 类方案，水旁路方案具有相对优势。辅机系统改造目的是使得进入 SCR 反应器的烟气温度达到要求，常用方案包括分级省煤器、烟气旁路改造及水旁路改造。分级省煤器存在高低负荷匹配性较差，无法满足全负荷脱硝的要求；烟气旁路存在烟气温度场分布差、烟气挡板可靠度低等缺点，且不利于深度调峰；水侧旁路相比而言是对燃烧系统的影响最小的方案。
- 公司竞争优势 1：布局较优技术路线。相比于烟气旁路改造，水旁路改造技术更适用深度调峰。由于当前对调峰深度的要求逐步提高，对应水旁路技术路径的应用占比也有所提升。公司采用水旁路技术路线，并在简单水旁路方案基础上开发出了热水再循环方案与复合热水再循环方案（前者已落地应用、后者已完成研发）。方案升级的目的在于解决水旁路提温有限的缺陷，更好地满足深度调峰的需要。

图表 25：脱硝工艺流程示意图



来源：Wind、中电联、国金证券研究所

图表 26：火电灵活性改造方案优劣势与示意图

火电灵活性改造辅机系统可选方案	方案内容	优势	劣势	示意图
分级省煤器方案	新增一台满足低负荷运行的省煤器与原省煤器并联布置	排烟温度不会升高、对锅炉烟风系统运行影响最小	高低负荷匹配性较差，无法满足全负荷脱硝的要求	
烟气旁路方案	在省煤器入口烟道处设置旁路烟道，直接将高温烟气通入 SCR 反应器入口烟道，与省煤器出口冷烟气混合后进入 SCR 反应器进行脱硝反应，通过调节烟气旁路上的烟气挡板控制烟气温度	系统简单、改造难度低、投资成本较低	烟气温度场分布差、烟气挡板可靠度低，出现问题后会对脱硝系统产生较大影响	
水侧旁路方案（公司产品应用或已完成研发）				
简单水旁路方案（公司产品应用）	在省煤器进出口增加并行的旁路管道，部分水通过旁路管道流动，减少省煤器进水量，降低省煤器内工质吸热量	结构简单、调节灵活、脱硝入口烟温升一般在 0°C-20°C 之间。	提温幅度有限、工质容易汽化	
热水再循环方案（公司产品应用）	将下降管或分离器出口的一部分高温热水通过新增的再循环泵打入省煤器的入口管道，提高省煤器入口的主给水温度，减小水侧与烟气侧的换热端差，减小省煤器内工质吸热量	结构简单、调节灵活、脱硝入口烟温升一般在 0°C-50°C 之间。		
复合热水再循环方案（公司已研发）	调节水旁路的给水流量，减少进入省煤器内参与烟气换热的冷水流量，减少省煤器的吸热量，从而提高脱硝装置入口烟温	水侧进行系统调节，调节方便、对锅炉运行冲击小无稳定性问题、无汽化等传热恶化等危害		

来源：《超低排放下的宽负荷脱硝技术介绍》、《电厂宽负荷选择性催化还原脱硝技术改造》、国金证券研究所

- 五大发电集团将是绿电开发主力军，灵活性改造意愿高。“十四五”期间新增风光装机合计将达 311GW，对应前文所述“十四五”期间各省合计装机规划 728.6GW，占比在 42.7%。当前除华电新能源业务集中在华新单一平台外，其余几家上市平台均有新能源开发目标。当前，各地新能源项目大多提出配置灵活性调节资源的硬性要求，作为项目过批的重要前提。考虑到灵活性调节资源需与电站建设运行进度保持一致，因此当前在强配 10%~15%（2 小时）电化学储能 LCOE 仍较高的背景下，考虑进行灵活性改造可配备新能源开发指标，火电转型大型央企参与意愿度较高。

图表 27：五大发电集团“十四五”风、光装机规划的 CAGR 均值在 30%以上

集团	子公司	“十四五”装机规划	2021 年末风光装机（万千瓦）	2025 年末风光装机（E）	CAGR（%）
华能集团	华能国际	集团：新增风、光装机 80GW	3829	11176	30.71%
	华能新能源				
大唐集团	大唐发电	集团：到 2025 年非化石能源装机超过 50%	699	7006	36.7%
	大唐新能源		1307		

国家能源集团	龙源电力	新增风、光装机 30GW	2476	5476	21.90%
	国电电力	新增风、光装机 35GW	743.65	4243.65	54.56%
华电集团	华电新能源	新增风、光装机 75GW	2724	9936	38.20%
国家电投	中国电力	集团：新增风、光装机 40~50GW	8000	12500	11.8%
	吉电股份				
	其他				

来源：公司公告、国金证券研究所

- 公司竞争优势 2：已打入五大集团设备供应链，客户可协同。作为国内节能环保系统设备领先企业之一，公司已先后打入五大发电集团及中国能建等火电建设主力央企的设备供应链。从公司招股说明书披露的前五大客户营收占比来看，对五大发电集团之首国家能源集团的销售收入占比于 2020 年已达 22.1%，来自五大发电集团及中国能建的收入合计占 50%；21 年前五大客户收入占比 44.4%。此外，核心客户也包括华润电力、地方性发电国企浙能集团等，覆盖核心优质客群，且客户结构较为稳固。

图表 28：公司客户覆盖主要火电企业



来源：Wind、中电联、国金证券研究所

图表 29：18~20 年公司前五大客户主要为五大发电集团、中国能建

	2018 年		2019A		2020A	
	金额 (万元)	占比 (%)	金额 (万元)	占比 (%)	金额 (万元)	占比 (%)
国家能源集团	6567.1	11.19%	6747.4	12.75%	12301.7	22.06%
国家电投	7215.7	12.29%	2909.6	5.50%	5089.7	9.13%
中国能建	2637.2	4.49%			3675.8	6.59%
华电集团	3424.5	5.83%			3488.3	6.26%
华能集团	6939.1	11.82%	3201.6	6.05%	3252.9	5.83%
大唐集团			2174.3	4.11%		
苏州科陆东自电气有限公司			1880.5	3.55%		
合计	26783.6	46%	16913.4	32%	27808.4	50%

来源：Wind、中电联、国金证券研究所

- 公司全负荷脱硝产品销量提升较快、空间仍大。2021 年为“十四五”规划开局之年，灵活性调节资源建设与新能源建设同步开展，灵活性改造相关设备需求进入放量阶段，公司 19/20/21 年实现产品销量分别为 5/7/15 台，21 年销量同比翻倍。经上文测算可得“十四五”期间合计改造需求约有 500 台，公司作为行业龙头，增长潜力仍较大。

图表 30：近三年全负荷脱硝系统产品快速上量

产品	单位	2019A	2020A	2021A
干式除渣系统整机	台	59	63	41
湿式除渣系统整机	台	34	53	57
低温烟气余热深度回收系统	台	34	17	28
全负荷脱硝工程整机	台	5	7	15
其他	台	25	18	14
合计	台	157	158	155

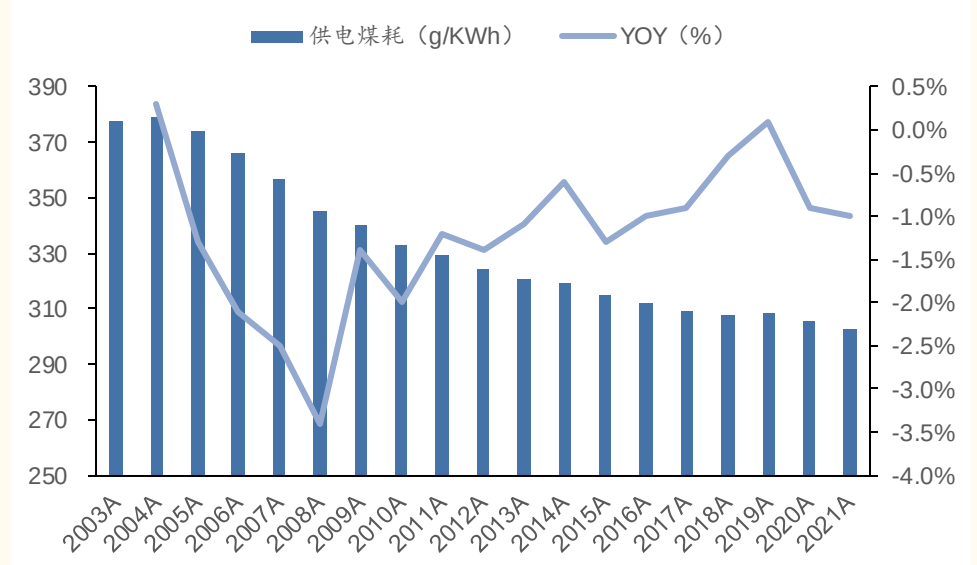
来源：公司招股说明书、公司公告、国金证券研究所

3、火电扩建，传统业务增长不容忽视

3.1 火电扩建规模或超预期，公司自研产品受益

- 经历集中升级改造，电力行业供电煤耗控制目标已基本完成。电力行业是煤炭消耗的主要行业之一，是国家节能减排工作重点管控行业。“十一五”“十二五”“十三五”期间，电力行业按照国家的要求和部署，深入实施煤电节能减排升级改造，火电供电煤耗持续下降。2020 年全国 6000 千瓦及以上火电厂供电煤耗为 305.5 克标准煤/千瓦时，比 2015 年下降 9.9 克/千瓦时，比 2005 年下降 64.5 克/千瓦时。根据生态环境部数据，至 1H22 我国已有近 10.3 亿千瓦煤电机组实现超低排放，占煤电总装机容量的 93%，改造完成度已较高。

图表 31：电力行业供电煤耗控制目标已基本完成



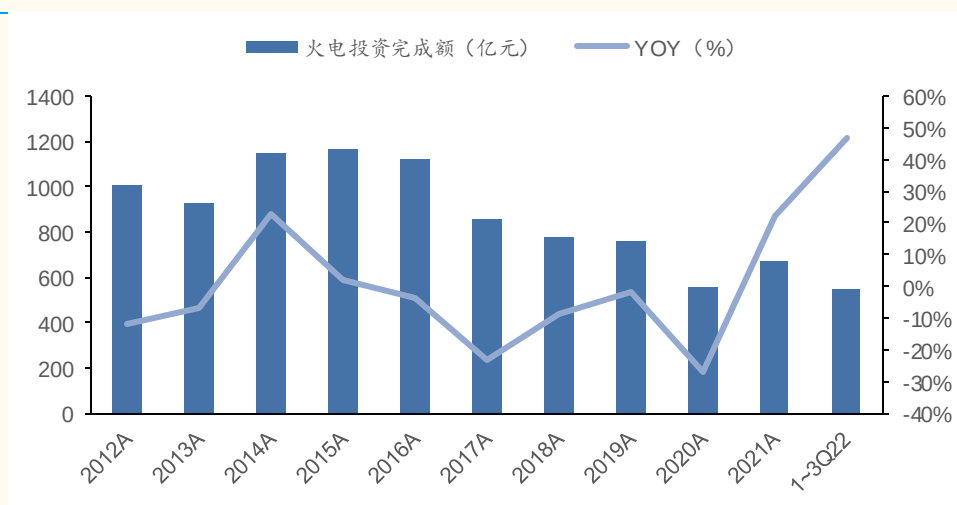
来源：购电结算平台，国金证券研究所

- 传统业务增量将源自新增装机，“十四五”煤电新增装机或超 2 亿千瓦规划预期。由于电能不能大量存储，电能供需应保持实时平衡，不平衡将引致

电力系统失稳、崩溃，乃至大停电。火电与核电作为相对稳定的保障电源，其合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配。7M22 尖峰负荷约 12.5 亿千瓦，若剔除限电影响应接近 13 亿千瓦。以 5%用电增速测算，至 25 年尖峰负荷将达 15 亿千瓦。根据核电装机规划，预计 25 年在运机组容量达 0.7 亿千瓦，则火电理论需求量为 14.3 亿千瓦，对应煤电增量装机需求在 2.8 亿千瓦（存量煤机约 11 亿千瓦）。“十四五”规划 2025 年煤电新增装机 1.5~2 亿千瓦，或存在超预期空间（可理解为装机时间表前移）。

- 火电投资回暖验证火电需求回暖。2002-2005 年火电行业供应偏紧，随着核准、投产量的迅速提升，到“十二五”期间已逐步过渡至供需基本平衡。2016 年以来由于机组大批量投产，火电产能过剩导致火电利用小时数逐年下降，《关于促进我国煤电有序发展的通知》中提出严控煤电新增规模，叫停多个煤电项目，“十三五”期间火电投资额连年下滑。能源“保供+调峰”双重需求催生下，21 年起火电投资开始上行，今年前三季度继续同比高增，1~3Q22 全国火电投资完成额 547 亿元，同比增长 47%。

图表 32：火电迎来新一波投资高峰



来源：Wind、国金证券研究所

- 新增火电或选择效果更优的干式除渣方案。固体燃料在锅炉等燃烧设备的炉膛中燃烧后，从炉底排渣口排出炉渣。炉渣为有害固废且积存会提高煤耗，因此需通过节能环保设备去除。常见方案有干式和湿式两类，国内老机组使用湿式方案较多，该方案成熟度较高但缺陷明显，排出废水仍需进一步处理，环境负担重；干式方案成本相对较高，但从各项指标看技术优势较大，存量机组设备的替换及未来新增机组选择干式方案意愿更强。

图表 33：干式除渣产品有优势，预计应用占比提升

	湿式除渣	干式除渣
渣的综合利用	途径少、经济效益差	干渣含活性 CaO，利用价值较高、经济效益好
系统结垢情况	捞渣机溢流水、回水系统和渣仓有结垢	无
出闸设备对锅炉排渣结焦的适应性	适应性较差	渣井相对于锅炉排渣口偏心布置、适应性较好
系统特点	系统较复杂、设备多	系统简单、设备少
系统可靠性	技术成熟	技术成熟、国内运行经验相对较少
对锅炉运行影响	无	冷却空气进入炉膛，对运行有一定影响
耗水量	较大	无
工作场地环境	相对较脏	场地整洁
除渣设施占地	较大	较小
运行检修人员	较少	少
系统耗电量	约 55kw	约 110kw

年检维护费用	约 40 万元	约 10 万元
初始投资（国产设备）	约 500 万元	约 800 万元

来源：《湿式除渣系统和干式除渣系统对比研究》、国金证券研究所

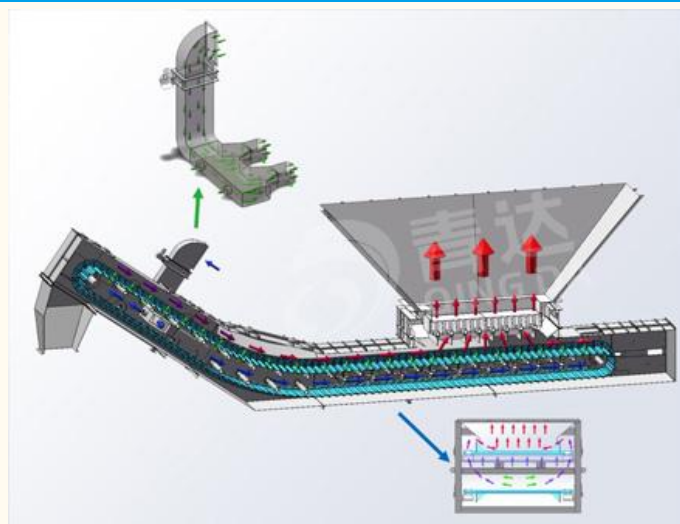
- 公司竞争优势 3：传统业务具备产品优势。
- ✓ 干式除渣路线：自研鳞斗式干渣机。从与湿式方案的比较可知，干式方案由于有冷却空气进入，会影响运行。公司自研产品采用了“穿透换热技术”、“量化控风技术”、“分级冷却排渣系统技术”等多项自研的核心技术，弥补了传统技术换热效率低的缺陷，显著提高了锅炉热效率。
- ✓ 湿式除渣路线：自研捞渣机模锻链技术实现对进口圆环链替代。目前在用捞渣机的链条基本都采用圆环链，采用圆钢编制而成，两相邻链环为点状接触，承受负荷时接触点压强高，导致磨损较快。公司自主研发的模锻链技术较好解决了圆环链的问题，两相邻链环为圆弧面接触，大大增加了受力点的接触面积，减小了单位面积的压力，使用寿命显著提高。同时价格显著低于进口产品。

图表 34：鳞斗式干渣机实拍图



来源：公司官网、国金证券研究所

图表 35：公司自研“穿透换热技术”示意图



来源：公司官网、国金证券研究所

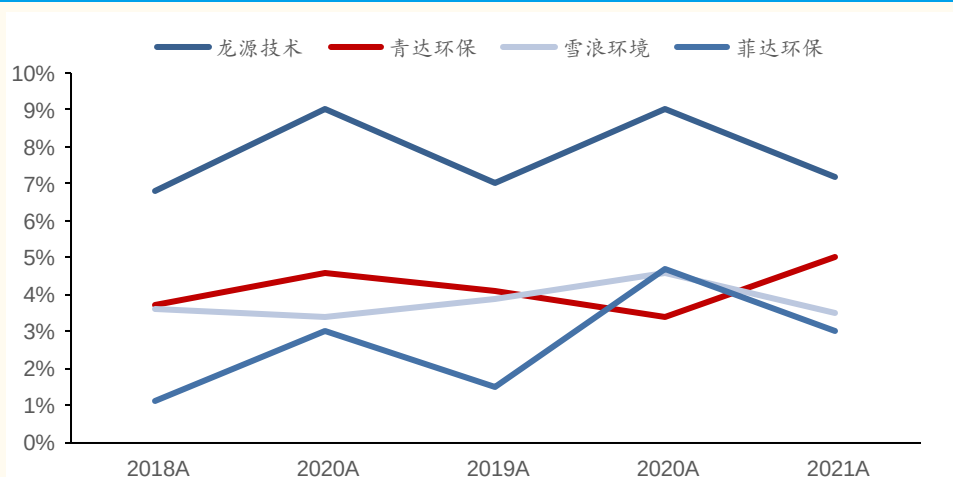
图表 36：公司自研模锻链替代进口圆环链



来源：公司官网、国金证券研究所

- 研发费率处同行业领先水平。传统业务方面同样从事锅炉灰渣、尾气处理及节能设备的可比公司较多，上市公司中主要包括龙源技术、雪浪环境、菲达环保等。从历史数据可见公司研发投入占营收比重在 18~21 年分别为 3.7%/4.6%/4.1%/3.4%/5%，处于可比公司中的较领先水平。

图表 37：研发费率处于可比公司中领先水平



来源：Wind、国金证券研究所

3.2 横向拓展非电领域及脱硫废水处理新业务

- 公司积极拓展非电领域市场。从公司招股书披露来看，18~20 年公司非电行业营收分别达 1.2/1.3/1.1 亿元，占比 20%/25%/20%。（1）从市场空间看：据大气治理领域可比公司龙净环保年报披露，钢铁、水泥、平板玻璃、陶瓷、非电燃煤锅炉等主要非电行业的大气治理市场空间之和经测算约 2000~3000 亿元，市场空间广阔。（2）从技术要求看：非电领域涉及行业众多，烟气特性比较复杂，故对烟气综合治理技术有着相比电力行业更高的要求，特别是在低温脱硝领域，有着较高的技术门槛。公司凭借传统业务中的技术积累，自主研发了风水联合淬钢渣及移动气流床余热锅炉技术，已于冶金行业钢厂钢渣处理中应用。

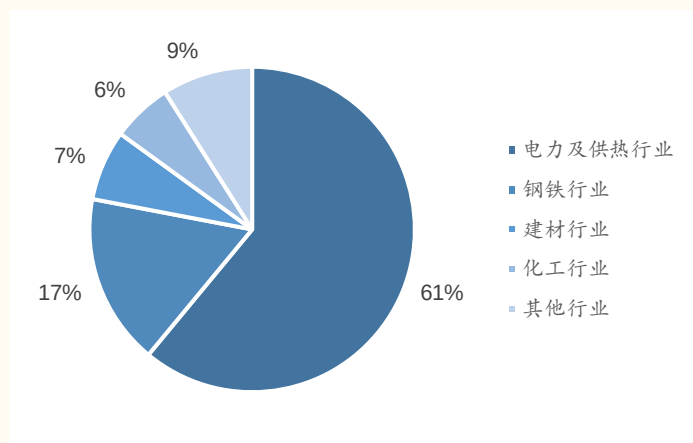
图表 38：公司持续推进非电行业业务拓展

客户分类	2018 年度		2019 年度		2020 年度	
	金额 (万元)	比例 (%)	金额 (万元)	比例 (%)	金额 (万元)	比例 (%)
电力、热力生产和供应业	46,534.6	80%	39,625.5	75%	44,542.9	80%
化工行业	6,872.6	12%	6,818.2	13%	8,274.8	15%
冶金行业	3,795.9	6%	4,631.3	9%	455.6	1%
其他行业	1,297.3	2%	1,628.1	3%	2,265.6	4%
非电行业小计	11,965.8	20%	13,077.6	25%	10,996.0	20%
合计	58,500.4		52,703.1		55,538.8	

来源：公司招股说明书，国金证券研究所

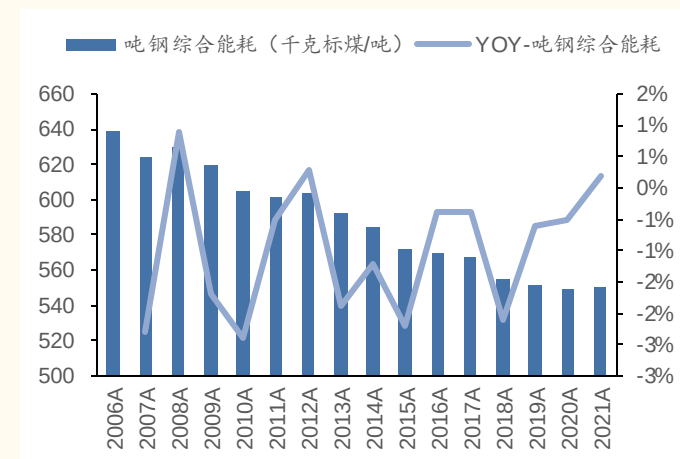
- 钢铁行业超低排放改造获政策关注，预计推动较快。从我国煤炭消费构成看，钢铁行业是仅次于电力及供热行业的第二大煤炭消费领域，21 年占比约 17%。生态环境部等五部委于 2019 年联合印发了《关于推进实施钢铁行业超低排放的意见》，提出推动现有钢铁企业超低排放改造，到 2020 年底前，重点区域钢铁企业超低排放改造取得明显进展，力争 60%左右产能完成改造；到 2025 年底前，重点区域钢铁企业超低排放改造基本完成，全国力争 80%以上产能完成改造。

图表 39：21 年煤炭消费构成中钢铁行业占比 17%



来源：Wind、国金证券研究所

图表 40：吨钢综合能耗改善效果显现



来源：工信部、中钢协、国金证券研究所

- 2020 年起公司拓展脱硫废水处理新业务。脱硫废水呈弱酸性，悬浮物含量高，含有大量的氯离子及钙镁等金属离子，同时脱硫废水中含有镉、汞、铬、铅、镍等微量的重金属离子，是火电厂最难处理的末端高盐废水。针对国内愈益严格的环保政策，公司采取自主研发的技术路线，助力脱硫废水环保处理，于 20 年完成了华电集团旗下子公司项目，并确认营收 1528 万元。预计该业务未来也将受益于火电新增装机规模的扩大，贡献稳定的业绩增量。

图表 41：脱硫废水环保处理系统浓缩减量阶段示意图



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

4、盈利预测与投资建议

4.1 盈利预测

- 传统业务：传统业务主要包含干式/湿式除渣系统和低温烟气余热深度回收系统这三类，预计 2022~2024 年合计营业收入分别为 4.9/6.4/7.3 亿元，同比+5.7%/30.1%/14.0%。
- ✓ 分产品预测结果：干式除渣系统预计 2022~2024 年营业收入分别为 2.2/3.2/3.9 亿元，同比+9.8%/42.2%/21.9%；湿式除渣系统 2022~2024 年营业收入分别为 1.6/1.8/1.9 亿元，同比+1.8%/12.1%/7.2%；低温烟气

余热深度回收系统 2022~2024 年营业收入分别为 1.1/1.4/1.5 亿元，同比 +3.7%/32.1%/5.3%。

- ✓ 预测依据：如前文所述，随着火电保供与调节双重作用得到重新重视，火电投资升温，1~3Q22 全国火电投资完成额 547 亿元，同比增长 47%；当前煤机存量约 11 亿千瓦，根据未来用电负荷预测倒推得“十四五”期间有望新增煤电装机 2.8 亿千瓦。而 21 年/1~10M22 火电实际增量分别有 0.46/0.27 亿千瓦，对应未来三年煤机每年增量约 0.7 亿千瓦以上，增量可观。公司作为环保设备端龙头企业，除渣系统及低温烟气余热深度回收系统这类传统业务有望随着火电建设指标的逐步下放而受益。从除渣系统结构上看，价值量更大的干式除渣系统是行业趋势，而其中鳞斗式干渣机属于公司自研产品、产品具备竞争优势。23 年增速显著加快主因各地新建火电任务大多于 22 年年内下发，在经历火电投资低谷以后 23 年迎来高峰（公司该产品营收增速预计接近于行业增速）；而随着基数扩大，至 24 年后增量依旧、增速或将有所放缓。
- 全负荷脱硝业务、清洁能源消纳系统：预计全负荷脱硝业务 2022~2024 年营业收入分别为 1.9/3.3/5.5 亿元，同比+52.9%/71.9%/68%；清洁能源消纳系统业务 2022~2024 年营业收入分别为 300/350/400 万元，同比 N.A./+15%/+15%。
- ✓ 全负荷脱硝业务：如前文所述，在火电灵活性改造后的固定成本补偿（容量补偿机制）及运行过程产生的增量成本补偿、合理收益补偿（调峰辅助服务补偿机制）机制逐步完善后，加上参与灵活性改造给予优先配置新能源开发指标的刺激，我们预计转型压力较大的五大发电集团改造意愿较强，“十四五”期间合计 2 亿千瓦的改造规划可以完成，对应改造机组数量约 500 台。其中，水旁路改造更能符合当前深度调峰需求，未来应用占比有望提升；公司作为水旁路改造技术路径的龙头企业，21 年参与改造 15 台，预计 22~24 年分别改造 16/25/40 台，将充分受益于行业需求的释放。价格方面，随着调峰深度的要求提高，预计 22~24 年改造单价分别为 1200/1320/1386 万元/台，呈逐年提升的趋势（20/21 年该产品营收增速均接近 100%，目前基数仍低，预计高增速能够维持）。
- ✓ 清洁能源消纳系统业务：公司该业务在售产品主要为用于蓄热的电极锅炉，当前可用于热电联产机组的灵活性改造中。考虑到目前在改机组中改造成本更低的纯凝机组占比较大，对蓄热产品需求尚未释放，因此该业务维持平稳增长。
- 其他业务：其他业务包括细颗粒物去除、非电行业除渣业务以及脱硫废水处理业务等。预计其他业务 2022~2024 年营业收入分别为 0.43/0.47/0.52 亿元，同比+22.3%/10%/10%。非电行业除渣及脱硫废水处理均为公司新拓展业务，若业务拓展顺利，有望成为公司业绩新增长点。

图表 42：公司营收及毛利率预测

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
干式除渣系统	营收（百万元）	191.7	203.3	223.1	317.3	386.8
	YOY(%)	8.4%	6.1%	9.8%	42.2%	21.9%
	毛利率(%)	31.4%	31.8%	32.0%	32.0%	32.0%
	毛利润（百万元）	60.3	64.6	71.4	101.5	123.7
湿式除渣系统	营收（百万元）	156.7	158.6	161.4	180.8	193.8
	YOY(%)	8.7%	1.2%	1.8%	12.1%	7.2%
	毛利率(%)	31.5%	32.3%	32.5%	32.5%	32.5%
	毛利润（百万元）	49.4	51.3	52.5	58.8	63.1
低温烟气余热深度回收系统	营收（百万元）	86.7	105.3	109.3	144.4	152.0
	YOY(%)	-26.8%	21.4%	3.7%	32.1%	5.3%
	毛利率(%)	24.9%	28.4%	29.4%	29.4%	29.4%
	毛利润（百万元）	21.6	29.9	32.1	42.4	44.7
全负荷脱硝工程	营收（百万元）	64.3	125.5	192.0	330.0	554.4

	YOY(%)	100.9%	95.3%	52.9%	71.9%	68.0%
	毛利率(%)	34.3%	35.9%	37.4%	37.4%	37.4%
	毛利润(百万元)	22.0	45.0	71.7	123.3	207.1
清洁能源消纳系统	营收(百万元)	2.5	/	3.0	3.5	4.0
	YOY(%)	-88.9%	/	/	15.0%	15.0%
	毛利率(%)	119.2%	/	25.0%	25.0%	25.0%
	毛利润(百万元)	3.0	/	0.8	0.9	1.0
其他	营收(百万元)	55.7	35.2	43.0	47.3	52.0
	YOY(%)	59.4%	-36.9%	22.3%	10.0%	10.0%
	毛利率(%)	33.9%	26.9%	33.2%	33.2%	33.2%
	毛利润(百万元)	18.9	9.5	14.3	15.7	17.3
合计	营收(百万元)	557.6	627.9	731.8	1023.3	1343.0
	YOY(%)	5.4%	12.6%	16.5%	39.8%	31.2%
	毛利率(%)	31.4%	31.9%	33.2%	33.5%	34.0%
	毛利润(百万元)	175.1	200.3	242.8	342.7	456.9

来源：公司公告，国金证券研究所

- 毛利率预测：预计 2022~2024 年公司实现总营收分别为 7.3/10.2/13.4 亿元，综合毛利率为 33.2%/33.5%/34.0%，对应毛利润 2.4/3.4/4.6 亿元。毛利率稳步提升主因业务结构变化，毛利率水平更高的全负荷脱硝业务 21 年营收占比为 20%，预计 22~24 年分别升至 26.2%/32.2%/41.3%；同时，随着调峰深度的要求提高，预计 22~24 年全负荷脱硝改造单价逐年提升，对应该业务毛利率维持 37.4%（19~21 年分别为 48.6%/34.3%/35.9%）。
- 费用率预测：公司 2019~2021 年销售费用率分别为 7.4%/6.5%/6.9%；管理费用率分别为 5.40%/6.3%/6.8%。我们认为公司费用率提升主因全负荷脱硝、脱硫废水处理、非电领域新业务的开拓，预计 22~24 年销售费用率分别为 7.5%/7%/7%、管理费用率分别为 7.2%/6.7%/6.7%。22 年费用率略高一方面由于公司年内新增子公司创合新材料，初期费用率水平仍高；另一方面考虑今年或为火电扩建及改造起量的关键年份，公司业务拓展力度加大。
- 盈利预测结果：基于上述对公司营收、毛利率、费用率的预测结果，得出预计 2022~2024 年公司实现归母净利润 0.7/1.2/1.6 亿元，分别同比 +29.7%/61.3%/33.9%。

4.2 投资建议及估值

- 给予公司 23 年 PE 28 倍，给予目标价 34.6 元。预计 22~24 年公司实现归母净利润分别为 0.7/1.2/1.6 亿元。在可比公司选取上综合考虑业务范围和体量规模，选取火电扩建及灵活性改造相关标的东方电气、上海电气、西子洁能、龙源技术、力源科技。可比公司 23 年 PE 一致预期均值为 22 倍，考虑到公司传统业务产品采用自研的核心技术、全负荷脱硝业务产品布局更具优势的水旁路改造路线，市场认可度高，可享受一定的估值溢价。因此给予公司 23 年 PE 28 倍估值。基于此，给予公司目标价 34.59 元。

图表 43：可比公司估值情况（截至 23 年 1 月 4 日）

代码	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					市盈率 PE				
		1/4	1/4	20A	21A	22E	23E	24E	20A	21A	22E	23E	24E
600875.SH	东方电气	669.0	22.6	0.60	0.73	0.95	1.28	1.55	38	31	24	18	15
601727.SH	上海电气	553.3	4.0	0.25	-0.64	/	/	/	16	-6	/	/	/
002534.SZ	西子洁能	111.2	15.1	0.70	0.58	0.29	0.72	1.05	22	26	52	21	14
300105.SZ	龙源技术	40.6	7.8	0.02	0.01	0.21	0.28	0.66	410	799	38	28	12
688565.SH	力源科技	14.6	9.3	0.55	0.18	0.24	0.43	1.07	17	52	38	22	9
中位数				0.55	0.18	0.27	0.57	1.06	22	31	38	21	13
平均值				0.42	0.17	0.42	0.68	1.08	100	180	38	22	12
688501.SH	青达环保	26.0	27.5	0.67	0.59	0.77	1.24	1.65	41	47	36	22	17

来源：公司公告，Wind，国金证券研究所 注 1：市盈率 PE 计算基于 1/4 日收盘价；注 2：青达环保 22-24 年 EPS 取值于本报告盈利预测结果，其余公司取值于 Wind 一致预期（上海电气暂无 Wind 一致预期）

5、风险提示

- 火电新建装机规模不及预期风险。公司传统业务包括干式/湿式除渣系统和低温烟气余热深度回收系统这三类。由于存量环保改造在“十三五”期间已执行较好，未来市场需求将主要在新建电厂。而在“双碳”大目标下火电装机容量占比下降是长期趋势，当前新建火电装机规划量大主要由于阶段性保供压力及调节压力较大，主要由地方政府推动、并将开发指标下发。但考虑到煤价高企、火电企业仍面临亏损压力，可能导致实际开发意愿度不足、导致新建火电机组量不及预期，影响公司产品销售预期。
- 火电灵活性改造进度不及预期风险。公司全负荷脱硝业务及清洁能源消纳系统业务下游均涉及参与火电灵活性改造的电厂客户。当前，尚未出台国家层面的改造成本补偿机制及调峰辅助服务补偿机制，因此改造经济性存在因地有别的风险。若部分地区改造经济性较差，则电厂推动改造的积极性或不足，并影响到影响公司产品销售预期。
- 非电及脱硫废水处理新业务拓展不及预期风险。据招股书披露，公司 18~20 年非电行业营收占比分别为 20%/25%/20%，占比仍较少。当前公司向以钢铁行业为代表的非电行业烟气治理新领域拓展业务，并于 2020 年新开拓脱硫废水处理业务。若国家在非电行业的节能减排、超低排放政策放松或推动不力，或是公司新业务订单获取进度不达预期，则新业务贡献业绩增量存在不达预期风险。
- 近期限售股解禁风险：公司于 7/18 日解禁了限售股 3918.86 万股，按 7/18 日收盘价计算，合计解禁市值为 6.45 亿元，存在限售股解禁风险。

附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
主营业务收入	529	558	628	732	1,023	1,343
增长率		5.4%	12.6%	16.5%	39.8%	31.2%
主营业务成本	-364	-382	-428	-489	-681	-886
%销售收入	68.8%	68.6%	68.1%	66.8%	66.5%	66.0%
毛利	165	175	200	243	343	457
%销售收入	31.2%	31.4%	31.9%	33.2%	33.5%	34.0%
营业税金及附加	-4	-4	-5	-6	-8	-11
%销售收入	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
销售费用	-39	-37	-44	-55	-72	-94
%销售收入	7.4%	6.5%	7.0%	7.5%	7.0%	7.0%
管理费用	-29	-35	-43	-53	-69	-90
%销售收入	5.4%	6.3%	6.8%	7.2%	6.7%	6.7%
研发费用	-22	-25	-31	-40	-51	-67
%销售收入	4.1%	4.6%	5.0%	5.5%	5.0%	5.0%
息税前利润 (EBIT)	71	74	78	89	143	195
%销售收入	13.4%	13.3%	12.3%	12.2%	14.0%	14.5%
财务费用	-11	-13	-11	-8	-12	-20
%销售收入	2.0%	2.4%	1.8%	1.1%	1.1%	1.5%
资产减值损失	-13	-11	-9	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	1	1	0	0
投资收益	0	0	-1	1	2	3
%税前利润	n.a	n.a	n.a	1.1%	1.4%	1.6%
营业利润	54	57	72	91	141	186
营业利润率	10.3%	10.1%	11.4%	12.5%	13.8%	13.9%
营业外收支	0	0	-1	-1	-1	-1
税前利润	54	57	71	90	141	185
利润率	10.3%	10.1%	11.3%	12.4%	13.7%	13.8%
所得税	-7	-6	-8	-10	-15	-20
所得税率	12.7%	10.9%	10.6%	11.0%	11.0%	11.0%
净利润	48	50	64	81	125	165
少数股东损益	1	3	8	8	8	8
归属于母公司的净利润	46	48	56	73	117	157
净利率	8.8%	8.6%	8.9%	9.9%	11.4%	11.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	48	50	64	81	125	165
少数股东损益	1	3	8	8	8	8
非现金支出	20	19	19	10	11	12
非经营收益	8	11	9	12	18	27
营运资金变动	-104	-126	-133	-12	-233	-255
经营活动现金净流	-28	-45	-42	90	-79	-51
资本开支	-15	-11	-32	-15	-12	-17
投资	0	0	-135	0	0	0
其他	-1	4	0	0	1	3
投资活动现金净流	-16	-7	-167	-15	-11	-14
股权募资	0	4	223	0	0	0
债权募资	66	101	49	14	235	234
其他	5	-28	-40	-30	-36	-46
筹资活动现金净流	72	76	232	-16	199	188
现金净流量	26	24	23	59	109	123

来源：公司公告、国金证券研究所

资产负债表 (人民币百万元)

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
货币资金	137	155	231	289	398	520
应收款项	548	435	526	507	709	931
存货	212	239	260	308	429	558
其他流动资产	16	105	186	198	244	295
流动资产	914	935	1,203	1,303	1,781	2,305
%总资产	88.4%	84.1%	85.1%	85.8%	89.1%	91.3%
长期投资	0	0	0	1	2	2
固定资产	77	75	95	106	106	110
%总资产	7.4%	6.7%	6.7%	7.0%	5.3%	4.3%
无形资产	28	35	35	35	35	36
非流动资产	120	177	211	216	217	221
%总资产	11.6%	15.9%	14.9%	14.2%	10.9%	8.7%
资产总计	1,033	1,112	1,414	1,519	1,998	2,525
短期借款	201	255	282	300	535	769
应付款项	257	272	238	297	414	538
其他流动负债	105	66	109	78	95	114
流动负债	563	593	628	676	1,044	1,421
长期贷款	0	0	0	0	0	0
其他长期负债	15	10	15	10	12	15
负债	578	603	644	686	1,056	1,436
普通股股东权益	454	502	758	813	913	1,053
其中：股本	71	71	95	95	95	95
未分配利润	196	239	290	346	446	585
少数股东权益	1	7	12	20	28	36
负债股东权益合计	1,033	1,112	1,414	1,519	1,998	2,525

比率分析

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
每股指标						
每股收益	0.652	0.672	0.590	0.766	1.235	1.653
每股净资产	6.396	7.073	8.008	8.592	9.647	11.120
每股经营现金净流	-0.401	-0.635	-0.441	0.954	-0.830	-0.535
每股股利	0.000	0.000	0.180	0.180	0.180	0.180
回报率						
净资产收益率	10.20%	9.51%	7.37%	8.91%	12.80%	14.87%
总资产收益率	4.48%	4.29%	3.95%	4.77%	5.85%	6.20%
投入资本收益率	9.44%	8.63%	6.59%	6.99%	8.63%	9.34%
增长率						
主营业务收入增长率	-9.84%	5.36%	12.62%	16.54%	39.84%	31.23%
EBIT增长率	-4.48%	4.34%	4.78%	14.91%	60.64%	36.25%
净利润增长率	-15.38%	3.08%	17.04%	29.74%	61.28%	33.85%
总资产增长率	9.77%	7.69%	27.07%	7.44%	31.52%	26.42%
资产管理能力						
应收账款周转天数	297.7	257.5	236.0	212.0	212.0	212.0
存货周转天数	191.4	215.4	213.1	230.0	230.0	230.0
应付账款周转天数	200.8	199.3	184.3	150.0	150.0	150.0
固定资产周转天数	52.9	48.9	45.1	44.3	31.6	23.7
偿债能力						
净负债/股东权益	14.11%	19.47%	-3.32%	-7.91%	6.42%	15.82%
EBIT利息保障倍数	6.6	5.5	7.0	11.5	12.2	9.8
资产负债率	55.95%	54.20%	45.53%	45.14%	52.88%	56.87%

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	3	17	30	40	51
增持	0	0	0	0	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6 - 12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6 - 12 个月内上涨幅度在 5% - 15%；

中性：预期未来 6 - 12 个月内变动幅度在 -5% - 5%；

减持：预期未来 6 - 12 个月内下跌幅度在 5%以上。

特别声明:

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

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

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

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

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

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

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

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

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳市福田区中心四路 1-1 号

嘉里建设广场 T3-2402