



火电灵活性改造——推火电变革，促新能源消纳

投资要点

- **风光发电不足，未来电力供应压力持续。**我国风光装机增速快，但发电效率不高致使发电量不足，21年我国风光发电量9826亿kwh，占全社会用电量比例12%，风光发电量增量2550亿kwh，仅占全社会用电量增量的32%，难以弥补用电量增量缺口。风光发电间歇性与用电双峰特征存在矛盾，风光资源集中于西北部与用电负荷集中于东南部存在矛盾，此外夏季气温不断创新高，综合导致21年全国电力供应净缺口3975亿kwh。未来3年随着全社会用电量的持续增长，电力供应压力将延续。
- **火电将继续发挥“兜底能源”作用，新增装机及投资额有所增长。**在能源转型过渡期，风光发电不足，仍须火电、水电及核电等常规能源支撑电力需求。考虑火电利用小时数较高、发电技术成熟、发电燃料丰富、建设周期短和投资成本低等显著优势，将会是电力保供最佳电源选择。自2021年以来，国家发布各种电力保供政策中以支持火电为主，火电“兜底能源”作用凸显，预计十四五期间，煤电新增装机将迎来反弹式增长，22-24年合计新增装机140GW；煤电投资额也将大幅提升，22年1-7月已实现405亿元，同比增长70%，预计22-24年火电投资额有望实现约4000亿元。
- **新能源消纳不足，电力系统不稳定，火电灵活性改造价值彰显。**风光发电具有间歇性与波动性特征，出力和负荷不匹配问题较大，风光电力大规模并网会对电网稳定性造成较大冲击。“十三五”期间，我国弃风弃光率已降至4%以下，但青海、新疆、河北等西北地区弃风弃光率高企不下，风光消纳形势依然严峻。火电灵活性改造以0.05元/kwh度电成本，相对于抽水蓄能电站/燃气轮机/新型储能电站等灵活性改造方式，有明显成本优势。在促进新能源消纳及提升电力系统稳定性需求下，火电灵活性改造价值得以彰显。
- **火电灵活性改造调峰服务是重点，行业发展驶入快车道。**火电灵活性改造三大灵活性指标：最小出力、启停时间、爬坡速度，核心目标是降低最小出力，即增加深度调峰能力。“十三五”期间，我国火电灵活性改造完成率仅38.3%，纯凝机组、热电联产机组深度调峰能力分别为30%-35%、40%-50%，距离丹麦15%-20%的深度调峰能力还有较大差距。灵活性电源装机不足6%，距离24%装机目标仍有18pp提升空间。根据《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》，明确调峰容量补偿标准：火电机组50%以下调峰容量，按机组额定容量10%-5%分档纳入补偿。按增加调峰容量计算，中性情境下火电灵活性改造未来市场规模有望实现约350亿元；按灵活性改造容量测算，火电灵活性改造市场规模可达120-360亿元。
- **风险提示：**电力保供及火电灵活性改造政策不及预期、火电灵活性改造投资额不及预期、改造技术不达标、改造进程缓慢等。

西南证券研究发展中心

分析师：池天惠

执业证号：S1250522100001

电话：13003109597

邮箱：cth@swsc.com.cn

行业相对指数表现



数据来源：聚源数据

基础数据

股票家数	123
行业总市值(亿元)	30,174.48
流通市值(亿元)	28,036.63
行业市盈率TTM	26.5
沪深300市盈率TTM	11.3

相关研究

1. 公用事业与环保行业周报(10.10-10.16)：容量补偿机制有望完善，省间现货价高企利好外送(2022-10-17)
2. 公用事业与环保行业周报(10.2-10.9)：市场化电量高增，四川十四五加快建设火电(2022-10-09)
3. 公用事业与环保行业周报(9.19-9.25)：甘肃明确调峰容量补偿，激励火电灵活性改造(2022-09-25)
4. 公用事业与环保行业周报(9.12-9.18)：核电核准有所加速，云南限电凸显火电价值(2022-09-19)
5. 公用事业与环保行业周报(9.5-9.11)：调峰保供属性加持，火电迎价值重估(2022-09-12)
6. 公用事业与环保行业周报(8.29-9.4)：多地推进电力市场改革，火电基本面持续向好(2022-09-04)

目 录

1 新能源出力不足，火电保供价值凸显	1
1.1 风光发电占比较低，电力供应仍然偏紧	1
1.2 火电兜底保供作用凸显，投资建设有望加速	3
2 火电灵活性改造推动消纳，调峰服务市场潜力巨大	8
2.1 新能源消纳问题凸显，火电灵活性改造成重要手段	8
2.2 火电调峰补偿有所推进，灵活性改造积极性提升	11
3 相关企业分析	17
3.1 青达环保：火电灵活性改造稀缺标的，开辟第二增长曲线	17
3.2 东方电气：火电业务迎来强复苏，抽水蓄能发展前景广阔	19
3.3 西子洁能：积极布局火电灵活性改造，叠加熔盐储能优势显著	21
3.4 龙源技术：深耕火电机组改造行业，燃烧控制技术国际领先	24
3.5 华光环能：“能源+环保”双领域布局，综合服务能力突出	26
4 风险提示	29

图目录

图 1：22 年夏季全国平均气温高于往年（℃）	1
图 2：22 年夏季全社会用电量高于往年（亿 kwh）	1
图 3：2021 年风光发电量占比约为 11.8%.....	1
图 4：风光发电量增量显著小于全社会用电量增量（亿 kwh）	1
图 5：四季典型日内负荷曲线呈现“日内双峰”	2
图 6：国网经营区日最大负荷变化呈现“冬夏双峰”	2
图 7：我国海陆风力资源分布情况（W/平方米）	2
图 8：我国太阳能资源分布情况（kwh/m ² ）	2
图 9：未来 3 年全国电力供需形势更为紧张	3
图 10：21 年全国电力供应总缺口达 3975 亿千瓦时	3
图 11：全社会用电量呈现刚性增长态势	3
图 12：21 年火电利用小时数高达 4354h.....	4
图 13：21 年火电发电量占比达 67.9%.....	4
图 14：火电建设周期最短约为 1.5 年	4
图 15：2020 年火电单 GW 造价最低为 0.30 万元/GW	4
图 16：22-24 年预计新增装机 140GW.....	5
图 17：21Q4 以来火电单季度核准装机量显著增长	5
图 18：2022 年 1-7 月投资额达 405 亿元（+70.2%）	6
图 19：2*1000MW 机组费用结构	7
图 20：2*1000MW 机组设备费用占比	7
图 21：21 年全国弃风率降至 3.1%.....	8
图 22：21 年全国弃光率降至 2.0%.....	8
图 23：21 年西北地区弃风率显著高于全国平均水平	9
图 24：21 年西藏地区弃光率高达 19.8%.....	9
图 25：火电灵活性改造度电成本最低为 0.05 元/kwh.....	10
图 26：火电灵活性改造技术成本最低为 60-180 元/kw.....	10
图 27：火电灵活性改造进程	11
图 28：火电灵活性改造三大灵活性指标	11
图 29：火电灵活性改造技术分类	12
图 30：火电灵活性改造涉及子系统示意图	13
图 31：“十三五”我国火电灵活性改造容量	13
图 32：“十三五”火电灵活性改造后调峰能力提升情况	13
图 33：我国火电机组调峰深度不足	14
图 34：国内灵活调节电源装机占比小于 6%	14
图 35：2019H1 电力辅助服务补偿费用构成	14
图 36：我国南北区域调峰补偿/报价标准	14
图 37：2019H1 东北地区调峰补偿费用占比 98%.....	15
图 38：2019 H1 全国各区域调峰补偿费用	15
图 39：火电灵活性改造未来可行的收益模式	15

图 40：公司产品线示意图.....	17
图 41：公司 2022H1 营业收入 2.1 亿元（+23.7%）.....	17
图 42：公司 2022H1 归母净利润 638 万元（+70.4%）.....	17
图 43：2022H1 公司产品收入结构.....	18
图 44：2018-2021 年公司炉渣及烟气回收业务营收变化.....	18
图 45：2021 年全负荷脱硝工程业务营收达 1.3 亿元（+95%）.....	18
图 46：2021 年公司全负荷脱硝业务毛利率达 36%.....	18
图 47：2022H1 公司研发投入/营收占比增至 7.8%.....	19
图 48：2021 年公司前五大客户销售额占比高达 45%.....	19
图 49：公司“六电并举、五业协同”产品格局.....	19
图 50：公司 2022H1 营业收入 279 亿元（+22.8%）.....	20
图 51：公司 2022H1 归母净利润 17.7 亿元（+31.6%）.....	20
图 52：公司产品收入结构逐渐均衡.....	20
图 53：2022H1 火电业务营收 62 亿元（+30.4%）.....	20
图 54：2022H1 公司水电业务营收 12.5 亿元（+18.2%）.....	21
图 55：公司水轮发电机销量及占新增装机量比重逐年提高.....	21
图 56：火电及抽水蓄能调峰经济性凸显（元/度）.....	21
图 57：公司三大产业布局.....	22
图 58：公司 2022H1 营业收入 35.1 亿元（+25.9%）.....	22
图 59：公司 2022H1 归母净利润 1.0 亿元（-61.4%）.....	22
图 60：2022H1 余热锅炉业务营收 11.9 亿元（+24.7%）.....	23
图 61：2022H1 余热锅炉新增订单 14.6 亿元（-14.1%）.....	23
图 62：公司解决方案业务成为第一大业务.....	23
图 63：公司熔盐储能技术应用.....	24
图 64：公司三大业务板块.....	24
图 65：公司 2022H1 营业收入 2.3 亿元（+61.6%）.....	25
图 66：公司 2022H1 归母净利润 0.71 亿元（+605%）.....	25
图 67：2022H1 节能板块营收 1.5 亿元（+117%）.....	25
图 68：2022H1 节能板块营收占比 67.2%（+17.2pp）.....	25
图 69：2021H1 及 2022H1 公司典型业务营收比较及同比变化.....	26
图 70：2018-2022H1 公司拥有及新增授权专利.....	26
图 71：公司主营业务及产品.....	27
图 72：公司 2022H1 营业收入 41.8 亿元（+10.6%）.....	27
图 73：公司 2022H1 归母净利润 4.0 亿元（-0.0%）.....	27
图 74：2021H1 及 2022H1 公司各业务营收比较及同比变化.....	28
图 75：2022H1 公司主营业务营收结构.....	28
图 76：公司卧式 HRSG 结构图.....	28
图 77：公司立式 HRSG 结构图.....	28
图 78：2022H1 公司研发投入 1.1 亿元（+2.7%）.....	29
图 79：公司研发人员数量及占公司总人数比例保持高水平.....	29

表 目 录

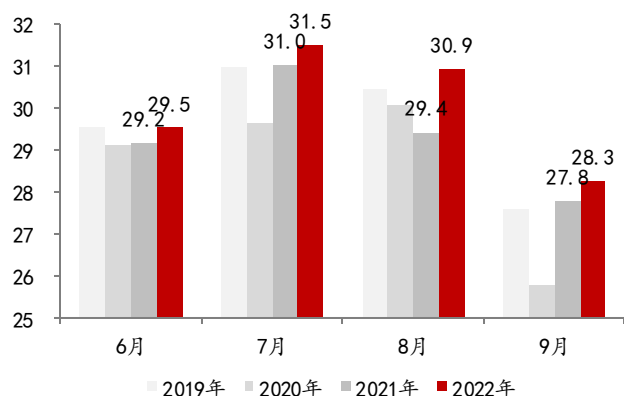
表 1: 21 年以来火电支撑电力保供相关政策/会议	4
表 2: 2020 年两种类型机组造价指标情况	6
表 3: 未来 3 年火电投资额预计（按 20 年平均单位造价测算）	6
表 4: 未来 3 年火电投资额预计（按 21-22 年投资额平均增速测算）	7
表 5: 五种电力系统稳定性/灵活性调节方式.....	9
表 6: 火电灵活性改造相关支持政策.....	10
表 7: 调峰容量市场补偿标准.....	16
表 8: 火电灵活性改造投资规模测算（按照灵活性改造容量）	16
表 9: 火电灵活性改造投资规模测算（按照灵活性改造容量）	16

1 新能源出力不足，火电保供价值凸显

1.1 风光发电占比较低，电力供应仍然偏紧

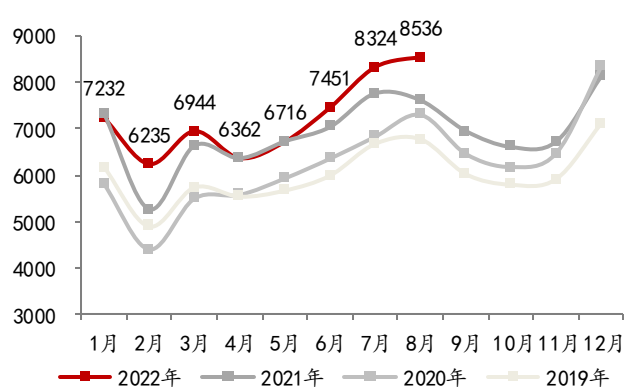
22 年夏季气温创历史新高，全社会用电量增长加大负荷压力。对比过去几年，由于气候变暖，22 年气温创历史新高，进而导致全社会用电量明显增长，8 月全社会用电量达 8536 亿千瓦时，同比增长 12.2%，用电负荷大增逐渐显现出电力供应不足的问题。在以新能源发电为主体的新型电力系统转型过程中，如何保障电力供应成为亟待解决的问题。

图 1：22 年夏季全国平均气温高于往年（℃）



数据来源：Wind，西南证券整理

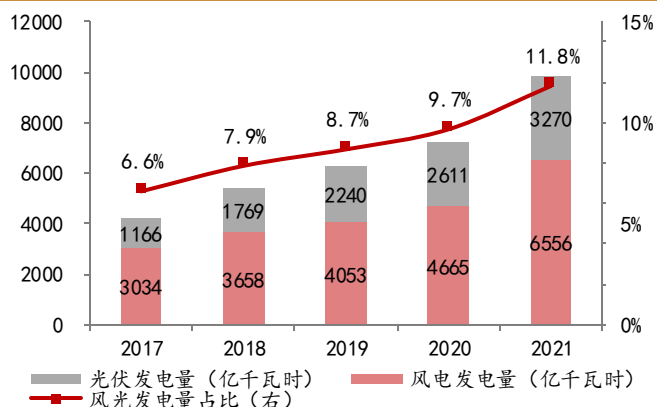
图 2：22 年夏季全社会用电量高于往年（亿 kwh）



数据来源：Wind，中电联，南证整理

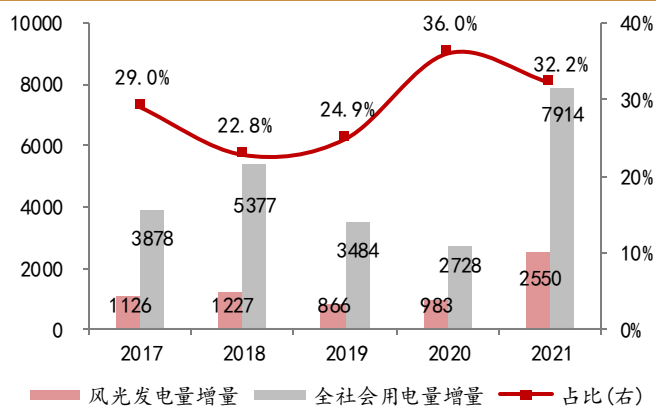
风光发电量高速增长但贡献仍然较低，难以弥补每年用电量增量。截至 2021 年底，我国风光装机规模为 9826GW，在总装机中占比 26.7%。风光装机量提升带动发电量相应增长，发电量占比由 6.6%增至 11.8%，5 年增长 5.2pp，虽提升幅度较大，但发电量占比仍较低。每年全社会用电量增量显著高于风光发电量增量，2021 年风光发电量增量仅为用电量增量的 32.2%。风光电力供应不足，用电量增量缺口需要常规能源发电弥补。

图 3：2021 年风光发电量占比约为 11.8%



数据来源：Wind，中电联，西南证券整理

图 4：风光发电量增量显著小于全社会用电量增量（亿 kwh）



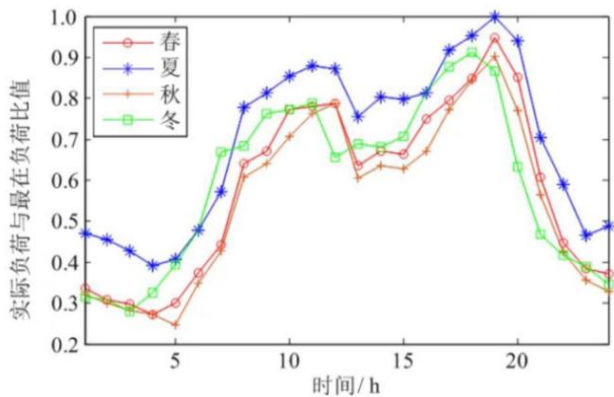
数据来源：Wind，中电联，西南证券整理

新能源发电目前仍具有间歇性发电和不均匀分布等问题：

风光发电具有间歇性，但用电呈现“日内双峰、冬夏双峰”特点。我国用电情况呈现典型“日内双峰，冬夏双峰”的特点。而风光发电受到光照强度、风力强度等影响，发电

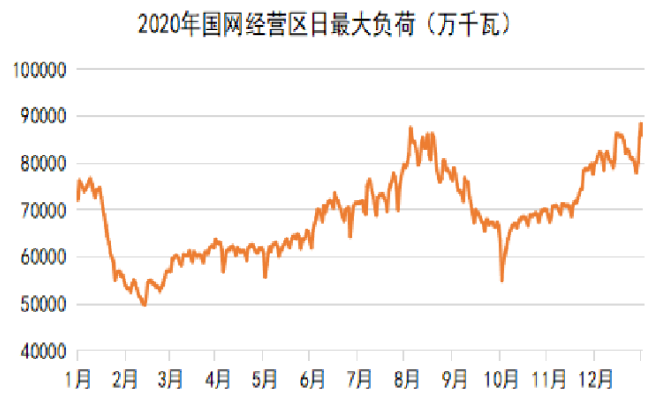
具有随机性、间歇性、波动性等特点。风光发电能满足一般用电需求，但对短时大增的用电量需求无能为力，电力系统调峰仍需核电、火电、水电等常规发电方式支撑。“十四五”期间新能源装机增速快，但核、火、水电装机增速不足，导致电力供应缺口难以填补。

图 5：四季典型日内负荷曲线呈现“日内双峰”



数据来源：中国知网《考虑“源-网-荷”三方利益的主动配电网协调规划》，西南证券整理

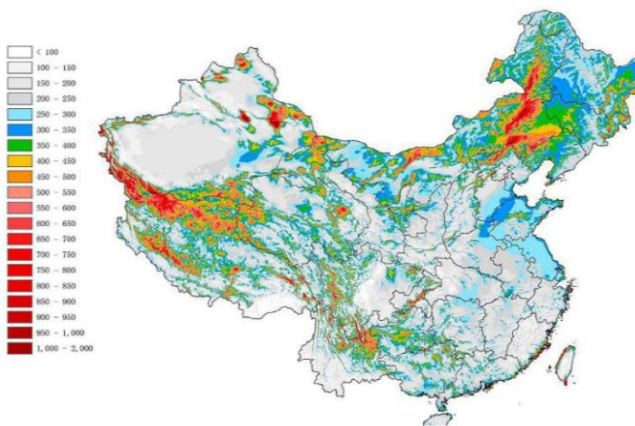
图 6：国网经营区日最大负荷变化呈现“冬夏双峰”



数据来源：全球能源互联网组织，西南证券整理

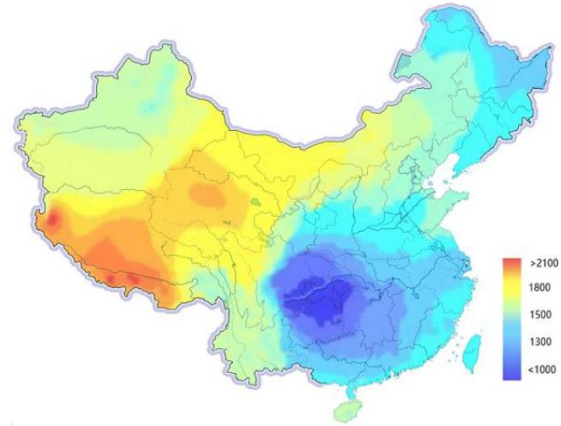
风光资源分布不均，局部地区缺电现象频现。我国风光资源多分布于内蒙古、青海、甘肃和新疆等西北地区，而用电需求集中于江浙沪等东南沿海地区，再加上特高压等远距离输电渠道建设不成熟，共同导致了西北地区弃风弃光，而东南地区缺电的矛盾现象。加大常规能源电力供应以及跨区远距离输电将有效解决这一矛盾现象。

图 7：我国海陆风力资源分布情况 (W/平方米)



数据来源：国家能源局，西南证券整理

图 8：我国太阳能资源分布情况 (kwh/m²)



数据来源：Solarzoom，西南证券整理

未来 3 年电力保供压力大，电力供应紧张地区数量将增加。根据电规总院发布的《未来三年电力供需形势分析》，考虑我国各类电源装机情况，以及电源/电网/特高压输送/储能装机等工程进展情况，预计 22 年我国电力供需紧张地区有 5 个（安徽、湖南、江西、重庆、贵州），供需偏紧地区有 12 个；23 年我国电力供需紧张地区有 6 个，新增山东省，供需偏紧张地区有 17 个；24 年我国电力供需紧张地区有 7 个，新增湖北省，供需偏紧张地区有 10 个。以电力实际备用率（=1-最大负荷/保证可用装机容量）作为电力平衡的核心指标，未来 3 年我国电力系统实际备用率呈逐年下降趋势，电力负荷缺口持续扩大，电力保供局势依然紧张。

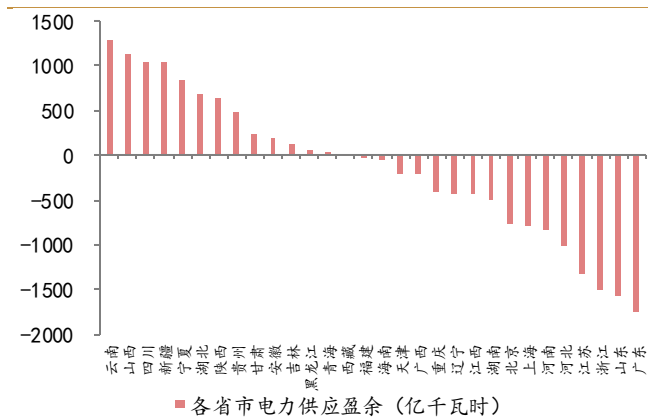
图 9：未来 3 年全国电力供需形势更为紧张



数据来源：电规总院《未来三年电力供需形势分析》，西南证券整理

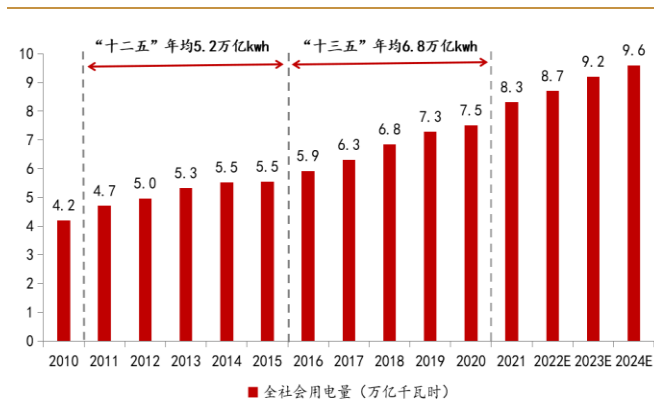
21 年全国电力供应总缺口达 3975 亿千瓦时，我国电力需求未来预计保持刚性增长态势。21 年全国合计 14 个省市电力盈余 7841 亿千瓦时，合计 16 个省市电力缺口 11815 亿千瓦时，全国电力总缺口 3975 亿千瓦时。从地域来看，新疆、宁夏、甘肃等西北地区电力盈余量较大；上海、广东、山东等东南沿海地区电力缺口较大，风光出力不足，将进一步凸显火电等传统电源保供地位。而我国全社会用电量保持稳定增长态势，21 年我国全社会用电量 8.3 万亿千瓦时，同比增长 10%，净增 8000 亿千瓦时，显著高于“十二五”和“十三五”期间年均增量水平，根据电规总院分布的《未来三年电力供需形势分析》，预计 22-24 年分别实现 8.7/9.2/9.6 亿千瓦时用电水平。

图 10：21 年全国电力供应总缺口达 3975 亿千瓦时



数据来源：Wind，国家统计局，西南证券整理

图 11：全社会用电量呈现刚性增长态势

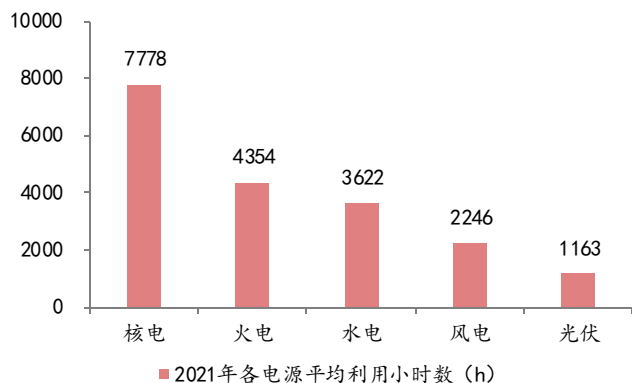


数据来源：Wind，《未来三年电力供需形势分析》，西南证券整理

1.2 火电兜底保供作用凸显，投资建设有望加速

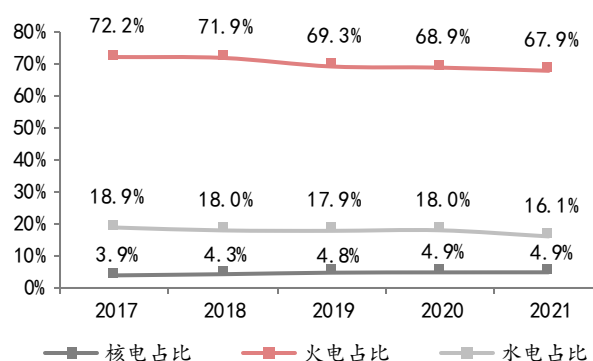
电力供应偏紧背景下，火电兜底保供作用凸显。21 年核电/火电/水电平均利用小时数分别为 7778/4354/3622 小时，风电/光伏平均利用小时数受自然资源限制，显著小于常规电源，分别为 2246/1163 小时。而核火水 3 种常规电源中，火电兜底作用明显，21 年火电装机规模占比 55%，发电量占比高达 67.9%。

图 12：21 年火电利用小时数高达 4354h



数据来源：西北核与辐射安全监督站，中国政府网，西南证券整理

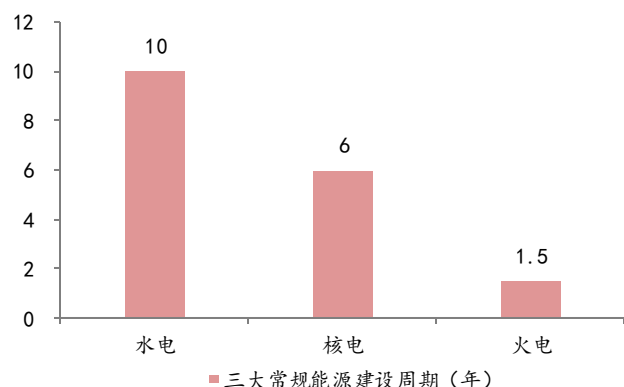
图 13：21 年火电发电量占比达 67.9%



数据来源：中电联，Wind，西南证券整理

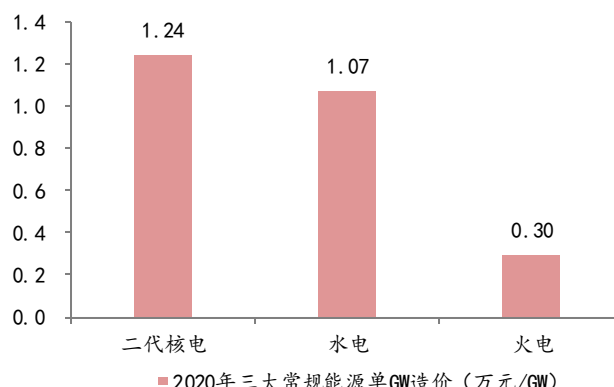
火电相比核电及水电，具有建设周期短、建设成本低等优势。对于火电，我国煤炭资源丰富，火电机组建设周期短，建设成本低，且发电效率较高（35-40%），稳定性较强，作为我国主力电源，将继续保障电力供应。对于核电，建设周期较长，建设成本较高，且铀矿资源较为短缺，核电选址空间有限，放射性大，装机量较低，无法充当电力供应主力。对于水电，建设周期很长，建设成本也很高，水资源丰富但来水不稳定，无法供应稳定电力。综合考虑，火电是保障电力供应最佳电源选择。

图 14：火电建设周期最短约为 1.5 年



数据来源：中电联，西南证券整理

图 15：2020 年火电单 GW 造价最低为 0.30 万元/GW



数据来源：中电联，西南证券整理

全国电力供应短缺显现明显，各地出台保障政策以火电支撑为主。21 年 8 月受南方地区来水偏枯和煤炭价格高企影响，火电机组顶峰能力不足，南方区域 4 省（区）、蒙西实施有序用电措施。21 年 9 月后全国临时检修机组容量增加，有序用电范围进一步扩大，个别地区出现了拉闸限电情况。为此，国家迅速出台一系列政策措施，加快煤炭产能释放，促使煤炭价格高位回落，火电承担起保障电力供应主要责任。政策支持使得电力保供能力逐步增强，火电发电量增加将有效缓解全国电力供需紧张压力。

表 1：21 年以来火电支撑电力保供相关政策/会议

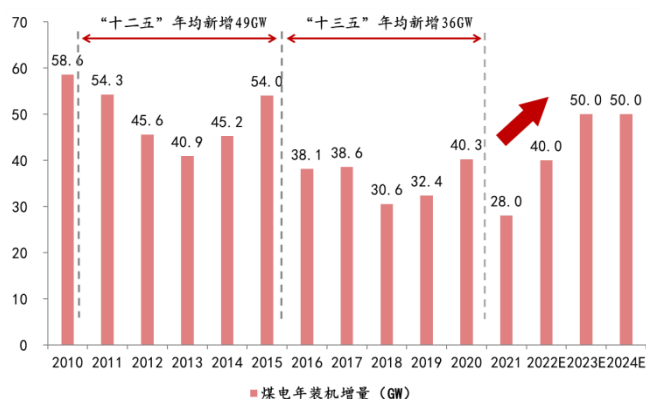
发布时间	政策/会议	政策主要内容
2022.08.24	国务院常务会议	部署稳经济一揽子政策的接续政策措施，着力巩固经济恢复发展基础，其中包括支持中央发电企业等发行 2000 亿元能源保供特别债 ，主要受益企业为煤电占比较大的五大发电集团及华润电力等中央发电企业， 支持煤电企业纾困和多发电

发布时间	政策/会议	政策主要内容
2022.05.11	国务院常务会议	在前期向中央发电企业拨付可再生能源补贴 500 亿元、通过国有资本经营预算注资 200 亿元基础上，再拨付 500 亿元补贴资金、注资 100 亿元， 支持煤电企业纾困和多发电
2022.02.14	国务院常务会议	国务院总理李克强主持召开国务院常务会议，会上强调要继续做好大宗商品保供稳价工作，缓解下游企业成本上升压力，保持物价基本稳定； 增加煤炭供应，支持煤电企业多出力出满力 ，保障正常生产和民生用电
2021.11.10	国家能源局《关于强化市场监管有效发挥市场机制作用促进今冬明春电力供应保障的通知》	为保障今冬明春能源 电力供应 、确保安全温暖过冬，《通知》主要分为 6 个方面 20 条具体内容，明确了各派出机构、电力调度机构、电力交易机构在今冬明春电力供应保障工作中市场机制建设和市场监管方面的工作重点，会同地方政府有关部门和相关电力企业形成工作合力，充分发挥市场机制“三作用”，着力市场监管“三加强”
2021.09.28	内蒙古自治区能源局等《关于 保障电力稳定供应 的若干政策措施》	严格贯彻落实国家和自治区关于电力供应保障工作的部署要求，有效疏导煤炭价格上涨导致的燃煤电厂经营压力，提出了十大保障性措施： 严格燃煤电厂履行发电责任 ；优化调整蒙西地区电力市场交易价格；完善分时电价政策，制定出台分时电价机制；加快提升清洁能源消纳能力；优化调整有序用电方案，坚决执行有序用电方案； 努力释放煤炭产能等
2021.08.19	广西壮族自治区发改委等《关于 保障当前电力供应 的若干政策措施》	为加强全区电力运行调度， 促进发电企业多发满发，提高电力保障能力 ，制定以下政策措施：建立应急状态下燃煤机组临时检修核实机制；提高电煤储备水平；加大电源出力；优化重点企业有序用电方案；实施 激励燃煤发电企业多发满发 政策措施等
2021.07.29	安徽省能源局等《安徽省 电力供应保障三年行动方案（2022—2024 年） 》	为保障全省电力可靠供应，解决“十四五”期间存在的 电力供应保障能力缺口 ，有 5 点主要任务：一是提高电力保供能力；二是创新形成新型保供力量，关停机组在保障安全和供热前提下，转为应急备用电源；三是加强运行调度管理，切实履行年度电煤中长期合同，增加发电企业省内煤矿年度长协量， 优先生产电煤并加大省内发电企业发运力度等

数据来源：国家能源局，各地区能源局、发改委等，中国政府网，西南证券整理

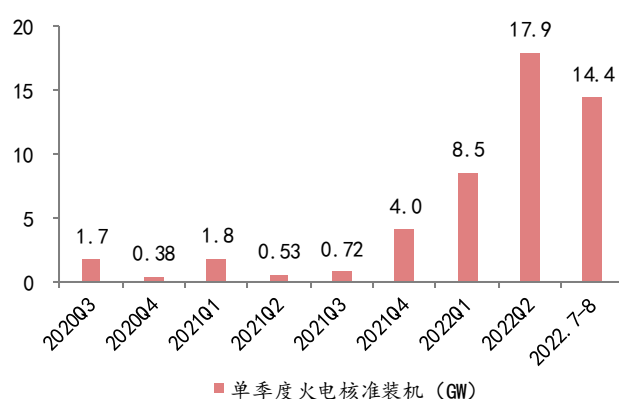
电力保障要求强化火电地位，火电装机有所提速。“十二五”煤电年均新增 49GW，“十三五”年均新增 36GW，从 2011 年-2020 年，煤电关注度逐渐降低，新增装机量也呈现降低势态。但近两年电力需求加大，多地电力供需缺口大，国家出台多项电力供应保障政策，火电“压舱石”作用凸显。自 21Q4 以来火电单季度核准装机规模显著增长，22 年 1-8 月火电核准装机 40.8GW，而 21Q1-Q3 火电核准装机仅为 3.03GW。预计“十四五”期间，煤电新增装机将有所提速，22-24 年合计新增装机 140GW，年平均装机达 46.7GW。

图 16：22-24 年预计新增装机 140GW



数据来源：电规总院《未来三年电力供需形势分析》，西南证券整理

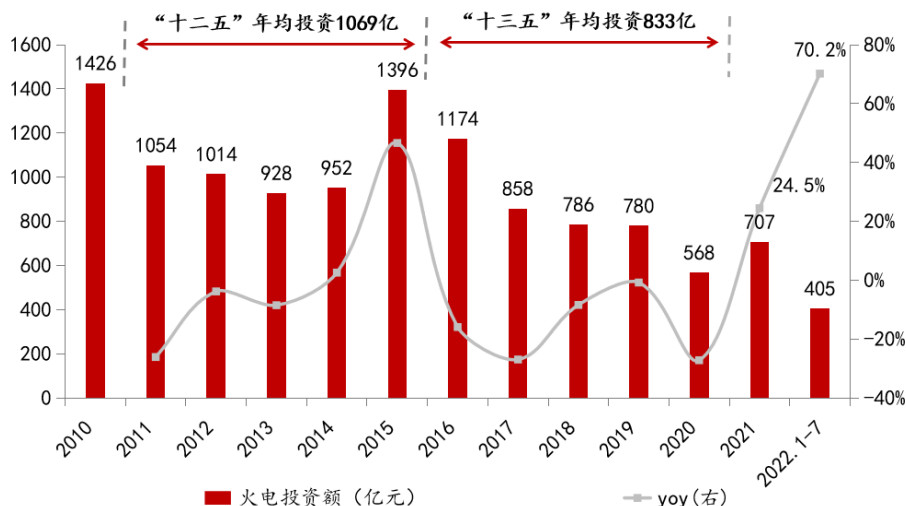
图 17：21Q4 以来火电单季度核准装机量显著增长



数据来源：北极星网，西南证券整理

火电投资建设有所提速，未来 3 年有望带动产业链投资额约 4000 亿元。“十三五”期间火电年均投资 833 亿元，相较“十二五”有所下滑，2020 年投资额为 568 亿元，2021 年火电投资额有所提速达 707 亿元，同比增速 24.5%；22 年 1-7 月火电投资额达 405 亿元，同比增长 70.2%。

图 18：2022 年 1-7 月投资额达 405 亿元（+70.2%）



数据来源：中电联，西南证券整理

按照 20 年平均单位造价测算，未来 3 年火电投资额可达 4580 亿元。根据电规总院发布的《火电工程限额设计参考造价指标》显示，20 年我国 2*660MW 机组的新建/扩建造价分别为 3636/3119 元/kw，2*1000MW 机组的新建/扩建造价分别为 3309/3022 元/kw，两类型机组投资额合计 216 亿元。根据上述单位造价取平均值为 3271.5 元/kw，根据电规总院《未来三年电力供需形势分析》显示，2022/2023/2024 年火电装机规模预计为 40/50/50GW，由此测算出未来 3 年火电投资额分别为 1309/1636/1636 亿元，合计 4580 亿元。

表 2：2020 年两种类型机组造价指标情况

机组类型	建造类型	单位造价 (元/kw)	投资额 (亿元)
2 * 660MW	新建	3636	48.0
	扩建	3119	41.2
2*1000MW	新建	3309	66.2
	扩建	3022	60.4
平均	—	3271.5	—

数据来源：电规总院《火电工程限额设计参考造价指标 2020》，西南证券整理

表 3：未来 3 年火电投资额预计（按 20 年平均单位造价测算）

预计年份	建造规模 (GW)	建造类型	单位造价 (元/kw)	投资额 (亿元)
2022E	40	新建&扩建	3271.5	1308.6
2023E	50	新建&扩建	3271.5	1635.8
2024E	50	新建&扩建	3271.5	1635.8
合计	140	—	—	4580

数据来源：电规总院《火电工程限额设计参考造价指标 2020》，电规总院《未来三年电力供需形势分析》，西南证券整理

按照 21-22 年投资额平均增速测算，未来 3 年火电投资额近 4000 亿元。根据中电联数据显示，21 年火电投资额 707 亿元，同比增速 24.5%，22 年 1-7 月火电投资额 405 亿元，同比增速 70.2%。2022 年有关火电灵活性改造的政策频出，火电核准和装机增速，火电灵活性改造作为火电盈利转向的主要方向，预计未来 3 年火电投资额也将保持较高增速。21 年和 22 年火电投资额同比增速平均水平为 47.4%，保守估计未来 3 年火电投资增速为 35%，以 2021 年火电投资额 707 亿元为基础，算出 2022/2023/2024 年火电投资额分别为 955/1289/1740 亿元，合计投资额 3983 亿元。

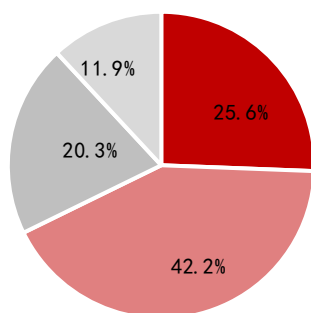
表 4：未来 3 年火电投资额预计（按 21-22 年投资额平均增速测算）

预计年份	投资增速	投资额（亿元）
2022E	35%	954.5
2023E	35%	1288.5
2024E	35%	1739.5
合计	—	3982.5

数据来源：中电联，西南证券整理

设备购置费用为火电投资的主要部分，其中主机设备费用占比 59%。根据电规总院 2020 年发布的《火电工程限额设计参考造价指标》，以 2*1000MW 机组为例，机组的费用结构包括建筑工程费用、设备购置费用、安装工程费用、其他费用，其中设备购置费用在机组总投资额中占比 42.2%，是最主要的部分。机组设备费用支出包括锅炉、汽轮机、汽轮发电机、其他，其中主机设备占比过半为 59%。

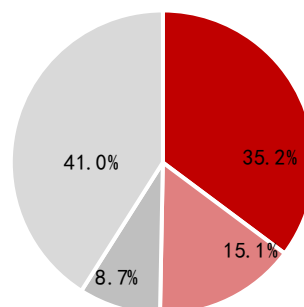
图 19：2*1000MW 机组费用结构



■ 建筑工程费用 ■ 设备购置费用 ■ 安装工程费用 ■ 其他费用

数据来源：电规总院《火电工程限额设计参考造价指标 2020》，西南证券整理

图 20：2*1000MW 机组设备费用占比



■ 锅炉 ■ 汽轮机 ■ 汽轮发电机 ■ 其他

数据来源：电规总院《火电工程限额设计参考造价指标 2020》，西南证券整理

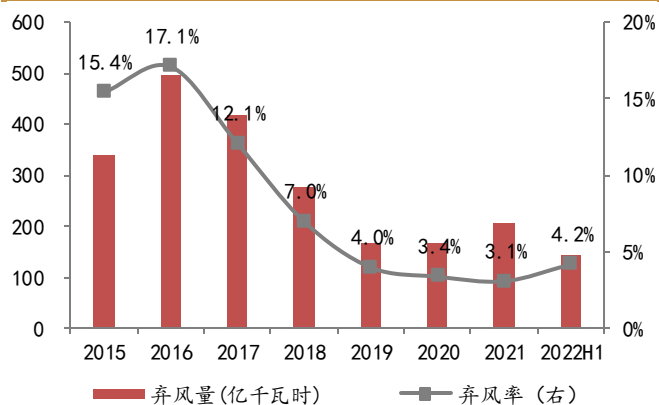
2 火电灵活性改造推动消纳，调峰服务市场潜力巨大

2.1 新能源消纳问题凸显，火电灵活性改造成重要手段

我国风光装机发电量双增，促风光消纳重要性日渐提升。21 年我国风光装机量占比达 27%，发电量占比达 12%，根据国家发改委能源研究所发布的《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》，预计 2050 年我国风光装机量将增至 72%，风光发电量将提升至 64%，随着风光发电效率提升，发电量增长，风光电力消纳问题有待解决。

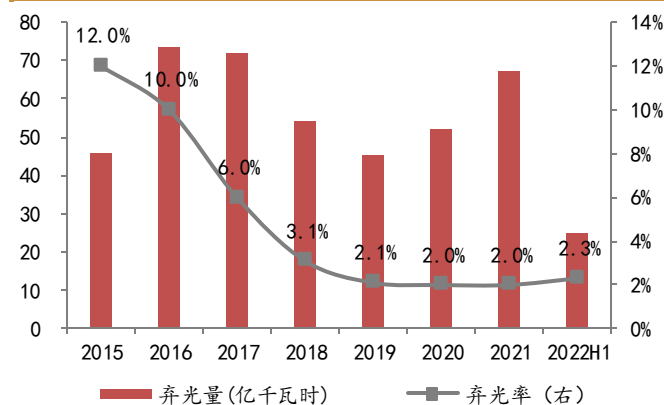
“十三五”期间弃风弃光情况得到改善，弃风弃光率均降至 4% 以下。根据国家能源局数据，“十二五”期间我国弃风率整体较高，到“十三五”期间弃风率显著走低，2015-2021 年弃风率由 15.4% 降至 3.1%，同期弃光率由 12.0% 降至 2.0%，主要得益于抽水蓄能、火电灵活性改造等电力系统灵活性调节方式发力，促使风光消纳能力逐年提升。

图 21：21 年全国弃风率降至 3.1%



数据来源：国家能源局，中电联，西南证券整理

图 22：21 年全国弃光率降至 2.0%



数据来源：国家能源局，中电联，西南证券整理

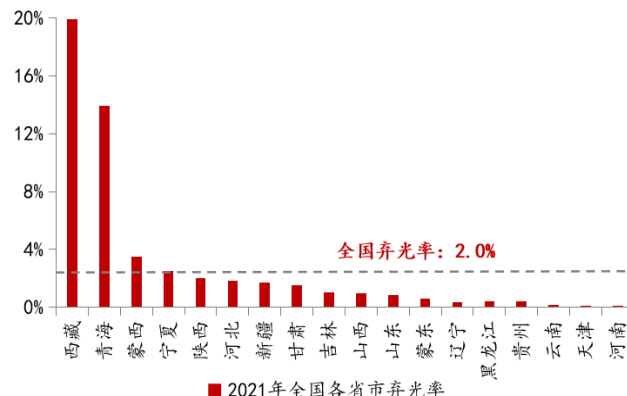
西北地区弃风弃光现象最为严重，解决西北地区风光消纳问题是重中之重。根据国家能源局数据显示，2021 年我国青海、蒙西、新建、河北、甘肃五地弃风率分别为 10.7%、8.9%、7.3%、4.6%、4.1%，均高于全国平均水平；西藏、青海两地弃光率分别为 19.8%、13.8%，显著高于全国平均水平。根据全国新能源消纳监测预警中心数据显示，22Q2 有 3 个省区弃风率高于 10%，分别为甘肃（11.4%）、蒙西（11.6%）、蒙东（13.5%）；有 2 个省区弃光率高于 10%，分别为青海（13.7%）、西藏（16.6%）。从地域分布看，上述弃风、弃光率高的地区集中于西北部。我国弃风弃光率要进一步降低，促进西北地区风光电力消纳是重中之重。

图 23：21 年西北地区弃风率显著高于全国平均水平



数据来源：国家能源局，西南证券整理

图 24：21 年西藏地区弃光率高达 19.8%



数据来源：国家能源局，西南证券整理

在促进新能源电力消纳及提升电力系统灵活性需求下，火电灵活性改造价值得以彰显。

目前，我国电力系统灵活性调节方式有：需求侧响应、抽水蓄能、火电灵活性改造、电化学储能、燃气轮机等。其中火电灵活性改造具有技术成熟、建设周期短、投资成本低、调节效果好，综合性价比高等优势，而抽水蓄能存在投资成本高、投资周期长且抽放水有 25% 电能损失等缺点，电化学储能存在投资成本高、能量密度低、使用寿命短、环保性和安全性难有保障等缺点。故相比较而言，火电灵活性改造是提升电网调节能力的最佳选择。火电灵活性改造同时兼具促进风光电力消纳和提升电力系统稳定性/灵活性的双重作用。

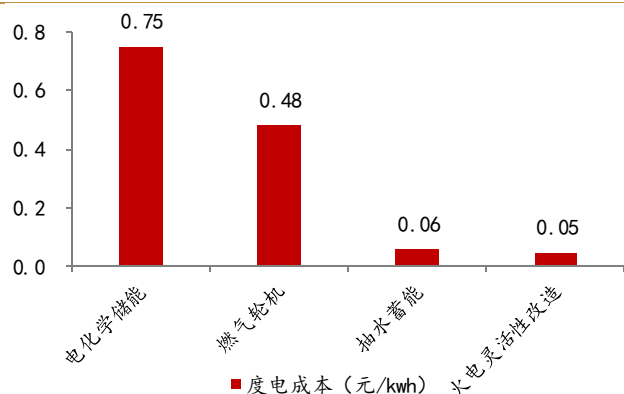
表 5：五种电力系统稳定性/灵活性调节方式

调节方式	优点	缺点	具体介绍
需求侧响应	1) 缓解高峰时段电力供应缺口，及低谷时段电网调节压力 2) 促进新能源消纳，提升电力系统整体运行效率	1) 价格信号传导机制形成需要较长时间 2) 需求侧资源可控性相对较差 3) 响应效果难以精确计量，提升效果存在不确定性	电力市场价格明显升高/降低或系统安全可靠存在风险时，电力用户根据价格或激励措施，改变其用电行为，减少/增加用电，从而促进电力供需平衡、保障电网稳定运行
抽水蓄能	1) 技术手段成熟 2) 充放电灵活 3) 充放电规模大，时间长，适合长时间电网调峰及电力平衡场景	1) 投资成本高，价格疏导困难 2) 抽水放水电能损失 25%，使用成本高	利用电网中负荷低谷时的电力，由下水库抽水到上水库蓄能，待电网高峰负荷时，放水到下水库发电，增加电力供应
火电灵活性改造	1) 技术成熟，调峰能力提升显著 2) 施工周期短，见效快 3) 单位调节容量投资成本小	1) 缺乏合理的市场化补偿机制，火电企业灵活性改造积极性不高 2) 对环境会造成一定污染；	火电灵活性通常指火电机组的运行灵活性，即适应出力大幅波动、快速响应各类变化的能力，主要指标包括调峰幅度、爬坡速率及启停时间等
燃气轮机	1) 启停速度快，运行灵活 2) 使用安全可靠，输出的电压和频率稳定	1) 对环境有一定污染 2) 天然气供应不足，价格高，发电性价比低	燃烧天然气进行发电
电化学储能	1) 全自动控制，快速响应 2) 控制精度高，可全容量调节	1) 缺乏转动惯量 2) 前期投资成本高，性价比较低	采用化学电池作为储能元件，可进行电能存储、转换及释放

数据来源：《火电机组灵活性改造的激励机制研究》张晶等，百度百科，西南证券整理

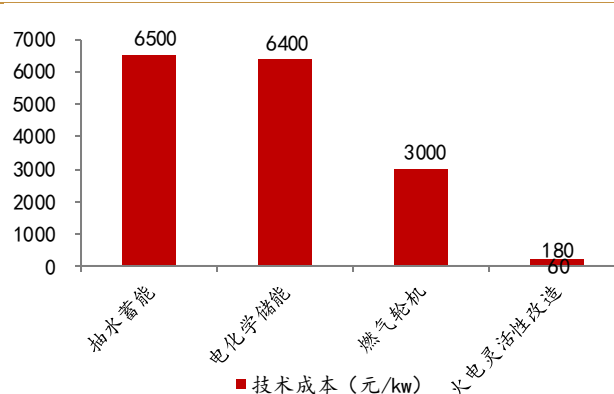
火电灵活性改造投资成本低、性价比高，将在灵活性电源中扮演重要角色。根据《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，火电灵活性改造后进行深度调峰的度电成本为 0.05 元/kwh，显著低于抽水蓄能电站/燃气轮机/新型储能电站 0.06/ 0.48 / 0.75 元/kwh 的度电成本。此外，根据《高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战》，火电灵活性改造技术成本为 60-180 元/kw，远低于其他灵活性调节方式的技术成本。火电灵活性改造成本优势显著，是重要的灵活性电源之一。

图 25：火电灵活性改造度电成本最低为 0.05 元/kwh



数据来源：《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》卢洵等，西南证券整理

图 26：火电灵活性改造技术成本最低为 60-180 元/kw



数据来源：《高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战》卓振宇等，西南证券整理

不断出台支持性政策，十四五期间计划完成火电灵活性改造 2 亿千瓦时。2016 年 6-7 月，为全面提升电力系统调峰能力和促进新能源电力消纳，确定了丹东电厂等 22 个项目为提升火电灵活性改造试点项目，主要集中于“三北”地区。2018 年 3 月，在《关于提升电力系统调节能力的指导意见》中，明确“十三五”期间完成 2.2 亿千瓦火电机组灵活性改造，提升电力系统调节能力 4600 万千瓦，并要求最小技术出力达到 30%-40% 容量水平。2021 年 11 月，在《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》中，明确“十四五”期间完成煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦；2022 年 3 月，在《“十四五”现代能源体系规划》中，提及到 2050 年，灵活性电源占比达到 24% 左右，将为火电灵活性改造预留较大增长空间。

表 6：火电灵活性改造相关支持政策

时间	部门	政策法规	主要内容
2022 年 4 月	国家发改委	《关于北部湾城市群建设“十四五”实施方案的通知》	抓好煤炭清洁高效利用，推进煤电机组节能升级和灵活性改造
2022 年 3 月	国家发改委	《“十四五”现代能源体系规划》	到 2050 年，灵活性电源占比达到 24% 左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%
2022 年 2 月	国家发改委	《关于促进工业经济平稳增长若干政策的通知》	推进供电煤耗 300g 标准煤/kwh 以上的煤电机组改造升级，在西北、东北、华北等地实施煤电机组灵活性改造，加快完成供热机组改造
2022 年 2 月	国家发改委 国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	全面实施煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准，科学核定煤电机组深度调峰能力
2021 年 11 月	国家发改委 科学技术部	《“十四五”能源领域科技创新规划》	因地制宜推广低压缸零出力、加装蓄热装置、火-储联合调频等火电灵活性提升改造技术
2021 年 11 月	国家发改委	《关于开展全国煤电机组改造升级	存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系

时间	部门	政策法规	主要内容
	国家能源局	级的通知》	统调节能力 3000-4000 万千瓦，促进清洁能源消纳
2021 年 7 月	国家发改委	《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，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 年 2 月	国家发改委	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	对存量煤电项目 优先通过灵活性改造提升调节能力 ，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近新能源电力规模
2018 年 3 月	国家发改委 国家能源局	《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	“十三五”期间，力争完成 2.2 亿千瓦火电机组灵活性改造 （含燃料灵活性改造），提升电力系统调节能力 4600 万千瓦，优先提升 30 万千瓦级煤电机组的深度调峰能力。改造后的纯凝机组 最小技术出力达到 30%-40% 额定容量；部分电厂达到 国际先进水平 ，机组不投油稳燃时纯凝工况 最小技术出力达到 20%-30%
2016 年 11 月	国家发改委 国家能源局	《电力发展“十三五”规划（2016-2020）》	加强系统调峰能力建设，“十三五”期间，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，优化电力调度运行， 常规煤电灵活性改造规模达到 8600 万千瓦左右
2016 年 7 月	国家发改委 国家能源局	关于印发《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》的通知	鼓励发电企业对煤电机组稳燃、汽轮机、汽路以及制粉等进行技术改造， 争取提升机组调峰能力 10%-20% ，对热点机组安装在线检测系统，着呢过去提升热点机组调峰能力 10%-20%
2016 年 6-7 月	国家能源局	《第一批火电灵活性改造试点项目的通知》、《第二批火电灵活性改造试点项目的通知》	挖掘燃煤机组调峰能力，提升我国火电运行灵活性，全面提高系统调峰和新能源消纳能力， 确定丹东电厂等 22 个项目为提升火电灵活性改造试点项目 ，试点项目主要集中于“三北”地区

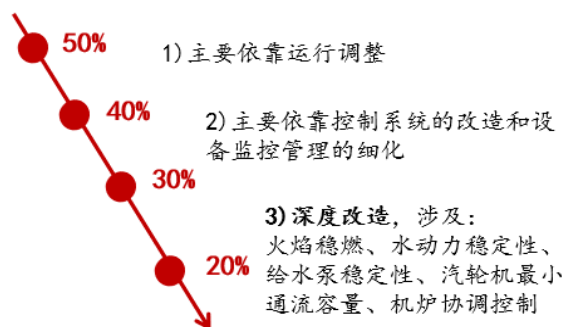
数据来源：国家发改委，国家能源局，西南证券整理

2.2 火电调峰补偿有所推进，灵活性改造积极性提升

在机组调峰深度不断深入的过程中，火电灵活性改造可大致分为三个阶段：1）调峰深度在 50%-60%的阶段，主要通过对机组运行进行管理控制来实现；2）调峰深度在 60%-70%的阶段，主要通过改造控制系统和细化设备监控管理来实现；3）调峰深度在 70%-80%的阶段，对火电机组进行深度改造来实现，具体改造包括：火焰稳燃、水动力稳定性、给水泵稳定性、汽轮机最小通流容量、机炉协调控制等子系统的改造。

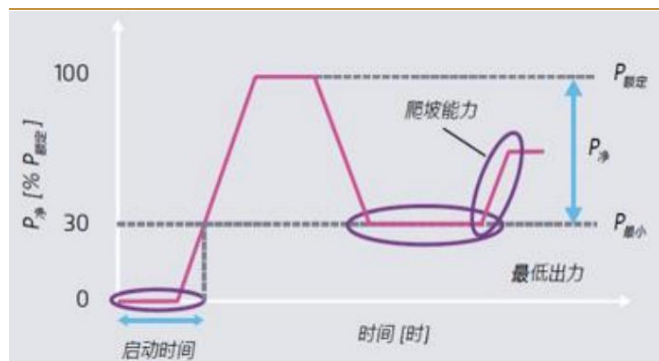
火电灵活性改造三大灵活性指标：最小出力、启停时间、爬坡速度，最核心目标是降低最小出力（发电厂在稳定运行条件下可以提供的最小净功率），即增加深度调峰能力。

图 27：火电灵活性改造进程



数据来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》潘尔生等，西南证券整理

图 28：火电灵活性改造三大灵活性指标



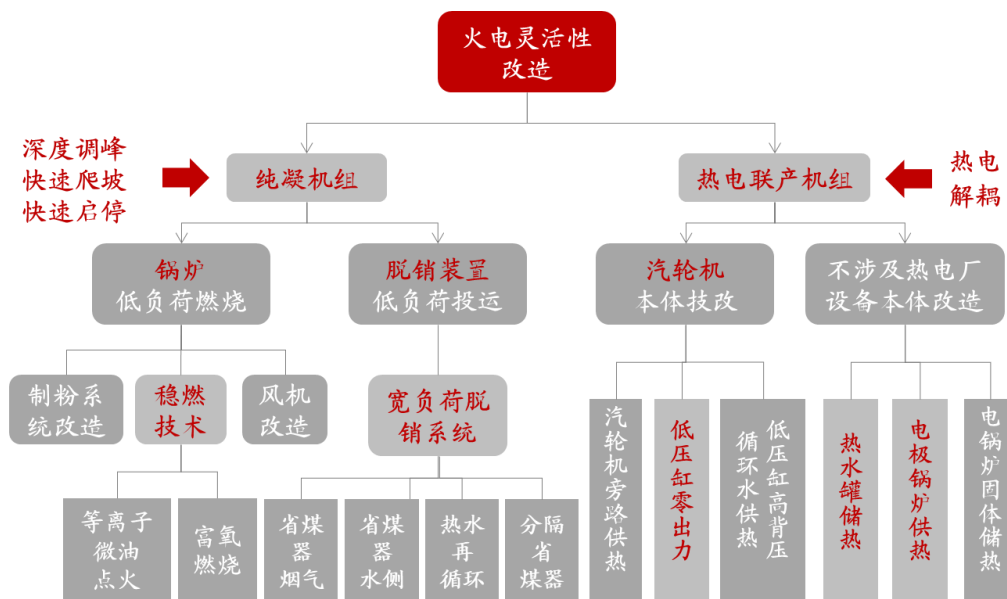
数据来源：《火力发电厂的灵活性》Agora Energiewende，《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》潘尔生等，西南证券整理

根据改造机组的不同，火电灵活性改造分为：纯凝机组改造和热电联产机组改造。其中纯凝机组改造后调峰深度更大，而热电联产机组“以热定电”的特征限制了调峰深度。

纯凝机组改造，目标是实现深度调峰、快速启停和快速爬坡，主要改造锅炉和脱硝装置。改造关键是保障机组在低负荷状态下稳定运行，其中主要是解决锅炉在低负荷状态下稳定燃烧以及脱硝装置在低负荷状态下投运等问题。等离子无油、微油点火以及富氧燃烧等助燃技术帮助锅炉在低负荷下稳定运行；省煤器烟气旁路、省煤器水侧旁路、热水在循环、分隔省煤器等技术助力解决入口烟温低的问题。

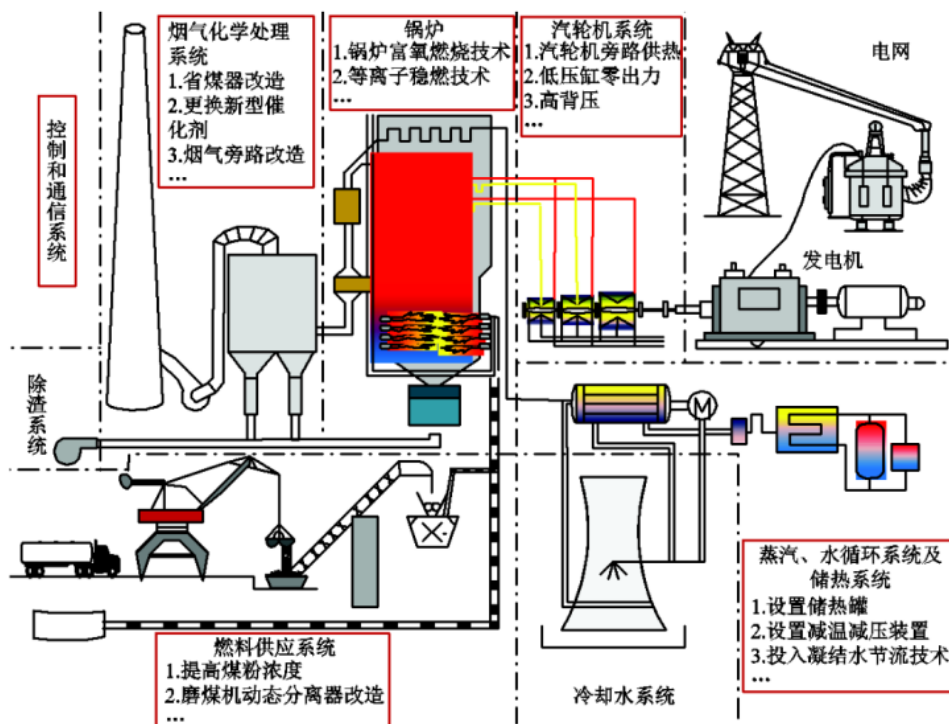
热电联产机组改造，目标是实现热电解耦，主要改造汽轮机或增加蓄热罐/电极锅炉等。用其他热源代替汽轮机供热，使得在满足供热需求的同时能降低机组最小出力，从而提升机组灵活性和调峰深度。热电联产机组改造技术分为两大类：涉及汽轮机本体的技术改造，不涉及热电厂的设备本体改造。前者的具体改造包括：汽轮机旁路供热、低压缸零出力、低压缸高背压循环水供热；后者的具体改造包括：热水罐储热、电极锅炉供热、电锅炉固体储热。

图 29：火电灵活性改造技术分类



数据来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，《火电机组灵活性改造技术方案研究》胡远庆，《火电机组灵活性运行技术综述与展望_牟春华》，西南证券整理

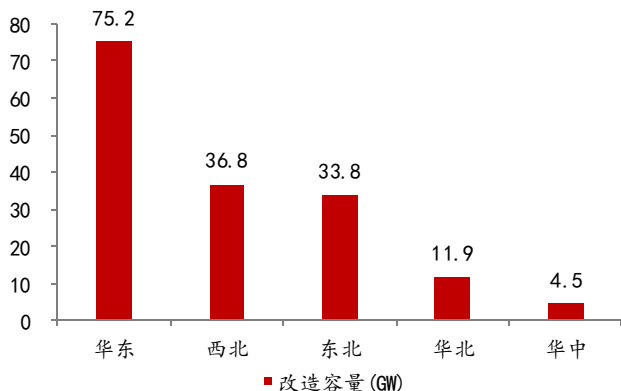
图 30：火电灵活性改造涉及子系统示意图



数据来源：《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》郭通等，西南证券整理

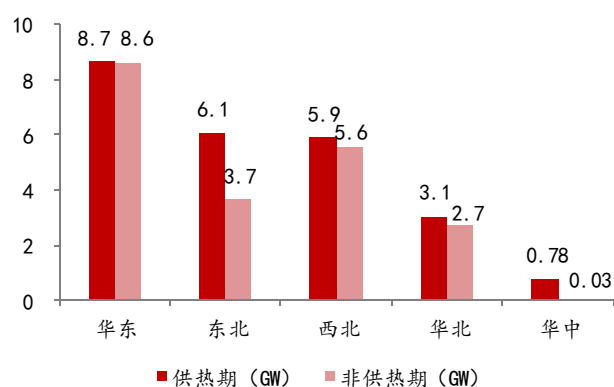
“十三五”我国火电灵活性改造不达标，未来火电灵活性改造任务任重道远。《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》明确提出，“十三五”期间，我国“三北地区”火电灵活性改造容量约 2.15 亿千瓦，其中热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦。改造完成后，预计提升调峰能力 4500 万千瓦。其他地区纯凝机组改造容量约 450 万千瓦，预计提升调峰能力 100 万千瓦。2021 年国家电网发布的《国家电网有限公司服务新能源发展报告》中表示，“十三五”期间，“三北地区”完成火电灵活性改造容量为 8241 万千瓦，增加调峰能力 1501 万千瓦。火电灵活性改造完成率为 38.3%，提升调峰能力完成率为 33.4%，均不达标。

图 31：“十三五”我国火电灵活性改造容量



数据来源：《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，西南证券整理

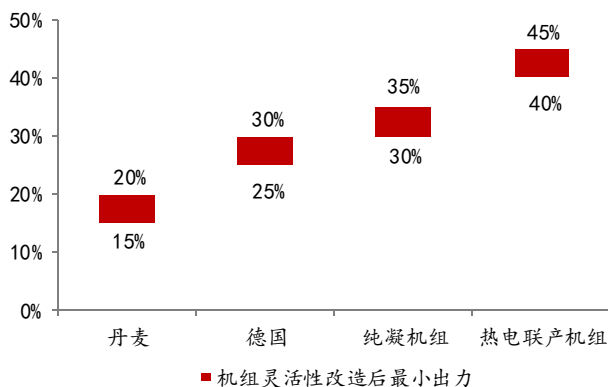
图 32：“十三五”火电灵活性改造后调峰能力提升情况



数据来源：《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，西南证券整理

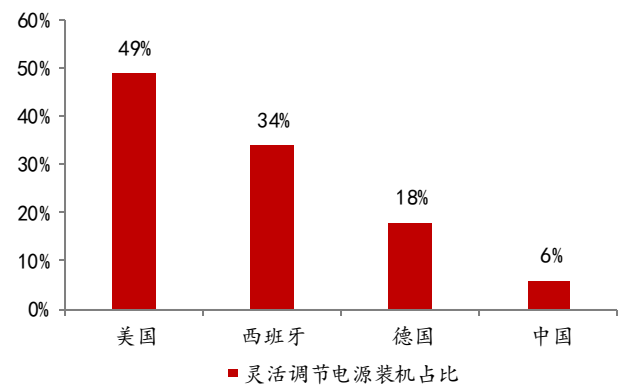
我国火电机组调峰能力不足，灵活电源装机占比小，未来均有较大提升空间。根据 20 年中电联发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，目前我国在运煤电机组一般最小出力为 50~60%，冬季供热期仅能低至 75~85%。国内试点示范项目经灵活性改造后，最小技术出力可低至 30%~35%，热电联产机组最小技术出力达到 40%~50%。相比于丹麦 15%-20%的最小出力以及德国 25%-30%的最小出力水平，我国火电机组调峰能力仍有较大提升空间。我国灵活调节电源比重低，火电灵活性改造、抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源装机占比不到 6%，距离我国 24%左右灵活性电源装机占比目标，提升空间大。其中“三北”地区新能源富集，风/光装机为 72%/61%，但灵活调节电源不足 3%，而美国、西班牙、德国的灵活电源占比分别高达 49%、34%、18%。

图 33：我国火电机组调峰深度不足



数据来源：《煤电机组灵活性运行政策研究》中电联，西南证券整理

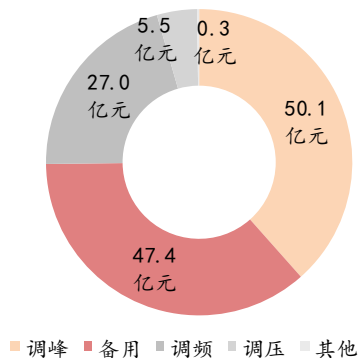
图 34：国内灵活调节电源装机占比小于 6%



数据来源：《煤电机组灵活性运行政策研究》中电联，西南证券整理

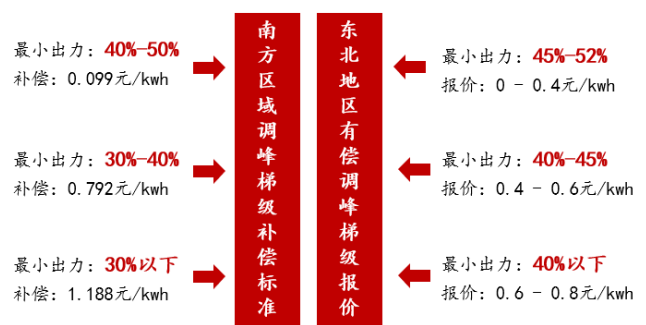
我国调峰补偿费占比最大，南北区域调峰补偿/报价均呈梯级特征。调峰服务是火电灵活性改造最主要的目标，也是我国电力辅助服务市场重要组成之一。根据国家能源局发布的《2019 年上半年电力辅助服务有关情况的通报》，2019H1 我国电力辅助服务补偿费用为 130 亿元，其中调峰补偿费用 50 亿元，占比为 38%。从地域补偿费用结构看，2019 H1 东北地区以调峰补偿费用为核心，在五类电力辅助服务补偿费用中占比高达 98%。东北地区电力调峰补偿费用占全国电力调峰补偿费用的 54%，调峰市场潜力与发展主要看东北地区。目前已有“南方区域调峰梯级补偿标准”和“东北地区有偿调峰梯级报价标准”，根据三档调峰深度，分别对应三档具体调峰补偿/报价。

图 35：2019H1 电力辅助服务补偿费用构成



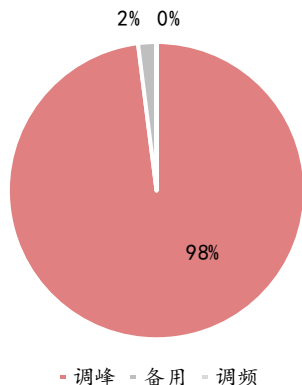
数据来源：《2019 年上半年电力辅助服务有关情况的通报》国家能源局，西南证券整理

图 36：我国南北区域调峰补偿/报价标准



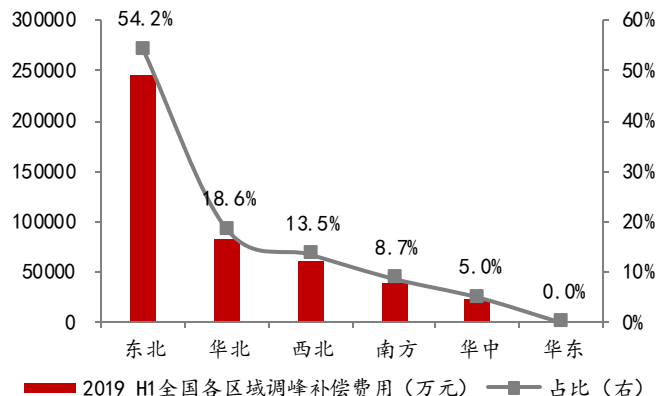
数据来源：《东北电力调峰辅助服务市场监管办法》编制说明，国家能源局南方监管局，西南证券整理

图 37：2019H1 东北地区调峰补偿费用占比 98%



数据来源：《2019 年上半年电力辅助服务有关情况的通报》国家能源局，西南证券整理

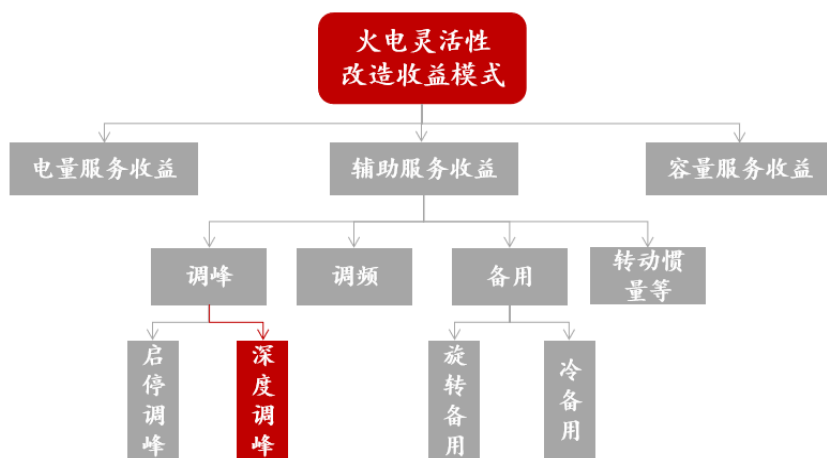
图 38：2019 H1 全国各区域调峰补偿费用



数据来源：《2019 年上半年电力辅助服务有关情况的通报》国家能源局，西南证券整理

火电灵活性改造收益模式有望转为：电量服务收益+辅助服务收益+容量服务收益。截至 2021 年底，我国新能源装机占比为 26.7%，发电量占比 11.8%。在双碳目标和能源结构转型驱动下，未来新能源装机规模将不断增长，新能源电力大规模并网将带来较大调峰需求，火电机组的收益模式也将由单一的电量服务收益转向电量+辅助服务+容量相结合的收益模式。

图 39：火电灵活性改造未来可行的收益模式



数据来源：《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，《关于推进电力市场建设的实施意见》，西南证券整理

调峰容量补偿标准逐步明确，利好火电灵活性改造发展进程。2022 年 9 月 20 日，甘肃能源监管办发布《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿），文件内容表示，调峰容量市场交易是针对火电机组灵活性改造成本和电网侧储能的投建设资成本，按调节能力（容量）进行竞价获取补偿的交易。在调峰容量市场建设初期，火电机组 50% 以下调峰容量，按机组额定容量 10%-5% 分档纳入补偿，补偿标准分为非供热季补偿标准和供热季补偿标准。纯凝机组全年按照非供热季补偿上限执行，火电企业最大补偿范围不超过能源监管核定的调峰能力。调峰容量补偿标准的完善，对火电灵活性改造发展进程推进具有重要意义。

表 7：调峰容量市场补偿标准

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	额定容量 40% ≤ 实际出力 < 额定容量 50%	10	300
2	额定容量 35% ≤ 实际出力 < 额定容量 40%	200	500
3	额定容量 30% ≤ 实际出力 < 额定容量 35%	350	700
4	额定容量 25% ≤ 实际出力 < 额定容量 30%	600	1200
5	额定容量 20% ≤ 实际出力 < 额定容量 25%	800	1600
6	额定容量 15% ≤ 实际出力 < 额定容量 20%	1000	2000
7	额定容量 10% ≤ 实际出力 < 额定容量 15%	1200	2400
8	额定容量 5% ≤ 实际出力 < 额定容量 10%	1500	3000
9	额定容量 0% ≤ 实际出力 < 额定容量 5%	1800	3600

数据来源：国家能源局甘肃监管办公室《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿），西南证券整理

按照增加调峰容量计算，中性情境下火电灵活性改造市场规模有望实现约 350 亿元。

2021 年国家能源局等发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，提出存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“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。根据 2020 年中电联发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本约在 500 元~1500 元之间。以系统调节能力 3000 万千瓦、3500 万千瓦、4000 万千瓦分别表示未来调峰发展的悲观、中性、乐观三种情景。根据调峰深度不同，火电机组灵活性改造成本也有较大差异，对单位调峰容量成本取下限 500 元/kW，中限 1000 元/kwh，上限 1500 元/kwh，分别计算对应市场规模。悲观情景下规模可达 150-450 亿元；中性情景下规模可达 175-525 亿元；乐观情景下规模可达 200-600 亿元。考虑火电改造难以达到 4000 万千瓦目标上限，以及未来机组改造成本下降，选取中性情境下市场规模平均值作为预计，则火电灵活性改造市场规模有望实现约 350 亿元。按照灵活性改造容量 2 亿千瓦进行测算，预计未来火电灵活性改造投资规模可达 120-360 亿元。两种测算方式下，火电灵活性改造未来市场规模均超过百亿，发展潜力大。

表 8：火电灵活性改造投资规模测算（按照灵活性改造容量）

按照增加调峰容量测算									
	悲观			中性			乐观		
灵活性改造后增加的调峰容量（万 kw）	3000			3500			4000		
单位调峰容量成本（元/kw）	500	1000	1500	500	1000	1500	500	1000	1500
火电灵活性改造投资规模（亿元）	150	300	450	175	350	525	200	400	600
平均投资规模（亿元）	300			350			400		

数据来源：《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》国家发改委、国家能源局，《煤电机组灵活性运行政策研究》中电联，西南证券整理

表 9：火电灵活性改造投资规模测算（按照灵活性改造容量）

按照灵活性改造容量测算		
火电灵活性改造容量（亿 kw）	2	
灵活性改造成本（元/kw）	60	180
火电灵活性改造投资规模（亿元）	120	360

数据来源：《高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战》卓振宇，《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》国家能源局，西南证券整理

3 相关企业分析

3.1 青达环保：火电灵活性改造稀缺标的，开辟第二增长曲线

公司深耕节能环保领域，产品逐渐由炉渣和烟气环保系统扩大至火电灵活性改造及清洁能源消纳系统。公司目前技术和产品覆盖炉渣、烟气、脱硫废水等产物防治和回收利用，同时产品已进一步扩大至火电灵活性改造及清洁能源消纳系统。

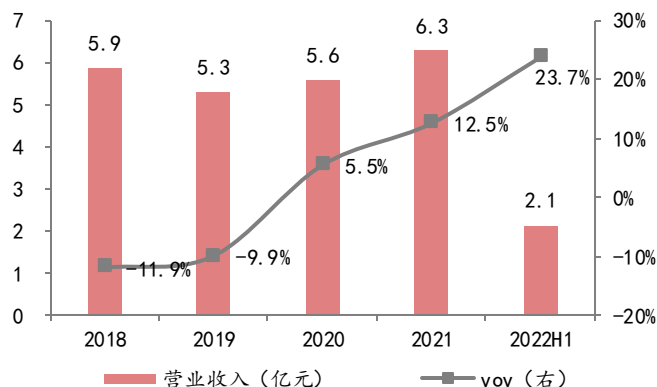
图 40：公司产品线示意图



数据来源：公司官网，西南证券整理

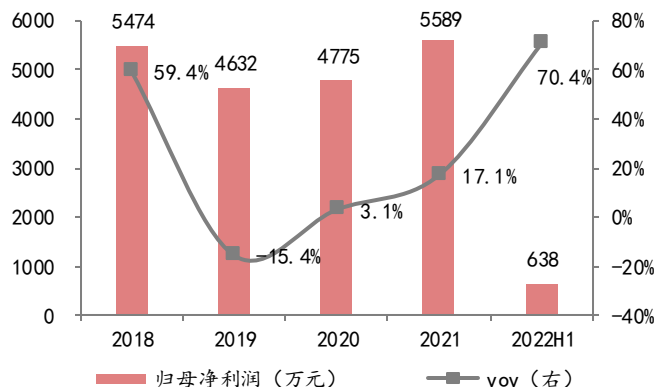
2022H1 公司营收及归母净利润实现高增，盈利能力大幅提升。从营收口径来看，2017-2021 年公司营业收入从 5.9 亿元增长至 6.3 亿元，2022H1 公司实现营业收入 2.1 亿元，同比增加 23.7%，受益于公司完善的产品结构，低温烟气余热深度回收系统、全负荷脱硝系统保持增长。从归母净利润来看，2017-2021 年公司从 5474 万元增长至 5589 万元，主要受益于毛利率较高的配件产品销售的增加，2022H1 公司实现归母净利润 638 万元，同比增加 70.4%，盈利能力大幅提升。

图 41：公司 2022H1 营业收入 2.1 亿元（+23.7%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

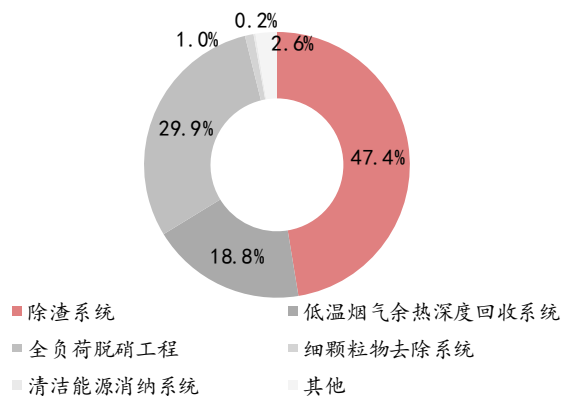
图 42：公司 2022H1 归母净利润 638 万元（+70.4%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

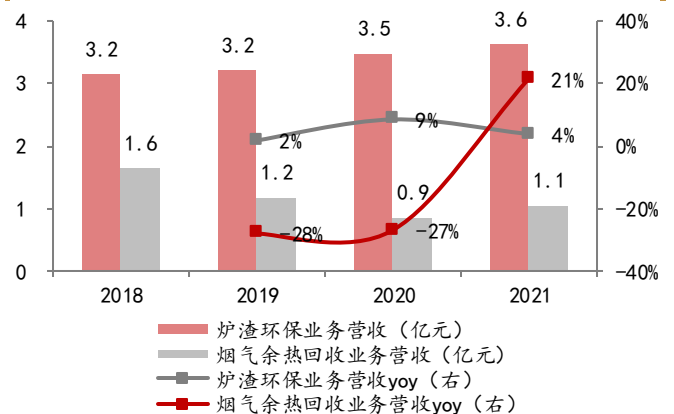
炉渣业务稳健发展，烟气回收业务有所回暖。公司传统主业包括炉渣环保业务及烟气节能环保业务。**炉渣业务：**营收稳健增长，毛利率保持平稳。2018-2021 年公司炉渣节能环保业务营收由 3.2 亿元增至 3.6 亿元，3 年 CAGR 达 4.7%，整体业务较为稳健。同期公司该业务毛利率基本保持稳定，基本在 31% 左右。**烟气余热回收业务：**先下滑后止跌，更新需求有望推动平稳发展。2021 年业务营收止跌回升至 1.1 亿元，同比增长 21%，由于此前电厂超低排放改造逐渐完成，市场需求下滑造成该业务营收下滑，也由于早期投入的部分设备使用年限接近使用寿命，更新改造的需求推动业务止跌回升，预计未来将平稳发展。同期公司该业务毛利率基本保持稳定，基本在 25% 左右。

图 43：2022H1 公司产品收入结构



数据来源：公司公告，西南证券整理

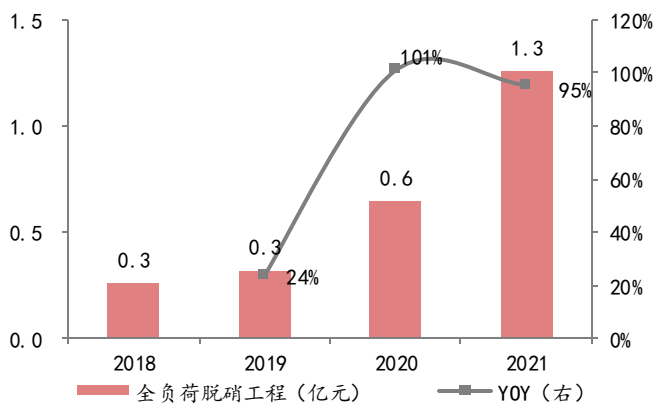
图 44：2018-2021 年公司炉渣及烟气回收业务营收变化



数据来源：公司公告，西南证券整理

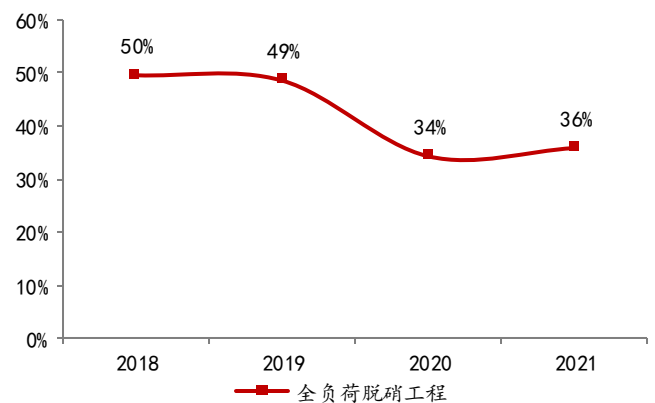
公司积极布局火电灵活性改造，全负荷脱硝业务高速发展。公司在火电灵活性改造领域布局清晰，产品主要包括全负荷脱硝系统（环保侧）和清洁能源消纳系统（调峰侧）两大类。全负荷脱硝业务受益火电灵活性改造东风，营收爆发性增长，毛利率保持较高水平。2018-2021 年公司全负荷脱硝系统业务营收由 0.3 亿元迅速增至 1.3 亿元，3 年 CAGR 高达 69%，整体业务呈现爆发态势，由于全负荷脱硝改造技术壁垒较高，随着十四五火电灵活性改造需求的爆发，该业务有望持续快速增长，2021 年公司该业务毛利率回升至 36%。炉渣环保设备正常运行周期是 15 年左右，由于设备运行环境，零部件磨损更换需求较为稳定，预计随着未来火电市场新增需求的稳定释放，该业务将继续保持稳健发展。

图 45：2021 年全负荷脱硝工程业务营收达 1.3 亿元（+95%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

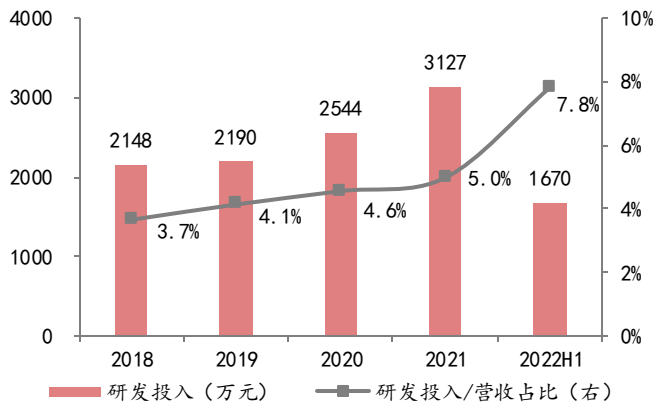
图 46：2021 年公司全负荷脱硝业务毛利率达 36%



数据来源：公司公告，西南证券整理

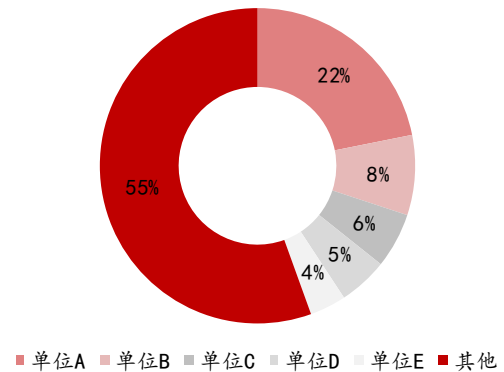
研发投入持续提升，客户聚焦渠道优势显著。公司研发占比快速提升，2018-2021 年公司研发投入由 2148 万元持续增至 3127 万元，CAGR 高达 13.3%，2022H1 研发投入达 1670 万元，同比增长 34%；同期研发/营收占比大幅提升，由 3.7%持续增至 7.8%。公司客户相对较为集中，前 5 大客户销售额占比达 45%，电力及热力行业客户占比达 8 成。2021 年销售额结构来看，公司第一大客户销售额达 1.4 亿元，前五大客户销售额合计达 2.8 亿，营收占比合计 45%。

图 47：2022H1 公司研发投入/营收占比增至 7.8%



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 48：2021 年公司前五大客户销售额占比高达 45%



数据来源：公司公告，西南证券整理

3.2 东方电气：火电业务迎来强复苏，抽水蓄能发展前景广阔

公司是全球最大的能源装备制造商和电站工程承包供应商之一，综合竞争优势显著。公司形成了“六电并举、五业协同”产业格局，受“能源保供+调峰需求”双重因素推动，一方面，公司凭借风电领域的优势竞争力，相关业务实现高速增长；另一方面，随着清洁能源的快速发展，电网消纳问题逐渐突出，公司传统的煤电、气电设备销售重回增长态势，同时，抽水蓄能业务将成为未来公司强劲的增长点。

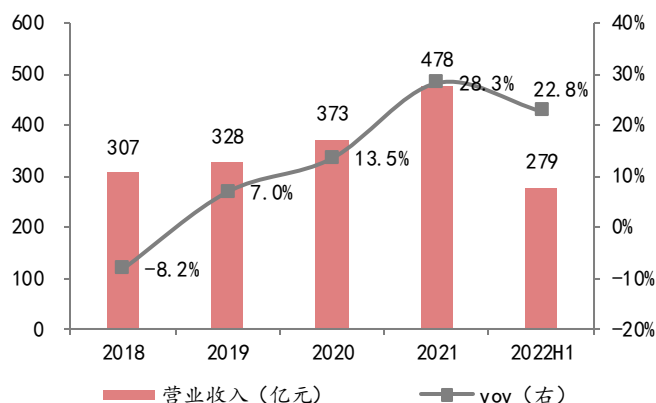
图 49：公司“六电并举、五业协同”产品格局



数据来源：公司官网，西南证券整理

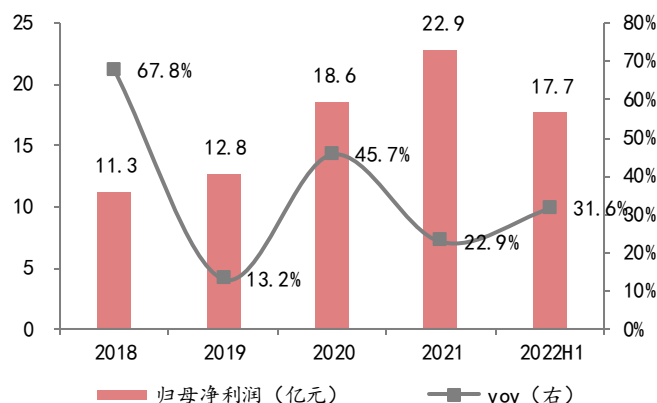
2022H1 公司营收及归母净利润呈现同步稳增态势，盈利能力稳定提升。从营收口径来看，2018-2021 年公司营业收入从 308 亿元增长至 478 亿元，CAGR 达 15.8%，2022H1 公司实现营业收入 279.1 亿元，同比增长 22.8%，主要受益于公司火电、工程承包、国际贸易、风电等板块营收规模显著提升。从归母净利润来看，2018-2021 年公司从 11.3 亿元增长至 22.9 亿元，CAGR 达 26.5%，2022H1 公司实现归母净利润 17.7 亿元，同比增加 31.6%，盈利能力大幅提升。

图 50：公司 2022H1 营业收入 279 亿元（+22.8%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

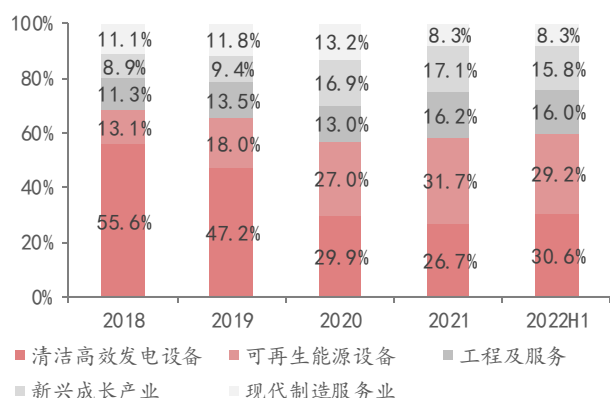
图 51：公司 2022H1 归母净利润 17.7 亿元（+31.6%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

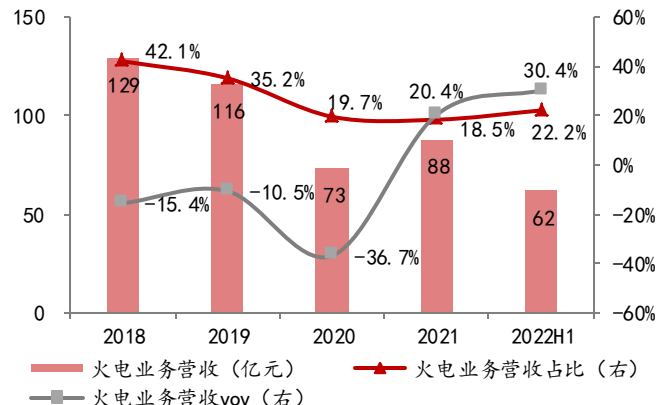
业务结构加速多元化均衡布局，火电业务重回增长曲线。2018 年重组后，公司转型能源装备制造商及服务供应商，加速多元化业务均衡布局，业绩来源更加稳定。受政策支持与产业需求，火电业务重回增长态势，火电灵活性改造释放公司存量服务订单火电业务营收占比较 2021 年提升 3.7pp。公司拥有完整能源装备研制体系，火电产品 100 万千瓦等级机组、大型循环流化床锅炉等多方面处于行业领先地位。

图 52：公司产品收入结构逐渐均衡



数据来源：公司公告，西南证券整理

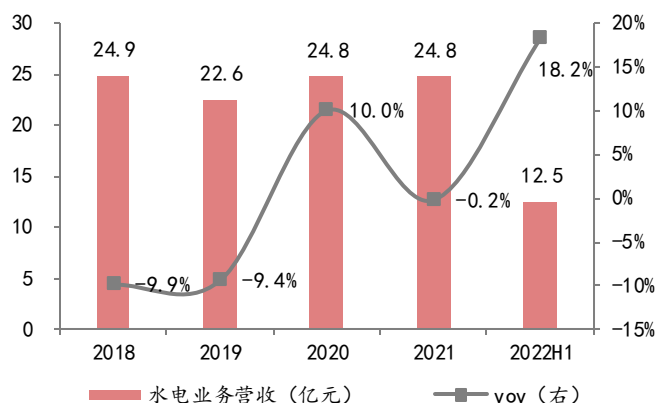
图 53：2022H1 火电业务营收 62 亿元（+30.4%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

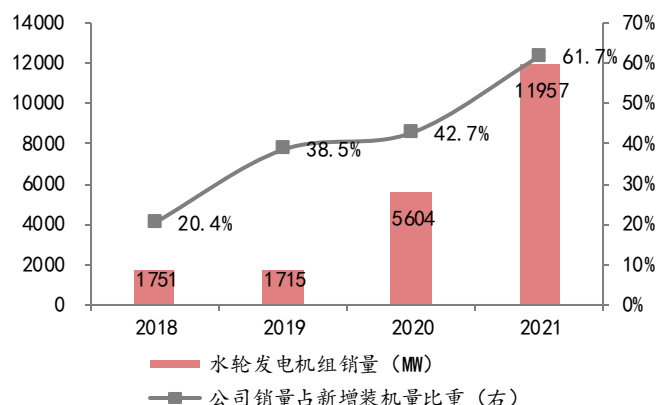
公司水电领域全球领先，产品市场占有率逐年提升。水电产品总体水平位居国内前列，贯流式、混流式等水电技术达到国际领先水平，抽水蓄能机组研制达到世界一流水平，13 MW 等级海上风电机组处于亚洲领先水平，公司水电（抽水蓄能）业务市场份额持续保持领先，水轮发电机销量占国内新增装机量比重逐年上升，达到 61.7% 领先地位。

图 54：2022H1 公司水电业务营收 12.5 亿元（+18.2%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

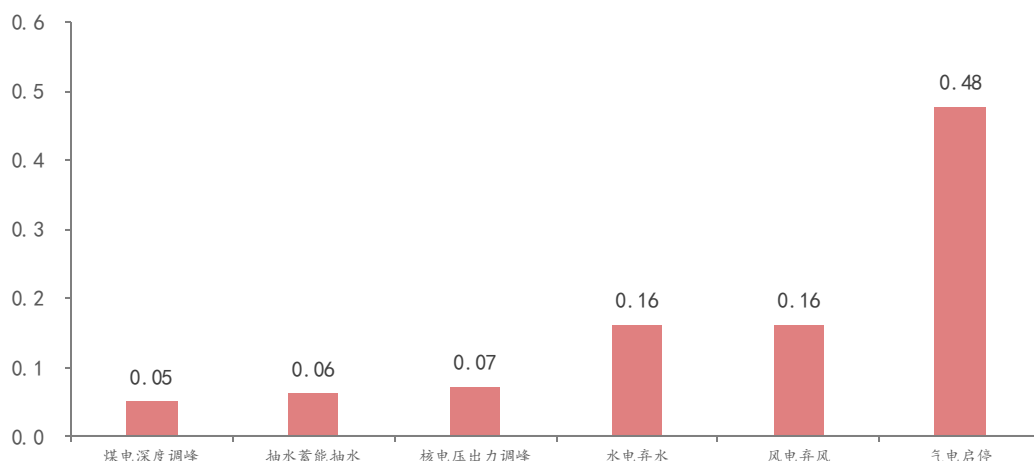
图 55：公司水轮发电机销量及占新增装机量比重逐年提高



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司为国产两大抽水蓄能机组供应商之一，调峰需求助公司业绩迎来新的增长点。国内企业中具备大型抽水蓄能机组产能的企业主要为东方电气和哈尔滨电气两家企业。随着新能源迅速发展，调峰问题日益凸显，公司作为我国抽水蓄能机组主要设备供应商之一，公司抽水蓄能机组存量订单有望提前交付，为公司业绩提升带来新的增长点。

图 56：火电及抽水蓄能调峰经济性凸显（元/度）

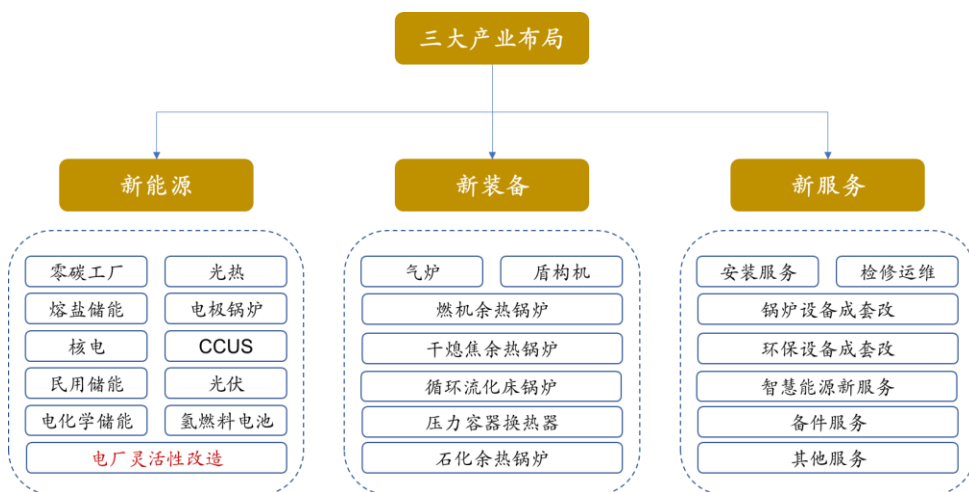


数据来源：广东电网有限责任公司电网规划研究中心，中国科学院电工研究所，西南证券整理

3.3 西子洁能：积极布局火电灵活性改造，叠加熔盐储能优势显著

公司作为全国规模最大、品类最全的余热锅炉龙头，储能领域布局完善。公司主营业务涉及余热锅炉、生物质锅炉、循环流化床锅炉、燃气锅炉、盾构机等新装备的咨询、研发、生产、销售、安装，以及 EPC、锅炉维修、升级改造、智慧锅炉、智慧工厂等新服务。同时提供新能源领域全生命周期的智慧服务，并将业务链延伸至新能源投资运营。

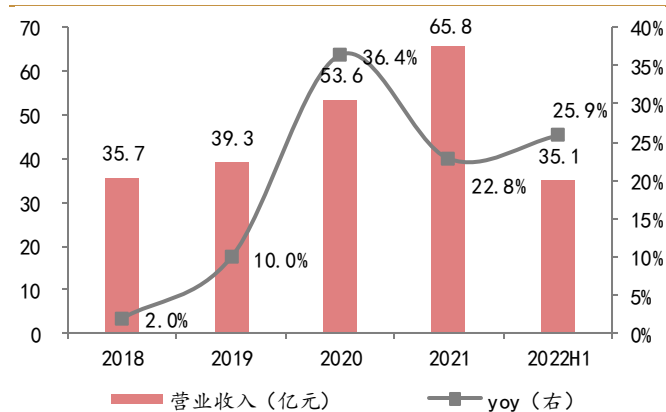
图 57：公司三大产业布局



数据来源：公司官网，西南证券整理

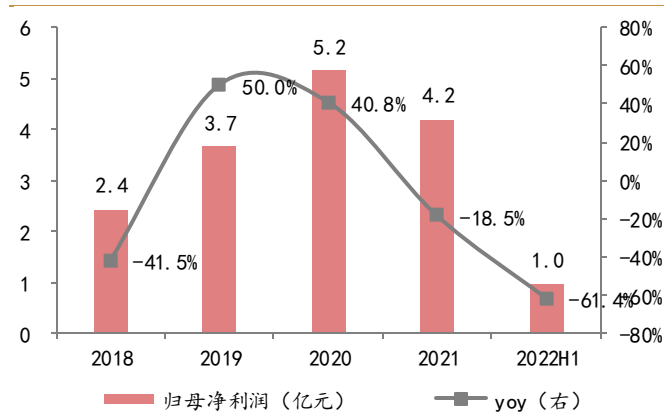
2022H1 公司营业收入保持高速增长态势，原材料涨价致利润承压。从营收口径来看，2018-2021 年公司营业收入从 35.7 亿元增长至 65.8 亿元，CAGR 达 22.6%，2022H1 公司实现营业收入 35.1 亿元，同比增加 25.1%，受益于公司在余热锅炉领域的领先地位，业务销售规模持续扩大，同时积极布局储能领域，开辟全新成长赛道。从归母净利润来看，2022H1 公司实现归母净利润 1.0 亿元，同比减少 61.4%，主要因原材料涨价影响，成本增长幅度大于收入增长幅度。

图 58：公司 2022H1 营业收入 35.1 亿元（+25.9%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

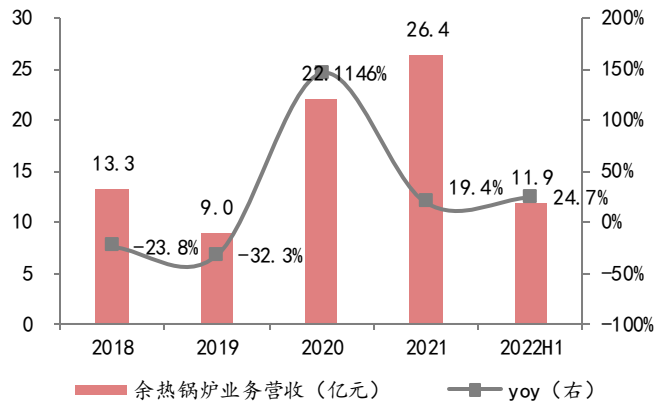
图 59：公司 2022H1 归母净利润 1.0 亿元（-61.4%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

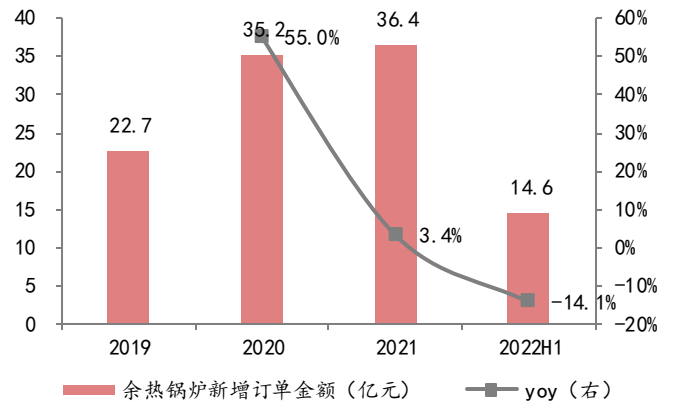
余热锅炉龙头企业，业务营收持续高增，未来市场需求仍呈不断上升趋势。2022 年上半年余热锅炉业务实现营收 11.9 亿元（营收占比 34%），同比增长 24.7%；新增订单 14.6 亿元，同比下降 14.1%；受原材料价格波动影响，毛利率 19%，同比下降 9pct。火电灵活性改造及节能减排双因素推动下，余热锅炉市场需求呈不断上升的趋势，公司作为行业龙头，余热锅炉业务有望持续增长。

图 60：2022H1 余热锅炉业务营收 11.9 亿元（+24.7%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

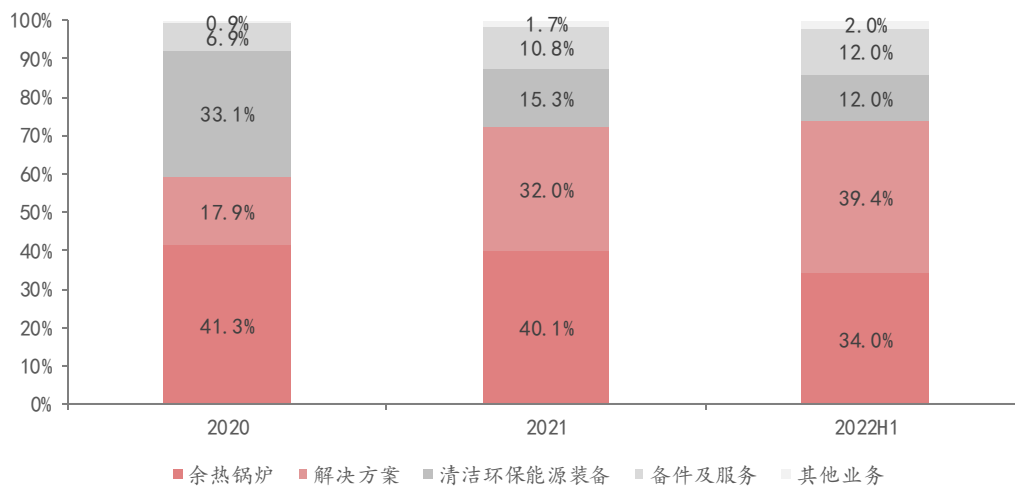
图 61：2022H1 余热锅炉新增订单 14.6 亿元（-14.1%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司致力于成为环保节能、能源利用领域解决方案龙头，2022H1 公司解决方案业务成为公司第一大业务。从产品结构来看，解决方案业务营收贡献持续扩大，由 2020 年营收占比 17.9% 大幅提升 21.5pp 至 2022H1 营收占比 39.4%；其他业务方面，余热锅炉、清洁能源装备、备件及服务业务营收占比分别为 34.0%/12.0%/12.0%。公司在储能领域布局完善，未来随着“能源保供+调峰需求”双因素推动，公司解决方案、配件及服务业务营收占比有望得到持续提升。

图 62：公司解决方案业务成为第一大业务



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司积极布局火电灵活性改造领域，叠加熔盐储能技术优势显著。2022H1 公司收购电极锅炉龙头兰捷能源 51% 股权、受让系统集成龙头赫普能源 14% 股权，积极布局火电灵活性改造。基于熔盐储能技术的火电机组灵活性改造具有成本低、热容高、品味高、安全性好等优点，凭借技术端优势，公司有望逐步打开市场。

图 63：公司熔盐储能技术应用

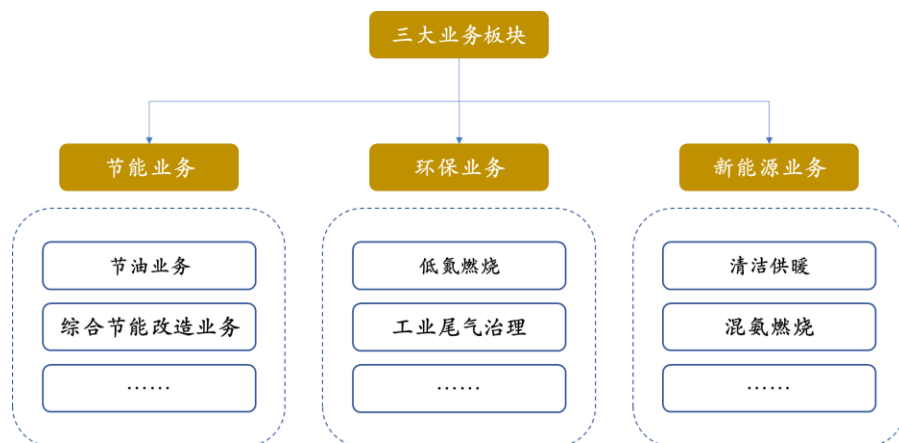


数据来源：公司官网，西南证券整理

3.4 龙源技术：深耕火电机组改造行业，燃烧控制技术国际领先

公司深耕电力行业燃烧控制技术领域，产品、技术和服务优势显著。公司主要从事电力领域燃烧控制设备及系统的研究开发，设计制造、现场调试、人员培训、技术咨询等业务，是世界上首家成功研发并大规模推广应用电站锅炉等离子体节能环保技术及稳燃的高科技企业，整体技术水平占据行业领先地位，火电灵活性改造预期将利好公司等离子体点火业务。长期以来，公司以国家产业政策为导向，经过多年积累发展形成了节能、环保两大业务板块，并向新能源业务板块拓展。

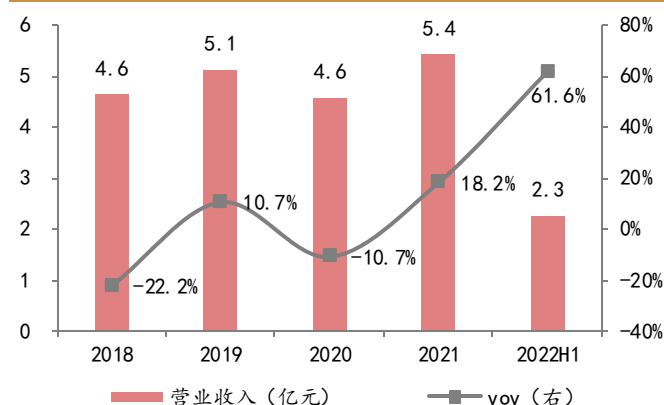
图 64：公司三大业务板块



数据来源：公司官网，西南证券整理

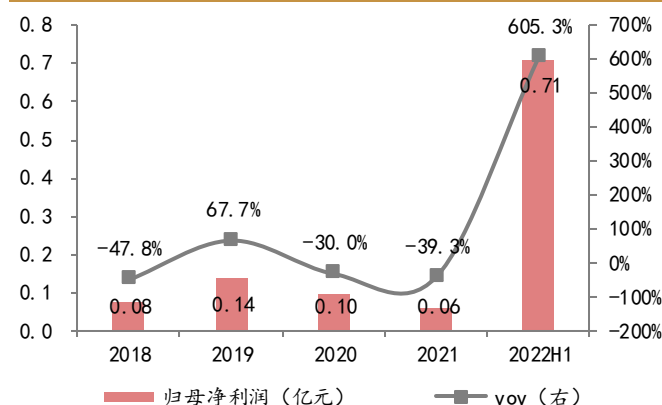
2022H1 公司营业收入大幅提升，归母净利润扭亏为盈，创历史新高。从营收口径来看，2018-2021 年公司营业收入均在 5 亿元左右起伏，主要因为公司主要客户煤电企业利用小时数持续下滑，环保改造需求减少，公司业务市场发展空间受限，2022H1 公司实现营业收入 2.3 亿元，同比增加 61.6%。从归母净利润来看，2018-2021 年公司归母净利润长期承压，主要因为公司所属行业以提供产品服务、工程 EPC 为主，市场竞争逐渐激烈，行业利润空间不断压缩，2022H1 公司实现归母净利润 0.71 亿元，同比增加 605%，主要因为当期资产处置收益增加。

图 65：公司 2022H1 营业收入 2.3 亿元（+61.6%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

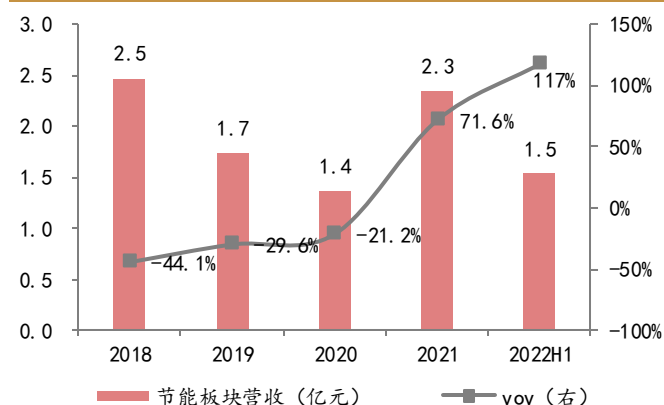
图 66：公司 2022H1 归母净利润 0.71 亿元（+605%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

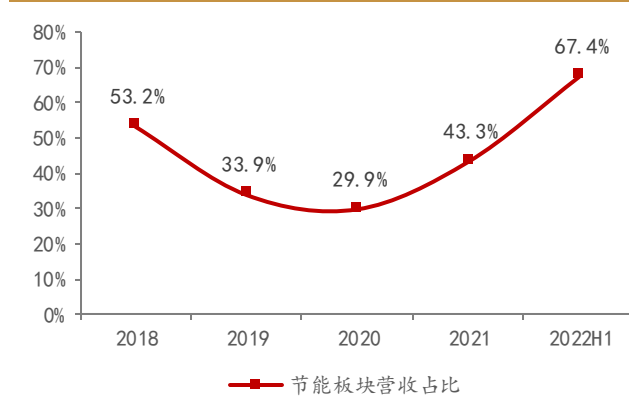
公司为国内领先、国际知名的燃煤电站节能环保综合服务提供商，节能业务板块受益于火电灵活性改造重回快速增长曲线。节能业务板块贡献公司大部分营收，2022H1 公司节能板块实现营收 1.5 亿元，同比增长 117%，总营收占比提升 17.2pp 至 67.2%，主要受益于板块内新增综合节能改造业务贡献近半营收。其中，等离子点火业务营收同比增长 29.2%至 7694.2 万元；综合节能改造业务实现营收同比增长 100%至 7341 万元。

图 67：2022H1 节能板块营收 1.5 亿元（+117%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

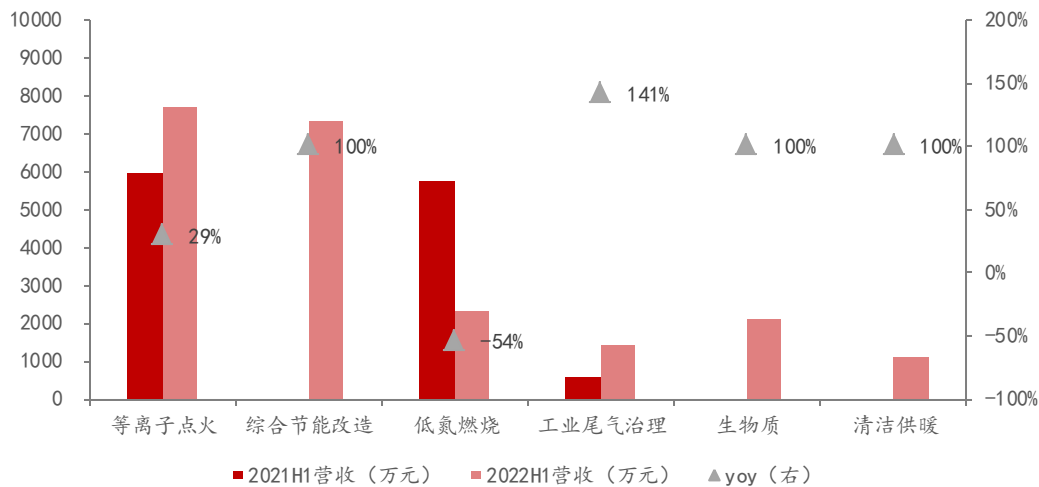
图 68：2022H1 节能板块营收占比 67.2%（+17.2pp）



数据来源：公司公告，西南证券整理

新增新能源业务板块发展前景广阔，公司混氨燃烧领域技术水平达到国际领先行列。公司新能源业务包括清洁供暖、混氨燃烧等新能源领域业务，目前已经介入地热、风电、生物质等领域，并推进氨能应用。新能源板块实现收入 3253.8 万元，较上年同期增长 100%。公司自主研发的燃煤锅炉混氨燃烧技术取得实质性突破，在 40MW 燃煤锅炉上炉实现掺氨比例达 35%的工业验证并通过科学技术成果评审。

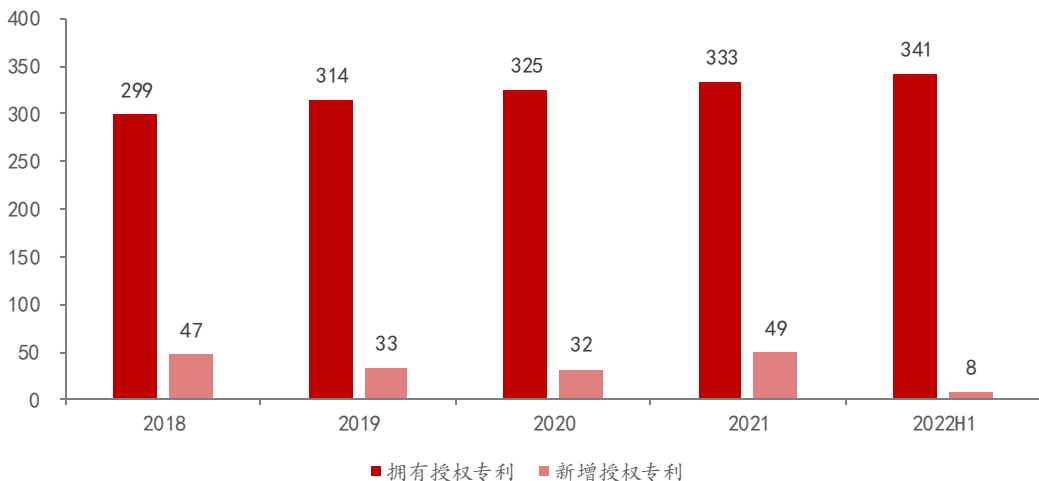
图 69：2021H1 及 2022H1 公司典型业务营收比较及同比变化



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司深耕火电机组改造行业优势显著，燃煤锅炉燃烧控制技术国际领先。公司节油点火技术应用于全球 1300 余台机组；低氮燃烧技术应用于全国 680 余台机组；燃煤锅炉数值模拟与仿真技术为超过 300 台大型火电机组提供技术和服务。截至 2022 年上半年末，公司拥有授权专利 341 项，其中国内发明专利 87 项，国外发明专利 20 项。在行业内已经形成了品牌效应和技术竞争优势。

图 70：2018-2022H1 公司拥有及新增授权专利



数据来源：公司公告，西南证券整理

3.5 华光环能：“能源+环保”双领域布局，综合服务能力突出

公司深耕“能源+环保”领域，具备全产业链系统解决能力，一体化综合服务优势显著。公司主要围绕环保与能源两大领域开展设计咨询、设备制造、工程建设、运营管理、投资等一体化业务，形成了集电站项目投融资、电力工程设计、电站设备成套、电站工程总包、电厂运营管理以及新能源新材料开发等为一体的完整产业链，综合服务能力突出。

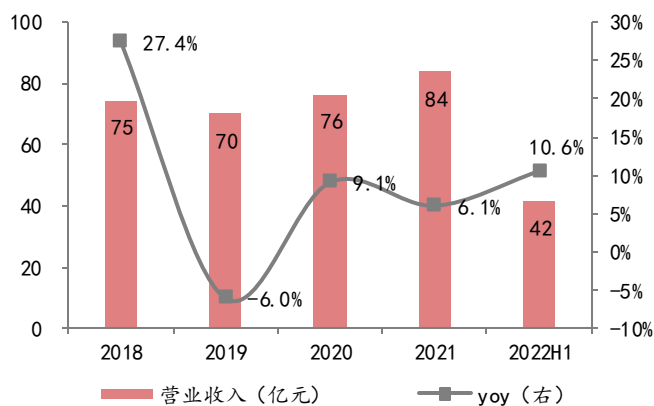
图 71：公司主营业务及产品



数据来源：公司公告，西南证券整理

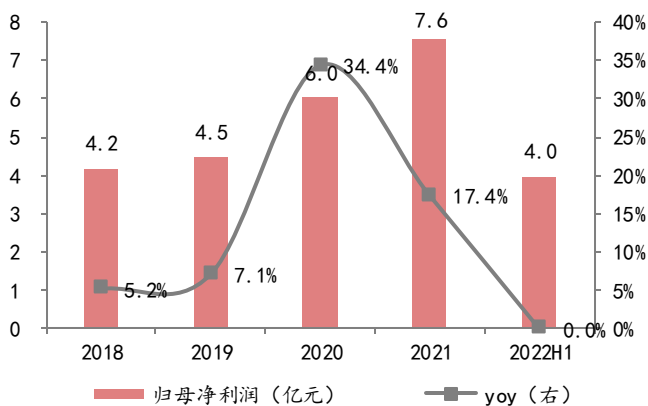
2022H1 公司营业收入小幅提升，归母净利润与去年同期持平。从营收口径来看，2018-2021 年公司营业收入从 75 亿元增长至 84 亿元，CAGR 达 4.0%，2022H1 公司实现营业收入 41.8 亿元，同比增加 10.6%，主要受益于公司项目运营管理和工程收入增加。从归母净利润来看，2018-2021 年公司从 4.2 亿元增长至 7.6 亿元，CAGR 高达为 21.9%，主要受益于毛利率较高的配件产品销售的增加，2022H1 公司实现归母净利润 4.0 亿元，与去年同期基本持平。

图 72：公司 2022H1 营业收入 41.8 亿元（+10.6%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

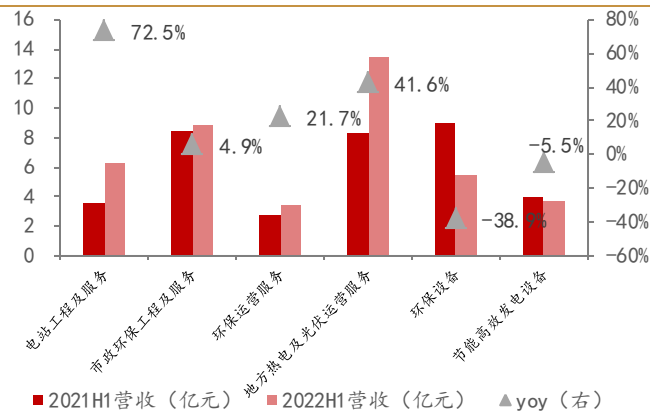
图 73：公司 2022H1 归母净利润 4.0 亿元（-0.0%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

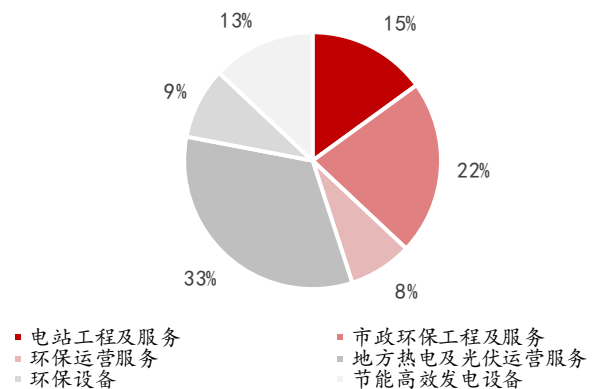
“能源+环保”双领域齐头并进，工程及服务类业务发展迅速。公司主要业务可分为能源、环保两大领域。以 2022H1 公司各业务营收结构来看，**能源领域**：热电及光伏运营服务营收同比增长 41.6%至 13.5 亿元；电站工程及服务营收同比增长 72.5%至 6.3 亿元；节能高效发电设备营收同比减少 5.5%至 3.8 亿元。**环保领域**：市政环保工程及服务营收同比增长 4.9%至 8.9 亿元；环保设备营收同比增长 38.9%至 5.5 亿元；环保运营服务营收同比增长 21.7%至 3.4 亿元。

图 74：2021H1 及 2022H1 公司各业务营收比较及同比变化



数据来源：公司公告，西南证券整理

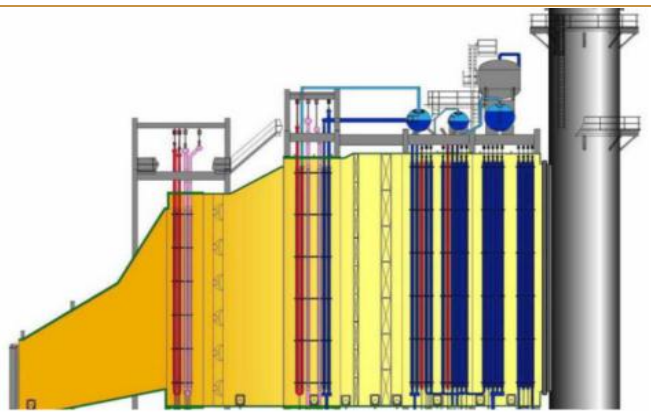
图 75：2022H1 公司主营业务营收结构



数据来源：公司公告，西南证券整理

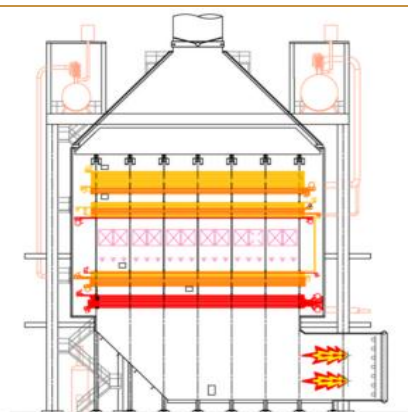
公司综合服务能力优势显现，余热锅炉技术及市场占有率均位居行业前列。公司的垃圾焚烧锅炉设备在市场上有绝对优势和影响力，是国内最早实现“炉排+余热锅炉”双炉型一体化供货的厂家。公司燃机余热锅炉市场占有率排名前三，是国内唯一一家同时拥有卧式、立式自然循环技术的 HRSG 供应商，技术在国内处于领先地位。

图 76：公司卧式 HRSG 结构图



数据来源：公司官网，西南证券整理

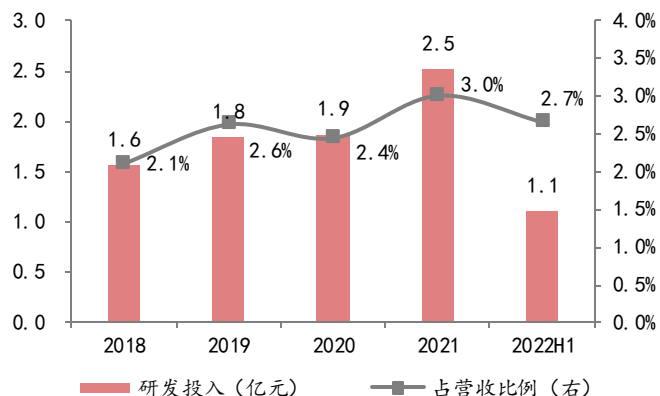
图 77：公司立式 HRSG 结构图



数据来源：公司官网，西南证券整理

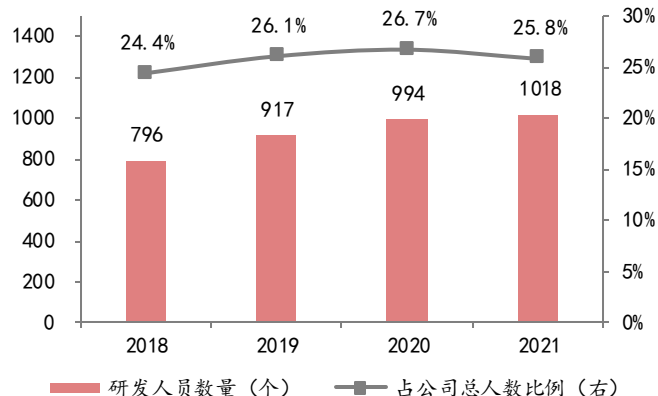
公司持续加大研发投入，携手中科院积极布局火电灵活性改造新技术。2022H1 公司研发费用同比提升 5.8% 至 1.1 亿元，研发费用占总营收比例总体呈现稳步上升趋势。公司火电灵活性改造之煤粉预热技术已与中科院进行产学研合作，基本完成了关键技术和中试研究。随着新能源发电的快速发展，煤炭煤电兜底保障能力得到进一步重视，火电灵活性改造市场广阔、趋势确定，公司作为行业将为公司能源装备业务带来新的增长动能。

图 78：2022H1 公司研发投入 1.1 亿元（+2.7%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 79：公司研发人员数量及占公司总人数比例保持高水平



数据来源：公司公告，西南证券整理

4 风险提示

电力保供及火电灵活性改造政策不及预期、火电灵活性改造投资额不及预期、改造技术不达标、改造进程缓慢等。

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

报告中投资建议所涉及的评级分为公司评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 个月内的相对市场表现，即：以报告发布日后 6 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 20% 以上
	持有：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 10% 与 20% 之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -10% 与 10% 之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -20% 与 -10% 之间
	卖出：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 -20% 以下
行业评级	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于同期相关证券市场代表性指数 5% 以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于同期相关证券市场代表性指数 -5% 与 5% 之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于同期相关证券市场代表性指数 -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，本报告仅供本公司签约客户使用，若您并非本公司签约客户，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
	崔露文	高级销售经理	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	王昕宇	高级销售经理	17751018376	17751018376	wangxy@swsc.com.cn
	薛世宇	销售经理	18502146429	18502146429	xsy@swsc.com.cn
	高宇乐	销售经理	13263312271	13263312271	gylyf@swsc.com.cn
	岑宇婷	销售经理	18616243268	18616243268	cyyf@swsc.com.cn
	陈阳阳	销售经理	17863111858	17863111858	cyyf@swsc.com.cn
	张玉梅	销售经理	18957157330	18957157330	zymyf@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
	杜小双	高级销售经理	18810922935	18810922935	dxsyf@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.cn
	巢语欢	销售经理	13667084989	13667084989	cyh@swsc.com.cn
广深	郑龔	广州销售负责人、销售经理	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	杨新意	销售经理	17628609919	17628609919	yxy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
	陈韵然	销售经理	18208801355	18208801355	cyyf@swsc.com.cn
	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn
	陈慧玲	销售经理	18500709330	18500709330	chl@swsc.com.cn