

华电国际（600027）

新型电力系统下火电支撑性电源价值重估， 容量电价变革火电电价机制

买入（首次）

2022年11月17日

证券分析师 刘博

执业证书：S0600518070002

liub@dwzq.com.cn

证券分析师 唐亚辉

执业证书：S0600520070005

tangyh@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入（百万元）	104,422	113,941	127,943	138,780
同比	12%	9%	12%	8%
归属母公司净利润（百万元）	-4,965	353	3,873	4,287
同比	-212%	107%	998%	11%
每股收益-最新股本摊薄（元/股）	-0.50	0.04	0.39	0.43
P/E（现价&最新股本摊薄）	-----	156.76	14.27	12.89

关键词：#新需求、新政策

■ **新型电力系统下火电功能转型，估值有望重塑：**新型电力系统下火电作为不受天气影响的稳定能源，“压舱石”作用凸显。2020年以来电荒事件频发，风电光伏的高速发展对电网提出了越来越高的要求，对电力系统的多能互补也提出了更高的要求。碳中和进程中“电荒现象”频发，局部区域的电力供需不平衡的矛盾将长期存在，而火储联动的灵活性能源是解决矛盾的关键。市场须重新认识新型电力系统下火电的支撑性电源地位，新型的电力系统应当是“火-储-风光”一体化的多能互补的电力系统，多能互补体现在当风光无法出力的时候，火+储应当补上，使得电力系统维持电源供应的动态平衡，而火电因其低成本、不受天气影响的稳定特质在新型电力系统中也正在发挥着越来越重要的作用，估值也应当得到重塑。

■ **容量电价+市场化电价变革火电盈利新模式：**2022年以来山东、贵州等地陆续推出火电容量电价试点，为火电参与深度调峰调频提供了盈利性来源。目前我国电力市场化改革中对提供灵活性调节性服务电源的激励机制尚不完善，而传统管理机制下煤电机组缺乏动力主动提供调峰调频服务。由于煤电灵活性改造在技术层面不存在障碍，因而主要是机制未理顺的原因。

■ **公司：以火电+抽蓄为主业，参股新能源发电+煤炭：**新型电力系统下，公司以火电+抽蓄为基本盘，参股新能源获成长性收益，参股煤炭享煤电一体化低成本，价值凸显。公司以充当电力系统的压舱石的火电和抽蓄为主业，2021年公司剥离风电光伏发电项目，注入华电新能，参股华电新能31%，享受投资收益。我们认为火电行业逐渐从周期属性走向公用事业属性，估值有待重估；抽蓄新型电力系统重要的储能资产，叠加较高的增速，应当给予成长性估值；参股华电新能，一方面不需要投入大量的资本开支，保证了良好的现金流和资产运营状况，另一方面也能享受到新能源发电成长性的投资收益。

■ **盈利预测与投资评级：**我们预计2022-2024年公司实现营业收入1139.41亿元、1279.43亿元、1387.80亿元，同比增长9.1%、12.3%、8.5%；实现归母净利润3.53亿元、38.73亿元、42.87亿元。我们看好新型电力系统下火电的基础能源地位，叠加容量电价政策利好火电行业，因此首次覆盖，给予“买入”评级。

■ **风险提示：**政策风险，煤炭价格波动风险；宏观经济风险等。

股价走势



市场数据

收盘价(元)	5.48
一年最低/最高价	3.27/7.15
市净率(倍)	1.40
流通 A 股市值(百万元)	44,676.38
总市值(百万元)	54,086.82

基础数据

每股净资产(元,LF)	3.91
资产负债率(% ,LF)	66.36
总股本(百万股)	9,869.86
流通 A 股(百万股)	8,152.62

相关研究

内容目录

1. 新型电力系统下火电功能转型，估值有望重塑	4
1.1. 电荒现象频发，灵活性电源至关重要.....	4
1.2. 我国灵活性电源占比不足 8%，远低于欧美 18%-50%	6
1.3. 火电灵活性改造参与调峰调频的经济性显著.....	7
2. 火电：容量电价+市场化电价变革火电盈利新模式.....	9
3. 公司：以火电+抽蓄为主业，参股新能源发电+煤炭.....	11
3.1. 容量电价+煤价管控火电有望迎来业绩拐点	12
3.2. 参股新能源丰厚利润表，参股煤炭降低燃煤成本.....	13
4. 盈利预测与估值	15
5. 风险提示	17

图表目录

图 1: 我国灵活性电源占比将从 2021 年 8% 提升至 2025 年 24%.....	6
图 2: 火电细分项目发电方式占比情况 (截至 2022 年 8 月)	7
图 3: 电网向上灵活性不足和向下灵活性不足原理.....	9
图 4: 火电为配合新能源灵活性调节的措施.....	9
图 5: 2019-2022 年秦皇岛动力煤 5500 大卡综合交易价 (元/吨)	11
图 6: 公司股权结构 (截止到 2022 年 9 月 30 日)	12
图 7: 公司营收、归母净利润情况.....	12
图 8: 公司销售毛利率、净利率、资产负债率情况.....	12
图 9: 2019-2022Q3 上网电价情况 (元/KWh)	13
图 10: 2019-2021 年火电控股装机规模 (万千瓦)	13
表 1: 2020 年 12 月份以来, 多省份出现“限电”状况.....	4
表 2: 2021 年 8 月以来, 各地响应“能耗双控”目标, 主动拉闸限电.....	5
表 3: 各类储能电站的投资比较.....	8
表 4: 各类储能电站的年发电量和度电成本.....	8
表 5: 主要灵活性电源特性比较.....	9
表 6: 关于山东、贵州火电容量补偿费用的政策梳理.....	10
表 7: 2021 年主要火电公司或电装机规模情况 (单位: 万千瓦)	14
表 8: 我国装机容量预测 (万千瓦)	15
表 9: 主营业务收入拆分 (单位: 亿元)	16
表 10: 可比公司估值表 (截至 2022 年 11 月 16 日)	17

1. 新型电力系统下火电功能转型，估值有望重塑

市场须重新认识新型电力系统下火电的支撑性电源地位。深刻理解新型电力系统是“源网荷储一体化”的电力系统，电源侧从传统火电向风电光伏为主的发展过程中，由于风、光受到天气影响非常大，发电的连续性无法保证；用电侧随着电动车、智能家居、屋顶光伏、家用储能等设备的广泛运用，终端负荷多元化趋势显著；电源侧和用电侧的重大变化均对电网造成了巨大的冲击和负荷。随着今年二季度四川干旱事件出现，市场逐渐意识到在储能技术无法大规模商业运用的很长时间，火电的深度调峰价值凸显，新型的电力系统应当是“火-储-风光”一体化的多能互补的电力系统，多能互补体现在当风光无法出力的时候，火+储应当补上，使得电力系统维持电源供应的动态平衡，而火电因其低成本、不受天气影响的稳定特质在新型电力系统中也正在发挥着越来越重要的作用，估值也应当得到重塑。

1.1. 电荒现象频发，灵活性电源至关重要

新型电力系统下火电作为不受天气影响的稳定能源，“压舱石”作用凸显。2020年以来电荒事件频发，风电光伏的高速发展对电网提出了越来越高的要求，对电力系统的多能互补也提出了更高的要求。我们梳理了自2020年以来的三轮电荒事件：2020年年底多省份限电、2021年夏季主动拉闸限电、2022年夏季四川干旱引起的限电，碳中和进程中，局部区域的电力供需不平衡的矛盾将长期存在，而火储联动的灵活性电源是解决矛盾的关键。

（1）2020年底我国多省份出现限电：2020年12月10日前后，浙江、湖南、江西、内蒙等地接连发布有序用电通知，限电的原因除了工业生产快速恢复拉动用电增长、极寒天气增加用电负荷、外受电能力有限和机组故障之外，根据国网湖南省电力有限公司新闻发言人、电力调控中心副主任陈浩的分析，全省电源装机从2016年以来增长的主要是风电和光伏，发电相对没有那么稳定。湖南省煤电利用小时数和装机双双下降，可再生能源装机和电量提高，外送能力方面又面临西北冬季风光出力下降和华中地区普遍迎峰度冬供应紧张，最终使得湖南出现严重的限电情况。

表1：2020年12月份以来，多省份出现“限电”状况

省份	限电措施
湖南	12月8日起，湖南全省启动有序用电。有效用电时段为每日10:30-12:00、16:30-20:30，应优先保障居民生活、关键公共设施（学校、医院等）和重点企业用电，适当压限行政单位和景观、路灯用电，周末关闭党政机关办公室动力供电；用电企业要服从电网调度，统筹安排好生产计划，错峰避峰生产，不得以生产、经济效益等原因拒绝执行有序用电。
江西	受今冬首个寒潮的影响，11时21分，江西电网统调用电负荷、调度发受电电力均创历史新高。江西省发改委决定，自12月15日起，每日早晚高峰段实施可中断负荷，

	并启动有序用电工作。
浙江	提议合理使用灯光照明、三楼以下停开电梯等。国网浙江电力公司表示，天气寒冷拉动浙江全省各地用电负荷普遍攀升，12月14日浙江全省最高用电负荷达到7931万千瓦，日用电量达到15.9亿千瓦时，均创入冬以来新高。
内蒙古	严格执行“有序用电”方案，将根据地区电网供需平衡预警和有序用电方案，按照“先错峰，后避峰，再限电，最后拉路”的方案要求，分级分层落实有序用电方案，引导高耗能用电企业、煤矿用户、水泥厂等开展错峰、避峰用电。

数据来源：各地发改委官网、南方能源观察期刊等，东吴证券研究所

(2) 2021年8月，国家发改委发布《2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》，各地根据各自的能耗预警指标，主动拉闸限电。

表2：2021年8月以来，各地响应“能耗双控”目标，主动拉闸限电

地区	举措
青海省	8月20日多家电解铝企业收到限电预警通知，提醒企业做好有序用电准备。
宁夏省	约谈一级预警地区负责人，提出加强能耗双控形势分析预警，按月调度重点企业用能，其中高耗能企业停限产1个月，加大错峰生产力度。
广西省	坚决遏制“两高”项目盲目发展，加强能耗双控，尽快扭转能耗强度不降反升的被动局面
广东省	约谈高耗能企业，进一步加强节能技术改造，确保完成今年能耗强度下降约束性指标。
福建省	坚决遏制“两高”项目盲目发展，抓好存量“两高”项目挖潜，严控新上“两高”项目，力争实现2021年能耗双控目标任务能耗强度不降反升的被动局面
新疆省	严管严控电解铝产能产量
云南省	印发《关于坚决做好能耗双控有关工作的通知》，电解铝限产30%至年底。
陕西省	陕西榆林市发改委发布关于确保完成2021年度能耗双控目标任务的通知，并列出重点县市区调控企业表。表中要求榆林电解铝企业9月压减产量50%，供电部门限制控电50%。
江苏省	江苏对一级预警地区严加监督。江苏泰州多家企业都收到了“双控”通知，一份能耗“双控”建议方案显示，数十家泰州化工企业位列其中，其中处置方式分别为限产和停产，缓冲期分别为0到3天。
浙江省	停产限电部分钢铁、纺织企业；调整大工业用电电价。
河南省	部分加工企业限电三周以上，大型工业企业视情况限电50%，十千伏以下工业企业全部停产

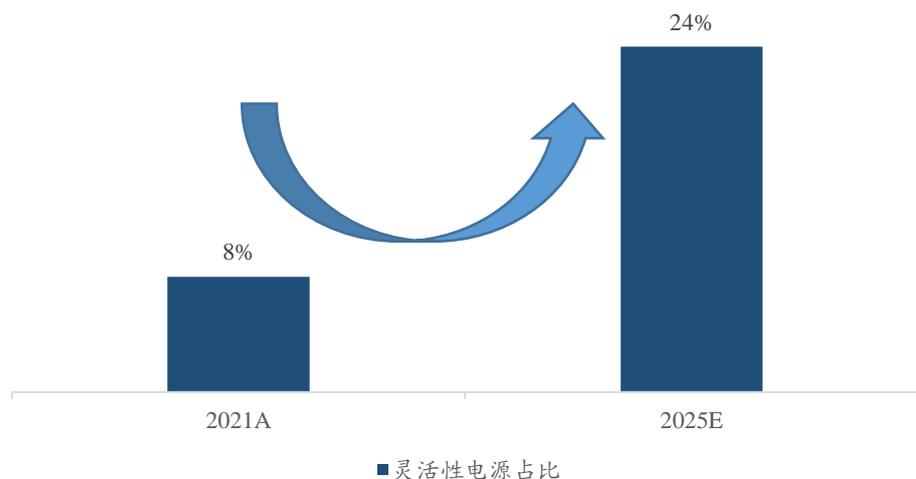
数据来源：各地发改委，东吴证券研究所

(3) 2022年8月，由于四川干旱，导致水电进入汛期出现枯水现象，四川省于8月21日史无前例地启动了最高级别能源供应保障应急响应。进入2022年8月，酷暑加上长江流域的干旱，四川省水电日发电能力从9亿千瓦时减少至4.4亿千瓦时，下降51.1%。我国西南地区水能资源理论蕴藏量高达4.9亿千瓦，占比全国70.6%。2021年四川水电装机总容量达到8927万千瓦时，且水力发电量为3531亿千瓦时，占比81.57%。四川作为“西电东送”战略执行的重要输出端，截至2021年底，四川省水电外送量连续五年超过1300亿千瓦时，约占自身水力发电量的1/3。尽管金沙江上已建有向家坝、溪洛渡、白鹤滩、乌东德4座等大型水电站，由于均由国家电网统筹规划，对当前缺电的四川来说却“近水解不了近渴”。

1.2. 我国灵活性电源占比不足8%，远低于欧美18%-50%

2021年我国灵活性电源占比不足8%，远低于灵活电源（气电为主）占比18%-50%的欧美国家。我国火电灵活性调节水平不足且进展缓慢，难以满足新型电力系统中高比例新能源发展的需要。2022年4月国家发改委、能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》对电力系统的灵活性提出了明确指标，要求到2025年，灵活调节电源占比达到24%左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%-5%。华北电力大学经济与管理学院教授袁家海预计“十四五”新增“风光”装机将超4亿千瓦，叠加其他电源装机增长，到2025年底总装机或达30亿千瓦。按此计划，要完成上述“24%”的灵活性建设目标，意味着灵活性电源需增至7.2亿千瓦。换言之，5年内需新增3.13亿千瓦—5.88亿千瓦。十四五时期，电力系统对灵活性的需求迫切，要实现这一指标并非易事。

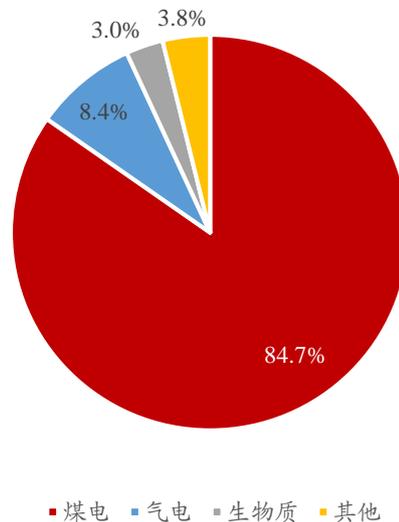
图1：我国灵活性电源占比将从2021年8%提升至2025年24%



数据来源：国家发改委、能源局，东吴证券研究所

海外气电作为最主要的灵活性调节电源，而我国富煤贫油少气的基本国情决定了灵活性煤电将成为主流灵活性电源。截至 2022 年 8 月，我国火电总装机 13.1 亿千瓦，占发电总装机容量的 53%，其中，煤电 11.1 亿千瓦，贡献了 60% 的发电量、70% 的尖峰出力保障和不可替代的电网安全支撑，有力满足了经济社会的发展需要，是无可争议的主体电源；气电 1.1 亿千瓦，是重要的灵活调节电源；生物质发电 3967 万千瓦，是重要的补充电源。我国已经建成了全球最大的清洁高效煤电供应系统，完全自主国产化的大容量、高参数煤电技术处于全球领先水平，2021 年平均煤耗 301.5 克标准煤/千瓦时，比 2000 年下降 90 克标准煤/千瓦时，度电碳排放 828 克/千瓦时，比 2000 年下降 183 克/千瓦时。

图2：火电细分项目发电方式占比情况（截至 2022 年 8 月）



数据来源：中电联，东吴证券研究所

1.3. 火电灵活性改造参与调峰调频的经济性显著

我国可开发的调峰调频工具主要是抽水蓄能、新型储能和火电灵活性改造。由于我们缺气缺油的资源状态，气电无法占据主导，而核电参与调峰调频受到技术和安全的限制，暂时不纳入考虑。根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》的要求，到 2025 年，我国抽水蓄能投产总规模较“十三五”将翻一番，达到 6200 万千瓦以上。新型储能是极具潜力的灵活性电源之一，据中关村储能产业技术联盟预测，保守场景下，“十四五”期间，储能市场总量将超过 3500 万千瓦，复合增长率将保持在 57% 左右。而相比起抽水蓄能和新型储能，煤电灵活性改造的单位 GW 容量成本约在 5-15 亿元，煤电 2021 年平均标杆电价为 0.3844 元/KWh，经济性显著。而储能的度电成本和投资额都远远高于火电灵活性改造，若储能电站的储能利用小时数达到 2000h，抽蓄电站储能

度电成本低于 0.5 元/KWh，约 0.46 元/KWh，压缩空气储能度电成本低于 1 元/KWh，约 0.92 元/KWh，锂离子电池储能度电成本降低至约 1.02 元/KWh。

表3: 各类储能电站的投资比较

储能电站类型	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池
储能投资/(10 ⁸ 元)	66	85.2	86.4	504	576	216
使用寿命/年	30	30	1	8	20	10
投资等年值/(10 ⁸ 元)	6.71	7.17	98	88.16	55.67	21.33
运行维护费/(10 ⁸ 元)	1.65	1.7	0.43	2.52	2.88	0.72
综合成本/(10 ⁸ 元)	8.36	8.88	98.43	90.68	58.55	22.05
转换效率/%	75	40	80	85	70	90

数据来源:《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，东吴证券研究所

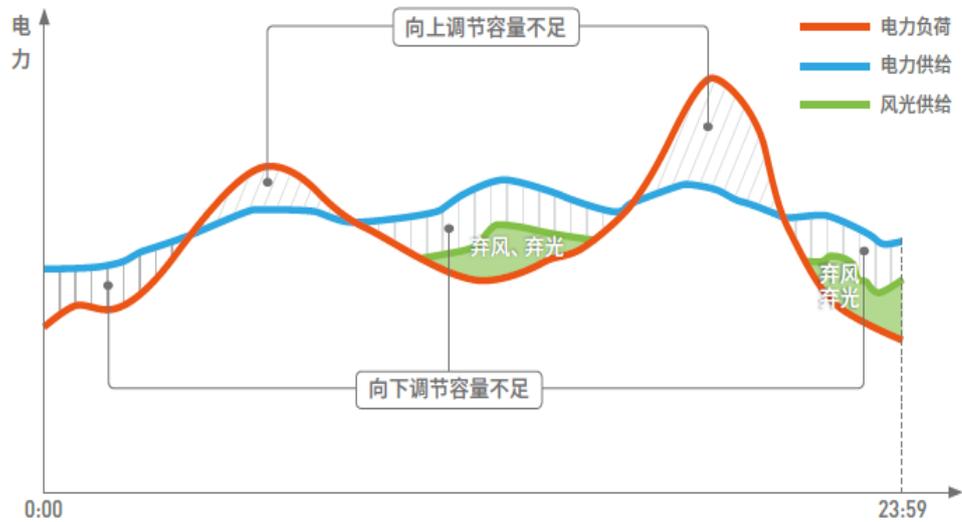
表4: 各类储能电站的年发电量和度电成本

发电小时/h	储能年发电量/(108kW·h)						储能度电成本/[元·(kW·h)-1]					
	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池
200	1.8	0.96	1.92	2.04	1.68	2.16	4.64	9.25	51.27	44.45	34.85	10.21
400	3.6	1.92	3.84	4.08	3.36	4.32	2.32	4.62	25.63	22.22	17.43	5.1
600	5.4	2.88	5.76	6.12	5.04	6.48	1.55	3.08	17.09	14.82	11.62	3.4
800	7.2	3.84	7.68	8.16	6.72	8.64	1.16	2.31	12.82	11.11	8.71	2.55
1000	9	4.8	9.6	10.2	8.4	10.8	0.93	1.85	10.25	8.89	6.97	2.04
1200	10.8	5.8	11.5	12.2	10.1	13	0.77	1.54	8.54	7.41	5.81	1.7
1400	12.6	6.7	13.4	14.3	11.8	15.1	0.66	1.32	7.32	6.35	4.98	1.46
1600	14.4	7.7	15.4	16.3	13.4	17.3	0.58	1.16	6.41	5.56	4.36	1.28
1800	16.2	8.6	17.3	18.4	15.1	19.4	0.52	1.03	5.7	4.94	3.87	1.13
2000	18	9.6	19.2	20.4	16.8	21.6	0.46	0.92	5.13	4.44	3.49	1.02

数据来源:《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，东吴证券研究所

火电将加快从电量型电源向灵活调节型电源转型。当前国情下可再生能源与煤电更多是互补式发展关系，这就需要煤电功能定位的合理转型以提升整体电力系统的灵活性。已建成的煤电机组通过热电解耦、低压稳燃等技术改造可将最小稳定出力降至 20%-30% 的额定容量，但其爬坡速率较慢，仅 1-2%/min，现有的灵活性技术手段中，火电灵活性改造不仅能大幅改善系统向上和向下灵活性，而且单位千瓦投入仅高于需求侧管理，在改善系统可靠性的同时，能够促进可再生能源的大规模消纳。

图3: 电网向上灵活性不足和向下灵活性不足原理



数据来源:《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》, 东吴证券研究所

表5: 主要灵活性电源特性比较

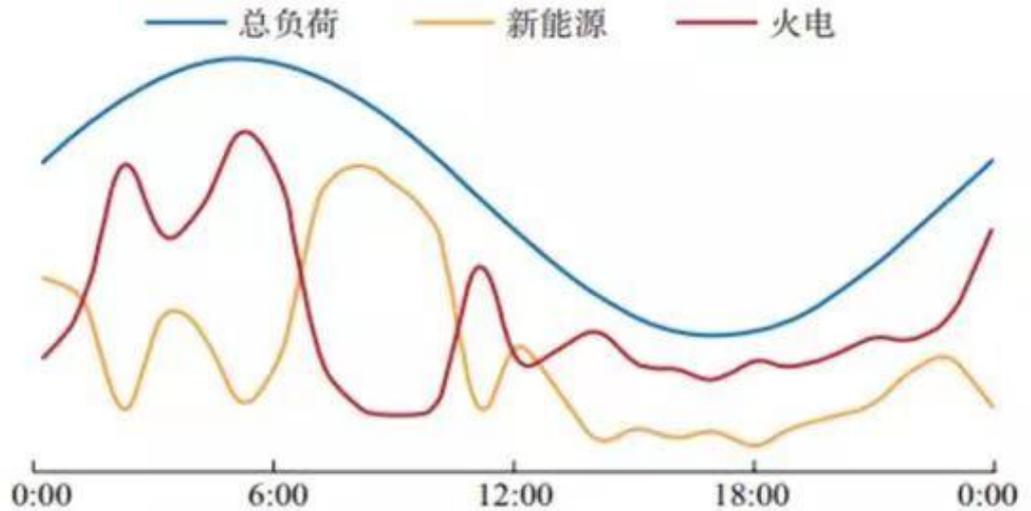
	调控时效性	调控幅度	机组爬坡速率
煤电	一般	装机容量的 50%-100%	较慢 (常规 1-2%/min)
燃气	较好	装机容量的 0%-100%	较快 (常规 20%/min)
水电	较好	装机容量的 0%-100%	最快 (常规 50%-100%/min)

数据来源:《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》, 东吴证券研究所

2. 火电: 容量电价+市场化电价变革火电盈利新模式

多地推出火电容量电价试点, 为火电参与深度调峰调频提供了盈利性来源。目前我国电力市场化改革中对提供灵活性调节性服务电源的激励机制尚不完善, 而传统管理机制下煤电机组缺乏动力主动提供调峰调频服务。由于煤电灵活性改造在技术层面不存在障碍, 因而而主要是机制未理顺的原因。2022 年以来山东、贵州等地陆续推出针对火电提供容量电价, 为火电参与灵活性调节 (调峰调频) 提供专项盈利来源。

图4: 火电为配合新能源灵活性调节的措施



数据来源：CSPPLAZA，东吴证券研究所

2022年3月，山东省发改委发布《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》，提出在山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价按照0.0991元/KWh（含税）收取，火电参与调峰调频的收益也不再是“零和博弈”，成本向用户侧疏导。10月25日，山东省能源局发布《关于征求2023年全省电力市场交易有关工作意见的通知》，指出有序推动分布式新能源参与市场分摊，在新能源发电高峰期、发电能力充裕的时段，容量补偿电价按照基准价（99.1元/兆瓦时，下同）乘以谷系数K1（K1取值0-50%）收取；在发电能力紧张的时段，容量补偿电价按照基准价乘以峰系数K2（K2取值150%-200%）收取；根据系统需要，设置深谷、尖峰系数。

2022年11月，贵州省发改委发布《推动煤电新能源一体化发展》征求意见稿，推动煤电机组的多能互补。按照煤电灵活性改造后新增调峰容量的2倍配置新能源建设指标；对于新建煤电项目，应具备35%-100%负荷区间线性调节和快速响应能力，在确保公共调节容量（50%）不被占用的前提下，新能源建设指标可按其设计调节容量减去公共调节容量后的2倍规模进行配置。新能源装机按照不低于新能源装机规模的10%满足2小时运行要求自行购买或者建设储能，以满足调峰要求。

表6：关于山东、贵州火电容量补偿费用的政策梳理

时间	省份	政策名称	内容
2022年3月	山东	《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价按照0.0991元/KWh（含税）收取。

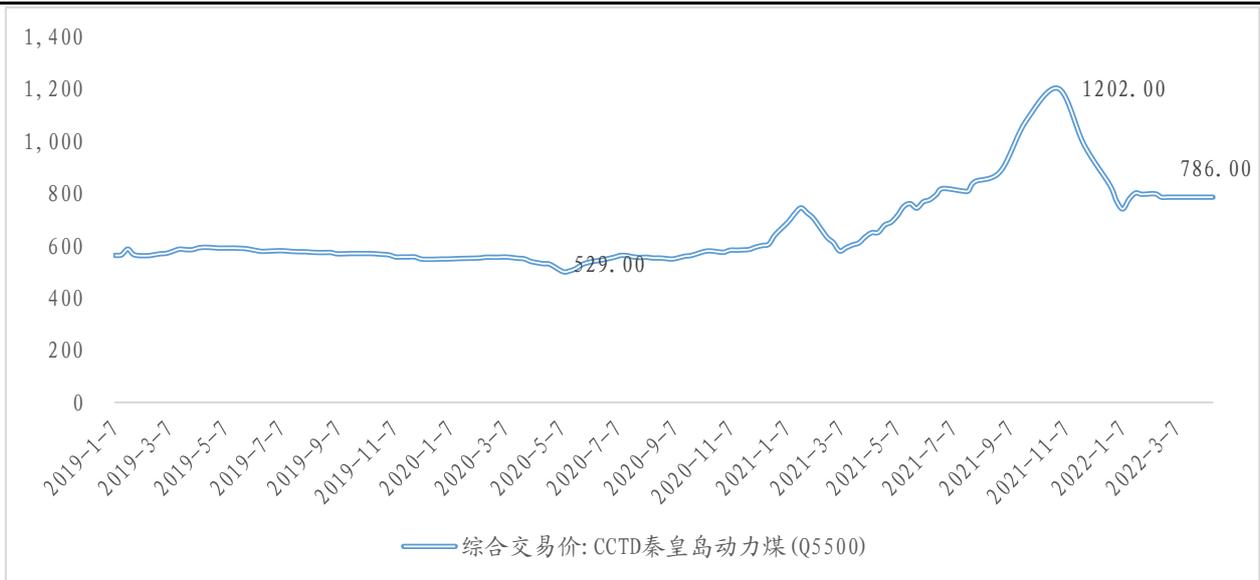
2022年11月 贵州	《推动煤电新能源一体化发展》	容量补偿电价按照基准价(99.1元/兆瓦时,下同)乘以谷系数K1(K1取值0-50%)收取;在发电能力紧张的时段,容量补偿电价按照基准价乘以峰系数K2(K2取值150%-200%)收取;根据系统需要,设置深谷、尖峰系数。
-------------	----------------	--

数据来源: 各地发改委, 东吴证券研究所

2022年11月,中电联发布《适应新型电力系统的电价机制研究报告》,提出电价的合理构成应包括六个部分即:电能量价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加。我们预计火电参与辅助市场服务、提供灵活性电源的收益有望在“容量电价”和“辅助服务费用”中得到补偿,火电的盈利模式有望实现根本性转变。同时根据秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准价 535 元/吨对应全国平均煤电基准价 0.38 元/千瓦时设置为基点,按当前政府指定的 5500 大卡电煤中长期交易均价 675 元/吨的水平,有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平。

火电盈利能力仍需改善,上调煤电基准价难度较大自 2021 年国家推动火电电量全部市场化并且放开电价涨跌幅限制至 20%以来,今年主流火电企业的电价同比均有明显上涨,涨幅接近 20%的上限,度电涨幅 7 分钱左右。但由于煤价持续高企,长协煤机制落实存在一定困难,火电企业经营情况有所好转但距离合理盈利仍有差距。

图5: 2019-2022 年秦皇岛动力煤 5500 大卡综合交易价 (元/吨)

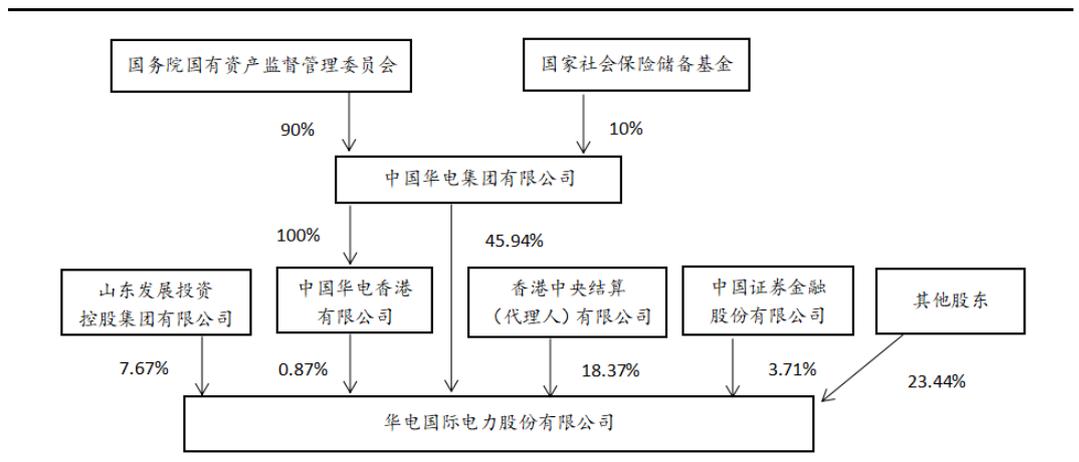


数据来源: wind, 东吴证券研究所

3. 公司: 以火电+抽蓄为主业, 参股新能源发电+煤炭

新型电力系统下，以火电+抽蓄为基本盘，参股新能源获成长性收益，参股煤炭享煤电一体化低成本，价值凸显。公司以充当电力系统的压舱石的火电和抽蓄为主业，2021年公司剥离风电光伏发电项目，注入华电新能，参股华电新能31%，享受投资收益。我们认为火电行业逐渐从周期属性走向公用事业属性，估值有待重估；抽蓄新型电力系统重要的储能资产，叠加较高的增速，应当给予成长性估值；参股华电新能，一方面不需要投入大量的资本开支，保证了良好的现金流和资产运营状况，另一方面也能享受到新能源发电成长性的投资收益。

图6：公司股权结构（截止到2022年9月30日）



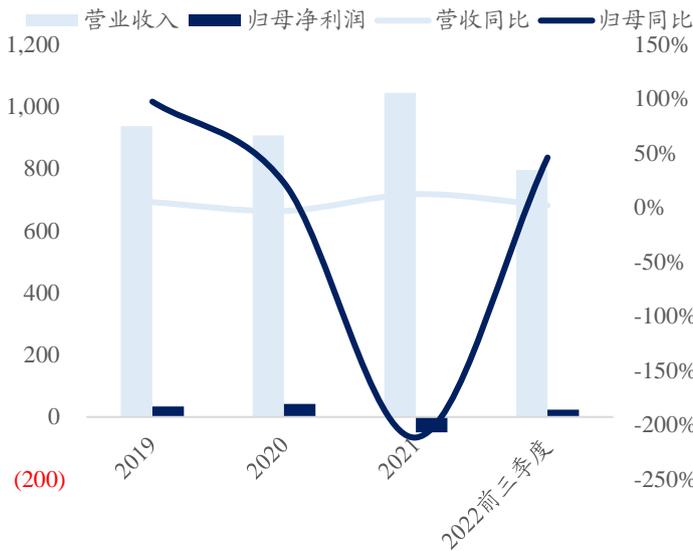
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

3.1. 容量电价+煤价管控火电有望迎来业绩拐点

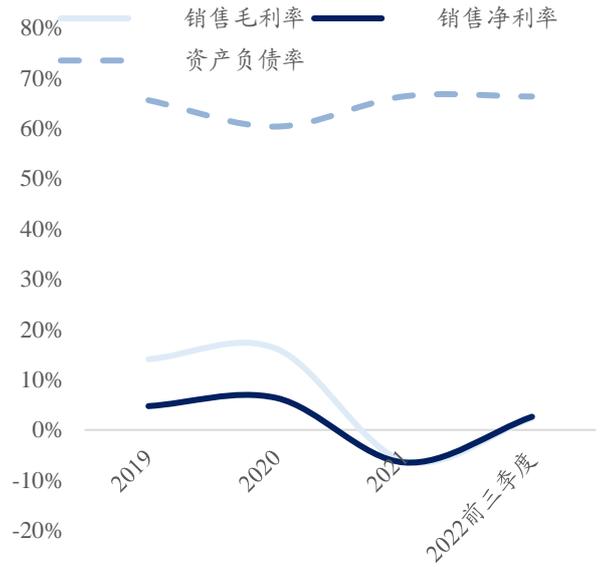
当前公司核心看点在于有望推出火电容量电价+煤炭价格管控公司有望迎来业绩拐点。2021年公司业绩受到煤炭价格影响，全年亏损近50亿，2021年公司火电发电量占比超过90%，尽管2021年10月发改委将火电上网电价上下浮限制放开至-20%~+20%，但由于电价长协合同未得到涨价，使得公司全年平均上网电价上涨约6%，而入炉标煤上涨约71%，远超过上网电价涨幅。进入2022年以来发改委多次开展对煤炭价格的干预，2022年2月《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，规定了煤炭中长期交易价格的合理区间，明确对煤价进行区间调控。同时发改委能源局也加大了十四五期间火电装机规划以及煤炭产能规划，公司火电业务有望增收、降成本迎来业绩拐点。

图7：公司营收、归母净利润情况

图8：公司销售毛利率、净利率、资产负债率情况

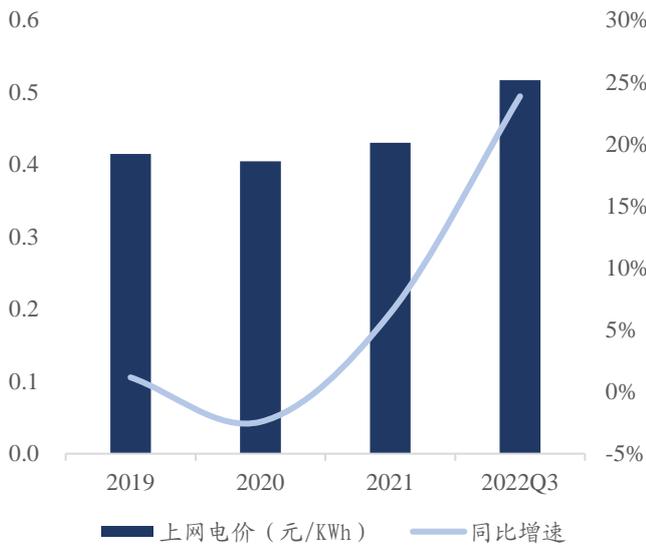


数据来源: wind, 东吴证券研究所



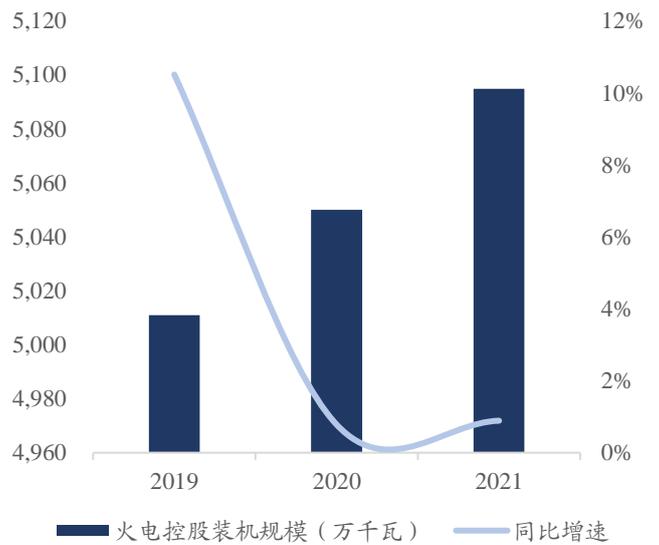
数据来源: wind, 东吴证券研究所

图9: 2019-2022Q3 上网电价情况 (元/KWh)



数据来源: wind, 东吴证券研究所

图10: 2019-2021 年火电控股装机规模 (万千瓦)



数据来源: wind, 东吴证券研究所

3.2. 参股新能源丰厚利润表, 参股煤炭降低燃煤成本

参股新能源+煤炭企业, 享受成长性投资收益。2020年以来, 电力企业利润端因煤炭价格高企承压, 资产端因风电光伏的大投资资产负债率高企, 电力企业生产经营受到挑战。公司2021年剥离新能源发电业务至华电新能, 参股华电新能31%股份, 享受新能源高速发展的投资收益; 参股多家煤矿省公司, 煤电一体化有效控制燃料成本。公司煤炭权益产能超过1244万吨/年, 2021年权益收益超过13.3亿元, 在煤价高位时期有效

控制燃煤成本，同时为公司提供投资收益。未来公司经营以火电为主，抽蓄为辅，参股新能源和煤炭享受投资收益。截至 2021 年底，公司火电装机 5094.9 万千瓦，占比总装机规模的 95%；其中燃气装机 858.9 万千瓦，占比火电装机的 17%。公司火电装机规模占比在主要火电公司占比中排名第一。

表7：2021 年主要火电公司或电装机规模情况（单位：万千瓦）

公司	总装机	火电	新能源	水电	火电装机占比	燃煤	燃气	燃气占比火电
华电国际	5335.6	5094.9	0.0	240.3	95%	4236.0	858.9	17%
华能国际	11869.5	10448.1	1384.6	36.8	88%	9211.8	1224.3	12%
国电电力	9980.9	7740.0	743.7	1497.2	78%	7638.0	102.0	1%
大唐发电	6877.0	5257.6	698.9	920.5	76%	4795.4	462.2	9%
华润电力	4799.7	3255.6	1516.1	28.0	68%			

数据来源：wind，东吴证券研究所

4. 盈利预测与估值

核心假设: (1) 行业: 我们预计 2022-2025 年我国新增火电装机 700GW、700GW、700GW、300GW, 达到存量装机 2604GW、2837GW、3052GW、3217GW; 火电高速发展; (2): 我们预计 2022-2024 年公司火电业务实现收入 990 亿元、1123 亿元、1214 亿元, 同比增速 25.8%、13.4%、8.2%; 实现水电收入 20.9 亿元、21.8 亿元、25.2 亿元, 同比增速 10.4%、4.5%、15.5%。

表8: 我国装机容量预测 (万千瓦)

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
总装机容量	201006.0	220204.0	237692.0	260370.5	283707.4	305161.4	321738.4
yoy	5.8%	9.6%	7.9%	9.5%	9.0%	7.6%	5.4%
火电	118957.0	124624.0	129678.0	136678.0	143678.0	150678.0	153678.0
yoy	4.0%	4.8%	4.1%	5.4%	5.1%	4.9%	2.0%
占比	59.2%	56.6%	54.6%	52.5%	50.6%	49.4%	47.8%
本年新增火电	4549.0	5667.0	5054.0	7000.0	7000.0	7000.0	3000.0
水电	35804.0	37028.0	39092.0	41046.6	43098.9	45253.9	47516.6
yoy	1.5%	3.4%	5.6%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
占比	17.8%	16.8%	16.4%	15.8%	15.2%	14.8%	14.8%
其中: 抽水蓄能	3029.0	3149.0	3757.0	4320.6	4968.6	5713.9	6571.0
yoy	1.0%	4.0%	19.3%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
风电	20915.0	28165.0	32848.0	37848.0	43848.0	47848.0	50848.0
yoy	13.5%	34.7%	16.6%	15.2%	15.9%	9.1%	6.3%
占比	10.4%	12.8%	13.8%	14.5%	15.5%	15.7%	15.8%
本年新增风电	2488.0	7250.0	4683.0	5000.0	6000.0	4000.0	3000.0
太阳能	20418.0	25356.0	30656.0	39156.0	47156.0	55156.0	63156.0
yoy	17.1%	24.2%	20.9%	27.7%	20.4%	17.0%	14.5%
占比	10.2%	11.5%	12.9%	15.0%	16.6%	18.1%	19.6%
本年新增太阳能	2985.0	4938.0	5300.0	8500.0	8000.0	8000.0	8000.0
核电	4874.0	4989.0	5326.0	5592.3	5871.9	6165.5	6473.8
yoy	9.1%	2.4%	6.8%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

占比	2.4%	2.3%	2.2%	2.1%	2.1%	2.0%	2.0%
----	------	------	------	------	------	------	------

数据来源：中电联，东吴证券研究所

表9：主营业务收入拆分（单位：亿元）

	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	1044.2	1139.4	1279.4	1387.8
增速	12.3%	9.1%	12.3%	8.5%
毛利率	-6.2%	2.5%	6.4%	7.6%
火电业务				
收入	787.2	990.0	1122.6	1214.1
增速	15.9%	25.8%	13.4%	8.2%
毛利率	-9.5%	0.5%	5.2%	5.4%
水电业务				
收入	18.9	20.9	21.8	25.2
增速	-4.7%	10.4%	4.5%	15.5%
毛利率	41.6%	43.3%	43.5%	40.7%
其他收入	238.1	128.6	135.0	148.5

数据来源：wind，东吴证券研究所

我们预计 2022-2024 年公司实现营业收入 1139.41 亿元、1279.43 亿元、1387.80 亿元，同比增长 9.1%、12.3%、8.5%；实现归母净利润 3.53 亿元、38.73 亿元、42.87 亿元。可比公司上，我们选取了新能源发电龙头三峡能源和火电+新能源发电龙头华能国际，由于我们看好新型电力系统下火电的基础能源地位，叠加其参股新能源避免了华电的高资本开支，也能享受成长性溢价，因此给予估值溢价，当前时点（2022.11.16）对应 2023 年 PE 仅 14 倍。叠加容量电价+市场化电价政策利好火电行业，华电背靠山东省火电大省，新能源高速发展，电力供需矛盾较集中，因此首次覆盖，给予“买入”评级。

表10: 可比公司估值表 (截至 2022 年 11 月 16 日)

证券代码	公司	市值 (亿元)	2022 归母 净利润 (亿元)	2023 归母 净利润 (亿元)	2024 归母 净利润 (亿元)	2022PE	2023PE	2024PE
600905.SH	三峡能源	1642.8	89.8	108.3	125.0	18	15	13
600011.SH	华能国际	943.5	75.5	114.0	134.0	12	8	7
可比公司平均估值						15	12	10
003035.SZ	华电国际	552.7	3.5	38.7	42.9	157	14	13

数据来源: wind, 东吴证券研究所 (来自东吴证券研究所盈利预测)

5. 风险提示

- 1、政策性风险。若火电容量电价政策推广不及预期, 将对公司盈利预期产生负面影响;
- 2、煤炭价格剧烈波动的风险。若煤炭价格超预期上行, 将对火电盈利产生直接影响;
- 3、宏观经济风险。若电力需求超预期下行, 将对公司业绩产生不利影响。

华电国际三大财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2021A	2022E	2023E	2024E		2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	29,579	41,648	48,474	61,379	营业总收入	104,422	113,941	127,943	138,780
货币资金及交易性金融资产	6,091	16,960	21,537	32,530	营业成本(含金融类)	110,857	111,036	119,693	128,255
经营性应收款项	11,875	13,904	15,104	16,511	税金及附加	1,024	1,219	1,331	1,457
存货	6,116	5,326	6,029	6,357	销售费用	0	0	0	0
合同资产	0	0	0	0	管理费用	1,807	2,067	2,285	2,492
其他流动资产	5,497	5,458	5,804	5,980	研发费用	3	2	3	3
非流动资产	189,282	183,733	182,321	178,037	财务费用	4,279	3,781	3,727	3,704
长期股权投资	37,250	50,421	65,043	77,281	加:其他收益	938	889	1,049	1,119
固定资产及使用权资产	124,028	109,618	90,174	71,546	投资净收益	7,242	5,501	7,076	7,350
在建工程	15,862	12,504	10,153	8,507	公允价值变动	-37	0	0	0
无形资产	7,217	6,325	12,175	16,007	减值损失	-3,406	-1,816	-2,687	-4,298
商誉	441	371	271	181	资产处置收益	260	193	250	259
长期待摊费用	0	0	0	0	营业利润	-8,549	601	6,592	7,300
其他非流动资产	4,484	4,493	4,505	4,516	营业外净收支	123	0	0	0
资产总计	218,860	225,381	230,794	239,416	利润总额	-8,426	601	6,592	7,300
流动负债	65,663	71,699	71,810	74,556	减:所得税	-1,672	117	1,290	1,425
短期借款及一年内到期的非流动负债	42,181	42,181	42,181	42,181	净利润	-6,754	484	5,302	5,876
经营性应付款项	14,803	18,481	18,609	20,409	减:少数股东损益	-1,789	132	1,430	1,589
合同负债	1,876	2,182	2,243	2,443	归属母公司净利润	-4,965	353	3,873	4,287
其他流动负债	6,803	8,855	8,777	9,523	每股收益-最新股本摊薄(元)	-0.50	0.04	0.39	0.43
非流动负债	79,631	79,631	79,631	79,631	EBIT	-51,099	-384	4,631	6,574
长期借款	56,682	56,682	56,682	56,682	EBITDA	-39,896	-1,014	1,877	4,349
应付债券	17,512	17,512	17,512	17,512	毛利率(%)	-6.16	2.55	6.45	7.58
租赁负债	328	328	328	328	归母净利率(%)	-4.76	0.31	3.03	3.09
其他非流动负债	5,110	5,110	5,110	5,110	收入增长率(%)	12.27	9.12	12.29	8.47
负债合计	145,294	151,331	151,441	154,187	归母净利润增长率(%)	-211.80	107.10	998.32	10.69
归属母公司股东权益	61,830	62,182	66,055	70,342					
少数股东权益	11,736	11,868	13,298	14,887					
所有者权益合计	73,566	74,050	79,353	85,229					
负债和股东权益	218,860	225,381	230,794	239,416					

现金流量表 (百万元)					重要财务与估值指标				
	2021A	2022E	2023E	2024E		2021A	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	-6,351	4,625	-417	4,985	每股净资产(元)	3.98	4.02	4.41	4.85
投资活动现金流	-6,395	10,056	8,805	9,820	最新发行在外股份(百万股)	9,870	9,870	9,870	9,870
筹资活动现金流	11,922	-3,812	-3,812	-3,812	ROIC(%)	-20.53	-0.16	1.93	2.66
现金净增加额	-824	10,870	4,577	10,993	ROE-摊薄(%)	-8.03	0.57	5.86	6.09
折旧和摊销	11,203	-631	-2,754	-2,225	资产负债率(%)	66.39	67.14	65.62	64.40
资本开支	-13,171	21,471	21,417	21,233	P/E(现价&最新股本摊薄)	-----	156.76	14.27	12.89
营运资本变动	-9,329	2,746	-1,714	263	P/B(现价)	1.41	1.39	1.27	1.16

数据来源:Wind,东吴证券研究所,全文如无特殊注明,相关数据的货币单位均为人民币,预测均为东吴证券研究所预测。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，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、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

- 买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上；
- 增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间；
- 中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -5% 与 5% 之间；
- 减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -15% 与 -5% 之间；
- 卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 -15% 以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5% 以上；
- 中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘 -5% 与 5%；
- 减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

