



信达证券
CINDA SECURITIES

Research and
Development Center

煤电周期上行在途，电改引领价值重估

——电力行业 2023 电力中期策略报告

2023 年 5 月 8 日

证券研究报告

行业研究

行业投资策略

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用行业联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

煤电周期上行在途，电改引领价值重估

2023年5月8日

本期内容提要:

- **2023年一季度电力行业基本面回顾：电力需求：3月用电量增速回升明显，居民生活用电拖累需求增速。**1-3月，全社会用电量同比增长3.6%，其中3月用电同比增长5.9%。分行业来看，一、二、三产和居民生活用电2023Q1同比分别增长9.7%、4.2%、4.1%和0.2%（其中3月居民生活用电同比下滑5.76%），居民生活用电的低增长拖累一季度整体用电量的增速。暖冬对于居民生活用电影响较大，2月下旬至3月上旬，我国中东部地区气温明显升高，相比常年同期偏暖。从电力消费弹性系数来看，2022年度电力消费弹性系数达到1.2，而2023Q1电力消费弹性则下降至0.8。**电力生产方面：新能源发电保持高增速，来水较差导致水电同比大幅下滑。**1-3月，全国累计发电量同比增长2.4%。分电源类型看，1-2月火电发电量同比下降2.30%，而3月火电发电量同比增长9.07%，增速大幅提升。1-2月水电发电同比下降3.40%，3月降幅进一步扩大至15.50%，来水较差情况持续。**装机及投资情况：风光装机投资快速增长，火电装机投资稳中有升。**截至3月底，全国累计发电装机容量同比增长9.1%。其中，火电装机同比增加3%，水电5.4%，核电4.3%，风电装机同比增长11.7%，太阳能发电装机同比增长33.7%。火电投资在连续两年高速增长后增速稍有放缓，核电投资加速，光伏投资仍以高速度增长。**电力市场化进一步推进，年度、月度交易电价持续高位。**一季度市场化改革政策持续推进，市场化购售电规模有望进一步扩大。1-3月市场化电量占比持续提高，省间电力交易活跃，现货市场分省试运行进展提速。电力价格方面，电力年度长协顶格上浮；月度电网代理购电价格同比明显上涨；现货交易电价方面，“零电价”“负电价”愈发频现。
- **2022年度电力公司业绩：盈亏分化明显，边际趋势向好。五大电整体业绩：收入增长，业绩边际好转。**2022年主要受益于电价上涨，五大电力上市公司的营业收入均实现稳步增长；虽然盈亏分化明显，但归母净利润均实现向上修复。**分电源类型看**，受燃煤成本高位上行的影响，火电板块亏损严重，但同比普遍减亏；清洁能源成为净利润贡献的主力。**传统能源板块：电价、煤价双双上涨，电煤长协实际覆盖率仍较低。**收入端，2022年五大电上网电价同比上涨明显，上浮幅度普遍在18%-20%，随着我国市场化电价机制的进一步完善，电价上浮空间未来有望逐步打开。成本端，2022年煤价继续上涨，长协覆盖率有待提升。2023年以来随着长协兑现率的提升，以及成本端进口煤价同比回落、现货煤价中枢回落，各大电力公司业绩有望实现明显的改善。**新能源板块：装机进度有待加快，已成为净利润贡献的主力。**从新能源发展进度来看，华能、大唐、国电三家电力上市公司规划十四五期间新增新能源装机量合计为10500万千瓦时，截至2022年底仅完成1536.7万千瓦时（进度14.6%），进度明显滞后。



未来三年新能源装机规模及盈利贡献有望提速。

- **2023 年下半年展望：煤电周期上行在途，电改引领价值重估。电量展望：**疫后复苏背景下电力消费高增速可期。中电联预计年内用电量增速或将达到 6%；电力消费高增速的预期背景下，煤电电量有望达到 3.6% 的增速。风光电量仍将保持高速增长，渗透率有望年内达到 16.1%，消纳压力或将逐渐显现。**电价展望：**电价随市场化改革推进持续高位，多角度实现上涨。电价有望从电能量、辅助服务和容量三部分实现多角度上涨。电能量方面，年度长协和月度代购电交易价格上涨明显。除此之外，部分地区电力政策也在为以煤炭为主的一次能源价格建立疏导机制。辅助服务方面，根据山西电力现货市场的经验，在新能源渗透率较高时，其辅助服务费用已经出现明显上涨。容量补偿机制方面，随着“十四五”期间新一批煤电机组的核准潮和开工潮，在煤电电量增长有限而装机容量增长较快的情况下，容量补偿机制有望适时建立推广。**成本展望：**持续强力煤炭保供，火电成本端压力有望缓解。2023 年国家继续保持较大力度的电煤保供政策，国内晋陕蒙煤矿产能利用率持续高位运行，同时海外进口量大幅增加。展望年内，电煤长协的实际覆盖比例有望进一步提升，而现货煤价有望趋稳，海外回归基本面后进口煤价格中枢较 2022 年有望下移，电煤的供需紧张程度有望实现相对缓解。**煤电价值展望：**电力供需矛盾或将再度激化，市场化推进重塑煤电价值。年内尖峰负荷有望持续高速增长，最高需求有望接近 13.5 亿千瓦。全国顶峰装机容量裕度或将首度紧缺，电力供需矛盾或将再度激化。煤电已现新增核准潮，火电投资额有望维持高位，但火电装机产能释放同样存在产能周期，无法在短期内缓解电力供需矛盾。“十四五”后期煤电新增核准潮将落地，火电顶峰与调节价值渐显，市场化机制推进有望助力重塑煤电价值。
- **投资建议：**国内历经多轮电力供需紧缺之后，电力板块有望迎来盈利改善和价值重估。电力供需紧缺的态势下，煤电顶峰价值凸显；煤炭增产保供政策强力落实下，电煤长协覆盖率及履约率有望持续提高，火电成本端有望持续改善；电力市场化改革的持续推进下，电价趋势有望稳健中小幅上涨，电力现货市场和辅助服务市场机制有望持续推广，容量补偿电价等机制有望出台。双碳目标下的新型电力系统建设，将持续依赖系统调节手段的丰富和投入。投资主线：（1）受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，电力运营商有望迎来价值重估。受益标的：国电电力、粤电力 A、华能国际、华电国际等。（2）煤电新一轮建设周期启动，设备制造商有望迎来新增长。受益标的：东方电气。（3）高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益。受益标的：龙源技术、青达环保、西子洁能等。
- **风险因素：**宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、电煤长协保供政策的执行力度不及预期等。

2023 年一季度电力行业基本面回顾	6
1、电力需求：3 月用电量增速回升明显，居民生活用电拖累需求增速	6
2、电力生产：新能源发电保持高增速，来水较差导致水电同比大幅下滑	7
3、装机及投资情况：风光装机投资快速增长，火电装机投资稳中有升	8
4、电力市场化进一步推进，年度、月度交易电价持续高位	10
2022 年度电力公司业绩：盈亏分化明显，边际趋势向好	14
1、五大电整体业绩：收入增长，业绩边际好转	14
2、传统能源板块：电价、煤价双双上涨，电煤长协实际覆盖率仍较低	16
3、新能源板块：装机进度有待加快，已成为净利润贡献的主力	18
2023 年下半年展望：煤电周期上行在途，电改引领价值重估	20
1、电量展望：疫后复苏背景下电力消费高增速可期	20
2、电价展望：电价随市场化改革推进持续高位，多角度实现上涨	23
3、成本展望：煤炭保供增产效果显著，火电成本端压力有望缓解	23
4、煤电价值展望：电力供需矛盾或将再度激化，市场化推进重塑煤电价值	25
投资建议	27
1、受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，电力运营商有望迎来价值重估	28
2、煤电新一轮建设周期启动，设备制造商有望迎来新增长	28
3、高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益	28
风险因素	29

表目录

表 1：电力现货试点进展情况总结	12
表 2：部分省份年度交易协定情况	12
表 3：2022 年四大电力上市公司分版块净利润情况（亿元）	15
表 4：三大电力上市公司煤电度电盈亏情况（元/千瓦时）	15
表 5：三大电力上市公司十四五新能源装机规划及新增装机情况（万千瓦） 错误!未定义书签。	20
表 6：2023-2025 年三大电力上市公司新能源规模增长情况及盈利贡献预测	20
表 7：2023E 电量平衡表（基准情景）	21
表 8：2023 年煤电电量增速敏感性分析	22
表 9：最大负荷增速（估算）与全国主要电网最高用电负荷增速对比情况	25
表 10：2021-2023 电力供需形势	26
表 11：重点上市公司估值表	28

图目录

图 1：全社会分月用电量对比（亿千瓦时）	6
图 2：全社会分月用电量同比增速对比（%）	6
图 3：一产分月用电量同比增速情况（%）	6
图 4：二产分月用电量同比增速情况（%）	6
图 5：三产分月用电量同比增速情况（%）	7
图 6：城乡居民分月用电量同比增速情况（%）	7
图 7：火电发电量分月情况	7
图 8：水电发电量分月情况	7
图 9：风电发电量分月情况	8
图 10：太阳能发电量分月情况	8
图 12：新增电源装机累计情况	9
图 13：新增火电装机累计情况	9
图 14：新增风电装机累计情况	9
图 15：新增光伏装机累计情况	9
图 16：电源总投资累计情况（亿元）	9
图 17：2023 年 Q1 电源投资结构（%）	9
图 19：电网投资累计情况（亿元）	10
图 20：电网投资累计同比（%）	10
图 21：“1047”号文关于缩小代购电范围的内容	11
图 22：2022 年全国电网企业代理购电占比	11
图 24：2022-2023 电网代理购电均价情况（元/MWh）	13
图 25：2022-2023 一季度全国代理购电均价对比	13
图 26：山东电力现货市场电价情况（元/MWh，2023.03.10）	13
图 27：山西电力现货市场电价情况（元/MWh，2023.03.14）	13

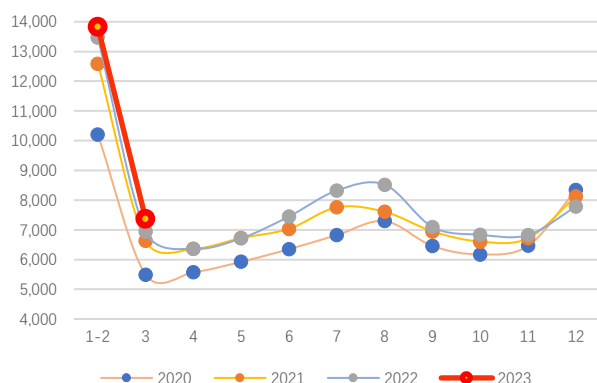
图 28: 2022 年五大电力上市公司营收及增速 (亿元)	14
图 29: 2022 年五大电力上市公司归母净利润及增速 (亿元)	14
图 30: 2022 年四大电力公司传统能源 vs 新能源净利润贡献及增速 (亿元)	15
图 31: 2019-2022 年五大电力公司上网电价对比 (含税, 元/每兆瓦时)	16
图 32: 三大电力公司煤电上网电价对比 (含税, 元/兆瓦时)	16
图 33: 2022 年五大电力上市公司传统能源 vs 新能源装机量及占比 (万千瓦)	16
图 34: 2022 年五大电力公司新增装机情况 (万千瓦)	16
图 35: 2022 年五大电力上市公司传统能源发电利用小时数 (小时)	17
图 36: 2022 年五大电力上市公司新能源发电利用小时数 (小时)	17
图 37: 2019-2022 年五大电力上市公司煤电利用小时数 (小时)	17
图 38: 2022 年四大电力上市公司 2022 年入炉标煤单价 (7000K, 元/吨, 含税)	18
图 39: 2019-2022 年五大电力上市公司供电煤耗情况 (克/千瓦时)	18
图 40: 华能模式 vs 华电模式示意图	19
图 41: 中电联关于 2023 年电力消费预测	20
图 42: 2021-2030 新能源发电量情况及渗透率情况	22
图 43: 2023 年能源工作指导意见对新能源渗透率的要求	22
图 44: 2021-2023 年晋陕蒙煤炭产能利用率 (%)	23
图 45: 全国煤炭月产量变化 (左轴为产量, 右轴为增速)	23
图 46: 2021-2023 年进口煤累计量情况 (万吨)	24
图 47: 2021-2023 年进口煤累计同比增速 (%)	24
图 48: 2022 年 Q4 以来现货煤价及长协-现货价差情况	24
图 49: 国际煤价指数变动情况 (美元/吨)	24
图 50: 顶峰容量及全国尖峰负荷情况 (万千瓦)	26
图 51: 2020-2023 火电分月累计投资额情况 (亿元)	26
图 52: 2022-2023 煤电项目新增核准情况 (GW)	26

2023 年一季度电力行业基本面回顾

1、电力需求：3 月用电量增速回升明显，居民生活用电拖累需求增速

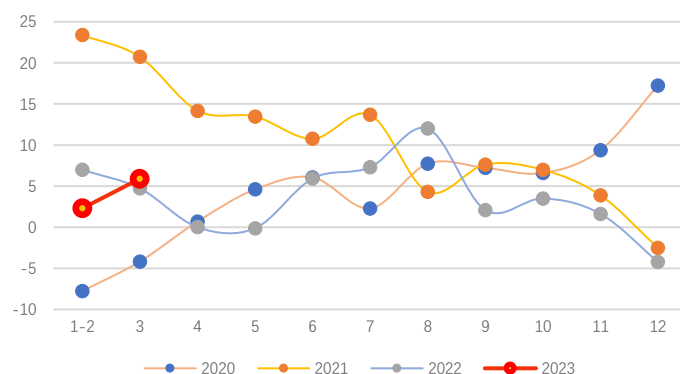
整体来看，1-3 月全国全社会用电量 21203 亿千瓦时，同比增长 3.6%；其中，1-2 月全社会用电量同比增长 2.30%，3 月全社会用电量同比增长 5.9%。**1-2 月**由于疫情余波尚在、叠加春节假期和暖冬因素，电力消费水平较为萎靡；**3 月**开工复苏潮渐起，电力消费增速提高、需求回暖明显。

图 1：全社会分月用电量对比（亿千瓦时）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 2：全社会分月用电量同比增速对比（%）



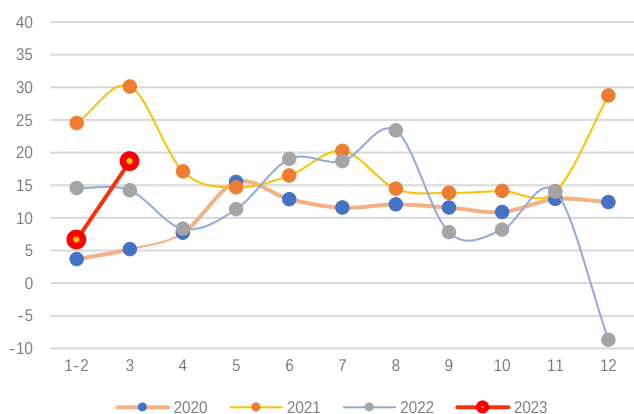
资料来源：Wind，信达证券研发中心

结构方面，2023Q1 第一产业用电量同比增长 9.7%，第二产业用电量同比增长 4.2%，第三产业用电量同比增长 4.1%，而城乡居民生活用电量同比增长仅 0.2%（一二三产及居民生活用电占全社会用电量的比重分别为 1.25%、65.17%、17.43%、16.15%），**居民生活用电的低增长拖累一季度整体用电量的增速**。从电力消费弹性系数来看，2022 年度全社会用电量增速为 3.6%，GDP 增速为 3%，电力消费弹性系数达到 1.2；然而受居民生活用电 2023Q1 增速大幅放缓的影响，2023Q1 我国在实现 4.5% 的 GDP 增速同时，用电量增速仅 3.6%，电力消费弹性系数下降至 0.8。

其中，1-2 月一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别同比变化 6.64%、3.48%、-0.11%、2.75%，而 3 月单月的一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别同比变化 18.65%、6.67%、14.04%、-5.76%。3 月以来开工复苏潮表现明显，二产用电增速稳中向好，三产用电增速大幅反弹，但 3 月份居民生活用电同比下降 5.76%，相较于去年同期（2022 年 3 月）高达 8.92%的居民生活用电增速，降幅高达 14.68pct。暖冬对于居民生活用电影响较大，2 月下旬至 3 月上旬，我国中东部地区气温明显升高，相比常年同期偏暖。

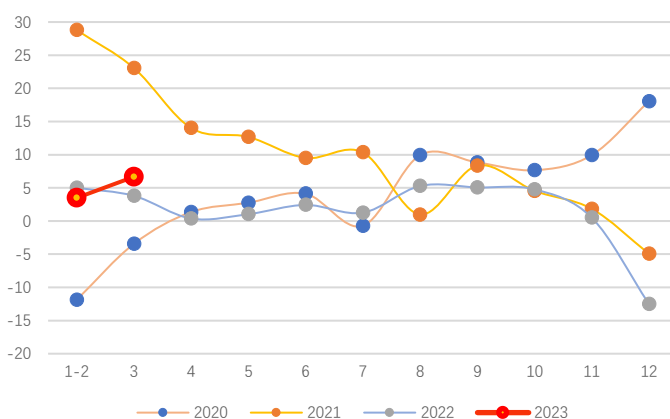
图 3：一产分月用电量同比增速情况（%）

图 4：二产分月用电量同比增速情况（%）



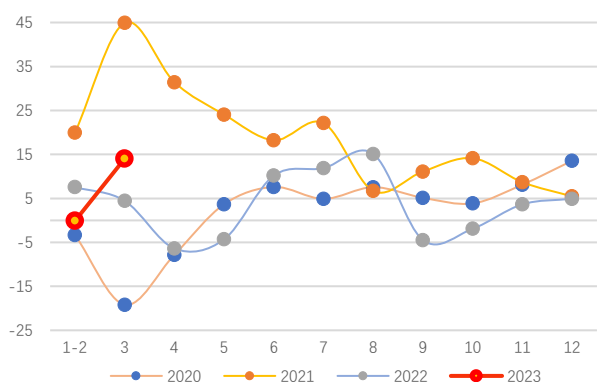
资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 5: 三产分月用电量同比增速情况 (%)

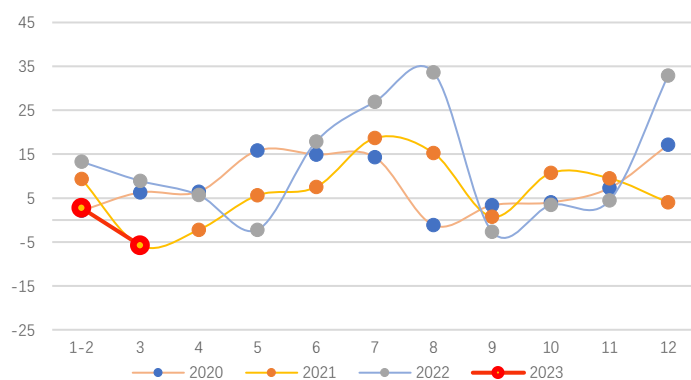


资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 6: 城乡居民分月用电量同比增速情况 (%)



资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心



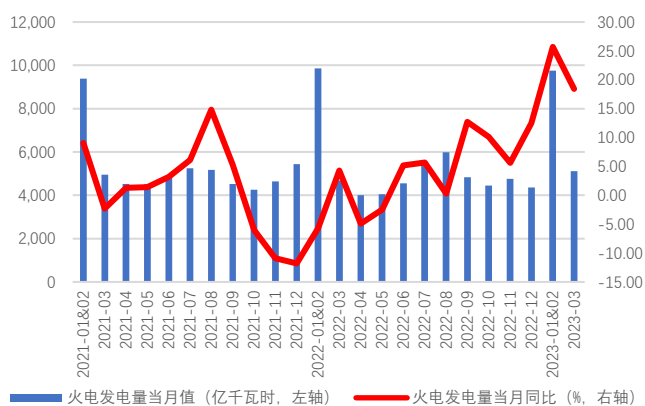
资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

2、电力生产：新能源发电保持高增速，来水较差导致水电同比大幅下滑

从发电情况来看，1-3 月全国累计发电量同比增长 2.4%。其中，1-2 月发电量同比增长 0.70%，而 3 月发电量同比增长 5.10%。分电源类型看，1-2 月火电发电量同比下降 2.30%，而 3 月火电发电量同比增长 9.07%，增速大幅提升。1-2 月水电发电同比下降 3.40%，3 月降幅进一步扩大至 15.50%，来水较差情况持续。据云南省水利厅，2023 年 1-2 月，云南省大部分地区无明显降水，河道来水总体偏少，库塘蓄水总量下降加快，气象干旱发展迅速，局部地区旱情影响逐步显现。2 月 18 日，云南省电解铝企业再度收到压减用电负荷的限电通知，压减负荷比例扩大至 40% 左右。4 月 18 日，云南防汛抗旱指挥部发布《关于调整抗旱应急响应等级的通知》，将抗旱应急响应由 IV 级提升至 III 级应急响应。云南年内来水或将持续较差。长江三峡水库流量方面，截至 4 月 21 日，三峡出库流量 6450 立方米/秒，同比下降 56.42%，周环比下降 11.40%，一季度以来三峡水库流量长期处于近三年流量低位。

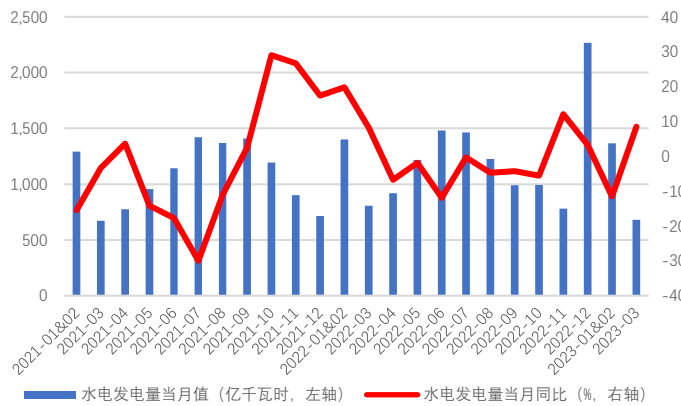
图 7: 火电发电量分月情况

图 8: 水电发电量分月情况



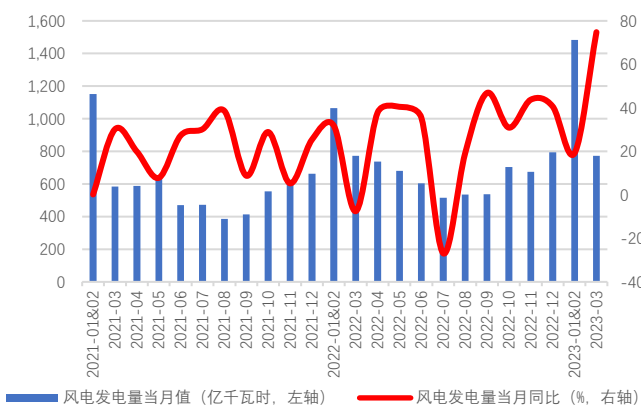
资料来源: Wind, 国家统计局, 信达证券研发中心

图 9: 风电发电量分月情况

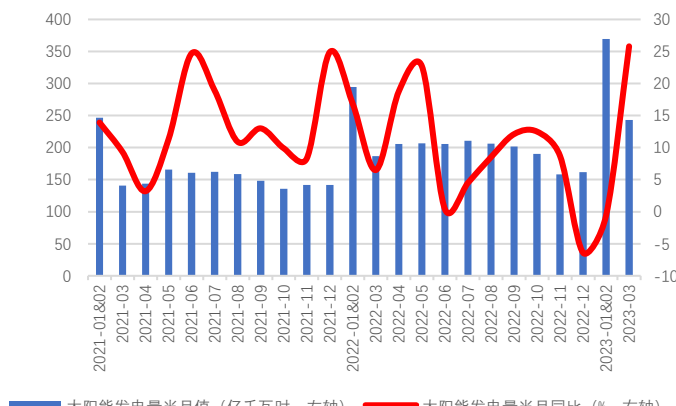


资料来源: Wind, 国家统计局, 信达证券研发中心

图 10: 太阳能发电量分月情况

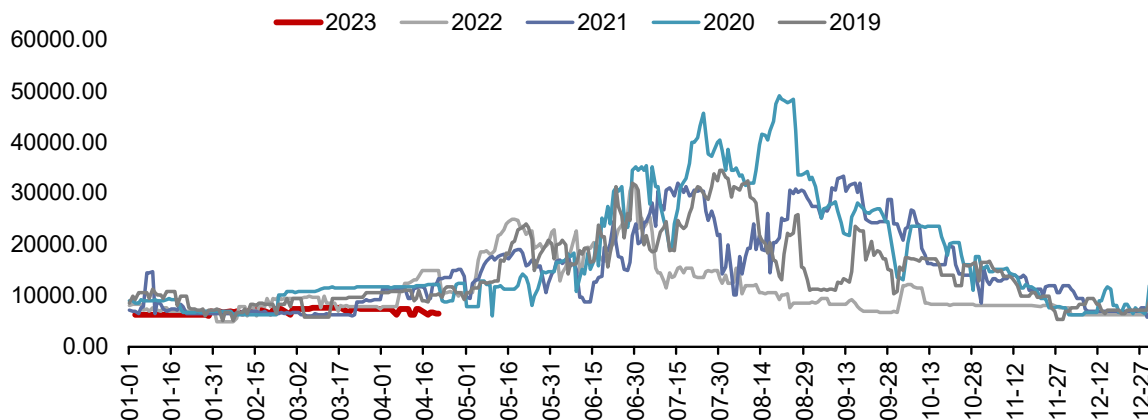


资料来源: Wind, 国家统计局, 信达证券研发中心



资料来源: Wind, 国家统计局, 信达证券研发中心

图 11: 三峡出库量变化情况 (立方米/秒)



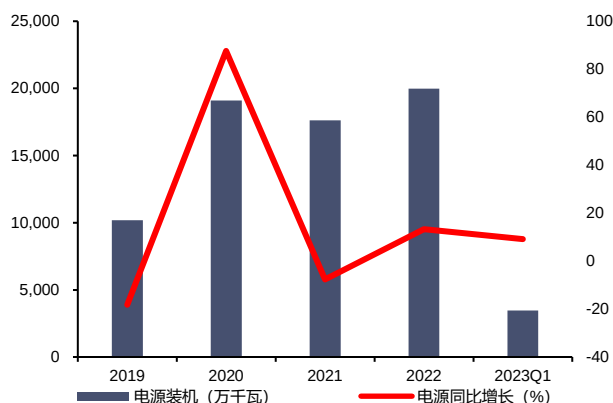
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

3、装机及投资情况：风光装机投资快速增长，火电装机投资稳中有升

风光装机和投资快速增长，火电装机投资稳中有升。截至 3 月底，全国累计发电装机容量同比增长 9.1%。其中，火电装机同比增加 3%，水电 5.4%，核电 4.3%，风电装机同比增

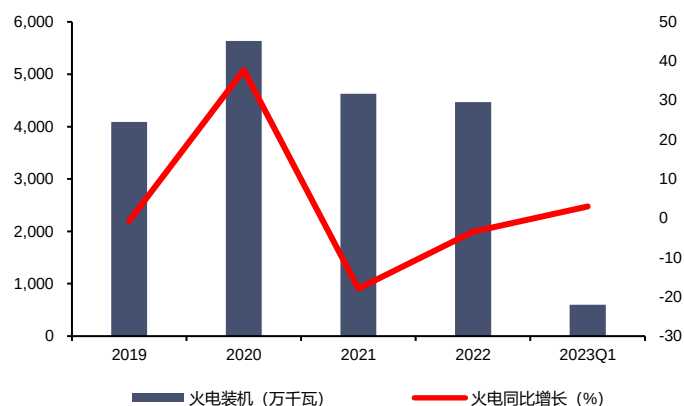
长 11.7%，太阳能发电装机同比增长 33.7%。

图 12: 新增电源装机累计情况



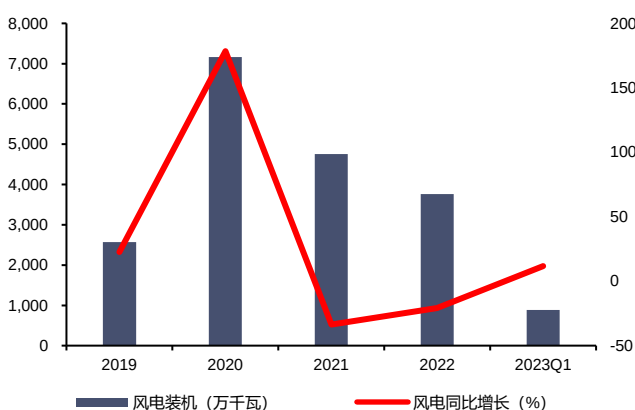
资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 13: 新增火电装机累计情况



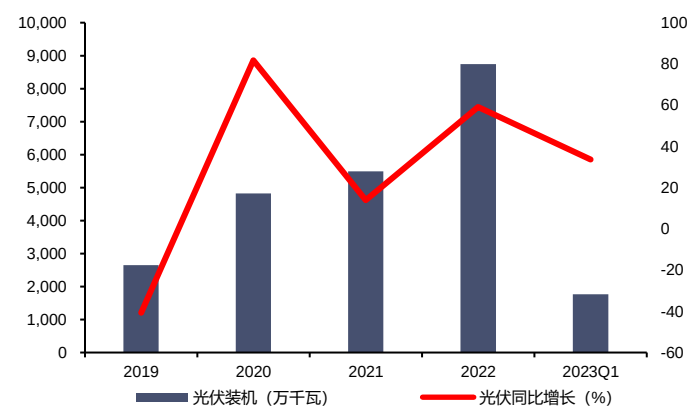
资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 14: 新增风电装机累计情况



资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 15: 新增光伏装机累计情况

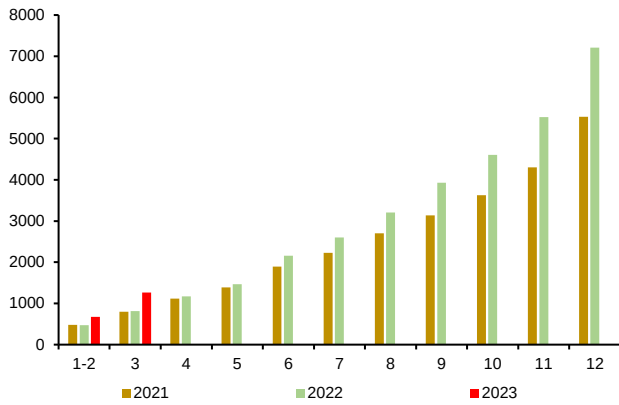


资料来源: Wind, 国家能源局, 信达证券研发中心

电源投资情况方面，1-3 月份，全国主要发电企业电源工程完成投资 1264 亿元，同比增长 55.2%。其中，火电投资同比增长 3.7%，水电投资同比下降 7.8%，核电投资同比增长 53.5%，风电投资同比增长 15%，太阳能发电投资同比增长 178%。火电投资在连续两年高速增长后增速稍有放缓，核电投资加速，太阳能发电投资仍以较高速增长。

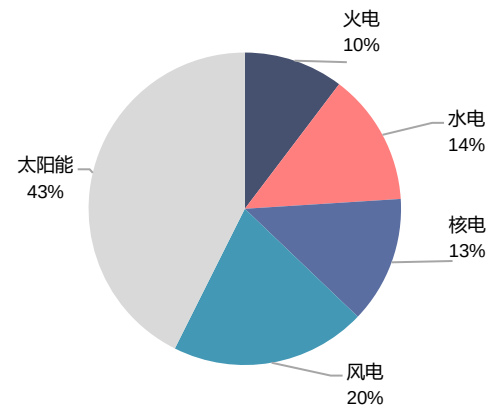
图 16: 电源总投资累计情况（亿元）

图 17: 2023 年 Q1 电源投资结构（%）

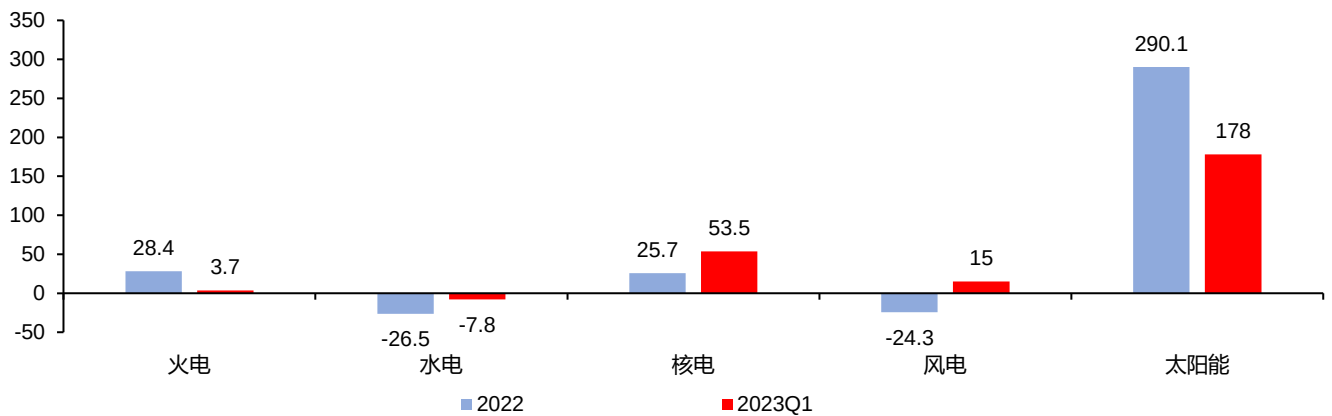


资料来源：中电联，国家能源局，信达证券研发中心

图 18: 2022&2023Q1 电源投资增速对比 (%)



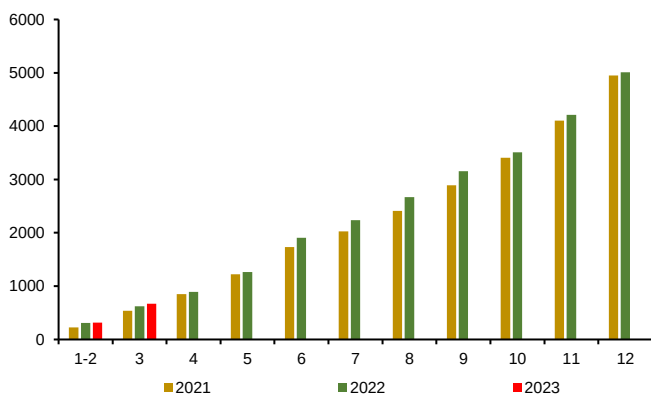
资料来源：中电联，国家能源局，信达证券研发中心



资料来源：中电联，国家能源局，信达证券研发中心

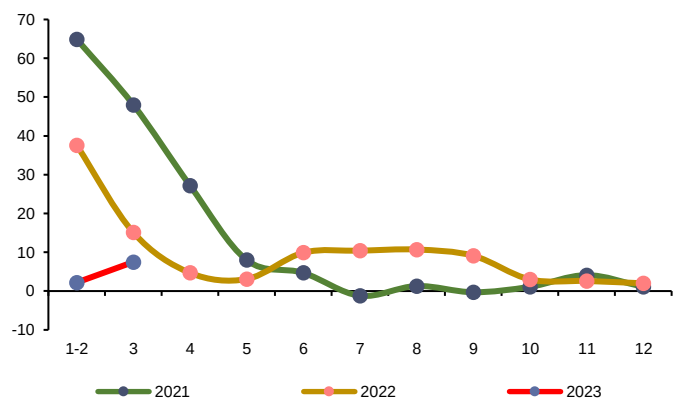
电网投资情况方面：1-3月电网工程完成投资668亿元，同比增长7.5%。2022年电网工程审批及建设受疫情影响，开工及完成不及预期。**2023年**开年电网投资开始发力，有望在今年保持同比高增速。

图 19: 电网投资累计情况 (亿元)



资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 20: 电网投资累计同比 (%)



资料来源：中电联，信达证券研发中心

4、电力市场化进一步推进，年度、月度交易电价持续高位

政策方面，市场化改革持续推进，市场化购售电规模有望进一步扩大。2022年12月23日，国家发改委发布《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号），提出逐步优化代理购电制度。各地要适应当地电力市场发展进程，鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。优化代理购电市场化采购方式，完善集中竞价交易和挂牌交易制度，规范挂牌交易价格形成机制。这代表着自2021年“1439号文”以来，政策端再一次发力推动电力市场化交易，逐步压缩代理购电规模，鼓励用户进入电力市场实现自主交易。据北极星售电网统计，2022年全国工商业代理购电量16590.8亿千瓦时，其中优先上网电量7385.19亿千瓦时，占全社会用电量8.55%。若缩小代理购电规模，鼓励代购电用户参与市场化交易，则电力市场化交易电量占比有望从2022年的60.8%升至约70%，有15.13pct的提升空间。

图 21：“1047”号文关于缩小代购电范围的内容

要作用。在继续执行809号文件、保持政策稳定性的基础上，为进一步做好电网企业代理购电工作，现就有关事项通知如下：

一、保障用户安全可靠用电。电网企业要落实809号文件要求，保障代理购电制度平稳运行，确保居民、农业用户和代理购电工商业用户电力安全可靠供应；坚持低价电量（含偏差电费）优先匹配居民、农业用电，保持居民、农业用电价格基本稳定。

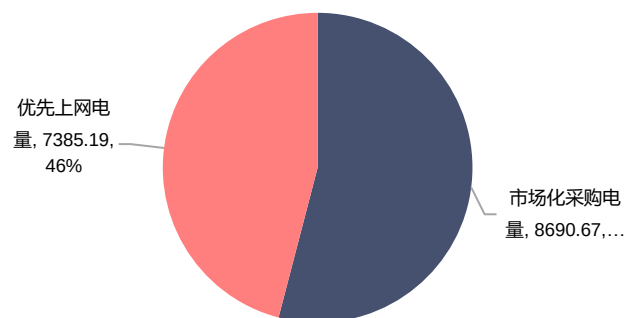
二、逐步优化代理购电制度。各地要适应当地电力市场发展进程，鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。优化代理购电市场化采购方式，完善集中竞价交易和挂牌交易制度，规范挂牌交易价格形成机制。

三、加强事中事后监管。各地、各相关单位要严格按照国家政策要求，切实执行好电网企业代理购电制度，不得对代理购电用户电价形成进行不当干预。电网企业要加强力量配置，不断提升代理购电用户用电量预测的科学性、准确性，预测偏差情况每季度报省级价格主管部门。省级价格主管部门要密切跟踪电网企业代理购电制度执行情况，及时牵头解决制度执行中出现的新问题，确保代理购电制度平稳运行。

本通知自2023年1月1日起执行。809号文件及其他现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

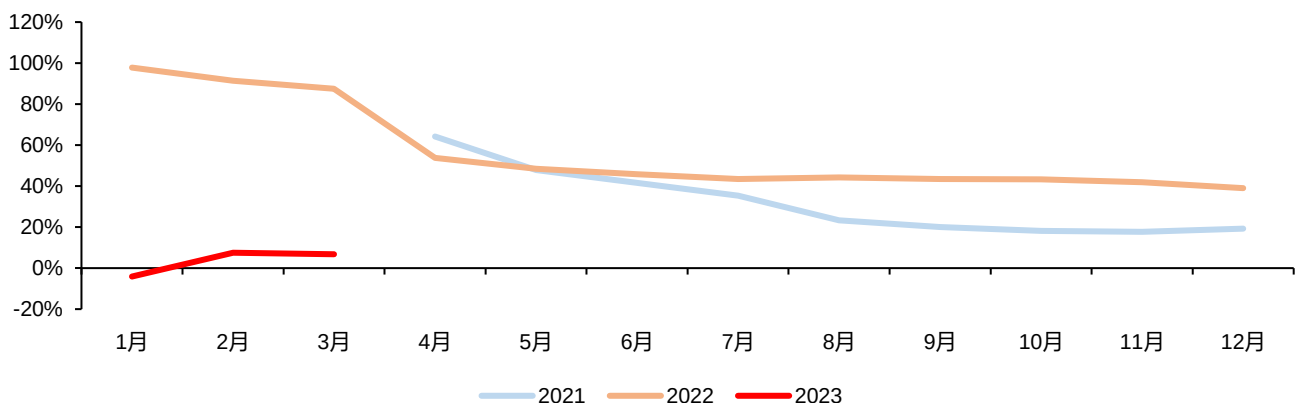
图 22：2022 年全国电网企业代理购电量占比



资料来源：北极星售电网，信达证券研发中心

市场化交易电量占比继续提高，省间电力交易活跃。1-3月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量13235.3亿千瓦时，同比增长6.8%，占全社会用电量比重为62.4%，同比提高1.7个百分点。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量同比增长4.4%。据北京电力交易中心，1-3月，省间市场交易电量累计完成2405亿千瓦时，同比增长15.9%；特高压直流交易电量1199亿千瓦时，同比增长36.5%；省间清洁能源交易电量累计完成1172亿千瓦时，同比增长11.9%。

图 23：2021-2023 各电力交易中心累计电量同比增速（%）



资料来源：中电联，信达证券研发中心（注：2021 年 1-3 月数据未公布）

现货市场分省试运行提速，现货时代或将来临。2022 年 11 月，国家能源局公开发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》并征求社会意见，标志着全国范围内的省级电力现货市场发展将出现提速。第一批 8 个试点地区（南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）已于 2022 年 6 月底启动长周期结算试运行，第二批 6 个试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）已于 2022 年 7 月底前启动模拟试运行。四季度以来，第二批现货试点中湖北、河南已经开始启动调电试运行，江苏也于 11 月开展第三次结算试运行。此外，非现货试点省份对于现货市场的建设推进积极性也较高：宁夏、重庆、陕西、江西在 2022 年四季度均开展首次模拟试运行；青海、湖南也分别于 2023 年 1 月和 4 月开展模拟试运行和调电试运行。**2023 年有望出现全国范围内的现货市场热潮，“现货时代”或将来临。**

表 1：电力现货试点进展情况总结

第二批现货试点	结算试运行时间	非现货试点	试运行时间
江苏	2022.11.11 第三次结算试运行	宁夏	2022.12.27 第一次模拟试运行
湖北	2022.11.24 首次调电试运行	重庆	2022.12.20 第一次模拟试运行
河南	2022.11.16 第一次短周期调电（结算）试运行	陕西	2022.11.22 第一次模拟试运行
		江西	2022.11.24 第一次模拟试运行
		青海	2023.1.11 第一次模拟试运行
		湖南	2023.4.7 第一次调电试运行

资料来源：信达证券研发中心整理

电力价格方面：年度长协顶格上浮。2023 年电力年度中长期交易情况中，广东电力市场年度双边协商、挂牌成交和集中竞价均在 552.2 元/MWh 以上，几乎逼近年度合同成交上限 554 元/MWh。江苏年度交易加权均价 466.64 元/MWh，上浮比例达 19.35%。山西电力市场年度双边协商、集中竞价和年度挂牌交易价格不一，但均较于燃煤基准价 332 元/MWh 出现明显上涨。

表 2：部分省份年度交易协定情况

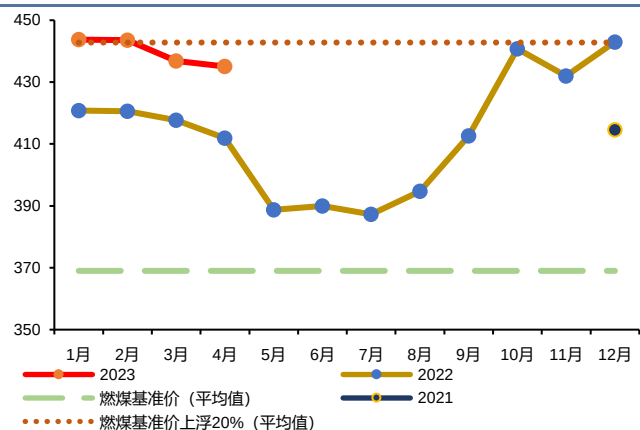
省份	交易类型	燃煤基准价 (元/MWh)	2022 交易电价 (元/MWh)	2023 交易电价 (元/MWh)	同比变化
江苏	年度双边	391	466.78 (+19.38%)	466.65 (+19.35%)	-0.02%
	年度挂牌		464.76 (+18.86%)	465.14 (+18.96%)	0.08%
	年度双边			553.88 (+19.63%)	11.44%
广东	年度挂牌	453 (23 年为 463)	497 (+9.71%)	552.28 (+19.28%)	11.11%
	年度集中竞争			553.96 (+19.65%)	11.46%
	年度可再生能源			电能量均价 529.94；环境溢价均价 21.21	10.89%

				(+14.46%)
山西	双边协商(新能源)	348.03 (+4.83%)	370.1 (+11.66%)	6.34%
	双边协商(火电)	393.73 (+18.59%)	393.78 (+18.61%)	0.01%
	集中竞价(火电)	359.07 (+8.15%)	385.74 (+16.19%)	7.43%
	年度挂牌交易	392.91 (+18.34%)	392.24 (+18.14%)	-0.17%

资料来源：信达证券研发中心整理

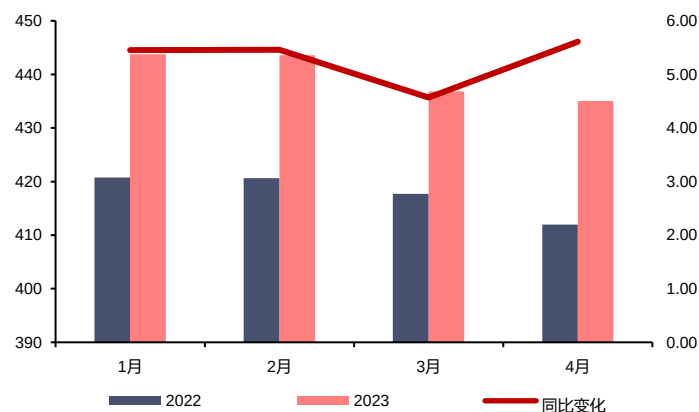
月度交易方面，2023 年 1-4 月电网代理购电价格同比明显上涨。1-4 月全国电网代理购电均价分别为 443.74 元/kWh、443.60 元/kWh、436.80 元/kWh、435.06 元/kWh，同比分别上涨 5.46%、5.46%、4.57%、5.61%，涨幅明显，且几乎都顶格全国燃煤基准均价上浮 20%。

图 24：2022-2023 电网代理购电均价情况（元/MWh）



资料来源：北极星售电网，信达证券研发中心

图 25：2022-2023 一季度全国代理购电均价对比（左轴：元/MWh，右轴：%）

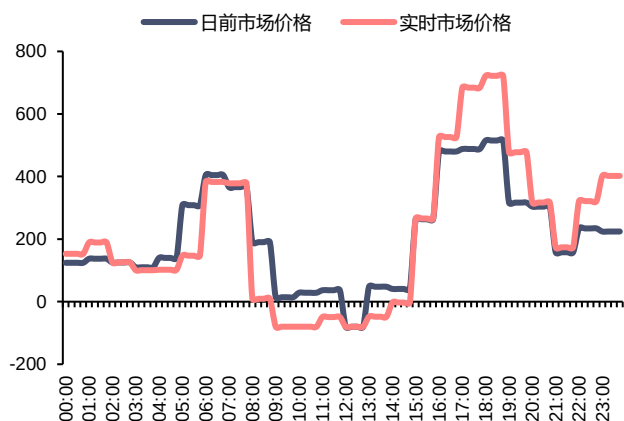


资料来源：北极星售电网，信达证券研发中心

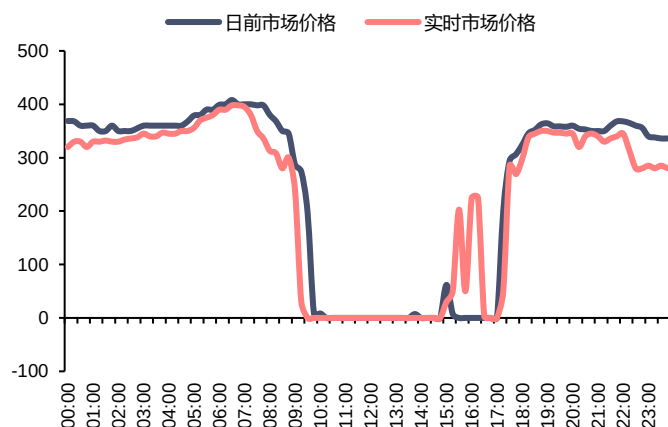
现货交易电价方面，“零电价”“负电价”愈发明显。在电力市场改革推进后，山东、山西等具备电力现货市场的新能源装机大省在现货电价方面出现所谓“鸭子曲线”（即净负荷曲线在白天午后出现深谷，在傍晚时段极速拉升出现尖峰），并因市场规则的不同出现“零电价”（山西）和“负电价”（山东）。据我们统计，山东电力现货市场 2022 年共有 176 天全天最低电价小于 0 元/kWh，即出现负电价；其中共有 135 天出现-0.08 元/kWh 的最低负电价；山西电力现货市场 2022 年共有 168 天全天最低电价为 0 元/kWh，即出现零电价。

图 26：山东电力现货市场电价情况（元/MWh，2023.03.10）

图 27：山西电力现货市场电价情况（元/MWh，2023.03.14）



资料来源：泛能网，信达证券研发中心



资料来源：泛能网，信达证券研发中心

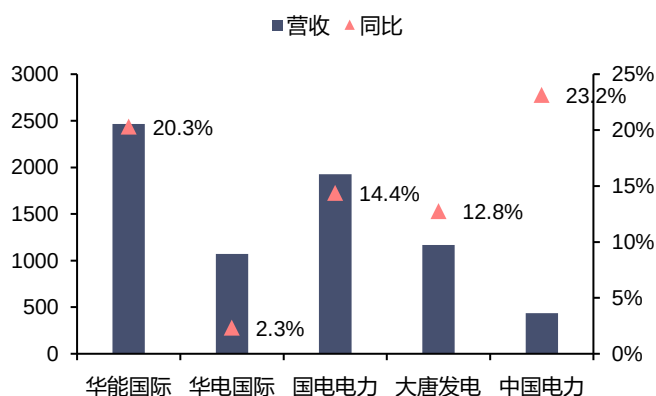
2022 年度电力公司业绩：盈亏分化明显，边际趋势向好

1、五大电整体业绩：收入增长，业绩边际好转

2022 年主要受益于电价上涨，我国五大电力上市公司的营业收入均实现稳步增长。其中，华能国际实现营收 2467.3 亿元，同比增长 20.3%；国电电力实现营收 1926.8 亿元，同比增长 14.4%；大唐发电实现营收 1168.3 亿元，同比增长 12.8%；中国电力规模较小，营收增速最快，2022 年实现营收 436.9 亿元，同比增长 23.2%。

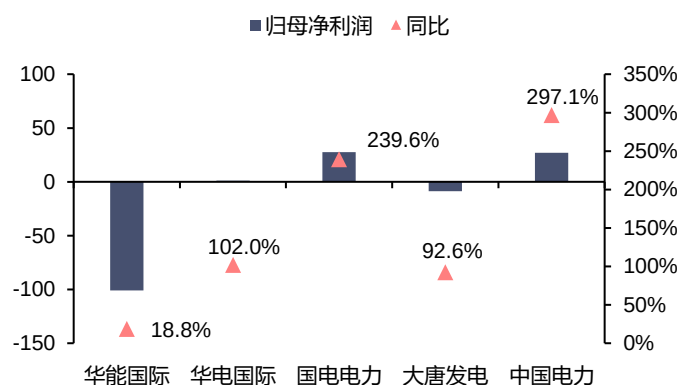
2022 年五大电盈亏分化明显，归母净利润均实现向上修复。2022 年国电电力（火电资产优质，长协煤基本全覆盖）、中国电力（火电资产优质，大力提升新能源装机占比）分别实现归母净利润 27.47 亿元、26.85 亿元，同比增幅分别达到 239.6%、297.1%；华电国际小幅盈利，实现归母净利润 0.998 亿元，同比增长 102.2%；大唐发电小幅亏损，归母净利润为-8.71 亿元，同比减亏 110.25 亿元；华能国际亏损达 100.85 亿元，同比实现减亏 25.88 亿元。

图 28：2022 年五大电力上市公司营收及增速（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 29：2022 年五大电力上市公司归母净利润及增速（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

分电源类型来看，2022 年受燃煤成本高位上行的影响，火电亏损严重，但同比普遍减亏。

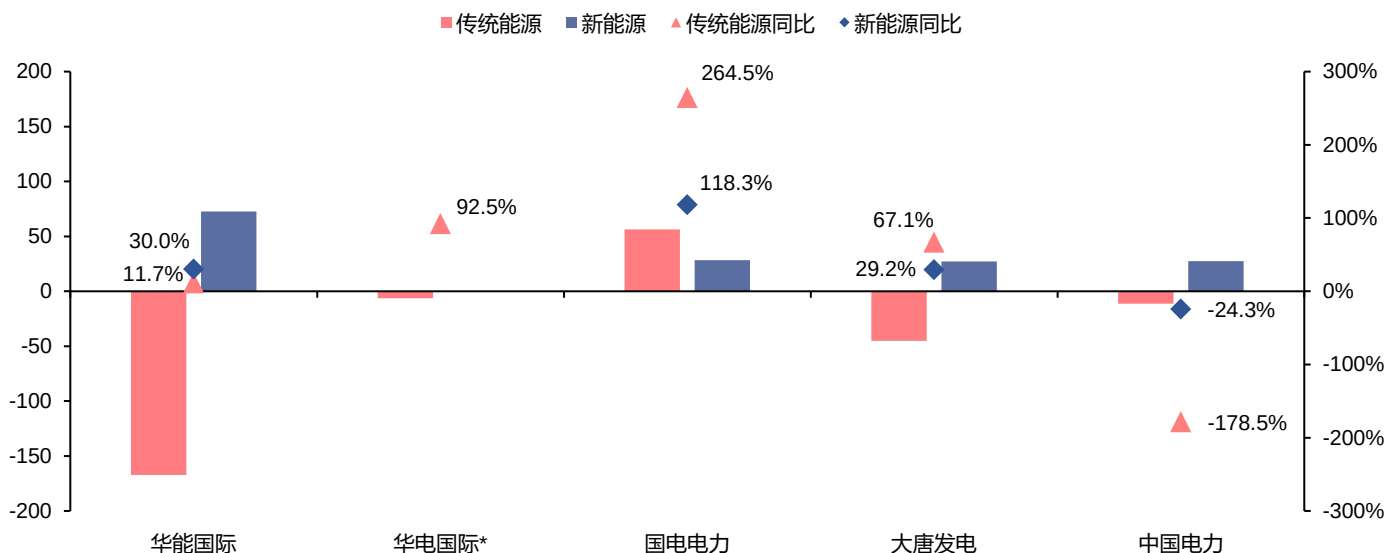
2022 年国电电力的煤电板块扭亏为盈，实现净利润 37.53 亿元（度电盈利 0.0097 元，同

比提升 0.025 元)。华能国际由于煤电装机规模大且长协煤比例低,受现货市场价格波动影响大,煤电板块亏损最为严重,净亏损 173.25 亿元(同比减亏 22.24 亿元,度电减亏 0.0056 元),其次为大唐发电,净亏损 60.53 亿元(同比减亏 92.07 亿元,度电减亏 0.0447 元),以及中国电力(火电板块整体净亏损 13.9 亿元)。

2023Q1 在成本端煤价下降的带动下,华能国际的煤电板块仅亏损 0.7 亿元(同比减亏 32 亿元),推动公司扭亏为盈,实现归母净利润 22.5 亿元(同比增长 335.3%)。我们预计 2023 年在煤价整体可控、电价上涨的情况下电力上市公司业绩或将有较大幅度的改善。

清洁能源成为净利润贡献的主力。2022 年各大电力公司新能源(风电、光伏)装机投产加速,新能源板块展现出较好的盈利增长。其中,华能国际新能源板块合计贡献净利润 72.8 亿元(同比+30%),国电电力新能源板块贡献净利润 28.5 亿元(同比+118.3%),大唐发电新能源板块贡献净利润 27.3 亿元(同比+29.2%);受来水较差的影响,2022 年水电板块盈利有所下降,但依旧贡献了较为稳定的盈利,2022 年国电电力水电板块实现 18.76 亿元净利润,大唐发电水电板块实现 16.27 亿元净利润。

图 30: 2022 年四大电力公司传统能源 vs 新能源净利润贡献及增速(亿元)



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 2022 年华电国际无新能源板块, 传统能源净利润口径为总净利润。

表 3: 2022 年四大电力上市公司分板块净利润情况(亿元)

	传统能源					新能源					
	火电			水电		风电		光伏		生物质	
	燃煤	燃机	火电同比	水电	同比	风电	同比	光伏	同比	生物质	同比
华能国际	-173.25	5.75	11.7%	0.22	-42.1%	62.35	27.4%	11.48	58.3%	-1.07	-345.8%
华电国际*	-92.7		83.6%	7.5	-19.1%	-	-	-	-	-	-
国电电力	37.53	0.006	163.60%	18.76	-25.00%	24.57	97.00%	3.89	582.50%	-	-
大唐发电	-60.53	-0.91	60.2%	16.27	-5.8%	22.86	30.0%	4.44	25.1%	-	-
中国电力	-13.90		-381.9%	2.61	-72.4%	17.08	-15.3%	10.24	-35.7%	-	-

资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 华电国际未披露分板块净利润, 为根据分板块毛利估算。

表 4: 三大电力上市公司煤电度电盈亏情况(元/千瓦时)

	2021	2022	2022 年度电减亏
--	------	------	------------

华能国际	-0.0503	-0.0446	0.0056
大唐发电	-0.0748	-0.0302	0.0447
国电电力	-0.0153	0.0097	0.0250

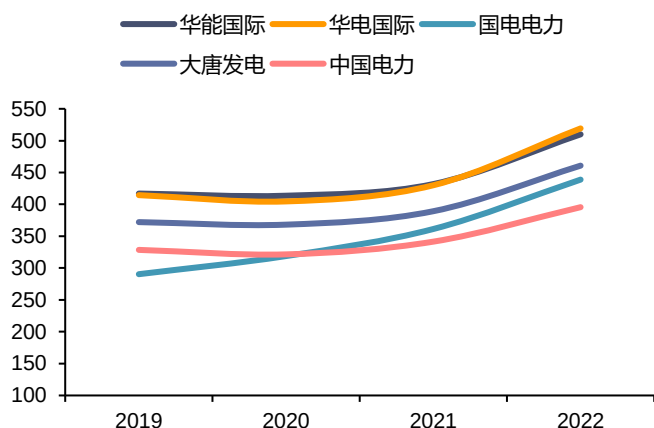
资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：计算煤电度电盈亏时统一采取发电量口径；大唐发电未单独披露燃煤发电量，为根据燃煤装机容量及利用小时数估算。

2、传统能源板块：电价、煤价双双上涨，电煤长协实际覆盖率仍较低

收入端：电价同比明显上涨

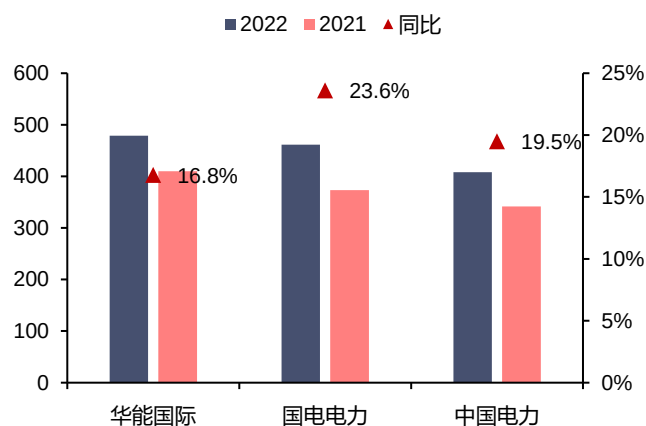
2022 年五大电上网电价同比上涨明显，上浮幅度普遍在 18%-20%。2022 年，五大电的煤电上网电价普遍实现上浮，而由于传统能源装机比重较大，2022 年国电电力和华电国际综合上网电价的上浮最为显著，其中国电电力上网电价达到 438.88 元/兆瓦时，同比涨幅 21.5%，华电国际上网电价达到 519.25 元/兆瓦时，同比涨幅 20.8%。随着我国市场化电价机制的进一步完善，电价上浮空间未来有望逐步打开。

图 31：2019-2022 年五大电力公司上网电价对比（含税，元/每兆瓦时）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

图 32：三大电力公司煤电上网电价对比（含税，元/兆瓦时）

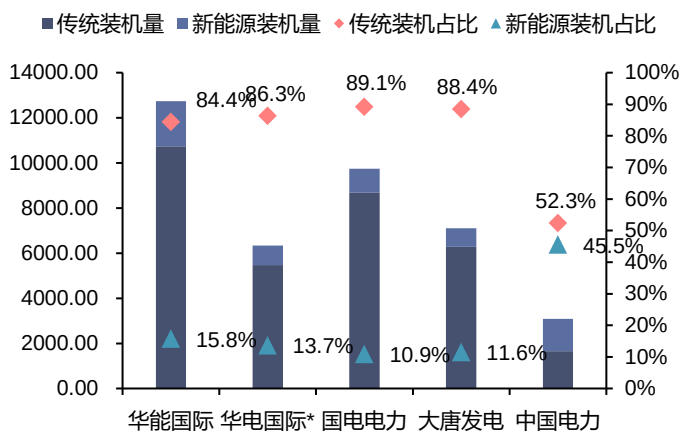


资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：华能国际 2021 年煤电上网电价为根据公司各地煤机上网电量加权平均得到。

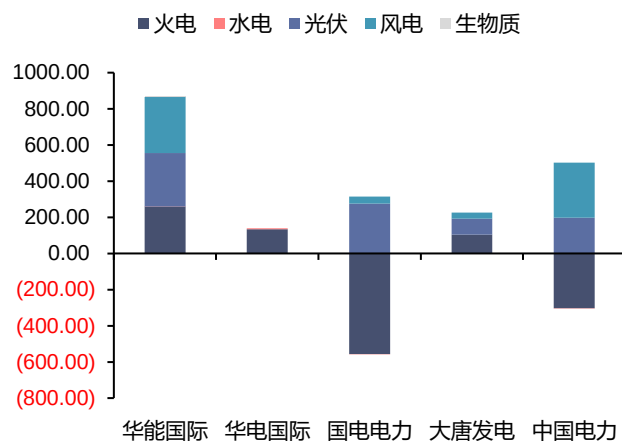
从装机结构来看，传统能源装机量仍占主导地位，近年来各电力公司都在加快清洁能源转型步伐。2022 年五大电新增装机量中大部分为风电、光伏等新能源装机，华能、大唐、华电有少量煤电装机量增加，中国电力及国电电力则转让了部分盈利性较差的煤电资产。截至 2022 年底，五大电中国电电力传统能源装机占比最高，为 89.1%，中国电力由于其本身煤电体量小，近年来大力推进转型后，新能源装机占比已达 45.5%。

图 33：2022 年五大电力上市公司传统能源 vs 新能源装机量及占比（万千瓦）

图 34：2022 年五大电力公司新增装机情况（万千瓦）



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 华电国际新能源装机规模为对华电新能的权益装机规模。

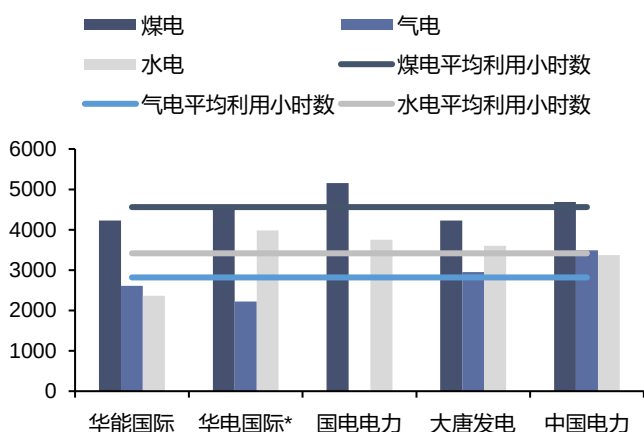


资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

2022 年五大电煤电平均利用小时数小幅下降, 为 4560h, 同比降低 46h。其中, 国电电力煤电利用小时数最高, 为 5158h (同比+40h), 其次为中国电力和华电国际, 煤电利用小时数分别为 4683h (同比+253h)、4508h (同比-39h); 受来水较差等因素的影响, 2022 年五大电水电利用小时数普遍下降, 平均利用小时数为 3415h (同比-247.8h)。

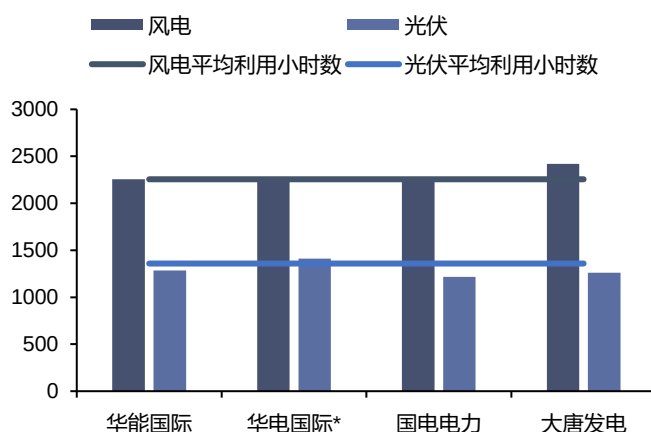
五大电风电平均利用小时数有所降低, 为 2254.8h (同比-32.5h), 其中大唐发电的风电利用小时数超过均值, 达到 2420h (同比+132h); 五大电光伏发电利用小时数小幅提升, 达到 1346h (同比+6.25h), 其中中国电力光伏发电小时数超过均值, 达到 1622h (同比+48h)。

图 35: 2022 年五大电力上市公司传统能源发电利用小时数 (小时)



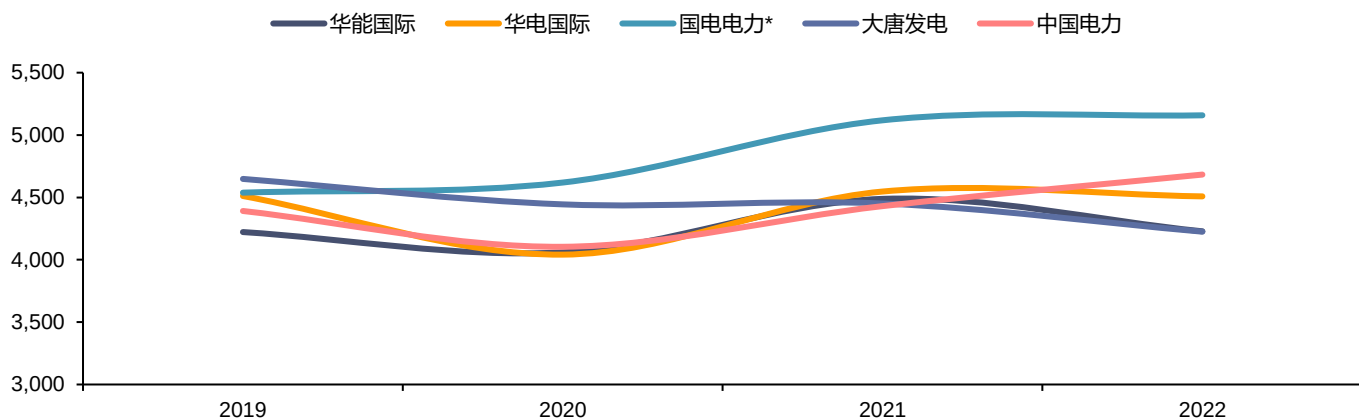
资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 国电电力的煤电利用小时数为火电口径 (含燃机)。

图 36: 2022 年五大电力上市公司新能源发电利用小时数 (小时)



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 华电国际风光利用小时数为根据华电新能 2022H1 数据估算。

图 37: 2019-2022 年五大电力上市公司煤电利用小时数 (小时)



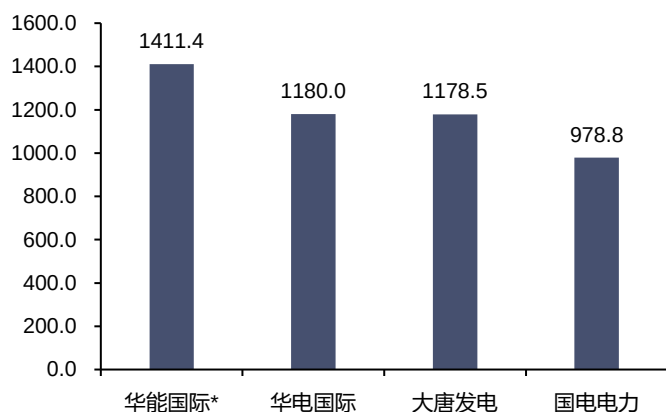
资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：国电电力的煤电利用小时数为火电口径（含燃机）

成本端：2022 年煤价继续上涨，长协覆盖率有待提升

2022 年四大电力公司中，长协煤比例较低的华能国际入炉标煤单价最高，达 1411.4 元/吨（含燃机），长协煤基本全覆盖的国电电力入炉标煤单价最低，为 978.8 元/吨。煤价继续上涨，加之长协签约率、履约率都有待提升，火电企业的成本端煤价压力较明显。2023 年随着长协兑现率的提升，以及成本端进口煤价同比回落、现货煤价中枢回落，各大电力公司业绩有望实现明显的改善。

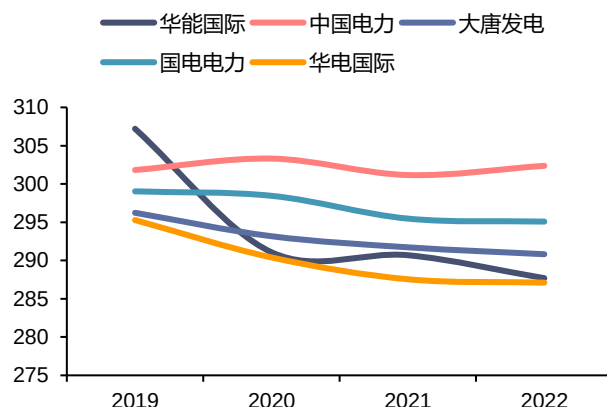
五大电供电煤耗总体呈下降趋势，发电效率持续提升。2022 年五大电供电煤耗平均值为 292.61 克/千瓦时（同比-0.7 克/千瓦时），较 2019 年下降 7.3 克/千瓦时。2022 年供电煤耗最低的为华电国际，供电煤耗 287.11 克/千瓦时（同比-0.44 克/千瓦时），降幅最大的为华电国际，为 287.69 克/千瓦时（同比-3 克/千瓦时）。

图 38：2022 年四大电力上市公司 2022 年入炉标煤单价（7000K，元/吨，含税）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：国电电力的煤电利用小时数为火电口径（含燃机）

图 39：2019-2022 年五大电力上市公司供电煤耗情况（克/千瓦时）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

3、新能源板块：装机进度有待加快，已成为净利润贡献的主力

目前我国电力集团发展新能源主要有两种模式，典型代表分别为华能、华电：

华电集团将传统能源和新能源分拆到两个上市公司平台分别发展。旗下的上市公司华电国

际、华电新能分别经营传统能源和新能源发电业务。华电国际为华电集团旗下整合发展传统能源业务的上市平台，截至 2022 年底煤电装机量 4370 万千瓦（占比 79.8%）、气电装机量 858.9 万千瓦（占比 15.7%）、水电装机量 246 万千瓦（占比 4.5%），此外，华电国际持有华电新能约 31% 的股权，通过股权投资的方式获取新能源高速发展带来的收益。华电新能为华电集团旗下新能源业务最终整合的平台，承担集团发展新能源的任务，截至 2022 年 6 月底风电装机量 2066.7 万千瓦（占比 74%），光伏装机量 727 万千瓦（占比 26%）。

华能集团将传统能源和新能源融合到同一上市公司平台发展。华能集团旗下的上市公司华能国际同时承担了发展传统能源及新能源的任务，截至 2022 年底公司煤电装机量 9406 万千瓦（占比 73.9%），气电装机量 1273.8 万千瓦（占比 10%），风电装机量 1362.8 万千瓦（占比 10.7%），光伏装机量 628 万千瓦（占比 4.9%），水电装机量 37 万千瓦（占比 0.3%），生物质发电装机量 16 万千瓦（占比 0.1%）。

图 40：华能模式 vs 华电模式示意图（截至 2022 年底）



资料来源：iFinD，公司公告，信达证券研发中心

2022 年华能、大唐、国电三家电力上市公司分别新增新能源装机量 603 万千瓦、121.2 万千瓦、315.3 万千瓦，新增速度明显加快。

三大电“十四五”（2021-2025 年）期间规划新增新能源装机量合计为 10500 万千瓦时，截至 2022 年底已完成 1536.7 万千瓦时（进度 14.6%），进度明显滞后。由于 2021 年十四五规划刚推出，2022 年受疫情影响装机节奏，以及新能源产业链上游价格大涨，火电业务亏损拖累现金流等多重因素的影响，各大电力企业的十四五新能源投资规划进展较慢。从各家已公布的“十四五”新能源装机规划来看，华能国际的新能源装机目标最高，“十四五”期间规划新增新能源装机 4000 万千瓦，截至 2022 年底已完成 933 万千瓦，进度约 23.3%，未来三年至少需新增新能源装机 3067 万千瓦才能完成目标；大唐发电进度最慢，截至 2022 年已新增新能源装机量 199 万千瓦，进度约 6.6%，目标完成面临一定压力。值得关注的是，2023 年各大电力公司或将进行“十四五”规划的中期调整，届时十四五新能源装机规划目标或有一定程度调整的可能性。

表 5：三大电力上市公司十四五新能源装机规划及新增装机情况（万千瓦）

	“十四五”规划新增新能源装机	2021 年新增	2022 年新增	在建	23-25 年至少需新增	23-25 平均每年需增加
华能国际	4000	323.2	603		3073.8	1024.6
大唐发电	3000	77.4	122.16	419.8	2800.44	933.48

国电电力

3500

89.3

315.3

672.9

3095.4

1031.8

资料来源: Wind, 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 华电国际、中国电力无相关规划

未来三年新能源装机规模及盈利贡献有望提速。假设华能、大唐、国电三家上市公司未来新增的新能源装机量中风电光伏比例为 4:6, 风光维持 22 年的发电小时数, 平均发电小时数分别为 1770/1841/1731h; 平均上网电价 520 元/兆瓦时; 成本收入比为 45%。以完成“十四五”新能源装机规划量 90%的情况为例, 我们预计 2023-2025 年华能国际新增装机量分别为 800/900/1000 万千瓦, 新增毛利贡献分别达到 38.3/43.1/47.8 亿元; 我们预计 23-25 年大唐发电新增装机量分别为 400/800/1300 万千瓦, 新增毛利贡献分别达到 19.7/39.5/64.1 亿元; 我们预计 23-25 年国电电力新增装机量分别为 600/900/1200 万千瓦, 新增毛利贡献分别达到 27.9/41.9/55.9 亿元。

表 6: 2023-2025 年三大电力上市公司新能源规模增长情况及盈利贡献预测

华能国际	预计完成量		新增装机量 (万千瓦)			新增毛利贡献 (亿元)		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025
完成目标的 100%	4000	800	1000	1300		38.3	47.8	62.2
完成目标的 90%	3600	800	900	1000		38.3	43.1	47.8
完成目标的 80%	3200	700	800	800		33.5	38.3	38.3
大唐发电	预计完成量		新增装机量 (万千瓦)			新增毛利贡献 (亿元)		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025
完成目标的 100%	3000	500	800	1500		24.7	39.5	74.0
完成目标的 90%	2700	400	800	1300		19.7	39.5	64.1
完成目标的 80%	2400	400	700	1100		19.7	34.5	54.3
国电电力	预计完成量		新增装机量 (万千瓦)			新增毛利贡献 (亿元)		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025
完成目标的 100%	3500	700	1000	1400		32.6	46.5	65.2
完成目标的 90%	3150	600	900	1200		27.9	41.9	55.9
完成目标的 80%	2800	600	800	1000		27.9	37.2	46.5

资料来源: Wind, 各公司公告, 信达证券研发中心

2023 年下半年展望：煤电周期上行在途，电改引领价值重估

1、电量展望：疫后复苏背景下电力消费高增速可期

电力消费展望：疫后经济复苏超预期，用电量增速或将达到 6%。2023 年 4 月，国家统计局发布一季度国民经济数据，2023 年一季度国内生产总值同比增长 4.8%，环比增长 1.3%，实现国民经济平稳开局。在经济恢复推动下，全社会用电量增长也有望在年内实现高增速。2023 年 1 月 19 日，中电联发布《2023 年度全国电力供需形势分析预测报告》，预计 2023 年全国全社会用电量 9.15 万亿千瓦时，比 2022 年增长 6% 左右。

图 41: 中电联关于 2023 年电力消费预测

云南等少数省份受前期来水偏枯导致水电蓄能持续下滑等因素影响，叠加寒潮天气期间取暖负荷快速攀升，电力供需形势较为紧张，通过加强省间余缺互济、实施负荷侧管理等措施，有力保障电力供应平稳有序，守牢了民生用电安全底线。

二、2023年全国电力供需形势预测

(一)电力消费预测

宏观经济及气候等均是影响电力消费需求增长的重要方面。2023年预计我国经济运行有望总体回升，拉动电力消费需求增速比2022年有所提高。正常气候情况下，预计2023年全国全社会用电量9.15万亿千瓦时，比2022年增长6%左右。

(二)电力供应预测

在新能源发电快速发展带动下，预计2023年新投产的总发电装机以及非化石能源发电装机规模将再创新高。预计2023年全年全国新增发电装机规模有望达到2.5亿千瓦左右，其中新增非化石能源发电装机1.8亿千瓦。预计2023年底全国发电装机容量28.1亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机合计14.8亿千瓦，占总装机比重上升至52.5%左右。水电4.2亿千瓦、并网风电4.3亿千瓦、并网太阳能发电4.9亿千瓦、核电5846万千瓦、生物质发电4500万千瓦左右，太阳能发电及风电装机规模均将在2023年首次超过水电装机规模。

资料来源：中电联，信达证券研发中心

电力消费高增速的预期背景下，煤电电量高增速可期。在电力需求增量空间扩大和新能源电量占比较低的前提下，即便新能源保持发电量高增速，也无法全部消化电力需求增量空间。而刨去装机和利用小时数较为稳定的核电、气电和生物质发电的增量后，剩余电力需求增量空间就需要水电与煤电的增量来填补。据我们测算，假定2023年煤电机组装机新增4000万千瓦，气电装机新增1000万千瓦，水电装机新增500万千瓦，核电装机新增150万千瓦，风电装机新增7000万千瓦，光伏装机新增11000万千瓦。即便水电发电量和2021年来水较好的情况持平，在6%的全社会用电量增速下，煤电电量的增速将可达到3.58%。而据中新网报道，今年以来，云南省平均降水量较常年同期偏少6成，为近10年同期最少，云南电解铝企业已于今年2月再度拉闸限电。因此，年内水电出力恐将不及预期，煤电电量增速有望进一步抬升。

表 7：2023E 电量平衡表（基准情景）

	2021	2022	2023E
全社会用电量增速	10.3%	3.6%	6.0%
发电增量（亿千瓦时）	7503	3174	5529
水电发电增量（亿千瓦时）	-152	149	145
火电增量（亿千瓦时）	4693	844	2688
其中：燃煤	3974	500	2210
燃煤发电量增速	8.6%	1.0%	3.58%
核电发电增量（亿千瓦时）	175	413	103
风电发电增量（亿千瓦时）	612	1891	1068
太阳能发电增量（亿千瓦时）	371	659	1006
风电新增装机（万千瓦）	4683	3696	7000
光伏新增装机（万千瓦）	5300	8605	11000

资料来源：信达证券研发中心整理（注：表中仅体现电量平衡部分关键假设。发电设备利用小时数假设为“煤电 4551h，气电 2346h，核电 7524h，风电 2150h，光伏 1100h”，为近三年利用小时数平均值）

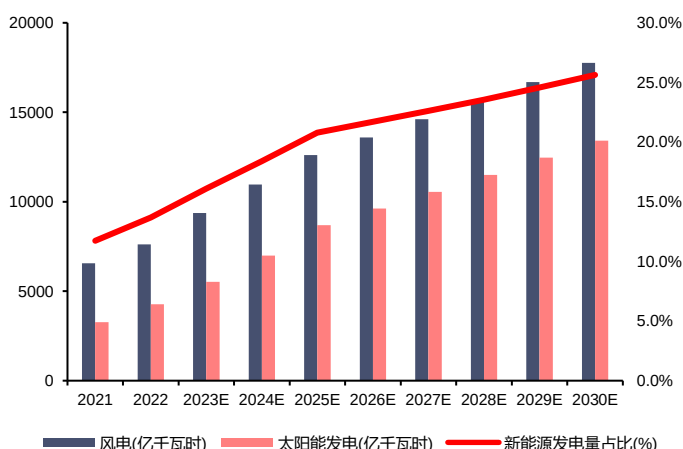
表 8：2023 年煤电电量增速敏感性分析

水电发电量增速	电力消费增速			
	4%	5%	6%	7%
-10%	3.78%	5.50%	7.22%	8.93%
-5%	2.47%	4.19%	5.91%	7.63%
0.0%	1.17%	2.89%	4.61%	6.33%
4%（基准情景）	0.15%	1.86%	3.58%	5.30%
5%	-0.11%	1.61%	3.32%	5.04%
10%	-1.42%	0.30%	2.02%	3.74%

资料来源：信达证券研发中心整理

风光电量仍将保持高速增长，渗透率有望年内突破 15%。2023 年 4 月 6 日，国家能源局发布《2023 年能源工作指导意见》，提出“非化石能源发电装机占比提高到 51.9%左右，风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 15.3%。”的目标。我们假设 2023 年年内新增风电和光伏并网装机可达 18000 万千瓦左右，根据测算（基准情景下），风电与光伏发电量之和的占比可提升至 16.1%。

风光持续快速渗透，消纳压力或将显现。我们认为，高比例新能源接入下的电网将面临系统性成本快速抬升的问题，辅助服务费用或将出现指数式的上升。以国内情况为例，2019 年全国新能源电量占比为 7%，国家能源局公布全国辅助服务费用占全社会电费比例为 1.47%；而根据山西电力现货市场的经验，在 2022 年新能源电量占比达到 16%时，其辅助服务电费占全社会电费比例为 5%左右。因此，在新能源渗透率翻一番时，辅助服务费用即系统调节成本出现了接近翻两番的情况，呈指数性抬升。

图 42：2021-2030 新能源发电量情况及渗透率情况


资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 43：2023 年能源工作指导意见对新能源渗透率的要求

装机达到 27.9 亿千瓦左右，发电量达到 9.36 万亿千瓦时左右，“西电东送”输电能力达到 3.1 亿千瓦左右。↵

结构转型深入推进。煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 18.3%左右。非化石能源发电

装机占比提高到 51.9%左右，风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 15.3%。稳步推进重点领域电能替代。↵

质量效率稳步提高。单位国内生产总值能耗同比降低 2%左右。跨省区输电通道平均利用小时数处于合理区间，风电、光伏发电利用率持续保持合理水平。新设一批能源科技创新平台，短板技术装备攻关进程加快。↵

资料来源：国家能源局，信达证券研发中心



2、电价展望：电价随市场化改革推进持续高位，多角度实现上涨

从电价角度看，随着电力市场化改革的不断推进，市场化电量占比不断提高，各地现货市场建设的不断开展，电价有望从电能量、辅助服务和容量三部分实现多角度上涨。

电能量方面，2023 年年度电力长协签订完毕，部分省份年度交易价格上涨明显。同时，月度交易价格中电网代理购电均价也出现同比进一步上涨的情况。电能量价格部分已经出现明显的上浮。除此之外，各地电力政策也在为以煤炭为主的一次能源价格建立疏导机制。广东省能源局在《关于 2023 年电力市场交易有关事项的通知》（粤能电力〔2022〕90 号）中提出“一次能源价格波动传导机制”，即允许综合煤价高于一定值时，煤机平均发电成本超过允许上浮部分将按照一定比例疏导至工商业用户终端。展望年内，煤电电能量部分有望出现突破 20%上限限价的增量上涨。

辅助服务方面，随着新能源对电力系统的快速度高比例渗透，系统性调节需求将随着日益增大的新能源波动性和间歇性而提高，灵活性调节资源的辅助服务调用费用有望受益于供需关系实现价格上涨。在“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的辅助服务市场原则下，辅助服务费用分摊范围将从原先的发电侧电源端“零和博弈”扩展至包括新能源在内的发电机组和市场用户。根据山西电力现货市场的经验，在 2022 年新能源电量占比达到 16% 时，其辅助服务电费占全社会电费比例为 4-5%，相较于全国水平已经出现明显上涨。因此，随着全国新能源渗透率在年内突破 15%，辅助服务费用分摊或将有望实现新一轮的可观上涨。

容量补偿机制是保证煤电电源成本回收，保证电力系统安全性和可靠性的重要支撑。在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统中，煤电的系统角色将逐步从电力电量保障的主体电源转变为以电力支撑为主，电量供应为辅的备用保障电源。新能源由于其出力的间歇性和波动性，无法独立保障可靠电源供给；而煤电等常规电源由于新能源的电量替代作用，长期来看发电利用小时数将持续下滑，难以通过发电收入回收固定投资成本。在高比例新能源接入的新型电力系统中，容量电价作为保障常规电源固定投资成本回收的重要手段，随着全国统一电力市场的建立和电价机制的理顺，有必要作为独立的电价组成部分纳入电价体系内。随着“十四五”期间新一批煤电机组的核准潮和开工潮，在煤电电量增长有限而装机容量增长较快的情况下，容量补偿机制有望适时建立推广。

3、成本展望：煤炭保供增产效果显著，火电成本端压力有望缓解

持续强力增产保供，价格双轨制稳定火电成本。自 2022 年 2 月国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，规定秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易价格范围为每吨 570~770 吨（含税）以来，电煤实质上以“既保量又保价”的状态进入了行政化保供状态。随着发改委加大电煤长协保供力度，提出“严格落实三个 100%（即电煤保供签约率 100%，履约率 100%，执行合理的价格区间 100%）”，电煤长协签约率、尤其是履约率有所上行。

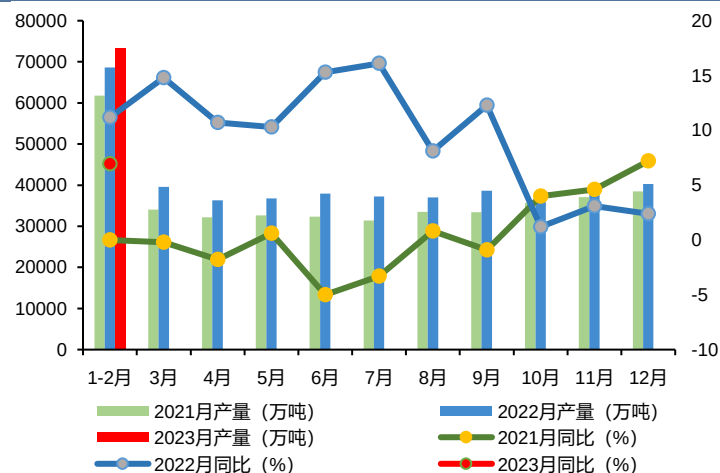
煤炭供给方面，国内晋陕蒙煤矿产能利用率持续高位运行，同时海外进口量大幅增加。截止 2023 年一季度，晋陕蒙三省煤矿产能利用率均值为 83%，与 22 年同期 83.2% 几乎持平，大幅高于 2021 年同期的 78.6%，国内供给有所增加。同时，一季度煤炭进口量大增至 1.02 亿吨，为近三年以来新高。

图 44：2021-2023 年晋陕蒙煤炭产能利用率（%）

图 45：全国煤炭月产量变化（左轴为产量，右轴为增速）

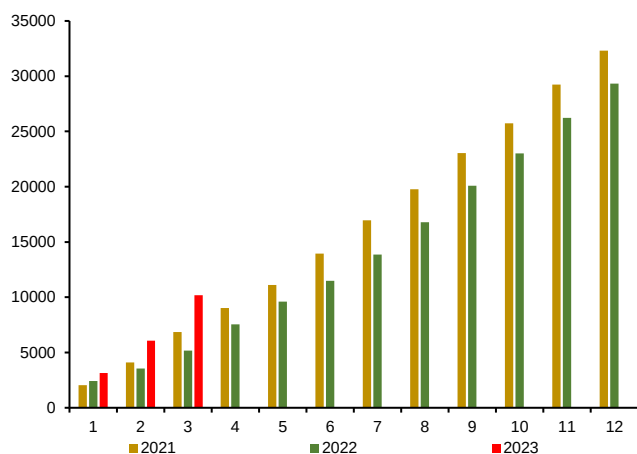


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心



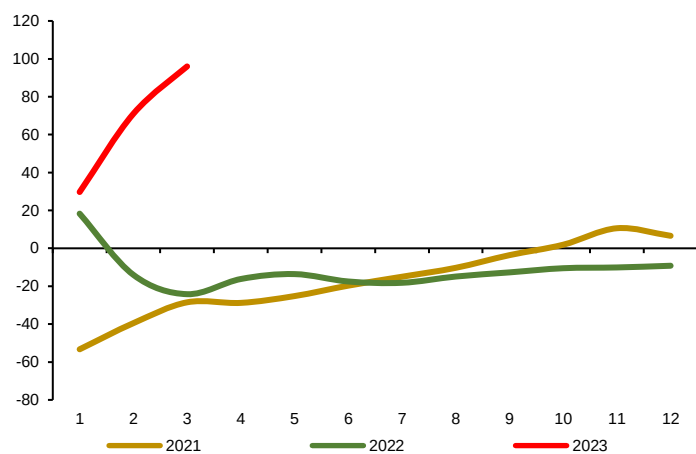
资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 46: 2021-2023 年进口煤累计计量情况 (万吨)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 47: 2021-2023 年进口煤累计同比增速 (%)

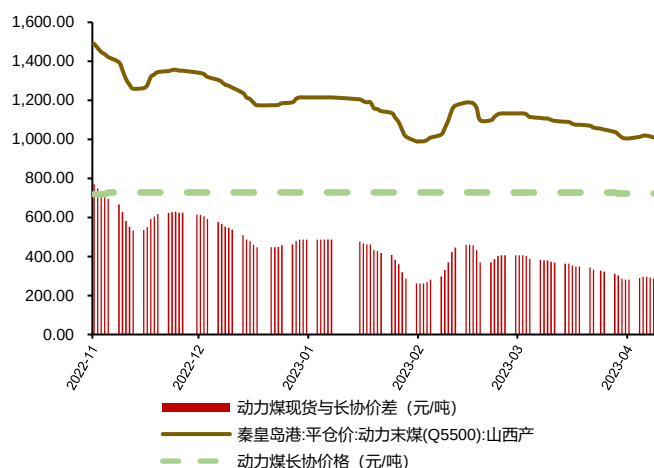


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

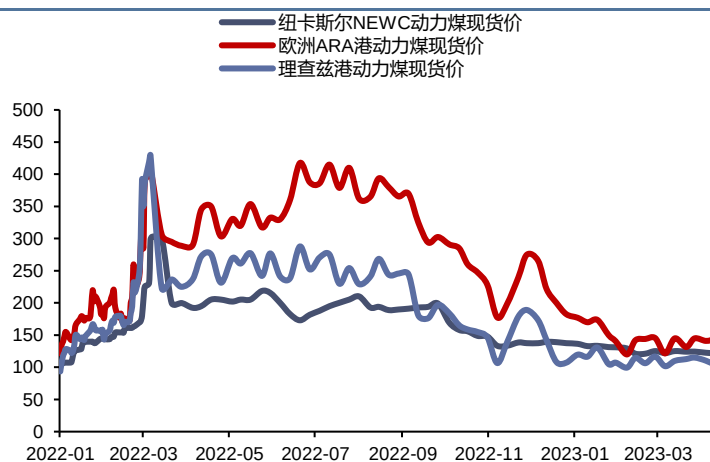
国内煤价逐步趋稳，海外回归基本面煤价中枢下移。煤炭增产保供力度不减，下游需求疲软叠加进口煤冲击，国内动力煤现货价自 2022 年 11 月开始逐步走低，至 2023 年 4 月中旬回落至 1000 元/吨左右。长协-现货价差由近 800 元/吨收窄至 300 元/吨内，“双轨制”价格倒挂情况有所缓解，国内价格逐步趋稳。此外，俄乌冲突对能源价格的事件性冲击影响逐渐回落，能源价格趋势重新回归基本面，叠加欧洲“暖冬”因素影响，国际煤价自 2022 年 10 月开始逐步回落，至 2023 年 4 月中旬 5500K 澳煤价格降至约 120 美元/吨左右。展望年内，电煤长协的实际覆盖比例有望进一步提升，而现货煤价有望趋稳，海外回归基本面对进口煤价格中枢较 2022 年有望下移，电煤的供需紧张程度有望实现相对缓解。

图 48: 2022 年 Q4 以来现货煤价及长协-现货价差情况

图 49: 国际煤价指数变动情况 (美元/吨)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

4、煤电价值展望：电力供需矛盾或将再度激化，市场化推进重塑煤电价值

尖峰负荷有望持续高增长，2023 年最高需求有望接近 13.5 亿千瓦。由于第三产业和城乡居民用电量占比逐步提高，其用电量受季节性影响更大（工业用电则相对平稳），最大负荷增速会高于全社会用电量增速，经验值约为 1 个百分点。对比最大负荷增速（基于用电量增速+1%的估算值）和全国主要电网合计最高用电负荷来看，“十三五”至今相似度较高，因此以最大负荷增速（估算）作为对年最大负荷增速的估计。2021 年全国最高用电负荷为 11.92 亿千瓦，出现于“迎峰度夏”；2022 年国家电网已出现的最高负荷为 10.69 亿千瓦，南方电网已出现的最高负荷为 2.23 亿千瓦，合计 12.92 亿千瓦。以 2023 年尖峰负荷增速为 7%计，我们预计 2023 年最高需求有望达到 13.48 亿千瓦。

表 9：最大负荷增速（估算）与全国主要电网最高用电负荷增速对比情况

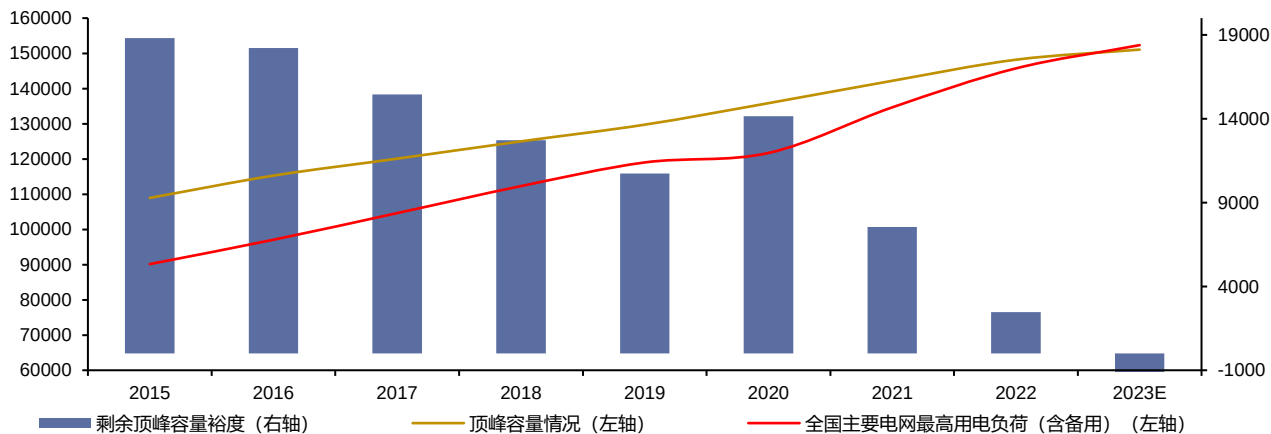
年份	全社会用电量增速	最大用电负荷增速（估计）	全国主要电网最高用电负荷增速
2012	5.46	6.46	2.49
2013	7.49	8.49	18.17
2014	3.8	4.8	2.55
2015	0.5	1.5	0.33
2016	5	6	7.68
2017	6.6	7.6	7.80
2018	8.5	9.5	7.32
2019	4.5	5.5	5.98
2020	3.1	4.1	2.26
2021	10.3	11.3	10.64
2022	3.6	4.6	8.23

资料来源: Wind, 信达证券研发中心

顶峰装机容量裕度或将首度紧缺，电力供需矛盾年内或将再度激化。2023 年可投产火电装机为 2021 年左右开工建设项目，我们预计投产规模约为 4000 万千瓦；水电核电可投产装机为“十三五”中期开工建设项目，预计合计投产规模为 1000 万千瓦。据我们计算，2023 年内顶峰容量约为 15.1 亿千瓦，将首度少于全国用电尖峰负荷（含备用）。2023 年 1 月 19 日，中电联发布《2023 年度全国电力供需形势分析预测报告》，预计 2023 年全国电力供需

总体紧平衡，部分区域用电高峰时段电力供需偏紧。迎峰度夏期间，华东、华中、南方区域电力供需形势偏紧；华北、东北、西北区域电力供需基本平衡。迎峰度冬期间，华东、华中、南方、西北区域电力供需偏紧；华北区域电力供需紧平衡；东北区域电力供需基本平衡。

图 50：顶峰容量及全国尖峰负荷情况（万千瓦）



资料来源：Wind，中电联，信达证券研发中心

表 10：2021-2023 电力供需形势

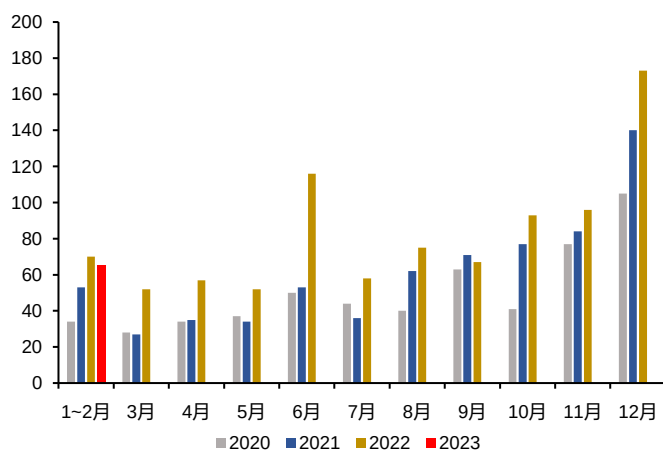
年份	2021 迎峰度冬	2021 迎峰度夏	2022 迎峰度冬	2022 迎峰度夏	2023 迎峰度冬	2023 迎峰度夏
华中	湖南、江西有序用电	湖南、江西、河南、湖北有序用电	江西、湖南紧平衡	湖北有序用电	供需形势偏紧	供需形势偏紧
华南	-	广东、广西有序用电	-	-	供需形势偏紧	供需形势偏紧
西南	四川有序用电	贵州、云南、重庆有序用电	四川、重庆、贵州紧平衡	四川重庆有序用电	-	-
华北	蒙西有序用电	蒙西有序用电	-	-	供需紧平衡	-
华东	江苏、浙江、安徽有序用电	浙江有序用电	上海紧平衡	浙江、安徽、江苏有序用电	供需形势偏紧	供需形势偏紧
东北	-	-	-	-	-	-
西北	新疆有序用电	陕西有序用电	-	-	供需形势偏紧	-

资料来源：中电联，信达证券研发中心

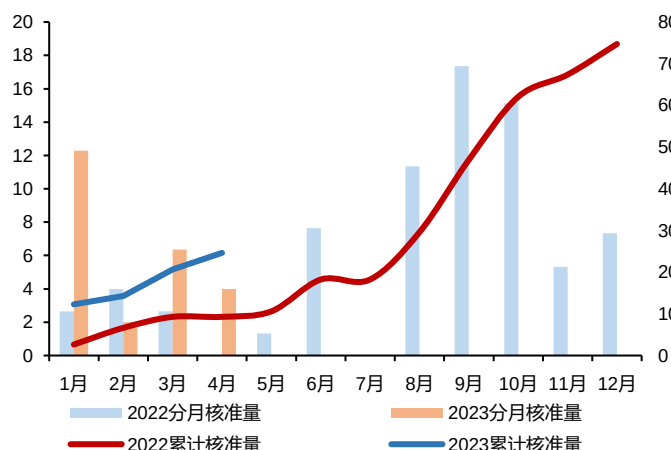
煤电已现新增核准潮，火电投资额有望维持高位。从投资额角度看，受 2021 年下半年以来缺电情况推动，自 2021 年四季度以来，火电投资额逆转持续多年的下跌趋势，迎来上升拐点，增速逐月提高。从项目核准情况来看，2021 年 9 月底限电事件发生后，煤电项目核准重新提速，四季度核准项目装机达 11GW。2022 年煤电项目新增核准节奏持续保持，全年累计核准煤电项目装机 75GW（不完全统计），2023 年新增核准装机有望维持 80GW。

图 51：2020-2023 火电分月累计投资额情况（亿元）

图 52：2022-2023 煤电项目新增核准情况（GW）



资料来源：中电联，信达证券研发中心



资料来源：北极星电力网等，信达证券研发中心

火电装机产能释放存在周期，无法在短期内缓解电力供需矛盾。从建设周期的角度看，煤电机组项目从开工建设到最终并网投产大约耗时将近 20 个月。除此之外，新增煤电项目还需要完成准备相关材料，集团内部投资决策，及项目报建审批等一系列前期工作，所需时间更久。因此，煤电产能释放存在至少 2 年以上的建设周期。我们认为，2022-2023 年的煤电项目核准潮最早也是在“十四五”末期才能真正实现投产运营，电力供应短缺的局面在短期内缓解难度较大。

“十四五”末煤电新增核准潮将落地，市场化机制推进有望助力重塑煤电价值。2023 年 1 月 4 日，国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》，提出“2030 年前煤电装机和发电量仍将适度增长”。在新能源高比例快速渗透下，煤电发电量和利用小时数或将有所下滑，为新能源出让发电空间。然而在我国电力需求仍维持稳步增长趋势，尖峰负荷特征日益凸显的背景下，新能源装机比重持续增加却未能形成电力供应的可靠替代，电力供应安全形势严峻，导致电力系统内必须保证有一定的顶峰电源维持电力系统的安全稳定。因此，煤电也将从以提供电量为主的主体电源向提供支撑性调节性作用为主的支撑性调节性电源转变，即装机建设容量继续提高、利用小时数逐步缩减的“增容减量”。在全年发电利用小时数下降的情况下，煤电无法依赖目前的电量电价实现保本微利。为了解决煤电存量机组生存及增量机组投资积极性的问题，电力系统性的成本需要逐步疏导至用户终端，需要容量补偿机制的支持。容量补偿机制作为煤电定位转型的保障，也有望因电力供需紧缺进一步发掘和重塑煤电资产的价值。

投资建议

我们认为，国内历经多轮电力供需紧缺之后，电力板块有望迎来盈利改善和价值重估。电力供需紧缺的态势下，煤电顶峰价值凸显；煤炭增产保供政策强力落实下，电煤长协覆盖率及履约率有望持续提高，火电成本端有望持续改善；电力市场化改革的持续推进下，电价趋势有望稳健中小幅上涨，电力现货市场和辅助服务市场机制有望持续推广，容量补偿电价等机制有望出台。双碳目标下的新型电力系统建设，将持续依赖系统调节手段的丰富和投入。展望未来，在电力供需偏紧和电力市场化改革加速的催化下，煤电运营商自 2023 年一季度以来的业绩持续改善将有望持续，受益于成本改善以及电量电价的齐升。具体投资主线包括：

1、受益于电煤保供政策落实和电力市场化改革推进，电力运营商有望迎来价值重估

电力运营商历经 2021 年的业绩承压和 2022 年的边际修复，在适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统和电力市场化改革不断推进的背景下，有望迎来量价齐升，业绩持续改善。受益于电煤中长协保供力度的加强、以及长协煤价格的基本稳定，电力运营商成本端的压力有望缓解。电量方面，据中电联预计，年内全社会用电量增速有望达 6%，运营商的销售电量有望进一步提升；电价方面，伴随着电力市场化改革加速推进、市场化电量占比继续提高、各地现货市场建设和辅助服务市场建设进一步开展，煤电企业有望从电能量价格上浮、辅助服务收益和容量补偿三个电价组成部分获益，有望迎来价值重估。受益标的：华能国际、华电国际、国电电力、粤电力 A 等。

2、煤电新一轮建设周期启动，设备制造商有望迎来新增长

由电力供需紧张引起的煤电新一轮投资建设周期启动，扭转火电新增装机在“十三五”出现的大幅下滑趋势，也将同步扭转煤电设备投资。在 2022 年 9 月发改委“今明两年火电将新开工 1.65 亿千瓦”的目标推动下，自 2022 年开始的煤电项目新增核准潮仍未结束。基于此，煤电设备市场空间有望进一步扩大、并具有一定的可持续性。煤电设备技术较为先进，设备带有灵活调节性能的设备制造商有望受益于火电项目投资加速。受益标的：东方电气。

3、高比例新能源渗透带动灵活性资源需求，灵活性改造技术有望受益

随着高比例新能源接入电力系统，新型电力系统的调节需求也将向着长周期持续性方向发展。立足于新型电力系统长周期持续性的调节需求，煤电灵活性改造有望呈现大幅增长态势。相比于“十三五”灵活性改造的不及预期，“十四五”的煤电灵活性改造同时具备“三改联动”的政策推动和电力市场化改革加速下的经济性推动。“谁提供，谁获利”的辅助服务市场原则细化明确了调峰辅助服务的补偿方式和费用分摊来源，煤电灵活性改造的积极性在市场化推动下有望提升，“十四五”规划的改造量有望超额完成。基于此，煤电灵活性改造的市场空间在中短期有望完成“十四五”规划的 2 亿千瓦，在远期有望完成全部在运适改机组的改造，市场空间较大。受益标的：龙源技术、青达环保、西子洁能等。

表 11：重点上市公司估值表

	股票名称	收 盘 价	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）				PE				
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	
煤电运营商	国电电力	4.01	2733.60	7041.77	8443.35	9630.38	0.15	0.39	0.47	0.54	26.16	10.16	8.47	7.43	
	粤电力 A	6.18	-2465.75	1649.67	2676.47	3524.06	-0.47	0.31	0.51	0.67	-6	13.16	19.67	12.12	9.21
	华能国际	10.07	-4180.50	9721.18	12169.21	14102.42	-0.27	0.62	0.78	0.90	-1	37.81	16.26	12.99	11.21
	华电国际	6.41	617.19	5068.77	6389.35	7517.99	0.06	0.50	0.63	0.74	105.48	12.84	10.19	8.66	
煤电设备	东方电气	17.77	2947.62	3794.43	5063.71	6062.17	0.95	1.22	1.62	1.94	18.80	14.61	10.94	9.14	

灵活性改造	龙源技术	6.60	89.65	136.50	314.00	409.00	0.17	0.26	0.61	0.79	38.21	25.10	10.91	8.37
	青达环保	23.00	65.48	113.43	167.00	232.78	0.69	1.20	1.76	2.46	33.25	19.23	13.06	9.36
	西子洁能	16.96	188.24	339.00	545.50	670.00	0.25	0.46	0.74	0.91	66.60	36.98	22.98	18.71

资料来源: Wind, 信达证券研发中心 (注: 盈利预测来源于万得一致预测, 数据截至 2023 年 5 月 5 日)

风险因素

宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、电煤长协保供政策的执行力度不及预期等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张澜夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙瞳	18610826885	sun tong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。