2022 年 12 月 30 日

光大证券 EVERBRIGHT SECURITIES

行业研究

煤炭向左，火电向右

——煤炭/电力行业 2023 年度投资策略

要点

长协煤“压舱石”作用凸显，煤炭行业类公用事业属性逐步提升。截至 2022 年 6 月，全国发电供热用煤中长期合同平台录入量 21.5 亿吨，比去年同期增加 72%，11 月 17 日发改委召开视频会议，要求电煤中长期合同签约量达到 29 亿吨，签约率、履约率、价格政策执行率均达到 100%。长协占比的提升使煤炭价格指数中现货价格的权重下降（当前 CCTD 综合交易价格的计算中，年度长协和现货的权重已达到 8：2），从而使得现货价格对长协价格的影响减弱（长协价格根据价格指数计算得出），这是长协价格变动幅度较小的原因。在长协煤“压舱石”的作用下，煤炭行业未来盈利将趋于稳定，呈现出类公用事业的特征。

2023 年煤炭供需基本平衡，煤价或趋稳运行。需求方面，煤炭需求的波动（2021 年数据）需关注地产（21%）、基建（11%）、出口（7%）、水电（11%）四方面，其余部分需求（居民生活 22%，新兴产业 6%，化工品 9%等）偏刚性，基本维持稳定增长。2022 年 1-11 月，房地产新开工、施工、竣工面积累计同比分别-38.9%、-6.5%、-19%，9 月以来，房地产利好政策频出，预计 2023 年地产端将带动煤炭需求提升；供应方面，保供政策仍持续，预计 2023 年煤炭供给仍将增长。由于财政压力、海外衰退、周期性因素的影响，2023 年基建、出口、水电对煤炭需求的支撑将弱于 2022 年，类似 2021 年三、四季度煤炭紧缺的现象难以再现，煤价整体或趋稳运行。

电价市场化、全球能源供需形势及国内电力供需偏紧共推电力从“集采类”到“反集采类”。在第二轮电改（2015 年 3 月的“九号”文件中提出进行第二轮电改）开始之前，电力行业（尤其是火电）的运行具备很强烈的“集采”特征：1）产品种类单一；2）产品定价模式单一；3）商业模式单一。自 2019 年国家取消标杆电价、取而代之以“基准电价”并给基准电价规定了浮动区间开始，火电行业进入了一个中长期重估的过程中。近两年来新能源装机、发电量的大幅增长是这一重估的产业背景，2021 年基准电价浮动区间的大幅调整是这一重估过程的“发令枪”，而 2022 年全球能源供需形势以及夏季我国局部地区的严重缺电则是一个强烈催化剂。上述火电公司的重估是一个“反向集采”的过程。

“反向集采”趋势下，火电面临价值重估。对比之下，“反向集采”具备：1）产品价格（电价）从收敛走向发散，从“一致性评价”（政府定价）走向市场化定价；2）产品和服务从单一走向多元；3）交易模式从多对一走向多对多，从本地走向跨省甚至跨区交易。我们认为，火电公司的盈利属性、盈利特征和估值特点会与推广集采的行业走出相反的走势，也即盈利中枢和增速提升、估值中枢亦将提升。但我们不认为中国的火电公司将在未来呈现出海外公用事业特征，因而，其估值亦将无法套用海外成熟市场的公用事业估值体系。

投资建议：煤炭开采：建议关注盈利稳定的中国神华、稳中求进的陕西煤业；**电力：**建议关注电力运营商头部企业，华能国际、华电国际、国电电力。

风险分析：煤炭开采：经济增速下滑；海外煤价大跌；在建矿井产能释放超预期；**电力：**行业改革进度低于预期；煤炭价格大幅上涨的风险。

煤炭开采/公用事业
增持（维持）

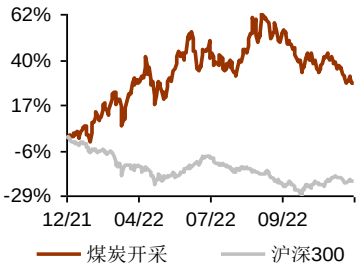
作者

分析师：王威
执业证书编号：S0930517030001
021-52523339
wangwei2016@ebscn.com

分析师：王招华
执业证书编号：S0930515050001
021-52523811
wangzhh@ebscn.com

联系人：蒋山
jiangshan@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind



资料来源：wind

目 录

1、 煤炭、电力—背道而驰，各自“重估” 5
1.1、 煤炭：长协煤成行业“压舱石” 5
1.2、 电力：从“类集采”到“反向集采” 6
2、 煤炭：海外扰动为主，供需基本平衡 8
2.1、 2022 复盘：海外扰动是主旋律 8
2.2、 2023 展望：保供稳价仍延续，供需紧张渐缓和 10
2.2.1、 需求：重点关注地产恢复情况 10
2.2.2、 供给：保供政策延续，关注产能释放情况 11
3、 电力：从“类集采”到“反向集采” 14
3.1、 2022 复盘：煤价、电力供需影响共振 14
3.2、 政策不断迭代，电价市场化进程提速 15
3.2.1、 电力价格管控变迁 15
3.2.2、 电力价格管控方式 18
3.2.3、 商业模式不断变迁，辅助服务及容量电价是两大变量 22
3.3、 火电装机核准由收紧走向放松，风光火储一体化成为新趋势 27
3.3.1、 历史沿革，新核准火电装机量变动明显 27
3.3.2、 新能源时代赋予新机遇，风光火储一体化成新趋势 31
3.4、 “十四五”电价、装机具备空间，火电盈利季节性属性显著 32
3.4.1、 非化石能源将快速发展：核电水电稳步推进，风电光伏发展景气 32
3.4.2、 化石能源发挥支撑调节作用 34
3.4.3、 预计“十四五”风光发电量占比进一步提升，火电发电量与利用小时数下降 35
3.4.4、 2023 年火电盈利有望修复，季节性特征显著 36
4、 投资建议 38
5、 风险分析 39
6、 附录 40

图目录

图 1：长协定价公式 5
图 2：第一轮电改至今，火电公司产品、服务及商业模式演变 6
图 3：火电股已经在重估的过程中，截止 2022 年 11 月 7
图 4：2021-2022 年煤炭价格复盘（元/吨） 8
图 5：2021-2022 年欧洲天然气期货价格（DUTCH TTF）复盘（欧元/兆瓦时） 9
图 6：2021-2022 年申万煤炭开采指数复盘（点） 9
图 7： 新开工、施工、竣工累计同比仍维持低位（%） 10
图 8：30 大中城市商品房成交面积仍处于同期最低（万平方米） 10
图 9：2022 年 7 月以来三峡出库流量处于同期最低（立方米/秒） 11
图 10：水电利用小时数具有周期性特征（小时） 11
图 11：基建固定资产投资额累计同比持续走高（%） 11
图 12：出口金额当月同比持续回落（%） 11
图 13：原煤单月产量同比增速与国常会关键词（%） 12
图 14：样本洗煤厂开工率与原煤产量关联度高（万吨，%） 13
图 15：110 家样本洗煤厂开工率（%） 13
图 16：2022 年 1-11 月生态环境部门批复产能较往年明显增加（万吨） 13
图 17：2022 年火电板块复盘，截止 2022.11.18 14
图 18：主要火电运营商单季度归母净利润，2021Q1-2022Q3，亿元 15
图 19：我国电力市场化改革进程 16
图 20：2019 年市场化交易组成部分及其占比 16
图 21：2020 年市场化交易组成部分及其占比 16
图 22：2021 年市场化交易组成部分及其占比 17
图 23：2022 年 1-9 月市场化交易组成部分及其占比 17
图 24：各电源类型代表公司的平均上网电价（元/千瓦时），截至 2022H1 17
图 25：电价分类图， 2022 年 1-10 月 18
图 26：广东省电力现货市场交易价格与浮动比例，截至 2022 年 9 月 19
图 27：山西省电力现货市场交易价格（元/兆瓦时，兆瓦），截至 2022 年 10 月 19
图 28：电力中长期市场 20
图 29：中长期市场省内与省间直接交易电量（亿千瓦时），截至 2022 年 9 月 20
图 30：2017 年之前垂直一体化的电力市场交易结构 23
图 31：市场化终端电价组成 23
图 32：辅助服务分类 24
图 33：我国辅助服务市场发展历程 24
图 34：容量电价与电量电价 26
图 35：电力体制改革历程及对应终端电价（元/千瓦时），截至 2022 年 10 月 27
图 36：2012-2021 年我国煤电总装机容量和新增装机容量 28
图 37：2019-2020 年部分月份我国全社会用电量与发电量比较 28
图 38：2020Q1-2022Q1 年我国煤电新核准装机容量及同比变化 29
图 39：2022 年 1-10 月我国新核准火电装机情况 29

图 40：2022 年 1-10 月主要火电运营商新核准火电装机容量（单位：万千瓦） 30
图 41：中国 2015 年-2020 年陆上风电与光伏度电成本（美元/千瓦时） 33
图 42：各能源全周期碳排放（克 CO2/千瓦时） 33
图 43：火电机组盈亏平衡点（元/吨） 37
图 44：火电产业链成本及价格情况（元/千瓦时） 38

表目录

表 1：国务院常务会议关键词统计（次） 12
表 2：2022 年部分省份电力年度长协及其上浮价格 20
表 3：各省份国网代购电价（元/千瓦时），截至 2022 年 10 月 21
表 4：部分省份 2022 年市场月竞电价与国网代购电价 22
表 5：各地区辅助服务规则对比 25
表 6：“十二五”至“十三五”期间火电相关政策 27
表 7：2022 年 1-10 月主要运营商部分新核准火电项目情况（单位：万千瓦） 30
表 8：推进火电参与新能源发电的部分政策 31
表 9：2021-2022 年 9 月签约、开工的“风光火储一体化”项目 31
表 10：不同省份“十四五”规划“风光火储一体化”项目目标 32
表 11：“十四五”水电规划情况 32
表 12：“十四五”核电已投产及预计投产项目 33
表 13：“十四五”风电、光伏规划情况 33
表 14：2022 年 1-8 月燃气发电核准 35
表 15：“十四五”全国各类能源发电预测 36
表 16：100 万千瓦火电机组盈利测算 37
表 17：上市动力煤企业前三季度盈利情况（亿元） 39
表 18：不同电力类型的定价方式 40

1、 煤炭、电力—背道而驰，各自“重估”

1.1、 煤炭：长协煤成行业“压舱石”

2022 年煤炭行业具有两个重要特征：（1）动力煤长协合约占比显著提升；（2）动力煤长协价格变动幅度显著缩小。

长协煤目标、实际签约量均较往年大幅提升。2022 年 5 月 27 日，国家发改委召开了煤炭中长期合同电话会议，今年以来煤炭中长期合同签订量较往年大幅提升，截至 2022 年 6 月，全国中长期合同线上平台资源合同量已经超过 36 亿吨，其中发电供热用煤中长期合同平台录入量 21.5 亿吨，比去年同期增加 72%。7 月 1 日，国家发改委召开涉煤视频会议，提出严格落实三个 100%（签约率、履约率、价格政策执行），分解了 26 亿吨电煤保供任务，要求全部通过中长期合同的方式来实现。11 月 17 日，国家发改委再次召开会议，研究部署 2023 年电煤中长期合同签约工作，要求电煤中长期合同签约量由之前的 26 亿吨，增加到 29 亿吨。

长协煤价格变动幅度小，变动区间有限制。从长协价格的计算公式可以看出，在生成长协价格时经历了两次取平均值的过程，一次是基准价和综合指数价（浮动价）的平均，一次是计算综合指数价的平均（综合指数价可视为市场长协及现货成交的平均价格）。假设市场上销售的动力煤中，长协合同的占比达到 80%（理论上电煤中长期合同必须全覆盖，7 月初全国拉网式价格核查结果显示在合理价格区间签订的中长期合同量占总量的 76%，随着政策持续推进，截至 2022 年 11 月预计长协合同占比可能已超过 80%），浮动价格使用加权平均计算，则现货价格对指数价格的影响仅为 20%（实际上 CCTD 综合交易价格计算中，年度长协和现货价格的权重比的确为 8：2），对长协价格的影响仅为 10%（现货变动 100 元/吨，长协仅变动 10 元/吨）。

图 1：长协定价公式

时间	计算公式	合理区间
2016年-2021年	本期长协价格 = 基准价*50%（↓535元/吨） + 浮动价*50%（↓(BSPI+CCTD+CECI)/3）	470-600元/吨
2022年-目前	本期长协价格 = 基准价*50%（↓675元/吨） + 浮动价*50%（↓(BSPI+CCTD+NCEI)/3）	570-770元/吨

BSPI：上月最后一期环渤海动力煤价格指数
CCTD：上月最后一期CCTD秦皇岛动力煤综合交易价格指数
CECI：上月最后一期中国沿海电煤采购价格指数
NCEI：上月最后一期全国煤炭交易中心综合价格指数

资料来源：发改委官网，CCTD 煤炭市场网，光大证券研究所

煤炭企业盈利有较大的安全边际。假设政策提出的价格合理区间下限 570 元/吨是煤炭企业的盈亏平衡点（实际上煤炭企业开采、运输成本并没有这么高），11 月港口煤炭长协价格（5500 大卡）为 728 元/吨，按 11 月 18 日京唐港动力煤平仓价 1427 元/吨（5500 大卡）计算，在极端情况下，即使现货价格下跌 100%至 0 元/吨，根据上述计算公式，长协价格仅会下降 143 元/吨至 585 元/吨，仍高于 570 元/吨，煤炭企业仍能够维持盈利。

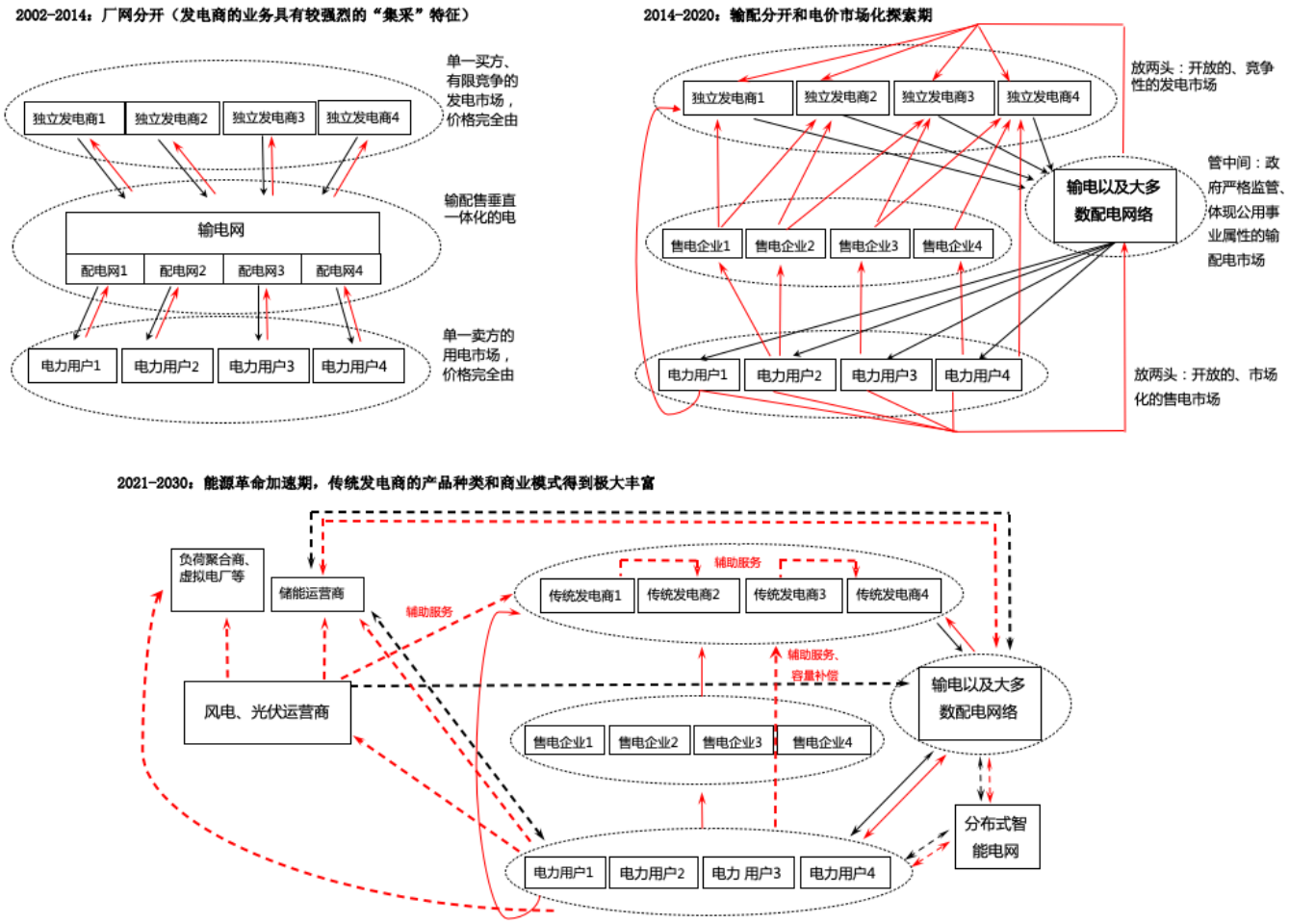
在这两个特征下，以长协保供为主的大型动力煤企业会表现出一定的“弱周期”属性，供需变化、现货价格的涨跌对其盈利的影响较以往将明显减弱。

1.2、 电力：从“类集采”到“反向集采”

在第二轮电改（2015 年 3 月的“九号”文件中提出进行第二轮电改）开始之前，电力行业（尤其是火电）具备很强烈的“集采”特征：

- 产品种类较为单一，基本上只有电能量这一种产品，且该产品的时间属性较弱；
- 产品定价模式较为单一，基本上遵循政府定价，且调价机制不够完善；
- 商业模式较为单一，基本上可认定为单一买方（电网）的有限竞争市场。

图 2：第一轮电改至今，火电公司产品、服务及商业模式演变



资料来源：光大证券研究所绘制
注：1、图中黑色线条代表电力流，红色线条代表资金流。2、2021-2030 年部分，虚线条代表这一时间段较以往新增部分。

自 2019 年国家取消标杆电价、取而代之以“基准电价”并给基准电价规定了浮动区间开始，火电行业进入了一个中长期重估的过程。近两年来新能源装机、发电量的大幅增长是这一重估的产业背景，2021 年基准电价浮动区间的大幅调整是这一重估过程的“发令枪”，而 2022 年全球能源供需形势以及夏季我国局部地区的严重缺电则是一个强烈催化剂。

我们认为上述火电公司的重估是一个“反向集采”的过程，具有以下几个特征：

➢ 产品价格（电价）从收敛走向发散，从“一致性评价”（政府定价）走向市场化定价；

➢ 产品和服务从单一走向多元。企业的产品不再只是电能产品，辅助服务和容量费用也在逐渐出现，且电能量产品被赋予了时间、空间属性；

➢ 交易模式从多对一交易走向多对多交易，从本地走向跨省甚至跨区交易。原来火电企业只有一个客户——电网，而现在它的交易对手除了电网之外，还可能包括售电公司、电力用户、储能企业、发电企业（包括火电和新能源发电），也逐步具备了跨省、跨区交易的条件。

图 3：火电股已经在重估的过程中，截止 2022 年 11 月



核心逻辑：	电荒！	经济高歌猛进，电价踌躇不前，装机持续过剩	经济“三期叠加”，电力休养生息	供给侧改革+三去一降一补	从“类集采”到“反向集采”
主要矛盾：	“三年不建火电”导致的供给减少VS加入WTO带来的电力需求激增	1、持续反向补贴下游VS基本面持续恶化带来的反转预期； 2、机组利用率持续下降VS仍然居高不下的固定资产投资； 3、火电低回报VS“四万亿”带来的相关产业链高回报。	火电重回正向补贴周期VS经济“下台阶”对其他行业的影响	1、火电进入反向补贴周期VS供给侧改革； 2、火电业绩持续低迷VS“核心资产”、“硬科技”等时代特征鲜明的投资机会。	能源革命：“既要、又要、还要、且要”之间的矛盾
次要矛盾：	煤价上行等	产能内生增长、资产注入、央企整体上市； 机组利用率见底； 单季业绩超预期等。	煤价阶段性止跌、电价下调； 电改对行业的中期负面影响； 估值低（这是个常见的陷阱）。	火电供给侧改革； 机组利用率回升受阻； 降电价； 业绩季度级别回升等。	单季业绩低于预期； 煤价上涨； 各类政策出台进度等。

资料来源：Wind，光大证券研究所

在上述的重估过程中，我们认为，火电公司的盈利属性、盈利特征和估值特点会与推广集采的行业走出相反的走势，也即盈利中枢和增速提升、估值中枢亦将提升。我们并不认为，中国的火电公司将在未来呈现出海外公用事业公司的特征，因而，其估值亦将无法套用海外成熟市场的公用事业估值体系。

2、 煤炭：海外扰动为主，供需基本平衡

2.1、 2022 复盘：海外扰动是主旋律

2021 年煤价主要受国内因素影响。2021 年国内煤价主要受国内供需、政策因素扰动，2021 年 3 月刑法修正案（十一）提出“煤炭超产入刑”后，煤炭供给端的弹性被压制，随后 2021 年 6-7 月“百年党庆”前后，产地大范围限产，在一定程度上导致了此后用煤旺季全行业的低库存，因此，9-10 月尽管国家持续推动“保供稳价”，短期仍然出现了“拉闸限电”的现象，煤炭价格一度触及 2500 元/吨的高价。此后，随着保供产能的释放，国内供需逐渐宽松，煤价回调至大幅上涨以前的水平。

2022 年海外因素扰动国内煤价。在 2021 年 11 月后，国内煤炭的供需紧张程度已明显缓和，但 2022 年，先是印尼为了保障其国内供应限制煤炭出口让煤价扭转跌势重新上涨，此后在俄乌冲突下，海外能源价格明显提升，国内与海外煤价出现“倒挂”现象，抑制了国外煤炭的进口，导致国内煤价始终维持在高位运行。

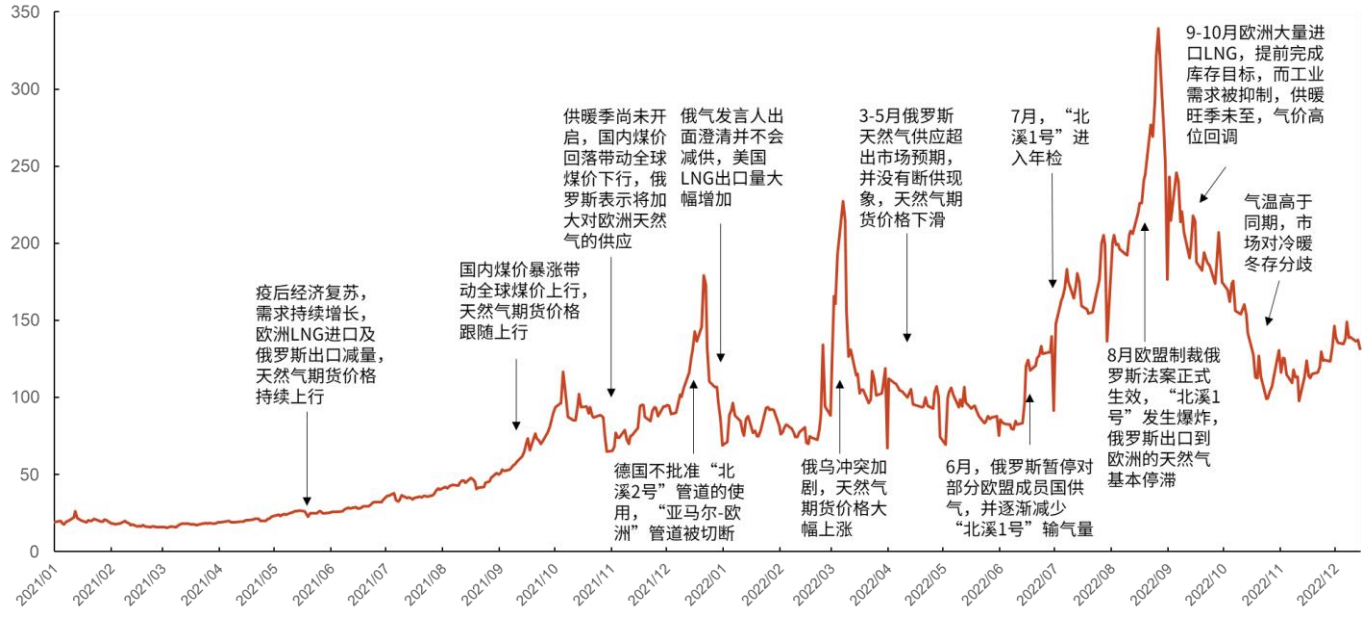
图 4：2021-2022 年煤炭价格复盘（元/吨）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 12 月 14 日

欧洲天然气期货价格是扰动 2022 年煤炭市场的重要因素。我们在 2022 年 9 月 1 日外发的《煤炭需求的八问八答——煤炭行业深度报告》中详细阐述了海外煤价与欧洲天然气期货价格间的关系，2022 年在“保供稳价”政策下，国内煤价的上涨在一定程度上受到限制，但 2022 年欧洲天然气期货价格可以说是海外能源危机的风向标，它的波动对煤炭行业指数产生了较大的影响。

图 5：2021-2022 年欧洲天然气期货价格（DUTCH TTF）复盘（欧元/兆瓦时）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 12 月 14 日

2022 年煤炭指数与煤价间的关联度有所减弱，与疫情、全球能源危机等因素关联度较高。2021 年煤炭指数与煤价基本是同涨同跌，最为明显的特征是 2021 年 8 月底煤炭行业指数跟随煤炭价格迅速上涨，之后又下降至上涨前的位置，体现出煤炭指数和煤价间存在很高的关联度。但 2022 年以来，海外因素以及国内疫情对煤炭板块有较大的影响。

图 6：2021-2022 年申万煤炭开采指数复盘（点）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 12 月 14 日

2.2、 2023 展望：保供稳价仍延续，供需紧张渐缓和

2.2.1、需求：重点关注地产恢复情况

根据我们于 2022 年 9 月 1 日发布的《煤炭需求的八问八答——煤炭行业深度报告》，煤炭需求的波动（2021 年数据）主要关注地产（影响 21%）、基建（影响 11%）、出口（影响 7%）、水电（影响 11%）四方面，其余部分的需求（居民生活 22%，新兴产业 6%，化工品 9%等）偏刚性，每年基本维持稳定增长。

政策频出，需重点关注地产景气度能否恢复。2022 年 9 月 30 日，财政部和税务总局发布《关于支持居民换购住房有关个人所得税政策的公告》，宣布自 2022 年 10 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日，对出售自有住房并在现住房出售后 1 年内在市场重新购买住房的纳税人，对出售现住房已缴纳的个人所得税予以退税优惠。同日，中国人民银行决定，自 2022 年 10 月 1 日起，下调首套个人住房公积金贷款利率 0.15 个百分点，5 年以下（含 5 年）和 5 年以上利率分别调整为 2.6%和 3.1%。第二套个人住房公积金贷款利率政策保持不变，即 5 年以下（含 5 年）和 5 年以上利率分别不低于 3.025%和 3.575%。

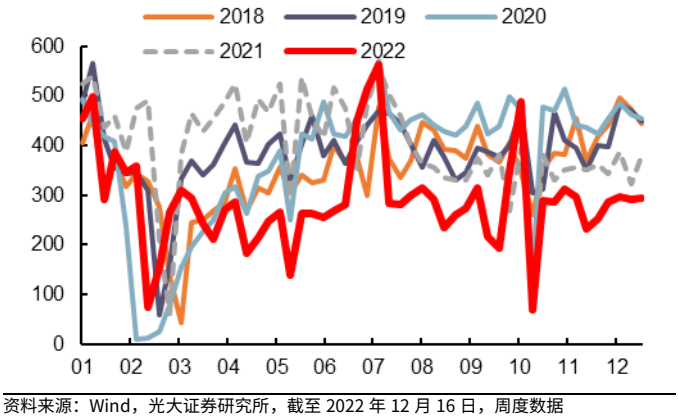
地产领先指标仍有一定压力。30 大中城市商品房成交面积对地产新开工、施工、竣工有一定的领先性，2022 年 12 月 16 日当周，该指标同比-22.33%，环比+0.88%，仍处于同期最低水平。

图 7： 新开工、施工、竣工累计同比仍维持低位（%）



资料来源： Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 11 月，月度数据

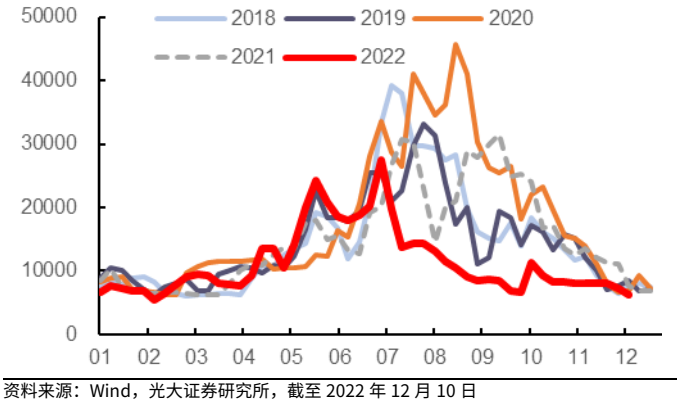
图 8：30 大中城市商品房成交面积仍处于同期最低（万平方米）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 12 月 16 日，周度数据

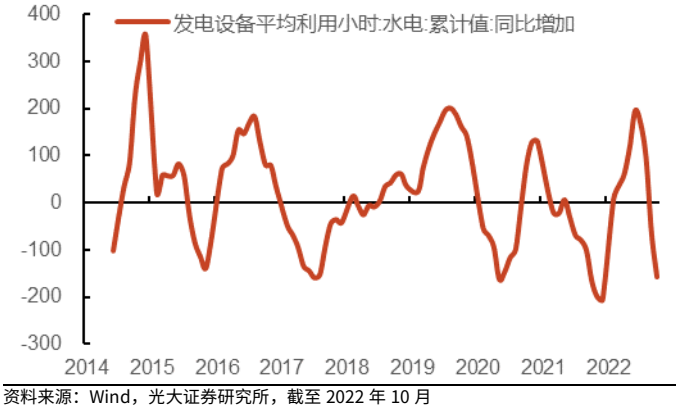
水电出力不足的影响在逐渐减弱。三峡出库流量是来水情况的高频监测指标，2022 年 7 月初以来，三峡出库流量一直处于近 5 年最低水平，当前来水情况仍不理想。水力发电设备平均利用小时累计同比增加值有一定的周期性特征，根据该指标变化的规律，2023 年年中以前，水力发电设备的月平均利用小时数可能会持续低于同期正常水平。但由于 11 月到次年 5 月是水电的淡季，水电的影响较之前有所下降。

图 9：2022 年 7 月以来三峡出库流量处于同期最低（立方米/秒）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 12 月 10 日

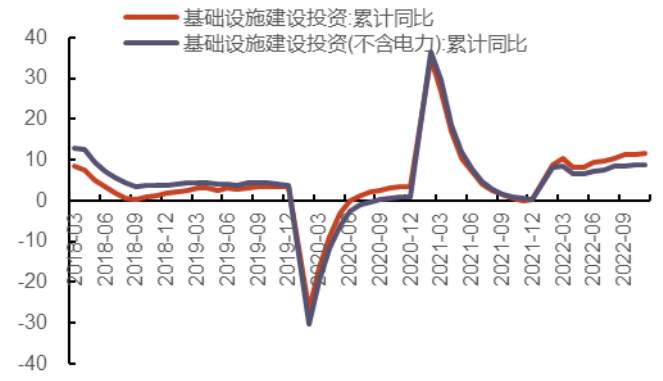
图 10：水电利用小时数具有周期性特征（小时）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 10 月

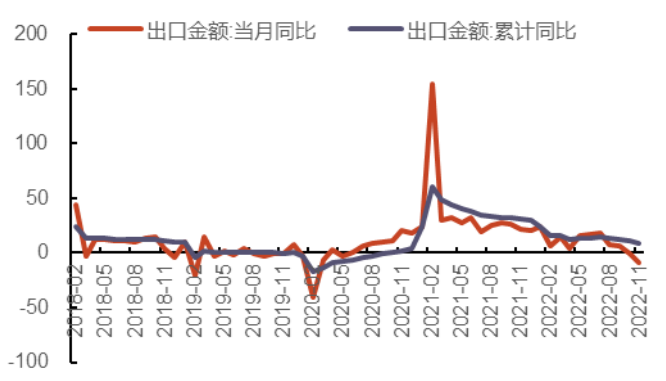
出口金额增速回落，基础建设固定资产投资额维持较高增速。2022 年 1-11 月，基础设施建设固定资产投资额累计同比增长 11.65%，较 1-10 月增加 0.26pct，当前基建景气度仍在持续走高，对煤炭需求有一定支撑。但出口金额当月同比在持续走低，2022 年 11 月当月的出口金额同比-8.7%，出口端对煤炭需求的带动作用在持续减弱。

图 11：基建固定资产投资额累计同比持续走高（%）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 11 月

图 12：出口金额当月同比持续回落（%）



资料来源：Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 11 月

2.2.2、供给：保供政策延续，关注产能释放情况

煤炭的供给受政策影响较大，我们统计了 2013 年以来国务院召开的所有常务会议有关煤炭行业的关键词，以此为依据判断未来煤炭产能的变化趋势。2016 年国务院共召开 37 次常务会议，其中有 6 次提到了“煤炭行业去产能”，而 2022 年前三季度，国务院共召开 31 次常务会议，其中有 7 次提到了“煤炭保供”。

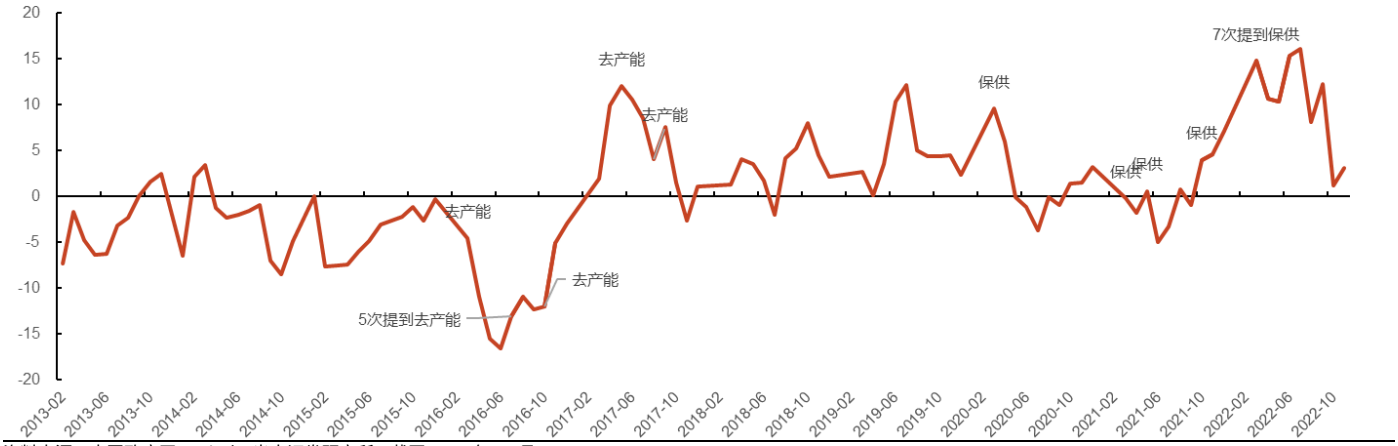
表 1：国务院常务会议关键词统计（次）

	煤炭	去产能	保供	安全生产	煤炭清洁利用	控制煤炭消费	国常会场数	其它相关关键词
2013	2	0	0	1	1	0	32	
2014	5	0	0	0	4	2	40	煤炭资源税改革
2015	2	0	0	0	0	0	40	下调燃煤发电上网电价
2016	7	6	0	0	1	0	37	
2017	2	2	0	0	0	0	34	煤炭央企重组
2018	1	0	0	0	1	1	37	
2019	1	0	0	0	0	0	40	完善煤电上网电价形成机制
2020	2	0	1	0	1	0	44	保障煤炭运输
2021	5	0	3	0	1	0	40	煤电实施缓缴税额
2022Q1-Q3	7	0	7	0	0	0	31	

资料来源：中国政府网，光大证券研究所

2016 年，国务院常委会多次提出“煤炭去产能”后，去产能工作成效显著。2016 年我国原煤产量同比下降 9%（-3.36 亿吨），2016 年国务院去产能任务为 2.5 亿吨，实际超额完成任务。

图 13：原煤单月产量同比增速与国常会关键词（%）

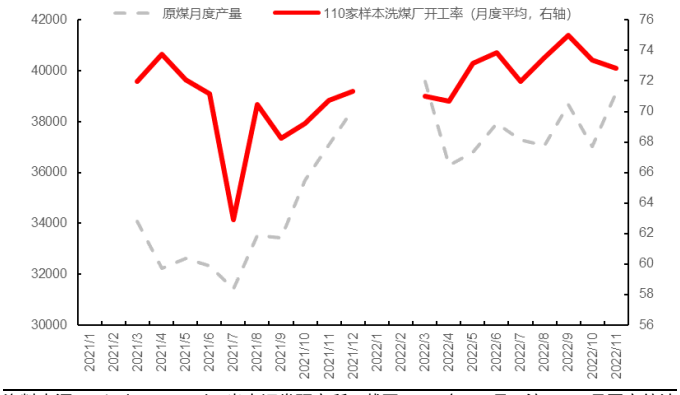


资料来源：中国政府网，Wind，光大证券研究所，截至 2022 年 11 月

我们注意到，国常会频繁提及“去产能”的前后几个月原煤单月产量同比变化剧烈，而在之后几个月国常会的影响将逐渐减弱。2022 年前三季度，在政策的推动下，原煤单月产量同比始终处于高位，后续随着国常会对“煤炭保供”的提及次数减少，原煤单月产量同比或将有所下滑。

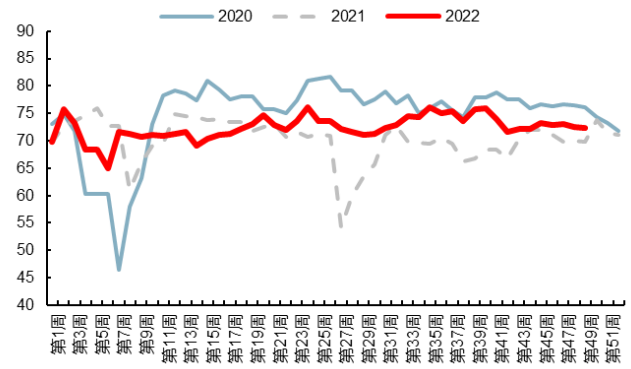
从 110 家样本洗煤厂开工率与原煤单月产量的对比可以看出，2022 年 4 月-10 月期间煤炭产能并未出现明显增长。在当前原煤的入洗率基本较稳定的情况下，我们使用 110 家样本洗煤厂开工率来反映煤矿的开工率，从历史数据来看，110 家样本洗煤厂开工率与原煤产量关联度较高，2021 年 9 月-2022 年 3 月期间保供促进产能提升，造成两者走势不一致，2022 年 4 月-10 月两者走势又恢复相同变化趋势，说明在此期间煤炭的产能并未出现明显的变化。

图 14：样本洗煤厂开工率与原煤产量关联度高（万吨，%）



资料来源：Wind，Mysteel，光大证券研究所，截至 2022 年 11 月，注：1-2 月国家统计局未公布单月产量

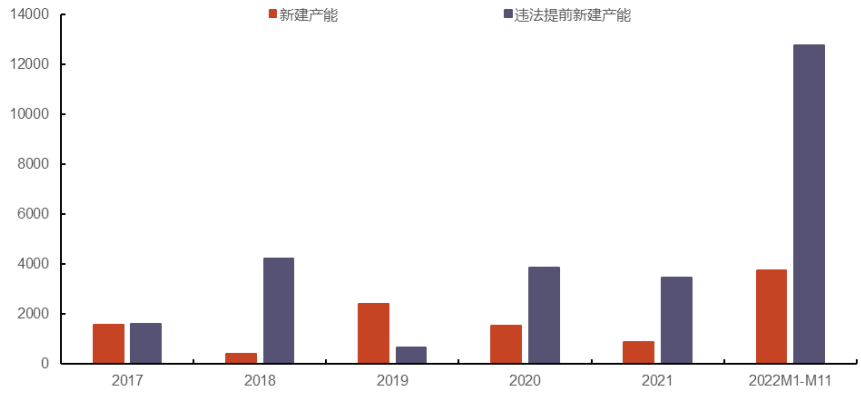
图 15：110 家样本洗煤厂开工率（%）



资料来源：Mysteel，光大证券研究所，周度数据，截至 2022 年 12 月 9 日

今年以来实际新建的煤炭产能较前两年有所增长。煤炭批复产能按是否曾违规建设分可为两类：（1）正常新建产能；（2）提前开工产能。截至 2022 年 11 月 30 日，2022 年累计批复了接近 1.3 亿吨的第二类产能，批复的第一类正常新建的产能也明显超过了 2020-2021 年的水平，说明未来产量仍有增长的空间，后续需关注这部分新建产能的释放情况。

图 16：2022 年 1-11 月生态环境部门批复产能较往年明显增加（万吨）



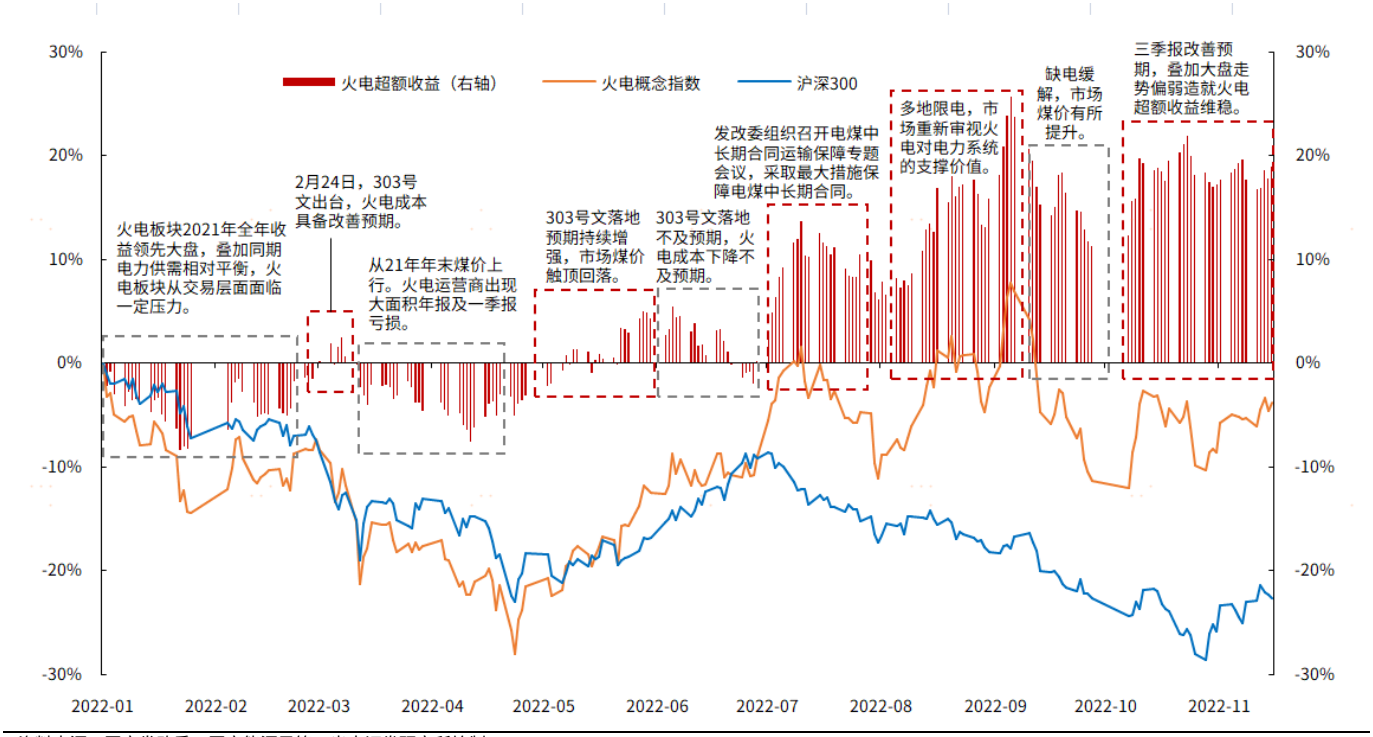
资料来源：生态环境部官网，光大证券研究所

3、 电力：从“类集采”到“反向集采”

3.1、 2022 复盘：煤价、电力供需影响共振

电力供需状况及煤价走势是影响火电走势的主要因素。2022 年以来，火电板块超额收益经历“五起四落”。进入 7 月后火电板块逐渐走强，主要有三大原因：1）火电业绩边际改善；2）各地电力紧缺背景下，同时随着新能源占比不断提升、第三产业及居民用电量占比上行，市场逐渐认识到在新型电力系统构建中，火电对于电力系统稳定的重要性愈发明确；3）大盘走势较弱情况下，火电板块具备较强防御属性。

图 17：2022 年火电板块复盘，截止 2022.11.18

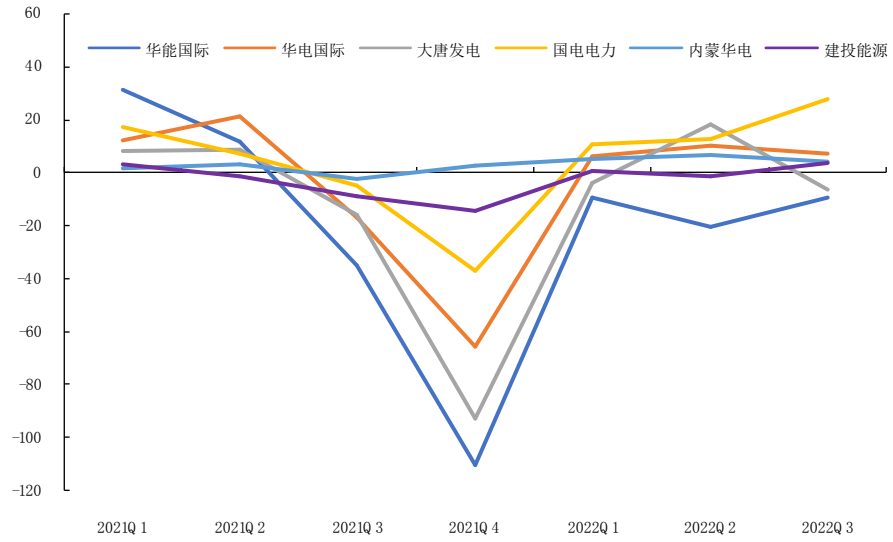


资料来源：国家发改委，国家能源局等，光大证券研究所绘制

备注：发改委印发了《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(303 号)，市场称之为 303 号文件。文件明确了重点地区煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间(均为含税价)，其他地区自产煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间的计算方法，并指出自 2022 年 5 月 1 日起执行。

火电运营商总体盈利能力边际改善，个体分化造成行业扰动。整体来看，303 号文出台且政策不断叠加推进长协煤具体落地情况，2022 年火电运营商盈利能力边际改善。但个体表现分化，如国电电力盈利逐季提升，而华能国际及大唐发电 Q3 仍处于亏损状态，特别是大唐发电由 Q2 盈利转为 Q3 再度亏损，业绩大幅低于预期导致次日股价大幅下挫并带动电力板块下行。

图 18：主要火电运营商单季度归母净利润，2021Q1-2022Q3，亿元



资料来源：Wind，光大证券研究所

3.2、 政策不断迭代，电价市场化进程提速

“双碳”背景下，新能源发电量占比大幅提升；在居民用电及第三产业用电占比提升背景下，新能源发电与居民、三产用电时间节点错配导致出现电力紧平衡状态。而火电具备调节能力，是维持电网稳定、安全发展的重要发电类型。**火电价值逐渐显现，目前市场对于火电板块处于重新认知、价值重估过程中。**

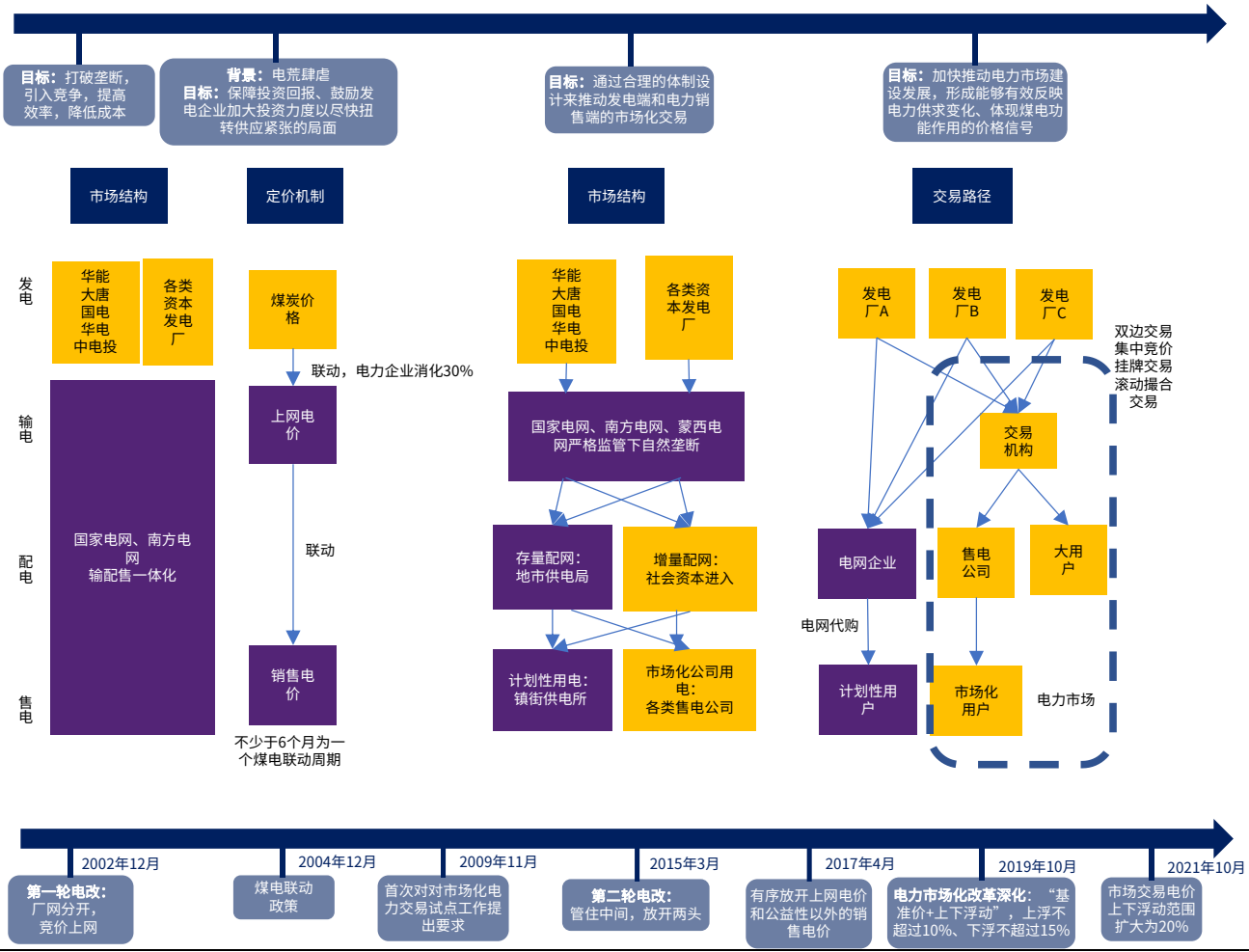
提升火电盈利能力是发展火电业务的重要因素，进而夯实整体电力行业安全发展。目前火电行业处于重估过程中，我们定义它是一个“反向集采”的过程。这样的重估有几个特征：1）**价格从收敛走向发散，从国家统一定价（类比“一致性评价”）走向市场化定价；2）产品和服务从单一走向多元。**企业的产品不再只是电能产品，辅助服务也在逐渐出现、壮大；**3）交易模式从多对一交易走向多对多交易，从本地走向跨省甚至跨区交易。**原来特定的电厂只有一个客户，也就是电网，而现在它可以将产品出售给售电公司，也可以直接出售给客户，甚至可以同行间交易。条件允许的地方还可以进行跨省、跨区交易。

3.2.1、电力价格管控变迁

政策不断加码，从“计划电”到“市场电”

从 2004 年开始，我国不断推进电力的市场化改革，**电力价格由“计划电”向“市场电”转变。**电力市场化改革前，发电量计划由地方经信委制定并下发电厂与电网公司，电网企业从发电企业处收购电力并出售给用户，执行标杆电价。电力市场化改革后，在经信委制定电量计划后，市场中的电力由供需双方进行市场化交易，交易价格采用 “基准价+上下浮动”的市场化价格。2021 年 10 月起执行新政策，燃煤发电市场交易价格上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

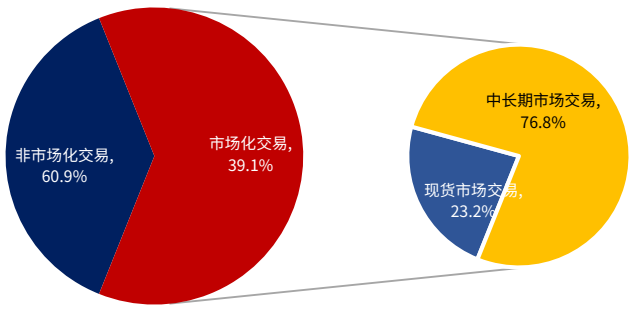
图 19：我国电力市场化改革进程



资料来源：国家发改委，国家能源局等，光大证券研究所绘制

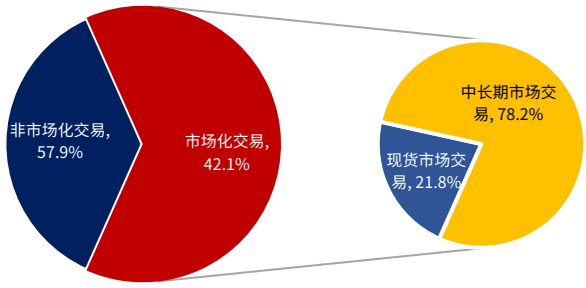
自 2019 年起，随着各电力类型定价方式的改变，市场交易电量在全社会用电量中的占比逐年提升。市场化交易占比从 2019 年 39.06%提升至 2022 年 1-9 月 59.9%，其中，**具备电力价格发现属性的现货市场交易占比逐渐提升，从 2019 年占比 9.1%提升至 2022 年 1-9 月 12.1%。**

图 20：2019 年市场化交易组成部分及其占比



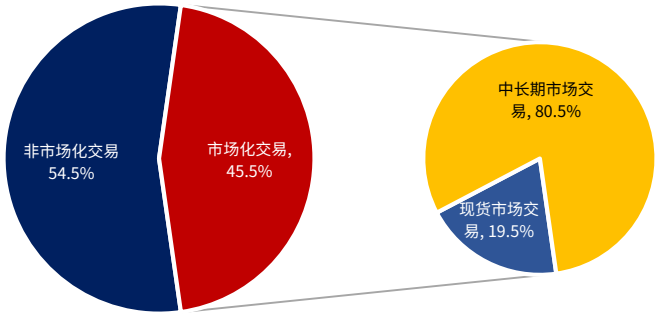
资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所整理

图 21：2020 年市场化交易组成部分及其占比



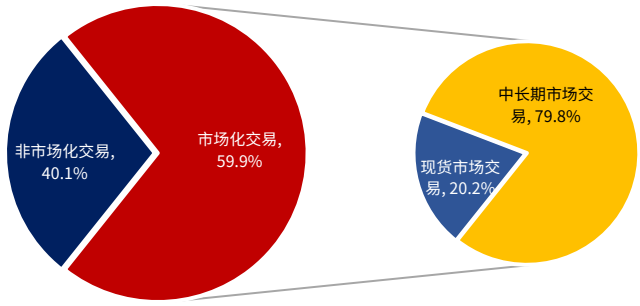
资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所整理

图 22：2021 年市场化交易组成部分及其占比



资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所整理

图 23：2022 年 1-9 月市场化交易组成部分及其占比

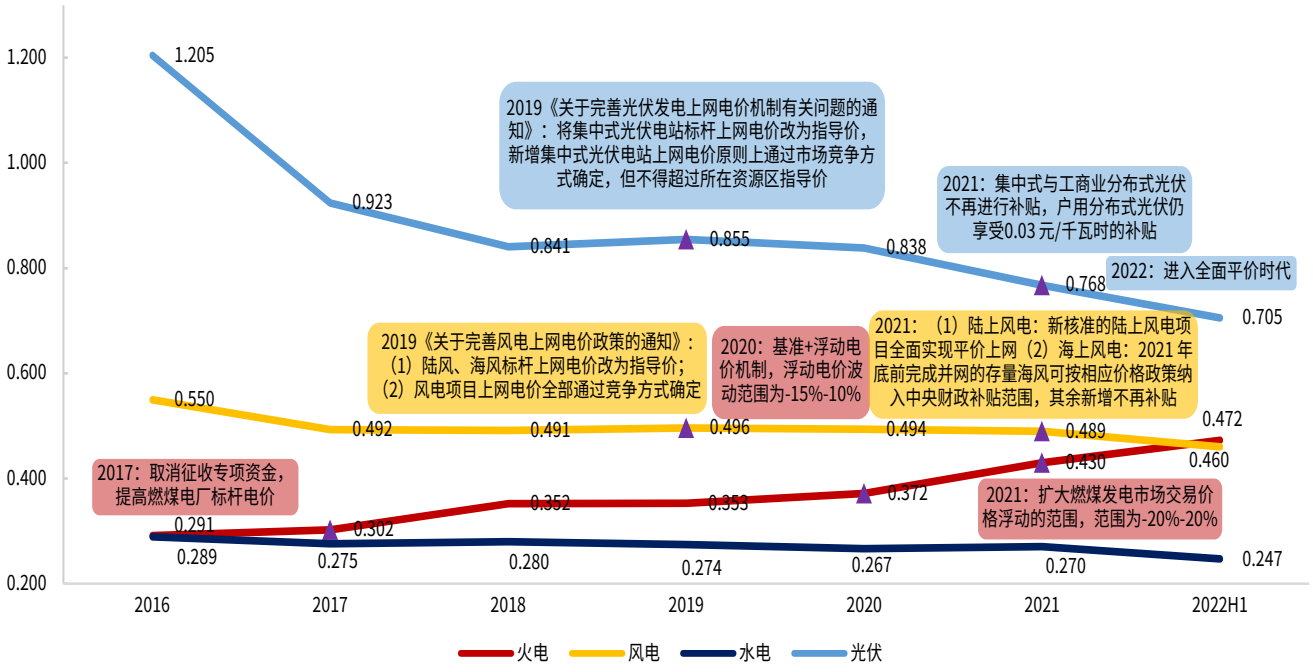


资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所整理

不同电力类型的定价方式

在电力市场化改革的背景下，不同电力类型具有不同的定价方式（详见附录表 1）。根据电力类型：水电使用成本加成电价、标杆电价与落地端倒减电价三种定价方式；煤电使用“基准价+上下浮动”的定价方式；气电使用单一制电价与两部制电价并行的定价方式。新能源发电为市场化电价加补贴的定价方式，在补贴退坡背景下，其上网电价呈现下行趋势。

图 24：各电源类型代表公司的平均上网电价（元/千瓦时），截至 2022H1



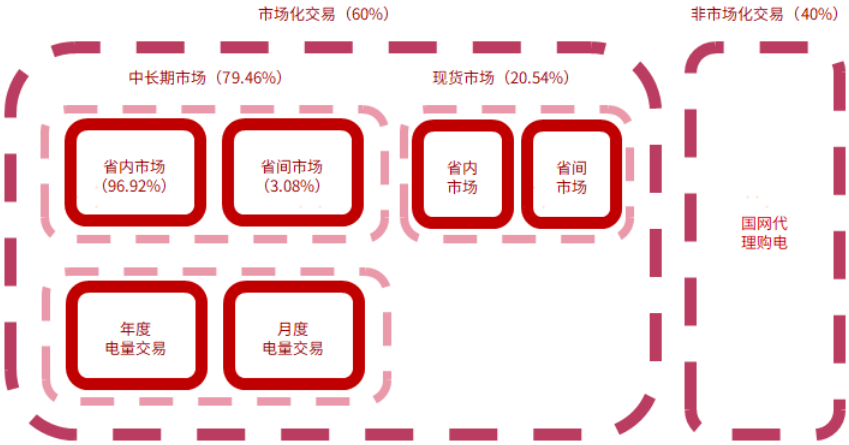
资料来源： Wind，公司年报，光大证券研究所整理

*备注：火电的平均上网电价由华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、国投电力五家公司的火电营业收入/火电上网电量得到；风电的平均上网电价由国电电力、华能国际、国投电力、协合新能源四家公司的风电营业收入/风电上网电量得到；水电的平均上网电价由国电电力、华能国际、长江电力三家公司的水电营业收入/水电上网电量得到；光伏发电的平均上网电价由华能国际、国投电力、协合新能源三家公司的光伏发电营业收入/光伏发电上网电量得到

3.2.2、电力价格管控方式

目前我国电力市场以市场化交易为主。我国电价分为市场化交易电价与非市场化交易电价，其中非市场化交易电价为国网代理购电，而市场化交易电价包括现货市场与中长期市场的交易电价，且这两个市场都包含省内市场与省间市场。2022 年 1-10 月，市场化交易电量占全社会用电量比例达到 60%。市场化交易中，中长期市场交易电量占比达到 79.46%，现货市场交易电量占比达到 20.54%。

图 25：电价分类图， 2022 年 1-10 月



资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所整理

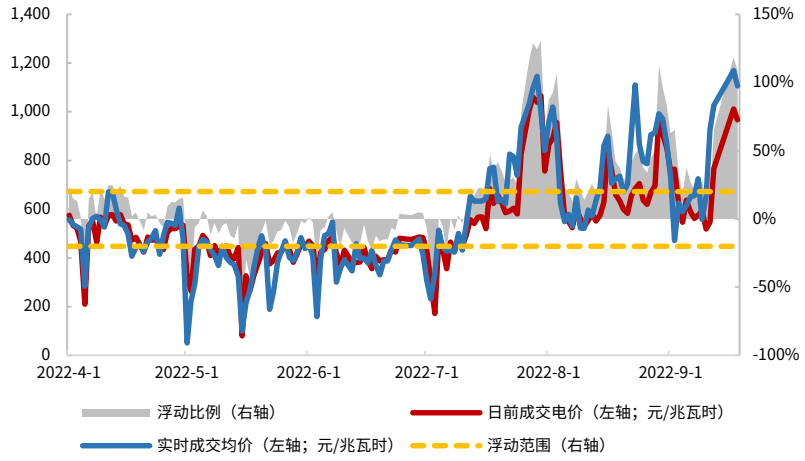
市场化电价

（一）电力现货市场

2017 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批电力现货市场建设试点。2021 年宣布辽宁、江苏、安徽、河南、湖北以及上海六个地区作为第二批电力现货市场建设试点。

目前电力现货市场交易电价波动幅度较大且价格同比提高，发挥价格发现功能。广东省电力现货市场 2022 年 4 月-9 月日前成交电价(燃煤)浮动均值为 15.97%，实时成交电价浮动均值为 21.71%。在该段时间内，平均日前成交电价为 536.93 元/MWh，平均实时成交电价为 563.51 元/MWh，均高于燃煤基准价（463 元/MWh）。同时广东省电力现货市场交易电价波动幅度较大，如 5 月 15 日燃煤日前成交电价浮动比率达到-82.66%，而 7 月 30 日浮动比率高达 130.24%。电价浮动比例大多位于上下 20%范围内，但存在个别期间的浮动比例超出此范围。2022 年夏季用电高峰广东电力现货价格同比大幅提升，验证现货电力价格发现属性。

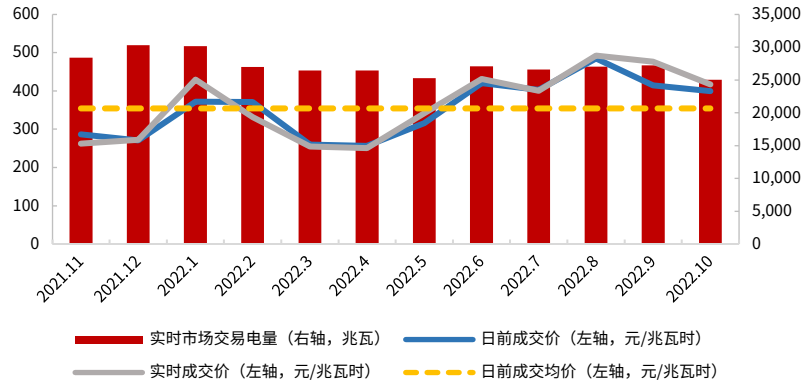
图 26：广东省电力现货市场交易价格与浮动比例，截至 2022 年 9 月



资料来源： 广东电力交易中心，光大证券研究所整理

山西省 2021 年 11 月-2022 年 10 月的日前成交均价为 354.531 元/MWh，实时成交均价为 363.323 元/MWh。以日前成交均价为基准，近 12 个月，山西省电价波动幅度处于-27.61%与 36.72%之间。

图 27：山西省电力现货市场交易价格（元/兆瓦时，兆瓦），截至 2022 年 10 月

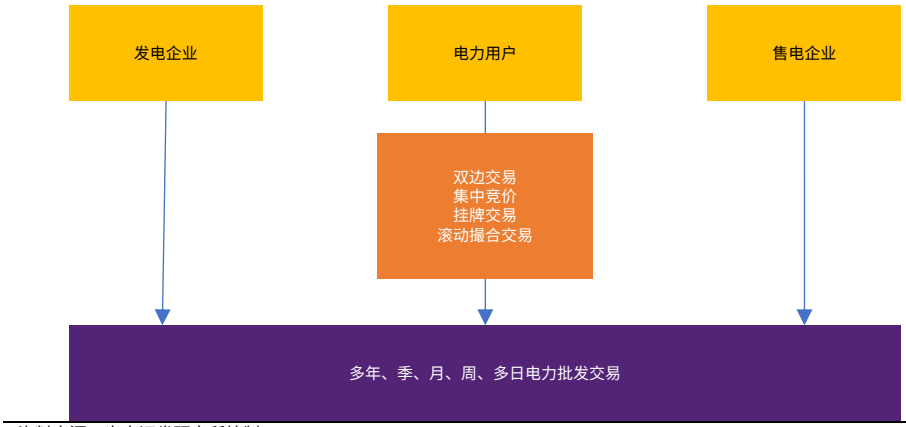


资料来源： 泛能网电力交易平台，光大证券研究所整理

（二）电力中长期市场

电力中长期交易是发电企业、电力用户、售电企业等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式开展的多年、季、月、周、多日等电力批发交易。

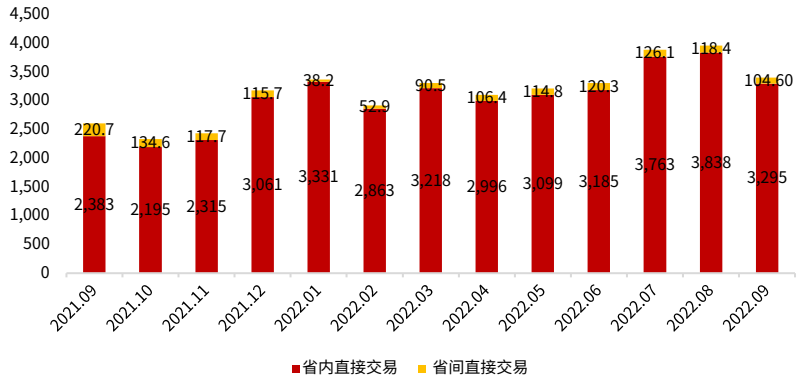
图 28：电力中长期市场



资料来源：光大证券研究所绘制

目前中长期交易仍以省内中长期交易为主。在电力中长期市场中，省内交易占主导地位，省间交易占总体直接交易电量的比例在 2021 年 9 月-2022 年 9 月间均未超过 10%。

图 29：中长期市场省内与省间直接交易电量（亿千瓦时），截至 2022 年 9 月



资料来源：中电联规划发展部，Choice，光大证券研究所整理

大部分省份的年度长协价格较基准上浮比例接近 20%的上限。**在年度电量交易中，2022 年度交易合同价格由市场主体根据政府相关部门的意见在“基准电价+浮动电价”框架内协商确定。江苏、广东、海南、陕西等省长协价格均接近顶格 20%浮动。**

表 2：2022 年部分省份电力年度长协及其上浮价格

省份	电力类型	基准价（元/兆瓦时）	年度长协价格（元/兆瓦时）	较基准上浮比例	交易电量（亿千瓦时）
江苏	火电	391.0	466.7	19.36%	2638.05
	绿电	391.0	462.9	18.39%	9.24
广东	火电	463.0	497.0	7.34%	2534.85
	绿电	452.9	513.9	13.47%	6.79
海南	火电	429.8	515.8	20.00%	31.5
陕西	火电	354.5	425.4	19.89%	767.26
广西	火电	420.7	491.6	16.85%	459.63

资料来源：各省电力交易中心，北极星电力网，光大证券研究所整理

非市场化的交易方式

除直接参加市场，还有用户通过电网代理的方式参与市场。代理购电是对暂未直接从电力市场购电的工商业用户，由电网企业以代理方式从电力市场进行购电。各省份均有不同的电网代购电价，且代购电价波动幅度不大，有个别省份电网代购电价自 2021 年 12 月来从未改变（如安徽省）。

表 3：各省份国网代购电价（元/千瓦时），截至 2022 年 10 月

	2021.12	2022.1	2022.2	2022.3	2022.4	2022.5	2022.6	2022.7	2022.8	2022.9	2022.10
江苏	0.451	0.419	0.433	0.455	0.457	0.439	0.459	0.441	0.462	0.465	0.469
安徽	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461	0.461
广东	0.485	0.523	0.522	0.539	0.570	0.554	0.520	0.487	0.489	0.538	0.512
山东	0.388	0.385	0.376	0.383	0.388	0.392	0.382	0.379	0.376	0.400	0.379
山西	0.377	0.378	0.375	0.395	0.358	0.346	0.379	0.398	0.397	0.415	0.414
北京	0.415	0.417	0.404	0.433	0.424	0.407	0.403	0.422	0.427	0.422	0.402
河北(不满 1 千伏)	-	-	-	-	-	-	-	0.377	0.386	0.381	0.372
河北（其他）	-	-	-	-	-	-	-	0.450	0.455	0.447	0.439
河北	0.441	0.435	0.402	0.427	0.434	0.407	0.442	-	-	-	-
冀北(不满 1 千伏)	-	-	-	-	-	-	-	0.381	0.382	0.380	0.376
冀北（其他）	-	-	-	-	-	-	-	0.448	0.439	0.446	0.441
冀北	0.429	0.417	0.413	0.430	0.394	0.370	0.418	-	-	-	-
河南	0.449	0.470	0.467		0.464	0.454	0.460	0.476	0.478	0.458	0.455
浙江（不满 1 千伏）	-	-	-	-	-	-	-	0.513	0.496	0.551	0.524
浙江（1-10 千伏）	-	-	-	-	-	-	-	0.508	0.492	0.547	0.551
浙江	0.485	0.516	0.519	0.513	0.552	0.534	0.518	-	-	-	-
上海	0.504	0.536	0.535	0.556	0.539	0.534	0.530	0.512	0.538	0.597	0.571
重庆	-	0.465	0.470	0.434	0.404	0.389	0.399	0.366	0.425	0.497	0.544
四川	0.373	0.447	0.444	0.450	0.443	0.350	0.256	0.282	0.314	0.381	0.415
黑龙江	0.374	0.418	0.423	0.425	0.425	0.426	0.425	0.425	0.426	0.426	0.426
辽宁	0.440	0.440	0.433	0.432	0.427	0.417	0.417	0.415	0.418	0.424	0.431
吉林	0.436	0.437	0.440	0.437	0.437	0.439	0.442	0.428	0.415	0.425	0.449
蒙东	-	-	-	-	-	-	0.307	0.298	0.239	0.315	0.308
蒙西	-	-	-	-	-	-	0.313	-	-	-	-
江西	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497
湖北	0.499	0.496	0.515	0.516	0.476	0.389	0.464	0.463	0.483	0.548	0.550
湖南	0.487	0.465	0.484	0.478	0.424	0.454	0.462	0.477	0.487	0.513	0.522
青海	0.251	0.227	0.241	0.237	0.237	0.195	0.222	0.226	0.237	0.277	0.279
宁夏	0.279	0.294	0.298	0.298	0.299	0.297	0.297	/	0.299	0.300	0.299
陕西	0.410	0.394	0.378	0.396	0.381	0.368	0.355	0.384	0.421	0.438	0.519
天津	0.466	0.489	0.486	0.469	0.465	0.463	0.474	0.480	0.485	0.475	0.462
甘肃	0.333	0.368	0.366	0.361	0.372	0.406	0.278	0.276	0.292	0.302	0.336
新疆	-	-	-	-	-	0.258	0.250	0.252	0.256	0.258	0.260
广西（不满 1 千伏）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.352	0.367
广西（1 千伏以上）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.356	0.380
广西	-	-	-	-	-	0.545	0.290	0.258	0.306	-	-
海南（100 千伏安以下）	-	-	-	-	-	-	-	0.517	0.509	0.489	0.497

海南（101 千伏安及以上）	-	-	-	-	-	-	-	0.526	0.515	0.529	0.524
海南	-	0.514	0.514	0.514	0.520	0.538	0.537	-	-	-	-
贵州	0.376	0.379	0.379	0.524	0.528	0.526	0.374	-	0.376	0.384	-
云南	-	-	-	-	0.257	-	0.180	-	0.207	-	-
深圳	0.485	0.523	0.522	0.539	0.570	0.554	0.520	0.487	0.489	0.538	0.512
福建	0.437	0.437	0.431	0.433	0.430	0.425	0.412	0.412	0.412	0.453	0.487

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所整理

对比目前已公布部分省份的市场月竞电价与国网代购电价，其代理购电价格均低于市场月竞电价。2022 年 8 月，广东省市场月竞电价相较代理购电价格高 0.0648 元/千瓦时，2022 年 9 月，江苏省月竞购电价格相较代理购电价格高 0.0005 元/千瓦时。江苏省 2022 年 9 月市场月竞电价环比降低 0.49%，国网代购电价环比增长 0.71%，国网代购电价与市场月竞电价差距进一步缩小，但平均价格仍低于市场月竞电价。

表 4：部分省份 2022 年市场月竞电价与国网代购电价

地区	市场月竞电价	国网代购电价			
	购电价格（元/千瓦时）	代理购电价格（元/千瓦时）	代理购电量（万千瓦时）	优先发电上网电量（万千瓦时）	优先发电量占比
广东（8 月）	0.554	0.4892	2570000	1910000	74.32%
江苏（9 月）	0.4655	0.465	815000	735600	90.26%

资料来源：北极星电力网，江苏省电力交易中心，各省国家电网官网，光大证券研究所整理

代理购电价格低于市场月竞电价的主要原因是优先发购电政策。国家发改委、国家能源局 2019 年发布的《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》指出，优先发电是实现风电、太阳能发电等清洁能源保障性收购，确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行，促进调峰调频等调节性电源稳定运行的有效方式。优先购电是为居民、农业、重要公用事业和公益性服务等重点用电提供保障性服务，确保民生用电安全可靠的必要措施。**优先购电中的申报电量与实际使用电量的差额便形成剩余电量，剩余电量与价格低于本地煤电的外来电均由电网企业支配，且低于市场价。**

政策不断完善，未来代理购电价格与市场电价将趋同。国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》指出，代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成。国家发改委《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》也指出，2022 年 1 月起，电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场，**政府政策正积极推进代理购电价格趋于市场化，预计未来代理购电价格将与市场月竞电价趋于一致。**

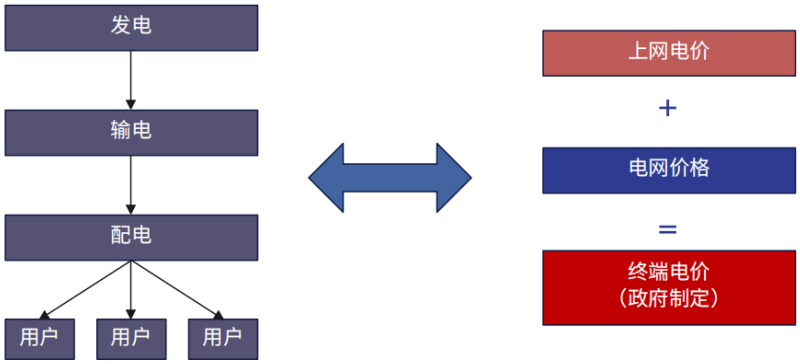
3.2.3、商业模式不断变迁，辅助服务及容量电价是两大变量

回顾：电网统购统销，全行业一体化发展

2015 年，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发【2015】9 号文）正式印发，标志着**我国第二次电力体制改革的开启**。在“9 号文”精神的指引下，我国电力市场于 2017 年全面完成自然垄断的输配电环节改革，**2017 年也由此成为电力市场化的关键历史节点。**

在 2017 年之前，我国电力市场交易结构垂直一体化特征明显，电网统购统销，垄断严重打击积极性。电力工业实行发供用一体化管理，不区分上网电价和输配电价，政府分类制定对用户的销售电价，仅包括上网电价和电网价格。

图 30：2017 年之前垂直一体化的电力市场交易结构

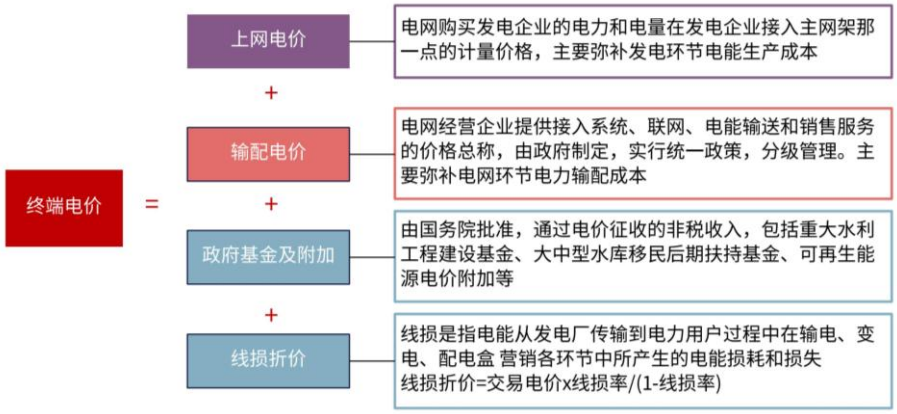


资料来源：《电力市场概论》，光大证券研究所

目前：“计划电”与“市场电”双轨并行的过渡阶段

2021 年以来，我国煤炭、电力消费快速增长，供需持续偏紧，煤炭价格大幅上涨，能源供应紧张，电力市场发现价格、引导用户合理用电的作用还未充分显现。为快速推动所有工商业用户都进入市场，并通过市场进行价格传导，电网代购的方式应运而生。

图 31：市场化终端电价组成



资料来源：国家电网，《图说电价》

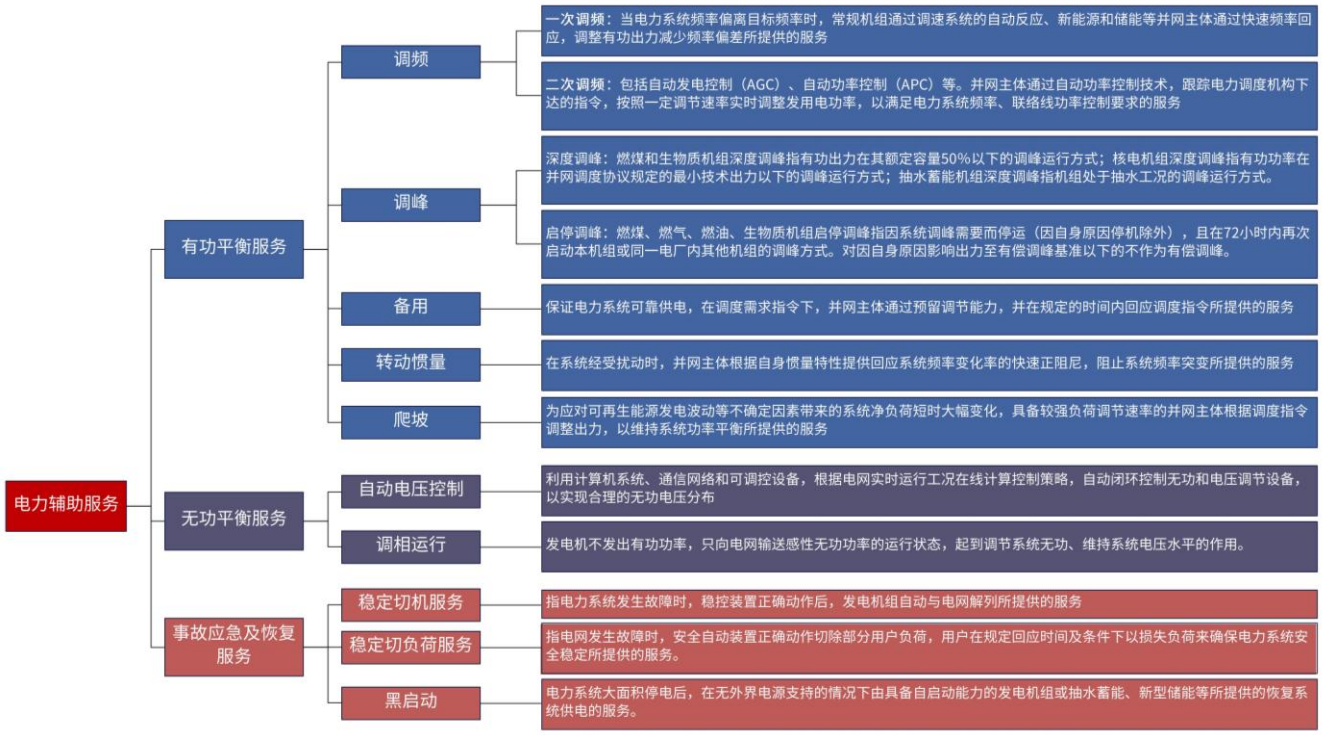
展望：辅助服务费用+容量费用计入终端电价

2021 年 12 月 21 日，国家能源局修订发布《电力辅助服务管理办法》，建立完善用户分担共享新机制，通过市场提升需求侧调节能力，健全市场形成价格新机制的方式来降低系统辅助服务成本。

（一）辅助服务细分板块

辅助服务是电力系统灵活性的内在需求。辅助服务是为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。

图 32：辅助服务分类

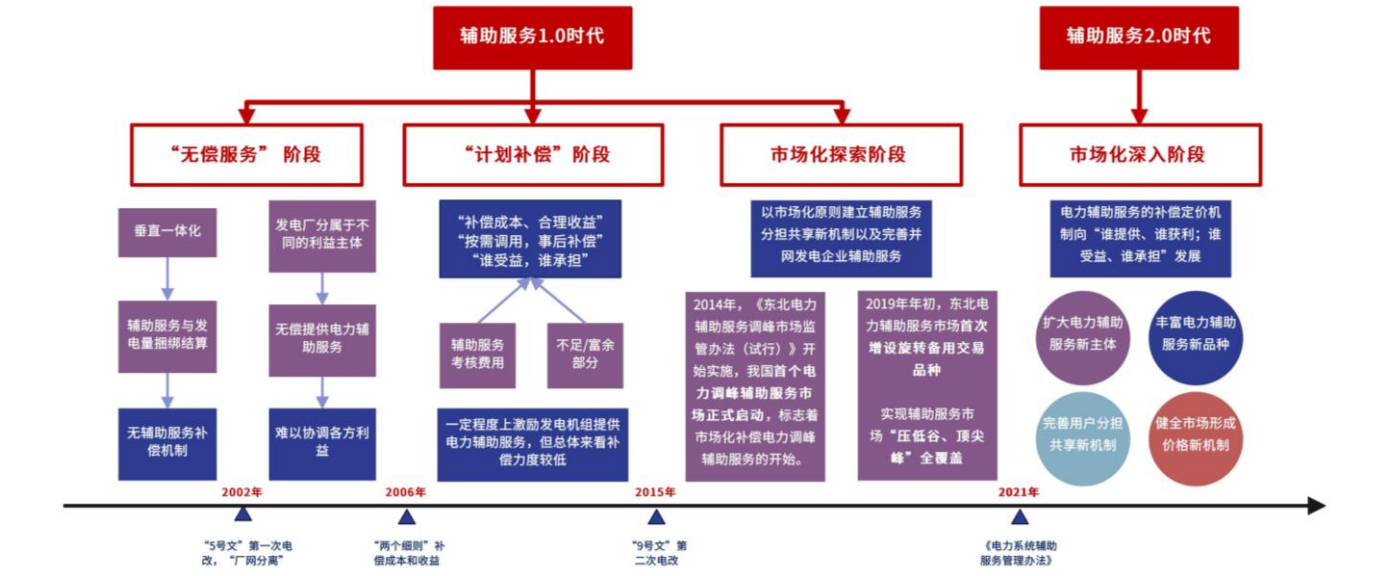


资料来源：国家能源局，《电力辅助服务管理办法》，光大证券研究所绘制

（二）辅助服务市场历史发展

2021 年国家能源局修订发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，此次修订总结为“四新”：扩大电力辅助服务新主体、丰富电力辅助服务新品种、完善用户分担共享新机制、健全市场形成价格新机制，为辅助服务市场发展的重要节点。我们以此作为“辅助服务 1.0 时代”到“2.0 时代”的跨越标志。

图 33：我国辅助服务市场发展历程



资料来源：中国能源网，光大证券研究所绘制

表 5：各地区辅助服务规则对比

区域	省市	价格对比		
		深度调峰	启停调峰	储能
西北	甘肃	总体不超过 800 元/MWh		储能：非现货市场运行期间不超过 500 元/MWh；现货市场运行期间不超过 300 元/MWh 调频：不超过 15 元/MW
	新疆	总体不超过 700 元/MWh	·不超过 600 万/台次（不超过 144 小时） ·水电为 25 元/万千瓦·次	储能：补偿标准为 550 元/MWh 可中断负荷调峰：用户最大用电电力为 1 万千瓦及以上
	青海	总体不超过 700 元/MWh	·不超过 180 万/台次（不超过 72 小时） ·水电为 25 元/万千瓦·次	储能：补偿标准为 500 元/MWh 蓄热式电锅炉调峰：蓄热式电锅炉用户与风电、太阳能企业开展双边以及集中交易，蓄热式电锅炉参与调峰辅助服务集中交易时，费用为 100 元/MWh
西南	贵州	总体不超过 150 元/MWh	不超过 160 万元/台次	储能：不超过 150 元/MWh 黑启动：不超过 300 万元/次
华东	江苏	总体不超过 150 元/MWh	不超过 60 万元/台次	中长期可调负荷调峰：不超过 900 元/MWh 短期可调负荷调峰：不超过 2000 元/MWh
	安徽	总体不超过 800 元/MWh	不超过 200 万/台次	储能：深入调峰时，与燃煤机组进入同一市场
	江西	总体不超过 600 元/MWh	不超过 150 万/台次	
	山东	总体不超过 800 元/MWh 自备电厂采用一口价形式，400 元/MWh	不超过 160 万/台次	储能：不超过 400 元/KWh（示范应用项目则以 200 元/MWh 补偿） 虚拟电厂调峰：不超过 400 元/MWh
	福建	总体不超过 1000 元/MWh	不超过 160 万/台次	
	浙江	总体不超过 500 元/MWh		调频：一次调频不超过 120 元/MWh，二次调频不超过 60 元/MWh 旋转：不超过 15 元/MWh
东北	东北	非供热期：不超过 1000 元/MWh	不超过 300 万/台次	电储能用户侧纯双边交易：100-200 元/MWh 抽水蓄能：利用小时数高于全国平均 0-100%， 此范围电量按 20 元/MWh 补偿；利用小时数高于全国平均 100-200%，此范围电量按 30 元/MWh 补偿；利用小时数高于全国平均 200%以上，此范围电量按 40 元/MWh 补偿 可中断负荷调峰：负荷侧与发电侧双边交易 100-200 元/MWh 黑启动：能力费水电机组 2 万元/月，火电机组 10 万元/月，使用费每台次 500 万元
华北	华北	总体不超过 950 元/MW·日		独立主体调峰业务：不超过 600 元/MWh
	河北	总体不超过 950 元/MW·日	小于 500 元/MWh	
	山西			
华中	湖南	火电：总体不超过 550 元/MWh 抽水蓄能小于 120 元/MWh 储能电站小于 200 元/MWh	不超过 140 万/台次	旋转：不超过 40 元/MWh
	河南	总体不超过 700 元/MWh	不超过 150 万/台次	
	湖北	总体不超过 600 元/MWh	燃煤机组不超过 2 万元/万千瓦 燃气机组不超过 1000 元/万千瓦	

资料来源：北极星新闻网，《我国电力辅助服务市场建设的现状与问题》袁家海等，光大证券研究所
注：以上补偿价格需参考对应阶梯条件

就目前各省市出台辅助服务规则来看，深度调峰、启停调峰以及储能三项辅助服务的落地情况较好，大部分省市均有相关补贴。

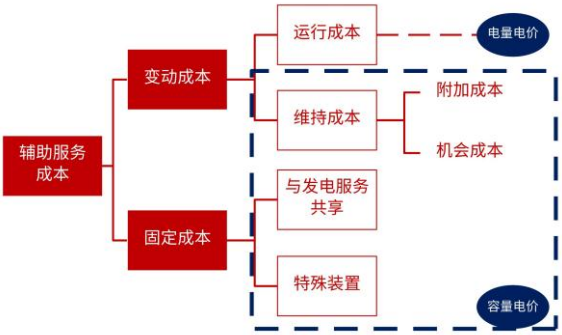
（三）容量电价成为辅助服务补偿另一出口

辅助服务的特征是提前预留容量并在被调用时产生电量，从成本来看，除固定成本和运行成本以外，维持某项辅助服务能力将导致机组在电量市场或其他辅助服务市场中获利机会的丧失，从而产生机会成本；另外，辅助服务预留容量导致发电运行成本的增加，例如机组提供旋转备用将导致其出力的下降和发电煤耗的上

升，因此产生附加成本。机组通过电量电价回收发电运行成本，而用容量电价补偿其提供辅助服务期间的机会成本和附加成本，从而保证火电业务的盈利能力。

“双碳”目标下新能源占比逐步提高，新型储能和抽水蓄能是提升发电容量充裕度、保障新型电力系统安全稳定运行的重要支撑。目前，针对抽水蓄能国家已经出台了容量电价机制，但对于发展空间更大的新型储能，却无法同等享受容量电价政策，面临不公平竞争、发展速度和质量严重受限等问题，未来仍有较大发展空间。由于投资规模大、回收周期长，容量电价是促进储能产业健康发展、提升储能电站综合效益的重要措施和手段。

图 34：容量电价与电量电价

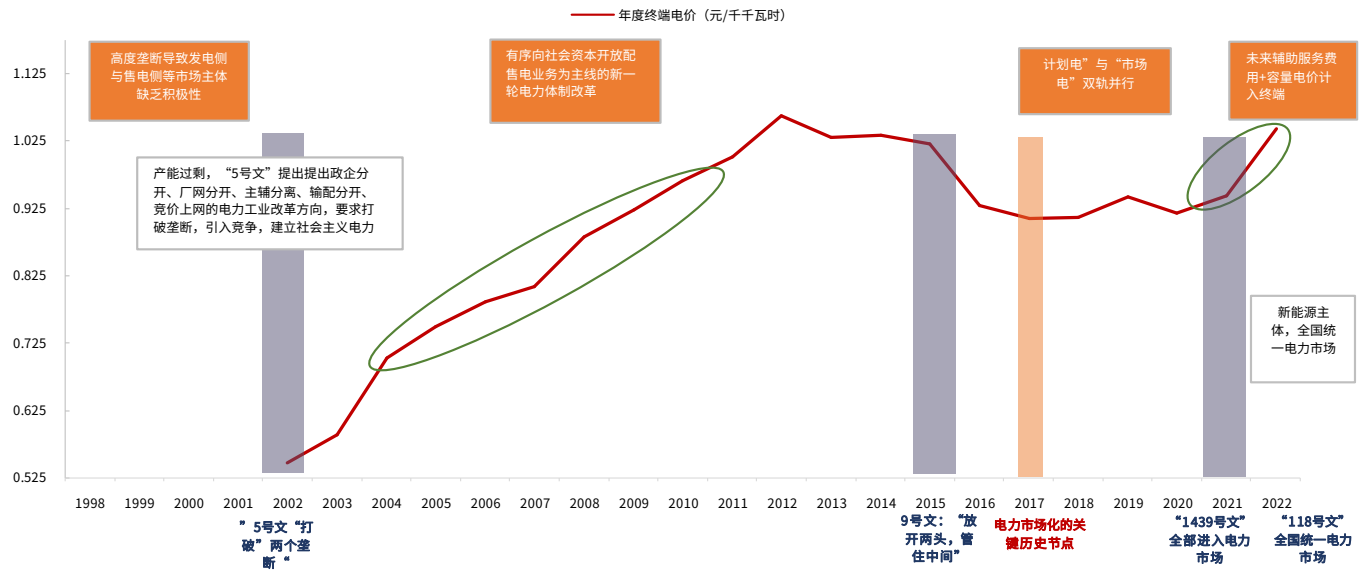


资料来源：国家电网，《图说电价》

山东为首个试点省份。2022 年 3 月，山东宣布 22 年 5 月 1 日起容量市场运行前，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，电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元（含税）。6 月，山东印发《关于 2022 年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知（征求意见稿）》，提出 2022 年 9 月份起，对可调节负荷试行基于峰荷责任法的容量补偿电价收取方式。

自 2002 年以来，我国电力市场体制改革经历了如下阶段，从“5 号文”初步打破垄断，到 2015 年“9 号文”、2021 年“1439 号文”逐步推进电力市场化，未来辅助服务费用与容量电价将计入终端电价。全国平均终端电价随着政策的推进而有所波动，市场化深入推进初期略有升高。

图 35：电力体制改革历程及对应终端电价（元/千瓦时），截至 2022 年 10 月



资料来源：Wind，光大证券研究所绘制
备注：全国平均终端电价=电力营业收入/全社会用电量总计

3.3、 火电装机核准由收紧走向放松，风光火储一体化成为新趋势

3.3.1、历史沿革，新核准火电装机量变动明显

2020 年前，火电核准不断收紧，装机量收缩

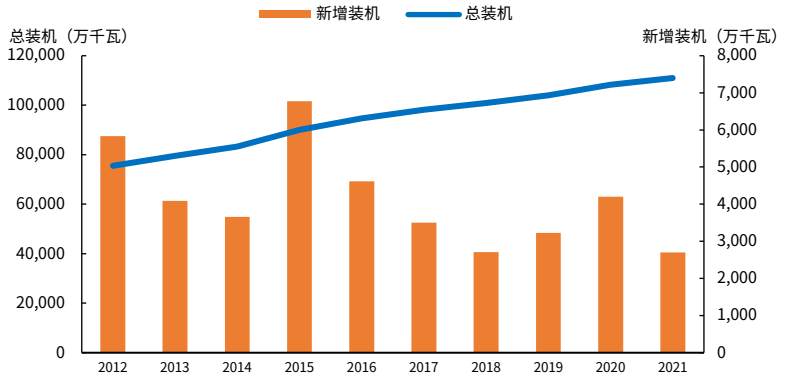
受环境保护要求和产能过剩影响，“十二五”至“十三五”期间我国火电新增装机放缓。2013 年为应对“雾霾”污染，国务院印发《大气污染防治行动计划》，要求严控“两高”行业新增产能。2016 年发改委、能源局印发《关于促进我国煤电有序发展的通知》，在全国用电量增速趋缓，电力供需总体宽松的背景下要求严控各地煤电新增规模。受此影响，“十二五”、“十三五”期间煤电新增装机同比分别下降 21.7%、19.3%。

表 6：“十二五”至“十三五”期间火电相关政策

时间	政策名称	相关内容
2013 年	《大气污染防治行动计划》	加快调整能源结构，增加清洁能源供应，到 2017 年煤炭占能源消费总量比重降低到 65%以下。
2014 年	《2014-2015 年节能减排低碳发展行动方案》	加强工业节能降碳，到 2015 年底万家企业实现 2.5 亿吨以上的标准煤节能量，加大各地区燃煤锅炉淘汰任务，2015 年底淘汰锅炉 20 万蒸吨以上。
2016 年 4 月	《关于促进我国煤电有序发展的通知》	严控煤电总量规模，提高了煤电核准门槛，取消不具备核准条件的项目，缓核、缓建电力盈余省份的项目，加大了监督管理和处理力度。
2016 年 11 月	《“十三五”控制温室气体排放工作方案》	加强碳排放指标控制，到 2020 年，能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内
2017 年 2 月	《2017 年能源工作指导意见》	按照清理违规、严控增量、淘汰落后的原则，到 2020 年煤电装机总规模控制在 11 亿千瓦以内，2017 年预计淘汰规模 400 万千瓦以上。
2018 年 8 月	《关于印发 2018 年各省（区、市）煤电超低排放和节能改造目标任务的通知》	加大力度推进煤电超低排放与节能改造工作，对于不能满足逼走魂要求的燃煤机组要加快实施改造，对不改造或改造后仍不达标的机组予以淘汰关停。

资料来源：中央人民政府网站，国家能源局

图 36：2012-2021 年我国煤电总装机容量和新增装机容量

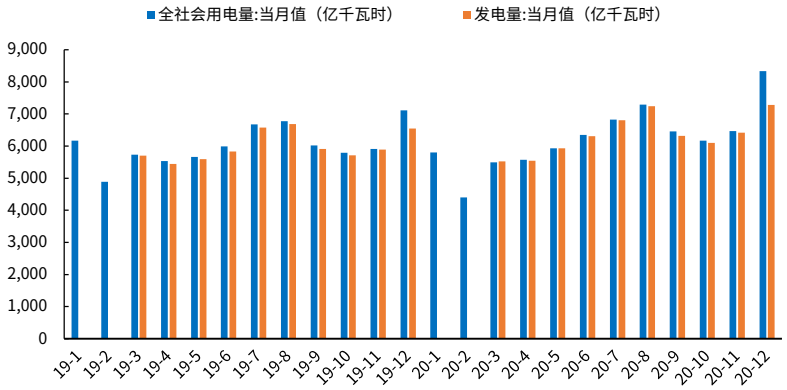


资料来源：中电联，光大证券研究所

社会电量供不应求，2020 年火电建设反弹

清洁能源替代火电仍有挑战，火力发电弥补电力缺口，新增装机量大幅上升。自“十三五”以来，电力缺口始终存在，虽然风电、光伏新型发电类型装机量保持着较快的增长，但是电力需求的增长远超新增清洁能源电力的供应能力，电力缺口仍需火电弥补。根据 EMBER 智库《2021 全球电力评论》，2020 年中国电力需求增长了 4%，这其中，有三分之一是通过新增风能和太阳能发电来满足的，另外三分之一由水能、核能和生物能来满足，剩下的部分由煤电来满足。同时，在“新基建”和“六稳”要求下，火电新增装机有所反弹，当年我国新增火电装机量为 5660 万千瓦，占当年新增装机比重的 29.57%。

图 37：2019-2020 年部分月份我国全社会用电量与发电量比较

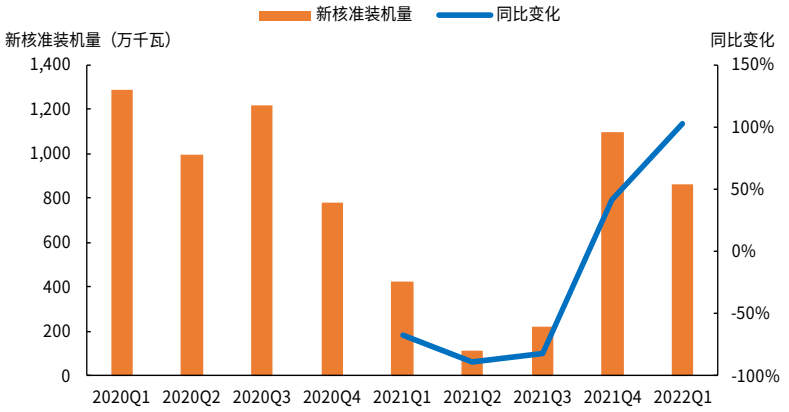


资料来源：Wind，光大证券研究所
备注：当年 1 月及 2 月发电量数据未披露

2021 前三季度，火电核准量因政策持续紧收

2021 年我国公开宣布“严控煤电项目”，前三季度火电核准进一步收紧。2020 年，国家主席习近平在第 75 届联大提出“双碳目标”，不久又在气候雄心峰会上确立 2030 年清洁转型的具体目标。2021 年地球日的“领导人气候峰会”上，习近平主席发表讲话，宣布中国将“严控煤电项目”。受此影响，2021 年第二、第三季度火电核准装机同比下降均超过 80%，2021 全年核准装机容量较 2020 年下降 55.66%。

图 38：2020Q1-2022Q1 年我国煤电新核准装机容量及同比变化

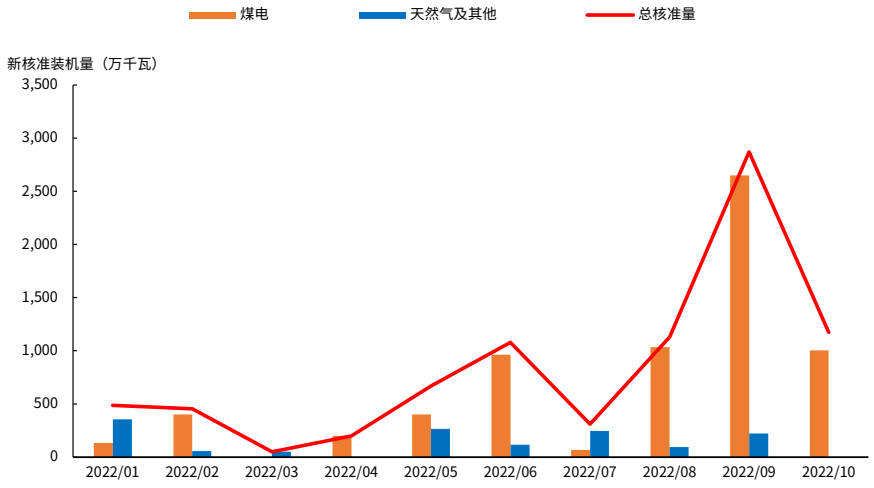


资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所

2021 年 12 月以来核准量显著增加

2021 年秋季限电后，安全保供需求促使煤电核准量显著增加。受拉闸限电情况影响，2021 年末火电审批重新放开，2021Q4 获得核准的煤电项目同比增长了 41%，12 月一个月内获得核准的煤电装机（1,008 万千瓦）超过了 1-11 月的总和。2022 年延续这一趋势，根据我们的统计 1-10 月新核准火电项目 8421.2 万千瓦，同比增长 959.94%，其中煤电 6850 万千瓦。**新核准的燃煤发电项目大半为非热电联产项目，主要用以填补电力供应缺口。**

图 39：2022 年 1-10 月我国新核准火电装机情况



资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所

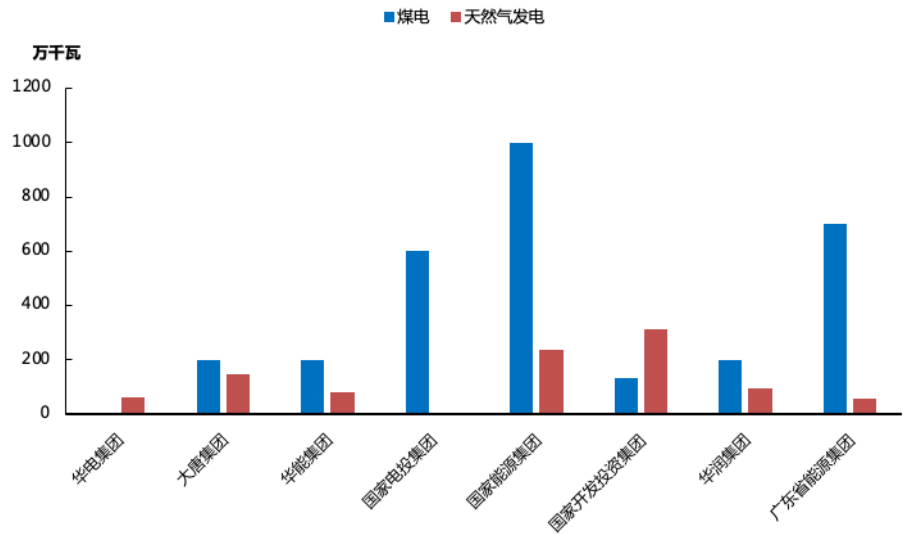
新核准煤电项目中，五大发电集团占据主力。2022 年 1-10 月，五大能源集团共 2685 万千瓦火电项目获得核准，占总核准装机的 31.88%。另外，国家开发投资集团、华润集团、广东省能源集团分别有 291 万千瓦、294 万千瓦、758 万千瓦火电项目获得核准。

表 7：2022 年 1-10 月主要运营商部分新核准火电项目情况（单位：万千瓦）

控股集团	上市公司	项目名称	装机容量	类别
华电集团	华电国际	广东华电鹤山燃机热电项目	23	天然气发电
		四川华电内江白马燃机示范项目 2 号机组	40	天然气发电
大唐集团	华银电力	大唐华银株洲 2×100 万千瓦扩能升级改造项目	200	煤电
		大唐金华天然气发电项目	147	天然气发电
华能集团	华能国际	华能海门电厂 5、6 号机组项目（汕头电厂迁建）	200	煤电
		华能彭州燃机项目	80	天然气发电
国家电投集团		国家电投上饶 2×1000MW 级超超临界机组项目	200	煤电
		国家电投通辽智慧热电联产机组项目	70	煤电
		盐池县高沙窝工业园区热电联产项目	未披露	煤电
		江西上饶发电厂 2×1000MW 超超临界机组新建工程	200	煤电
		白音华坑口电厂 2×66 万千瓦超超临界机组新建工程项目	132	煤电
国家能源集团	中国神华	江西神华九江发电公司 2 台 1000 兆瓦二期扩建工程项目	200	煤电
		国能清远电厂二期 2×1000MW 扩建工程项目	200	煤电
		国能（福州）热电有限公司二期热电联产工程	132	煤电
		国能神福（晋江）热电有限公司 1×50MW 热电联产机组扩建工程	5	煤电
		宁夏电力六盘山电厂 2×1000MW 机组扩建工程	200	煤电
		国家能源集团 2×400 兆瓦级天然气发电项目	80	天然气发电
		国能安吉梅溪 2×9H 级燃机新建工程项目	156	天然气发电
		贵州六盘水市大湾 2×660MW 低热值（CFB）煤电项目	132	煤电
		国家能源集团定州电厂三期项目	132	煤电
		国家能源集团浙江公司安吉梅溪 2×9H 级燃机新建项目	156	天然气发电
国家开发投资集团	国投电力	国投吉能 2×745MW 级燃气发电项目	159	天然气发电
		国投钦州电厂三期 3、4 号机组项目	132	煤电
华润集团	华润电力	华润电力东莞大朗天然气发电项目	94	天然气发电
		华润电力浙江公司温州电厂 3#机	100	煤电
		华润电力蒲圻三期 5 号机 1×1000MW 项目	100	煤电
广东省能源集团 粤电力 A		茂名市天然气热电联产保障电源项目	58	天然气发电
		广东粤电大埔电厂二期工程项目	200	煤电
		茂名博贺电厂 3 号机组项目	100	煤电
		博贺电厂 3、4 号 2×1000MW 机组工程项目	200	煤电
		广东粤电惠来电厂 5、6 号机组扩建工程项目	200	煤电

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所

图 40：2022 年 1-10 月主要火电运营商新核准火电装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，光大证券研究所

3.3.2、新能源时代赋予新机遇，风光火储一体化成新趋势

风光发电，需要火电提供辅助服务

“风光水火储一体化”是构建现代能源体系的重要方向，为传统火电带来新的参与模式。“风光水火储一体化”中火电主要发挥调节作用，而利用风电、光伏等清洁能源进行发电，从而达到减排和环保的目的。2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》指出运用多能互补的方法提升能源利用率和电力系统运行效率；2022 年 5 月，国家能源局、科技部印发《“十四五”能源领域科技创新规划》进一步指出，“源网荷储一体化”和“风光水火储一体化”是构建新型电力系统和现代能源体系的关键技术、主要路径和举措，面临着机遇与挑战。

表 8：推进火电参与新能源发电的部分政策

时间	相关政策	内容概述
2020 年 4 月	《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》	优先开发当地分散式和分布式可再生能源资源,大力推进分布式可再生电力、热力、燃气等在用户侧直接就近利用结合储能 、氢能等新技术，提升可再生能源在区域能源供应中的比重。
2021 年 2 月	《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》	明确提出了“多能互补实施路径”、“推进多能互补，提升可再生能源消纳水平”。
2022 年 3 月	《“十四五”现代能源体系规划》	提出“积极推进多能互补的清洁能源基地建设，科学优化电源规模配比，优先利用存量常规电源实施‘风光水（储）’‘风光火（储）’等多能互补工程”。
2022 年 5 月	《“十四五”能源领域科技创新规划》	将“源网荷储一体化和风光火（储）、风光水（储）、风光储一体化规划与集成设计研究”作为重要研究课题。

资料来源：中央人民政府网站，国家能源局，光大证券研究所

“风光火储一体化”项目，正在稳步推进

风光火储势在必行，加快构建一体化体系。2021 年以来，我国已陆续推动甘肃陇东、新疆哈密等“风光火储”一体化的建设项目，正积极开拓宁夏、蒙西等地区的综合能源基地规划建设，国家能源局在《关于政协十三届全国委员会第五次会议第 02984 号（经济发展类 196 号）提案答复的函》中表示，**会继续完善电力源网荷储一体化和多能互补相关政策机制，继续指导各地有序推进项目建设。**2022 年 1-9 月，签约、开工的“风光火储一体化”项目的装机规模达到 834 万千瓦，远超 2021 年签约、开工的“风光火储一体化”项目装机规模水平。

表 9：2021-2022 年 9 月签约、开工的“风光火储一体化”项目

项目	开工（签约）日期	装机规模（MW）	项目公司
晋北风光火储一体化示范项目	2021/1/5	未披露	华能集团
风光火储一体化	2021/2/5	1958	中国能建
阳泉至京津风光水火一体化外送项目	2021/3/11	1800	山西国际能源
风光火储一体化示范项目	2021/12/21	1200	国家能源集团
贵州清水江水火风光储一体化综合能源基地(一期)项目	2022/1/5	200	华润集团
风光水火储+一体化综合能源基地项目	2022/1/7	未披露	中国能源建设集团湖南火电建设有限公司
中国华电乌鲁木齐 100 万千瓦风光电基地项目	2022/3/18	1000	中国华电集团有限公司
京能查干淖尔风光火储氢一体化示范项目配套氢能项目	2022/4/15	800	京能集团
“风光火储”多能互补一体化项目	2022/5/19	1320	中煤新集能源有限公司
辽宁葫芦岛风光火（储）一体化项目	2022/6/7	1700	国能（绥中）发电有限责任公司
盘江“风光火储”多能互补一体化项目	2022/8/30	1320	贵州盘江煤电集团有限责任公司
国信盐城滨海港高效清洁煤电项目	2022/9/26	2000	江苏国信股份有限公司、国家电投协鑫滨海发电有限公司、盐城市国能投资有限公司

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所

我国多省份的“十四五”规划中都对“风光火储一体化”项目或基地建设提出相关远景目标。坚持大力提升新能源消纳和储存能力，大力发展抽水蓄能和储能产业，加快推进“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”发展。

表 10：不同省份“十四五”规划“风光火储一体化”项目目标

省份	“十四五”规划目标
陕西省	加快陕北风光储氢多能融合示范基地建设。高水平建设榆林国家级能源革命创新示范区和延安综合能源基地，推进能源技术融合创新和产业化示范，着力构建万亿级能源化工产业集群，打造世界一流的高端能源化工基地。
青海省	打造国家清洁能源产业高地。建成国家清洁能源示范省，发展光伏、风电、光热、地热等新能源，建设多能互补清洁能源示范基地。
广东省	广东广州发布推进新型基础设施建设方案（2020—2022 年），开展风光储一体化等新能源微电网技术研发，推动南沙建设“风、光、岩、燃、热、储、荷” 多位一体的微能源网示范工程。
宁夏	优化新增新能源区域储能开发模式，因地制宜采用“光储”“风储”“风光储”等一体化开发模式规划布局新能源。
内蒙古	推广新能源+储能+局域电网供电模式，以源网荷储一体化方式满足需求缺口。建成乌兰察布和通辽两个一体化项目，再谋划一批源网荷储项目，打造国家最先进的能源综合利用示范基地。

资料来源：各省政府网站，光大证券研究所

3.4、 “十四五”电价、装机具备空间，火电盈利季节性属性显著

3.4.1、非化石能源将快速发展：核电水电稳步推进，风电光伏发展景气

核电水电有序开发，装机稳步增长

根据国家能源局《“十四五”现代能源体系规划》，因地制宜开发水电，积极有序开发核电。核电与传统水电模式相似，建设周期长，前期投资巨大，但投入运营之后，运营成本较低，发电相对风光更为稳定，在我国低碳能源中与风光协同互补。

由于核电、水电建设周期较长，“十四五”机组投产规模较为明确。核电与传统水电前期投资期一般长达 5 到 10 年，因此“十四五”期间投产项目基本为 2021 年以前开工项目，我们预计到 2025 年核电装机规模达到 6,841 万千瓦，相较 2021 年增长 1,493 万千瓦；常规水电装机规模达到 37,899 万千瓦，相较 2021 年增长 2,444 万千瓦。

表 11：“十四五”水电规划情况

河流	“十四五”开工项目	“十四五”投产项目
澜沧江	如美、邦多、古水、古学	托巴
金沙江	巴塘、岗托、波罗、昌波、旭龙、奔子栏、龙盘、两家人	乌东德、白鹤滩、苏洼龙、叶巴滩、巴塘
雅砻江	卡拉、孟地沟、牙根二级、楞古	杨房沟、两河口
大渡河	丹巴、安宁、巴底、枕头坝二级、沙坪一级、老鹰岩一级、老鹰岩二级	金川、双江口、硬岩包
黄河	茨哈峡、宁木特	玛尔挡、羊曲
雅江中游		大古、街需、加查

资料来源：水电水利规划设计总院《“十四五”水电开发形势分析、预测与对策措施》

表 12：“十四五”核电已投产及预计投产项目

机组名称	堆型	装机容量(MW)
防城港 3、4 号	华龙一号	1180×2
国核示范工程 1、2 号	CAP1400	1534×2
三澳 1 号	华龙一号	1210
太平岭 1、2 号	华龙一号	1202×2
霞浦示范快堆 1、2 号	CER600	600×2
福清 5、6 号	华龙一号	1161×2
田湾 6 号	CNP1000	1118
红沿河 5、6 号	ACPR1000	1118×2
石岛湾 1 号	THE-PM	211
漳州 1、2 号	华龙一号	1212×2

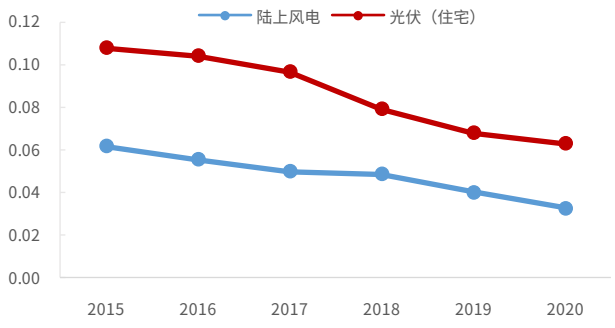
资料来源：WNA，光大证券研究所整理

除传统水电外，为满足调节电源需求，我国还将推进抽水蓄能快速发展。按国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划 2021-2035 年》规划，到 2025 年抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上。根据水电水利规划设计总院《抽水蓄能产业发展报告》，预计 2022 年投产规模为 900 万千瓦左右。

各省确定风光装机规划，“十四五”风光新增规划装机超过 700GW

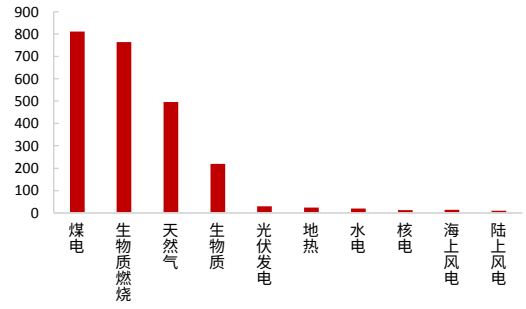
机组经济性逐渐提高，《“十四五”现代能源体系规划》将风光发电放在能源低碳转型的第一位。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）报告，我国风电与光电的度电成本近年来逐年下降，陆上风电由 2015 年 0.062 美元/千瓦时降至 2020 年 0.033 美元/千瓦时，光伏由 2015 年 0.108 美元/千瓦时降至 2020 年 0.063 美元/千瓦时，均低于燃煤电价 0.056-0.076 美元/千瓦时，在电力市场已具备一定竞争力。同时光伏发电与风电的全周期碳排放分别为 30、10 克二氧化碳/千瓦时，为助力实现双碳目标的重要能源。

图 41：中国 2015 年-2020 年陆上风电与光伏度电成本（美元/千瓦时）



资料来源：wind，光大证券研究所

图 42：各能源全周期碳排放（克 CO2/千瓦时）



资料来源：IPCC，光大证券研究所

截至 2022 年 9 月，各省已基本确定风电与光伏的“十四五”装机规划，按照规划 2025 年风光装机新增有望接近 800GW。

表 13：“十四五”风电、光伏规划情况

省份	“十四五”风电新增装机（万千瓦）	“十四五”光伏新增装机（万千瓦）
福建省	410	300
四川省	600	1000
重庆市	新增可再生能源装机 205 万千瓦	
贵州省	500	2043
云南省	新增风光装机 2590 万千瓦	
西藏自治区	/	870
甘肃省	2480	3200
青海省	800	3000
宁夏回族自治区	450	1400
辽宁省	新增风光装机 2300 万千瓦	
吉林省	1623	462
黑龙江省	1000	550
广东省	2000	2000
广西壮族自治区	1500	1300
海南省	新增可再生能源装机 500 万千瓦	
河南省	1000	1000
湖北省	500	1500
江西省	200	1600
陕西省	新增可再生能源装机 4500 万千瓦	
上海市	180	270
江苏省	1100	1000
浙江省	450	1300
山东省	766	3428
北京市	11	70
天津市	110	400
河北省	2026	3210
内蒙古自治区	5115	3262
新疆维吾尔自治区	新增可再生能源装机 4900 万千瓦	
湖南省	531	909
安徽省	388	1430
山西省	1000	3700
合计	78944	

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所整理

3.4.2、化石能源发挥支撑调节作用

为填补电力供应缺口，煤电装机增长显著

受到 2021Q3 限电影响，煤电装机有所增长。受低碳政策与产能过剩影响，“十二五”、“十三五”时期火电装机增速放缓，期间煤电新增装机同比分别下降 21.7%、19.3%。2021 年秋限电后，为了保障电力调峰填补供电缺口，煤电审批显著增长，至 2022 年 10 月仍延续此趋势。根据我们的统计 2022 年 1-10 月新核准火电项目 8421.2 万千瓦，同比增长 959.94%，其中煤电 6850 万千瓦。

“十四五”燃煤装机适当增长，以辅助风光调频调峰。2022 年 1-10 月，新核准的燃煤发电项目大半为非热电联产项目，以填补电力供应缺口。随着风光发电占比增大电网调峰需求同时增大，“十四五”期间燃煤发电机组作为辅助电力调节

仍将适当增长，假设煤电装机依旧延续 2022 年审批趋势，2022 年-2025 年期间装机年均增长 4,800 万千瓦，我们预计到 2025 年燃煤发电装机规模将达到 13 亿千瓦。

天然气发电处于较低水平，未来发展可期

2021 年天然气发电量仅占总发电量的 3 %，装机增量空间较大。天然气发电在化石能源发电中碳排放相对较低，且同时具备可靠灵活、可调频调峰的优势，可作为“碳中和”重要的过渡能源。2021 年我国天然气发电量占总发电量比为 3%，远低于全球占比 22.9%。目前我国天然气发电增长较快，2022 年 1-8 月我国新核准天然气发电装机为 1070 万千瓦，根据中电联预计，到 2025 年中国天然气发电装机规模将达到 1.5 亿千瓦。

表 14：2022 年 1-8 月燃气发电核准

项目	装机规模（MW）	机组类型
惠州丰达电厂二期 2 号机组	460	（F 级）天然气发电机组
天然气热电联产项目	920	改进型燃气-蒸汽联合循环热电联产机组
深燃热电改扩建项目	470	9F 级燃气蒸汽联合循环机组
四川华电内江白马燃机示范项目 2 号机组	400	燃气—蒸汽联合循环机组
无锡西区燃气热电有限公司二期扩建项目	450	燃气—蒸汽联合循环调峰兼顾供热发电机组
国家能源集团 2×400 兆瓦级天然气发电项目	800	燃气-蒸汽联合循环机组
广州发展增城旺隆气电替代工程项目	920	9F 改进型燃气蒸汽联合循环机组
广东华电鹤山燃机热电项目	230	燃气-蒸汽联合循环机组
国投吉能 2×745MW 级燃气发电项目	1590	燃机联合循环机组
茂名市天然气热电联产保障电源项目	580	改进型燃气蒸汽联合循环热电联产机组
广东粤电大埔电厂二期工程	2000	高效超超临界二次再热燃煤发电机组
华润电力东莞大朗天然气发电项目	940	燃气-蒸汽联合循环发电机组
华润电力东莞大朗天然气发电项目	940	燃气-蒸汽联合循环调峰发电机组

资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所整理

3.4.3、预计“十四五”风光发电量占比进一步提升，火电发电量与利用小时数下降

我们进一步对“十四五”全国能源进行测算，假设风电、光伏 2025 年装机规模分别达到 609GW、715GW，平均利用小时数按照平均历史数据分别为 1800、1000 小时，预计 2025 年风光发电量达到 18,116 亿千瓦时，占总发电量 17.9%，相比 2021 年增长 4.5pct。**由于风电光伏发电量增速高于全社会用电量增速，将进一步挤压燃煤机组发电量与利用小时数，我们预计燃煤发电量占比逐年下降，**由 2021 年占总发电量的 60%下降到 2025 年的 53.4%，对应利用小时数由 2021 年的 4,544 小时，**至 2025 年下降到 4,151 小时。**

表 15：“十四五”全国各类能源发电预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全社会用电量（亿千瓦时）	83,128	87,284	91,649	96,231	101,043
装机容量（万千瓦）					
核电	5,465	5,812	5,872	6,419	6,841
常规水电	35,455	36,666	36,716	37,380	37,899
抽水蓄能	3,639	4,539	5,099	5,659	6,219
燃煤发电	**110,962**	**115,762**	**120,562**	**125,362**	**130,162**
天然气	10,894	11,894	12,894	13,894	14,894
风电	32,848	38,268	44,678	52,161	60,898
光伏	30,656	37,707	46,681	57,791	71,546
生物质能	3,798	4,368	4,938	5,508	6,078
发电量（亿千瓦时）					
核电	4,071	4,373	4,462	4,927	5,303
常规水电	13,009	13,933	13,952	14,204	14,402
抽水蓄能	390	499	561	622	684
燃煤发电	**50,426**	**50,944**	**52,542**	**53,343**	**54,026**
天然气	2,871	3,092	3,352	3,612	3,872
风电	6,556	6,888	8,042	9,389	10,962
光伏	3,270	3,771	4,668	5,779	7,155
生物质能	1,637	2,184	2,469	2,754	3,039
利用小时数					
核电	7,450	7,524	7,599	7,675	7,752
常规水电	3,669	3,800	3,800	3,800	3,800
抽水蓄能	1,072	1,100	1,100	1,100	1,100
燃煤发电	**4,544**	**4,401**	**4,358**	**4,255**	**4,151**
天然气	2,635	2,600	2,600	2,600	2,600
风电	1,996	1,800	1,800	1,800	1,800
光伏	1,067	1,000	1,000	1,000	1,000
生物质能	4,310	5,000	5,000	5,000	5,000

资料来源：中电联，光大证券研究所测算

备注：根据中电联预计 2022 年全社会用电量增速在 5%-6%之间，我们假设 2022-2025 年全社会用电增速维持 5%。根据中国宏观经济研究院《新形势下生物质能助推能源转型发展》截至 2021 年底，我国生物质能开发利用总量约 7500 万吨标准煤，其中，生物质发电，总装机达 3798 万千瓦，发电量为 1637 亿千瓦时，提供了相当于 5000 万吨标准煤的绿色电力。预计到 2025 年，生物质能利用量约达 1.2 亿吨标准煤。1.2 亿吨标准煤利用量线性外推，预计生物质发电装机将达到 6,078 万千瓦。 我们假设核电 2022-2025 年利用小时数增速均为 2%。

3.4.4、2023 年火电盈利有望修复，季节性特征显著

我们测算 100 万千瓦火电机组盈利水平， 假设：

售电收入：上网电价为江苏省燃煤发电基准上网电价（0.391 元/千瓦时）上浮 20%，对应上网电价为 0.417 元/千瓦时；2021 年火电平均利用小时数为 4448 小时，对应 100 万千瓦发电机组发电量为 44.48 亿千瓦时。

售电成本：其中燃料成本中煤炭成本参考 CCTD5500 大卡综合交易价 786 元/吨，发电煤耗 301.4 克/千瓦时，运费占比 10%；**折旧成本中**假设火电单位造价 3500 元/千瓦，折旧年限 20 年。

其他：期间费用率 6%，所得税 25%。

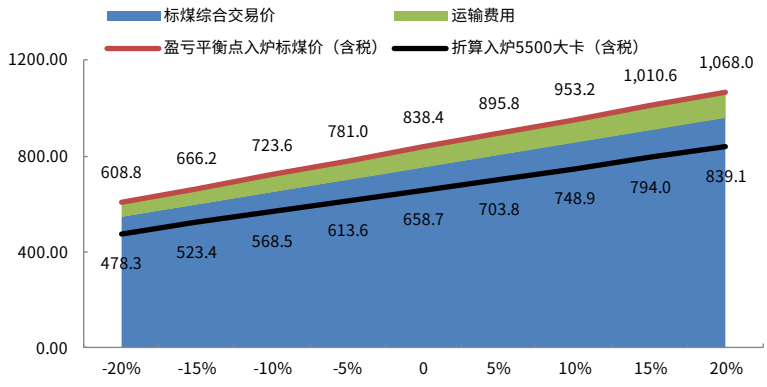
表 16：100 万千瓦火电机组盈利测算

输出参数	单位	数值
发电量	亿千瓦时	44.48
上网电量	亿千瓦时	41.94
售电收入	万元	154,614
售电成本	万元	168,983
其中：燃料成本	万元	139,114
年平均折旧	万元	17,500
其他成本	万元	12,369
售电毛利	万元	-14,369
售电毛利率	%	-9.29
度电毛利	元/千瓦时	-0.034
期间费用	万元	9,277
利润总额	万元	-23,646
应缴所得税	万元	-5,912
净利润	万元	-17,735
度电利润	元/千瓦时	-0.042

资料来源：北极星新闻网，中电联，光大证券研究所整理

基于上述场景测算当下火电机组盈利能力仍有压力，最主要的原因是上游成本仍高居不下。我们对上述火电机组盈亏平衡点入炉标煤价（含税）做敏感性分析，在上网电价浮动 20%背景下，折算入炉 5500 大卡（含税）为 839 元/吨，高于发改委规定的秦皇岛港下水煤(5500 千卡)中长期交易价格每吨 570-770 元(含税)。随着火电长协煤占比不断提升，2023 年火电盈利有望迎来明显拐点。

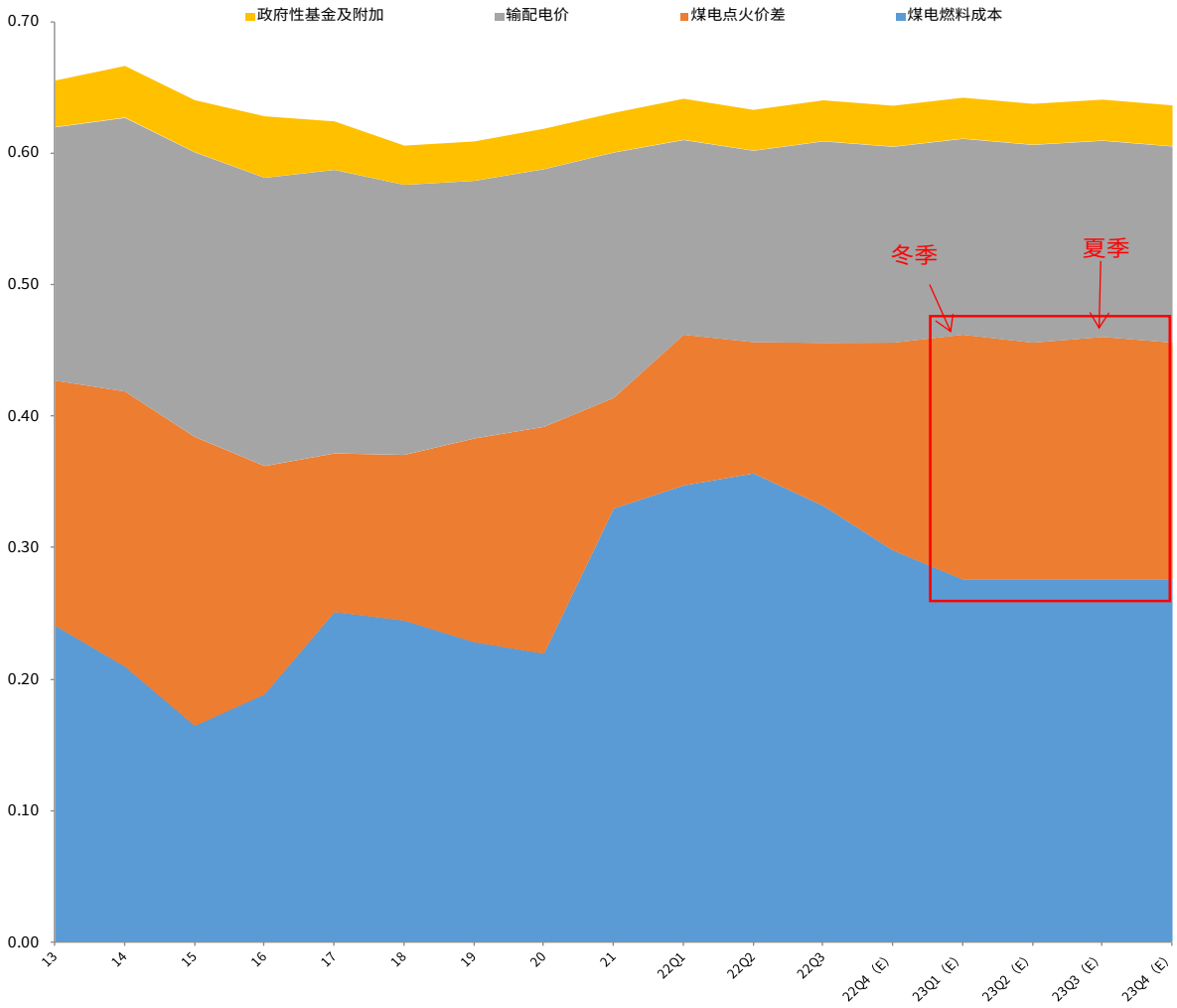
图 43：火电机组盈亏平衡点（元/吨）



资料来源：CCTD 中国煤炭市场网，Wind，光大证券研究所测算

成本端趋向平稳，收入端呈现强季节性特征。火电动力煤政策不断推进，未来动力煤成本端有望趋于平稳。夏（6 月、7 月、8 月）、冬（12 月、1 月、2 月）为用电高峰，上网电价在 Q1、Q3 呈现较高水平。因此我们认为未来火电盈利能力将出现强季节性特征，火电在 Q1、Q3 具备更高盈利能力。

图 44：火电产业链成本及价格情况（元/千瓦时）



资料来源：Wind，各地区电力交易平台，CCTD 中国煤炭市场网，光大证券研究所预测

4、 投资建议

从供需角度来看，需求方面，目前房地产新开工、施工、竣工面积均处于底部运行，2023 年能否反弹具有一定的不确定性，但进一步下行概率不大；水电具有“大小年”的特征，2022 年下半年水电出力较差，预计 2023 年水电出力将优于 2022 年下半年；在财政偏紧、海外局势动荡的情况下，预计 2023 年基建、出口对煤炭需求的支撑将会偏弱。而供应方面，保供政策仍持续，预计 2023 年煤炭供给仍将增长，类似 2021 年三、四季度煤炭紧缺的现象难以再现。

2022 年以来，煤炭长协合同的占比较往年有了历史性的提升，未来长协煤“压舱石”的作用将凸显，预计煤炭价格逐渐趋稳运行。当前煤价水平下，以长协为主的大型动力煤企业盈利较前几年有巨大提升，且未来动力煤长协价格的变动幅度有限，盈利水平有望维持，估值仍有抬升空间，**建议关注盈利稳定、高分红的煤炭龙头中国神华以及稳中求进的陕西动力煤龙头陕西煤业。**

表 17：上市动力煤企业前三季度盈利情况（亿元）

代码	公司名称	2022Q1-Q3 归母净利润	同比	年化 PE	PB	总市值
601088.SH	中国神华	591.3	45.1%	6.8	1.4	5335
601225.SH	陕西煤业	283.1	98.5%	4.8	1.8	1810
600188.SH	兖矿能源	271.3	135.2%	4.1	2.2	1473
601898.SH	中煤能源	193.3	63.0%	4.1	0.9	1047
600348.SH	华阳股份	49.6	116.4%	5.4	1.5	357
600546.SH	山煤国际	53.9	207.4%	4.2	2.2	300
601001.SH	晋控煤业	33.8	30.3%	4.6	1.4	206
002128.SZ	电投能源	32.6	13.4%	5.5	1.1	241
601918.SH	新集能源	18.4	1.3%	4.5	1.0	110
600403.SH	大有能源	13.7	153.5%	6.2	1.5	113
600508.SH	上海能源	21.2	240.2%	3.7	0.8	106
601101.SH	昊华能源	15.3	18.7%	4.5	0.9	91
600971.SH	恒源煤电	16.1	97.7%	4.1	0.8	87
000552.SZ	靖远煤电	7.1	52.9%	8.4	0.9	80
600121.SH	郑州煤电	0.6	扭亏为盈	83.6	3.7	62
600758.SH	辽宁能源	2.1	2750.7%	17.7	0.9	51

资料来源：Wind，光大证券研究所，总市值、股价为 2022 年 12 月 28 日数据，净资产使用最新报告期（2022 年三季报）数据

火电板块仍处于市场认知期，总体趋势向上，建议关注电力运营商头部企业。火电板块处于市场认知期，目前火电板块仍未充分反映我们预期的这种重估。未来板块整体走势我们认为是“进三退二”的规律，但股价和估值中枢逐级向上，我们更强调行业β投资机会。**建议关注电力运营商头部企业：华能国际、华电国际、国电电力。**

5、 风险分析

煤炭行业：

政府调控煤价：政府可能对大宗商品进一步调控，不利于煤炭价格维持较高水平。

经济增速大幅下滑：若经济增速大幅下滑，煤炭需求将显著下降。海外煤炭价格大幅下跌的风险：如果俄乌冲突迅速结束，且欧美对俄罗斯的制裁力度减弱，可能造成俄罗斯天然气出口量大增，使得海外煤炭价格大幅下跌。

在建矿井进度超预期：若在建矿井产能迅速释放，煤炭供需可能有平衡转向过剩。

电力行业：

电力改革进度低于预期：容量电价补偿火电运营商火电机组建设成本，以此保障火电运营商发电利益，维持火电运营商火电灵活性改造以及火电机组建设的积极性。目前仅在山东试点，行业改革进度低于预期将降低火电运营商火电机组建设意愿。辅助服务提升火电企业营利性，行业改革进度低于预期将降低火电运营商火电机组提供辅助服务意愿。

煤炭价格大幅上涨的风险：燃料成本是火电业务主要营业支出，煤炭价格大幅上涨一方面将大幅压制火电盈利能力，另一方面也将降低火电运营商发电意愿，不利于促进电网稳定。

6、 附录

表 18：不同电力类型的定价方式

电力类型	定价机制	适用范围	公式与具体方法
水电	成本加成电价“一厂一价”	2001 年 4 月前已投产水电站 2004 年及以后所有省市未公布标杆电价的中小型水电站	成本+利润+税费 按发电项目经营期核定平均上网电价，经营期期限按项目经济寿命周期确定，水电企业一般为 30 年。
	标杆电价	2004 年及以后公开标杆电价的中小型、非跨省送电的水电站	国家在经营期电价的基础上，对新建发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价政策。 2014 年 2 月 1 日后，各省水电标杆上网电价以本省省级电网企业平均购电价格为基础。
	落地端倒减电价	2014 年 2 月 1 日后所有新建的跨省、跨区域送电的水电站	（落地电价-输电电价）*（1-线损率） 跨省输电价格由国家发展改革委核定，跨区域电网输电价格由国家能源局审核，报国家发展改革委核准，受电地区落地价参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。
	市场化电价	部分跨省、跨区域送电的水电站	基准价+上下浮动
煤电	市场化电价	全部燃煤发电电量	基准价+上下浮动 基准价：对标各地含脱硫、脱硝、除尘电价的现行标杆电价 上下浮动：原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制
核电	标杆电价	二代机组	二代核电机组电价=核电 0.43 元/千瓦时标杆电价和当地火电电价孰低
	一厂一价	三代机组	广东台山核电电价 0.4350 元/千瓦时 浙江三门核电电价 0.4203 元/千瓦时 山东海阳核电电价 0.4151 元/千瓦时
	市场化电价	部分核电发电电量	基准价+上下浮动
气电	单一制电价	北京、天津、广东、福建、山西、湖南、湖北、重庆、海南等省份	标杆电价/“一厂一价”的上网电价 天然气发电上网电价最高不得比当地燃煤发电上网标杆电价或当地电网企业平均购电价格高出 0.35 元/kWh。
	两部制电价	江苏、浙江、上海、河南、河北、广西等省份	气电上网电价=容量电价（固定）+电量电价（变动） 电量电价=现行电价+天然气平均调价幅度+税收调整因子/发电气耗
绿电	市场化电价	无补贴新能源优先交易；带补贴新能源自愿交易	绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和环境价值。 绿色电力交易试点初期，按照平稳起步的原则，可参考绿色电力产品供需情况合理设置交易价格上、下限，待市场成熟后逐步取消。

资料来源：国家发改委，上海市发改委，北京电力交易中心，浙江省《关于完善小水电上网电价政策有关事项的通知》，广东省《关于调整小水电上网电价最低保护价标准的通知》，湖北省《关于完善水电上网电价政策有关事项的通知》，光大证券研究所整理

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

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，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海
静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京
西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳
福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港
中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国
Everbright Securities(UK) Company Limited
64 Cannon Street，London，United Kingdom EC4N 6AE