西南证券 SOUTHWEST SECURITIES

公用事业行业2023年投资策略

觅火追光，静待破晓

西南证券研究发展中心
公用事业&环保研究团队
2023年1月

核 心 观 点

回顾2022年，双碳背景下发电结构正不断变化，火电占比下降，绿电占比逐步提升。但年内用电的区域性、季节性矛盾越发显著，叠加极端高温干旱天气影响，电力供需紧张形势加剧，火电担起保供重任。此外，年内动力煤、光伏上游价格表现强势，临近年底，煤价有所下行，光伏上游大幅降价，或迎来机遇。展望2023年，动力煤、光伏上游供需有望继续改善，政策端如火电保供、电力市场化改革、电力辅助服务和容量电价补偿等政策有望加速推出，电力板块或将迎来业绩改善。

- **火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光。**于运营商而言，用煤成本、光伏成本、电价三方面有望在2023年持续改善，支撑火电盈利修复，获得新生。于设备商而言，保供背景下，电力保障强化煤电保供地位，煤电核准节奏开始提速，截至22年12月24日，我国煤电新增核准73.3GW，开工54.8GW。22年1-11月火电投资同比增加38.3%，增速较2021年提升16.8pp，火电投资额拐点已现，也刺激相关主机设备需求增加，单机价值逐步走高，利好设备商。
- **光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇。**从光伏发电行业上游来看，12月以来，多晶硅料、硅片、电池片和组件价格均呈大幅下降趋势。光伏上游降价对EPC和运营商而言均有利：**1）**初始投资成本会下降，进而带来项目IRR及利润提升，利好运营商（项目IRR角度而言，在不考虑其他条件时，光伏组件价格每下降0.05元/W，项目IRR提高0.3%）；**2）**可开工的项目数量会增加，进而带来装机量的增加，利好EPC和运营商。
- **水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划。**今年入夏长江上游地区持续高温干旱是导致水电汛期来水严重偏枯的主要原因。“十四五”时期抽水蓄能将进入快速发展赛道，截至22年8月底，“十四五”期间核准的抽水蓄能电站已达3050万千瓦，据各省报告，“十四五”基本具备核准条件的抽蓄工程共219项，总规模达2.7亿千瓦，2025年装机规模预计将达62.0GW，5年CAGR为14.2%。

核 心 观 点

- **风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放。**22年初以来风机招标容量已达117.6GW，相较2021全年增加117%，23年新增装机或大幅改观。24省/市已明确“十四五”时期新增风电装机目标，预计至2025年，风电装机将新增257GW（不包括未区分风光省份）。此外，风机大型化稳步推进，将驱动降本加速。
- **核电：积极有序发展正逐步落实，景气度有望改善。**22年下半年核电投资额有所改善，累计同比增速逐渐提升，11月我国核电投资额累计值为533亿元，累计同比增加23.7%。22年核电审批速度加快，已核准10台机组，装机规模合计为12.3GW。此外，根据在建进度，“十四五”时期预计共13台机组投产，预计投产高峰在2025年。
- **重点关注个股：**近期电力板块关注度持续提升，建议重点关注高弹性火电及补贴占比较高的优质绿电企业：1）火电：华能国际、华电国际、国电电力、内蒙华电、青达环保等；2）风光：广宇发展、三峡能源、林洋能源等；3）水电：长江电力等；4）核电：中国核电等。

风险提示：产业建设不及预期、煤价上升风险、组件价格不及预期、风光等绿电新增装机不及预期、来水不及预期、政策推进不及预期风险等。

目　录

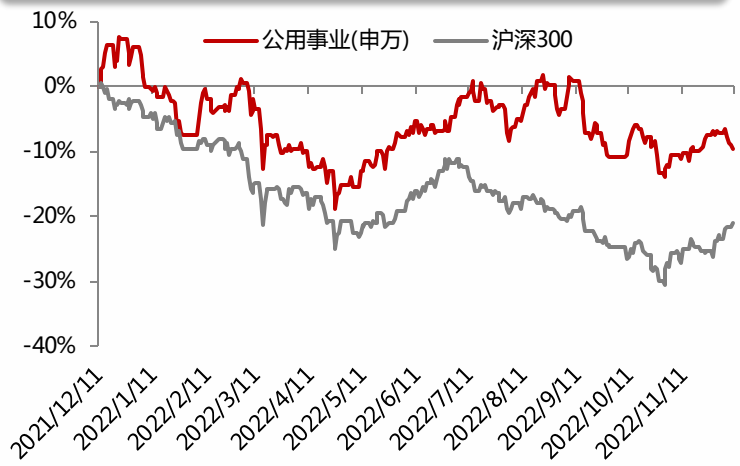
2022年行业回顾

2023年行业投资策略

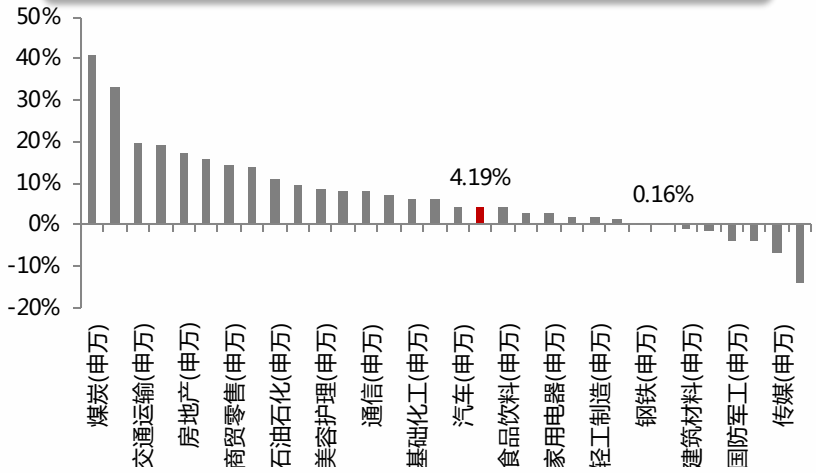
2023年重点推荐投资标的

2022年行业回顾：跑赢大盘，盈利能力有所修复

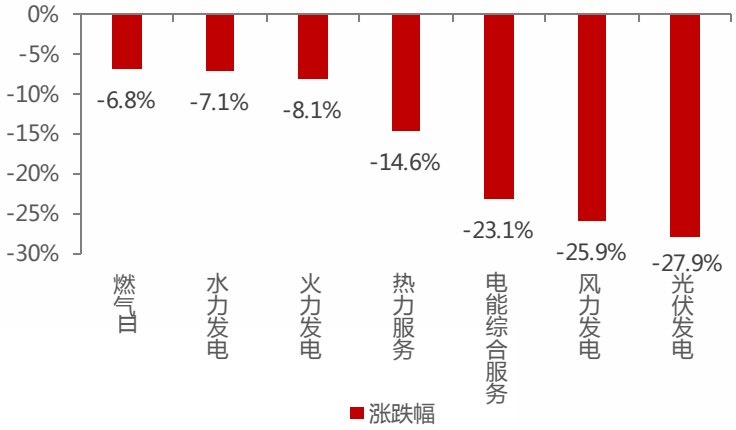
公用事业指数相对沪深300走势



各板块涨跌幅相对沪深300表现



公用事业子板块涨跌幅对比



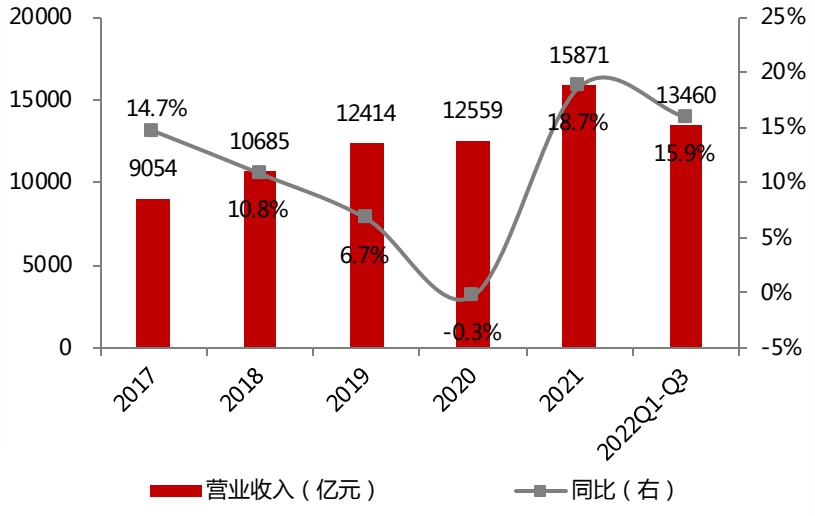
- 2022年初截至12月9日申万公用事业指数下跌14.9%，跑赢沪深300指数约4.2pp。
- 各板块横向对比看，申万公用事业指数在所有申万一级行业中相对排名18/32。
- 从细分板块看，2022年初截至12月9日燃气、水力发电、火力发电、热力服务、电能综合服务、风力发电以及光伏发电均下跌，跌幅分别为-6.8%、-7.1%、-8.1%、-14.6%、-23.1%、-25.9%和-27.9%。

数据来源：Wind，西南证券整理

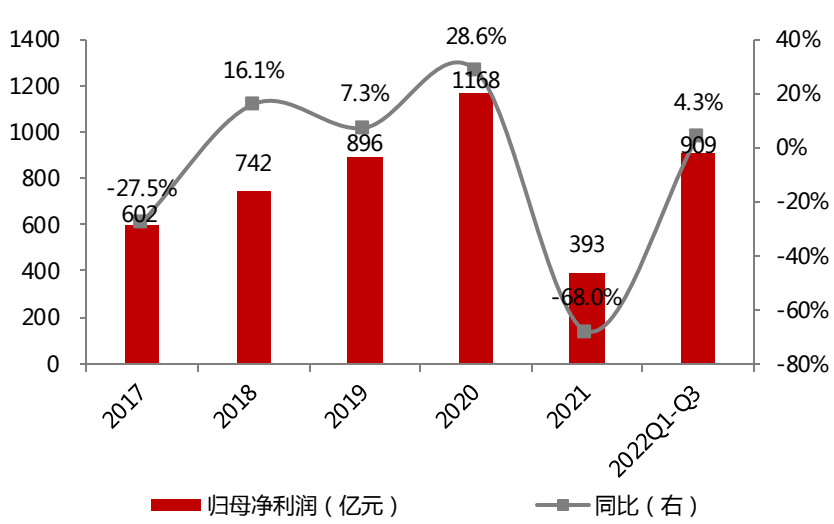
2022年行业回顾：跑赢大盘，盈利能力有所修复

- 2022年前三季度电力板块实现营收13460亿元（同比+15.9%），归母净利润909亿元（同比+4.3%）。
- **相比2021年，电力板块盈利能力有所修复。**2021年电力板块营收高增，但归母净利润大幅下滑，主要系2021年四季度，动力煤价格飙升，火电发电成本大幅上涨，致使板块整体亏损较大。2022年以来，受益于电价上涨和长协煤落实三个100%要求，火电盈利能力修复带动板块整体盈利能力提升。

公用事业电力板块整体营收及同比增速



公用事业电力板块整体归母净利及同比增速

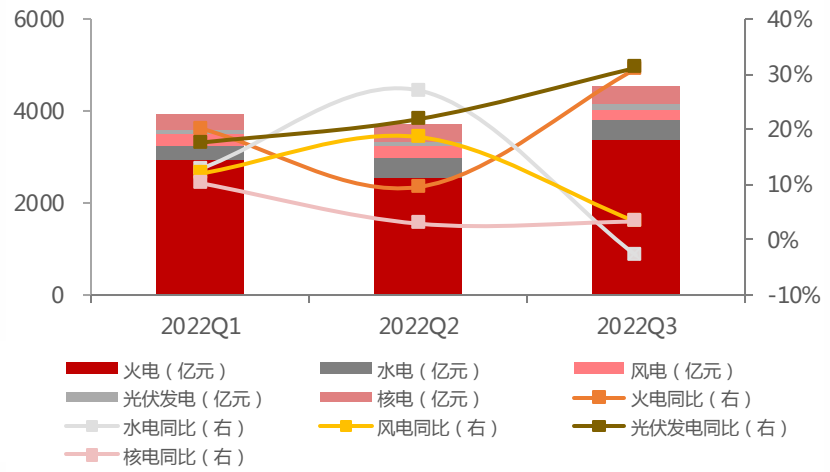


数据来源：Wind，西南证券整理

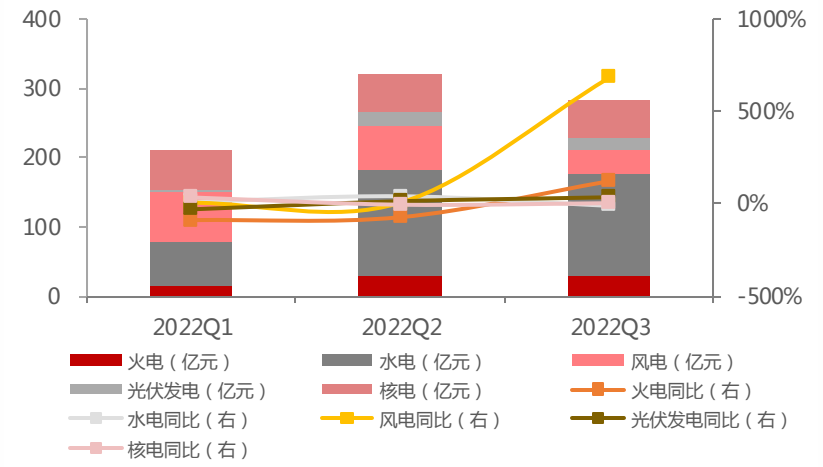
2022年行业回顾：跑赢大盘，盈利能力有所修复

- **2022Q3，火电板块归母净利同比实现扭亏为盈，水电营收和归母净利同比下滑。**2022Q3，火电实现营收3367亿元（同比+31.0%），归母净利30.0亿元（同比+122.6%），电价上涨+长协低价煤覆盖比例稳步提升，火电盈利能力修复；2022Q3，水电实现营收433亿元（同比-2.8%），归母净利148亿元（同比-10.9%），三季度多流域来水同比偏枯，发电量大幅下降，盈利受损。
- **风电盈利能力在2022Q3显著提升，光伏发电业绩稳步增长。**2022Q3，风电板块实现营收214亿元（同比+3.3%），归母净利32.3亿元（同比+683%），主要系风资源同比增加，利用小时数同比大幅提升+平均电价稳步提升。2022Q3，光伏发电板块实现营收128亿元（同比+31.2%），归母净利18.7亿元（同比+35.7%），主要系光资源处于正常水平+光伏装机规模持续增长。
- **2022年前三季度，核电营收和归母净利同比增速放缓。**2022Q3，核电板块实现营收399亿元（同比+3.3%），归母净利54.8亿元（同比+3.6%）。

电力板块各电源营收及同比增速



电力板块各电源归母净利润及同比增速

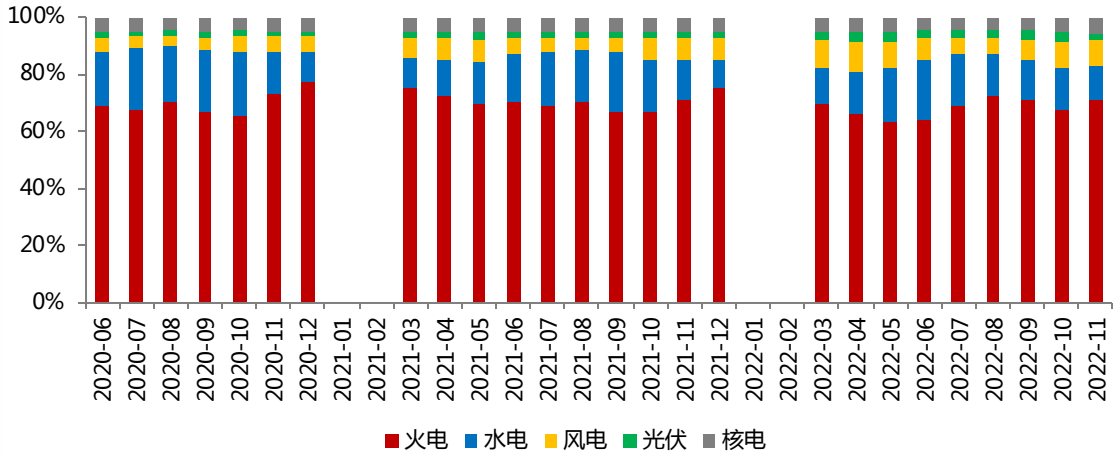


数据来源：Wind，西南证券整理

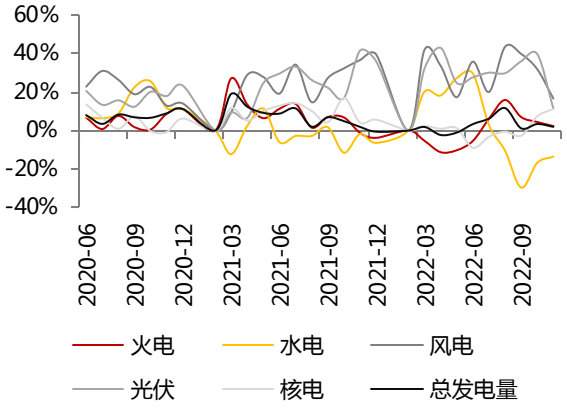
2022年行业回顾：跑赢大盘，盈利能力有所修复

- **火电仍是目前电力系统主体，持续发挥能源电力“压舱石”作用。**2022年1-11月，火电月发电量占比平均为68.2%，占比最高；光伏月发电量占比平均为2.8%，占比最低。
- **2022年1-11月，火电月发电量同比增速由负转正，水电由正转负。**三季度受高温影响，电力需求大增，煤电保供，发电量增速由负转正；罕见高温致使来水偏枯，水电发电量增速由正转负。
- **风光发电季节性特征明显，月发电量平均增速贡献度最大。**风光发电在春秋两季发电量增速有显著提升。从增速贡献度看，2022年1-11月风光月发电量平均增速贡献度分别为28.3%、27.6%，位居第一、第二。
- 核电月发电量占比较为稳定，2022年1-11月发电量占比平均5.0%。

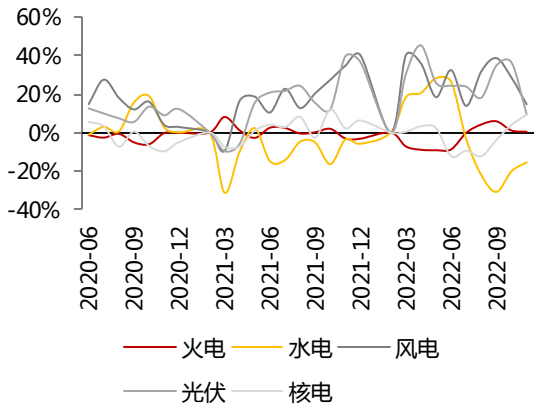
各类电源当月发电量占比



各类电源当月发电量同比增速



各类发电量当月增速贡献度



数据来源：Wind，西南证券整理

目　录

2022年行业回顾

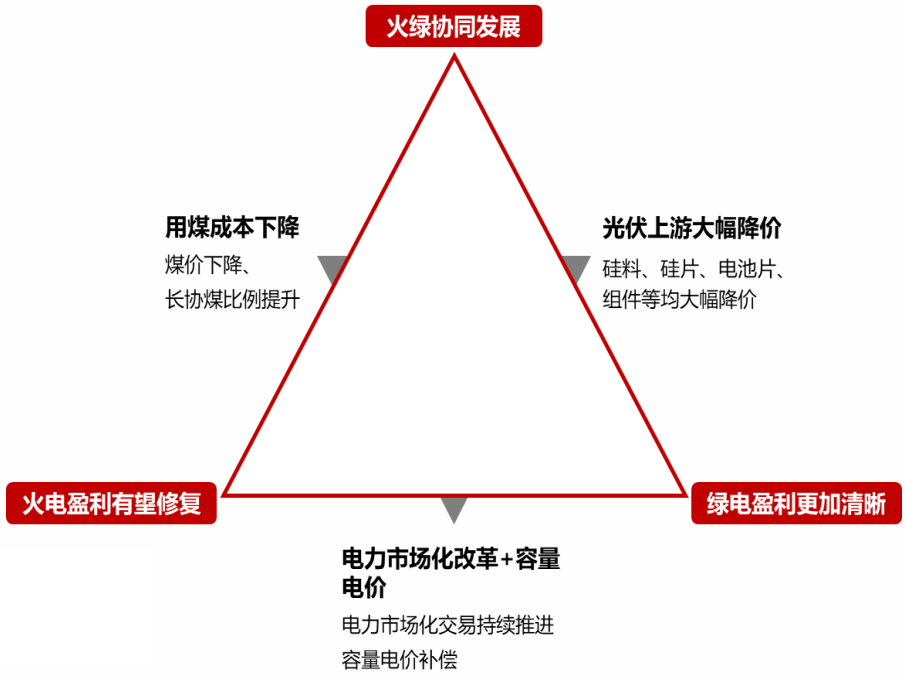
2023年行业投资策略

2023年重点推荐投资标的

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **用煤成本、光伏成本、电价三方面有望在2023年持续改善，支撑火电盈利修复，获得新生。**在保供政策下，煤价有望继续下行，缓解成本压力。电力市场化改革、电力辅助服务和容量电价补偿等政策有望加速推出，为煤电企业业绩修复打开空间。此外，光伏上游大幅降价，项目IRR和装机量有望进一步提升，绿电盈利或将更加清晰，并推动火绿协同发展，加速火电灵活性改造进程，实现盈利模式的转变升级。

用煤成本、光伏成本、电价三方面有望在2023年持续改善



数据来源：Wind，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

运营商：（1）煤价高位回落，往后看，煤价有望继续下行，缓解成本压力。

- **煤价高位回落，成本压力有望得到缓解。**22年以来，受俄乌冲突、国际煤价上涨、进口煤减少、国内干旱高温天气、电力需求复苏等因素影响，煤炭出现季节性、区域性供求紧张。此背景下，国家出台煤炭稳价保供政策，煤炭供需紧张矛盾有所缓解，煤价从高位震荡逐步回归新的合理区间（上限），2023年1月3日秦皇岛Q5500动力煤市场价已降至1190元/吨。
- **22年前三季度，主要火电公司入炉标煤价格均同比大幅上涨，但环比已开始回落。**2021年电煤价格上涨导致煤电企业电煤采购成本大幅增加，国电电力、内蒙华电、华能国际三家平均涨幅53.7%。22年一季度仍延续上涨趋势，自二季度以来，入炉标煤价格虽仍处于较高水平，但已开始回落，22年上半年三家平均涨幅31.1%，较21年涨幅下降22.6pp。随着煤炭稳价保供政策的陆续推进，煤电企业成本压力将有所缓解。

秦皇岛5500大卡动力煤价近期有所下行



22年前三季度主要火电公司入炉标煤价格均同比上涨

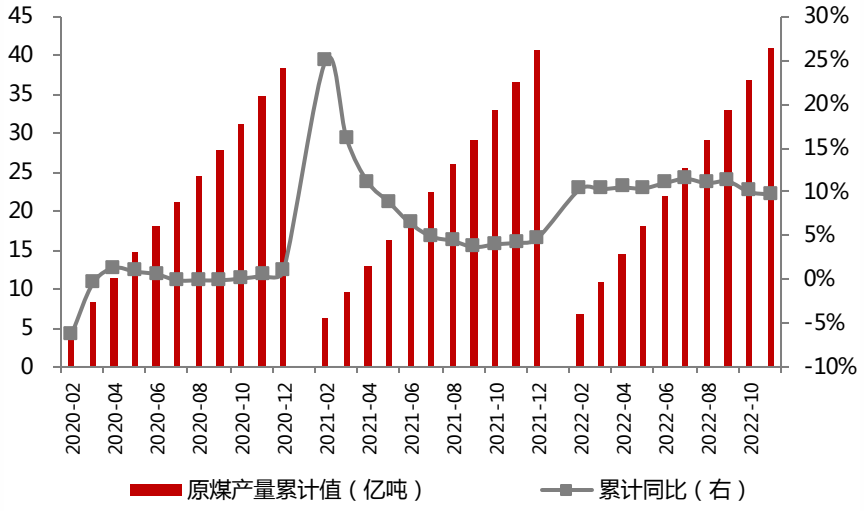
	2020	2021	2022Q1	2022H1	2022Q1-Q3
国电电力	609	900	985	968	-
YoY	-	47.9%	-	31.2%	-
内蒙华电	406	619	650	638	651
YoY	-	52.4%	23.8%	20.8%	9.7%
华电国际	-	-	-	1180	-
YoY	-	-	-	38.2%	-
华能国际	479	771	-	840	-
YoY	-	60.9%	-	41.2%	-

数据来源：百川盈孚，各公司年报，同花顺金融研究中心，西南证券整理（注：华能国际是原煤价格）

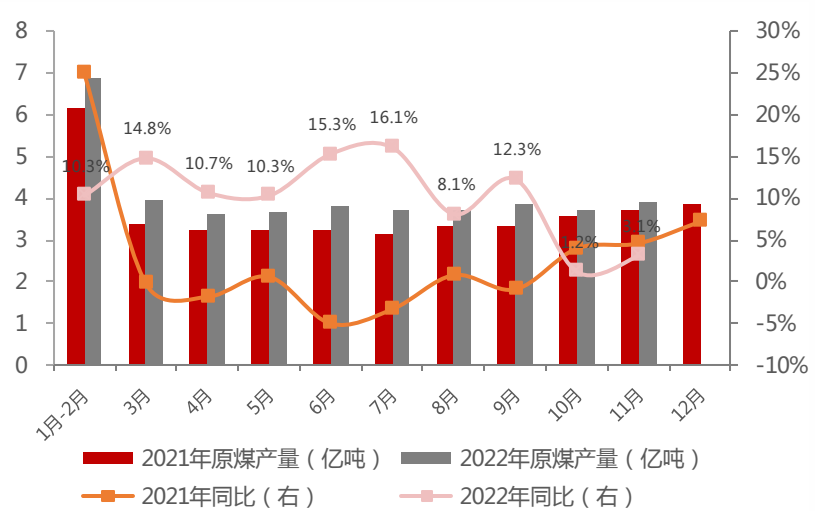
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **2022年我国原煤产量月度同比基本维持高增，煤炭供应紧张形势有望持续缓解。**今年以来，能源保供稳价政策有力推进，各产煤地区和煤炭企业全力以赴做好煤炭增产增供，推动煤炭产量实现较快增长。22年1-11月，全国煤炭产量40.9亿吨，同比增长9.7%，比去年同期增加4.2亿吨，创历史新高。从月度产量看，22年我国原煤产量月度同比基本维持高增，月均同比增速高达10.2%。当前政策不断推进煤炭产能平稳有序释放，2023年煤炭供应紧张形势有望持续缓解。

22年1-11月我国煤炭产量40.9亿吨（同比+9.7%）



2022年我国原煤产量月度同比基本维持高增



数据来源：Wind，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **电煤管控趋严，23年长协履约率有望提升。**10月28日，为保障煤炭电力稳定可靠供应，发改委发布《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》。与2022年方案相比，2023年长协煤方案在合同签约对象、签约要求、参考指数、履约比例、履约要求和惩罚上较之前更明确、更合理也更具有执行力，23年长协履约率有望提升，进一步稳定电厂成本。

2023年长协煤方案与2022年方案对比

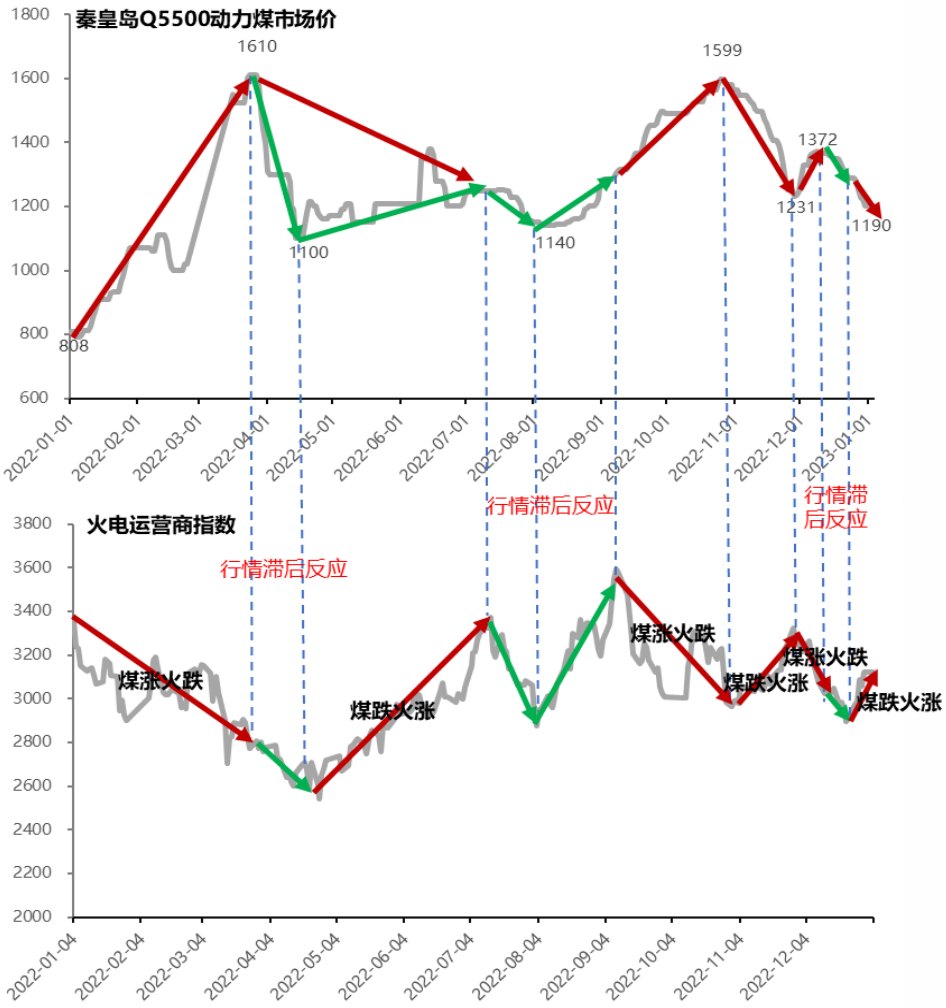
	2022年煤炭中长期合同签订履约工作方案		2023年煤炭中长期合同签订履约工作方案
签约对象	煤炭煤炭生产企业、发电和供热用煤企业 冶金、建材、化工、化肥等其他行业用户	签约范围缩小、指向性更明确	煤炭煤炭生产企业、发电和供热用煤企业
签约要求	中长期合同数量应达到自有资源量的80%以上	增加了对动力煤签约率的约束	原则上任务量不应低于自有资源量的80%，不低于动力煤资源量的75%
合同基准价	700元/吨	基准价下调25元/吨	675元/吨
参考指数	NCEI、BSPI、CCTD、CECI	浮动价参考指数更集中	NCEI、BSPI、CCTD
履约比例	月度履约率不低于80% 季度和年度履约率不低于90%	履约比例更加精准、合理	按月度分解量足额履约，可适当调剂 淡季月份分解量不低于旺季的80% 季度和年度履约率必须达到100%
履约要求	无	明确了履约要求，强化执行力	不得以未配置铁路运力为由违约 不得以减产停产为由违约
履约惩罚	对违约企业实施约谈、通报、信用公示和追责问责等措施	惩罚机制更明确有力	根据违约程度，采取削减合同运力、取消配置运力的措施

数据来源：国家能源局，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **火电运营商指数与煤价走向整体负相关。**我们复盘了22年初以来火电运营商指数与秦皇岛Q5500动力煤价格走势发现，年初以来火电运营商指数与煤价经历6次反向的行情变动。
- ✓ **第一次（22年初至3月底）：**受俄乌冲突及供暖季电力需求旺盛影响，煤价持续走高，火电运营商指数一路下跌。
- ✓ **第二次（4月初至7月中）：**随着煤炭需求进入传统淡季，叠加煤价调控政策影响，煤价进入下行通道，火电运营商指数在经历短时间的顺势滞后反应后一路高涨。
- ✓ **第三次（9月初至10月底）：**8月极端高温干旱天气下电力供应偏紧，火电需求重振，9月电厂补库存，10月疫情限产限运+安监政策趋严，煤价继续走高，火电运营商指数在经历8月同步上扬后由涨转跌。
- ✓ **第四次（11月初至11月底）：**10月底《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》发布，叠加疫情持续，煤炭下游需求表现偏淡，此后煤价高位回调，火电运营商指数上涨。
- ✓ **第五次（12月初至12月上旬）：**12月进入冬季供暖季，用电需求增加，煤价有所上涨，火电运营商指数下跌。
- ✓ **第六次（22年底到23年初）：**12月中旬以来动力煤价格继续下行，火电运营商指数在经历短暂的顺势滞后反应后呈现上涨趋势，建议继续关注后续煤价走向。

2022年火电运营商指数与煤价相关性分析



数据来源：Wind，百川盈孚，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

（2）电价市场化：市场化电价机制正持续完善，有利于运营商向下游传导发电成本。

- **电力市场化改革进一步深化为煤电企业电价上涨打开了空间。**我国煤价市场化先于电价，在煤炭和电力市场不同价格调节机制作用下，煤炭、煤电矛盾加剧，行业上下游利益分配失衡。鉴于电力安全保供的特殊形势，国家发改委在2021年10月启动进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革。改革方案明确：**1）**燃煤发电的电量原则上要全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价；**2）扩大市场交易电价上下浮动范围，上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价、电力现货价格不受上浮20%限制。**
- **煤电企业在电价新政、电力市场交易中获得一定裨益，实现调价增收。**据能源杂志，在2021年电力市场中，华电集团煤机交易电价同比提高1.5分/千瓦时，华能集团平均结算电价同比提高2.4分/千瓦时，带来百亿元以上的业绩贡献。

21年以来电力市场化改革相关政策

时间	政策	政策主要内容
2022.01.18	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	**到2025年，全国统一电力市场体系初步建成**，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。**到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求**，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。
2021.11.24	《省间电力现货交易规则（试行）》	**通过省间电力现货交易，以市场化手段引导电能从平衡富余地区流向平衡紧张地区**，激励发电企业在满足省内发电计划基础上主动顶峰发电，提升全网电力供应能力。
2021.10.23	《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	**建立电网企业代理购电机制**，保障机制平稳运行，是进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革提出的明确要求对有序平稳实现工商业用户全部进入电力市场、促进电力市场加快建设发展具有重要意义。组织开展电网企业代理购电工作，要坚持市场方向，**鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电**；要加强政策衔接，做好与分时电价政策、市场交易规则等的衔接，确保代理购电价格合理形成；要规范透明实施，强化代理购电监管，加强信息公开，确保服务质量，保障代理购电行为公平、公正、公开。
2021.10.11	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	**有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围**，推动工商业用户都进入市场，取消工商业目录销售电价，保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定。

数据来源：政府官网等，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **江苏、广东两地2023年电力交易结果出炉，电价基本顶格上浮。**

✓ **江苏：**2023年年度交易总成交电量3389.89亿千瓦时，加权均价466.64元/兆瓦时，与燃煤基准价391元/兆瓦时相比，上浮19.35%。其中年度绿电成交17.74亿千瓦时，加权均价468.58元/兆瓦时，比燃煤基准价高19.8%，电价基本顶格上浮。

✓ **广东：**2023年年度交易总成交电量2488.40亿千瓦时，双边协商/挂牌/集中竞争/可再生能源成交均价分别为553.88/552.28/553.96/551.15元/兆瓦时，与燃煤基准价463元/兆瓦时相比，分别上浮19.6%/19.3%/19.6%19.0%，成交价格均接近成交上限。

江苏、广东两地2023年电力交易结果出炉，电价基本顶格上浮

江苏近2年年度电力交易成交结果				
年份	交易类型	成交电量（亿千瓦时）	成交均价（元/兆瓦时）	较燃煤基准价高出比例
2023年	年度双边	3351.65	466.65	19.3%
	年度挂牌	38.24	465.14	19.0%
	总交易	3389.89	466.64	19.3%
2022年	年度双边	2529.40	466.78	19.4%
	年度挂牌	117.89	464.76	18.9%
	总交易	2647.29	466.69	19.4%
广东近2年年度电力交易成交结果				
年份	交易类型	成交电量（亿千瓦时）	成交均价（元/兆瓦时）	较燃煤基准价高出比例
2023年	年度双边	2426.50	553.88	19.6%
	年度挂牌	32.97	552.28	19.3%
	年度集中竞争	13.30	553.96	19.6%
	年度可再生能源	15.63	电能量均价529.94 环境溢价均价21.21	19.0%
2022年	年度双边	2541.64	497.04	7.4%
	年度可再生能源	6.79	513.89	11.0%

数据来源：北极星售电网，西南证券整理

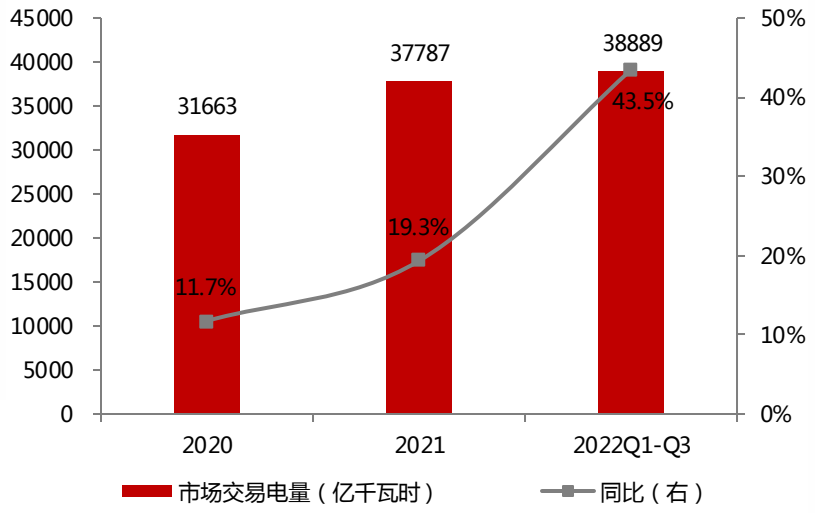
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **22年前三季度市场交易电量同比高增43.5%，占全社会用电量比重达59.9%。**新一轮电改实施以来，我国电力市场建设稳步有序推进，价格机制更加完善，市场化交易电量比重大幅提升。22年前三季度，市场交易电量达3.9万亿千瓦时，同比增长43.5%，占全社会用电量的59.9%，较2021年提升14.4pp。
- **我们认为，电力市场化交易有两大好处：**

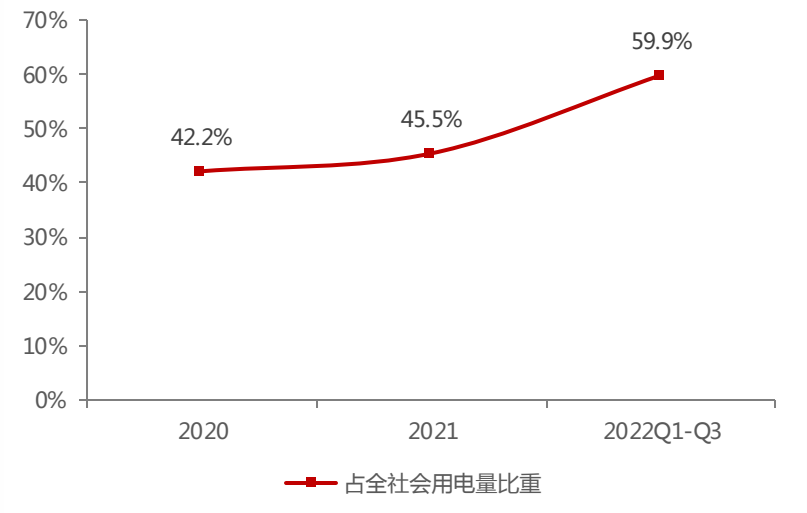
✓ 市场化价格有利于充分反映电力市场真实供需变化，煤价上涨等成本压力通过更高电价传导到下游的机制更顺畅，利好煤电企业。

✓ 电力市场化交易有利于实现电力资源在全国范围内的优化配置，更好实现跨省跨区电力传送。

22年前三季度市场交易电量同比增加43.5%



22年前三季度市场交易电量占比达59.9%



数据来源：Wind，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **2022年，煤电大省山东跑在了其他省份前面：进行了全年连续电力现货结算试运行；鼓励集中式新能源电站参与中长期和现货结算；全国首开独立储能参与现货市场等。**
- 10月24日，山东省发布《关于做好2023年全省电力市场交易有关工作的通知》征求意见稿。2023年，山东电力市场部分主要变化如下：

✓ **市场规模略增长：4000亿，含电网代购电量**（2022年市场规模3800亿）。2022年为电网代购电入市第一年，1-10月市场化采购电量为943亿千瓦时，预计到年底将超1100亿。山东省从今年3月开始，代购电就没有了优先发电量，100%为市场化采购电。

✓ **年度交易变化：先竞价，后双边，保留月度交易。**

✓ **现货大省，峰谷电价体系或逐渐淘汰：**以15分钟为刻度的分时电价，与现行的峰谷分时电价的差距越来越大，在全体工商业用户范畴内，峰谷电价体系或逐渐淘汰。

2022年山东电网代购电电量统计

山东省2022年电网代购电	工商业代理购电总量（亿千瓦时）	其中：市场化采购电量（亿千瓦时）
2022年1月	108.57	77.78
2022年2月	81	36.9
2022年3月	109	109
2022年4月	97	97
2022年5月	85	85
2022年6月	103	103
2022年7月	119	119
2022年8月	115	115
2022年9月	102	102
2022年10月	98	98
前10个月总量	**1017.57**	**942.68**
2022年11月	未形成	未形成
2022年12月	未形成	未形成

数据来源：享能汇，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

（3）光伏成本下降：光伏上游大幅降价将加快各大发电集团光伏电站装机速度，驱动火绿协同发展。

- **光伏上游大幅降价利好传统火电集团积极布局新能源发电项目。**从光伏发电行业上游来看，12月以来，多晶硅料、硅片、电池片和组件价格均呈大幅下降趋势。光伏上游降价，项目盈利能力将提升，也将带动光伏电站装机量提升。火电集团也正积极布局新能源发电项目，五大发电集团“十四五”新能源发电项目新增装机合计约为325GW+，当前光伏成本下降将加速新能源发电项目建设，驱动火绿协同发展。

各大发电集团“十四五”新能源发电项目新增装机目标

企业	“十四五”新能源新增装机规划（GW）
国家电投	50+（光伏）
国家能源集团	70-80
华能集团	80+
华电集团	75
大唐集团	50-80
三峡集团	70-80
中广核	20+
华润电力	40（可再生能源）
国投电力	15
中节能太阳能	15
中核	15-25（光伏）
中国电建	48.5
中国能建	18.6+

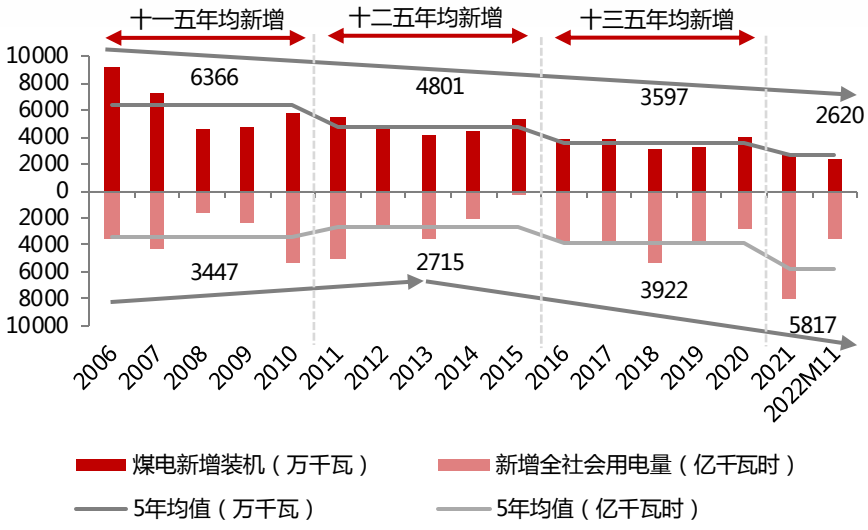
数据来源：北极星太阳能光伏网，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

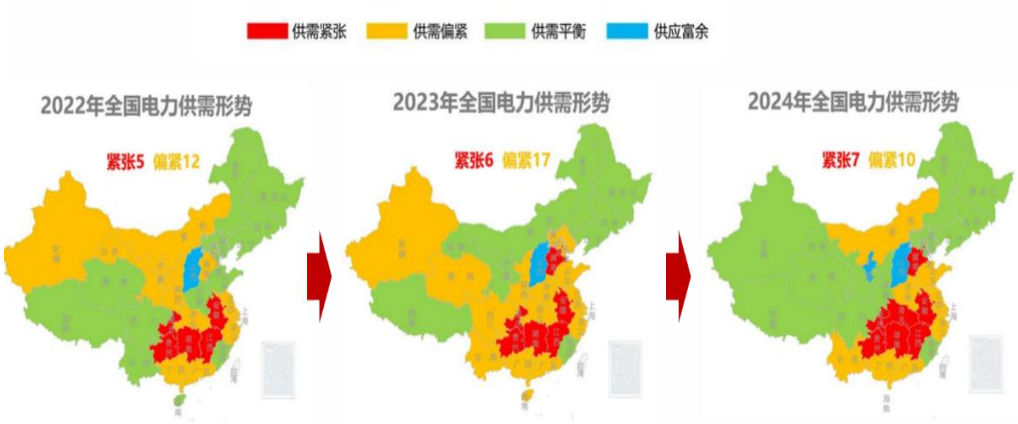
设备商：保供背景下，煤电核准节奏、建设投资提速，相关主机设备单机价值逐步走高，利好设备商。

- **煤电新增装机年均下降，同时十三五以来全社会年均新增用电需求加速上涨，总体十三五以来电力供需偏紧。供给端：**十一五/十二五/十三五期间煤电年均新增装机分别为6366/4801/3597万千瓦，此外2021-2022M11平均新增装机为2620万千瓦，延续十一五以来的下降趋势。**需求端：**十一五/十二五/十三五期间全社会年均新增用电量分别为3447/2715/3922亿千瓦时，呈现先降后升趋势，此外2021-2022M11全社会平均新增用电量为5817亿千瓦时，用电需求进一步扩张。
- **预计22-24年全国电力保供压力较大，供需形势仍较为紧张。**预计22/23/24年我国电力供需紧张地区分别有5个（安徽、湖南、江西、重庆、贵州）/ 6个（新增山东）/ 7个（新增湖北）；供需偏紧地区分别有12/17/10个。在火电年均新增装机持续下降以及风光等出力不稳定电源占比持续增加情况下，预计未来短期内全国电力保供压力较大，供需形势将较为紧张。

十三五以来电力供需形势持续偏紧



22-24年全国电力供需形势仍较为紧张



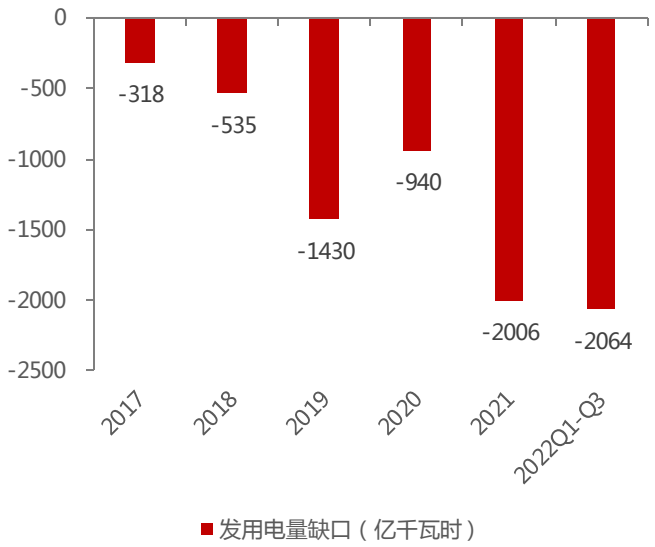
www.swsc.com.cn

数据来源：中电联，国家能源局，电规总院《未来三年电力供需形势分析》，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **22年前三季度发用电量缺口达2064亿千瓦时，缺口总体呈现扩大的趋势。**2021年，我国发用电量缺口为-2006亿千瓦时，出现严重电荒，主要原因系煤炭供需偏紧及煤价居高不下。2022年前三季度，电力供需缺口为-2064亿千瓦时，有扩大趋势，主要原因有三：1）今年夏季罕见高温致使电力负荷屡创新高；2）三季度多流域来水同比偏枯，水电出力受限；3）风光新能源出力不稳定，消纳能力不足。
- **我们预计2025年或有好转，“十五五”期间或将不再出现缺电局势。**中性预期下，各电源出力假设如下：1）水电易受天气影响，且含有备用容量等因素，假设按70%出力；2）风电易受季节因素影响，且出力不稳定，假设按80%出力；3）光伏易受季节、天气因素影响，且出力不稳定，假设按75%出力；4）其他电源不受天气影响，假设按100%出力。

2017-2022Q3发用电量缺口



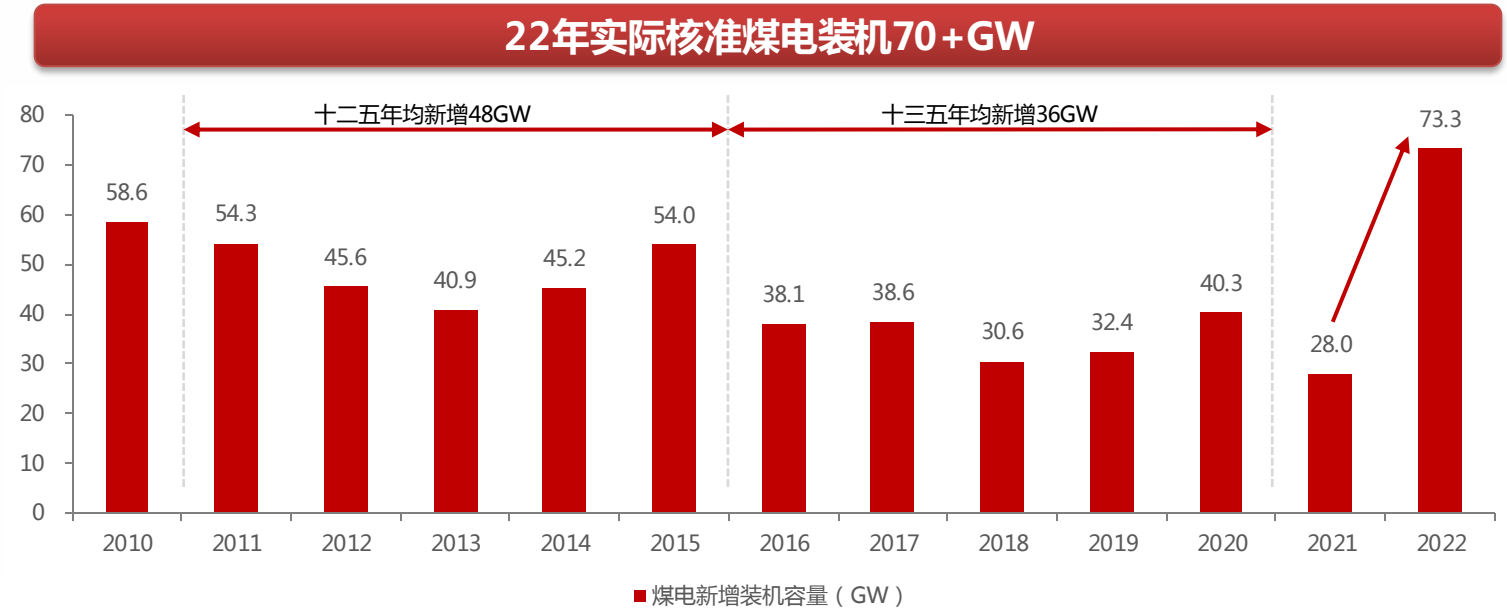
未来发用电量缺口预测

指标	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	备注
需求端											
全社会用电量(亿千瓦时)	83128	85949	88866	91882	95000	98355	101828	105423	109146	113000	
同比增速	10.68%	3.39%	3.39%	3.39%	3.39%	3.53%	3.53%	3.53%	3.53%	3.53%	
供给端											
总发电量（亿千瓦时）	81122	82657	85067	90042	95354	99215	102642	106068	109653	113080	
总出力(亿千瓦)	22.9	22.1	23.7	25.4	27.1	28.8	30.4	32.1	33.8	35.5	
常规水电出力(亿千瓦)	3.5	2.6	2.7	2.8	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3	按70%出力
核电出力(亿千瓦)	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	按100%出力
风电出力(亿千瓦)	3.3	3.0	3.5	3.9	4.3	4.8	5.2	5.7	6.1	6.6	按80%出力
太阳能发电出力(亿千瓦)	3.1	2.9	3.5	4.2	4.8	5.7	6.6	7.5	8.4	9.3	按75%出力
煤电出力(亿千瓦)	11.1	11.4	11.7	12.0	12.3	12.4	12.4	12.5	12.5	12.6	按100%出力
气电出力(亿千瓦)	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	按100%出力
生物质发电出力（亿千瓦）	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	按100%出力
利用小时数											
常规水电	3622	3500	3700	3700	3800	3800	3800	3800	3850	3850	
核电	7802	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	
风电	2232	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	
太阳能发电	1281	1290	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	
煤电	4586	4540	4575	4610	4646	4618	4590	4563	4535	4508	
气电	2814	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	
生物质发电	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	
发用电量缺口	**-2006**	**-3292**	**-3799**	**-1840**	**354**	**861**	**815**	**645**	**507**	**80**	
结论	**缺电**	**缺电**	**缺电**	**缺电**	**不缺电**	**不缺电**	**不缺电**	**不缺电**	**不缺电**	**不缺电**	

数据来源：Wind，中电联，先思录，全球能源互联网发展合作组织，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **电力保障强化煤电保供地位，煤电核准节奏开始提速，压实电力保供基本盘缓解电力供需矛盾。**从2011年-2020年的近10年间，煤电关注度逐渐降低，年均新增装机由“十二五”时期的48GW下降至“十三五”时期的36GW。但近两年随着新能源大比例接入电网，给电网带来了平衡挑战的同时全社会用电需求持续增加，供需矛盾突出，多地电力供需缺口大。国家出台多项电力供应保障政策，煤电兜底保供价值凸显，责任重大，2022年实际核准装机70+GW，核准节奏明显开始提速。**目前我国煤电机组平均服役年限12年，“十二五”时期投产的大量机组或将于“十四五”时期开始逐渐淘汰，煤电新增装机或有望提升。**



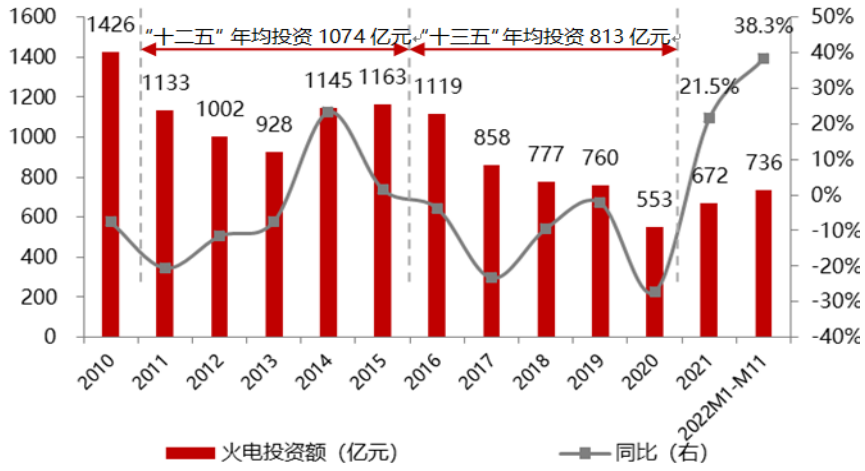
注：2010-2021年煤电新增数据来自电规总院，2022年新增数据未披露。以2022年煤电核准数据代替，核准数据主要来自电力圈项目公众号、北极星电力网、北极星火力发电网等手工统计，考虑到部分数据未在电力圈项目公众号、北极星电力网、北极星火力发电网等数据源中披露，故数据偏低估。

数据来源：Wind，电规总院，电力圈项目公众号，北极星电力网，北极星火力发电网，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **22年1-11月火电投资同比增加38.3%，增速较2021年提升16.8pp，火电投资额拐点已现。**“十三五”期间火电年均投资813亿元，较“十二五”有所下滑，2021年火电投资快速增加，投资额达672亿元，同比增加21.5%，2022年1-11月火电投资额达736亿元，同比增加38.3%，增速较2021年提升16.8pp，火电投资额拐点已现。
- **按照21-22年火电投资额平均增速测算，预计22-24年全国主要发电企业有望完成火电投资额约3482亿元。**一方面火电灵活性改造作为未来火电盈利转向的方向之一，2022年频出相关政策促进火电灵活性改造；另一方面火电保供价值凸显，核准开始提速。在存量改造及增量建设双重驱动下有助于推动火电投资需求，预计未来3年火电投资额也将保持较高增速。21年和22年火电投资额同比增速平均为29.9%，假设按此增速，测算2022/2023/2024年火电投资额分别为873/1134/1474亿元，合计投资额3482亿元。

2022年1-11月火电投资额达736亿元（+38.3%）



22-24年火电投资额预测

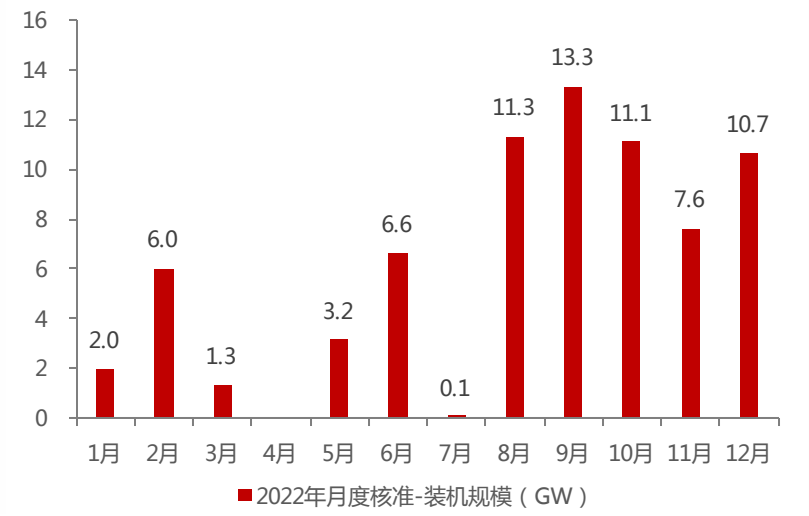
预计年份	投资增速	投资额（亿元）
2022E	29.9%	873
2023E	29.9%	1134
2024E	29.9%	1474
合计	-	3482

数据来源：Wind，中电联，西南证券整理

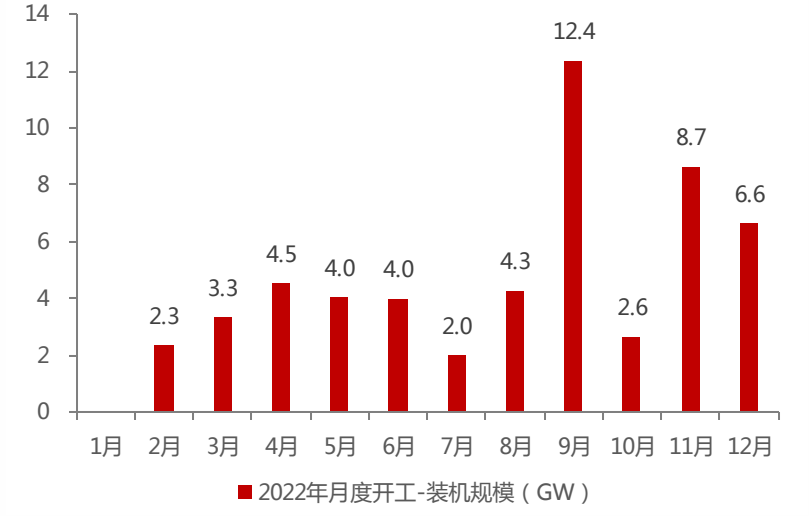
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **截至22年12月24日，我国煤电新增核准/开工规模分别为73.3/54.8GW，下半年煤电投资积极性明显提高。**按月份看，22年8月开始，我国煤电核准、开工规模提速，9月为高峰期，新增核准/开工规模均达到22年历史月份最高水平，分别为13.3/12.4GW。按季度看，Q1/Q2/Q3/Q4的煤电新增核准规模分别为9.3/9.8/24.7/29.4GW，Q1/Q2/Q3/Q4的煤电新增开工规模分别为5.7/12.5/18.6/17.9GW。四季度整体维持在较高水平，其中，12月以来煤电项目核准10.7GW，开工6.6GW。保供之下煤电投资积极性明显提高，建设进度维持高位。

截至22年12月24日煤电新增核准规模超73GW



截至22年12月24日煤电新增开工规模超54GW



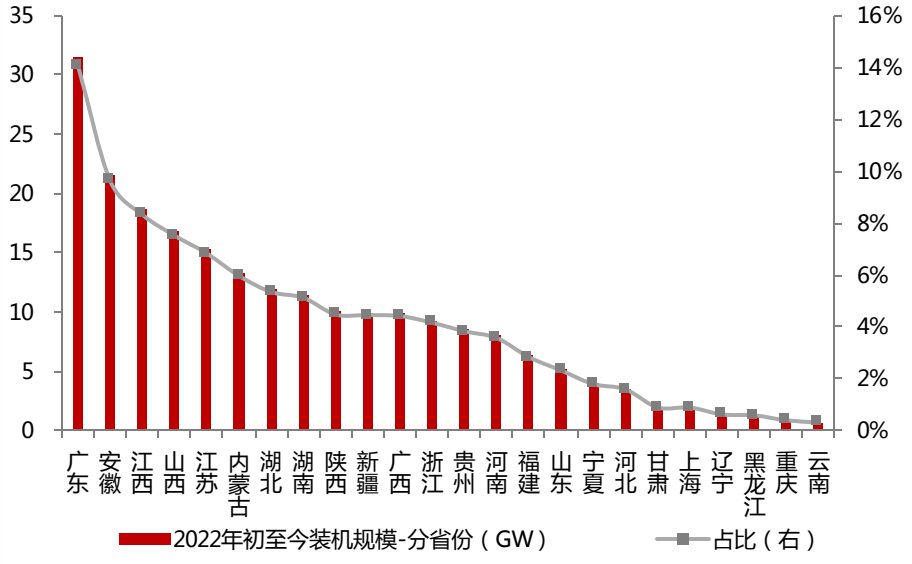
注：核准、开工项目统计时间截至2022年12月24日；核准前公示、拟核准暂时计入核准；由于项目进度实时更新，同一项目可能出现在不同月份下的各个环节，手工统计存在一定误差。

数据来源：Wind，电力圈，北极星电力网，北极星火力发电网，西南证券整理

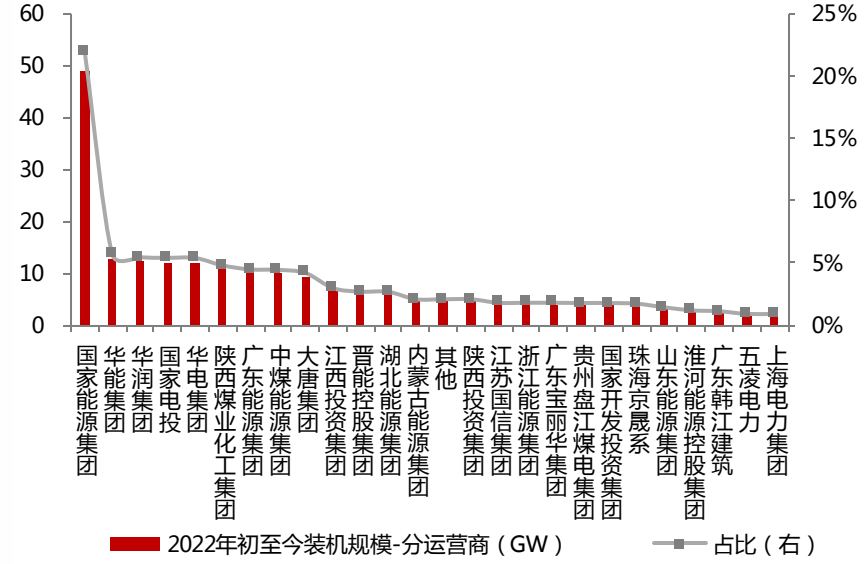
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **新建煤机项目多集中于缺电省份和风光大基地，且头部效应显著。**
- ✓ **分省份看：**新建机组主要集中在缺电省份（广东、江苏、安徽、湖北、湖南等）和风光大基地（山西、内蒙古、陕西、新疆等）。
- ✓ **分运营商看：**有煤炭资产的央企集团的新建机组项目占比较高。截至2022年12月24日，国家能源集团以49.1GW遥遥领先，占比高达21.9%，头部效应显著。

截至22年12月24日新建煤机项目分省份数据



截至22年12月24日新建煤机项目分运营商数据



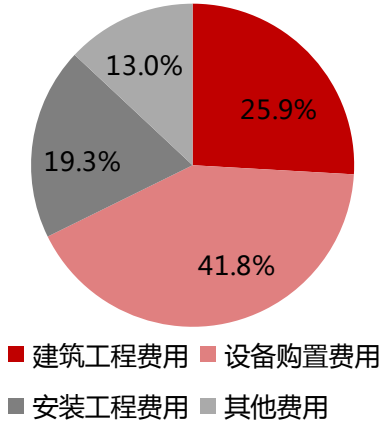
注：统计的煤电项目环节包括：拟建、可研评审、签约、核准、招中标、开工、建成投产等环节

数据来源：Wind，电力圈，北极星电力网，北极星火力发电网，西南证券整理

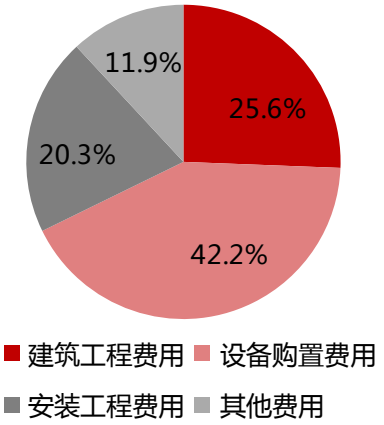
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **设备购置费用是火电投资的主要部分，其中三大主机设备费用占比一半以上。**根据电规总院2020 年发布的《火电工程限额设计参考造价指标》，在2x660MW和2x1000MW机组中，设备购置费用占比分别为41.8%、42.2%，占比最大；机组设备费用支出包括锅炉、汽轮机、汽轮发电机和其他，其中主机设备占比过半，分别为51.5%、59.0%。
- 假设设备购置费用占比40%，主机设备占比平均为55%，按照前述22-24年火电投资额预测值3482亿元测算，可粗略估算**22-24年新增火电投资或将带动约766亿元的主机设备投资，火电设备商将显著收益。**

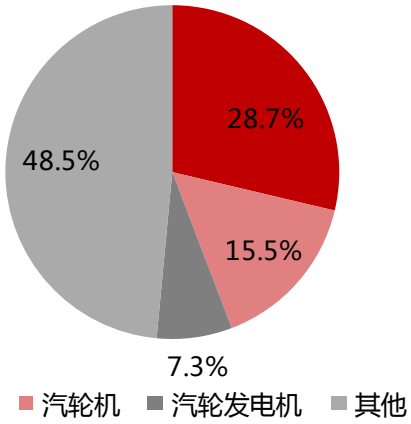
2x660MW火电机组费用结构



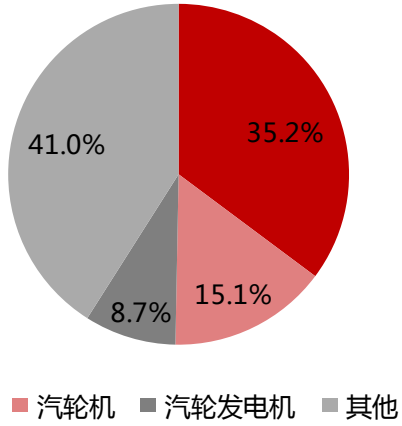
2x1000MW火电机组费用结构



2x660MW火电机组设备费用结构



2x1000MW火电机组设备费用结构

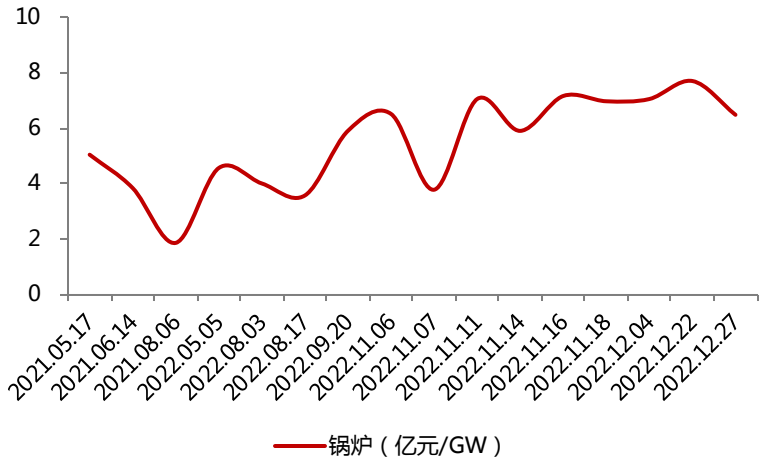


数据来源：电规总院《火电工程限额设计参考造价指标2020》，西南证券整理

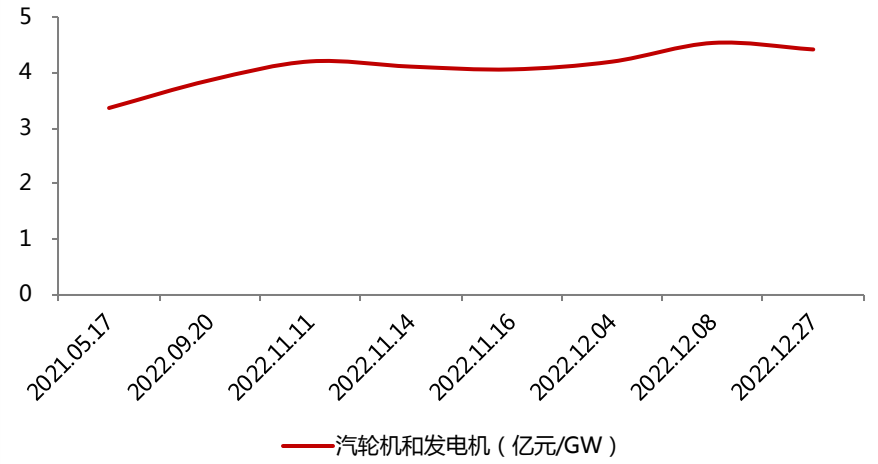
2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **火电投资仍在高峰，刺激相关主机设备需求增加，单机价值逐步走高，火电设备商迎来曙光。**
- ✓ **锅炉：22年锅炉价格整体走高，尤其11月中旬以来，锅炉单GW价格整体较为平稳的抬升。**12月27日，锅炉单GW价格达6.48亿元，较21年均价3.58亿元提升81%，较11月均价6.23亿元提升4.0%，受火电行业景气度攀升影响，锅炉价格显著增加。
- ✓ **汽轮机和发电机：自2021年中旬以来汽轮机和发电机价格波动性较小，总体稳步增加。**12月27日汽轮机和发电机单GW价格达4.42亿元，较21年中旬价格3.36亿元提升31.5%，较11月均价4.12亿元提升7.3%，汽轮机和发电机价值稳步提升。

截至22年12月27日锅炉单GW价格走势



截至22年12月27日汽轮机和发电机单GW价格走势



数据来源：电力圈，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

❑ 煤电机组灵活性改造支持政策不断出台，十四五期间计划完成灵活性改造2亿千瓦时。

21年以来火电灵活性改造相关支持政策

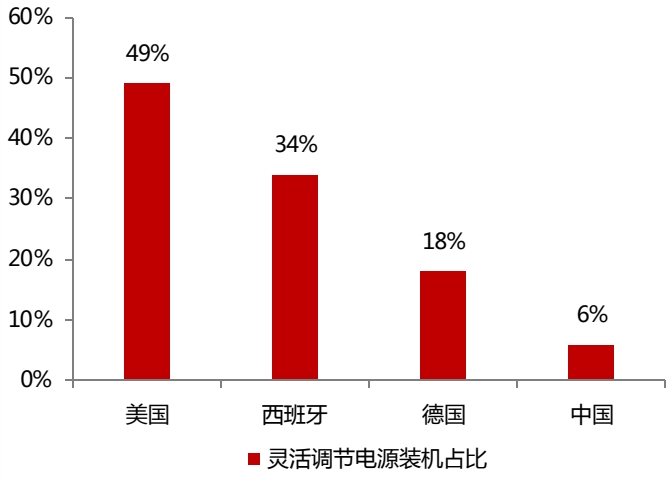
时间	政策	政策主要内容
2022年11月	贵州省《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施（征求意见稿）》	现有煤电项目，原则上新增新能源建设指标不占用公共调节能力。对未开展灵活性改造的，原则上不配置新能源建设指标；**对开展灵活性改造的，按灵活性改造新增调峰容量的2倍配置新能源建设指标**
2022年8月	《上海市能源电力领域碳达峰实施方案》	**加大煤电机组灵活性改造、燃机等调节电源项目建设力度**，持续提升电源侧调节能力。
2022年8月	陕西《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》	**加快煤电机组深度调峰灵活性改造**，强化省内骨干网架和中心城市坚强智能电网建设。
2022年7月	内蒙古《内蒙古自治区燃煤自备电厂可再生能源替代工程实施细则（2022年版）》	**鼓励燃煤自备电厂实施深度灵活性改造**以增加电厂调峰空间。
2022年4月	《关于北部湾城市群建设“十四五”实施方案的通知》	抓好煤炭清洁高效利用，**推进煤电机组节能升级和灵活性改造。**
2022年3月	《“十四五”现代能源体系规划》	**到2050年，灵活性电源占比达到24%左右**，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%-5%。
2022年2月	《关于促进工业经济平稳增长若干政策的通知》	**推进供电煤耗300g标准煤/kWh以上的煤电机组改造升级**，在西北、东北、华北等地实施煤电机组灵活性改造，加快完成供热机组改造。
2022年2月	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	全面实施**煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准**，科学核定煤电机组深度调峰能力。
2021年11月	《“十四五”能源领域科技创新规划》	因地制宜推广低压缸零出力、加装蓄热装置、火-储联合调频等火电灵活性提升改造技术。
2021年11月	《关于开展全国煤电机改造升级的通知》	存量煤电机组灵活性改造应改尽改，**“十四五”期间完成2亿千瓦**，增加系统调节能力3000-4000万千瓦，促进清洁能源消纳。
2021年7月	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励多渠道增加调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、**灵活性制造改造的煤电。**
2021年2月	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	对存量煤电项目**优先通过灵活性改造提升调节能力**，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近新能源电力规模。

数据来源：北极星电力网，国家发改委，国家能源局，西南证券整理

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **国内灵活性电源装机占比较低，提升空间较大。**据中电联发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》中数据显示，美国/西班牙/德国占比分别为49%/34%/18%，而我国的灵活性电源（火电灵活性改造、抽水蓄能和燃气发电等）占比为6%，相比于欧美等国的灵活性电源调节能力明显偏低。据《 “十四五”现代能源体系规划》中显示，预计2025年我国灵活调节电源占比达到24%左右，未来的提升空间较大。
- **火电灵活性改造规模超百亿，发展空间较大。**分别按照增加的调峰容量和灵活性改造容量对火电灵活性改造规模进行测算。假设增加的系统调节能力为35GW的中性情形下，规模可达175-350亿元；假设按照灵活性改造容量2亿千瓦测算，预计规模为120-360亿元。两种测算方式下，火电灵活性改造未来市场规模均超过百亿，火电灵活性改造发展潜力较大。

国内灵活性电源装机占比较低



火电灵活性改造投资规模测算

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

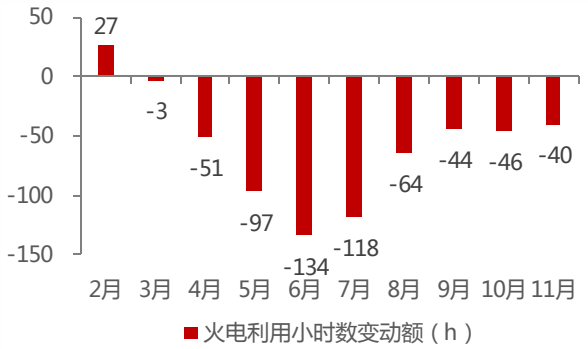
按照灵活性改造容量测算		
火电灵活性改造容量（亿kw）	2	
灵活性改造成本（元/kw）	60	180
火电灵活性改造投资规模（亿元）	120	360

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

2.1 火电：业绩有望扭亏+建设投资加速，运营商及设备商迎来曙光

- **火电灵活性改造会导致机组容量利用率下降，增加火电运行成本。**在双碳背景下，我国正加快构建以新能源为主体的新型电力结构，但是以光伏和风能为代表的新能源发电出力不稳定，灵活性不足，火电地位转变，灵活性改造成为火电发展新方向。这将造成火电机组容量利用率下降，22年3月以来火电利用小时数均有所下降，叠加技术改造成本，火电运行成本将增加。
- **各地已陆续出台容量补偿政策，或为火电企业开辟第二增收途经。**山东、内蒙古、甘肃、云南、安徽等地已出台电力辅助服务或容量补偿政策。

22年以来火电利用小时数有所下降



22年以来电力辅助服务及容量电价相关政策

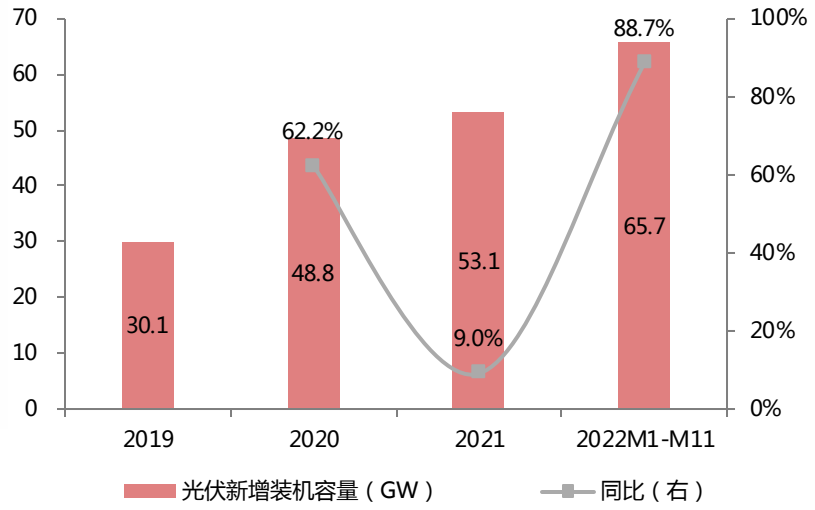
时间	政策	政策主要内容
2022年12月	《安徽省电力中长期交易实施方案（2023年版）》	**30万千瓦级及以上燃煤发电机组年度双边合同电量不低于2022年全省市场化合同利用小时（不含电网代理购电暂按3800小时）的90%，不足部分按基准电价的差价结算。**市场主体合同偏差电量允许范围为-5%~+5%，超出部分偏差电量按现行燃煤发电基准价10%缴纳偏差考核电费。**售电公司产生的季度偏差考核电费，与其二级用户各承担50%。**
2022年12月	《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》	设立燃煤发电调节容量市场。**试行期先按烟煤无烟煤额定装机容量的40%参与燃煤发电调节容量市场交易（褐煤发电企业暂不参与）**，并根据市场供需变化动态调整。**燃煤发电调节容量价格由买卖双方在220元/千瓦·年上下浮动30%区间范围内自主协商形成。**
2022年9月	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿）	调峰容量市场成员包括市场运营机构、电网企业、省内 10 万千瓦及以上火电厂（不含自备电厂）、电网侧储能设施、水电、新能源企业及市场化电力用户。采用“单边竞价，边际出清”模式。**补偿费用在调峰能力未降至额定容量50%以下的火电机组或未参与调峰容量市场交易的火电机组、新能源市场、水电厂、市场化电力用户之间进行分摊。**
2022年9月	《内蒙古自治区蒙东电网电力市场化需求侧响应实施细则》	参与主体在响应时段同时满足以下三个条件则认定为有效响应：一是最大负荷小于基线最大负荷，二是平均负荷小于基线平均负荷，且实际负荷响应率不小于80%，三是响应时长为全时段响应。1）当实际负荷响应率低于 80%时，响应无效；2）当实际负荷响应率**在 80%（含）-120%（含）之间时，按有效响应电力进行补偿；**3）当实际负荷响应率在 120%（不含）以上时，**120%以内部分按有效响应电力进行补偿，120%-150%部分按有效响应电力乘以 0.8 倍进行补贴。超出 150%部分不予补贴。**
2022年5月	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	**完善调峰调频电源补偿机制**，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。
2022年3月	山东省《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	**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，电价标准暂定为每千瓦时0.0991元（含税）。**补偿机组范围、补偿费用收取（支付）方式等根据《山东省电力现货市场交易规则（试行）》等规定执行。

数据来源：国家能源局，政府官网等，西南证券整理

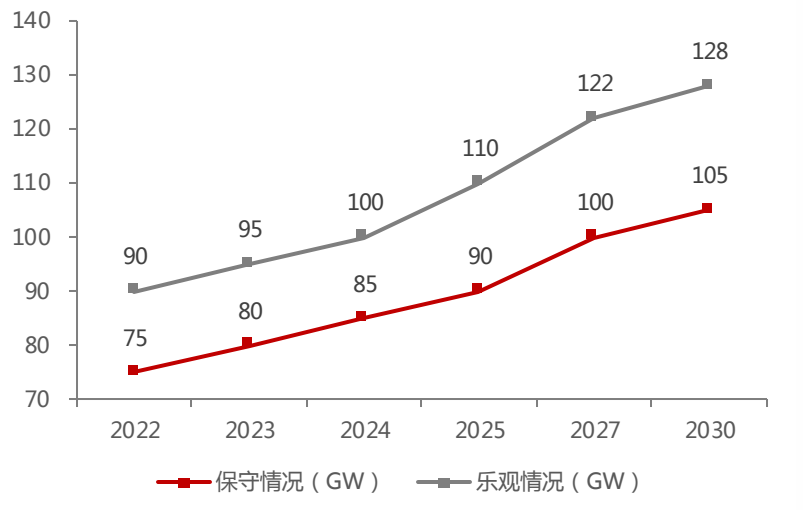
2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **22年我国光伏新增装机规模大幅提升。**2021年我国光伏新增装机容量为53.1GW，同比增加9.0%；22年1-11月我国光伏新增装机容量为65.7GW，同比高增88.7%，新增装机规模大幅提升。**据CPIA预测，22年我国光伏新增装机规模在75-90GW。**
- **预计“十四五”“十五五”时期我国光伏新增装机规模将持续增长。**长期看，在“双碳”目标持续推进下，大型光伏基地建设等将支撑国内光伏装机需求持续增长，未来行业景气度将持续提升。**据CPIA预测，预计2025年我国光伏新增装机规模在90-110GW，2030年在105-128GW。**

22年1-11月光伏新增装机容量65.7GW



2022-2030年我国光伏新增装机预测



数据来源：Wind，CPIA，西南证券整理

2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **25省/市已明确“十四五”时期新增光伏装机目标，预计至2025年，光伏装机将新增474GW（不包括未区分风光省份）。**22年1月国家发改委发布的《“十四五”现代能源体系规划》明确大力推进风光基地建设。而后，国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》提出，**到2030年，规划建设风光基地总装机约455GW，其中“十四五”和“十五五”时期分别规划建设总装机约200GW和255GW。**目前，根据已知25省/市的光伏装机规划，预计至2025年，光伏装机共新增474GW（不包括未区分风光省份），其中云南省以64.0GW的装机目标排在首位。

25省/市“十四五”光伏新增装机目标

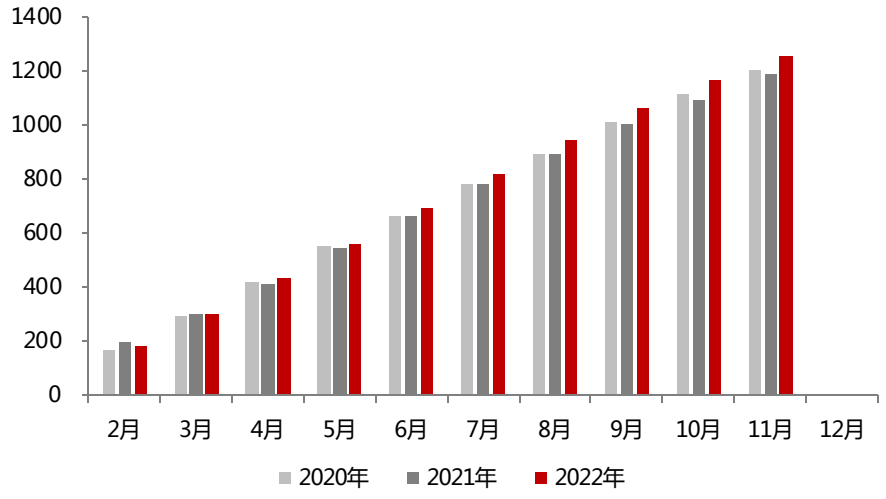


数据来源：各政府官网，新闻公告，西南证券整理

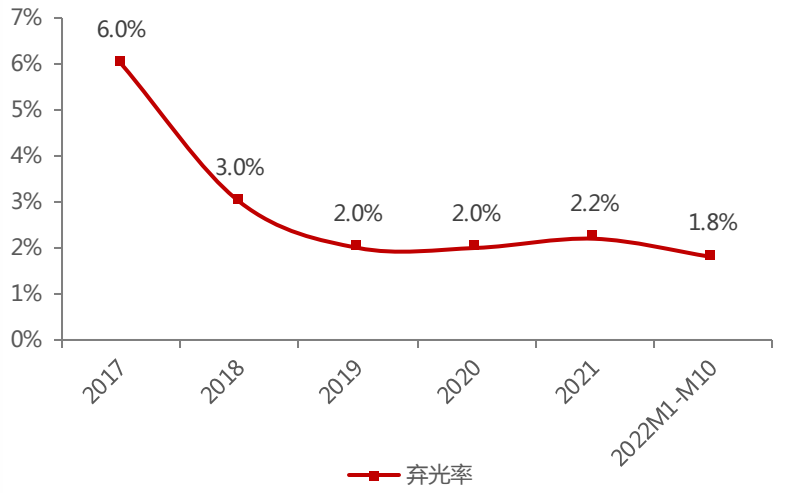
2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **22年1-11月我国光伏累计利用小时数为1260h，同比增加66h。**
- **22年1-10月全国光伏弃光率为1.8%，维持在较低水平，光伏消纳利用水平整体较高。**我国光伏弃光率自2017年以来呈逐渐下降趋势，由2017年的6.0%下降到2019年的2.0%，此后一直维持在2.0%附近，光伏消纳利用水平整体较高。

22年1-11月光伏累计利用小时数为1260h（+66h）



22年1-10月全国光伏弃光率为1.8%

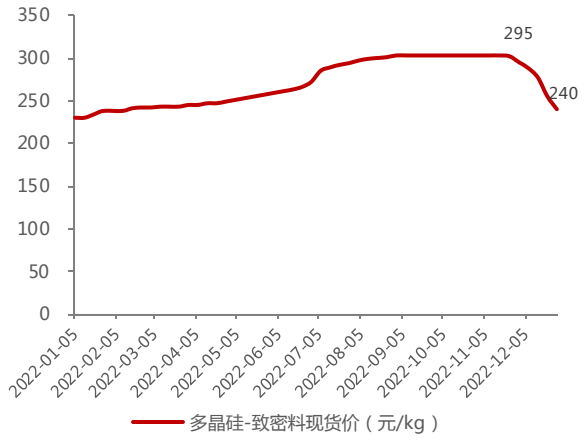


数据来源：Wind，国家能源局，全国新能源消纳监测预警中心，国际能源网，西南证券整理

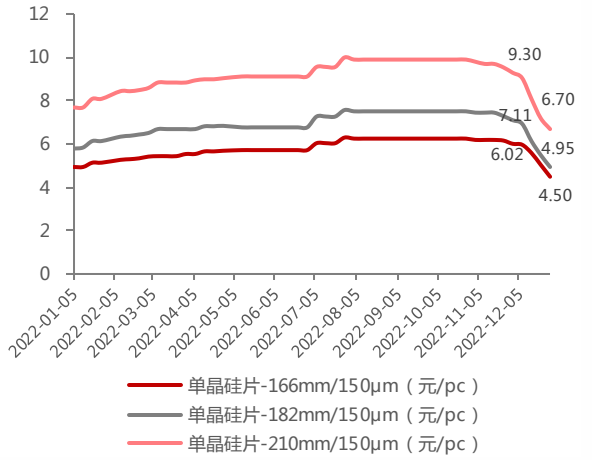
2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **从光伏发电行业上游来看，12月以来，多晶硅料、硅片、电池片和组件价格均呈大幅下降趋势。**12月28日，多晶硅致密料均价为240元/kg，较11月底下跌18.6%；单晶硅片166mm/150μm、182mm/150μm、210mm/150μm均价分别为4.50、4.95、6.70元/pc，较11月底下跌25.2%、30.4%、28.0%；电池片166mm、182mm、210mm均价分别为0.93、0.95、0.95元/W，较11月底下跌29.0%、29.1%、29.1%；365-375/440-450W、182mm、210mm单面单晶PERC组件价格分别为1.86、1.90、1.90元/W，较11月底下跌2.6%、3.3%、3.3%。

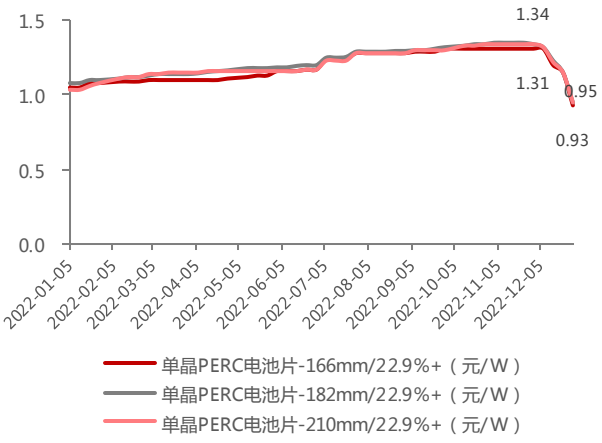
22年12月以来多晶硅料现货价大幅下降



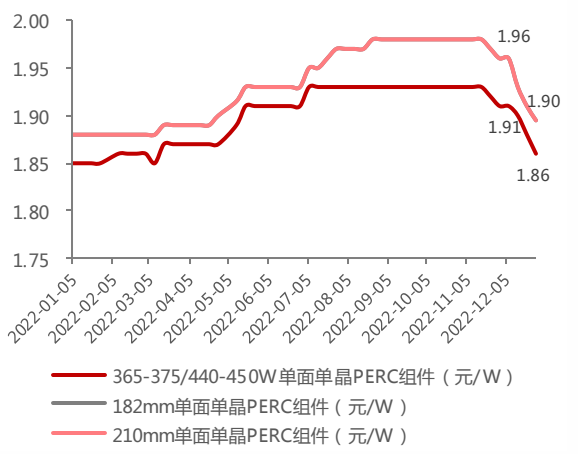
22年12月以来单晶硅片现货价大幅下降



22年12月以来电池片现货价大幅下降



22年12月以来光伏组件综合价格大幅下降



数据来源：Wind，PVInfoLink，西南证券整理

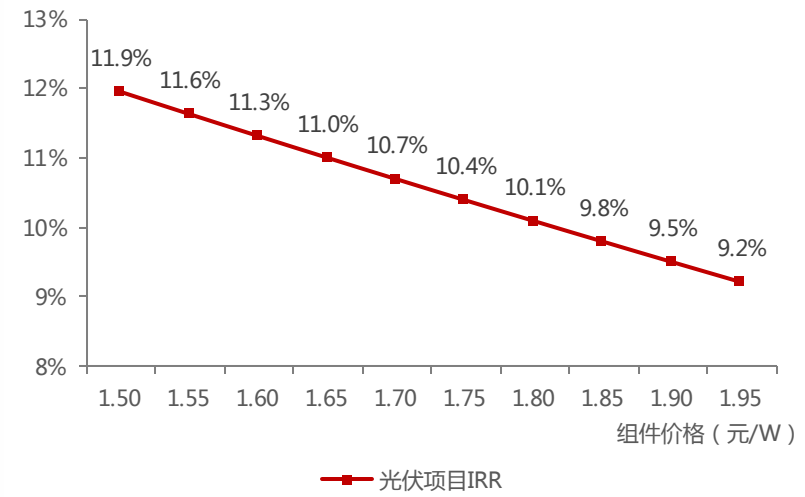
2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **光伏上游降价，运营商盈利能力有望提升。**当前，光伏组件受到供应链价格快速下落影响，价格持续下滑。我们测算了光伏组件价格对光伏项目IRR的影响，核心假设如下表所示。
- ✓ **利润角度：**在不考虑其他条件时，对1GW光伏项目而言，假设组件价格下降0.05元/W，则初始投资减少5000万元，单年折旧减少237.5万元，税后净利润增加178万元（假设所得税率25%）。
- ✓ **项目IRR角度：**在不考虑其他条件时，光伏组件价格每下降0.05元/W，项目IRR提高0.3%。

光伏项目核心数据假设

收入端			
装机量（MW）	130	上网电量占比	95%
光伏上网电价（元/kWh)	0.37	可利用小时数（h）	1300
成本端			
配置比例	15%	配置小时	2
项目自有资金投入比例	30%	融资成本	3.80%
每年运营维护成本占固定资产比例	3%	企业综合税收负担率	35%
折旧年限	20	折旧残值	5%

光伏组件价格对光伏项目IRR敏感性分析



数据来源：Wind，北极星太阳能光伏网，阳光巨匠光伏网等，西南证券整理

2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **新能源配储会增加项目投资成本，影响项目IRR。**全国已有近30个省份出台新能源配储建设规划，项目经济性仍是投资方关注焦点。结合新能源配储的两种建设方式，我们测算了光伏组件价格和配储成本对光伏项目IRR的影响（核心假设同前），测算结果显示：

✓ 配置储能情况下，光伏组件价格每下降0.05元/W，项目IRR提高0.2%-0.3%。

✓ 在不考虑其他条件时，同一组件价格下，容量租赁模式下的项目IRR要高于自建模式。

✓ 在自建储能模式下，当光伏组件价格下降至1.45元/W以下时，能够逐渐覆盖配储成本压力；在容量租赁模式下，当光伏组件价格下降至1.60元/W以下时，能够逐渐覆盖配储成本压力。

光伏组件价格&配储成本对光伏项目IRR敏感性分析

		组件价格（元/W）											
		1.95	1.90	1.85	1.80	1.75	1.70	1.65	1.60	1.55	1.50	1.45	1.40
不配置储能		9.2%	9.5%	9.8%	10.1%	10.4%	10.7%	11.0%	11.3%	11.6%	11.9%	12.3%	12.6%
自建储能													
储能造价（元/Wh）	2.2	5.6%	5.9%	6.2%	6.4%	6.7%	6.9%	7.2%	7.5%	7.8%	8.0%	8.3%	8.6%
	2.1	5.8%	6.1%	6.3%	6.6%	6.8%	7.1%	7.4%	7.6%	7.9%	8.2%	8.5%	8.8%
	2.0	5.9%	6.2%	6.5%	6.7%	7.0%	7.3%	7.5%	7.8%	8.1%	8.4%	8.6%	8.9%
	1.9	6.1%	6.4%	6.6%	6.9%	7.2%	7.4%	7.7%	8.0%	8.3%	8.5%	8.8%	9.1%
	1.8	6.3%	6.5%	6.8%	7.1%	7.3%	7.6%	7.9%	8.1%	8.4%	8.7%	9.0%	9.3%
	1.7	6.4%	6.7%	6.9%	7.2%	7.5%	7.8%	8.0%	8.3%	8.6%	8.9%	9.2%	9.4%
	1.6	6.6%	6.8%	7.1%	7.4%	7.6%	7.9%	8.2%	8.5%	8.8%	9.0%	9.3%	9.6%
容量租赁													
租赁费用（元/kW·年）	400	7.0%	7.3%	7.5%	7.8%	8.1%	8.4%	8.6%	8.9%	9.2%	9.5%	9.8%	10.1%
	380	7.1%	7.4%	7.6%	7.9%	8.2%	8.5%	8.8%	9.0%	9.3%	9.6%	9.9%	10.2%
	360	7.2%	7.5%	7.8%	8.0%	8.3%	8.6%	8.9%	9.2%	9.4%	9.7%	10.0%	10.3%
	340	7.3%	7.6%	7.9%	8.1%	8.4%	8.7%	9.0%	9.3%	9.6%	9.9%	10.1%	10.4%
	320	7.4%	7.7%	8.0%	8.3%	8.5%	8.8%	9.1%	9.4%	9.7%	10.0%	10.3%	10.6%
	300	7.5%	7.8%	8.1%	8.4%	8.6%	8.9%	9.2%	9.5%	9.8%	10.1%	10.4%	10.7%

数据来源：Wind，北极星太阳能光伏网，阳光巨匠光伏网等，西南证券整理

2.2 光伏：关注上游降价给EPC和运营商带来的机遇

- **光伏组件价格下降对EPC和运营商而言均有利：**

✓ 光伏组件价格下降将带动初始投资成本下降，项目现金流会增加，有利于提升项目IRR并增加利润，利好运营商。

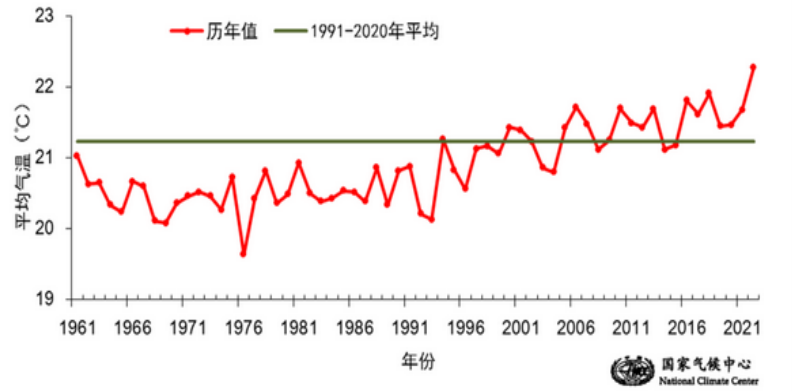
✓ 虽然光伏运营商面临新能源配储压力，但组件价格大幅下降，叠加电力辅助服务和容量电价补偿等政策的持续推进，配储压力将得以缓解，项目IRR有望达到投资标准，可开工的项目数量会增加，进而带来装机量的增加，利好EPC和运营商。



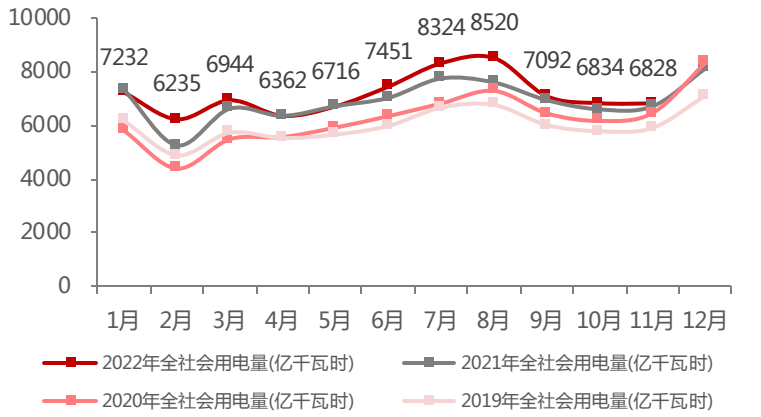
数据来源： 西南证券整理

2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

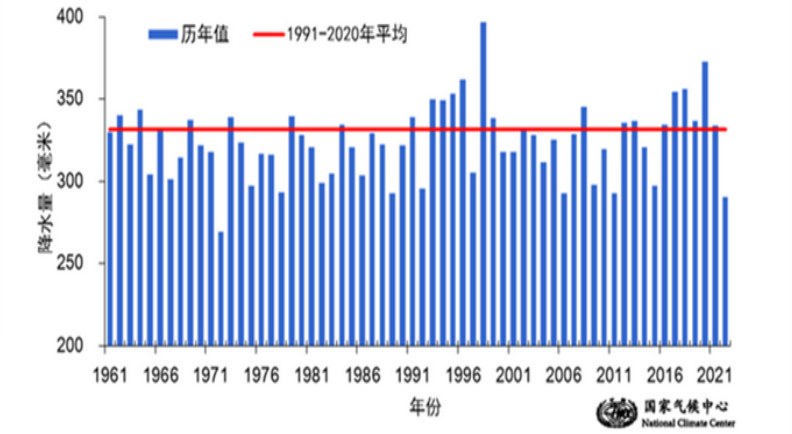
6月1日-8月31日全国平均气温历年变化(1961-2022年)



22年夏季全社会用电量高于往年



6月1日-8月31日全国平均降水量历年变化(1961-2022年)



- **22年夏季气温创历史新高，全社会用电量增长加大负荷压力。**22年夏季(6月1日至8月31日)，全国平均气温22.3℃，较常年同期偏高1.1℃，为1961年以来历史同期最高。高温天气导致全社会用电量明显增长，8月全社会用电量达8520亿千瓦时，同比增长12.0%，用电负荷大增。
- **全国平均降水量为1961年以来同期第二少。**今年夏季全国平均降水量290.6毫米，较常年同期(331.5毫米)减少12.3%，水力发电受到挑战，逐渐显现出电力供应不足问题。

数据来源：中国气候中心，国电电力官网，西南证券整理

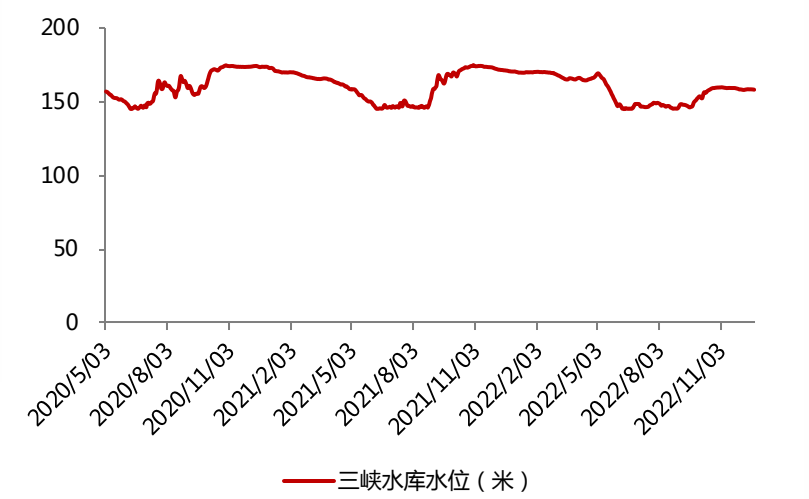
2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

- **今年入夏长江上游地区持续高温干旱是导致水电汛期来水严重偏枯的主要原因。22年夏三峡水库水位、入库出库流量下降明显。**

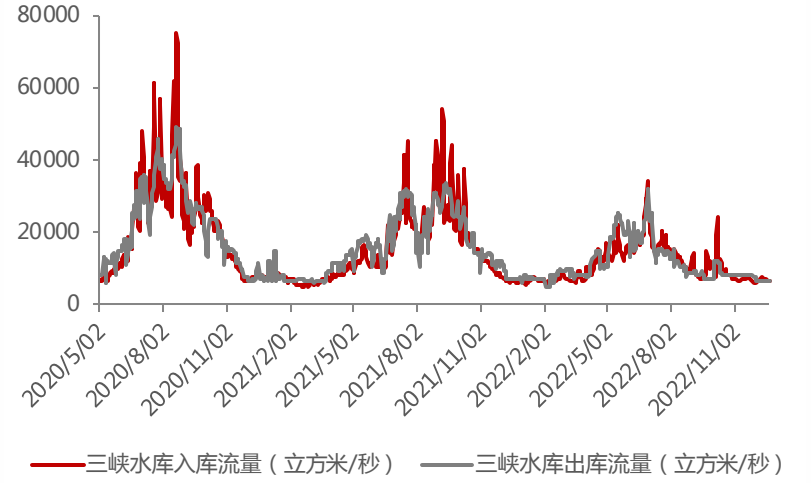
✓ **水位：2022年三峡水库水位下降明显。**22年1-11月三峡水库水位均值为158.1米，相较21年1-11月同比下降3.2米，且22年6月12日，三峡水库水位达到了近两年的最低值145.13米。

✓ **入库出库流量：2022年三峡水库入库出库流量较前两年明显降低。**22年6月28日三峡水库入库流量达到峰值34000立方米/秒，相较21年峰值54000立方米/秒和20年峰值75000立方米/秒分别下降20000立方米/秒和41000立方米/秒。22年6月29日三峡水库出库流量达到峰值31700立方米/秒，相较21年峰值33300立方米/秒和2020年峰值49200立方米/秒分别下降1600立方米/秒和17500立方米/秒。

近两年三峡水库水位情况



近两年三峡水库入库和出库流量走势

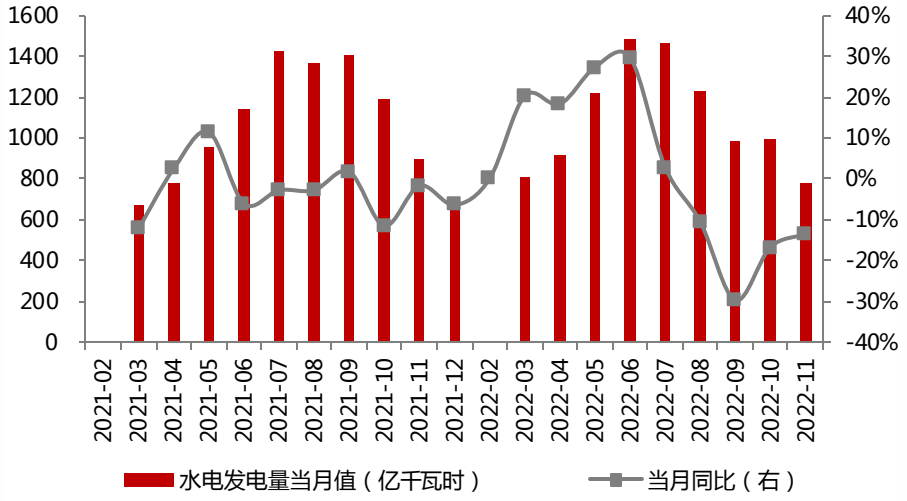


数据来源：Wind，西南证券整理

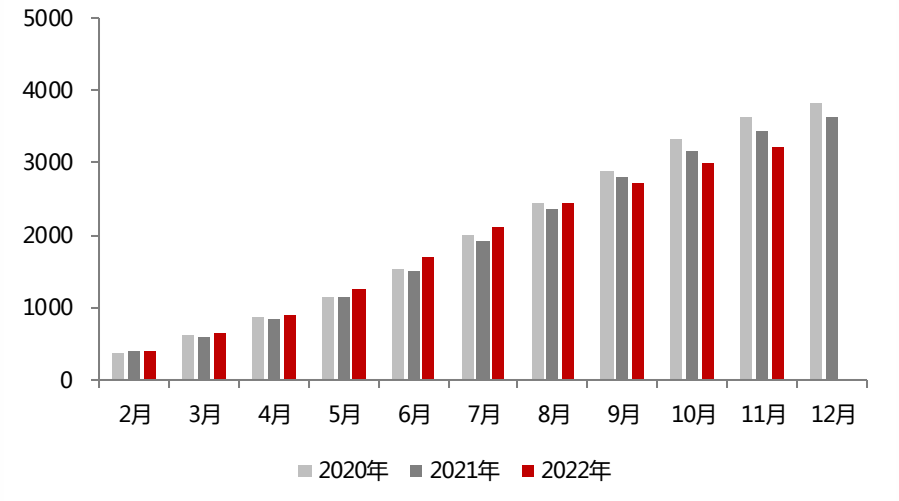
2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

- **22年夏季水电当月发电量同比增速呈快速下降态势，由增转降。**22年6月/7月/8月水电发电量分别为1481/1463/1227亿千瓦时，同比+29.7%/+2.9%/-10.5%。6月来水同比大幅偏丰带动水电发电量同比大增，8月受高温干旱天气影响水电发电量同比大幅减少。
- **22年1-11月我国水电平均利用小时数为3217小时，同比减少210小时。**

22年夏季水电当月发电量同比增速呈快速下降态势



22年1-11月水电累计利用小时数为3217h（-210h）

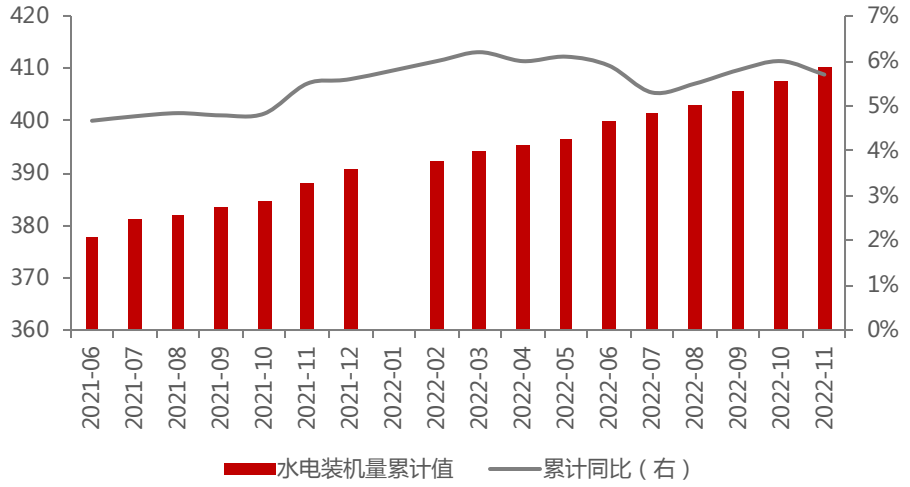


数据来源：Wind，西南证券整理

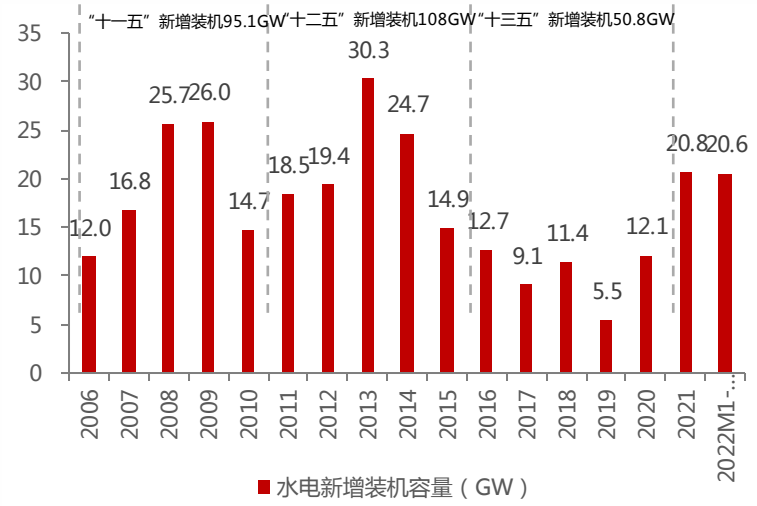
2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

- **“十四五”初期我国水电新增装机有所提速，截至22年11月，水电新增装机累计已达41.4GW。**“十一五”“十二五”时期我国水电新增装机较为集中，分别为95.1GW、108GW，“十三五”期间常规水电开工目标大幅下调，水电新增装机为50.8GW，仅为“十一五”“十二五”时期的一半左右。进入“十四五”，截至22年11月，我国水电装机累计410GW，累计同比增速5.7%，水电新增装机累计已达41.4GW，其中22年1-11月新增装机20.6GW。
- **中国水力发电工程学会表示，与发达国家的水电开发程度相比，我国水电至少还有一倍以上的增长空间。**水电规划总院数据显示，目前我国水电技术可开发量为**6.87亿千瓦**，其中，西南地区水电技术可开发量占全国的**69.3%**，达**4.76亿千瓦**。未来我国水电开发的“主战场”将转移至高边坡、高海拔、大温差等高山深谷复杂区域，**重点地区在川、滇、藏。**

22年11月我国水电装机410GW，累计同比增速5.7%



22年1-11月水电新增装机20.6GW

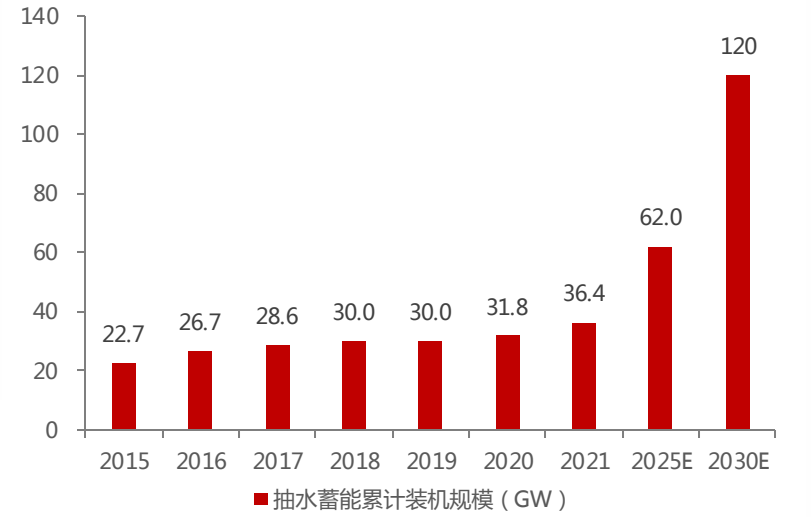


数据来源：Wind，西南证券整理（新增装机2012年以前为水利部口径）

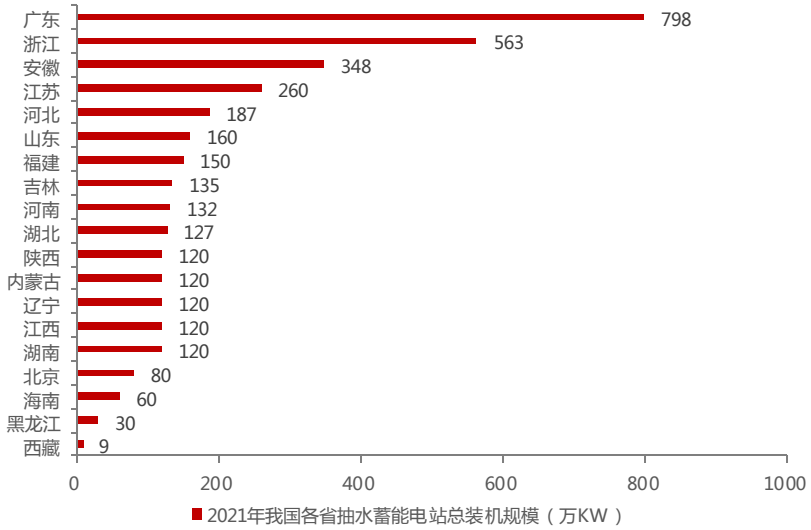
2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

- **抽水蓄能成为水电装机增长新方向，2021年装机规模已达36.4GW。**由于风、光等新能源具有随机性、波动性等特点，为了新能源规模化、高比例发展，电力系统将迫切需要调节电源。从经济性、可靠性等多因素综合分析，当前及未来一段时间内，电力系统发展的调节电源主要是抽水蓄能。截至2021年底，我国已建抽水蓄能装机规模达36.4GW，主要集中在广东、浙江、安徽、江苏等地。
- **“十四五”时期，抽水蓄能将进入快速发展赛道，2025年装机规模将达62.0GW，5年CAGR为14.2%。**2021年9月17日，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，《规划》要求加快抽水蓄能电站核准建设，提出到2025年，抽水蓄能投产总规模达62.0GW以上；到2030年，投产总规模达120GW左右。

预计2030年全国抽水蓄能装机容量达120GW



2021年中国各地区抽水蓄能电站总装机规模



数据来源：前瞻产业研究院，北极星电力网，《抽水蓄能产业发展报告2021》，西南证券整理

2.3 水电：增长空间仍存，重视抽水蓄能高规划

- **截至22年8月底，“十四五”期间核准的抽水蓄能电站已达3050万千瓦。**据各省报告，**“十四五”基本具备核准条件的抽蓄工程共219项，总规模达2.7亿千瓦。**截至22年8月31日，“十四五”已核准23座抽水蓄能电站，总装机规模3050万千瓦，项目投资规模超2000亿元。其中，2021年核准电站11个，装机规模合计1380万千瓦，投资金额约900亿元；2022年初至8月底已核准电站12个，装机规模合计1670万千瓦，投资金额超1100亿元。
- 国家能源局表示，据汇总的各省2022年核准的工作计划清单显示，**今年计划核准抽蓄项目52个、6400万千瓦，涉及19个省。**

“十四五”期间核准的抽水蓄能电站已达3050万千瓦

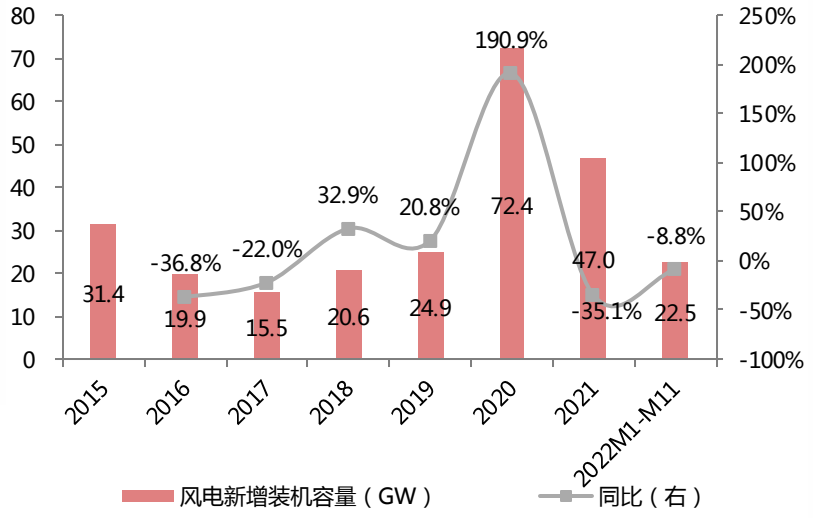
序号	省份	项目名称	装机容量（万千瓦）	核准时间
1	江西	奉新	120	2021-03-04
2	河南	鲁山	130	2021-07-09
3	广西	南宁	120	2021-11-12
4	浙江	泰顺	120	2021-11-25
5	重庆	栗子湾	140	2021-12-13
6	湖北	平坦原	140	2021-12-16
7	辽宁	庄河	100	2021-12-20
8	浙江	天台	170	2021-12-22
9	广东	梅州二期	120	2021-12-28
10	黑龙江	尚志	120	2021-12-30
11	宁夏	牛首山	100	2021-12-31
12	内蒙古	乌海	120	2022-01-30
13	重庆	建全	120	2022-03-03
14	湖南	安化	240	2022-06-24
15	河南	九峰山	210	2022-06-29
16	湖北	清江	120	2022-06-29
17	广东	水源山	120	2022-07-06
18	广东	三江口	140	2022-07-14
19	安徽	宁国	120	2022-07-18
20	湖北	宝华寺	120	2022-07-28
21	广东	浪江	120	2022-08-08
22	广东	中洞	120	2022-08-26
23	河南	后寺河	120	2022-08-28
“十四五”累计核准装机容量（截至2022年8月31日）：3050万千瓦				

数据来源：中国储能网新闻中心，中国能源报，西南证券整理

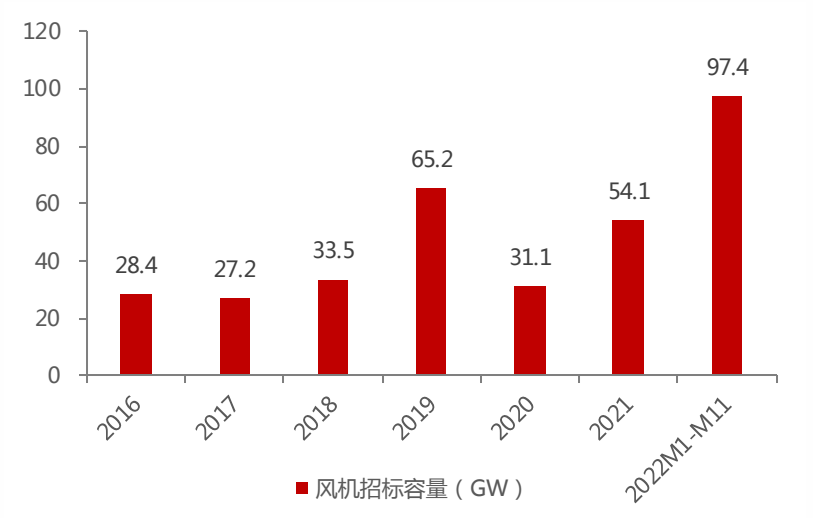
2.4 风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放

- **22年1-11月风电新增装机容量为22.5GW，同比减少8.8%，全年新增装机或略不及预期。**2021年风电新增装机容量为47.0GW，相较2021年，2022年1-11月风电新增装机容量不到2021年的一半，全年新增装机或略不及预期。我们认为主要系2022年各地疫情反复，尤其内蒙古、新疆等陆上风电主要省份在9月底以来疫情持续反弹，抑制了风电项目的建设进度，对风电装机产生较大影响。
- **22年初以来风机招标容量已达117.6GW，相较2021全年增加117%，23年新增装机或大幅改观。**22年1-11月风机招标容量97.4GW已超过2019年的历史最高水平65.2GW，创历史新高。加上12月以来（12.5-12.23）新增的招标容量20.2GW，22年初以来招标总量已达117.6GW，相较2021全年增加117%，23年新增装机或将大幅提升。

22年1-11月风电新增装机容量22.5GW



22年1-11月风机招标容量为97.4GW

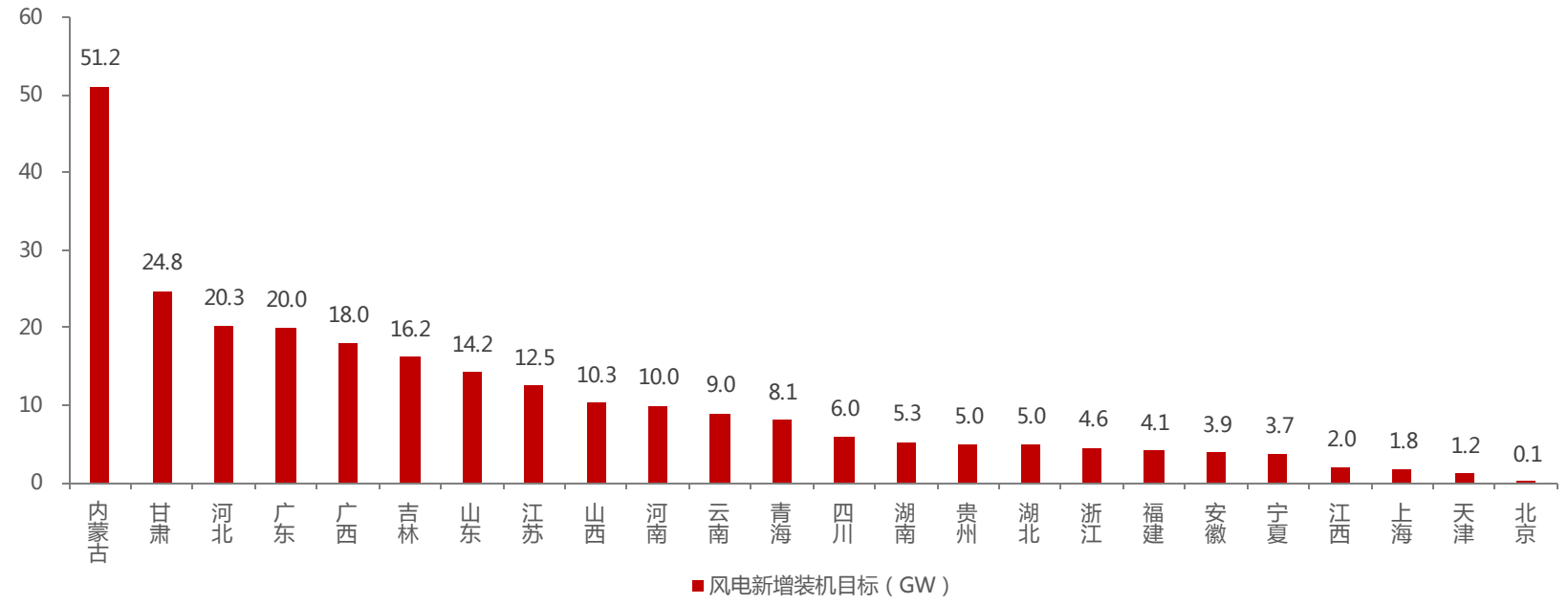


数据来源：Wind，中电联，西南证券整理

2.4 风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放

- **24省/市已明确“十四五”时期新增风电装机目标，预计至2025年，风电装机将新增257GW（不包括未区分风光省份）。**22年1月国家发改委发布《“十四五”现代能源体系规划》，明确我国新阶段能源发展目标、能源发展布局和战略体系。各省积极响应并出台了相关能源体系建设规划，明确风光设备装机目标，为风光发电打开新格局。根据已知24省/市的风电装机规划，预计至2025年，风电装机共新增257GW（不包括未区分风光省份），其中内蒙古以51.2GW的装机目标排在首位。

24省/市“十四五”风电新增装机目标

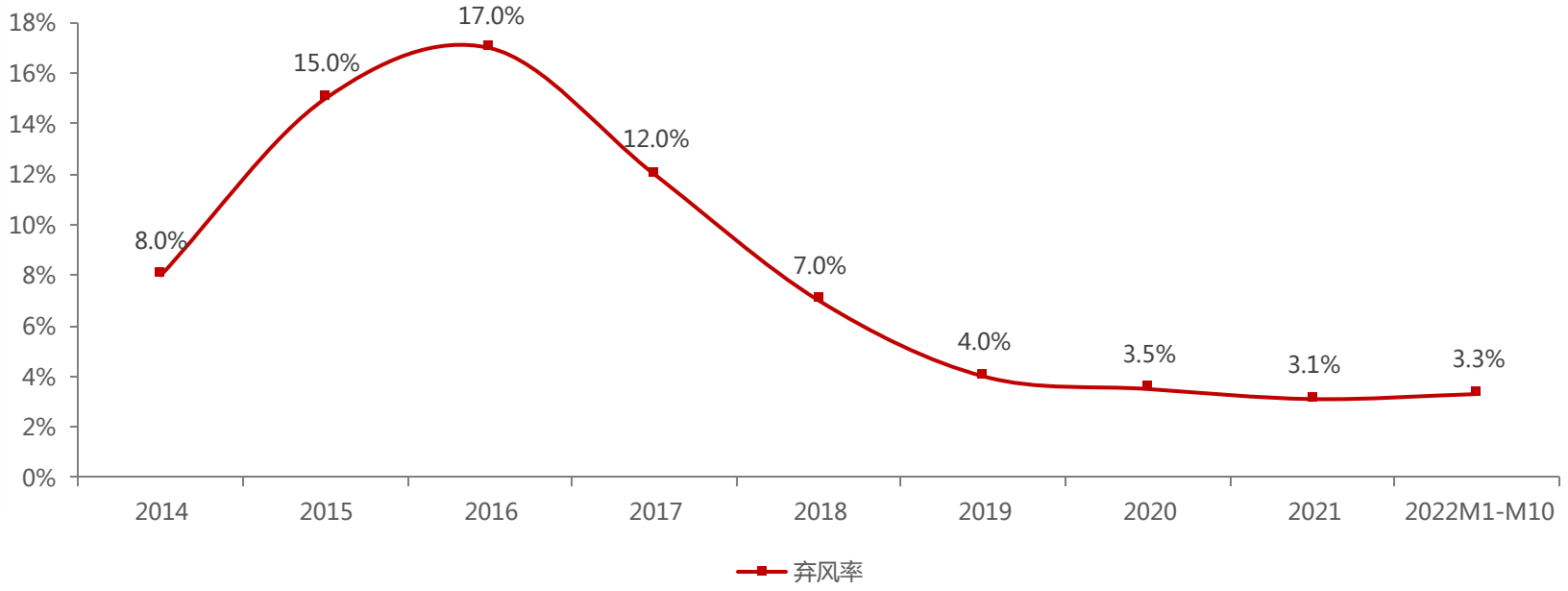


数据来源：各政府官网，新闻公告，西南证券整理

2.4 风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放

- **22年1-10月全国风电弃风率为3.3%，维持在较低水平，风电消纳利用水平整体较高。**自2016年以来出台了一系列推动新能源消纳的政策后，我国弃风率便呈逐步下降趋势，由2016年的17.0%一路下降到2019年的4.0%，2020年至今一直维持在3.0%-3.5%区间，风电消纳利用水平整体较高。
- **对风电消纳问题的担忧是影响风电装机的因素之一，如今弃风率维持在较低水平，未来风电装机持续性增强。**

22年1-10月全国风电弃风率为3.3%

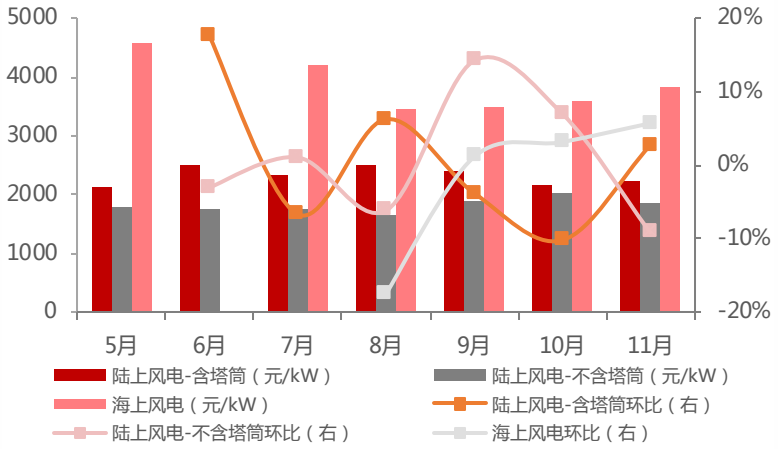


数据来源：Wind，国家能源局，全国新能源消纳监测预警中心，国际能源网，西南证券整理

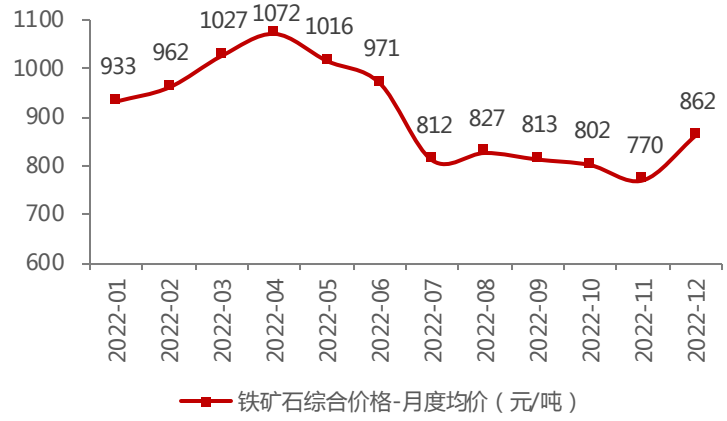
2.4 风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放

- **陆风含塔筒和不含塔筒机组月度中标均价呈反向变化，海风机组中标均价自9月以来逐渐上行，风电发电企业设备成本总体走向分化。**22年5月以来数据显示，陆风含塔筒和不含塔筒的月度中标均价呈反向变动，其中11月，陆风含塔筒/不含塔筒机组中标均价分别为2218/1849元/kW，环比+2.7%/-9.1%。海风机组中标均价自9月以来呈上涨趋势，其中11月中标均价为3818元/kW，环比+5.7%。
- **22年下半年，铁矿石、钢材价格整体下行，风电上游成本回落，产业链降本压力有所缓解。**

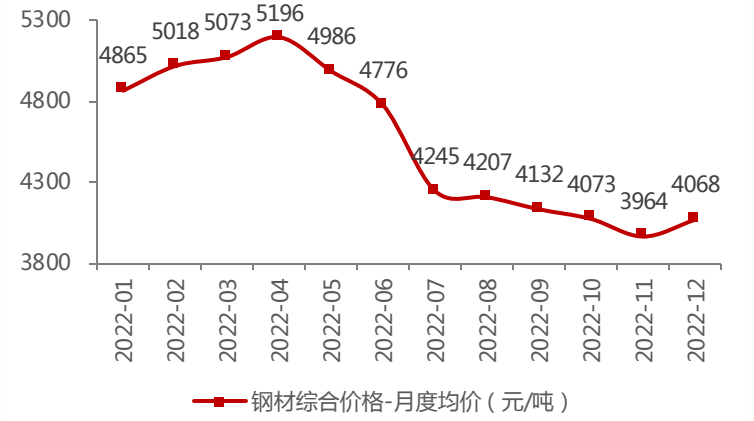
22年5-11月海陆风机月度中标均价走势



22年以来铁矿石月度均价走势



22年以来钢材月度均价走势

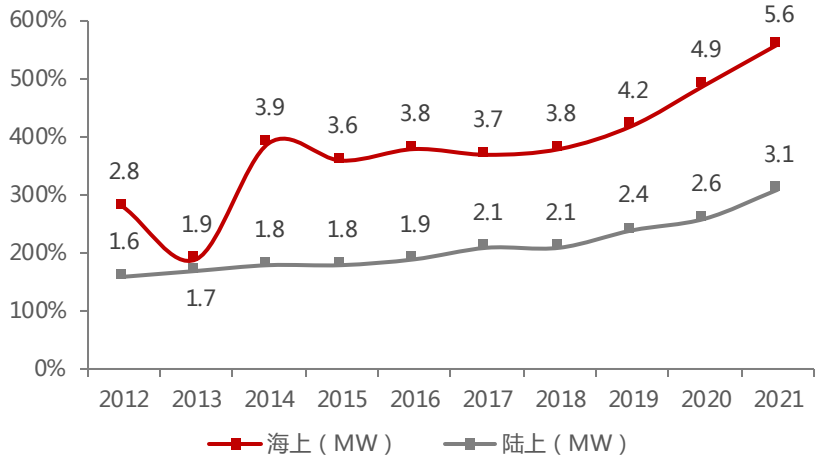


数据来源：Wind，风电头条，西南证券整理（铁矿石价格统计至12月23日，钢材价格统计至12月16日）

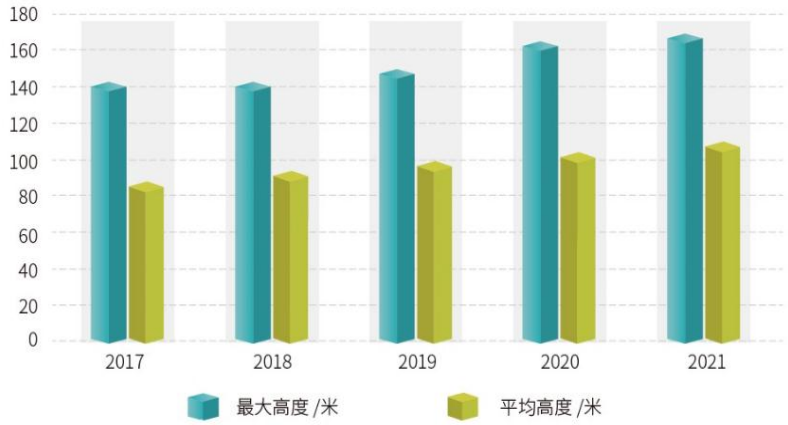
2.4 风电：22年招标规模可观，关注23年装机规模释放

- **风机大型化稳步推进，驱动降本加速。**过去十年，我国风电机组朝大型化方向加速发展，成为推动风电成本下降的主要路径。2021年，我国风电机组最大单机容量、叶片长度与轮毂高度分别达到16MW、123米、170米，海上/陆上风机平均单机容量为5.6/3.1MW。
- **从22年风机最新招标数据看，目前我国海上风机已开始向8-10MW等级迈进，陆上风机也在向4-5MW等级发展，大功率趋势明确。**

2012-2021年我国新增风电机组平均单机容量



2017-2021年我国新增风电机组平均&最大轮毂高度



2012-2021年我国新增风电机组最大风轮直径

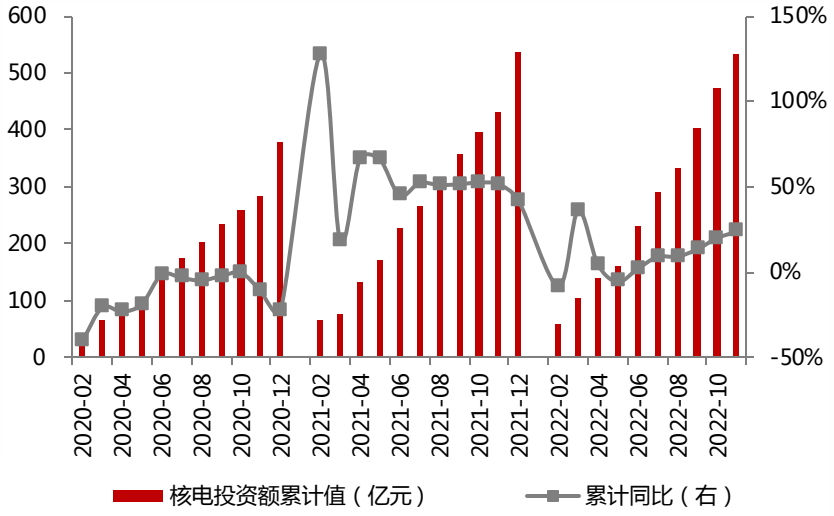


数据来源： CWEA，西南证券整理

2.5 核电：积极有序发展正逐步落实，景气度有望改善

- **22年下半年核电投资额有所改善，累计同比增速逐渐提升。**22年5月，我国核电投资额累计值为161亿元，累计同比减少5.7%，6月核电投资额累计值为230亿元，累计同比增加1.9%，同比由负转正，此后一直保持缓慢提升趋势，11月我国核电投资额累计值为533亿元，累计同比增加23.7%。
- **核电开启积极有序发展新阶段，22年已核准10台机组，装机规模合计为12.3GW。**2022年核电审批速度加快，4月国常会核准山东海阳、浙江三门、广东陆丰3个核电新建项目，共计6台机组；9月核准广东廉江一期、福建漳州二期2个核电新建项目，共计4台机组。22年我国新核准核电机组数已达10台，装机规模合计为12.3GW，积极有序发展政策正逐步落实。

22年下半年核电投资额累计同比增速逐渐提升



2022年核准10台核电机组

公司	机组	型号	装机（万千瓦）	核准时间
国家电投	海阳3&4号	CAP1000	2*125.3	2022年4月20日
中国核电	三门3&4号	CAP1000	2*125.1	2022年4月20日
中广核	陆丰5&6号	华龙一号	2*120	2022年4月20日
国家电投	廉江1&2号	CAP1000	2*125	2022年9月13日
中国核电	漳州3&4号	华龙一号	2*121.2	2022年9月13日

数据来源：Wind，国家电投，新闻公告，西南证券整理

2.5 核电：积极有序发展正逐步落实，景气度有望改善

- **“十四五”时期在建机组预计投产高峰在2025年。**受2011年福岛核事故影响，我国乃至全球都重新审视了核安全问题，对核电发展慎之又慎，我国2016-2017年未审批新核电机组，新一轮审批2018年底才重启。**根据在建进度，2021年我国投产3台核电机组，2022年投产2台，2023年预计投产1台，2024年预计投产1台，2025年预计为在建机组投产高峰，或将投产6台。**

“十四五”时期在建核电站预计投产时间

公司	机组	型号	装机（万千瓦）	开工日期	投产时间
中国核电	福清5号	华龙一号	115	2016年	2021年1月
中国核电	田湾6号	CNP-1000	111.8	2016年	2021年6月
中广核	红沿河5号	ACPR1000	111.9	2015年	2021年7月
中国核电	福清6号	华龙一号	115	2015年	2022年3月
中广核	红沿河6号	ACPR1000	111.9	2015年	2022年6月
中广核	防城港3号	华龙一号	118	2015年	2023年上半年
中广核	防城港4号	华龙一号	118	2016年	2024年上半年
国电投	石岛湾1&2号	CAP1400	2*140	2019年	2025年
中国核电	漳州1&2号	华龙一号	2*115	2019年	2025年
中广核	太平岭1&2号	华龙一号	2*115	2019年	2025年

数据来源：公司公告，新闻公告，西南证券整理

目　录

2022年行业回顾

2023年行业投资策略

2023年重点推荐投资标的

华能国际（600011）：火电龙头转型，业务协同发展

□ 投资逻辑：

1）随着煤价控制和电价上浮，公司火电业务22年有望扭亏为盈，火电价值有望重估；2）新能源高速发展打开成长空间，十四五风光装机目标55GW，20-25年CAGR达39%，装机增速、在建工程、度电利润等指标行业领先；3）火电新能源协同效应显著，经营性现金流较为充沛，为新能源发展提供充足资本金，多能互补带来项目获取优势。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为16.6亿元、102.0亿元、156.7亿元，对应PE分别为70.3倍、11.5倍、7.5倍，维持“买入”评级。

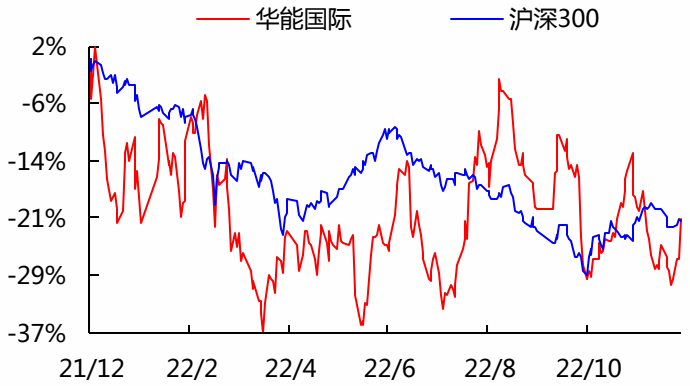
□ 风险提示：

煤价电价波动风险，新能源发展不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	204605.08	228291.76	232106.89	239266.67
营业收入增长率	20.75%	11.58%	1.67%	3.08%
归母净利润（百万元）	-10264.37	1662.73	10196.40	15667.90
净利润增长率	-324.85%	116.20%	513.23%	53.66%
EPS（元）	-0.65	0.11	0.65	1.00
P/E	-	70.3	11.5	7.5

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

华电国际（600027）：火电修复弹性强，绿电持股收益高

□ 投资逻辑：

1）华电集团旗下常规能源发电平台，22Q3公司实现归母净利润23.2亿元，领先于行业实现扭亏，业绩改善弹性大；2）2022年前三季度公司综合上网电价同比增长23.8%，煤价回落叠加电价提升，推动公司盈利能力不断修复；3）华电新能筹划上市，公司所持31%股权测算价值有望超400亿，投资收益丰厚稳定。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为40.9亿元、54.0亿元、64.8亿元，对应PE分别为13.8倍、10.5倍、8.7倍，维持“买入”评级。

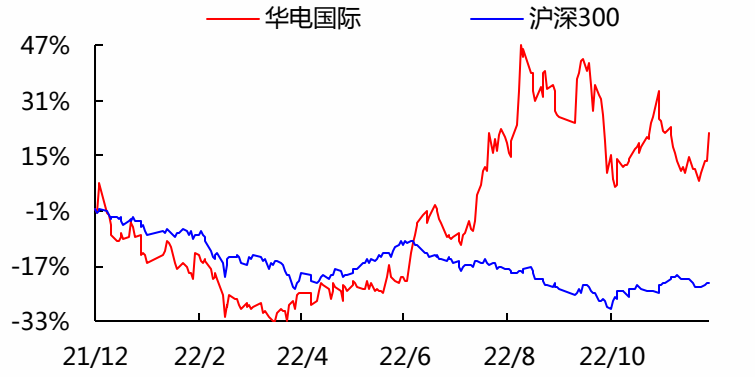
□ 风险提示：

项目建设不及预期、项目运营成本上升等。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	104422.21	108236.61	112302.71	114751.32
营业收入增长率	15.07%	3.65%	3.76%	2.18%
归母净利润（百万元）	-4965.35	4091.27	5401.57	6481.29
净利润增长率	-218.80%	182.40%	32.03%	19.99%
EPS（元）	-0.50	0.41	0.55	0.66
P/E	-	13.8	10.5	8.7

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

国电电力（600795）：火电成本占优，水风光高速发展

□ 投资逻辑：

1）背靠国家能源集团，充分利用产业协同效应，22Q3公司长协煤覆盖率100%，入炉煤价显著低于同行；2）新能源业务全面提速，“十四五”新能源规划新增装机35GW，21-25年风光装机CAGR高达55%，增速位居行业前列；3） 特高压时代水电消纳水平提高，叠加市场化电价上行趋势，公司水电板块盈利水平有望进一步提升。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为69.5亿元、81.7亿元、95.8亿元，对应PE分别为10.7倍、9.1倍、7.7倍，维持“买入”评级。

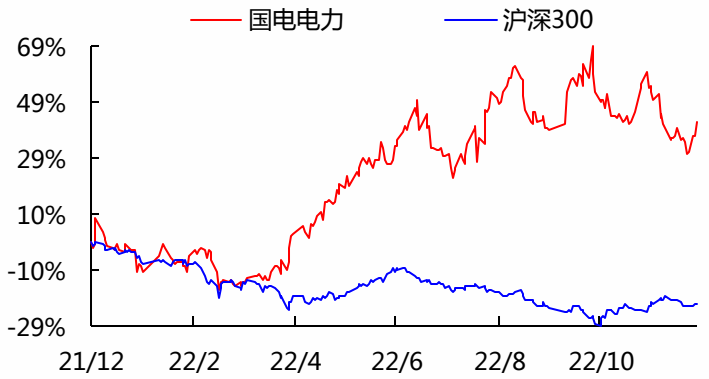
□ 风险提示：

煤价波动风险，新能源发展不及预期，水电投产不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	168185.48	193994.98	209841.39	222258.99
营业收入增长率	44.46%	15.35%	8.17%	5.92%
归母净利润（百万元）	-1845.35	6950.35	8174.00	9580.48
净利润增长率	-170.08%	476.64%	17.61%	17.21%
EPS（元）	-0.10	0.39	0.46	0.54
P/E	-	10.7	9.1	7.7

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

内蒙华电（600863）：煤电联营盈利显著，绿电业务扬帆起航

□ 投资逻辑：

1）煤炭产能翻倍，营收将大幅提高；2）煤电联营成本优势明显，市场化交易持续推高电价，预计22年火电净利润将增加约15亿；3）大基地政策叠加集团赋能，火电区域规模优势突出，有望利用火电灵活性进行调峰，打造风光储一体化项目，实现25年新能源装机比例不低于50%目标。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为29.6亿元、36.0亿元、40.3亿元，对应PE分别为7.7倍、6.4倍、5.7倍，维持“买入”评级。

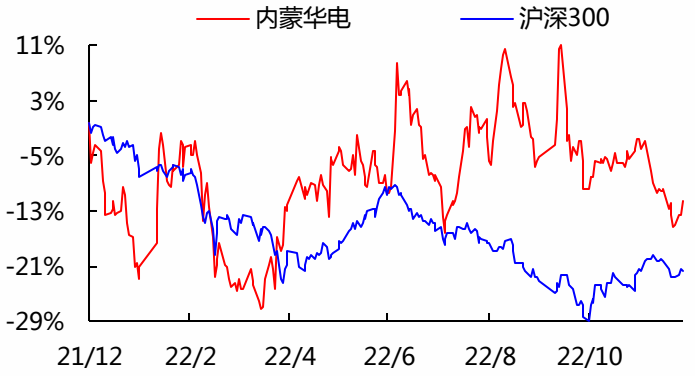
□ 风险提示：

煤价电价波动风险，新能源发展不及预期等。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	18933.57	23751.34	24875.13	25688.16
营业收入增长率	23.26%	25.45%	4.73%	3.27%
归母净利润（百万元）	452.25	2960.23	3597.19	4029.52
净利润增长率	-40.42%	554.56%	21.52%	12.02%
EPS（元）	0.07	0.45	0.55	0.62
P/E	50.7	7.7	6.4	5.7

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

青达环保（688501）：火电灵活性改造稀缺标的，开辟第二增长曲线

□ 投资逻辑：

1）2022年1-11月实现火电投资额736亿元，同比增长38.3%，2021Q4以来火电装机核准进度加快，风电、光伏发展带动调峰需求增加，预计十四五火电灵活性改造市场规模在60-180亿元；2）公司传统炉渣和烟气处理业务保持平稳，并布局火电灵活性改造，全负荷脱硝业务高速发展，整机销售量不断提升，带动公司2022-2024年归母净利润复合增速达46.1%；3）公司加大研发投入，并打入五大集团等大型发电企业的供应链，形成技术与渠道优势。

□ 业绩预测：

预计2022-2024年归母净利润分别为0.9亿元、1.3亿元、1.7亿元，对应PE分别为29.4倍、18.9倍、14.3倍。

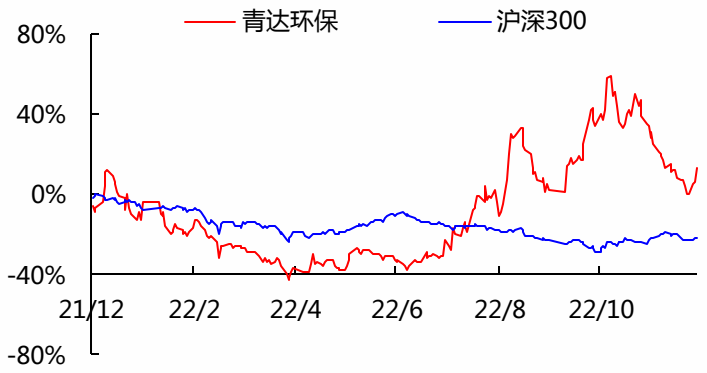
□ 风险提示：

原材料价格上涨，灵活性改造需求不及预期，项目建设不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	627.92	880.17	1220.68	1586.75
营业收入增长率	12.62%	40.17%	38.69%	29.99%
归母净利润（百万元）	55.89	84.64	131.99	174.27
净利润增长率	17.04%	51.45%	55.94%	32.04%
EPS（元）	0.59	0.89	1.39	1.84
P/E	44.6	29.4	18.9	14.29

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

广宇发展（000537）：转型新能源，开启新征程

□ 投资逻辑：

1）公司通过置换鲁能新能源转型新能源发电，预计十四五期间计划新增装机30GW，装机量CAGR约60%；2）鲁能新能源发电量快速增长，机组运行效率提升，2020年平均利用小时数为2086小时，同比增长7.0%，带动盈利能力持续改善，2021H1净利率和ROE分别升至52%和8.9%，达到头部企业水平；3）鲁能新能源加大研发投入，构建多能互补集成优化能力、深远海风电开发能力、先进储能技术等方面构建起核心优势。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为9.3亿元、16.2亿元、26.5亿元，对应PE分别为27.0倍、15.5倍、9.5倍，维持“买入”评级。

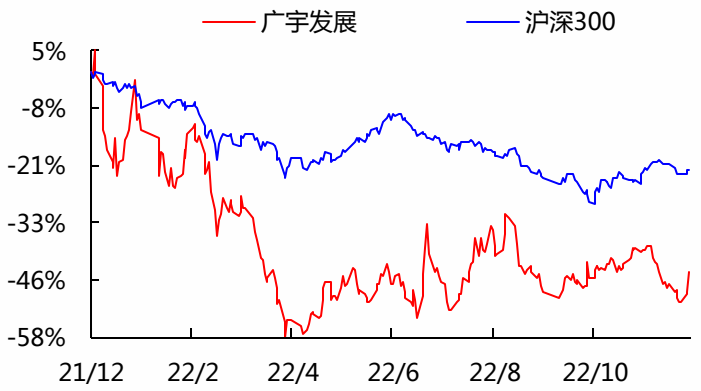
□ 风险提示：

项目建设不及预期、项目运营成本上升等。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	16235.78	4664.37	8070.73	11378.41
营业收入增长率	-17.80%	-71.27%	73.03%	40.98%
归母净利润（百万元）	-1357.83	928.75	1623.32	2650.46
净利润增长率	-161.40%	168.40%	74.79%	63.27%
EPS（元）	-0.73	0.50	0.87	1.42
P/E	-	27.0	15.5	9.5

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

三峡能源（600905）：新能源发电领军者，集团赋能护城河稳固

□ 投资逻辑：

1）风光装机高增速，带动业绩持续上升，公司22H1总装机达25.1GW，“十四五”有望突破50GW，22Q3公司归母净利润为61.7亿，同比增长36.5%；2）海上风电引领者，22H1公司海风装机达4.6GW，市场份额为17.2%，在政策利好和技术加持下海风优势有望持续扩大；3）公司资源和资金优势显著，产业链布局带来整合红利，多维优势利于公司提高电站运营效率和盈利水平。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为84.3亿元、105.4亿元、125.9亿元，对应PE分别为19.3倍、15.4倍、12.9倍，维持“买入”评级。

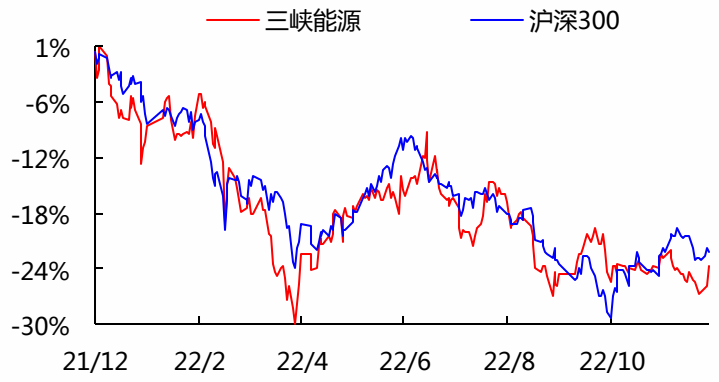
□ 风险提示：

产业政策重大变动，新增装机不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	15484.11	23628.58	30718.88	37611.54
营业收入增长率	36.85%	52.60%	30.01%	22.44%
归母净利润（百万元）	5642.37	8428.84	10541.25	12591.72
净利润增长率	56.26%	49.38%	25.06%	19.45%
EPS（元）	0.20	0.29	0.37	0.44
P/E	28.9	19.3	15.4	12.9

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

林洋能源（601222）：智能电表稳健发展，储能光伏破浪前行

□ 投资逻辑：

1）智能电表2022年1-11月电网中标金额已达11亿，业务国内外双轮驱动；2）光伏运营自持1.6GW，在手已核准资源增至3.4GW，储备资源超6GW，22年EPC业务有望受益组件降价而加快储备资源开发，布局TOPCon光伏电池生产，计划2023M7和2024M3各投产6GW产能；3）储能上游亿纬林洋年产10GWh储能电池已如期投产，中游公司先后中标能建2.7亿及预中标中电国际5亿订单，下游以“集中式共享储能电站”发展建立合作，22H1纯储备资源超4GWh。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为8.6亿元、12.5亿元、15.2亿元，对应PE分别为20.9倍、14.4倍、11.9倍，给予“买入”评级。

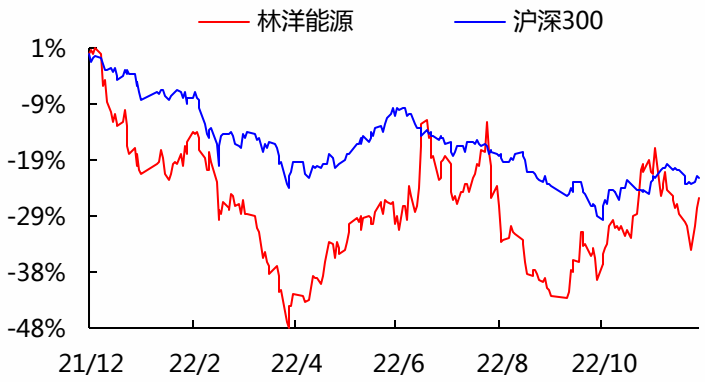
□ 风险提示：

组件价格不及预期；光伏建设不及预期；储能及海外订单不及预期，TOPCon电池项目进展不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	5296.57	5055.24	9679.02	14791.61
营业收入增长率	-8.66%	-4.56%	91.46%	52.82%
归母净利润（百万元）	930.47	859.73	1250.72	1515.13
净利润增长率	-6.69%	-7.60%	45.48%	21.14%
EPS（元）	0.45	0.42	0.61	0.74
P/E	19.3	20.9	14.4	11.9

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

长江电力（600900）：乌白电站注入在即，六库联调增发提效

□ 投资逻辑：

1）乌白水电站注入在即，公司装机规模有望升至71.8GW，发电量有望增至1113亿kwh，“六库联调”有效减少弃水，整体利润有望增厚超120亿；2）聚焦“水风光储”多能互补，凭借金沙江下游优质资源进行拓展，充沛现金流及低融资成本，为项目拓展提供支撑；3）横纵双向投资拓展，降本提效显著，22Q3累计长投账面价值达654.6亿，贡献投资收益达41.8亿元。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为268.4亿元、286.1亿元、296.0亿元，对应PE分别为17.5倍、16.4倍、15.9倍，维持“买入”评级。

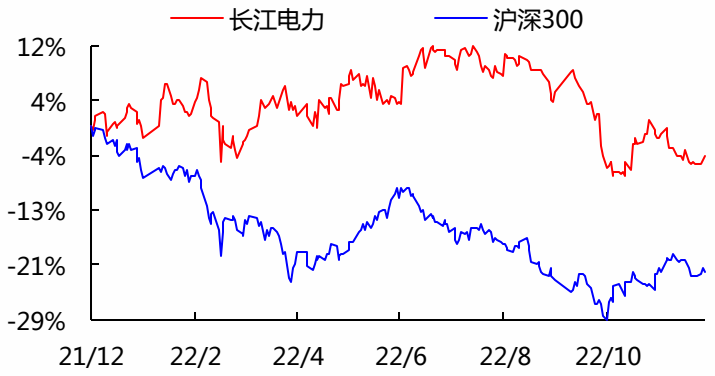
□ 风险提示：

资产重组不及预期风险、来水不及预期风险。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	55646.25	57656.34	62019.66	64962.09
营业收入增长率	-3.70%	3.61%	7.57%	4.74%
归母净利润（百万元）	26273.00	26837.30	28610.69	29603.44
净利润增长率	-0.09%	2.15%	6.61%	3.47%
EPS（元）	1.16	1.18	1.26	1.30
P/E	17.9	17.5	16.4	15.9

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

中国核电（601985）：核电业务量稳价增，风光业务高速跨越

□ 投资逻辑：

1）背靠中核集团，集团完整产业链优势全方位支撑公司业务发展；2）公司核电业务量稳价升，预计2025年核电装机容量达到26.1GW， 2021年市场化电量占比快速增至38.3%，具备技术、资金和牌照多重壁垒；3）公司新能源十四五规划装机高速增长，CAGR 42%居行业前列，资源获取能力强，资金充足且22Q3融资成本仅2.3%，充分支撑新能源项目扩张。

□ 业绩预测与投资建议：

预计2022-2024年归母净利润分别为102.8亿元、115.1亿元、126.2亿元，对应PE分别为11.1倍、9.9倍、9.0倍，维持“买入”评级。

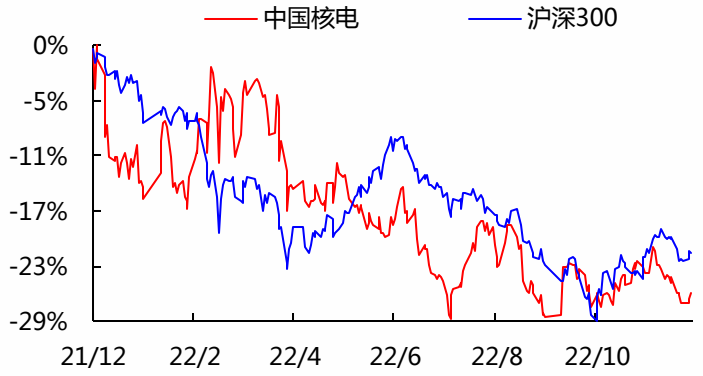
□ 风险提示：

核电机组运行风险，新能源项目投产不及预期风险等。

业绩预测和估值指标

指标	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	62367.22	74541.16	79136.37	84285.82
营业收入增长率	19.30%	19.52%	6.16%	6.51%
归母净利润（百万元）	8038.08	10282.38	11508.38	12620.13
净利润增长率	34.07%	27.92%	11.92%	9.66%
EPS（元）	0.43	0.55	0.61	0.67
P/E	14.2	11.1	9.9	9.0

股价表现



数据来源：Wind，西南证券

数据来源：Wind，西南证券整理

西南证券
SOUTHWEST SECURITIES

分析师：池天惠
执业证号：S1250522100001
电话：13003109597
邮箱：cth@swsc.com.cn

联系人：刘洋
电话：18019200867
邮箱：ly21@swsc.com.cn

西南证券 SOUTHWEST SECURITIES

西南证券研究发展中心

西南证券投资评级说明

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

公司评级	买入：未来6个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在20%以上
	持有：未来6个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于10%与20%之间
	中性：未来6个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%与10%之间
	回避：未来6个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-20%与-10%之间
	卖出：未来6个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-20%以下
行业评级	强于大市：未来6个月内，行业整体回报高于同期相关证券市场代表性指数5%以上
	跟随大市：未来6个月内，行业整体回报介于同期相关证券市场代表性指数-5%与5%之间
	弱于大市：未来6个月内，行业整体回报低于同期相关证券市场代表性指数-5%以下

分析师承诺

报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于2017年7月1日起正式实施，本报告仅供本公司签约客户使用，若您并非本公司签约客户，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券 SOUTHWEST SECURITIES

西南证券研究发展中心

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路166号中国保险大厦20楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街35号国际企业大厦A座8楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区深南大道6023号创建大厦4楼

邮编：518040

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路32号西南证券总部大楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	总经理助理、销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	崔露文	高级销售经理	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	王昕宇	高级销售经理	17751018376	17751018376	wangxy@swsc.com.cn
	薛世宇	销售经理	18502146429	18502146429	xsy@swsc.com.cn
	汪艺	销售经理	13127920536	13127920536	wyyf@swsc.com.cn
	岑宇婷	销售经理	18616243268	18616243268	cyryf@swsc.com.cn
	陈阳阳	销售经理	17863111858	17863111858	cyyyf@swsc.com.cn
	张玉梅	销售经理	18957157330	18957157330	zymyf@swsc.com.cn
	李煜	销售经理	18801732511	18801732511	yfliyu@swsc.com.cn
北京	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	杜小双	高级销售经理	18810922935	18810922935	dxsyf@swsc.com.cn
	王一菲	销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn
	王宇飞	销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
	巢语欢	销售经理	13667084989	13667084989	cyh@swsc.com.cn
广深	郑龑	广深销售负责人	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	杨新意	销售经理	17628609919	17628609919	yxy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
	陈韵然	销售经理	18208801355	18208801355	cyryf@swsc.com.cn
	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn
	丁凡	销售经理	15559989681	15559989681	dingfyf@swsc.com.cn