

“涨声”再起

- 回顾 2022：你方唱罢我登台。**2022 年来水演绎“过山车式”态势，上半年来水持续超预期，水电出力提升叠加疫情扰动，火电出力被挤压；但到三季度主汛期，来水断崖式下滑，全国范围内的持续高温，虽有疫情扰动但需求仍快速修复，多地开启有序用电，火电再挑保供重担，并迎来了政策性支持。
- 展望 2023：电价“涨声”再起。**2022 年前三季度全国半数以上煤电企业处于亏损状态，在 21 年 10 月 1439 号文后“涨电价”的声音再次响起。在中电联（即电企）上调基准价/标杆电价以及主管部门/机构（即政府）扩大电价浮动范围这两种方案中，扩大浮动比例的范围可能是当前阶段更有可能获得推进的电价调整路径。
- 水电：潮起潮落，转型当时。**在现行水电外送电价机制下，水电电价有望受益于煤电基准价变动。依托自身强劲现金流，企业一方面内延传统水电主业至抽蓄开发，另一方面以抽蓄这一储能资源结合资金优势外拓风、光资源。
- 火电：冬去春来，轻歌快马。**3Q22A 股火电板块营收、成本增速差自 1Q21 以来首次回正，业绩呈现逐步修复态势。今夏再次“有序用电”之后，保供压力倒逼政策转向，新建火电机组（煤、气）核准提速。但快速提升的需求导致上游设备产能吃紧，或将重现近两年光伏产业链的涨价局面。或许“涨电价”才能确保火电企业的投资积极性，完成阶段性保供任务。
- 核电：如期提速，蓄势待发。**继“430”国常会核准 6 台新机组后，“913”再次核准 4 台，审批提速符合预期。考虑到核电的定价模式，若煤电基准价/标杆电价上调，则新机组核定的上网电价也将同步调整；而老机组虽然因核准电价已锁定，但市场化电量将获益于交易电价上浮范围的扩大。
- 绿电：博弈预期差。**近期部分地区政策的变化直指《绿电“三问”》中第二问“电量与电价的矛盾”，预期逻辑开始兑现；第三问“‘钱’景如何”中补贴发放、产业链降本等预期也在陆续兑现中，第一问“煤电与绿电”的预期逻辑也将逐步被市场所认知。随着国内绿证交易加速，电企有望增厚自身业绩。
- 投资建议：**在 2021 年电价突破上行关口后，2022 年煤价居高不下导致煤电困局难解，电价“涨声”再起并向上传导，无论煤电是基准价/标杆电价调整、亦或是浮动范围扩大，交易电价的上涨对于各类电源均利好，维持对电力行业“推荐”评级。水电板块推荐长江电力、黔源电力，谨慎推荐国投电力、华能水电、川投能源；火电板块推荐申能股份、福能股份；核电板块推荐中国核电，谨慎推荐中国广核；风光运营板块推荐三峡能源，谨慎推荐龙源电力。
- 风险提示：**1) 电力市场化交易电价不及预期；2) 需求下滑；3) 成本上升；4) 政策推进滞后；5) 降水量减少。

重点公司盈利预测、估值与评级

代码	简称	股价 (元)	EPS (元)			PE (倍)			评级
			2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E	
600900	长江电力	20.92	1.16	1.18	1.38	18.1	17.7	15.1	推荐
002039	黔源电力	14.08	0.55	1.21	1.37	25.7	11.7	10.3	推荐
601985	中国核电	6.31	0.43	0.55	0.61	14.8	11.4	10.3	推荐
600905	三峡能源	5.69	0.20	0.30	0.33	28.9	18.9	17.2	推荐
600642	申能股份	5.73	0.33	0.42	0.65	17.1	13.8	8.8	推荐
600483	福能股份	10.98	0.65	1.23	1.36	16.9	8.9	8.1	推荐

资料来源：Wind，民生证券研究院预测；

(注：股价为 2022 年 12 月 07 日收盘价)

推荐

维持评级



分析师 严家源

执业证书：S0100521100007

邮箱：yanjiayuan@mszq.com

研究助理 赵国利

执业证书：S0100122070006

邮箱：zhaoguoli@mszq.com

相关研究

- 公用事业行业周报（2022 年第 48 周）：《绿电“三问”》开始兑现，县域垃圾处理引重视-2022/12/03
- 《关于暂停我省新能源项目贡献低价电量政策的通知》点评：《绿电“三问”》开始兑现-2022/11/29
- 环保行业事件点评：补齐县域垃圾处理设施短板，关注焚烧市场机遇-2022/11/28
- 公用事业行业周报（2022 年第 47 周）：电力现货交易定调，PPP 提效增质需规范发展-2022/11/27
- 电力月谈（2022 年 11 月期）-2022/11/25

目录

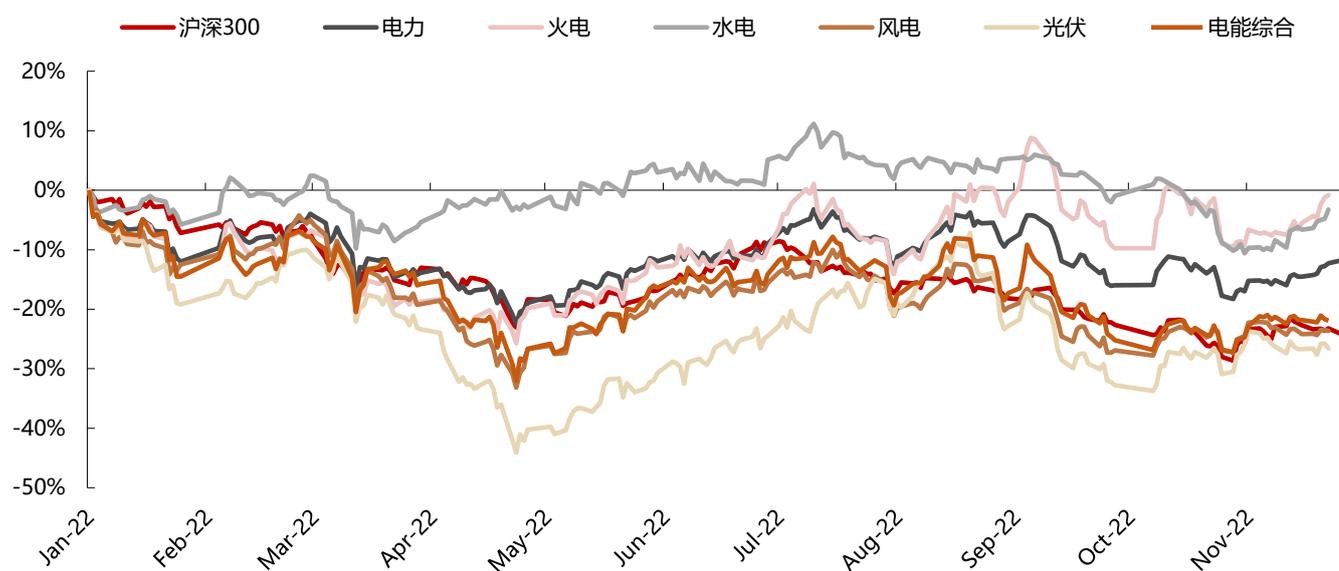
1 回顾 2022：你方唱罢我登台	3
1.1 2022 年市场回顾.....	3
1.2 需求侧：疫情阴云下的高温“骑士”，增速仍为正.....	5
1.3 供给侧：上半场水电，下半场火电.....	7
1.4 景气度：边际改善.....	10
2 展望 2023：电价“涨声”再起	12
2.1 煤价居高不下，电厂苦不堪言.....	12
2.2 基准价、浮动范围，孰能当之.....	14
3 各板块投资策略	16
3.1 水电：潮起潮落，转型当时.....	16
3.2 火电：冬去春来，轻歌快马.....	23
3.3 核电：如期提速，蓄势待发.....	27
3.4 绿电：博弈预期差.....	33
4 投资建议	39
4.1 行业评级.....	39
4.2 推荐标的.....	39
5 风险提示	40
插图目录	41
表格目录	42

1 回顾 2022：你方唱罢我登台

1.1 2022 年市场回顾

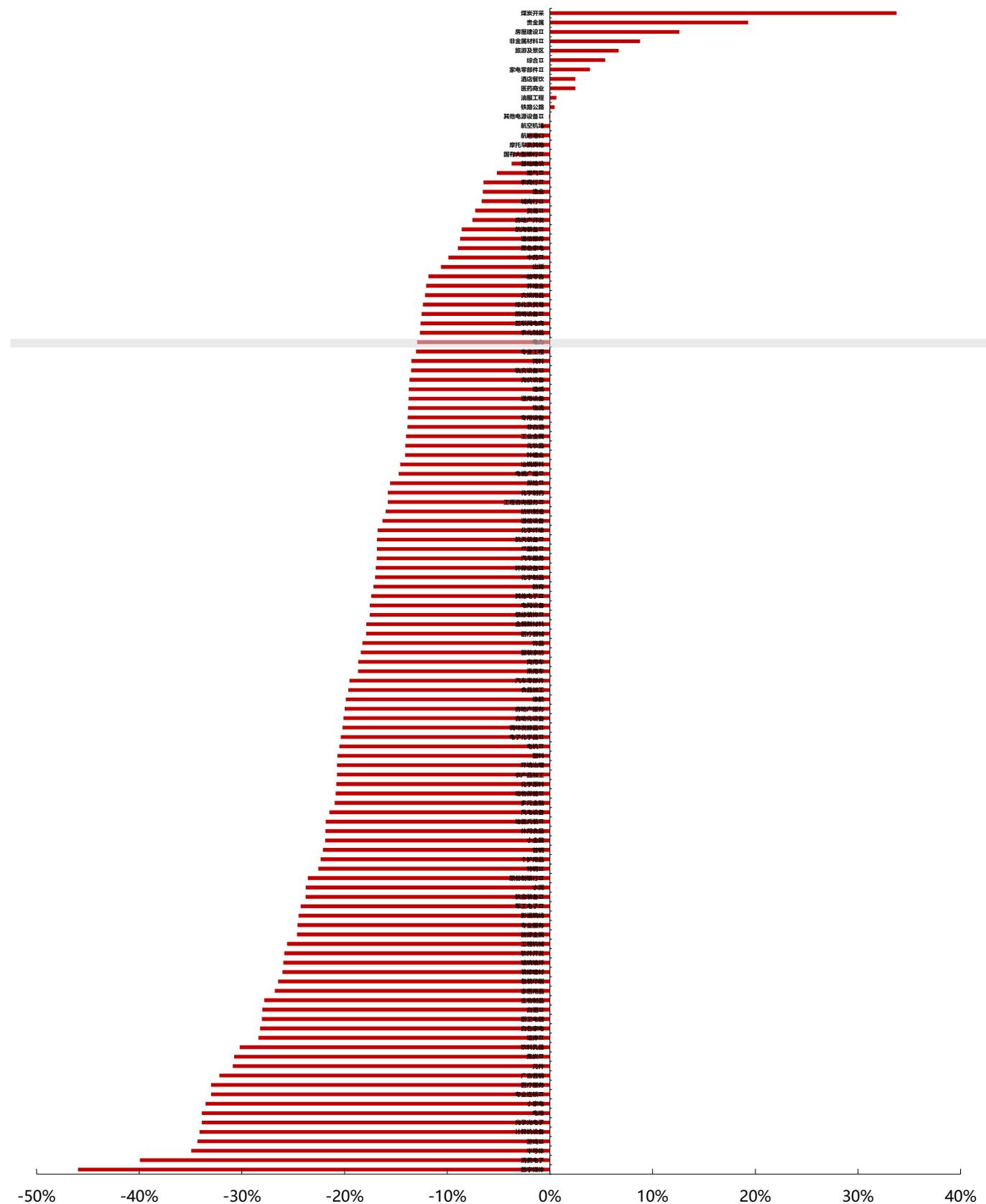
2022 年以来，电力行业整体表现强于大盘，年初至 2022 年 11 月 28 日，电力（申万）指数下跌 12.93%，在 125 个申万二级行业分类中收益率排名 37 位，跑赢沪深 300 指数 11.50pct，同期沪深 300 指数下跌 24.43%。各子板块中，火电指数（申万）下跌 0.70%，水电指数（申万）下跌 4.33%，风电指数（申万）下跌 24.89%，光伏指数（申万）下跌 26.66%，电能综合（申万）下跌 22.34%，分别相较沪深 300 指数+23.74pct、+20.11pct、-0.45pct、-2.23pct、+2.09pct，火电、水电板块相对收益表现较好。

图1：2022 年 1 月 3 日-11 月 28 日，电力指数（申万）跑赢沪深 300 指数 11.50pct



资料来源：wind，民生证券研究院

图2: 2022年1月3日-11月28日, 申万二级行业涨跌幅



资料来源: wind, 民生证券研究院

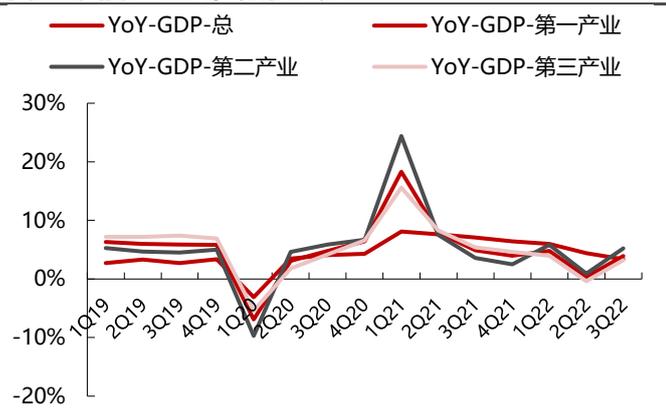
表1: 2022年1月3日-11月28日, 申万电力三级行业涨、跌幅前2个股

申万三级行业	涨幅榜	跌幅榜
水电	湖南发展 60.52%	甘肃电投 -19.00%
	华能水电 5.44%	闽东电力 -18.56%
火电	赣能股份 70.15%	长源电力 -29.60%
	通宝能源 70.10%	皖能电力 -27.63%
风电	龙源电力 -17.17%	江苏新能 -38.94%
	嘉泽新能 -19.02%	新天绿能 -37.75%
光伏	聆达股份 54.03%	兆新股份 -45.91%
	东旭蓝天 1.28%	晶科科技 -40.46%
电能综合	明星电力 21.07%	桂东电力 -33.00%
	郴电国际 1.95%	北清环能 -31.75%

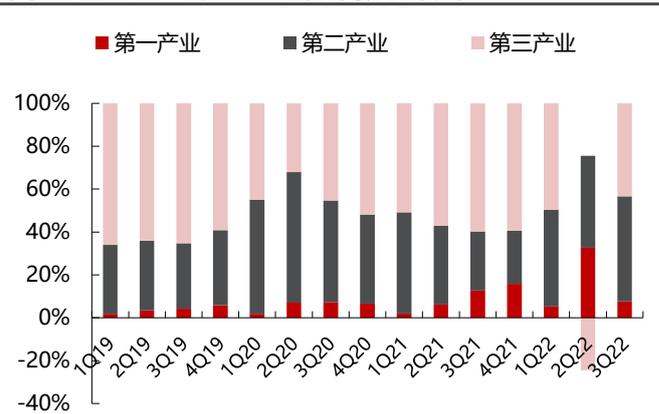
资料来源: wind, 民生证券研究院

1.2 需求侧: 疫情阴云下的高温“骑士”, 增速仍为正

2022年前三季度, 我国GDP为87.03万亿元, 按不变价格计算, 同比增长3.0%。分产业看, 第一产业增加值5.48万亿元, 增长4.2%; 第二产业增加值35.02万亿元, 增长3.9%; 第三产业增加值46.53万亿元, 增长2.3%。分季度看, Q1同比增长4.8%, Q2增长0.4%, Q3增长3.9%。

图3: 国内生产总值变化趋势


资料来源: wind, 国家统计局, 民生证券研究院

图4: 三大产业对GDP当季同比贡献率


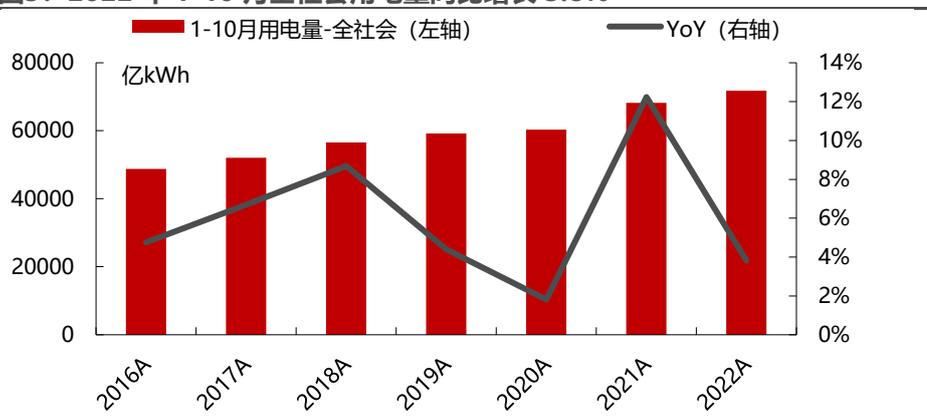
资料来源: wind, 国家统计局, 民生证券研究院

2022年伊始, 全国范围内多地疫情集中发生, 尤其4、5月上海全域封闭, 长三角火车头“熄火”, 整个长三角区域用电需求增速快速下滑, 2Q22全社会用电量2.05万亿千瓦时, 同比增长2.2%, 较去年同期回落10.6pct。三季度高温肆虐, 7、8月份分别为历史同期第二、第一高温月份, 三产及居民用电需求激增, Q3全社会用电量达2.40万亿千瓦时, 同比增长7.4%。1-10月份, 全社会用电量7.18万亿千瓦时, 同比增长3.8%, 2019-2022年同期CAGR为6.6%。

分产业看:

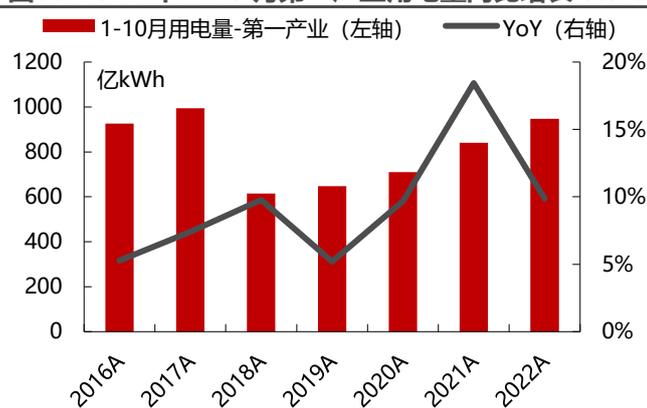
- 第一产业用电量 947 亿千瓦时, 同比增长 9.9%, 比上年同期回落 8.6 个百分点, 2019-2022 三年 CAGR 为 13.5%;
- 第二产业用电量 47086 亿千瓦时, 同比增长 1.7%, 比上年同期回落 9.6 个百分点, 2019-2022 三年 CAGR 为 5.7%;
- 第三产业用电量 12479 亿千瓦时, 同比增长 4.2%, 比上年同期回落 15.8 个百分点, 2019-2022 三年 CAGR 为 7.9%;
- 城乡居民生活用电量 11247 亿千瓦时, 同比增长 12.6%, 比上年同期提高 5.3 个百分点, 2019-2022 三年 CAGR 为 8.6%。

图5: 2022年1-10月全社会用电量同比增长3.8%



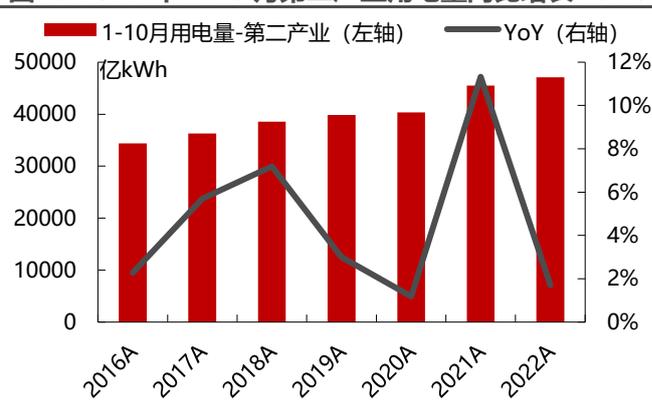
资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

图6: 2022年1-10月第一产业用电量同比增长9.9%

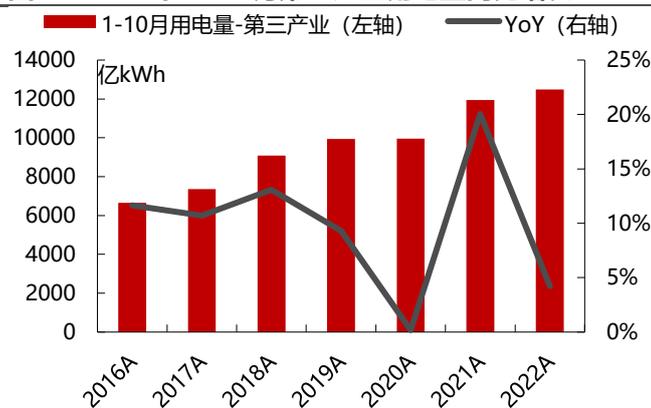


资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

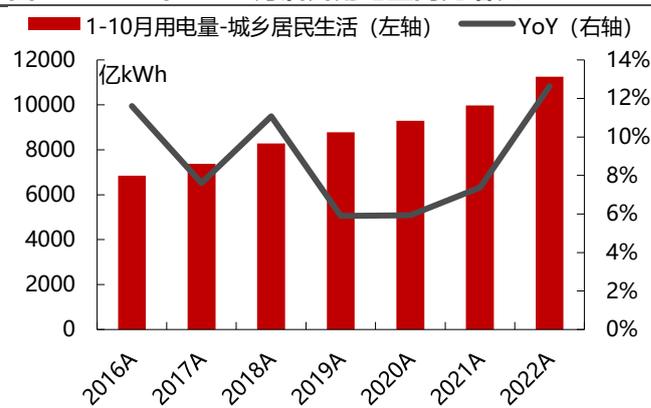
图7: 2022年1-10月第二产业用电量同比增长1.7%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

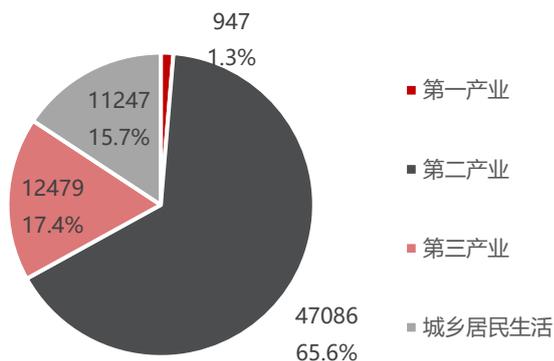
图8: 2022年1-10月第三产业用电量同比增长4.2%


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

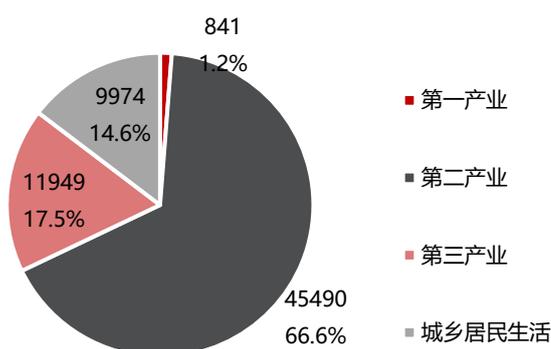
图9: 2022年1-10月居民用电量同比增长12.6%


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

对比2022年与2021年前10月的分产业用电量情况，可以发现一产占比提升0.1个百分点，二产占比下滑1.0个百分点，三产占比下滑0.1个百分点，居民用电占比提升1.1个百分点。

图10: 2022年1-10月用电量结构（单位：亿kWh）


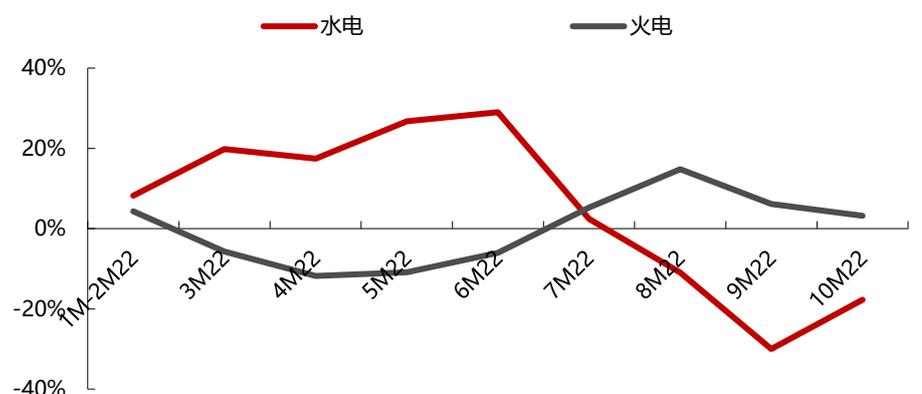
资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

图11: 2021年1-10月用电量结构（单位：亿kWh）


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

1.3 供给侧：上半场水电，下半场火电

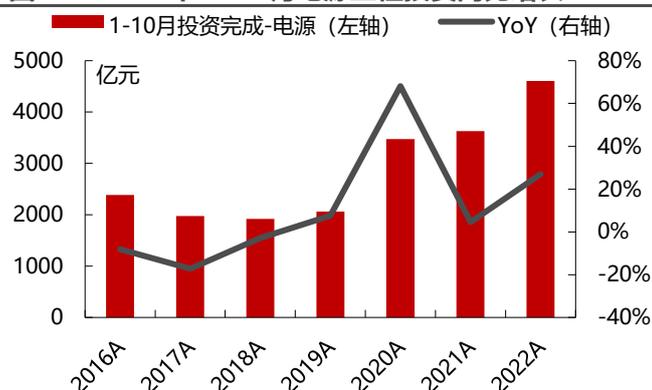
2022年来水演绎过山车式行情，上半年来水持续超预期，水电出力提升叠加疫情扰动，火电出力被挤压，3-6月连续4个月同比负增长；但到主汛期，来水断崖式下滑，全国范围内的持续高温，保供压力下火电出力提振，增速转正。

图12：2022年水电、火电各月增速情况


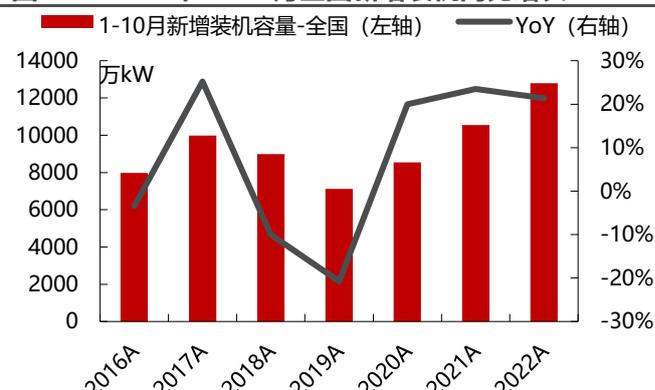
资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

■ 2022年1-10月

- 电源投资：主要企业电源工程合计完成投资 4607 亿元，同比增长 27.0%，与 2019 年同期相比，三年 CAGR 为 30.7%。
- 新增装机：全国新增装机容量 12796 万千瓦，比上年同期多投产 2252 万千瓦，增幅 21.4%。
- 装机容量：截至 10 月底，全国规上电厂装机容量 23.03 亿千瓦，同比增长 6.5%，三年 CAGR 为 7.2%。
- 利用小时：全国发电设备累计平均利用小时 3083 小时，比 2021 年同期下降 97 小时。
- 发电量：全国规模以上电厂发电量 6.96 万亿千瓦时，同比增长 2.2%，三年 CAGR 为 5.8%。

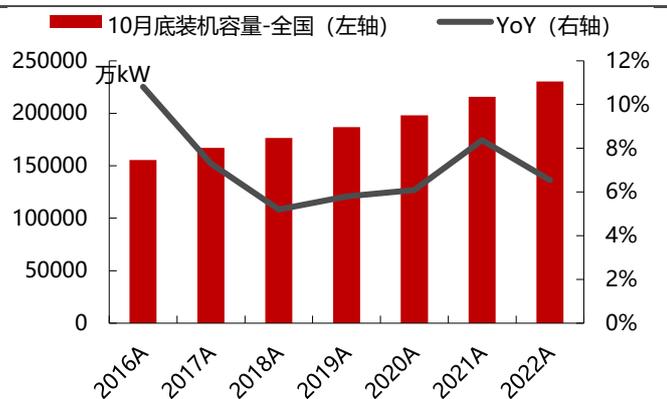
图13：2022年1-10月电源工程投资同比增长27.0%


资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

图14：2022年1-10月全国新增装机同比增长21.4%


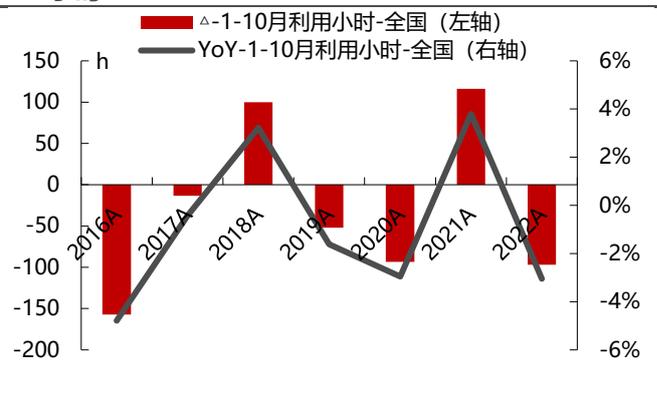
资料来源：国家能源局，中电联，民生证券研究院

图15: 2022年10月底全国规上装机容量同比增长6.5%



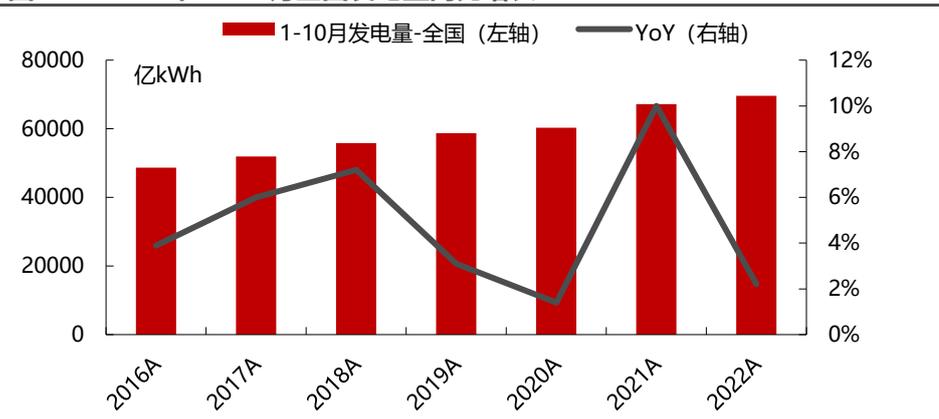
资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

图16: 2022年1-10月全国平均利用小时同比下降97小时



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

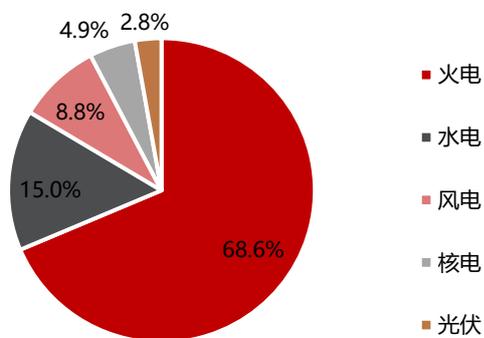
图17: 2022年1-10月全国发电量同比增长2.2%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

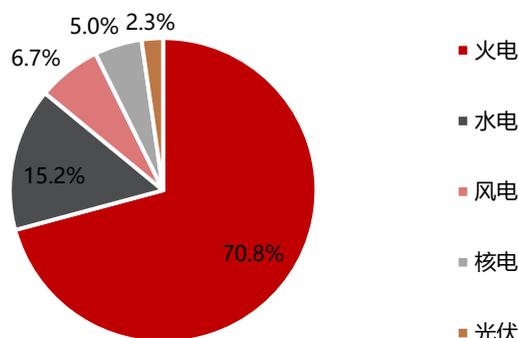
与上年同期相比, 风电、光伏发电量在总发电量中的占比提升 2.1、0.6 个百分点, 水、火、核分别下降了 0.1、1.5、0.1 个百分点。

图18: 2022年1-10月发电量结构



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

图19: 2021年1-10月发电量结构



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

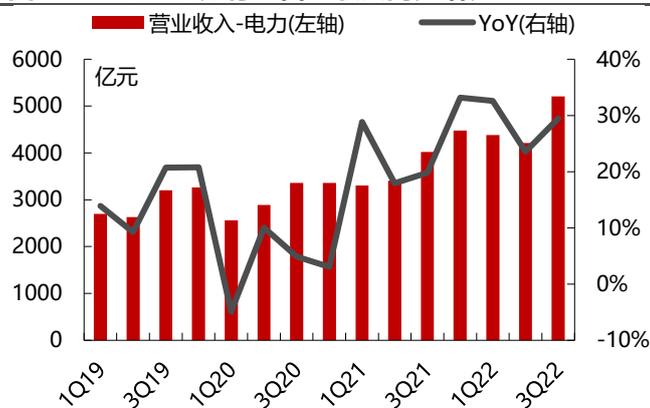
1.4 景气度：边际改善

2022 年前三季度，电力行业 94 家上市公司中，实现归母净利润同比增长的有 45 家，另有 5 家公司扭亏为盈；有 27 家公司归母净利润同比下降，另有 5 家出现亏损、12 家持续亏损。3Q22，实现归母净利润同比增长的有 34 家，另有 17 家公司扭亏为盈；有 23 家公司归母净利润同比下降，另有 4 家出现亏损、16 家持续亏损。

在各子板块中，2022 年前三季度火电（含热电、生物质发电等）板块 47 家公司中，有 17 家实现归母净利润同比增长、4 家扭亏为盈，同比下降的有 14 家，另有 3 家出现亏损、9 家持续亏损；水电（含地电等）板块的 21 家公司中有 12 家实现归母净利润同比增长，另有 8 家同比下降亏损、1 家亏损；新能源（核电、风电、光伏发电）板块 26 家公司中，有 16 家实现归母净利润同比增长、1 家扭亏为盈，同比下降的有 5 家，另有 1 家出现亏损、3 家持续亏损。3Q22 火电（含热电、生物质发电等）板块 47 家公司中，有 10 家实现归母净利润同比增长、14 家扭亏为盈，同比下降的有 7 家，另有 1 家出现亏损、15 家持续亏损；水电（含地电等）板块的 21 家公司中有 10 家实现归母净利润同比增长，同比下降的有 9 家，另有 2 家出现亏损；新能源（核电、风电、光伏发电）板块 26 家公司中，有 14 家实现归母净利润同比增长、3 家扭亏为盈，同比下降的有 7 家，另有 1 家出现亏损、1 家持续亏损。

2022 年前三季度，A 股电力行业营业收入、营业成本、归母净利润同比分别增长 28.5%、29.5%、23.8%，毛利率为 17.4%，较去年同期回落 0.6 个百分点。3Q22，A 股电力行业营业收入、营业成本、归母净利润同比分别增长 29.5%、24.0%、120.7%，毛利率、净利率分别为 16.0%、7.9%，较 3Q21 分别提升 3.7、4.0 个百分点。

图20：3Q22 电力行业营业收入同比增长 29.5%



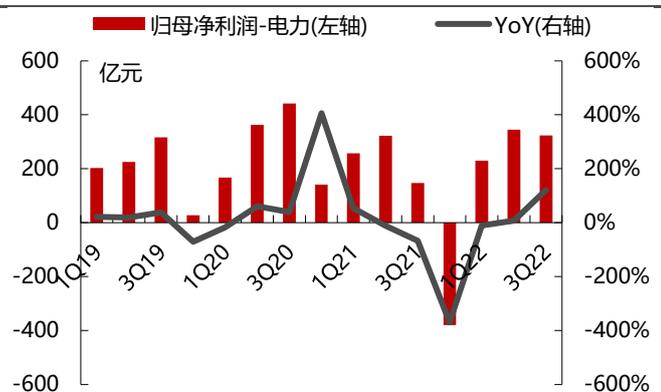
资料来源：wind，民生证券研究院

图21：3Q22 电力行业营业成本同比增长 24.0%



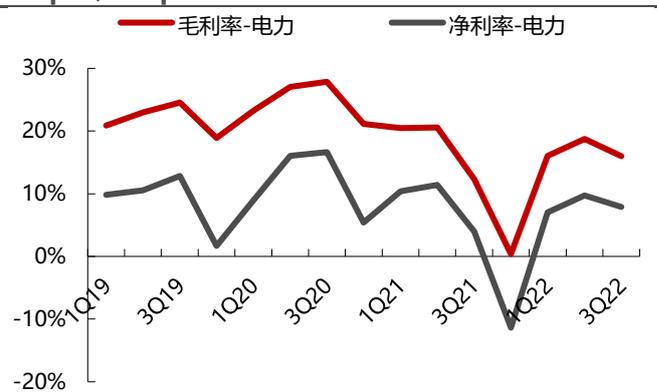
资料来源：wind，民生证券研究院

图22: 3Q22 电力行业归母净利润同比增长 120.7%



资料来源: wind, 民生证券研究院

图23: 3Q22 电力行业毛利率、净利率同比提升 3.7pct、4.0pct



资料来源: wind, 民生证券研究院

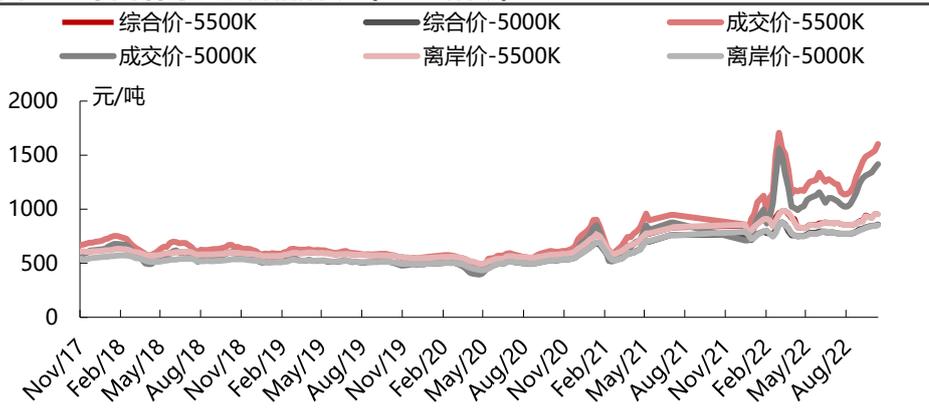
2 展望 2023：电价“涨声”再起

2.1 煤价居高不下，电厂苦不堪言

自 2021 年以来，面对超预期的需求与局部的供给紧缺，火电始终发挥着中流砥柱的托底保供作用，但成本端也承受着前所未有的压力，据中电联测算，2021 年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加 6000 亿元左右；2022 年前三季度全国煤电企业电煤采购成本同比再增加 2600 亿元左右，仍有超过一半以上的煤电企业处于亏损状态。

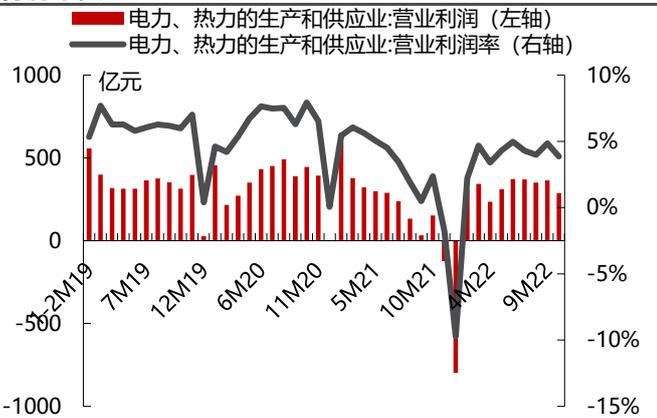
10 月 25 日，中电联发布《2022 年三季度全国电力供需形势分析预测报告》，其中提出“电价上浮后仍与煤价水平错位的地区，考虑重新核定基准价”。在 2021 年 10 月 11 日《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）后，“涨电价”再次被正式提出。

图24：中国沿海电煤价格指数（CECI 指数）



资料来源：中电联，民生证券研究院

图25：电力、热力生产和供应业单月营业利润及营业利润率变动



资料来源：wind，民生证券研究院

图26：电力、热力生产和供应业单月亏损额变动



资料来源：wind，民生证券研究院

假设火电机组运营中:

- 折旧成本为 0.05 元/kWh;
- 运维及其他成本为 0.05 元/kWh;
- 增值税税率为 13%。

据此测算得到各地燃煤基准价上浮 20%以后的营业收入-营业成本平衡点 (即毛利率=0%) 对应的煤价。

表2: 各省(市)盈亏平衡煤价测算

区域	省(区,市)	含税基准电价 (元/kWh)	不含税电价 -上浮 20% (元/kWh)	度电成本- 运维及其他 (元/kWh)	度电成本- 折旧 (元/kWh)	供电煤耗 (g/kWh)	煤价-盈亏点 (元/t, 7000K)	煤价-盈亏点 (元/t, 5500K)
华北	北京	0.3598	0.3821	0.0500	0.0500	225	1254	985
	天津	0.3655	0.3881	0.0500	0.0500	295	975	766
	冀北	0.3720	0.3950	0.0500	0.0500	303	972	764
	冀南	0.3644	0.3870	0.0500	0.0500	303	946	743
	山西	0.3320	0.3526	0.0500	0.0500	319	792	622
	山东	0.3949	0.4194	0.0500	0.0500	292	1093	859
	蒙西	0.2829	0.3004	0.0500	0.0500	316	634	498
东北	辽宁	0.3749	0.3981	0.0500	0.0500	308	968	761
	吉林	0.3731	0.3962	0.0500	0.0500	304	976	767
	黑龙江	0.3740	0.3972	0.0500	0.0500	325	915	719
	蒙东	0.3035	0.3223	0.0500	0.0500	316	704	553
华东	上海	0.4155	0.4412	0.0500	0.0500	300	1136	893
	江苏	0.3910	0.4152	0.0500	0.0500	293	1075	845
	浙江	0.4038	0.4289	0.0500	0.0500	294	1117	877
	安徽	0.3844	0.4082	0.0500	0.0500	297	1036	814
	福建	0.3932	0.4176	0.0500	0.0500	307	1035	813
华中	湖北	0.4161	0.4419	0.0500	0.0500	295	1159	911
	湖南	0.4500	0.4779	0.0500	0.0500	311	1216	955
	江西	0.4143	0.4400	0.0500	0.0500	297	1144	899
	河南	0.3779	0.4013	0.0500	0.0500	310	972	763
	四川	0.4012	0.4261	0.0500	0.0500	306	1065	837
	重庆	0.3964	0.4210	0.0500	0.0500	305	1052	827
西北	陕西	0.3545	0.3765	0.0500	0.0500	320	864	679
	甘肃	0.3078	0.3269	0.0500	0.0500	318	714	561
	宁夏	0.2595	0.2756	0.0500	0.0500	316	555	436
	青海	0.3247	0.3448	0.0500	0.0500	328	746	586
	新疆	0.2500	0.2655	0.0500	0.0500	314	526	414
南方	广东	0.4530	0.4811	0.0500	0.0500	303	1259	989
	广西	0.4207	0.4468	0.0500	0.0500	308	1124	883
	云南	0.3358	0.3566	0.0500	0.0500	335	766	602
	贵州	0.3515	0.3733	0.0500	0.0500	322	848	666

海南	0.4298	0.4564	0.0500	0.0500	286	1246	979
----	--------	--------	--------	--------	-----	------	-----

资料来源：各省市发改委，北极星电力网，民生证券研究院测算

注：1、冀北、冀南采用河北省合并数，蒙东、蒙西采用内蒙古合并数。2、供电煤耗采用 2022 年 1-10 月数据。

面对煤电困境，涨电价的呼声日益高涨。11 月 8 日，中电联发布了《适应新型电力系统的电价机制研究报告》，提出：

- 建立完善煤电基准价联动机制，建议在基准价中及时反映燃料成本变化，可以将秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准价 535 元/吨对应全国平均煤电基准价 0.38 元/千瓦时设置为基点，按照标煤价格上涨或下降 100 元/吨对应煤电基准价上涨或下降 0.03 元/千瓦时的标准进行联动。
- 按照当前政府指定的 5500 大卡电煤中长期交易均价 675 元/吨的水平，有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平，在联动后的基准价水平上再实施上下浮动；科学设置煤电中长期交易价格上下浮动范围，建议选择现货试点地区，将煤电中长期交易价格上下浮动 20% 的限制予以放宽；增强可持续的容量保障能力，推进容量保障机制建设。

涨价的压力逐步从底层电厂向上传导。2022 年 11 月 11 日，吉林省能源局印发《吉林省新能源和可再生能源发展“十四五”规划》，提出“深化电力体制改革。推动完善电价和电力调度交易机制，加强电力辅助服务市场建设，不断完善符合新型电力系统运行的配套机制和市场模式。按照国家要求，扩大市场交易电价的上下浮动范围。2022 年 11 月 16 日，广东电力交易中心发布的《关于 2023 年电力市场交易有关事项的通知》中提到“探索一次能源价格传导机制，当综合煤价或天然气到厂价高于一定值时，煤机或气机平均发电成本（扣减变动成本补偿后）超过允许上浮部分，按照一定比例对年度或月度等电量进行补偿，相关费用由全部工商业用户分摊”。从行业呼吁，到部分地方政府出台的政策，给予了市场对于燃煤上网电价调整的期待。

2.2 基准价、浮动范围，孰能当之

对于煤电上网电价的调整策略，主要有两种方案：

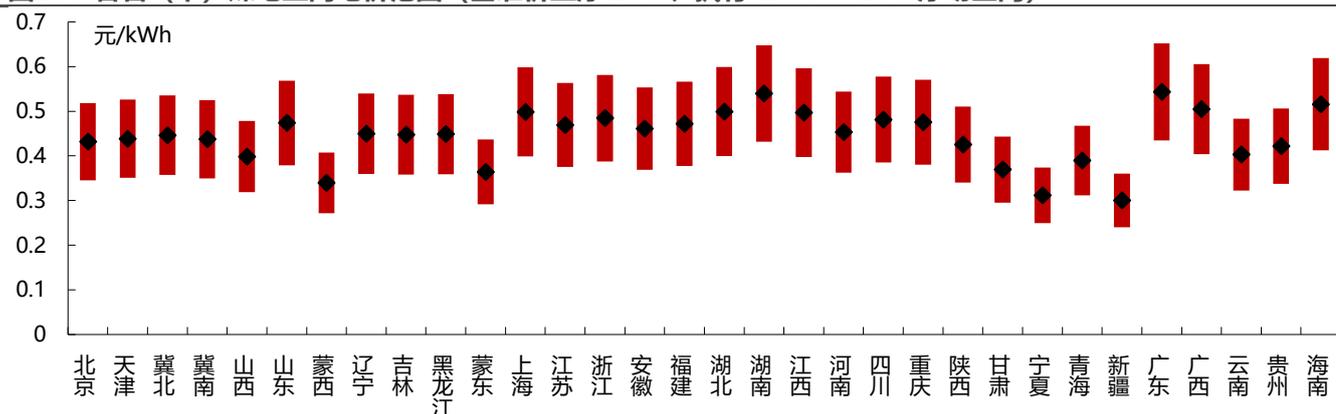
- 中电联（即电力企业）：按照当前政府指定的 5500 大卡电煤中长期交易均价 675 元/吨的水平，有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平（对应 5500K 电煤价格上调 140 元/吨），此举对于发电企业来说，可以得到更为稳定的上网电价。
- 主管部门/机构（即政府）：更倾向于扩大煤电上网电价浮动范围，此举将给予政府更多的政策灵活性，但对于发电企业而言意味着更多的不确定性。

考虑到煤电基准价/标杆电价的参照系作用，如果调整基准价/标杆电价，会

对其他非煤电电源类型的上网电价制定造成影响，因此政府对于基准价/标杆电价调整的谨慎态度实属正常。扩大浮动比例的范围可能是当前阶段更有可能获得推进的电价调整路径。

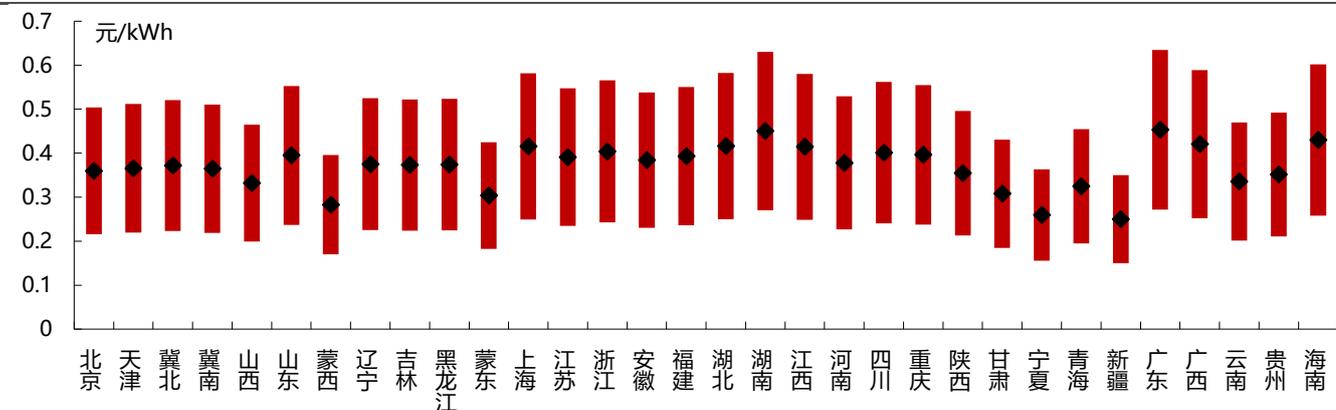
我们认为在市场参与主体不断扩容、顺价机制逐步建立后，随着长协交易规模的扩大和占比的提升，未来长协电价可能会取代原燃煤标杆电价、现基准价，成为市场化交易中新的标杆参照系。从 2022 年电力市场年度长协交易情况来看，广东省成交量 2616 亿千瓦时，成交均价 0.497 元/千瓦时，较基准价上浮 0.034 元/千瓦时，涨幅 7.3%；江苏省总成交量 2529 亿千瓦时，成交均价 0.467 元/千瓦时，较基准价上浮 0.076 元/千瓦时，涨幅 19.4%。全国各地涨幅不一，但各地的跨省区外来水电、核电、风电、光伏等其他非煤电电源类型的交易电价，均或多或少的参考了煤电市场化交易电价的结果。因此，即使最终调整的是浮动范围，但煤电市场交易电价的上涨，理论上对于大部分电源类型的电价水平均会带来提升作用。

图27：各省（市）煤电上网电价范围（基准价上浮 20%、执行-20%~+20%浮动区间）



资料来源：wind，民生证券研究院

图28：各省（市）煤电上网电价范围（基准价执行-40%~+40%浮动电价区间）



资料来源：wind，民生证券研究院

3 各板块投资策略

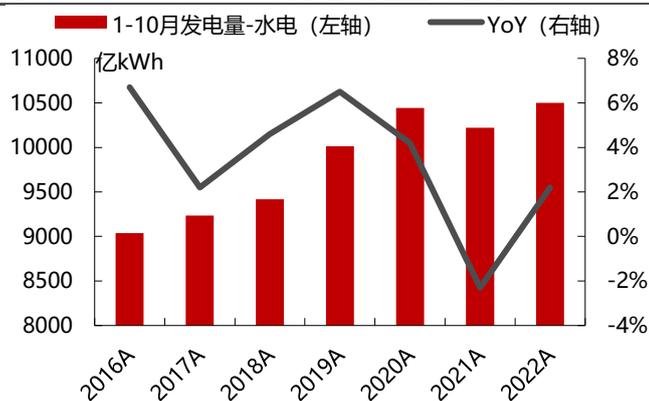
3.1 水电：潮起潮落，转型当时

3.1.1 来水反转，汛期反枯

上半年全国平均降水量较常年同期偏多，Q1、Q2水电发电量同比增长12.7%、26.1%，较去年同期提高12.2、23.9pct。

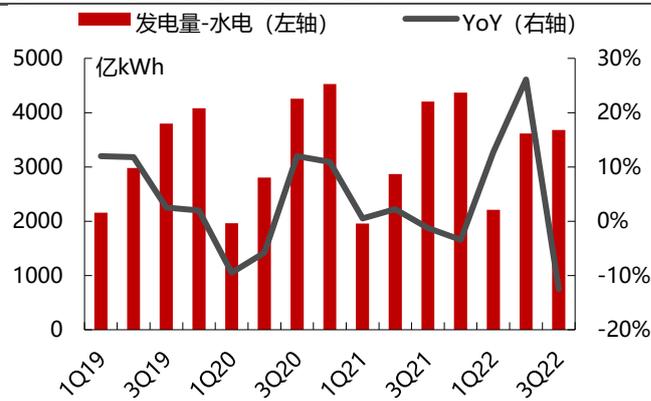
Q3汛期反枯，来水断崖式下滑，水电发电量同比下降12.5%，较上年同期回落11.2pct，A股水电板块营收、成本、归母净利润的增速分别为+8.9%、+21.3%、-10.8%，毛利率同比下降5.7个百分点至44.5%，净利率同比下降5.9个百分点至32.9%。

图29：2022年1-10月水电发电量同比增长2.2%



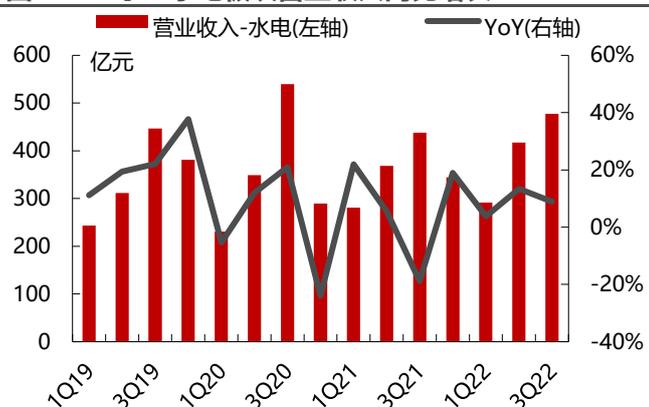
资料来源：国家能源局，国家统计局，中电联，民生证券研究院整理

图30：3Q22水电发电量同比下降12.5%



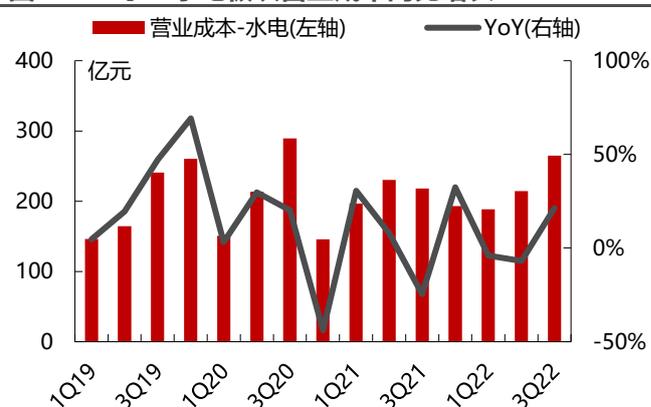
资料来源：国家能源局，国家统计局，中电联，民生证券研究院整理

图31：3Q22水电板块营业收入同比增长8.9%



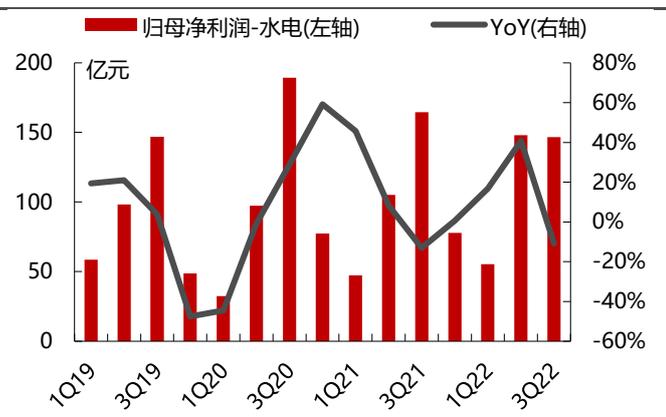
资料来源：wind，民生证券研究院

图32：3Q22水电板块营业成本同比增长21.3%



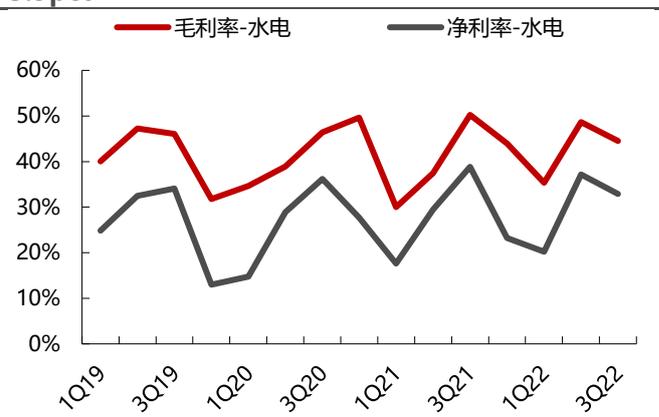
资料来源：wind，民生证券研究院

图33: 3Q22 水电板块归母净利润同比下降 10.8%



资料来源: wind, 民生证券研究院

图34: 3Q22 水电板块毛利率、净利率同比下降 5.7、5.9pct



资料来源: wind, 民生证券研究院

3.1.2 外送水电受益煤电电价上行

2014年1月11日, 国家发改委发布了《关于完善水电上网电价形成机制的通知》(发改价格[2014]61号), 对2月1日以后新投产的水电站, 按照两种类型确定上网电价:

- 跨省跨区域交易价格由供需双方协商确定。跨省、跨区域送电水电站外送电量的上网电价按照受电地区落地价扣减输电价格(含线损)确定, 其中, 跨省(区、市)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; 受电地区落地价由送、受电双方参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。
- 省内上网电价实行标杆电价制度。各省(区、市)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, 统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定; 水电比重较大的省(区、市), 可在水电标杆上网电价基础上, 根据水电站在电力系统中的作用, 实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。

至此, 水电上网电价呈现为三种模式: 按照“还本付息电价”或“经营期电价”制定的独立电价, 省内执行的标杆电价, 以及跨省跨区送电的协商电价。

2015年5月5日, 国家发改委发布了《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制的通知》(发改价格[2015]962号), 以向家坝、溪洛渡和雅砻江梯级水电站为例, 确定了按照落地省燃煤发电标杆上网电价和输电价格和线损倒推确定上网电价的跨省跨区送电价格形成机制。

2022年7月14日, 江苏省发改委发布《关于完善雅砻江锦官电源组送苏电价形成机制的通知》(苏发改价格发[2022]752号), 明确提出:

- 将锦官电源组送苏落地电价形成机制完善为“基准落地电价+浮动电价”

机制。其中：基准落地电价按照江苏省燃煤发电基准上网电价（0.391元/千瓦时，含税，下同）确定；浮动电价是指江苏电力市场交易年度交易成交均价和燃煤发电基准上网电价之差，按照“利益共享、风险共担”原则，由送、受双方按照 1:1 比例分享（或分担）。锦官电源组送苏上网电价，由落地电价扣除输电环节价格倒推确定。按照国家现行相关文件规定，输电环节价格包括四川省送出输电价格 1.44 分/千瓦时（线损率 0.4%）、锦苏直流输电价格 5.11 分/千瓦时（线损率 7%）、四川电网分享锦苏直流输电价格下调空间 1.73 分/千瓦时。如国家对上述输电环节价格出台新的政策，按照新的政策执行。

- 依据电价形成机制和 2022 年江苏电力市场年度交易成交均价 0.4667 元/千瓦时计算，2022 年锦官电源组送苏落地电价为 0.4289 元/千瓦时，上网电价为 0.3195 元/千瓦时，自 2022 年 8 月 1 日起执行。
- 自 2023 年起，将依据上述电价形成机制，结合江苏电力交易中心公告的年度交易成交价格，发文明确年度锦官电源组送苏落地电价和上网电价水平。

在现行外送电价机制下，无论煤电是基准价/标杆电价调整、亦或是浮动范围扩大，大水电上网电价均有望受益。假设上网电价上涨 1 分/千瓦时，根据 2021 年度上网电量、营收、净利润，测算主要水电企业业绩弹性：

- 长江电力：测算 2021 年营收增幅达 3.3%，净利润增幅达 5.7%。
- 华能水电：测算 2021 年营收增幅达 4.1%，净利润增幅达 11.6%。
- 雅砻江水电：测算 2021 年营收增幅达 3.7%，净利润增幅达 9.0%。
- 桂冠电力：测算 2021 年营收增幅达 3.1%，净利润增幅达 13.5%。

表3：主要水电公司上网电价业绩弹性测算

	长江电力	华能水电	雅砻江水电	桂冠电力
上网电量-水电(亿 kWh)	2071.12	931.73	774.3	290.17
Δ-上网电价(元/kWh, 含税)	0.01	0.01	0.01	0.01
增值税税率	13.0%	13.0%	13.0%	13.0%
Δ-营业收入(亿元)	18.33	8.25	6.85	2.57
上网电价-水电(元/kWh, 含税)	0.266	0.212	0.262	0.242
营业收入-2021(亿元)	556.46	202.02	183.40	84.14
所得税综合税率	18.3%	12.0%	16.9%	15.9%
Δ-净利润(亿元)	14.98	7.26	5.69	2.16
净利润-2021(亿元)	264.85	62.81	63.17	15.95
增幅-营业收入	3.3%	4.1%	3.7%	3.1%
增幅-净利润	5.7%	11.6%	9.0%	13.5%

资料来源：Wind，公司公告，民生证券研究院测算

3.1.3 内延抽蓄、外拓风光，转型正当时

众所周知，大型水电站在建成投产后堪称“印钞机”，可以为运营企业带来强劲的现金流。国内大水电开发已进入后期，水电企业凭借自身优秀的现金流积极进行新能源转型。截至目前，主要水电上市公司的新能源开发均已起步：

- 长江电力：已投产 18 万千瓦，在建 252 万千瓦。
- 华能水电：已投产 41 万千瓦。
- 国投电力：已投产 387 万千瓦，在建 45 万千瓦。
- 川投能源：已投产 20 万千瓦，在建 0.06 万千瓦。
- 桂冠电力：已投产 92.6 万千瓦。
- 黔源电力：已投产 75 万千瓦，在建 20 万千瓦。

而在水电企业最擅长的领域，抽水蓄能一方面可以作为配套获取风、光资源的有利抓手，另一方面也是传统水电工程设计、开发、运营的内部延伸。作为目前最成熟的调峰调频电源，随着碳中和目标的提出，风光的大规模开发打开了抽蓄的广阔前景。根据水规总院的数据，2021 年底，国内储能市场装机规模达到 43.44GW，其中抽水蓄能装机为 36.39GW，占比 83.8%。2021 年，国内抽蓄新增装机 5.25GW，同比增长 337.7%；全年核准装机规模 13.70GW。

考虑到抽蓄 5-10 年的建设周期，到“十四五”末能够投产的项目基本可以确定是已开工建设项目的一部分。根据 2021 年 9 月国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，到 2025 年实现投产装机 6200 万千瓦，到 2030 年实现投产装机 1.2 亿千瓦，则“十五五”的 5 年间，年均新增装机 1160 万千瓦。通过梳理现有在建项目的预计投产时间，预计到 2025 年在运装机可达到约 6104 万千瓦、2030 年将达到约 10762 万千瓦。

表4：国内在运抽水蓄能电站

地区	电站	装机容量 (万 kW)	储能电量 (GWh)	投产时间	投资额 (亿元)	单位造价 (万元/kW)	控股股东
北京	十三陵	80	5.21	1997	37.31	0.47	国网新源
	密云	2.2	0.4	1973			其他
冀南	张河湾	100	5.98	2009	41.20	0.41	国网新源
	岗南	1.1		1968			华电国际
冀北	潘家口	27	519.82	1992			国网新源
	丰宁一期	180	66.49	2021	96.19	0.53	国网新源
	丰宁二期	180	66.49	2021	96.19	0.53	国网新源
山西	西龙池	120	7.17	2011	50.00	0.42	国网新源
蒙西	呼和浩特	120	8.93	2015	56.43	0.47	蒙西电网
黑龙江	荒沟	120	11.84	2021	58.22	0.49	国网新源
辽宁	蒲石河	120	10.77	2011	45.16	0.38	国网辽宁
吉林	白山	30	90	2006	8.00	0.27	国网新源

	敦化	140	12.45	2021	77.89	0.56	国网新源
江苏	沙河	10	0.75	2002	6.03	0.60	江苏国信
	溧阳	150	8.45	2017	89.30	0.60	江苏国信
	宜兴	100	4.88	2008	47.63	0.48	国网新源
	溪口	8		1998	18.00	2.25	宁波能源
浙江	天荒坪	180	13.38	1999	73.77	0.41	国网新源
	桐柏	120	7.13	2006	42.00	0.35	国网新源
	仙居	150		2015	58.51	0.39	国网新源
	长龙山	210	21.26	2021	106.83	0.51	三峡
安徽	响洪甸	8	1.66	2000	4.22	0.53	国网新源
	响水涧	100	6.46	2012	38.00	0.38	国网新源
	琅琊山	60	3.78	2007	23.33	0.39	国网新源
	绩溪	180	14.73	2021	98.80	0.55	国网新源
	金寨	120		2021	74.00	0.62	国网新源
福建	仙游	120	8.21	2013	44.60	0.37	国网新源
	周宁	120		2021	66.93	0.56	华电
	永泰	120		2022	67.30	0.56	福建国投
江西	洪屏	120	42.75	2013	51.88	0.43	国网新源
山东	泰安一期	100	6.17	2007	43.26	0.43	国网新源
河南	回龙	12	1.39	2005	4.50	0.38	国网新源
	宝泉	120	11.49	2011	42.00	0.35	国网新源
湖北	天堂	7	1.27	2001			国网湖北
	白莲河	120	13.94	2010	35.33	0.29	国网新源
湖南	黑麋峰	120	7.71	2010	30.00	0.25	国网新源
广东	广州一期	120	7.285	1994	28.50	0.24	南网储能
	广州二期	120	7.285	2000	28.50	0.24	南网储能
	惠州	240	39.72	2011	81.34	0.34	南网储能
	清远	128	14.49	2016	48.78	0.38	南网储能
	深圳	120	12	2018	59.79	0.50	南网储能
	梅州一期	120		2022	70.52	0.59	南网储能
	阳江一期	120		2022	76.27	0.64	南网储能
海南	琼中	60	7.07	2018	41.10	0.69	南网储能
西藏	羊卓雍湖	9	0.6	1997	5.90	0.66	国网西藏
四川	寸塘口	0.2		1993			其他
合计		4732.5			2147.21	0.50	3183

资料来源：国家发改委，国家能源局，IEA，水规总院，南方能源观察，民生证券研究院整理

注：部分项目工程造价预算数据缺失，平均造价计算已剔除，部分电站首机投运即统计在运。

表5：国内在建抽水蓄能电站

地区	电站	装机容量 (万 kW)	储能电量 (GWh)	开工时间	预计 投产时间	预算 (亿元)	单位造价 (万元/kW)	控股股东
冀南	易县	120	7.8	2017/12/22	2025	80.22	0.67	国网新源
冀北	抚宁	120		2019/1/8	2026	80.59	0.67	国网新源

	尚义	140		2020/9/10	2028	95.65	0.68	华源电力
内蒙古	乌海	120		2022/5/23	2027	83.39	0.69	内蒙古电力
山西	垣曲	120		2020/2/19	2027	79.60	0.66	国网新源
	浑源	150		2020/12/23	2027	89.23	0.59	国网新源
蒙东	芝瑞	120	8.5	2017/12/22	2025	83.08	0.69	国网新源
辽宁	清原	180		2016/12/8	2022	109.00	0.61	国网新源
	庄河	100			2027	67.98	0.68	国网新源
吉林	蛟河	120		2019/1/8	2026	69.72	0.58	国网新源
黑龙江	尚志	120		2022/7/5	2029	83.58	0.70	国网新源
江苏	句容	135		2016/12/8	2025	96.06	0.71	国网新源
浙江	宁海	140	11	2017/12/22	2025	79.50	0.57	国网新源
	缙云	180	13.21	2017/12/22	2025	103.89	0.58	国网新源
	衢江	120		2019/1/8	2028	73.00	0.61	国网新源
	磐安	120		2020/12/23	2028	76.08	0.63	国网新源
	泰顺	120		2022/3/17	2030	71.34	0.59	国网新源
	天台	170		2021/12/28	2027	107.40	0.63	三峡
	建德	240		2022/9/15	2029	140.50	0.59	协鑫能源
	松阳	140		2022/11/2	2030	88.20	0.63	三峡
景宁	140		2022/11/2	2030	92.00	0.66	中国电建	
广东	梅州二期	120		2022/9/19	2025	47.00	0.39	南网储能
	水源山	120		2022/7/21	2025	75.70	0.63	广东能源
安徽	桐城	128		2019/12/29	2026	72.60	0.57	国网新源
	宁国	120		2022/9/13	2030	78.00	0.65	国网新源
	霍山	120		2022/9/27	2028	79.80	0.67	国家能源集团
福建	厦门	140	10.05	2016/12/8	2023	86.64	0.62	国网新源
	云霄	180			2026	100.00	0.56	中核
山东	文登	180	11.86	2017/7/23	2022	85.67	0.48	国网新源
	潍坊	120		2019/1/8	2026	81.20	0.68	国网新源
	泰安二期	180	8.1	2020/12/23	2027	101.86	0.57	国网新源
河南	天池	120		2015/6/12	2022	67.51	0.56	国网新源
	洛宁	140	17.76	2017/12/22	2025	71.98	0.51	国网新源
	五岳	100		2019/5/28	2025	65.62	0.66	信达资产
	鲁山	130		2022/1/4	2027	89.58	0.69	河南投资
湖北	平坦原	140		2022/3/14	2027	93.10	0.67	湖北能源
	清江	120		2022/11/10	2028	88.69	0.74	三峡
	宝华寺	120		2022/11/10	2030	86.26	0.72	三峡
	紫云山	140		2022/11/4	2028	105.80	0.76	国网新源
	魏家冲	29.8		2022/10/10	2025	25.00	0.84	中广核新能源
湖南	平江	140	10.27	2017/12/22	2025	91.45	0.65	国网新源
	安化	240		2022/6/29	2029	151.00	0.63	国网新源
	木旺溪	120		2022/11/12	2028	82.70	0.69	国家电投
江西	奉新	120		2022/3/17	2030	76.39	0.64	国网新源
广西	南宁	120		2022/7/15	2025	80.00	0.67	南网储能
重庆	蟠龙	120	8.6	2015/9/23	2024	71.20	0.59	国网新源

	栗子湾	140		2021/12/21	2030	101.64	0.73	国网新源
陕西	镇安	140	10.54	2016/8/5	2023	88.50	0.63	国网新源
宁夏	牛首山	100		2022/3/18	2027	78.50	0.79	国网新源
甘肃	张掖	140		2022/10/27	2029	130.00	0.93	长江电力
	皇城	140		2022/10/27	2029	130.00	0.93	国网新源
新疆	阜康	120		2016/12/8	2025	83.67	0.70	国网新源
	哈密天山	120	8.46	2019/1/8	2028	82.30	0.69	国网新源
合计		7122.8				4599.37	0.65	

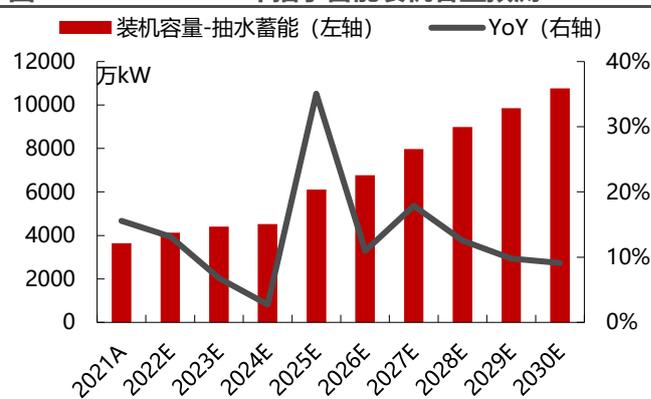
资料来源：国家发改委，国家能源局，IEA，水规总院，南方能源观察，民生证券研究院整理

图35：2011-2021年抽水蓄能装机容量



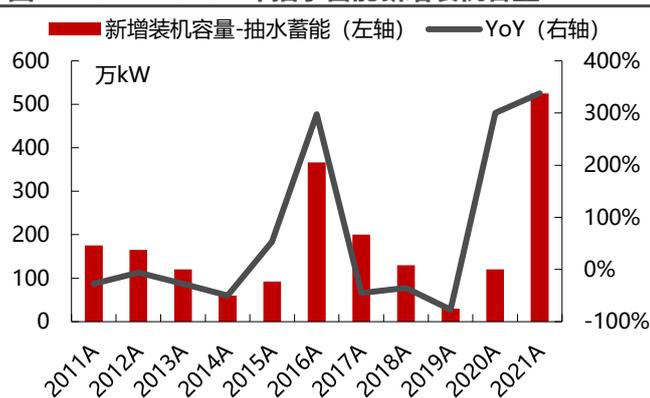
资料来源：国家能源局，中电联，水规总院，民生证券研究院

图36：2022-2030年抽水蓄能装机容量预测



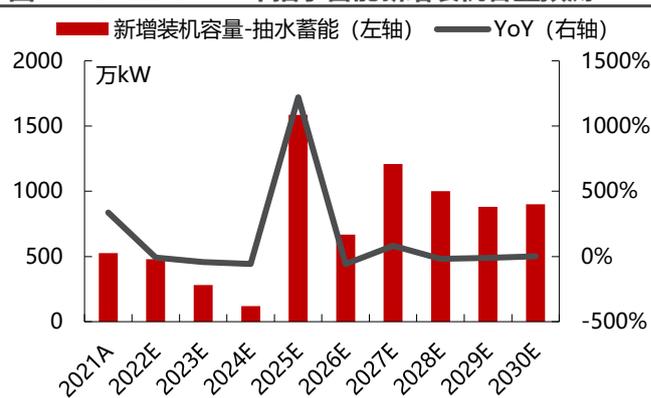
资料来源：国家能源局，中电联，水规总院，民生证券研究院预测

图37：2011-2021年抽水蓄能新增装机容量



资料来源：国家能源局，中电联，水规总院，民生证券研究院

图38：2022-2030年抽水蓄能新增装机容量预测



资料来源：国家能源局，中电联，水规总院，民生证券研究院预测

3.2 火电：冬去春来，轻歌快马

3.2.1 3Q22 营收成本增速差回正

面对断崖式来水，保供压力下，火电出力提振，3Q22 火电完成发电量 16417 亿千瓦时，同比增长 9.4%，较去年同期提升 1.9pct，环比增长 29.6%。受益于市场电价上行，A 股火电板块单季营收同比增长 31.9%；同时随着电煤长协覆盖比例的提高，自 1Q21 以来，火电首次单季度营收增速高于成本增速，成本端承压缓解；单季度毛利率为 8.3%，相比 3Q21、4Q21 分别提升 6.6、19.0 个百分点，主要火电企业如国电电力、华电国际等 14 家火电企业实现单季度扭亏为盈，火电板块景气度上行。

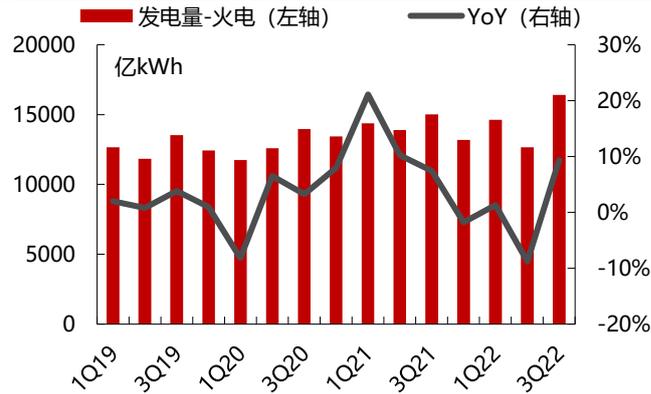
面对今冬明春可能出现的“三重”拉尼娜气候，冷冬、缺电的预期仍然存在，保供压力下，火电出力有望持续提升，政策端持续贯彻落实长协三个 100% 要求，Q4 预计火电仍将维持高景气度，同时煤电成本端将继续改善，带动业绩修复。

图39：2022年1-10月火电发电量同比增长0.8%



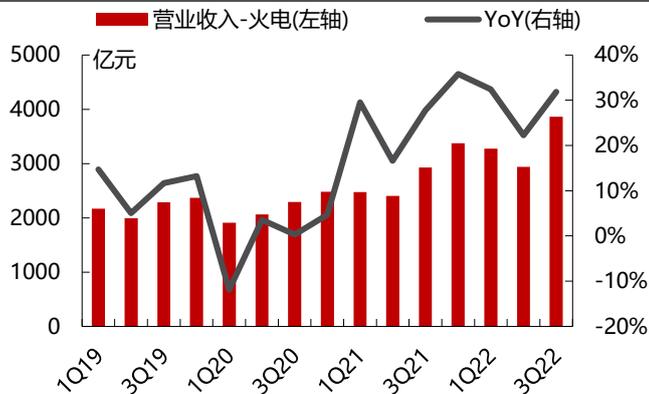
资料来源：国家能源局，国家统计局，中电联，民生证券研究院整理

图40：3Q22 火电发电量同比增长 9.4%



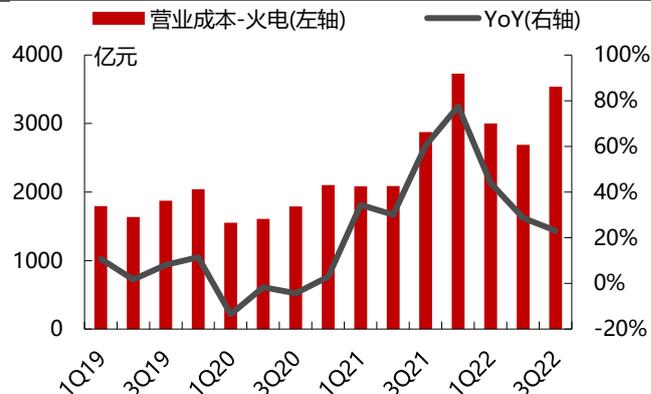
资料来源：国家能源局，国家统计局，中电联，民生证券研究院整理

图41：3Q22 火电板块营业收入同比增长 31.9%



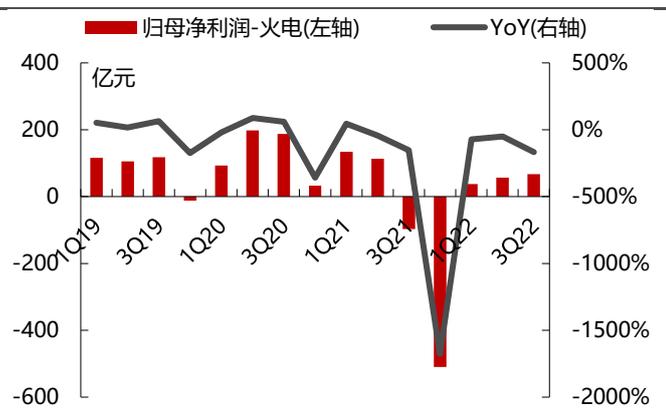
资料来源：wind，民生证券研究院

图42：3Q22 火电板块营业成本同比增长 23.1%



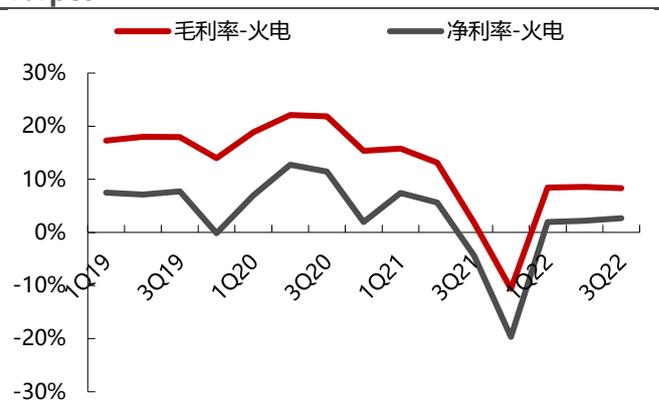
资料来源：wind，民生证券研究院

图43: 3Q22 火电板块归母净利润同比扭亏为盈



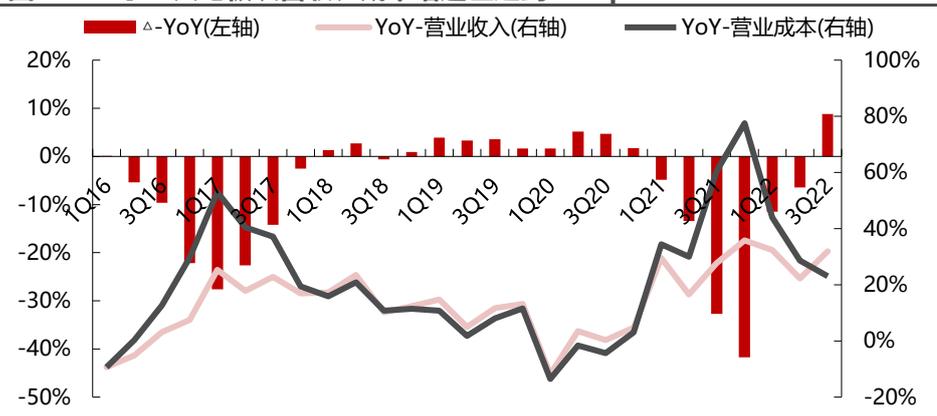
资料来源: wind, 民生证券研究院

图44: 3Q22 火电板块毛利率、净利率同比提升 6.6、7.1pct



资料来源: wind, 民生证券研究院

图45: 3Q22 火电板块营收、成本增速差达到+8.8pct



资料来源: wind, 民生证券研究院

3.2.2 全面市场化，煤电实时联动

在标杆电价时代，2004年12月15日，国家发改委印发《关于建立煤电价格联动机制的意见》，要求加强电煤价格监测工作，稳妥实施煤电价格联动，适当调控电煤价格，加强对电煤价格的监督检查。

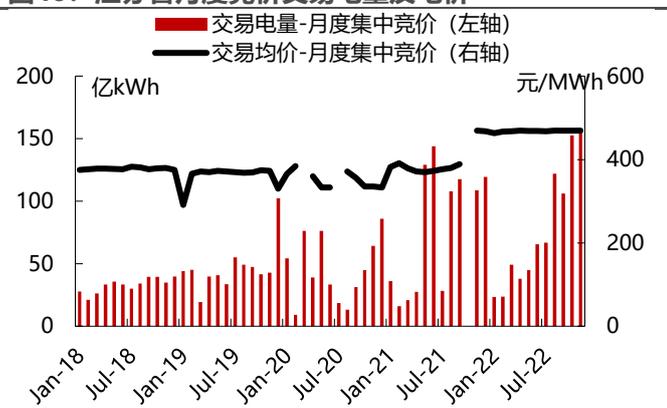
煤电联动调节机制建立后，经过十年的运行，到2015年底全国煤电机组标杆上网电价共进行了11次调整。其中，除2009年11月20日为合理反映燃煤电厂投资、煤价、煤耗等情况变化；2013年9月25日为支持可再生能源发展，鼓励燃煤发电企业进行脱硝、除尘改造；以及2014年9月1日为进一步疏导燃煤发电企业脱硝、除尘等环保电价矛盾这3次以外，明确因煤电联动而调整共执行了8次。而在这8次中，6次上调、2次下调。

观察历次煤电联动调整，电煤价格的变动与煤电标杆电价的调整存在一定的时间错配窗口，煤电企业有望在电煤价格下行通道内获益。但在2021年10月

11 日国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439 号)中提到“有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场”，煤电上网价格对于电煤价格变动反应更为敏感。

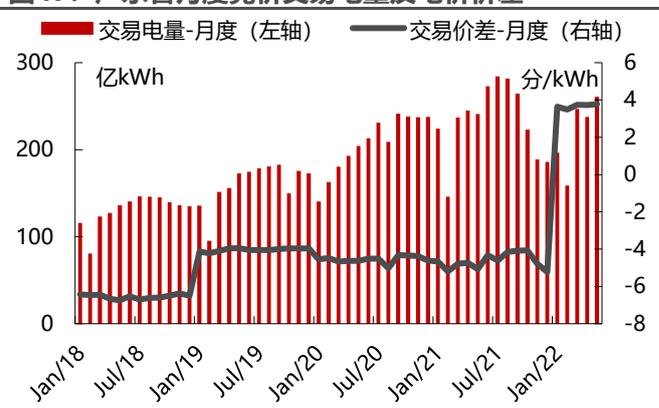
以市场交易电量最大的苏、粤两省为例，江苏省 2022 年度长协电量 2647 亿度，以 2021 年全省发电量为基数测算的占比 42.6%；前 11 个月的月度交易累计电量 901 亿度，占比 14.5%。广东省 2022 年度长协电量 2725 亿度，以 2021 年全省发电量为基数测算的占比 43.2%；前 11 个月的月度交易累计电量 44 亿度，占比 0.7%。此外，广东省从 2022 年正式开始的日间现货交易，其价格水平对供需的反应更为迅速。

图46: 江苏省月度竞价交易电量及电价



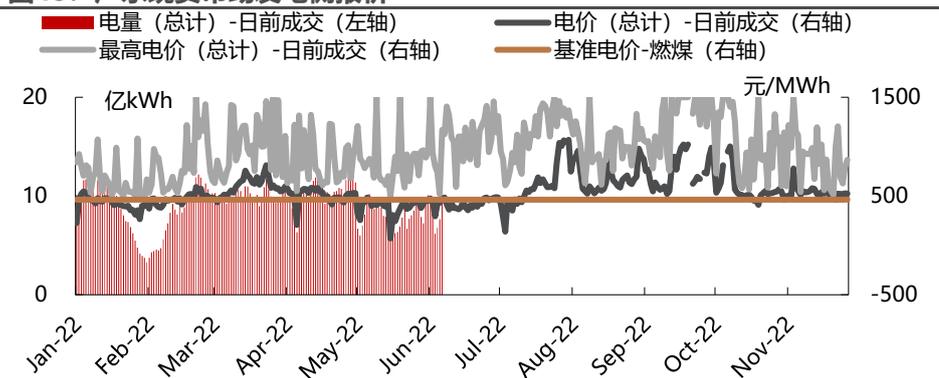
资料来源: 江苏电力交易中心, 民生证券研究院

图47: 广东省月度竞价交易电量及电价价差



资料来源: 广东电力交易中心, 民生证券研究院

图48: 广东现货市场发电侧报价



资料来源: 广东电力交易中心, 民生证券研究院

3.2.3 “电荒”倒逼政策转向，煤电“重启”需关注产业链供需

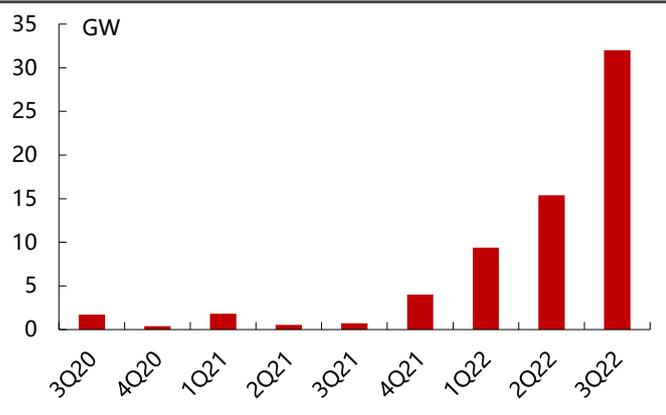
2021 年 11 月 13 日，《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会 (COP26) 在英国格拉斯哥闭幕，大会达成决议文件，就《巴黎协定》实施细则

达成共识。但在会议中，印度和中国拒绝一项呼吁“逐步淘汰”（phase out）燃煤发电的条款，将其改为“逐步减少”（phase down）。

“3060”目标下，以煤电为主的火电在国内电源装机结构中的角色定位颇为尴尬，“消灭煤电”甚至“火电已死”的讨论不绝于耳，大有2011年福岛核事故后社会舆论对于核电的态度，但电源结构的改变远不像想象中的那么简单。从建设周期来看，火电（主要包括煤电、气电等）约2-3年、核电约5-7年、大型水电约7-10年，这还不包括耗时更久的前期规划、建设筹备等环节；风电、光伏的建设周期较短，仅需1-2年，但受限于自身的特性，对于电量结构的改变远远小于对于装机结构的改变。火电作为占据六成装机容量、七成发电量的主力电源，风电、光伏对其在电量结构中的替代作用在短、中期内均难有显现。尤其是占据五成以上装机容量、六成以上发电量的煤电，在气电、抽水蓄能、电化学等新型储能增量有限的情况下，对于依赖其提供辅助调节的风电和光伏而言，其存在的必要性或许比消减其份额以提供市场空间更为重要。

2021、2022年连续两年夏季的极端高温少雨气候，暴露了国内电力供给偏紧的现状；而以煤电为主的火电，在保供过程中起到了关键性作用。两次全国性大范围的“有序用电”之后，政策对于煤电的态度也发生了较大的转变，各省对于新建火电机组（含气电）的核准速度加速，据不完全统计，2021年全年国内新核准火电装机7.1GW，而今年前三季度已经核准56.8GW，其中单三季度核准32.0GW。以广东为例，今年8月开始，广东省9个煤电项目陆续获得核准（含核准前公示），1个煤电项目开工，除了广东国粤韶关综合利用发电扩建项目，其他项目都是装机容量在百万千瓦级别的大项目。

图49: 3Q22 火电机组核准 32.0GW



资料来源: 北极星电力网, 民生证券研究院

图50: 3Q22 火电投资同比增长 18.6%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

表6: 2022年8月以来广东核准煤电项目

项目名称	业主	规模 (万千瓦)	项目状态
国能清远电厂二期 2×1000MW 扩建工程	国家能源集团	2x100	核准
广东粤电惠来电厂 5、6 号机组扩建工程	粤电力 A	2x100	核准

华润小漠电厂 3 号 4 号机组工程	华润电力	2x100	开工
茂名博贺电厂 3、4 号 2x1000MW 机组工程	广东省能源集团	2100	核准
阳西电厂二期工程 7、8 号机组	珠江投资管理集团	2x124	核准
陆丰甲湖湾电厂 3、4 号机组扩建工程	宝新能源	2x100	核准
广东粤电大埔电厂二期	广东省能源集团	2x100	核准
华能海门电厂 5、6 号机组项目	华能集团	2x100	核准
华润海丰电厂 1x1000MW 超超临界燃煤发电项目	华润电力	100	核准前公示
广东国粤韶关综合利用发电扩建项目	国粤（韶关）电力	70	核准

资料来源：北极星电力网，民生证券研究院

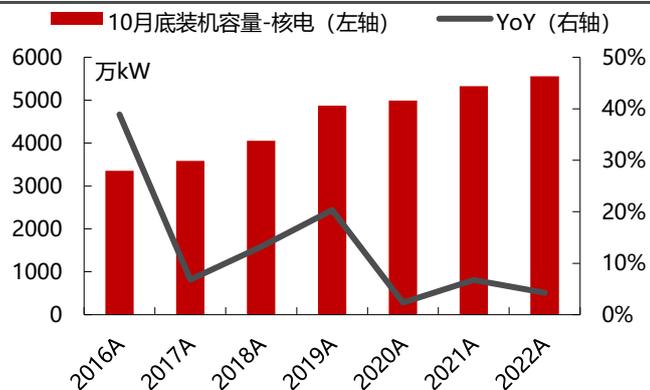
但快速提升的需求导致上游设备产能吃紧，或将重现近两年光伏产业链的涨价局面。根据华润集团招标平台 11 月 29 公示其华润海丰项目 3、4 机组（2×1000MW）扩建工程项目锅炉设备中标价格 13.62 亿元，单台锅炉价值量约 6.81 亿元；而在 8 月份江苏国信海港 2×1000MW 煤电项目锅炉成套设备中标价为 8 亿元，单台锅炉价值量约 4.00 亿元。或许“涨电价”才能确保火电企业的投资积极性，完成阶段性保供任务。

3.3 核电：如期提速，蓄势待发

3.3.1 电量持平

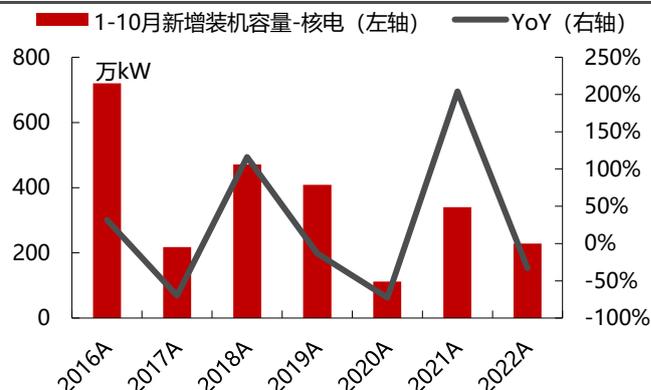
2022 年 1-10 月有 2 台机组投产商运，新增装机容量 228 万千瓦；截至 10 月底，全国在运核电 54 台，合计装机容量 5561 万千瓦（计入秦山二核 2、3、4 号机组增容），同比增长 4.4%。1-10 月全国核电设备累计平均利用小时 6226 小时，同比下降 245 小时、降幅 3.8%；虽然有部分机组因到期大修、故障停运等原因出力受限，但发电量稳定，累计达到 3407 亿千瓦时，同比增长 1.2%。中核、中广核前三季度的核电发电量同比增速分别为+5.3%、-4.0%。

图51：2022 年 10 月底核电装机容量同比增长 4.3%



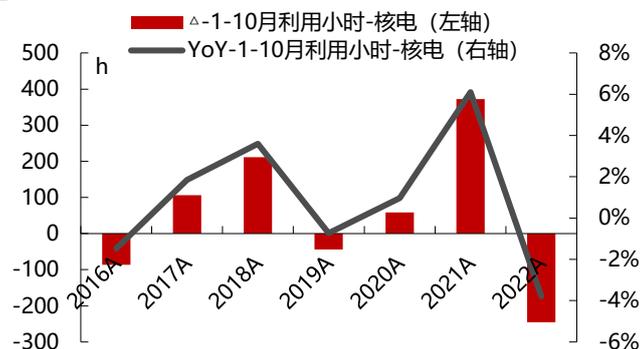
资料来源：国家能源局，中电联，国家统计局，民生证券研究院

图52：2022 年 1-10 月核电新增装机同比下降 32.9%



资料来源：国家能源局，中电联，国家统计局，民生证券研究院

图53: 2022年1-10月核电利用小时同比下降3.8%



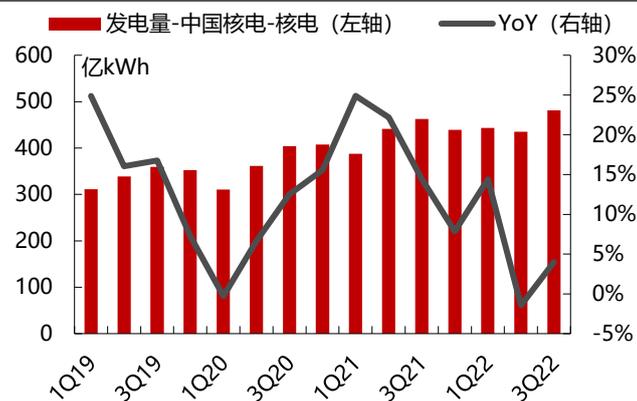
资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图54: 2022年1-10月核电发电量同比增长1.2%



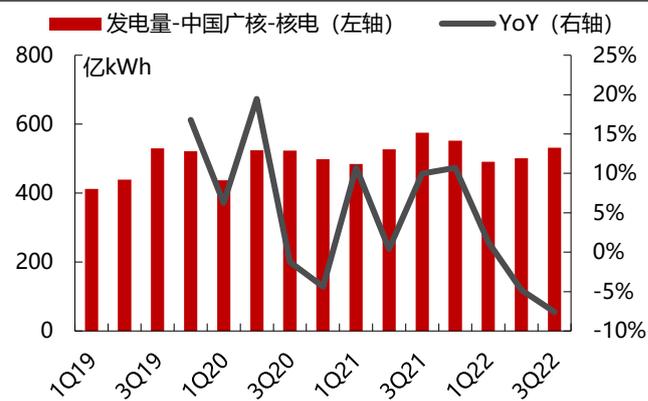
资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图55: 1Q-3Q22 中核核电发电量同比增长5.3%



资料来源: 公司公告, 民生证券研究院

图56: 1Q-3Q22 中广核核电发电量同比下降4.0%



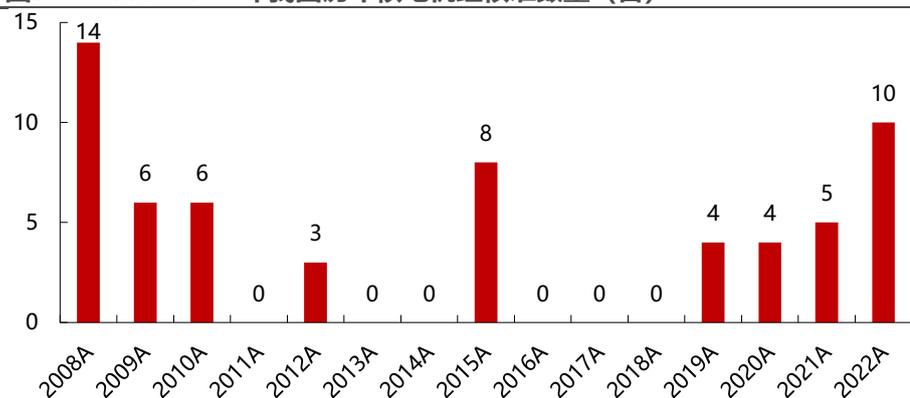
资料来源: 公司公告, 民生证券研究院

注: 包括红沿河核电站发电量

3.3.2 审批再提速

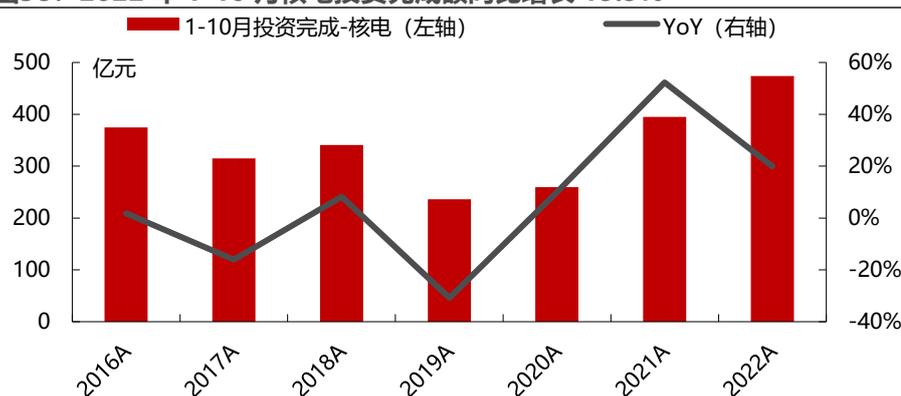
核电作为零碳排放的电源类型, 在“3060”的规划下, 对于优化能源结构助力“双碳”目标具有重要作用。截至10月底, 全国共核准三门二期、海阳二期、陆丰三期、漳州二期、廉江一期共10台机组, 合计装机1229万千瓦。其中, “430”国常会核准6台、“913”国常会核准4台。

2022年1-10月, 全国核电工程完成投资额474亿元, 同比增长19.9%, 2019-2021年同期CAGR达到26.1%, 是自2016年以来同期最高值, 接近于“十二五”核电建设高峰期的水平。

图57: 2008-2022 年我国历年核电机组核准数量 (台)


资料来源: 国务院, 民生证券研究院

注: 2022 年数据截至 11 月底

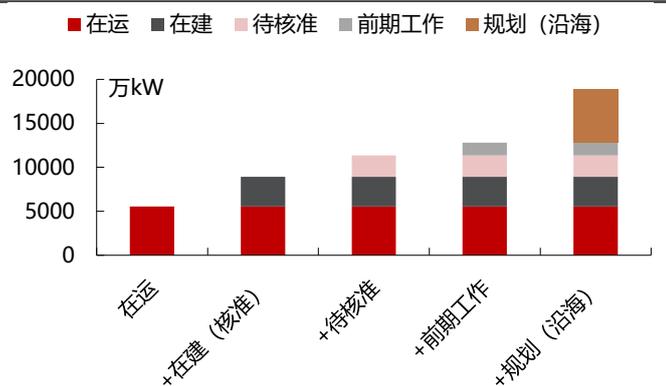
图58: 2022 年 1-10 月核电投资完成额同比增长 19.9%


资料来源: 国家能源局, 中电联, 民生证券研究院

在此前发布的中期策略报告《拥抱确定, 静待花开》中, 我们预期下半年有 6 台机组可能获批, 其中 4 台在“913”国常会已获得核准, 还未核准的陆丰一期 1、2 号机组与“430”国常会核准的三门二期、海阳二期情况类似, 均是按照 CAP1000 规划, 有望在今年年底或明年年初获得核准。宁德三期 5、6 号两台“华龙一号”机组目前也有新动作, 无论是大唐拿下核电牌照控股、亦或是广核继续控股, 均有可能促使其成为下一批获得核准的项目。华能控股的石岛湾电站正在进行一期扩建工程环公示, 规划建设 4 台“华龙一号”机组。

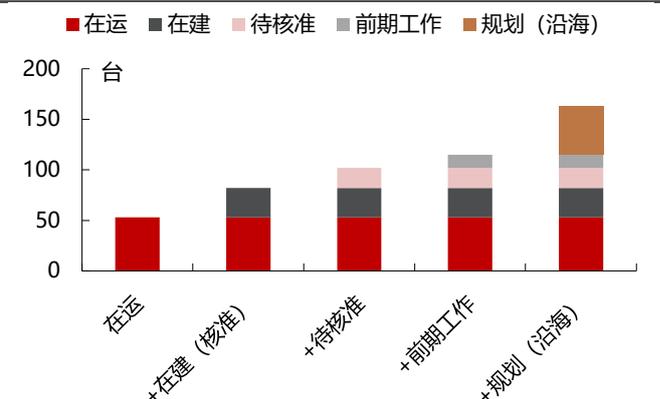
根据我们的统计和测算, 除在建 (按已核准口径) 的 29 台机组合计 3369 万千瓦外, 包括待核准项目在内共有 33 台机组已开展前期工作, 合计装机容量 3877 万千瓦; 剔除 6 台内陆厂址的机组后, 剩余 27 台机组合计装机 3127 万千瓦。其余沿海厂址可建机组数超 50 台, 合计装机容量超 6000 万千瓦。按照行业普遍预期的每年 6-8 台新核准机组数量, 现有沿海厂址仍可支持 10 年左右的项目储备。

图59：国内核电装机容量预测



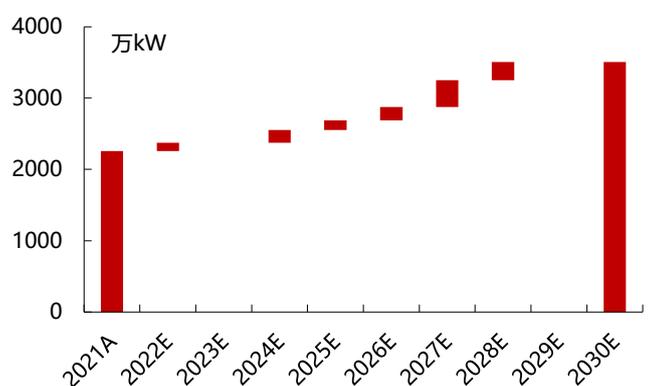
资料来源：生态环境部，国家能源局，中电联，民生证券研究院

图60：国内核电机组数预测



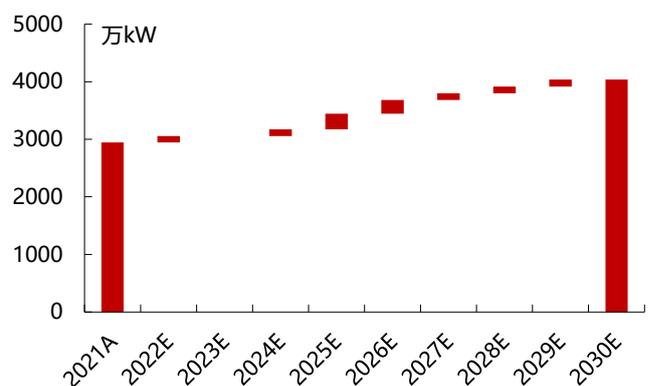
资料来源：生态环境部，国家能源局，中电联，民生证券研究院

图61：中核新机组投产情况



资料来源：公司公告，生态环境部，国家能源局，中电联，民生证券研究院

图62：中广核新机组投产情况



资料来源：公司公告，生态环境部，国家能源局，中电联，民生证券研究院

3.3.3 老机组看交易价，新机组看标杆价

核电上网电价的标杆化来得比煤电和水电要晚许多，直至 2013 年 6 月 15 日国家发改委发布《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格[2013]1130 号）之前，均是采用了“一厂一价”的定价政策，定价决策权也在国家发改委。1130 号文规定：对新建核电机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元；核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，执行当地燃煤机组标杆上网电价。此外，通知对核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，以及承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程留有余地，规定其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高。2019 年 3 月 20 日，国家发改委发布《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》（发改价格[2019]535 号），明确对承担技术引进的首批核电机组予以支持，

规定了三代核电首批项目三门、海阳、台山一期的试行上网电价，并要求按照原则性满发原则安排发电计划。

观察核电标杆电价的制定准则，可见其主要是参考所在地区煤电标杆电价。而通常情况下新投产机组上网电价不高于当地煤电标杆，体现了核电对于煤电的替代能力。目前，全国 54 台在运核电机组中，除福清 5、6 号机组，华能石岛湾电站尚未得到发改委电价核准，红沿河 6 号机组暂定执行燃煤基准电价外，其余 50 台机组，有 21 台机组上网电价低于当地煤电标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘、超低排放电价），有 26 台机组高于煤电标杆，另有 3 台持平。

表7：国内在运核电机组上网电价

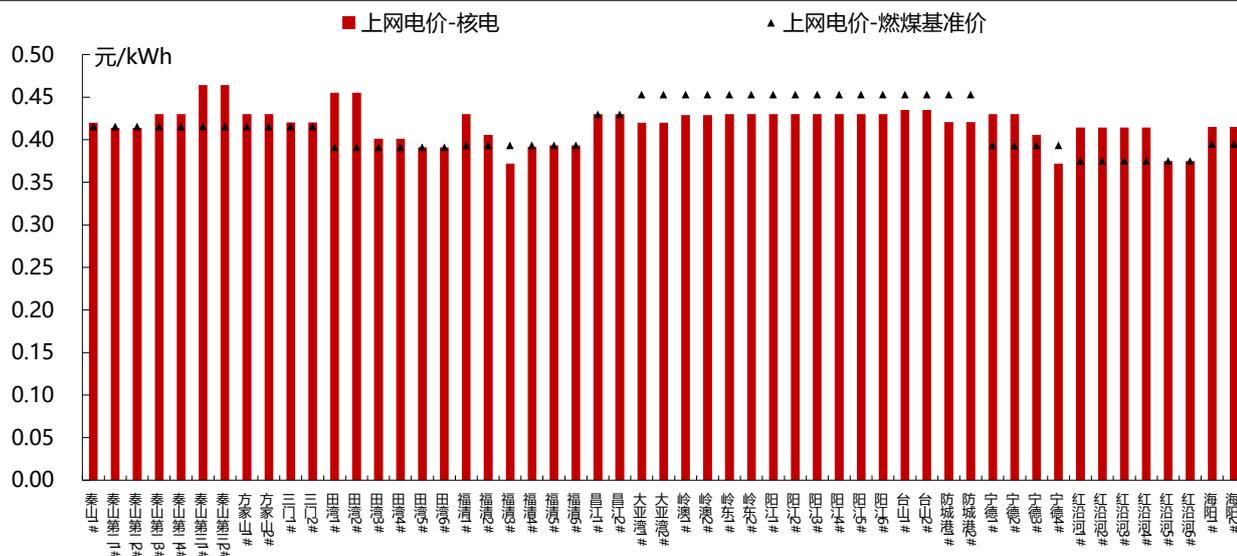
运营商	地区	核电站	机组	堆型	额定功率 (Mwe)	开工时间	商运时间	上网电价 (元/kWh)	
中核	浙江嘉兴	泰山	1#	CNP300	310	1985/3/20	1994/4/1	0.42	
			1#	CNP600	650	1996/6/2	2002/4/15	0.414	
		泰山第二	2#	CNP600	650	1997/3/23	2004/5/3	0.414	
			3#	CNP600	660	2006/4/28	2010/10/5	0.43	
		4#	CNP600	660	2006/4/29	2011/12/30	0.43		
		泰山第三	1#	CANDU-700	728	1998/6/8	2002/12/31	0.464	
			2#	CANDU-700	728	1998/9/25	2003/7/24	0.464	
		方家山	1#	CNP1000	1089	2008/12/26	2014/12/15	0.43	
			2#	CNP1000	1089	2009/7/17	2015/2/12	0.43	
		浙江台州	三门	1#	AP1000	1250	2009/3/29	2018/9/21	0.4203
	2#			AP1000	1250	2009/12/17	2018/11/5	0.4203	
	江苏连云港	田湾	1#	WWER-1000	1060	1999/10/20	2007/5/17	0.455	
			2#	WWER-1000	1060	2000/9/20	2007/8/16	0.455	
			3#	WWER-1000	1126	2012/12/27	2018/2/15	0.401	
			4#	WWER-1000	1126	2013/9/27	2018/12/22	0.401	
			5#	CNP1000	1118	2015/12/27	2020/9/8	0.391	
			6#	CNP1000	1118	2016/10/29	2021/6/2	0.391	
			1#	CNP1000	1089	2008/11/21	2014/11/22	0.43	
2#			CNP1000	1089	2009/6/17	2015/8/6	0.4055		
福建福清			福清	3#	CNP1000	1089	2010/12/31	2016/11/4	0.3717
				4#	CNP1000	1089	2012/11/17	2017/9/17	0.3912
	5#	HPR1000		1161	2015/5/7	2021/1/29			
海南昌江	昌江	1#	CNP600	650	2010/4/25	2015/12/25	0.43		
		2#	CNP600	650	2010/11/21	2016/8/12	0.43		
中广核	广东深圳	大亚湾	1#	M310	984	1987/8/7	1994/2/1	0.42	
			2#	M310	984	1988/4/7	1994/5/6	0.42	
	岭澳	1#	M310	990	1997/5/15	2002/5/28	0.429		
		2#	M310	990	1997/5/15	2003/1/8	0.429		
	岭东	1#	CPR1000+	1087	2005/12/15	2010/9/15	0.43		
		2#	CPR1000+	1087	2006/6/15	2011/8/7	0.43		

			1#	CPR1000	1086	2008/12/16	2014/3/25	0.43	
			2#	CPR1000	1086	2009/6/4	2015/6/5	0.43	
广东阳江	阳江		3#	CPR1000+	1086	2010/11/15	2016/1/1	0.43	
			4#	CPR1000+	1086	2012/11/17	2017/3/15	0.43	
			5#	ACPR1000	1086	2013/9/18	2018/7/12	0.43	
			6#	ACPR1000	1086	2013/12/23	2019/7/24	0.43	
广东台山	台山		1#	EPR	1750	2009/12/21	2018/12/13	0.435	
			2#	EPR	1750	2010/4/15	2019/9/7	0.435	
广西防城港	防城港		1#	CPR1000	1086	2010/7/30	2016/1/1	0.4207	
			2#	CPR1000	1086	2010/12/28	2016/10/1	0.4207	
福建福鼎	宁德		1#	CPR1000	1089	2008/2/18	2013/4/15	0.43	
			2#	CPR1000	1089	2008/11/12	2014/5/4	0.43	
			3#	CPR1000	1089	2010/1/8	2015/6/10	0.4055	
			4#	CPR1000	1089	2010/9/29	2016/7/21	0.3717	
辽宁大连	红沿河		1#	CPR1000	1119	2007/8/18	2013/6/6	0.4142	
			2#	CPR1000	1119	2008/3/28	2014/5/13	0.4142	
			3#	CPR1000	1119	2009/3/19	2015/8/16	0.4142	
			4#	CPR1000	1119	2009/8/15	2016/9/19	0.4142	
			5#	ACPR1000	1119	2015/3/29	2021/7/31	0.3749	
			6#	ACPR1000	1119	2015/7/24	2022/6/23	0.3749	
国电投	山东烟台	海阳		1#	AP1000	1250	2009/9/24	2018/10/22	0.4151
				2#	AP1000	1250	2010/9/16	2019/1/9	0.4151
华能	山东威海	石岛湾	1#	HTR200	200	2012/12/9			

资料来源：国家及各省（区、市）发改委、物价局，公司公告，民生证券研究院

注：中国核电福清 5#、6#机组暂时按照福建燃煤基准价计算收入，经省发改委批复后多退少补

图63：在运核电机组与所在地区煤电基准电价对比



资料来源：国家及各省（区、市）发改委、物价局，公司公告，民生证券研究院

考虑到核电的定价模式，若煤电基准价/标杆电价上调，则新机组核定的上网

电价也有望上行至新煤电标杆价或 0.43 元/千瓦时；而老机组虽然因核准电价已锁定，但参与市场化交易的上网电量将获益于目前相较基准价/标杆电价上浮的交易电价。根据 2021 年度上网电量、营收、净利润测算国内两大核电运营商的业绩弹性：

- 中国核电：测算 2021 年营收增幅达 2.3%，净利润增幅达 8.6%。
- 中国广核：测算 2021 年营收增幅达 3.0%，净利润增幅达 9.8%。

表8：核电公司上网电价业绩弹性测算

	中国核电	中国广核
上网电量-核电(亿 kWh)	1617.26	2011.51
Δ-上网电价 (元/kWh, 含税)	0.01	0.01
增值税税率	13%	13%
Δ-营业收入(亿元)	14.31	17.80
上网电价-核电(元/kWh, 含税)	0.397	0.401
营业收入-2021(亿元)	623.67	587.09
所得税综合税率	15.1%	13.5%
Δ-净利润(亿元)	12.15	15.40
净利润-2021(亿元)	140.55	156.84
增幅-营业收入	2.3%	3.0%
增幅-净利润	8.6%	9.8%

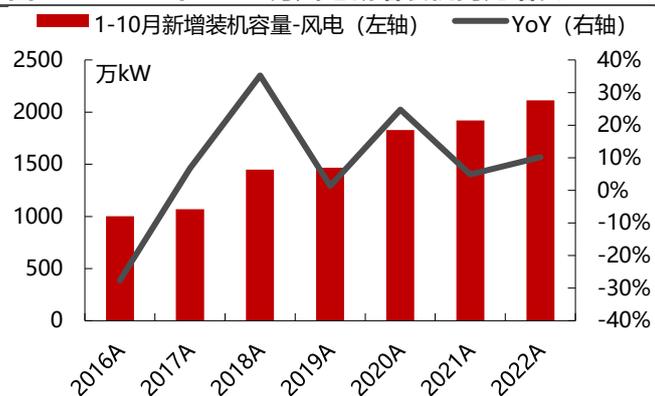
资料来源：Wind，公司公告，民生证券研究院测算

3.4 绿电：博弈预期差

3.4.1 “跑马圈地”，装机高歌猛进

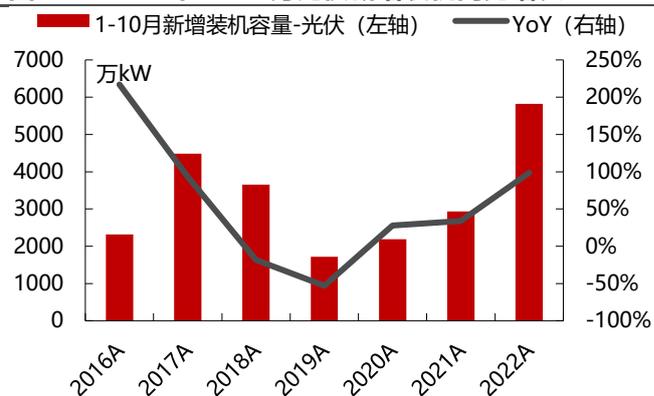
根据国家能源局公布的数据，2022 年 1-10 月风电新增装机容量 2114 万千瓦，同比增长 10.1%；2022 年 10 月底全国风电装机容量达到 34892 万千瓦，同比增长 16.5%，比上年同期新增装机 4948 万千瓦（2021 年底抢装并网等因素的作用）；1-10 月风电利用小时为 1817 小时，同比下降 10 小时，降幅 0.5%。装机高增冲抵利用小时微降，1-10 月风电发电量同比增长 16.8%至 6155 亿千瓦时。1-10 月光伏新增装机 5824 万千瓦，同比增长 98.7%；10 月底规上光伏装机容量 22460 万千瓦，同比增长 18.1%；1-10 月光伏利用小时 1172 小时，同比增加 75 小时，增幅 6.8%。依靠装机、利用小时双增长的推动，1-10 月光伏发电量同比增长 16.7%至 1968 亿千瓦时。

图64: 2022年1-10月风电新增装机同比增长10.1%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图65: 2022年1-10月光伏新增装机同比增长98.7%



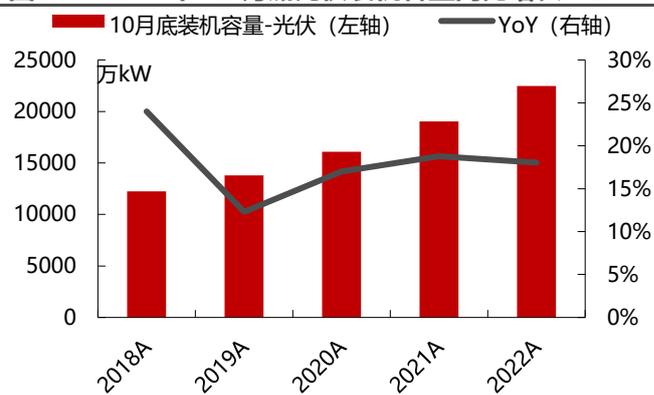
资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图66: 2022年10月底风电装机容量同比增长16.5%



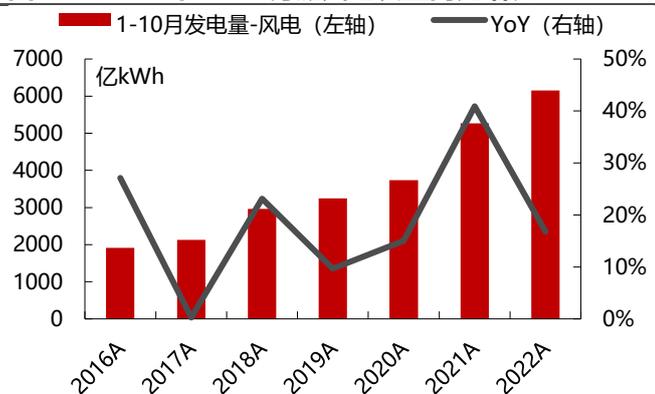
资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图67: 2022年10月底光伏装机容量同比增长18.1%



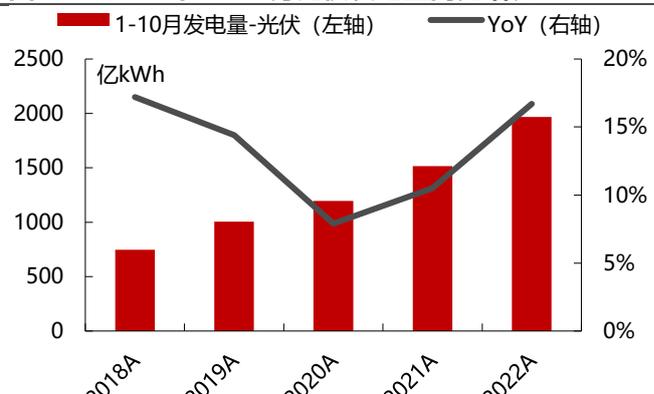
资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图68: 2022年1-10月底风电发电量同比增长16.8%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

图69: 2022年1-10月光伏发电量同比增长16.7%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 国家统计局, 民生证券研究院

3.4.2 绿电“三问”，逻辑逐步兑现中

我们在此前发布的《电力行业深度报告：新机遇新挑战，绿电价值重估》（即《绿电“三问”》）中提出了对绿电发展之路上三大问题的思考：

- 煤电“重启”，意味着绿电“将死”吗？两次全国性大范围的“有序用电”之后，煤电“重启”之声不绝于耳。但在“双碳”目标下，短期的能源结构转型阵痛难以撼动长期顶层目标，全社会用能增量将主要由绿电承担。面对风光等新能源的加速发展，火电的角色定位由基核电源加速向调峰电源转变。
- 装机与消纳、电量与电价的矛盾是否无解？大基地首批全面开工、二批前期筹备、三批组织申报，风光大发展如火如荼。当前新能源资源的供需错配与新能源自身出力波动性共同影响新能源消纳问题，而灵活性火电、水电（包括抽蓄）、新型储能等调节型电源的增加将消解新能源出力的时间错配，特高压外送通道的建设将改善新能源出力的空间错配，缓解装机与消纳的矛盾。自 2021 年陆风、集中式光伏以及 2022 年海风陆续进入平价上网时代之后，市场对于绿电电价的接受度大幅提升；在电力供需由松转紧的趋势下，煤价高位运行状态中煤电上网电价这一电价标杆参照系或将维持高位，绿电的电量与电价之间的矛盾也有望迎刃而解。
- 绿电运营商的“钱”景如何？新能源发电行业当前仍处于“跑马圈地”阶段，对于“参赛者”而言，规模增长仍是最优先的考量。在成本端风电（含陆风与海风）与光伏在 2010-2021 年间平准化度电成本均大幅降低，随着风机大型化、光伏硅料产能逐步释放，风电、光伏的单位装机造价有望延续此前的下行趋势；在运项目利用小时的提升，将进一步降低度电成本，提高项目利润率。随着补贴“堰塞湖”加速解决，绿电运营商凭借其与水电、核电类似的商业模式，具备从“吞金兽”变为“印钞机”的潜力。

11 月 28 日，辽宁省发改委发布通知，对《关于暂停我省新能源项目贡献低价电量政策的通知》征求意见。此前，辽宁省相关文件要求：企业在项目整体平价上网基础上，自愿拿出一部分利用小时数实行低价结算（风电以 300 小时为起点/光伏以 100 小时为起点，0.1 元/千瓦时），以实现整体项目平价上网目标。通过行政手段直接压低上网电价促使运营商让利，不符合市场化经济的基本原则。结合前期福建连江外海 700MW 海风项目竞配中，华能联合体不到 0.20 元/千瓦时的超低报价最终“弃标”，反映出政策层面并不希望因为“竭泽而渔”影响到“双碳”目标的推进，保障绿电运营商的合理利润才是可持续发展之道。《通知》在政策调整原则中首次提出：按照“取之于新能源用之于新能源”的原则构建新型电力系统。此前市场多数观点认为，新型电力系统中绿电的收益会部分让渡给

火电、储能等其他市场参与方，进而造成收益率的下降。“取之于新能源用之于新能源”的政策导向明确了绿电收益的流向，“蛋糕”切分模式或将与市场预期出现偏离。

辽宁政策的变化直指第二问“电量与电价的矛盾”，本次的政策调整来看正是对预期逻辑的兑现；第三问“‘钱’景如何”中补贴发放、产业链降本等预期也在陆续兑现中，后续第一问“煤电与绿电”的预期逻辑也将逐步被市场所认知。

3.4.3 政策频出，绿电价值有望提升

自 2021 年陆风、集中式光伏以及 2022 年海风陆续进入平价上网时代之后，市场对于绿电电价的接受度大幅提升；在电力供需由松转紧的趋势下，若煤电电价上浮，则绿电电价在市场中竞争性增强，有望缓解当前绿电电量与电价的矛盾。2021 年国家发改委、能源局连续下发三项政策支持开展绿电市场化交易。

- 2021 年 5 月，两部委印发《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(发改体改〔2021〕339 号)，《通知》提出，要引导新能源项目 10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数。
- 2021 年 6 月，国家发改委印发《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格〔2021〕833 号)，《通知》提出，2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。
- 2021 年 9 月，两部委批复国网、南网公司提交的《绿色电力交易试点工作方案》，《方案》明确，绿色电力产品初期为风电和光伏发电企业上网电量，条件成熟时扩大至符合条件的水电；绿色电力交易的优先原则；绿电交易分为直接交易购买和向电网企业购买两种方式；厘清了绿色电力产品的市场化定价机制。

2021 年 9 月 7 日，我国正式启动绿色电力交易试点，来自全国 17 个省份的 259 家市场主体，以线上线下方式完成了 79.35 亿千瓦时绿色电力交易，其中，国网经营区域成交 68.98 亿度，南网经营区域成交 10.37 亿度，这次试点交易中，成交均价较正常中长期协议增加 3-5 分/度，较火电基准价大约上涨 2 分钱。此次试点交易开启我国绿电消费新模式，可再生能源电力消纳机制逐步从保障性消纳向市场化消纳加速转型。

但从广东、江苏两省的电力市场化交易情况来看，当前绿电交易规模仍较小，且绿电交易电价与煤电交易电价没有显著区别。但持续增长的用电需求与偏紧的发电供给之间的矛盾，利好绿电的电量消纳；而煤价居高不下带来的煤电交易电

价维持高位，也有助于提升绿电的交易价格。

表9：广东、江苏两省 2022 年度电力市场交易情况

省份	市场电量 (亿 kWh)	绿电电量 (亿 kWh)	占比	市场均价 (元/kWh)	绿电均价 (元/kWh)	溢价率
广东	2541.64	6.79	0.3%	0.49704	0.51389	3.4%
江苏	2647.29	9.24	0.3%	0.46669	0.46288	-0.8%

资料来源：广东电力交易中心，江苏电力交易中心，民生证券研究院整理

注：占比=绿电电量/市场电量，溢价率=绿电均价/市场均价-1

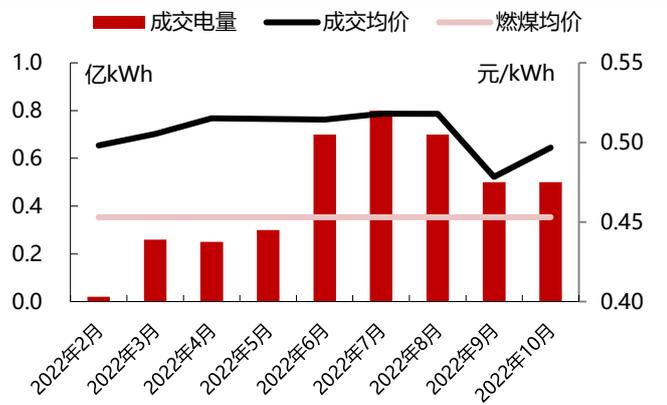
2022 年推动绿电交易的相关政策持续加码，有望进一步扩大绿电交易需求。

- 2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118 号)，《意见》将“探索开展绿色电力交易”单列于“构建适应新型电力系统的市场机制”项下，指出应引导有需求的用户直接购买绿色电力，做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。
- 2022 年 1 月，国家发改委等 7 部委联合发布《促进绿色消费实施方案》(发改就业〔2022〕107 号)，《方案》指出，要引导用户签订绿色电力交易合同，并在中长期交易合同中单列，加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束，且明确提出了建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制。
- 2022 年 1 月、5 月，广州电力交易中心、北京电力交易中心相继印发《南方区域绿色电力交易规则（试行）》(广州交易〔2022〕15 号)、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》(京电交市〔2022〕24 号)。《规则》强调，绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易；价格方面，绿色电力交易价格由市场主体通过双边协商、挂牌交易等方式形成；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，原则上市场主体应分别明确电能量价格与绿色环境权益价格。
- 2022 年 11 月 16 日，国家发改委、国家统计局、国家能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》。《通知》提出“有序推进新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制”，“不纳入能源消费总量的可再生能源，现阶段主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源”。

各地地方政府也相继出台地方性绿电交易支持政策，2022 年 6 月，江苏省发改委等部门印发《江苏省促进绿色消费实施方案》(苏发改就业发〔2022〕535 号)，《方案》指出，建立完善绿色电力市场化交易机制，全面提升绿色电力消纳能力；研究制定高耗能企业使用绿色电力的刚性约束机制，逐年提高绿色电力消费最低占比，到 2025 年，高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于 30%。

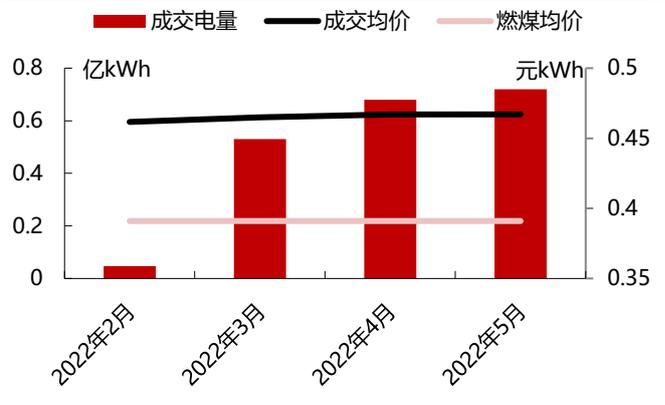
受益于政策的落地，国内绿证交易或将进一步加速，可再生能源企业在平价时代，有望通过参与绿证交易获益，增厚自身业绩。

图70：广东省 2022 年月度绿电交易情况



资料来源：广东电力交易中心，民生证券研究院整理

图71：江苏省 2022 年月度绿电交易情况



资料来源：江苏电力交易中心，民生证券研究院整理

4 投资建议

4.1 行业评级

在 2021 年电价突破上行关口后，2022 年煤价居高不下导致煤电困局难解，电价“涨声”再起并向上传导，无论煤电是基准价/标杆电价调整、亦或是浮动范围扩大，交易电价的上涨对于各类电源均利好，维持对电力行业“推荐”评级。

4.2 推荐标的

水电板块推荐长江电力、黔源电力，谨慎推荐国投电力、华能水电、川投能源；火电板块推荐申能股份、福能股份；核电板块推荐中国核电，谨慎推荐中国广核；风光运营板块推荐三峡能源，谨慎推荐龙源电力。

重点公司盈利预测、估值与评级

代码	简称	股价 (元)	EPS (元)				PE (倍)				评级
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	
600900	长江电力	20.92	1.16	1.18	1.38	1.43	18.1	17.7	15.1	14.7	推荐
002039	黔源电力	14.08	0.55	1.21	1.37	1.50	25.7	11.7	10.3	9.4	推荐
600886	国投电力	10.80	0.33	0.61	0.81	0.91	33.0	17.7	13.4	11.9	谨慎推荐
600025	华能水电	6.70	0.32	0.36	0.40	0.42	20.9	18.7	16.6	15.8	谨慎推荐
600674	川投能源	11.70	0.69	0.80	0.92	0.95	16.9	14.6	12.7	12.3	谨慎推荐
600642	申能股份	5.73	0.33	0.42	0.65	0.72	17.1	13.8	8.8	8.0	推荐
600483	福能股份	10.98	0.65	1.23	1.36	1.40	16.9	8.9	8.1	7.8	推荐
601985	中国核电	6.31	0.43	0.55	0.61	0.63	14.8	11.4	10.3	10.1	推荐
003816	中国广核	2.77	0.19	0.19	0.23	0.23	14.4	14.6	11.9	11.8	谨慎推荐
600905	三峡能源	5.69	0.20	0.30	0.33	0.37	28.9	18.9	17.2	15.4	推荐
001289	龙源电力	19.03	0.76	0.91	1.13	1.16	24.9	20.8	16.9	16.5	谨慎推荐

资料来源：Wind，民生证券研究院预测；

(注：股价为 2022 年 12 月 07 日收盘价)

5 风险提示

- 1) **电力市场化交易电价不及预期。**电力市场化交易电价不及预期。
- 2) **需求下滑。**宏观经济运行状态将影响发电设备利用小时数。
- 3) **成本上升。**电煤、天然气等燃料成本上升将减少火电的利润。
- 4) **政策推进滞后。**国内部分地区的电力供需目前仍处于供大于求的状态，可能影响存量机组的电量消纳、以及新建机组的开工建设。
- 5) **降水量减少。**水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

插图目录

图 1: 2022 年 1 月 3 日-11 月 28 日, 电力指数 (申万) 跑赢沪深 300 指数 11.50pct	3
图 2: 2022 年 1 月 3 日-11 月 28 日, 申万二级行业涨跌幅	4
图 3: 国内生产总值变化趋势	5
图 4: 三大产业对 GDP 当季同比贡献率	5
图 5: 2022 年 1-10 月全社会用电量同比增长 3.8%	6
图 6: 2022 年 1-10 月第一产业用电量同比增长 9.9%	6
图 7: 2022 年 1-10 月第二产业用电量同比增长 1.7%	6
图 8: 2022 年 1-10 月第三产业用电量同比增长 4.2%	7
图 9: 2022 年 1-10 月居民用电量同比增长 12.6%	7
图 10: 2022 年 1-10 月用电量结构 (单位: 亿 kWh)	7
图 11: 2021 年 1-10 月用电量结构 (单位: 亿 kWh)	7
图 12: 2022 年水电、火电各月增速情况	8
图 13: 2022 年 1-10 月电源工程投资同比增长 27.0%	8
图 14: 2022 年 1-10 月全国新增装机同比增长 21.4%	8
图 15: 2022 年 10 月底全国规上装机容量同比增长 6.5%	9
图 16: 2022 年 1-10 月全国平均利用小时同比下降 97 小时	9
图 17: 2022 年 1-10 月全国发电量同比增长 2.2%	9
图 18: 2022 年 1-10 月发电量结构	9
图 19: 2021 年 1-10 月发电量结构	9
图 20: 3Q22 电力行业营业收入同比增长 29.5%	10
图 21: 3Q22 电力行业营业成本同比增长 24.0%	10
图 22: 3Q22 电力行业归母净利润同比增长 120.7%	11
图 23: 3Q22 电力行业毛利率、净利率同比提升 3.7pct、4.0pct	11
图 24: 中国沿海电煤价格指数 (CECI 指数)	12
图 25: 电力、热力生产和供应业单月营业利润及营业利润率变动	12
图 26: 电力、热力生产和供应业单月亏损额变动	12
图 27: 各省 (市) 煤电上网电价范围 (基准价上浮 20%、执行-20%~+20%浮动区间)	15
图 28: 各省 (市) 煤电上网电价范围 (基准价执行-40%~+40%浮动电价区间)	15
图 29: 2022 年 1-10 月水电发电量同比增长 2.2%	16
图 30: 3Q22 水电发电量同比下降 12.5%	16
图 31: 3Q22 水电板块营业收入同比增长 8.9%	16
图 32: 3Q22 水电板块营业成本同比增长 21.3%	16
图 33: 3Q22 水电板块归母净利润同比下降 10.8%	17
图 34: 3Q22 水电板块毛利率、净利率同比下降 5.7、5.9pct	17
图 35: 2011-2021 年抽水蓄能装机容量	22
图 36: 2022-2030 年抽水蓄能装机容量预测	22
图 37: 2011-2021 年抽水蓄能新增装机容量	22
图 38: 2022-2030 年抽水蓄能新增装机容量预测	22
图 39: 2022 年 1-10 月火电发电量同比增长 0.8%	23
图 40: 3Q22 火电发电量同比增长 9.4%	23
图 41: 3Q22 火电板块营业收入同比增长 31.9%	23
图 42: 3Q22 火电板块营业成本同比增长 23.1%	23
图 43: 3Q22 火电板块归母净利润同比扭亏为盈	24
图 44: 3Q22 火电板块毛利率、净利率同比提升 6.6、7.1pct	24
图 45: 3Q22 火电板块营收、成本增速差达到+8.8pct	24
图 46: 江苏省月度竞价交易电量及电价	25
图 47: 广东省月度竞价交易电量及电价价差	25
图 48: 广东现货市场发电侧报价	25
图 49: 3Q22 火电机组核准 32.0GW	26
图 50: 3Q22 火电投资同比增长 18.6%	26
图 51: 2022 年 10 月底核电装机容量同比增长 4.3%	27
图 52: 2022 年 1-10 月核电新增装机同比下降 32.9%	27
图 53: 2022 年 1-10 月核电利用小时同下降 3.8%	28
图 54: 2022 年 1-10 月核电发电量同比增长 1.2%	28

图 55: 1Q-3Q22 中核核电发电量同比增长 5.3%	28
图 56: 1Q-3Q22 中广核电发电量同比下降 4.0%	28
图 57: 2008-2022 年我国历年核电机组核准数量 (台)	29
图 58: 2022 年 1-10 月核电投资完成额同比增长 19.9%	29
图 59: 国内核电装机容量预测	30
图 60: 国内核电机组数预测	30
图 61: 中核新机组投产情况	30
图 62: 中广核新机组投产情况	30
图 63: 在运核电机组与所在地区煤电基准电价对比	32
图 64: 2022 年 1-10 月风电新增装机同比增长 10.1%	34
图 65: 2022 年 1-10 月光伏新增装机同比增长 98.7%	34
图 66: 2022 年 10 月底风电装机容量同比增长 16.5%	34
图 67: 2022 年 10 月底光伏装机容量同比增长 18.1%	34
图 68: 2022 年 1-10 月底风电发电量同比增长 16.8%	34
图 69: 2022 年 1-10 月光伏发电量同比增长 16.7%	34
图 70: 广东省 2022 年月度绿电交易情况	38
图 71: 江苏省 2022 年月度绿电交易情况	38

表格目录

重点公司盈利预测、估值与评级	1
表 1: 2022 年 1 月 3 日-11 月 28 日, 申万电力三级行业涨、跌幅前 2 个股	5
表 2: 各省 (市) 盈亏平衡煤价测算	13
表 3: 主要水电公司上网电价业绩弹性测算	18
表 4: 国内在运抽水蓄能电站	19
表 5: 国内在建抽水蓄能电站	20
表 6: 2022 年 8 月以来广东核准煤电项目	26
表 7: 国内在运核电机组上网电价	31
表 8: 核电公司上网电价业绩弹性测算	33
表 9: 广东、江苏两省 2022 年度电力市场交易情况	37
重点公司盈利预测、估值与评级	39

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、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收到任何形式的补偿。

评级说明

投资建议评级标准		评级	说明
以报告发布日后的 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。	公司评级	推荐	相对基准指数涨幅 15%以上
		谨慎推荐	相对基准指数涨幅 5% ~ 15%之间
		中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
		回避	相对基准指数跌幅 5%以上
	行业评级	推荐	相对基准指数涨幅 5%以上
		中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
		回避	相对基准指数跌幅 5%以上

免责声明

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

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、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。

民生证券研究院：

上海：上海市浦东新区浦明路 8 号财富金融广场 1 幢 5F； 200120

北京：北京市东城区建国门内大街 28 号民生金融中心 A 座 18 层； 100005

深圳：广东省深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 32 层 05 单元； 518026