

► **红利指数股息率相对于国债到期收益率的风险溢价较高，红利资产具备较优配置性价比。**我们将红利资产的股息率与以 10 年国债到期收益率为代表的无风险利率做比较，从当前位置分析，12 月 5 日中证红利指数股息率为 4.99%，显著高于 10 年期国债收益率 1.95%。**电力资产盈利稳定且现金流充沛，分红收益稳定，在当前低利率背景下，电力板块在回调后具备较优的性价比。**

► **供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会。**需求侧：中国银行研究院预计 2025 年我国 GDP 增速 5%左右，我们预计明年全社会用电需求有望维持 5%-8%增速。供需分析：局部区域电量仍有缺口，江浙沪及广东等省市电量硬性缺口值依旧较大，长三角、安徽、广东等地区电力供应压力更为突出。

► **绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性。**绿电价值：建立统一绿电市场，绿电绿证交易规模显著提升，绿电环境溢价逐步得到体现，绿证和绿电交易收入增厚绿电企业收益。装机增速：靠近负荷中心的分散式风电和海风投资景气度提升，全球海风 2023-2028 年 5 年 CAGR24.8%，中国 5 年 CAGR 18.8%。

► **火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性。**量端：火电总体装机规模放缓，但“压舱石”角色短期不变，火电总发电量绝对值仍继续稳步增长。部分省市用电需求高速增长，浙江、上海、安徽等地火电供给结构较为集中，用电格局偏紧中量价均有望得到保障。价端：年底中长协电价落地或引发盈利分化，容量电价机制+辅助调峰费用助力平滑煤电盈利周期波动性。成本端：2024 年以来动力煤价格重心同比降 8%，预计 2025 年动力煤价格降幅有望收窄为 5%左右。

► **水核：红利属性凸显，稳定中寻找增量。**水电新增装机集中在雅砻江、大渡河、澜沧江、金沙江流域电站投产，板块现金流充沛、高分红、股息率稳定；核电板块兼具稳定性与成长性，装机规模增速确定，未来分红有望稳定提升。

► **投资建议：**绿电：海风竞配持续高景气，推荐受益风电装机高增速的【三峡能源】、【福能股份】，谨慎推荐【中绿电】、【龙源电力】、【浙江新能】，建议关注【中闽能源】。火电：因电价扰动有限+火电成本维持低位+水电挤压效应正在逐步减弱，局部区域电力供需偏紧，火电发电量有一定保障，推荐【申能股份】，谨慎推荐【华电国际】、【江苏国信】、【浙能电力】、【皖能电力】，建议关注【内蒙华电】。低利率背景下，水核具备长期配置价值，水电：大水电企业业绩依旧稳健，推荐【长江电力】、【华能水电】，谨慎推荐【国投电力】、【川投能源】。核电：核准常态化，长期成长性和盈利性俱佳，推荐【中国核电】，谨慎推荐【中国广核】。

► **风险提示：**宏观经济波动的风险；电力市场化改革推进不及预期，政策落实不及预期；新能源整体竞争激烈，导致盈利水平不及预期；降水量不及预期。

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
			2023A	2024E	2025E	2023A	2024E	2025E	
600900	长江电力	28.72	1.11	1.43	1.47	26	20	20	推荐
601985	中国核电	9.68	0.55	0.57	0.64	18	17	15	推荐
003816	中国广核	3.99	0.21	0.23	0.24	19	17	17	谨慎推荐
000543	皖能电力	8.03	0.63	0.79	0.93	13	10	9	谨慎推荐
600023	浙能电力	5.74	0.49	0.57	0.60	12	10	10	谨慎推荐
600483	福能股份	10.06	1.01	1.08	1.20	10	9	8	推荐
600905	三峡能源	4.54	0.25	0.24	0.26	18	19	17	推荐

资料：Wind，民生证券研究院预测；(注：股价为 2024 年 12 月 13 日收盘价)

推荐

维持评级

相关研究

- 1.电力及公用事业行业周报(24WK49): 江苏风光保量保价入市, 广西推进分散式风电-2024/12/08
- 2.电力及公用事业行业周报(24WK48): 统一电力市场三步走, 29 年前新能源全面入市-2024/12/01
- 3.电力及公用事业行业周报(24WK47): 10 月用电同增 4.3%, 25 年广东电力交易发布-2024/11/24
- 4.电力及公用事业行业周报(24WK46): 10 月规上风电高增, 福建 2.4GW 海风启动竞配-2024/11/17
- 5.电力及公用事业行业周报(24WK45): 消纳端逐步破局, 绿电价值有望提升-2024/11/10

# 目录

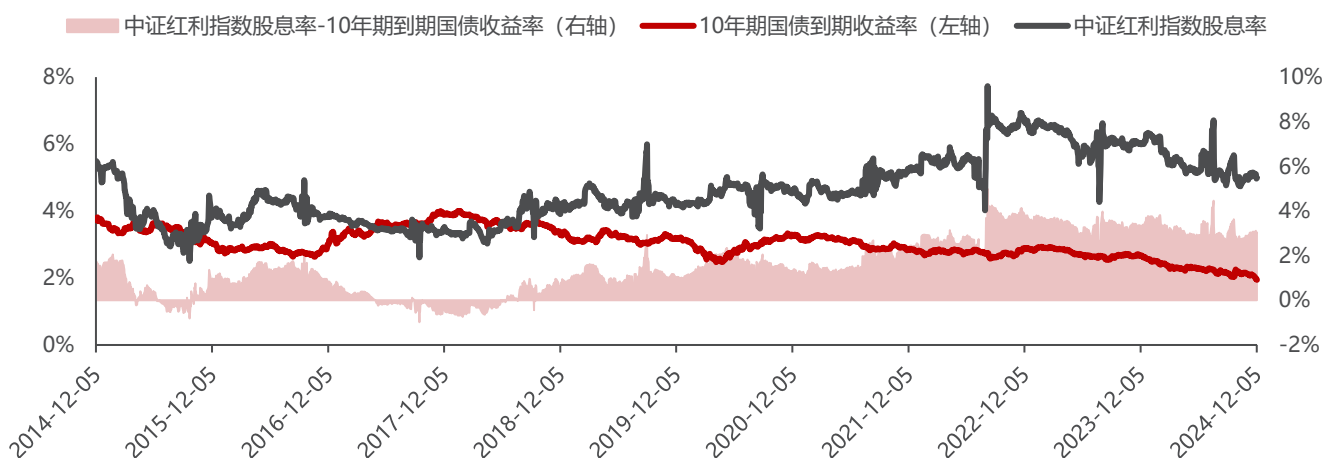
<b>1 顺应电力体制改革，破旧立新中紧抓机遇</b> .....	<b>3</b>
1.1 复盘：低利率背景下电力板块仍具备长期配置价值 .....	3
1.2 供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会 .....	4
<b>2 进可以攻，寻找高成长确定性方向</b> .....	<b>9</b>
2.1 绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性 .....	9
2.2 火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性 .....	19
<b>3 据可以守，红利类资产方兴未艾</b> .....	<b>28</b>
3.1 水电：红利属性凸显，稳定中寻找增量 .....	28
3.2 核电：兼具稳定与成长，看好核电中长期价值 .....	34
<b>4 投资建议</b> .....	<b>38</b>
4.1 行业投资建议 .....	38
<b>5 风险提示</b> .....	<b>39</b>
<b>插图目录</b> .....	<b>40</b>
<b>表格目录</b> .....	<b>41</b>

# 1 顺应电力体制改革，破旧立新中紧抓机遇

## 1.1 复盘：低利率背景下电力板块仍具备长期配置价值

红利指数股息率相对于国债到期收益率的风险溢价较高，红利资产具备较优配置性价比。我们回顾过往市场风格轮动规律，2019-2022 年大盘价值风格表现较弱，成长板块大幅上涨，而 2023 年价值风格开启回归，红利行情先是经历一年多的估值修复过程，随着市场避险情绪的升温，2024 年三季度红利行情一直持续，长江电力等电力个股屡创新高。9 月末，国家发布一系列经济刺激政策，A 股市场情绪回暖，市场风格向成长风格切换，红利资产一路回调。我们将红利资产的股息率与以 10 年期国债到期收益率为代表的无风险利率做比较，股息率相对于无风险利率的风险溢价越高，红利资产的性价比就越高。从当前位置分析，12 月 5 日中证红利指数股息率为 4.99%，显著高于 10 年期国债收益率 1.95%。

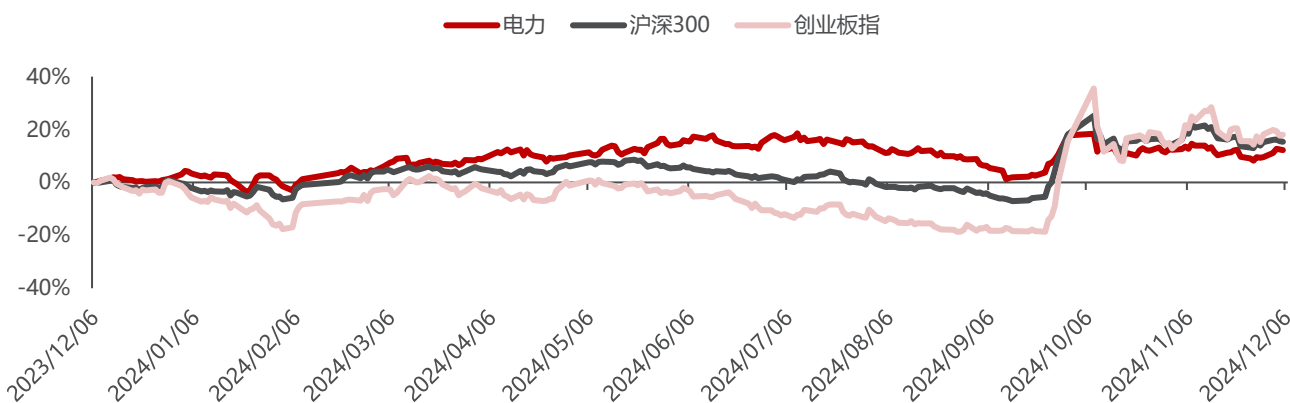
图1：中证红利指数收益率及 10 年期国债到期收益率对比



资料：同花顺 ifind, 民生证券研究院

电力资产盈利稳定且现金流充沛，分红收益稳定，在当前低利率背景下，电力板块在回调后具备较优的性价比。2024 年上半年，电力作为防御性板块，叠加风格偏好高股息、高分红，火电业绩改善，电力市场表现优于大盘，9 月末市场风格切换为成长，电力行业表现跑输大盘。从短期维度看，电力板块表现不及沪深 300 及创业板指数，截至 2024 年 12 月 6 日，近 1 年电力板块累计涨幅 13.36%，同期沪深 300 累计涨幅 16.87%、创业板累计涨幅 20.46%。

图2：申万电力板块近一年市场行情走势



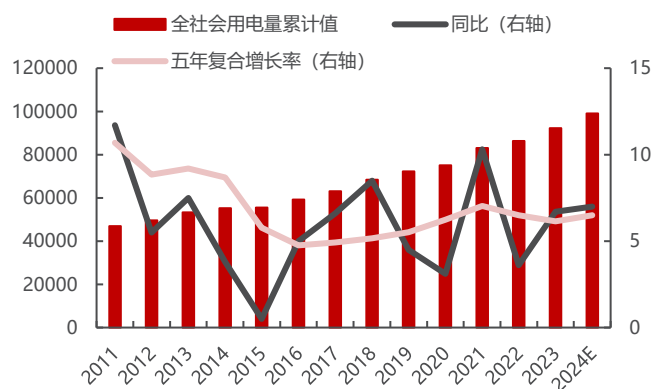
资料：同花顺 ifind, 民生证券研究院

## 1.2 供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会

### 1.2.1 需求侧：用电量大幅增长，全年预测较年初调高

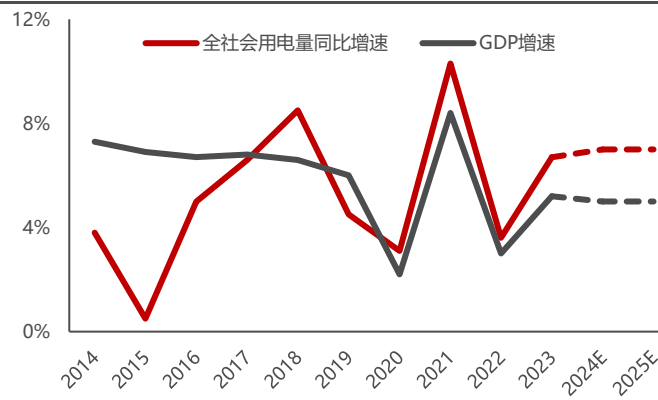
中国银行研究院预计 2025 年我国 GDP 增速 5% 左右，我们预计明年全社会用电需求有望维持 5%-8% 增速。2020—2023 年，全社会用电量增速与 GDP 增速走势基本同步，且全社会用电量增速都大于 GDP 增速。11 月 28 日，中国银行研究院预计全年经济呈现“V”字型走向，24 年 GDP 增速预计约 5%，国民经济稳中有进，电力需求或将进一步增长。2024 年 1-10 月，全社会用电量累计 81836 亿千瓦时，同比增长 7.6%，与上年同期增速变化 1.8pct。今年初，中电联预计全社会用电量为 9.8 万亿千瓦时，同比增长 6%，但由于前三季度电力消费增速超预期达 7.6%，中电联三季度调高 2024 年全社会用电量预测值至 9.9 万亿千瓦时，同比增长 7% 左右，超过 2023 年 6.7% 增速，根据明年 GDP 增速预期，叠加社会用电场景逐步增加，我们预计明年全社会用电量有望维持 5%-8% 增速。

图3：2011-2024E 年度全社会用电量累计值及同比增速（亿千瓦时，%）



资料：国家能源局, ifind, 民生证券研究院

图4：2014-2025E 年全社会用电量和 GDP 增速

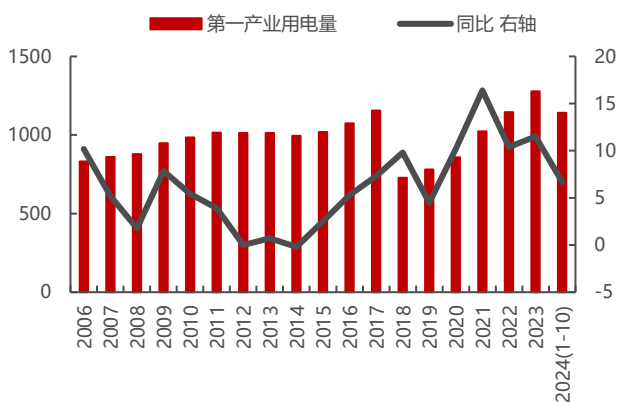


资料：国家能源局, 国家统计局, 中国金融信息网, 民生证券研究院

经济结构调整和优化，第三产业和城乡居民用电量占比会上升。2024 年 1-10

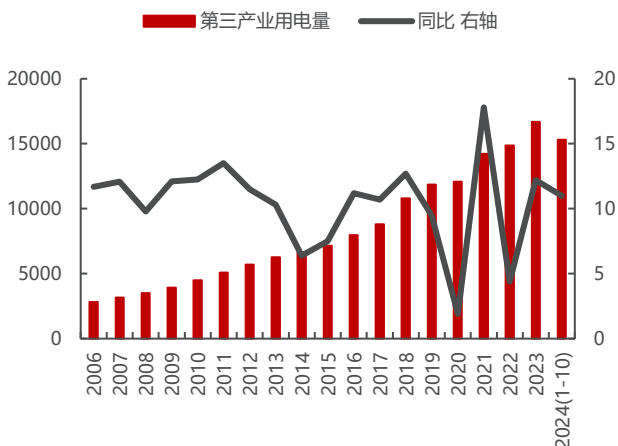
月一产、二产、三产和居民用电分别为 1141、52721、15315、12659 亿千瓦时，同比增加 6.7%、5.6%、11%、12.3%，较上年同期增速变化-4.7pct、-0.2pct、0.6pct、11.9pct；二产、三产分别占比 64.42%和 18.71%，城乡居民生活占比 15.47%，一产占比 1.39%。长期以来，工业用电量是我国用电量的重要组成部分，二产单位增加值电耗明显高于一产、三产，其占比一直在 60%以上。近几年，随着智能家居、算力、直播经济、新能源汽车等产业快速发展，人均用电量逐步攀升进一步推高第三产业和城乡居民用电量需求。

图5：2006-2024M1-M10 年度一产用电量及同比(亿千瓦时，%)



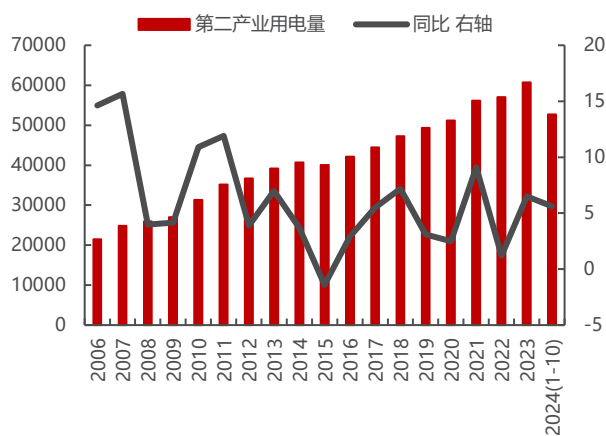
资料：ifind, 民生证券研究院

图7：2006-2024M1-M10 年度三产用电量及同比(亿千瓦时，%)



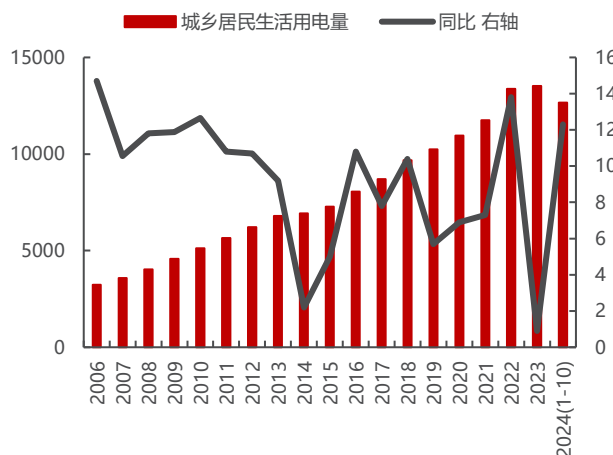
资料：ifind, 民生证券研究院

图6：2006-2024M1-M10 年度二产用电量及同比(亿千瓦时，%)



资料：ifind, 民生证券研究院

图8：2006-2024M1-M10 年度居民生活用电量及同比(亿千瓦时，%)



资料：ifind, 民生证券研究院

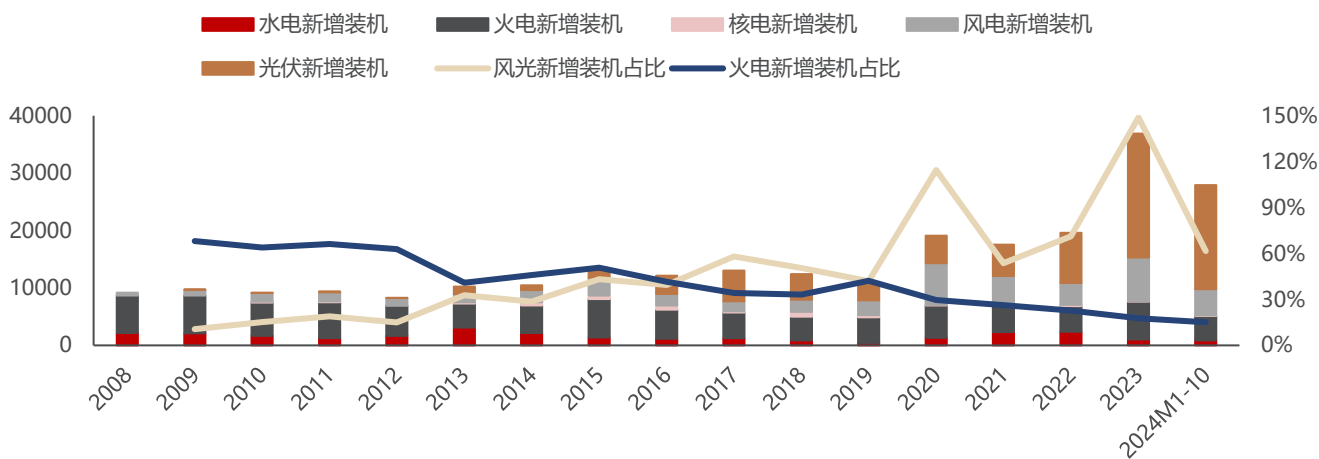
### 1.2.2 供给侧：今年水电高发，火核稳定，风光继续高增长

2024 年前十月新增装机方面，火电小跌，水电转降为升，核电持平，风光仍高增长，但增幅有所收窄。2024 年 1-10 月全国新增发电装机容量 27934 万千瓦，同比增长 19.78%，增速较去年同期下降 64.25pct。其中水电、火电、核电、风电、光伏发电装机容量分别新增 887、4218、119、4580、18130 万千瓦，同

比分别变化 5.1%、-3.5%、0.0%、22.8%、27.2%，增速较去年同期变化 57.5pct、-63pct、48pct、-54pct、-118pct。

**风光新增装机占比维持高位，2024 年底非化石能源发电累计装机占比将升至 57.8%。**2024 年 1-10 月水电、火电、核电、风电、光伏新增装机容量分别占比 3.2%、15.1%、0.4%、16.4%、64.9%。中电联预计 2024 年全年新投产发电装机 4 亿千瓦左右，其中并网风电和太阳能发电合计新增装机规模达到 3.3 亿千瓦左右。2024 年底，全国发电装机容量预计达到 33.2 亿千瓦左右，同比增长 13.5%。非化石能源发电装机 19.2 亿千瓦左右，占总装机的比重上升至 57.8%；其中并网风电和太阳能发电合计装机容量达到 13.8 亿千瓦左右，占总装机比重超过 40%。

图9：2008-2024M1-M10 各电源类型新增装机数（万千瓦）

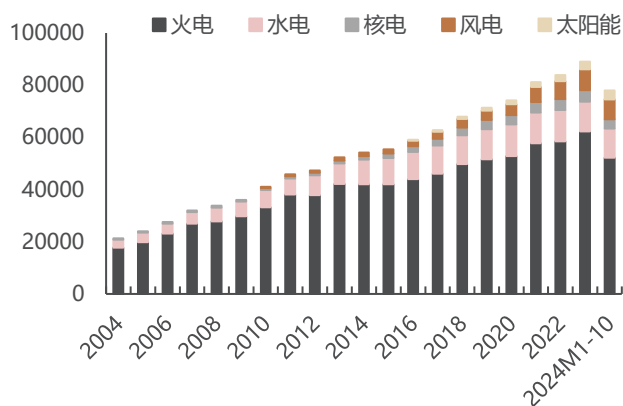


资料：ifind，民生证券研究院

**今年受益于来水丰沛，水电发电量高增长，10 月风电强势回归。**2024 年 1-10 月，全国规上电厂发电量 78027.2 亿千瓦时，同比增长 5.2%，与 2023 年全年增速持平。其中，火电、水电、核电、风电和光伏分别贡献 52230.5、11100.7、3642.8、7580.9、3472.2 亿千瓦时，同比增长 1.9%、12.2%、1.5%、13.1%、27.5%，增速较去年同期分别变化 19.3pct、-3.8pct、-3.8pct、2.3pct、15pct。

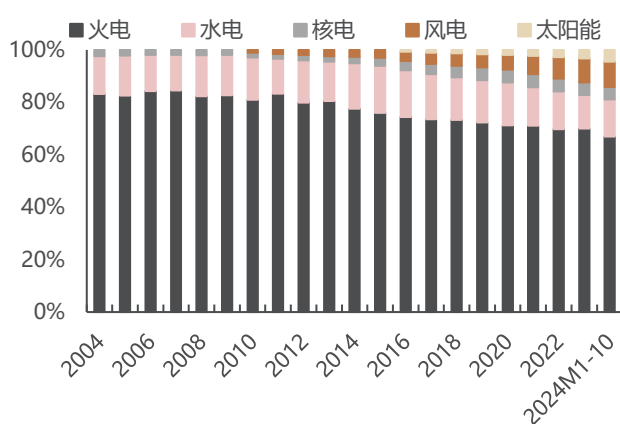
**火电仍承担“压舱石”角色，发电量绝对值逐年上升，随着风光新项目并网，风光发电量占比持续扩大。**2024 年 1-10 月，水电、火电、核电、风电、光伏发电分别占比 14.23%、66.94%、4.67%、9.72%、4.45%。火电占比下降，但近五年仍在 70%左右波动，发挥着稳产保供的支柱作用；风光等绿电占比逐年大幅增长，但相比于同期欧洲光伏 10.3%+风电 19%的占比结构仍有提速扩容的空间。

图10: 2006-2024M1-M10 年度发电量累计值 (亿千瓦时)



资料 : ifind, 民生证券研究院

图11: 2006-2024M1-M10 各电源类型发电量结构



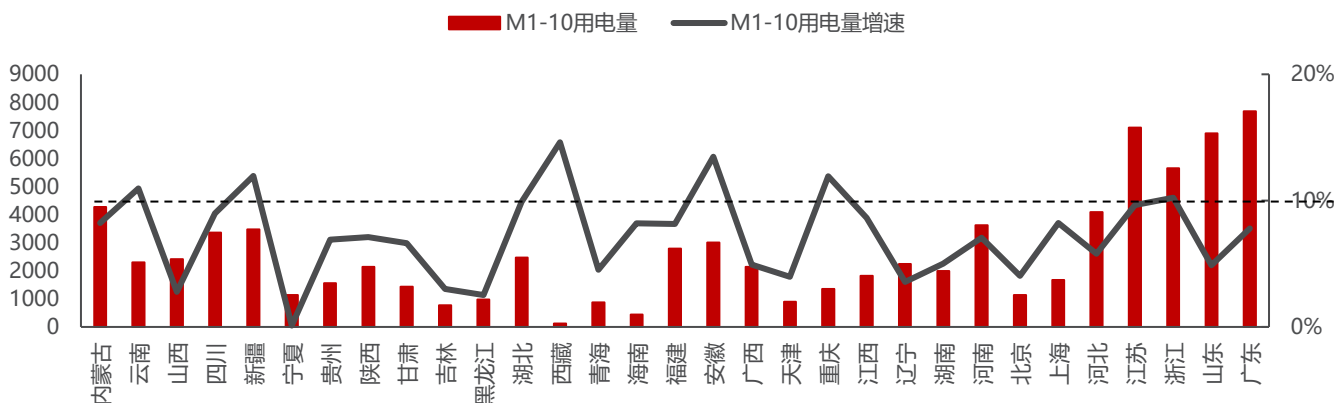
资料 : ifind, 民生证券研究院

### 1.2.3 供需: 局部区域电量仍有缺口, 关注供需错配中电力投资机会

2024年1-10月前十省份累计用电量 49146 亿千瓦时, 占总用电量 60.1%。

2024年1-10月, 全社会用电量前十省份是广东、山东、江苏、浙江、内蒙古、河北、河南、新疆、四川、安徽。其中用电量增速超过10%的省份有西藏、安徽、新疆、重庆、云南、浙江; 增速超过5%低于10%的省份有湖北、江苏、四川、江西、上海、内蒙古、海南、福建、广东、陕西、河南、贵州、甘肃、河北、湖南。

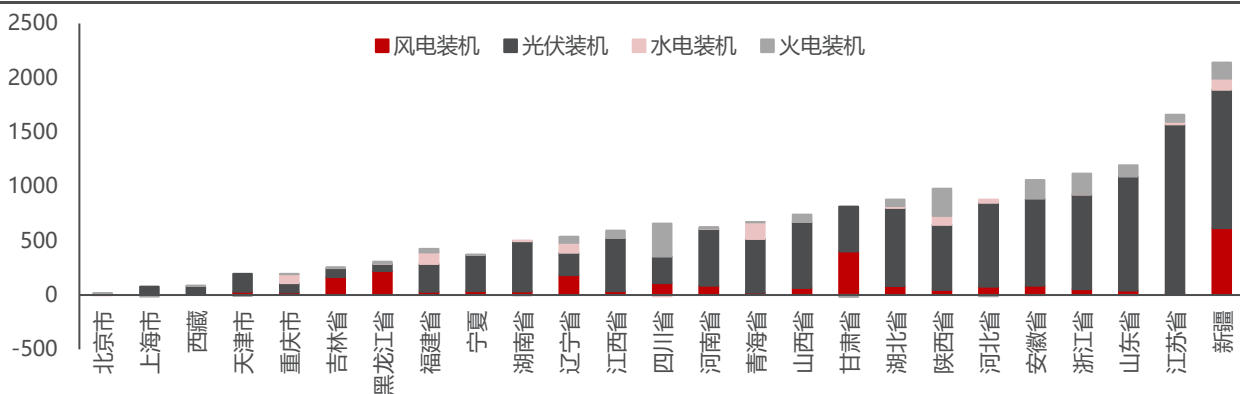
图12: 2024M1-10 各省市用电量及增速 (亿千瓦时, %)



资料 : 中电联, 国家能源局, 民生证券研究院

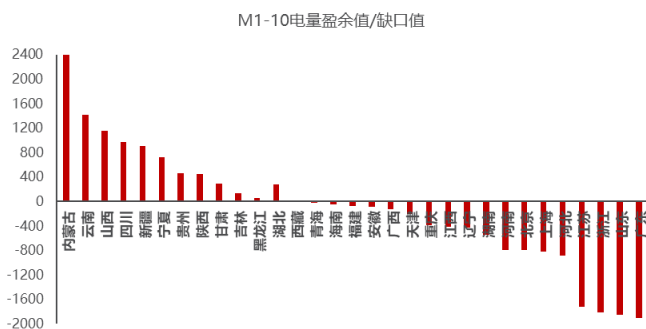
2024年前三季度四川、陕西、浙江、安徽新增火电装机较多, 新疆、江苏、山东侧重新能源布局。2024年1-9月新增装机超过1000万千瓦的省份有新疆、江苏、山东、浙江、安徽, 新疆、江苏、山东侧重新能源布局, 今年1-9月新增风光装机规模超过1000万千瓦, 四川、陕西、浙江、安徽新增火电装机较多, 分别为302、250、187、170万千瓦。从TOP4火电新增供给上来看, 四川: 水电大省, 水电出力季节性带来调峰需求, 布局煤电和气电机组能够缓解火电供给不足的局面; 陕西: 煤炭和天然气资源储备丰富, 发展火电具备燃料成本优势; 浙江: 截

至今年 11 月浙江煤电在建项目共 10 项，预计在 2024-2026 年陆续投产；**安徽：**安徽靠近长三角中心，淮南地区煤电外送上海，地区发展核电、水电及气电均不具备先天条件，因此煤电成为安徽的主要电源类型。

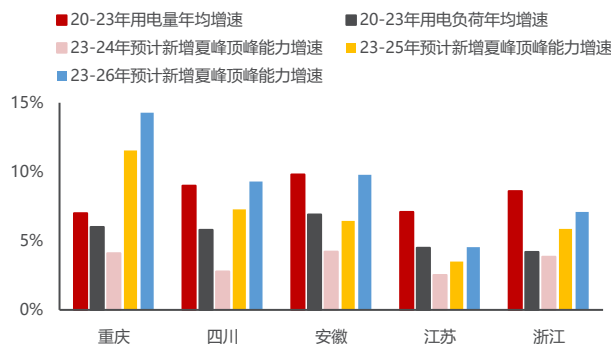
**图13：部分省市 2024M1-M9 分电源类型新增装机数（万千瓦）**


资料：各省统计局，国家能源局，北极星电力网，民生证券研究院

**江浙沪及广东等省市电量硬性缺口值依旧较大，2025 年特高压等电网通道建设落地将加速省间电量均衡，也将促进三北地区电量消纳能力。** 2024 年 1-10 月电量缺口值超过 1000 省份有广东、山东、浙江和江苏，缺口值分别为 1908.6、1849.6、1817.3 和 1722.5 亿千瓦时。**江苏、安徽、浙江等地 2025 年电力供应偏紧。** **安徽：**2020-2023 年年均用电负荷增速 6.9%，2024 年安徽新增夏峰顶峰能力 237 万千瓦，23 年-24 年可保障 4.2% 负荷增速，23-25 年可保障 6.2% 负荷增速，明年电力供给仍有可能出现缺口，到 2026 年电力供给缺口缩小。**江苏：**2020-2023 年年均用电负荷增速 7.1%，2024 年江苏新增夏峰顶峰能力 333 万千瓦，23 年-24 年可保障 2.5% 负荷增速，23-25 年可保障 3.5% 负荷增速，明后年电力供需仍出现较大缺口。**浙江：**2020-2023 年年均用电负荷增速 8.6%，2024 年浙江新增夏峰顶峰能力 403 万千瓦，23 年-24 年可保障 3.8% 负荷增速，23-25 年可保障 5.9% 负荷增速，明后年电力供需仍出现较大缺口。

**图14：2024M1-10 各省市电量盈余/缺口值（亿度）**


资料：各省统计局，国家统计局，中电联，民生证券研究院

**图15：各省市用电负荷及新增夏峰顶峰能力增速对比**


资料：南方能源观察，民生证券研究院整理



## 2 进可以攻，寻找高成长确定性方向

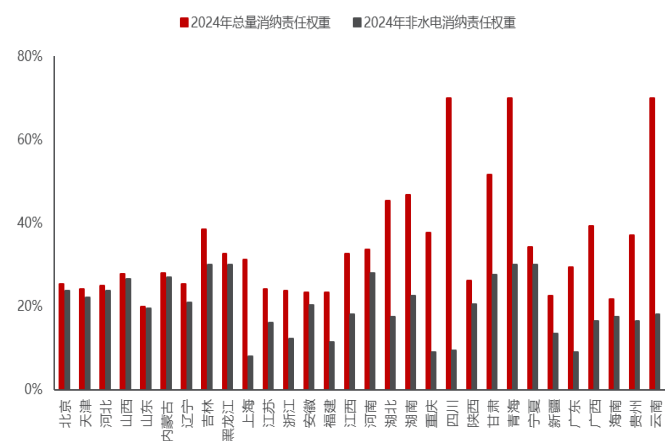
### 2.1 绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性

#### 2.1.1 看绿电价值：绿电消纳端逐步破局，板块估值有望修复

随着新能源发电量占比提升，消纳端困局凸显，提升电力系统新能源消纳能力迫在眉睫，绿电价值有望提升。11月8日，《中华人民共和国能源法》提出国家将进一步优化可再生能源电力消纳保障机制，确保相关供电企业、售电企业以及包括使用自备电厂供电的企业在内的电力用户，依照国家规定承担起消纳可再生能源发电量的责任。同时，国务院能源主管部门还将联合相关部门对可再生能源最低比重目标及电力消纳责任的实施情况进行定期监测与考核，以确保政策的有效执行和能源结构的持续优化。

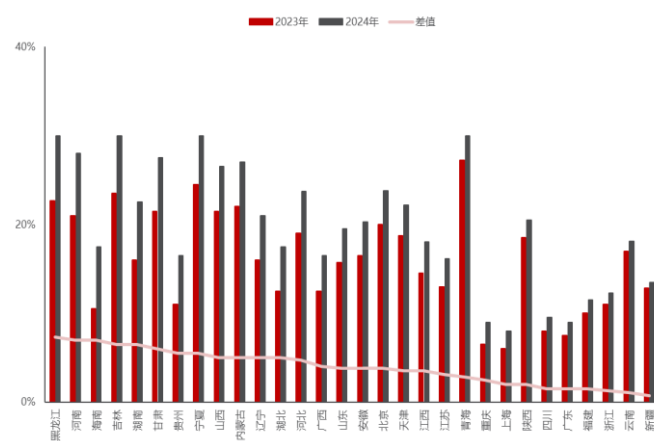
**2024年各省可再生能源消纳责任权重大幅提高，有利保障绿电消纳。**2024年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，公布2024年和2025年可再生能源电力消纳责任权重和重点行业绿色电力消费比例目标。大多数省份消纳责任权重同比上浮3pct，高于往年的1-2pct上升幅度。其中，黑龙江、河南、海南同比提高7pct以上；吉林、湖南、甘肃同比提高6个pct以上。2024年可再生能源电力总量消纳责任权重最大的四川、青海、云南三省，与去年保持一致均为70%。2024年非水可再生能源消纳权重最大的集中在西北和东北地区，分别为青海、宁夏、吉林、黑龙江，均为30%。

图16：各省（自治区、直辖市）2024年可再生能源电力消纳责任权重



资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

图17：各省（自治区、直辖市）2023-2024年非水可再生能源电力消费责任权重

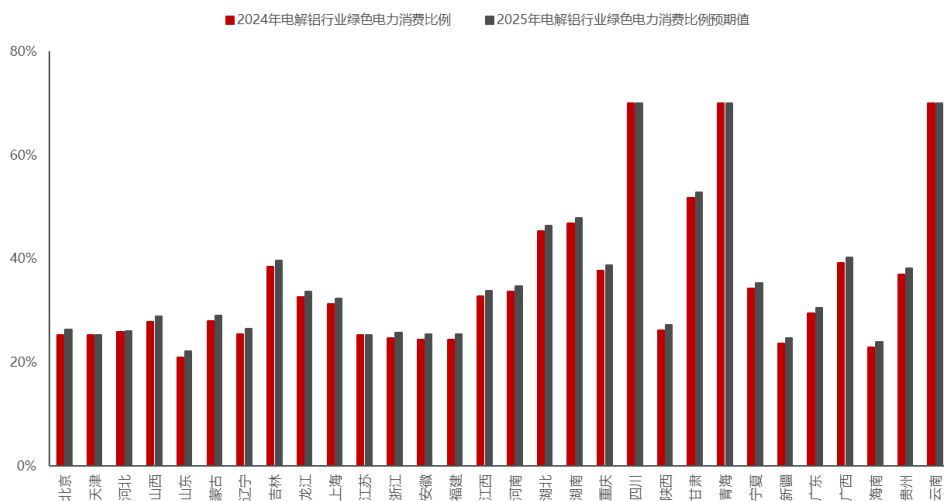


资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

**破局一：政策引导绿电消费，拓宽绿电消费场景，增加绿电应用需求。**电解铝作为高耗能行业，首次被设置强制绿电消费目标。2024年7月，国家发展改革委等部门发布《电解铝行业节能降碳专项行动计划》，提出到2025年底，电解铝行业可再生能源利用比例达到25%以上。2024年7月，  
等发布《关于2024

年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确将确定电解铝行业企业清单，按其年用电量和国家下达的绿色电力消费比例，核算应达到的绿色电力消费量，以持有的绿证核算完成情况。电解铝行业成为首个承担可再生能源电力消纳责任权重的行业，其中山东电解铝绿电消费比例最低，为 21%，云南、青海、四川 3 省电解铝绿色电力消费比例居全国最高，均达到 70%。钢联能化预计 2024 年电解铝行业对绿色电力的需求预计达到 1422 亿千瓦时，较 2023 年增加绿电需求至少 54 亿千瓦时，折合绿证需求 1.4 亿个。

图 7：各省（ 、直辖市）2024 年、2025 年电解铝行业绿色消费比例



资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

### 破局二：电网投资加速，消纳通道建设进度加快，大幅提升绿电跨省消纳能力。

“十四五”期间，国网规划建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元。国家电网规划 2023 年开工特高压项目“6 直 2 交”，截至 24 年 6 月，已完成“4 直 1 交”的核准和开工（金上-湖北、陇东-山东、张北-胜利（交流）、宁夏-湖南、哈密北-重庆），数量已超过 2022 全年（4 交）。随着特高压西电东送网络的不断构建，将逐步缓解清洁能源的消纳问题，减少电力资源在本地的浪费。

表 1：“十四五”特高压项目建设进度表

路线	电压等级	长度 (公里)	投资额 (亿元)	核准时间	开工时间	投运时间	最新进展
直流特高压							
金上-湖北	±800kV	1940	200	2023 年 1 月	2023 年 2 月	2025E	23 年 2 月 16 日正式开工建设，计划 2025 年建成投运
陇东-山东	±800kV	910	200	2023 年 2 月	2023 年 3 月	2025E	23 年 3 月 16 日正式开工建设，预计 2025 年建成投运
哈密-重庆	±800kV	2290	286	2023 年 6 月	2023 年 8 月	2025E	23 年 8 月 8 日正式开工建设，预计 2025 年建成
宁夏-湖南	±800kV	1467	281	2023 年 5 月	2023 年 6 月	2025E	24 年 5 月宁夏境内工程最大难度线路跨越施工完成
藏东南-粤港澳	±800kV	-	-	2023E	2023E	2025E	22 年 1 月启动可研，24 年 6 月中国能建西南院中标藏东南-粤港澳直流工程（西藏段）3 个标包
甘肃-浙江	±800kV	2376	327	2024E	2024E	2025E	23 年 8 月中标，24 年 1 月正推进开工前期工作

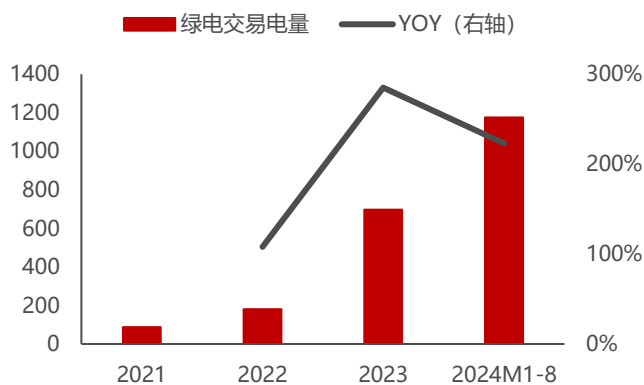
陕西-河南	±800kV	765	-	2024E	2024年3月	2025E	22年6月启动预可研
陕北-安徽	±800kV	1000	205	2024年2月	2024年3月	2025E	24年3月开工
白鹤滩-浙江	±800kV	2121	299	2021年7月	2021年8月	2022年12月	正式投产
蒙西-京津冀	±800kV	703	-	2023E	2023E	2025E	24年5月水保方案通过技术评审
交流特高压							
福州-厦门	1000kV	238	71	2022年1月	2022年3月	2023年12月	23年12月正式投运
武汉-南昌	1000kV	463	90	2022年7月	2022年9月	2024E	湖北段全线贯通
张北-胜利	1000kV	140	70	2022年9月	2023年8月	2024E	23年11月冀北段全线贯通，2024年4月内蒙古段组塔工作进入高峰阶段
川渝特高压	1000kV	658	288	2022年9月	2022年9月	2024E	24年3月全线贯通，预计年内投运
武汉-驻马店	1000kV	287	38	2021年11月	2022年3月	2023	23年11月正式投运
黄石特高压	1000kV	-	22	2022年9月	2023年4月	2025E	进入土建主体施工阶段
大同-天津南	1000kV	-	-	2023E	2023E	2024E	23年7月召开可研工作启动会
阿坝—成都东	1000kV	372	145	2024年1月-	2024年1月	-	2024年1月11日开工

资料：国家电网，民生证券研究院

**破局三：建立统一绿电市场，绿电绿证交易规模显著提升，绿电环境溢价逐步得到体现。**2021-2023年，全国绿电交易成交电量分别为87亿、181亿、697亿千瓦时，年均增长283%，2024年1-8月绿电交易电量达到1776亿千瓦时，同比增长223%。可再生能源绿证核发与交易持续增长，截至2024年10月底，全国累计核发绿证数量为35.51亿个，风电13.23亿个，占37.25%，太阳能发电6.81亿个，占19.18%，常规水电12.77亿个，占35.97%，生物质发电2.64亿个，占7.44%，其他可再生能源发电567万个，占0.16%。在绿证交易方面，截至10月底，全国累计交易绿证3.84亿个，其中随绿电交易绿证1.95亿个。

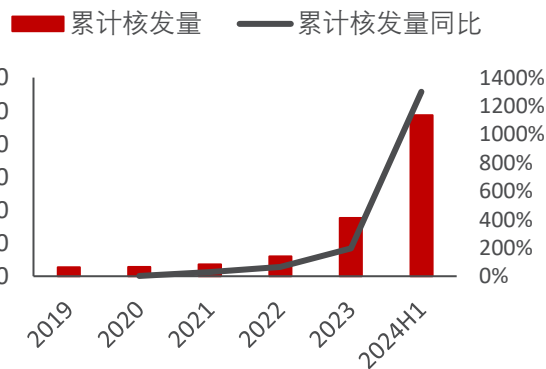
**绿证和绿电交易收入增厚绿电企业收益。**1) **绿电环境溢价：**国网经营区域绿电环境溢价在2021、2022、2023、2024年分别达到3分/千瓦时、5分/千瓦时、6.5分/千瓦时、4分/千瓦时。2) **绿证价格：**截至2024年8月，国网组织交易绿证的均价为11.69元/张，其中2022年交易均价28.03元/张，2023年交易均价19.22元/张，2024年交易均价9.13元/张。

图18：各年度绿电交易成交电量和同比增速（亿千瓦时，%）



资料：中国证券报，民生证券研究院

图19：各年度绿证核发数量和同比增速（万个，%）



资料：国家能源局，中能传媒研究院，民生证券研究院

**破局四：靠近负荷中心的分散式风电和海风投资景气度提升，从源头上缓解消纳端压力。**今年风电招标量同比增长明显，而光伏同比小幅提升后略有下降。电力市场化交易大背景下，风电电价折价程度相对光伏较少，陆风度电成本更低，海风发电利用小时数更高，因此集中式风电全投资收益率高于集中式光伏。今年五大发电集团核准备案的风电体量同比提升，且在新能源建设倾向于风电项目开发建设。

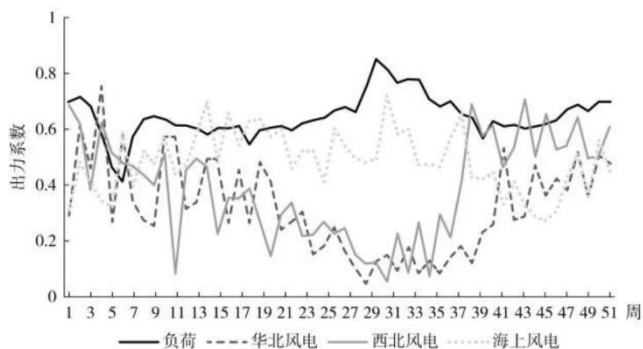
**1) 分散式风电靠近负荷中心，就近消纳缓解消纳压力。**我国中东部和南部地区的低风速风资源可开发量高达 10 亿千瓦，而目前已开发的资源量仅约为 6000 万千瓦，不到 7%，仍有 93% 的资源量亟待进一步开发。12 月 2 日，广西发布规划力争到 2025 年开发分散式风电 3GW。**2) 海风项目电价相对稳定，装机规模增速较为明朗，发电利用小时数偏高，成本已经下降至低位，当前收益率较为理想。**从出力特性来看，相比陆风，海风与东部沿海地区的用电负荷特性匹配度更高，东海地区的海上风电出力全年较为平均，更有利于开发消纳。明年是“十四五”收官之年，千乡万村驭风行动、海风高景气投资以及消纳红线放开均有望保障风电装机需求稳健增长。

图20：分散式风电-近负荷中心



资料：云屹电，民生证券研究院

图21：负荷特性与风电出力特性对比

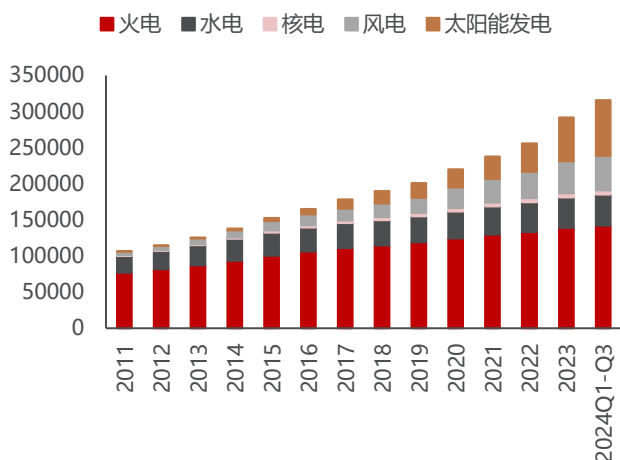


资料：周原冰等《中国海上风电开发潜力与发展展望》，民生证券研究院

## 2.1.2 看装机增速：进击的海风，将迎来装机小高峰

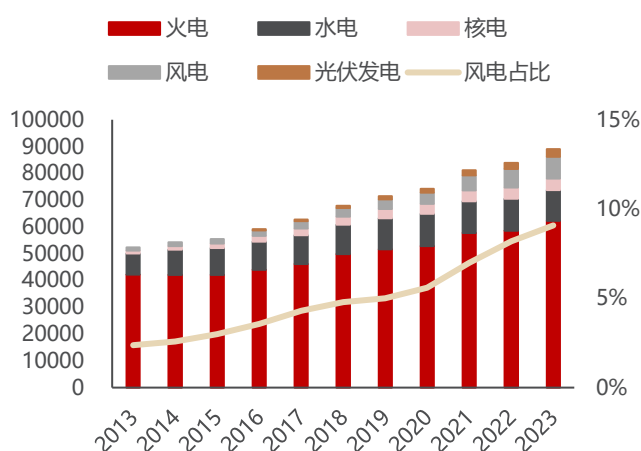
**能源结构正逐步调整，风光装机已超过煤电总装机，中电联预计 2024 风光新增装机 300GW，长期增长趋势明朗。**截至 24 年 9 月底，风电累计装机容量达到 479.55GW，同比增长 19.8%，占总装机容量比重为 15.18%。2024 年 1-9 月风电新增装机容量 38.21GW，远超煤电新增装机容量 28.28GW。中电联预计 2024 年并网风电和太阳能发电合计新增装机规模达到 3.3 亿千瓦左右，累计装机占比将首次超过 40%。中国电力结构也正逐步优化，风光发电量占总发电量比例虽小幅度波动，但整体呈上升趋势，从 2013 年的 2.11% 上升至 2023 年的 4.86%。尽管火电仍占主导地位，但能源绿色转型趋势不可阻挡，风光对于保障能源安全、清洁减碳具有不可替代作用。

图22：2011-2024Q1-Q3 各电源累计装机规模（万千瓦）



资料：国家能源局，国际电力网，民生证券研究院

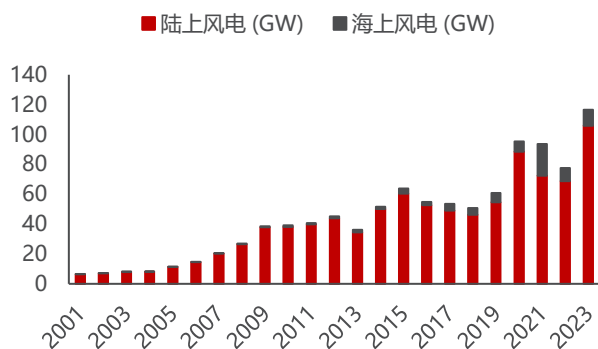
图23：2013-2023 年我国各电源发电量及风电占比（亿千瓦时，%）



资料：中国电力企业联合会，同花顺 iFind，民生证券研究院

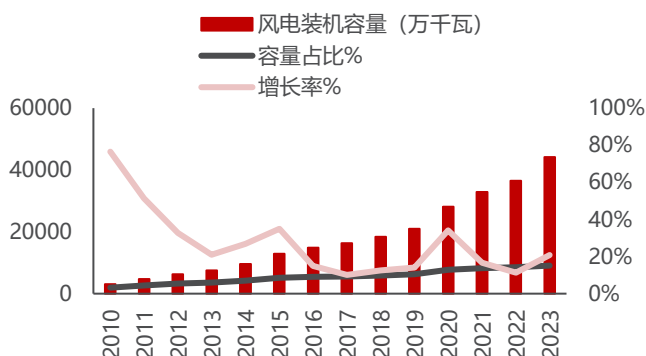
**2023 年全球风电新增装机容量达到 116.6GW，同比增长 50%，推动全球风电累计装机容量达到 1021GW，同比增长 13%。**其中，陆上风电累计容量达到 946GW，同比增长 12%。中国在这一能源转型中扮演着重要角色，截至 2023 年，风电累计装机容量达到 44134 万千瓦，占全国发电总装机的 15.12%，增长率达到 20.77%。

图24：2001 年-2023 年全球新增风电装机情况 (GW)



资料：全球风能理事会 (GWEC)，民生证券研究院

图25：2010-2023 年中国累计风电装机情况 (万千瓦)

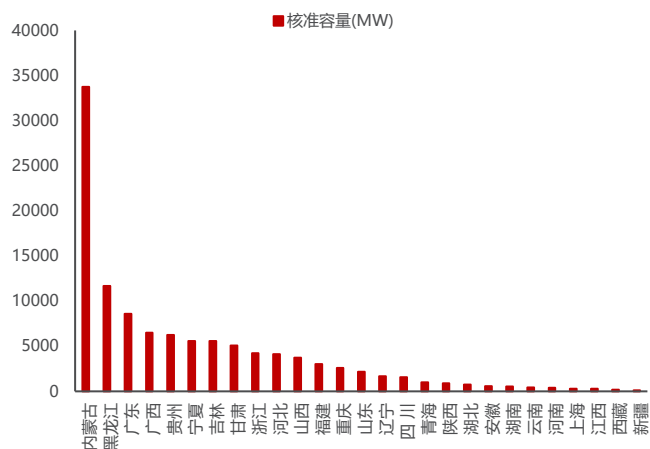


资料：能源数据分析，民生证券研究院

**风电电价折价程度较低，当前项目投资收益率偏高，核准容量有望持续增加。**

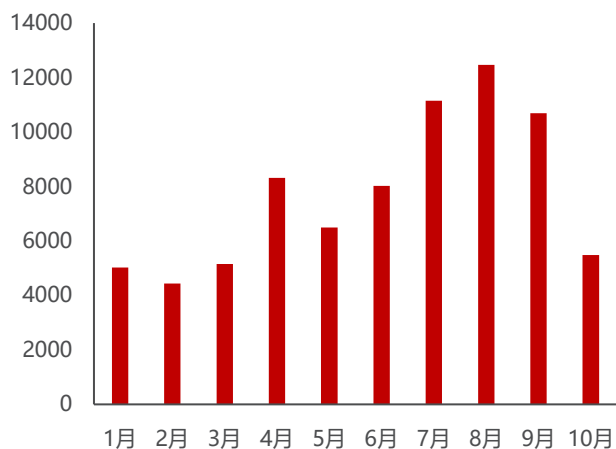
2024 年 1-10 月全国各省市风电项目共计核准 624 个项目，规模总计 111.6GW。10 月份核准批复的风电项目共计 23 个，规模总计 5488.35MW。其中，陆上风电项目 39 个，规模总计 9053.55MW；海上风电项目 1 个，规模总计 210MW；分散式风电项目 3 个，规模总计 85.6MW。分省份来看，在 2024 年 1-10 月核准的风电项目中，内蒙古共批复了 33733MW 风电项目，位居第一，占比 30.23%；黑龙江风电核准项目容量次之，约为 11685.3MW；广东约为 8579.6MW。

图26: 各省市 2024 年 1-10 月累计风电核准容量 (MW)



资料：风电头条，民生证券研究院

图27: 2024 年 1-10 月各月度风电核准容量 (MW)



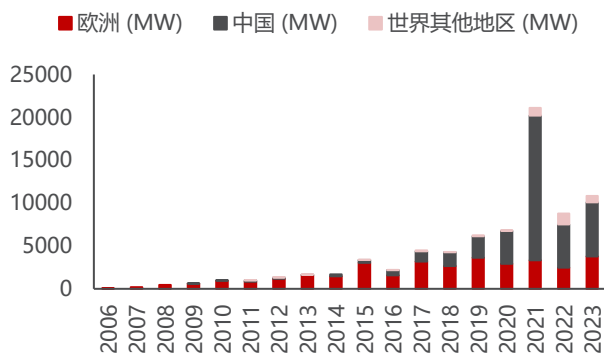
资料：风电头条，民生证券研究院

海风投资迈入高景气，发电利用小时数偏高，平均建设成本维持低位，靠近用电负荷中心，项目运营具备较高收益率，成为各大企业能源转型的“必争之地”。

量：海风装机规模高增长，全球预计 2025 年新增装机 23.35GW，国内新增装机 15GW。

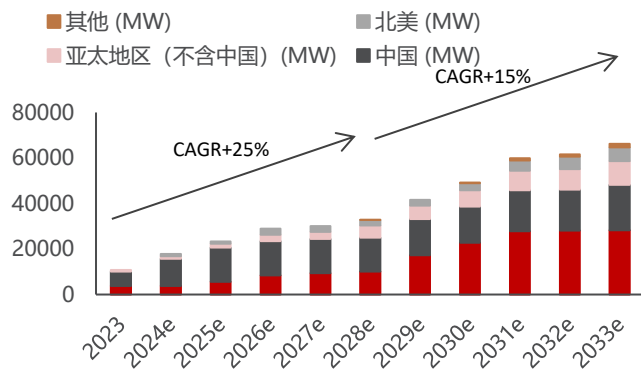
1) 装机规模增速：全球海风 2023-2028 年 5 年复合增长率为 24.8%。2023 年，全球风电行业实现新增海上风电装机 10.8GW，累计海上风电装机容量达到 76.27GW，新增装机量较上一年增长 24%。2024 年 1-10 月，海上风电招标规模约 8.31GW，同比增长 29%以上，较去年同期的负增速，出现大幅回暖。据全球风能理事会预测，如果目前的政策趋势得以保持，2030 年将实现新增海上风电装机 49.25GW。海上风电有望实现真正的全球增长，并为该行业在未来十年的加速扩张奠定基础。

图28: 2006-2023 年全球新增海上风电装机情况 (MW)



资料：全球风能理事会 (GWEC)，民生证券研究院

图29: 2024-2033E 年全球新增海上风电装机容量预测 (MW)

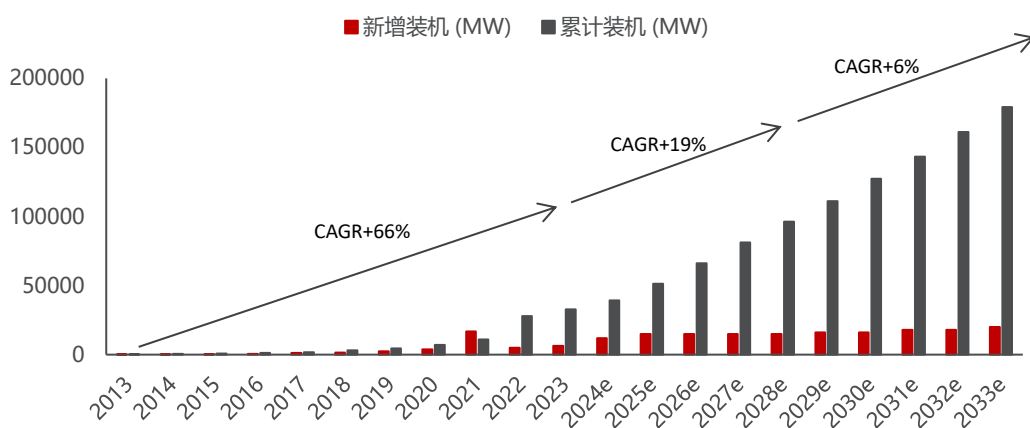


资料：全球风能理事会 (GWEC)，民生证券研究院

中国海风装机规模 2023-2028 年 5 年复合增长率为 18.8%。2023 年，中国

海上风电新增装机规模达到 6.33GW，海上风电累计装机规模达到 32.9GW，约占全球累计海上风电市场份额的五成左右，连续第三年位居全球首位。据全球风能理事会预测，中国海风行业未来十年将加速扩张，2033 年新增装机容量将达 20GW。

图30：2013-2033E 年中国海上风电新增装机容量情况及预测



资料：ifind，全球风能理事会（GWEC），民生证券研究院

随着“十四五”规划的深入实施，中国沿海 11 省市的海上风电开发目标已超过 60GW，新增装机目标超过 50GW。作为发展海上风电大省，广东、江苏已披露“十四五”期间海上风电开发规划，计划分别新增装机 17GW 和 9.09GW。今年，河北、辽宁等省市的海上风电规划陆续获批，省管、国管的持续放量也为国内海上风电后续发展注入信心。

表2：沿海 11 省市“十四五”期间海上风电开发目标

省份	截至 2023 年底海风装机规模(GW)	已经竟配(GW)	“十四五”海风规划 (GW)
江苏	11.8	2.65	9.09
广东	10.9	省管 7+国管 16	17
山东	4.9	超 11	--
浙江	4.4	6.4	4.55 以上
福建	3.47	超 7	省管 10.3+深远海 4.8
辽宁	1.1	4.85	省管 7+国管 6.1
上海	0.69	6.9	国管 4.3+市管 1.5
河北	0.3	1.8	省管 1.8+国管 5.5
天津	0.12	--	0.9
广西	0.06	超 2.7	3
海南	0.007	7.5	3

资料：风芒能源，民生证券研究院

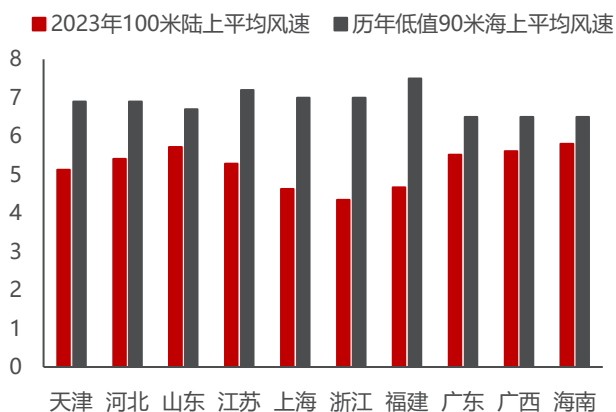
2) 发电利用小时数：海上风资源优于陆地，发电可利用小时数较高。

海上风电资源优势呈现“中间高，南北低”的特征。沿海省市由北向南依次为

天津、河北、山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西、海南，其90米海上平均风速历年低值依次为6.9、6.9、6.7、7.2、7.0、7.0、7.5、6.5、6.5、6.5m/s，与2023年100米陆上平均风速差值依次为1.77、1.49、0.98、1.91、2.37、2.65、2.83、0.98、0.89、0.7m/s。海风与陆风相较呈现“中间高，南北低”的相对优势，福建省周边风资源条件最好，浅海风资源利用小时数可达4440小时，深海风资源利用小时数可达4470小时；其次是浙江省和广东省，浅海风3667小时和3719小时，深海风3970小时和3780小时。

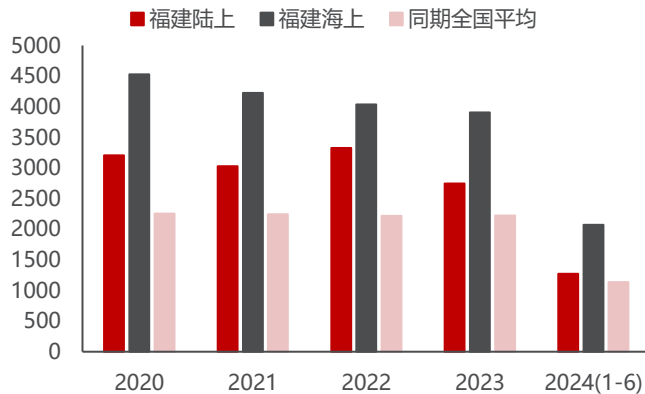
**技术限制突破，海风实际利用小时数仍有望提升。**根据流体力学和气象相关理论，高度越高，平均风速越大，但中国气象局数据显示90米海风历年平均风速最低值比2023年100米陆风平均风速还高，风速影响发电利用小时数。综合来看，海上平均风速比陆上高20%左右，中国海风年平均利用小时数约为2500h，最高可超过4000小时，比陆上风电年平均利用小时数高出约500h。根据中闽能源历年年报披露，其在福建所建设风电厂海陆风利用小时数均超同期全国平均水平。2024年1-6月，其福建陆上风电厂利用小时数为1272小时，海上风电厂利用小时数为2070小时，二者相差798小时，海风实际利用小时数在目前技术水平下也高于陆风。

图31：沿海省份海陆风资源对比



资料：中国气象局，民生证券研究院

图32：中闽能源海陆风利用小时数对比



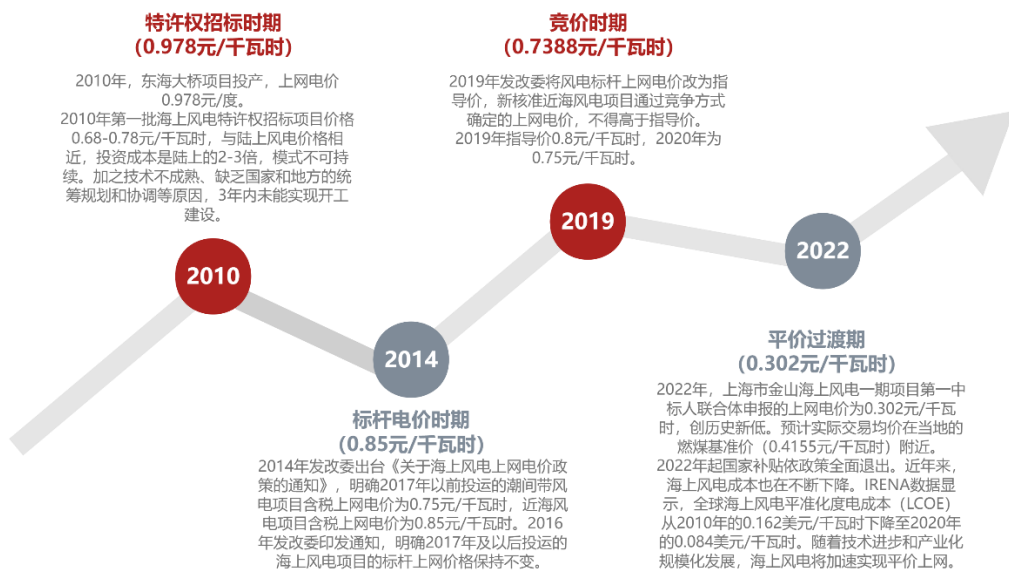
资料：中闽能源年报，民生证券研究院

**3) 电价：价格机制演变，进入平价过渡期，靠近中东部高用电负荷地区，海风电价相对较高。**

**海风电价演变进入平价过渡时期。**海风电价演变大体经过四个时期：特许权招标时期、标杆电价时期、竞价时期和平价时期。2022年开始，新增海上风电国家不再补贴，由地方按照实际情况予以支持，各沿海省份根据地方能源形势和海风资源因地制宜制定补贴政策，自此海风进入平价过渡期，多省市采用竞争性配置方式确定电价。



图33：海风电价发展历史



资料：风能专委会 CWEA，民生证券研究院

表3：省补政策汇总

地区	发布时间	补贴内容	备注
上海市	2020/06/11	2019年-2021年投产的近海风电奖励标准为0.1元/千瓦时，单个项目年度奖励金额不超过5000万元。	连续5年
	2022/11/24	22-26年投产的深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50公里的近海海上风电项目，奖励标准为500元/千瓦。单个项目年度奖励金额不超过5000万元	分5年拨付，每年20%
广东省	2021/6/11	2022年、2023年、2024年全容量并网项目每千瓦分别补贴1500元、1000元、500元。	有效期至2025年
山东省	2023/12/29	对2023—2025年建成并网的“十四五”源浮式海上光伏项目，分别按照每千瓦800元、600元、400元的标准给予财政补贴，补贴规模分别不超过20万千瓦、30万千瓦、40万千瓦，补贴资金分运营年度拨付到位。	-
		对2023—2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，分别按照每千瓦500元、300元的标准给予财政补贴，补贴规模分别不超过340万千瓦、160万千瓦，补贴资金分运营年度拨付到位。	-
浙江-舟山	2022/7/4	2022年和2023年，全省享受海上风电省级补贴规模分别按60万千瓦和150万千瓦控制，补贴标准分别为0.03元/千瓦时和0.015元/千瓦时。	全容量并网第二年开始，补贴期限10年

资料：北极星电力网，民生证券研究院

4) 收益率：海风电价相对有支撑，建设成本下降明显，项目 IRR 相对可观。

在自有资金比例40%，以3%的贷款利率贷款15年，固定资产残值率取5%，零部件衰退导致的收入年度递减1%，同时运行维护成本随时间而上升的假设前提下，测算8%资本金收益率所对应的各省份风电电价（未考虑省份补贴）。各省份在8%的资本金收益率下，展现出不同的风电电价需求和收益率情况。得益于福建省优越

的海风资源，海风发电年等效满发小时数最多有望达到 4000 小时，在实现 8% 资本金收益率时项目可接受价格最低为 0.3028 元/千瓦时，这一优势使得福建省在海上风电开发中具有显著的竞争力。

**表4：海风项目按收益率倒算电价（年等效满发小时参考特定项目）**

省份	单位千瓦造价(元/KW)	资金内部收益率	年等效满发小时(h)	电价(元/KWH)
海南	10667	8%	2950	0.4195
广西	11490		3400	0.3877
广东	9212		3406	0.3219
福建	10393		4000	0.3028
浙江	11611		3038	0.4377
江苏	12471		3300	0.4283
山东	11200		3443	0.3747
辽宁	10000		2811	0.4174

资料：中国日报网，新能源电力，新能源技术前沿，ChinaOffshoreWind 等，民生证券研究院测算

我们以电价跟年等效满发小时数为变量，测算海风项目在自有资金比例 40%，以 3% 贷款利率贷款 15 年情况下的资本金 IRR，以福建省的参数作为前置条件，在电价为 0.3 元/kwh 且年等效满发小时数为 4000h 时，海风项目资本金 IRR 可达 7.77%。我们测算电价对 IRR 的敏感性分析，在年等效满发小时数为 4000h 的情境下，电价每上升 2 分/kwh，资本金 IRR 大约提升 1.66 个百分点，在电价为 0.3 元的情境下，年等效满发小时数每增加 100 小时，资本金 IRR 大约提升 0.6 个百分点。

**表5：电价和年等效满发小时数的 IRR 敏感性分析**

IRR (%)		电价(元/kWh)				
		0.28	0.3	0.32	0.34	0.36
年等效满发小时(h)	3800	4.92	6.52	8.10	9.68	11.26
	3900	5.51	7.15	8.77	10.38	12.01
	4000	6.10	7.77	9.43	11.09	12.76
	4100	6.69	8.39	10.09	11.80	13.51
	4200	7.27	9.01	10.76	12.51	14.27
	4300	7.85	9.64	11.42	13.22	15.03

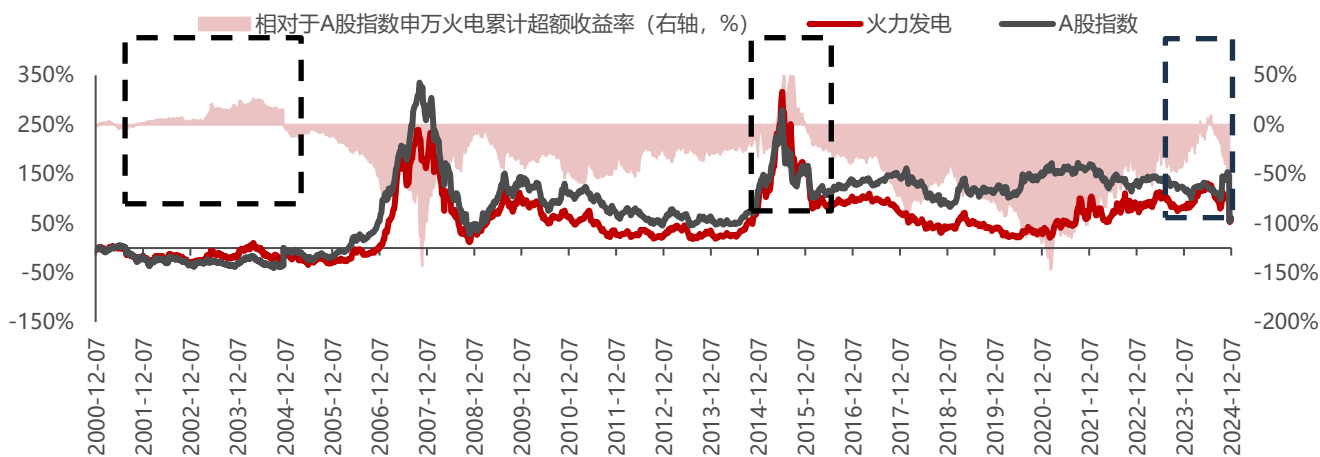
资料：中国日报网，新能源电力，新能源技术前沿，ChinaOffshoreWind 等，民生证券研究院测算

## 2.2 火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性

### 2.2.1 复盘：火电历史盈利波动性较大，价格机制助推盈利改善

复盘火电指数，我们发现火电行情与“缺电”、“煤价”有一定关联。1) 2001-2004 年：2000 年后，新一轮朱格拉经济周期开始，各经济大省制造业蓬勃，电力供应紧张。2002 年全社会用电量同比增长 11.6%，电力需求强劲，但全国有 22 省拉闸限电。2003 年全国用电量同比增长 15.4%，历史增速最高，电力供给与电力需求严重错配催生了电力板块行情。2) 2014-2015 年：受需求减弱、供大于求影响，2013 年一季度后，国内煤炭价格出现大幅跌落，2014 年煤价维持低位运行，火电板块强于大市。3) 2021 年后：2021 年发生全球缺电潮，共计 31 省开始限电，由于煤价较高导致火电企业普遍亏损。2022 年政策层面实行“三个八千万”火电计划，叠加煤价成本端下行，容量电价机制带来的盈利稳定预期，火电再次获得累计超额正收益。

图34：申万火电指数相对于 A 股累计超额收益率



资料：同花顺 ifind，民生证券研究院

注：指数绝对收益率=(指数当周收盘价-指数基准周收盘价)/指数基准周收盘价；相对于 A 股指数申万火电累计超额收益率=申万火电指数绝对收益率-A 股指数绝对收益。

### 2.2.2 区域性电力供需错配，火电发挥保供+调峰作用

量端：火电总体装机规模放缓，但“压舱石”角色短期不变，火电总发电量绝对值仍继续稳步增长。部分省市用电需求高速增长，浙江、上海、安徽等地火电供给结构较为集中，用电格局偏紧中量价均有望得到保障。

煤电建设将主要集中在送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点。2021 年以来，我国多省份出现缺电现象，政策层面引导煤电加速建设并于 2022 年提出 3 个 8000 万千瓦煤电项目计划。据北极星电力网不完全统计，2023 年至 2024 年 3 月末，28 个省份的 240 个火电项目取得核准、开工、签约等重要进展。煤电建设除了集中在用电高负荷地区，还集中在新疆、内蒙等新能源大基地地区，用于配套新能源调峰。火电累计装机规模来看，截至 2024Q3，山东、江苏、山西

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/727152116046010010>