



公用事业行业研究

买入（首次评级）

行业深度研究

证券研究报告

公共事业与环保组

分析师：张君昊（执业 S1130524070001） 联系人：唐执敬

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

tangzhijing@gjzq.com.cn

从火电项目核准与开工数据看重点省份未来3年电力供需

投资逻辑：

2022年以来新核准煤电项目情况如何？①数量上看：22、23年煤电核准高峰期已过，24年核准节奏大幅放缓。“3个8000万”目标提出后，火电项目核准节奏显著提速。据我们不完全统计，22、23年全国分别核准火电项目装机规模约101、89GW。在“双碳”目标的约束下，尤其是新能源装机增长转化为电量增长有效缓解电力供需偏紧格局后，1~8M24全国共核准火电项目装机规模约14GW，其中煤电约13GW，核准规模较去年同期下降约79.1%。②分区域看：21、22年电力供需缺口越大的地区新核准煤电项目越多。22年以来新核准煤电项目主要是为了满足日益增长的用电需求、提高本地电力保障能力，因此22、23年新核准煤电项目最多的省份与21、22年电力供需硬缺口最大的省份有较高的重合度，排名前5的省份依次为广东、安徽、江苏、浙江、新疆。③分业主看：煤电联营盈利预期稳定，绿电转型争夺新能源配建指标。据统计，国能集团旗下企业以总计约32GW的规模位列第一，占新核准煤电项目总规模的约18%；国家电投集团和中煤集团新增核准煤电装机规模均超过了15GW，分别占比约9%和8%；陕煤集团和华电集团以超9GW的核准规模量位列第三梯队；大唐集团、华能集团以及浙能电力均以8GW的核准规模量居第四梯队。

24~26年预计每年将投产多少火电装机？基于煤电、气电项目建设周期分别为24和18个月的假设，预计24~26年全国将分别投产45、89、46GW的煤电，以及23、24、1GW的气电。若考虑到有约24GW的煤电在2023年12月开工，考虑到节假日等可能影响施工进度因素，或无法精确实现在2025年底前投产，则24~26年每年将分别投产的煤电装机规模分别为45、65、71GW。

新投产煤电机组将增加多少系统运行费？根据11M23出台的煤电容量电价机制，2024~2025年，多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些；2026年起，各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。按照全国统一的煤电机组固定成本计算标准330元/KW·年，基于新投产机组从次年开始全额收取容量电费的假设，预计25/26/27年系统运行费用将分别增加约45.1/781.8/77.9亿元。

未来3年哪些省区电力供需仍可能偏紧？①安徽：中性情境下，2025年安徽省电力系统备用率有望达约5.0%，如遭遇极端天气情况，电力系统备用率或仅达1.2%。两种情境下系统备用率均大幅低于13%~14%的要求，需高度关注支撑性电源的建设投产进度并做好需求侧管理。2026年陕北-安徽特高压直流及在建支撑性电源集中投产，电力有效容量供需将得到极大改善，但极端天气情境下仍然偏紧。2027年新增支撑性电源规模将大幅回落，持续增长的用电需求消化适度超前规划的电力有效容量供应，中性情境下系统备用率回归合理区间。②浙江：在无极端天气且西南来水正常的中性情境下，2025年电力有效容量供需偏紧。2026年起省内在建核电机组将进入投产期，叠加甘肃-浙江特高压直流投产，系统备用率将达约13%。但若同时遭遇极端高温天气和西南来水偏枯，同年电力系统备用率或仅达3.5%、供需仍然紧张。③上海：预计24~26年上海市支撑性电源仅有约2.3GW增量，并且2028年之前无新增特高压直流投产，电力供需平衡有赖华东电网区域内互济。④四川：未来3年随着支撑性电源陆续建成投产，四川省电力系统有效容量供应能力将大幅提升，但应对极端天气的能力仍然不足。中性情景下，25年迎峰度夏期间四川省电力系统备用率有望达到32.3%；但对四川而言，连续高温天气在推升用电负荷的同时往往伴随着来水偏枯导致的水电出力水平下降，极端情况下未来3年电力有效容量供需将持续存在缺口。

投资建议

建议关注资产集中布局于电力供需偏紧省区的地方性电力企业，如皖能电力、浙能电力、国投电力等。

风险提示

电力市场化不及预期、用电需求不及预期、煤价大幅上行风险、容量政策执行力度/容量市场建设进度不及预期等



内容目录

| | |
|---|----|
| 一、2022 年以来新核准的煤电项目情况如何？ | 4 |
| 1.1 数量上看：22、23 年煤电核准高峰期已过，24 年核准节奏大幅放缓 | 4 |
| 1.2 分区域看：21、22 年电力供需缺口越大的地区新核准煤电项目越多 | 5 |
| 1.3 分业主看：煤电联营盈利预期稳定，绿电转型争夺新能源配建指标 | 7 |
| 二、24~26 年预计每年将投产多少火电装机？ | 8 |
| 三、未来 3 年内哪些省区电力供需可能仍偏紧？ | 9 |
| 3.1 安徽：25 年重点关注支撑性电源投产进度，26 年供需紧张程度有望缓解 | 9 |
| 3.2 浙江：26 年迎峰度夏供需格局将有所缓解，未来三年总体延续偏紧格局 | 13 |
| 3.3 上海：支撑性电源和直流通道增量有限，电力供需平衡有赖华东区域互济 | 17 |
| 3.4 四川：电力供应系统“靠天吃饭”特征明显，极端天气中抗风险能力不足 | 20 |
| 四、投资建议 | 22 |
| 五、风险提示 | 22 |

图表目录

| | |
|---|----|
| 图表 1：2012~2020 年，煤电标杆电价共经历 4 次下调、1 次上调 | 4 |
| 图表 2：2012~2020 年间，我国能源消费结构中可再生能源的占比由 8.5%提升至 14.1% | 4 |
| 图表 3：2016 年以来，有效容量增速与装机容量增速之间的差距扩大 | 5 |
| 图表 4：2016~2019 年，火电、核电电源投资完成额持续负增长 | 5 |
| 图表 5：22、23 年新核准煤电项目超 80GW，24 年以来核准节奏大幅放缓 | 5 |
| 图表 6：2022 年以来合计新核准煤电项目装机规模前 5 的省份依次为广东、安徽、江苏、浙江、新疆 | 6 |
| 图表 7：2021~2023 年平均火电利用小时数排名前 5 的省份依次为新疆、内蒙、甘肃、安徽、江西 | 6 |
| 图表 8：苏浙粤气电装机规模较高拉低平均火电利用小时数，地方火电企业煤机利用小时数全国排名前列 | 7 |
| 图表 9：2022 年以来不同投资主体获得新核准煤电项目装机容量情况（万千瓦） | 8 |
| 图表 10：市场煤价回落+容量电价机制出台，4Q23 迎来煤电项目开工潮 | 8 |
| 图表 11：进入 2023 年以后市场煤价回落，火电行业亏损面大幅收窄 | 8 |
| 图表 12：预计 24~26 年全国将分别投产 68、114、48GW 的火电 | 9 |
| 图表 13：2023 年安徽省电力有效容量供应约 58GW | 10 |
| 图表 14：安徽省 2022 年以来已核准煤电机组分投资主体占比情况 | 10 |
| 图表 15：2020 年以来，安徽省电力消费弹性系数保持在 1.5 以上 | 11 |
| 图表 16：2020 年以来，安徽省第二产业占 GDP 不变价的比重持续提升 | 11 |
| 图表 17：2019 年以来，安徽省规上工业企业十种有色金属和汽车产量均持续增长 | 11 |
| 图表 18：2021~2023 年安徽省最大负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 0.73 | 11 |
| 图表 19：安徽省二产用电量占比维持在 6 成以上 | 12 |



图表 20: 以北京和内蒙为例, 三产为主的北京月度日均用电量季节性波动幅度远超二产为主的内蒙..... 12

图表 21: 厦门市各行业负荷-气温分段拟合的相关系数 12

图表 22: 安徽省未来 3 年电力供需平衡表 12

图表 23: 2023 年浙江省电力有效容量供应约 58GW 13

图表 24: 浙江省 2022 年以来已核准煤电机组分投资主体占比情况 14

图表 25: 2019~2023 年浙江省平均电力消费弹性系数为 1 15

图表 26: 2021、2022 年浙江省 GDP 构成中二产占比提升..... 15

图表 27: 2021 年浙江省制造业用电量在百亿度上下的行业用电量及同比增速情况 15

图表 28: 得益于石化新投产能拉动, 2022 年舟山市工业用电量较 2019 年增长约 4.5 倍 15

图表 29: 2022 年起, 浙江省出现最大用电负荷增速持续高于用电量增速的趋势 16

图表 30: 以 2022 年为例, 不同省份第二产业月度用电量季节性波动幅度不同 16

图表 31: 人均居民用电增速和人均可支配收入增速高度正相关 16

图表 32: 当月均气温低于 10 度或高于 28 度时, 浙江省居民用电量增速随气温升高而加快的幅度高于安徽省 16

图表 33: 浙江省未来 3 年电力供需平衡表 16

图表 34: 2023 年上海市电力有效容量供应约 39GW 17

图表 35: 2019~2023 年上海市平均电力消费弹性系数约为 0.82 18

图表 36: 第三产业占上海市 GDP 构成的 7 成以上 18

图表 37: 受公共卫生事件影响, 2020、2022 年上海市批发零售业和交通邮电业产值同比下滑 19

图表 38: 过去 5 年, 上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 1.06 19

图表 39: 上海市未来 3 年电力供需平衡表 19

图表 40: 23 年汛期来水恢复, 四川省电力有效容量供需平衡..... 20

图表 41: 2019~2023 年四川省平均电力消费弹性系数约为 1.53 21

图表 42: 过去 5 年四川六大高耗能行业规上工业增加值增速保持在 5% 以上 21

图表 43: 过去 3 年, 四川省最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 0.73 21

图表 44: 四川省未来 3 年电力供需平衡表 21

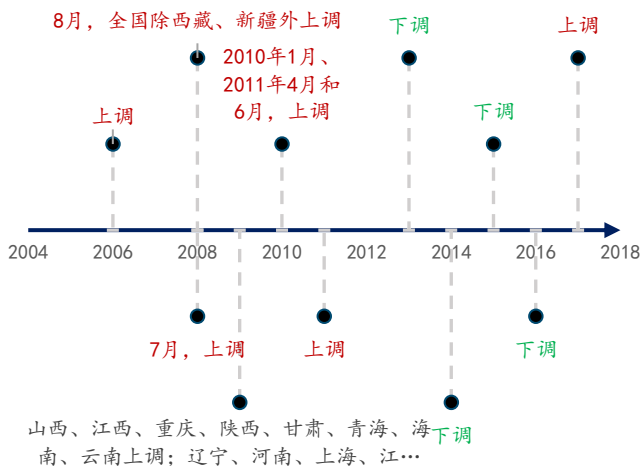


一、2022 年以来新核准的煤电项目情况如何？

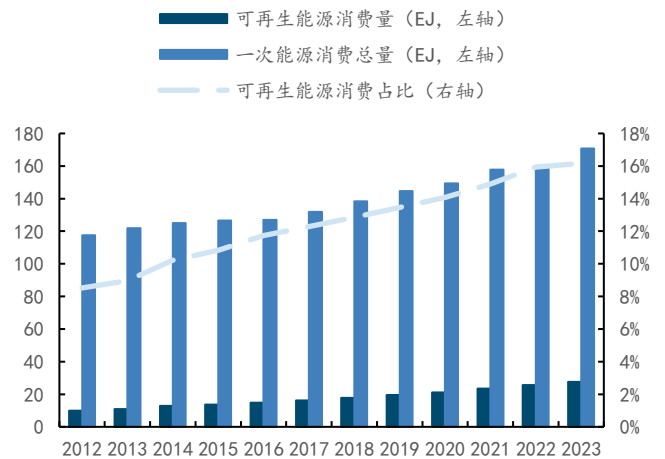
1.1 数量上看：22、23 年煤电核准高峰期已过，24 年核准节奏大幅放缓

- 2021、2022 年连续两次缺电暴露出能源系统的安全性问题，煤炭和煤电对我国能源安全的保障托底作用得到了重新认识。我们在报告《如何看待当前火电板块的投资机会？》中曾经提到，能源政策是一个典型的多目标决策，因此能源领域存在着“不可能三角”理论，即能源的安全性（供应安全）、清洁性（清洁低碳）、经济性（价格可及）不可兼得。2011~2020 年间在维护用能经济性的同时追求清洁性的提升，由“不可能三角”可知，在此期间能源系统的安全性必然有所下降。
- ✓ 2021 年东北缺电是煤炭供应不足、煤电价格倒挂使得火电厂发电意愿低下造成的低利用小时数“软性缺电”。究其原因，需求端公共卫生事件引发全球供应链受阻，大宗商品价格持续上涨使得相关企业生产积极性较高；而供给端则是煤炭行业自 2013 年以来长期投资不足，面对需求变化的响应能力下滑。为了理顺供需矛盾，发改委于 11M21 出台了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（简称“1439 号文”）改善火电企业成本疏导能力；同时，国家矿山安监局从 9M21~8M22 共核增煤炭产能 4.9 亿吨/年，持续增强煤炭的供应保障能力。
- ✓ 2022 年四川等地缺电是极端天气造成的有效容量供应不足的高利用小时数“硬性缺电”。“硬性缺电”的根结在于“十三五”期间有效容量供应增量不足。为确保能源安全，2022 年，国家有关部门提出煤电“3 个 8000 万”目标，即——2022、2023 年煤电各开工 8000 万千瓦、两年投产 8000 万千瓦。

图表1：2012~2020 年，煤电标杆电价共经历 4 次下调、1 次上调



图表2：2012~2020 年间，我国能源消费结构中可再生能源的占比由 8.5% 提升至 14.1%

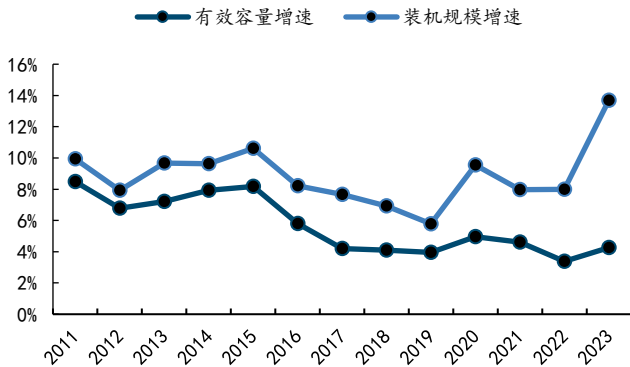


来源：国家及地方发改委官网，国金证券研究所。注：2020 年起，煤电上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化定价机制；基准价沿用当时的燃煤标杆上网电价

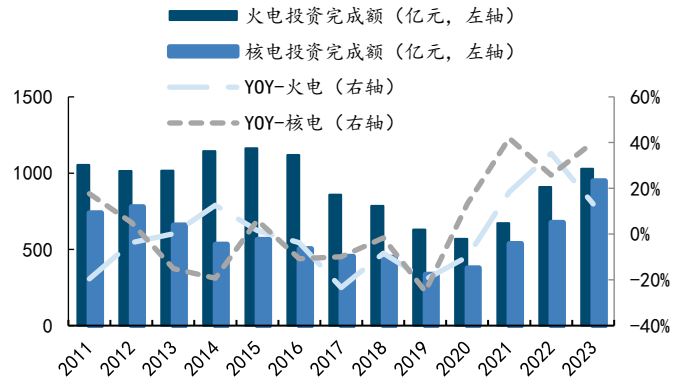
来源：BP《2024 能源统计年鉴》，国金证券研究所



图表3: 2016年以来,有效容量增速与装机容量增速之间的差距扩大



图表4: 2016~2019年,火电、核电电源投资完成额持续负增长

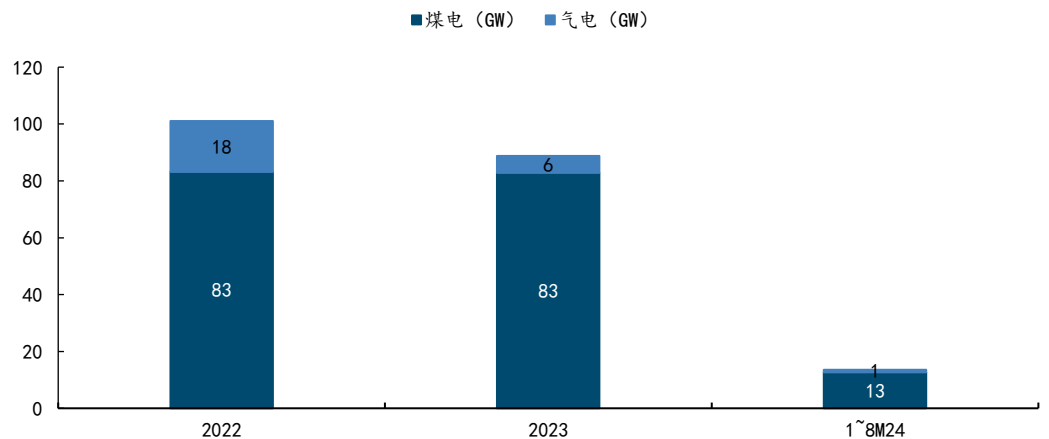


来源: iFind、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

- 2022、2023年新核准煤电项目装机容量均超8000万千瓦。“3个8000万”目标提出后,火电项目核准节奏显著提速。据第三方机构绿色和平统计,2020、2021年我国分别新核准煤电项目装机规模达约42、19GW。而据我们不完全统计,2022年全国核准火电项目装机规模约101GW,其中煤电约84GW、气电约18GW;2023年全国核准火电项目装机规模约89GW,其中煤电约83GW、气电约6GW。火电项目核准提速,为2022、2023年各开工8000万煤电的目标提供了先决条件。
- 在“双碳”目标的约束下,以及新能源装机高速增长转化为发电量增长后有效缓解了电力供需偏紧格局的背景下,2024年截至8月底煤电项目和核准节奏明显放缓。据我们不完全统计,2024年年初以来截至8月底为止,全国共核准火电项目装机规模约14GW,其中煤电约13GW,核准规模较去年同期下降约79.1%。

图表5: 22、23年新核准煤电项目超80GW,24年以来核准节奏大幅放缓



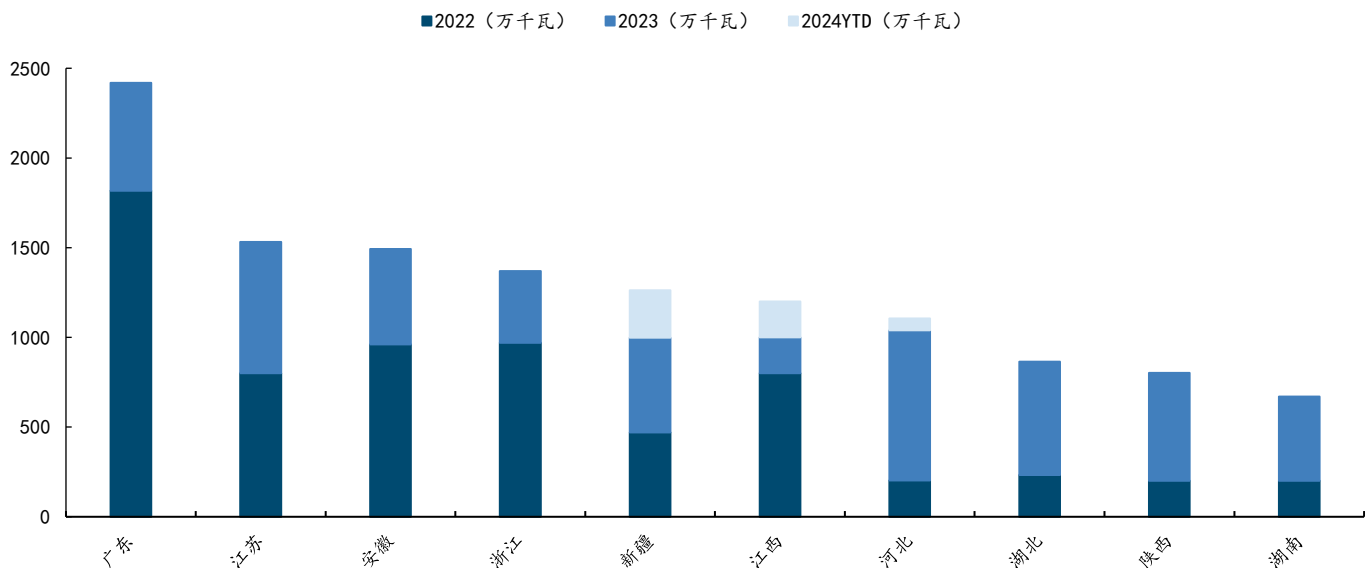
来源: 北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

1.2 分区域看: 21、22年电力供需缺口越大的地区新核准煤电项目越多

- 2022年以来合计新核准煤电项目装机规模前5的省份依次为广东、安徽、江苏、浙江、新疆。据我们统计,2022年新核准煤电项目装机规模前五的省份依次为广东、安徽、浙江、江苏与江西,分别核准了约18.2/10.9/9.6/8.0/8.0GW;2023年新核准煤电项目装机规模排名前五的省份依次为河北、江苏、湖北、陕西、广东,分别核准了8.4/7.3/6.3/6.0/6.0GW。其中,2023年陕西省新核准的6GW煤电项目中包含了4GW的“陕电外送”配套电源项目。2024年截至8月,新核准煤电项目装机规模前五的省份依次为新疆、江西、辽宁、内蒙、福建。其中,辽宁省2022、2023年均未新核准煤电项目,2024年启动的煤电项目核准主要是为了适应当地新能源电力的快速发展、需要增加辽宁电网的调节能力,从而为电网安全稳定运行提供支撑。



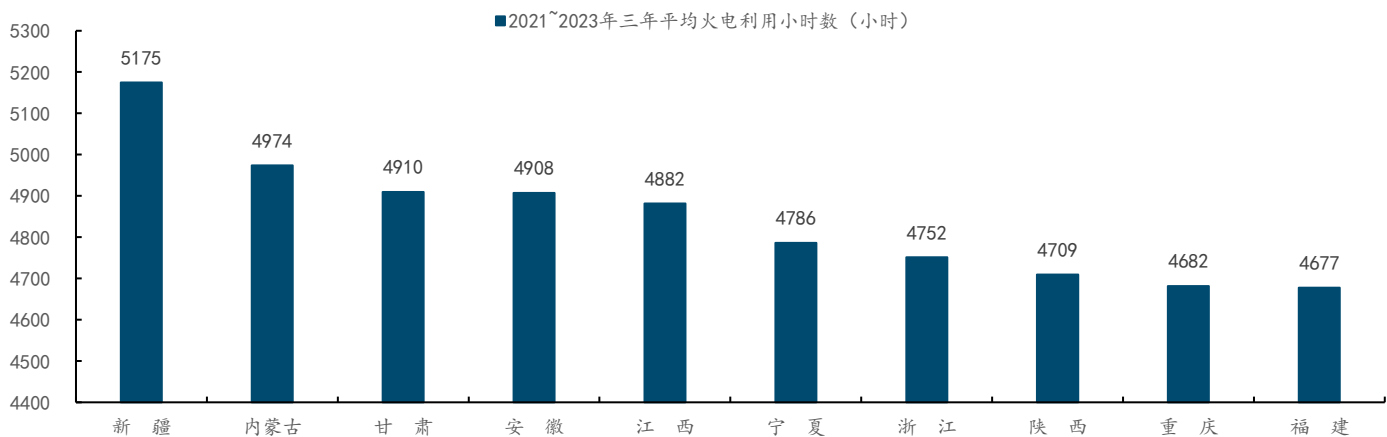
图表6: 2022年以来合计新核准煤电项目装机规模前5的省份依次为广东、安徽、江苏、浙江、新疆



来源: 北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等。注: 数据统计截至2024年8月

- 2022年以来新核准的煤电项目主要是为了满足日益增长的用电需求、提高本地电力保障能力,因此22、23年新核准煤电项目最多的省份与21、22年电力供需硬缺口最大的省份有较高的重合度。
- ✓ 电力行业内通常将电力供需缺口分为“硬短缺”和“软短缺”两类,二者之间的差别在于煤机利用小时数的高低——“硬短缺”高利用小时数情况下所对应的缺电现象,即电量和电力双缺;而“软短缺”对应低利用小时数下的缺电现象,即高峰时段缺电力。从各省区2021~2023年平均火电利用小时数来看,排名前5的省份依次为新疆、内蒙、甘肃、安徽以及江西;其中安徽、新疆、江西均位列2022年以来累计新核准煤电装机容量前十省区中。
- ✓ 东部沿海地区燃气发电机组装机容量较高,而气机作为调峰电源的属性利用小时数较低、或拉低火电整体利用小时数水平。基于此,我们选取江苏、浙江、广东三地的地方性电力企业江苏国信、浙能电力、粤电力A,计算得出三家企业2021~2023年煤机平均利用小时数分别为4973、5441、4743小时,在全国各省区当中排名前列。

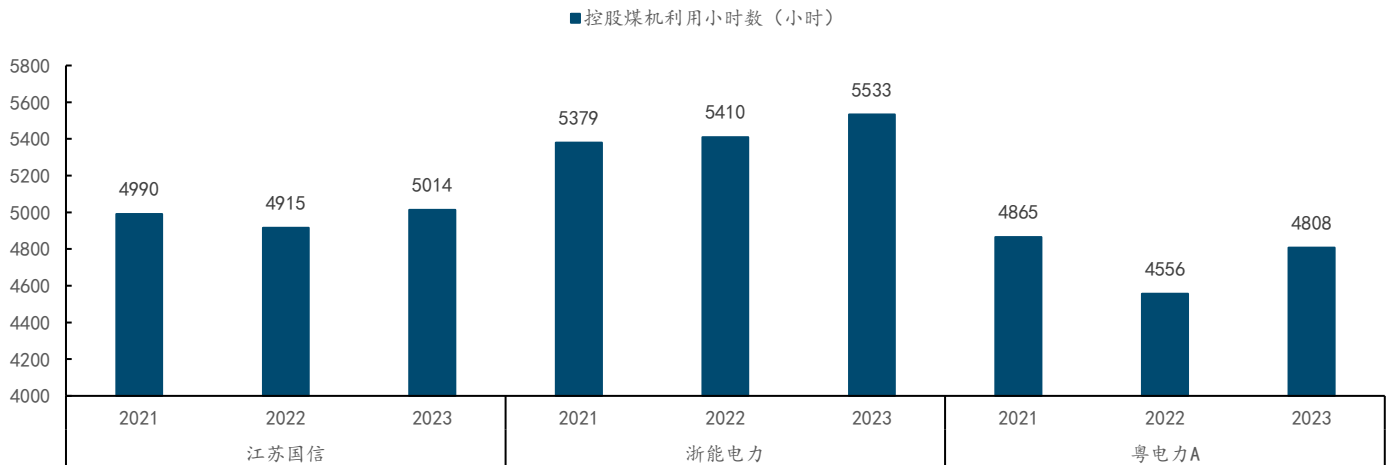
图表7: 2021~2023年平均火电利用小时数排名前5的省份依次为新疆、内蒙、甘肃、安徽、江西



来源: 中电联、国金证券研究所



图表8: 苏浙粤气电装机规模较高拉低平均火电利用小时数, 地方火电企业煤机利用小时数全国排名前列



来源: 各公司历年年报即电量公告、国金证券研究所。注: 江苏国信为公司控股的江苏省煤机利用小时数, 其余为公司控股煤机利用小时数 (含少量非本省煤机)。

1.3 分业主看: 煤电联营盈利预期稳定, 绿电转型争夺新能源配建指标

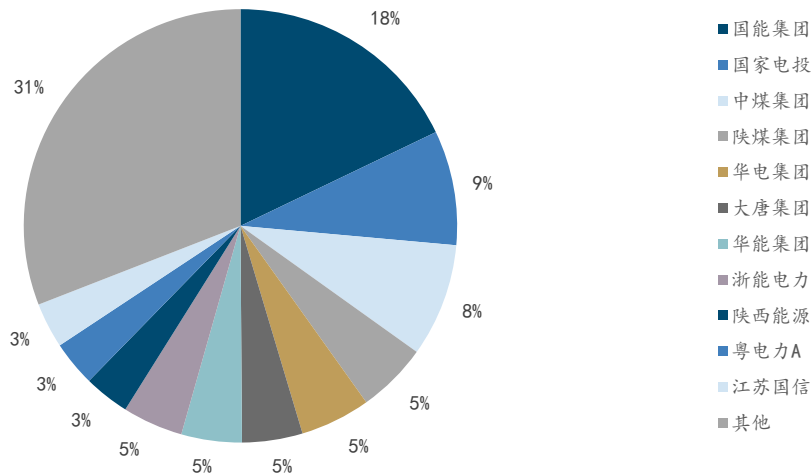
- 据我们不完全统计, 剔除以供热功能为主、项目规模 30 万千瓦以下小机组后, 2022 年以来全国共计核准火电机组 2.03 亿千瓦, 其中煤机约 1.79 亿千瓦。分投资主体看, 国能集团旗下各家企业以总计约 32GW 的规模位列第一, 占新核准煤电项目总规模的约 18%; 国家电投集团和中煤集团新增核准煤电装机规模均超过了 15GW, 在新核准煤电项目中分别占比约 9%和 8%; 陕煤集团和华电集团以超 9GW 的核准规模量位列第三梯队; 大唐集团、华能集团以及浙能电力均以 8GW 的核准规模量居第四梯队。
- ✓ 国能、中煤、陕煤集团内煤炭资源丰富、可实现煤电一体化经营。因此在电价与煤价波动幅度不匹配的环境中, 对于煤电项目的投资收益预期相较于纯火电企业而言更加稳定, 因此投资意愿更强; 另外, 考虑到“2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和”的约束性能源清洁化转型目标, 煤炭集团也希望通过投资煤电项目延长产业链, 借此获得新能源建设指标、适应能源清洁化转型的大潮流。以中煤集团为例, 其旗下的中煤伊犁能源公司依托 2X66 万千瓦煤电热电联产项目, 成功取得中煤伊犁“两个联营”示范项目配套新能源建设指标 264 万千瓦, 是集团公司目前最大单体新能源项目。
- ✓ 国家电投集团以 15GW 以上的新增核准规模位列第二。即便剔除其中包含的 3 个建成后不为集团贡献装机增量“等容量替代”项目, 仍可以约 12GW 的新增核准规模位列第三。从区位上看, 集团新增核准的煤电项目一部分位于与自有煤炭资源协同性较好、且电力供需相对偏紧的地区, 如新疆、江苏、辽宁¹; 另一部分则是为了配合集团新能源发展规划配建的支撑性电源, 如与中煤集团合资建设的江西上饶电厂有望促进上饶市“200 万千瓦清洁火电、200 万千瓦抽水蓄能、200 万千瓦新能源”的综合能源项目发展、与陕西能源合资建设江西信丰电厂将促进赣州融合式能源大基地项目的落地建设²。

¹ 国家电投集团拥有煤炭产能 7860 万吨, 主要分布在内蒙古、新疆、贵州等地区; 拥有运营铁路 2 条 (赤大白铁路和锦赤铁路), 运营港口 2 个 (辽宁锦州港和江苏滨海港)。

² 江西上饶电厂与信丰电厂项目在核准时均为国家电投集团控股煤电项目, 后分别引入中煤新集能源和陕西能源作为合作方, 国家电投现作为参股方投资建设前述两个煤电项目、未计入 15GW 新增核准项目规模中。



图9：2022年以来不同投资主体获得新核准煤电项目装机容量情况（万千瓦）

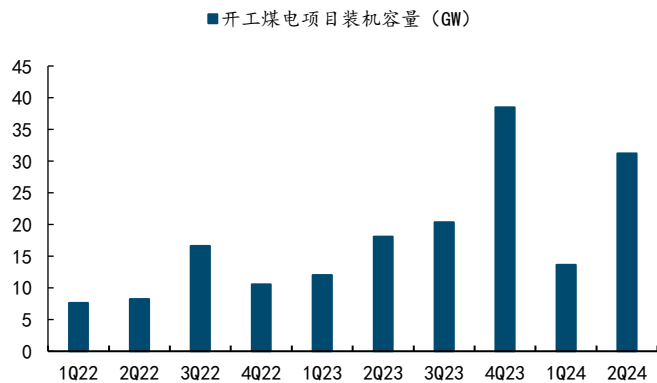


来源：北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

二、24~26年预计每年将投产多少火电装机？

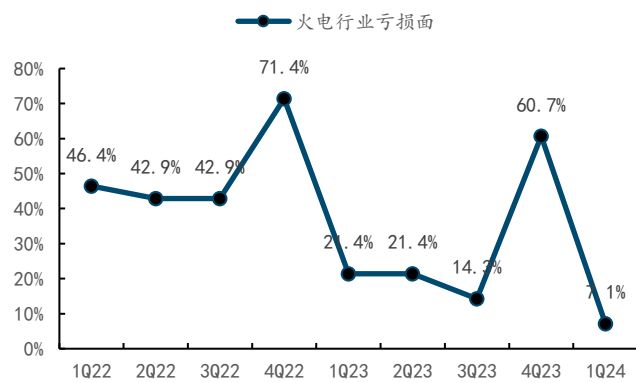
- 据我们不完全统计，2022年以来累计开工的火电项目装机规模已达约2.31亿千瓦，其中包括约1.81亿千瓦单体项目规模30万千瓦以上的煤电，以及约49GW的气电。
- ✓ 新开工煤电项目规模分季度来看，3Q22在极端高温和干旱天气造成的“缺电”背景下迎来一次“保供”社会责任驱使下的煤电项目开工小高峰后，由于4Q22市场煤价仍然居高不下导致火电行业经营普遍承压，火电企业主观建设积极性不足，4Q22煤电项目开工量再次回落。
- ✓ 2023年年初以来市场煤价持续回落，带来火电企业对于煤电项目的短期投资收益预期改善，1Q23或受春节假期和公共卫生事件影响，开工量尚未表现出明显反应，直至2Q23迎来开工量第一次显著提升，且在3Q23保持了稳中有升的态势；11M23，国家发改委和能源局出台《关于建立煤电容量电价机制的通知》，给予了能够体现煤电对电力系统的支撑调节价值的价格机制，增强了火电企业对于投资建设煤电项目回收合理回报的长期信心，4Q23煤电开工节奏年内第二次提速。

图10：市场煤价回落+容量电价机制出台，4Q23迎来煤电项目开工潮



来源：北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

图11：进入2023年以后市场煤价回落，火电行业亏损面大幅收窄



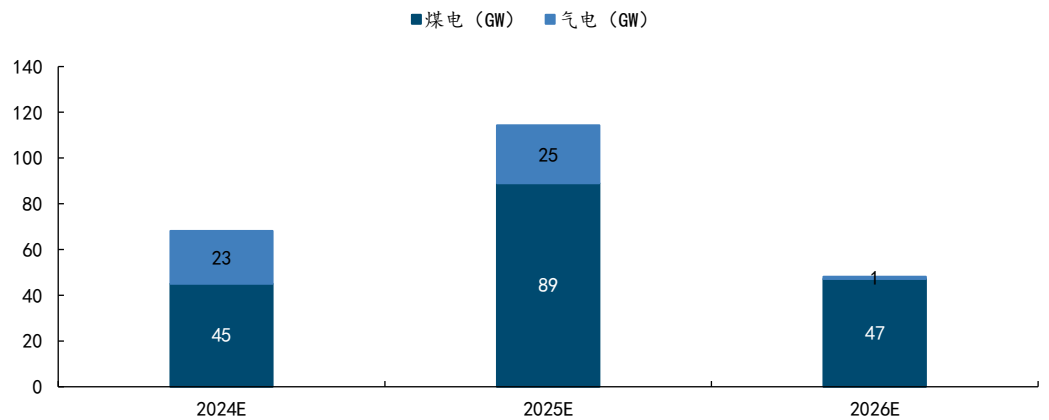
来源：iFind、国金证券研究所。注：火电行业亏损面=扣非归母净利润小于0的申万火力发电行业企业数量/火电行业企业总量。4Q23火电行业亏损面环比大幅提升主因上市火电企业集中计提大额资产减值。

- 基于煤电、气电项目建设周期分别为24和18个月的假设，预计24~26年全国将分别投产45、89、46GW的煤电，以及23、24、1GW的气电。若考虑到有约24GW的煤电在



2023年12月开工,考虑到节假日等可能影响施工进度的因素,或无法精确实现在2025年底前投产,则24~26年每年将分别投产的煤电装机规模分别为45、65、71GW。

图表12: 预计24~26年全国将分别投产68、114、48GW的火电



来源: 北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

- 根据11M23出台的煤电容量电价机制和我们统计的煤电机组投产进度,预计25/26/27年系统运行费用将分别增加约45.1/781.8/77.9亿元。根据国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》,2024~2025年,多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为30%左右,部分煤电功能转型较快的地方适当高一些;2026年起,各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。按照全国统一的煤电机组固定成本计算标准330元/KW·年,基于新投产机组从次年开始全额收取容量电费的假设,预计将在2024年投产的45GW煤电机组将会在2025年新增约45亿的系统运行费用,预计在2025年投产的89GW煤电机组以及存量机组容量电价回收比例提档将会在2026年产生约782亿的新增系统运行费用³,预计在2026年投产的47GW煤电机组则将在2027年新增约78亿元的系统运行费用。

三、未来3年内哪些省区电力供需可能仍偏紧?

- 根据北京大学能源研究院撰写的《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》,电力平衡的约束条件为:

$$\sum P_i \times \alpha_i + P_{in} - P_{out} \geq P_m$$

其中, P_m 为典型省份最大用电负荷, P_{in} 为外来电等效容量, P_{out} 为省内电源输出容量, P_i 为省内各类电源装机容量, α_i 为各类电源的容量系数。

3.1 安徽: 25年重点关注支撑性电源投产进度, 26年供需紧张程度有望缓解

- 2023年,安徽省本地电力供应富余约2.7GW,有效容量供应裕度约4.9%;然而根据国家能源局公布的参考数值,典型省份的系统合理备用率需要在13%~14%,即2023年安徽省电力供需总体偏紧。
- ✓ 需求端: 新兴产业驱动工业景气发展叠加极端天气的影响下,2023年夏季安徽省最大负荷达到56GW,相较于2021年两年复合增速高达约8.7%;同年冬季最高负荷达到55GW,创下冬季历史新高。
- ✓ 供应端: 根据《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》,假设各类电源的有效容量系数分别为:核电100%、气电95%、煤电90%、常规水电50%、抽蓄100%、风电10%、光伏20%。截至2023年底,安徽省各类电源装机容量分别为:火电60.7GW,水电6.2GW,风电7.2GW,光伏32.2GW,计算可得本地电力有效容量供应约65GW。在省际电力交换能力方面:外来电现有一条在运特高压吉泉直流,输电能力为12GW;送端计划配套共10座2×66万千瓦煤电厂、截至2023年底已投产7座;假设配建新能源10GW,其中风、光分别占比70%和30%,电量消纳分配按照安徽/江苏/浙江各50%/25%/25%,计算得出截至2023年底安徽省外来电等效容量约5GW。外送电方面,安徽省内存在

³ 截至2023年底,存量煤电装机规模约11.6亿千瓦。考虑到存量机组中有部分老旧机组或热电联产机组或面临出力受限问题,因此假设容量电费回收率为80%;而新投产煤电机组仅统计了30万千瓦以上的大机组,因此容量电费回收率按100%计算。



约 13.5GW 的“皖电东送”煤电机组负责点对网向江浙沪送电、不参与省内电力平衡。综上，2023 年安徽省有效容量供应量约 58GW。

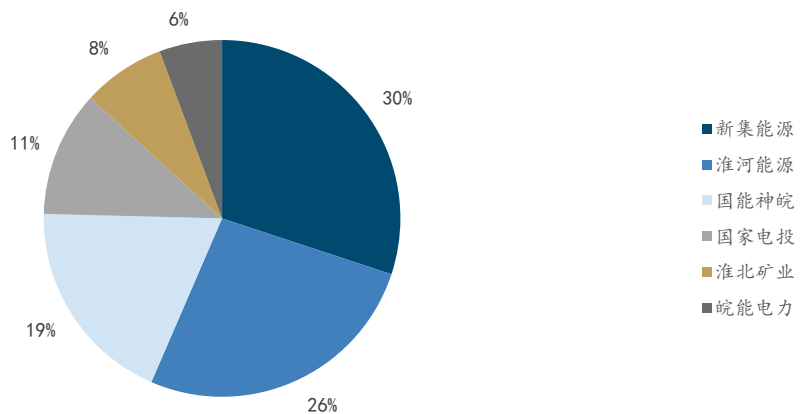
图表13: 2023 年安徽省电力有效容量供应约 58GW

| 安徽省电力供应情况 | 水电 | 火电 | 核电 | 风电 | 太阳能发电 | 有效容量供应 (GW) |
|-----------------|-----------|-----|------|-----|-------|-------------|
| 有效容量系数 (%) | 50% | 90% | 100% | 10% | 20% | (GW) |
| 装机容量 (GW) | 6 | 61 | 0 | 7 | 32 | 65 |
| 吉泉直流送端配套电源 (GW) | | 8 | | 3 | 7 | 4 |
| 外送电源 (GW) | | -14 | | | | -12 |
| | 总计 | | | | | 58 |

来源：中电联、安徽省能源发展“十三五”规划、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、国金证券研究所等

- 预计 24~26 年安徽省将陆续投产火电约 14.7GW。2022 年以来，安徽省累计新增核准火电机组约 17.1GW，其中约 11.6GW 已开工；另外，已开工项目中还有 3.1GW 核准于 2022 年以前。基于煤电建设周期 24 个月、气电建设周期 18 个月的假设，预计 24/25/26 年将分别投产 3.1/8.3/3.3GW。水电方面，安徽省常规水电资源已经开发殆尽，且预计未来三年内不会新增抽水蓄能电站投产，预计装机规模将保持总体平稳。风电方面，假设 24~25 年分别新增 1GW、26 年新增 0.8GW；光伏方面，假设 24~25 年分别新增 10GW、26 年新增 6GW。

图表14: 安徽省 2022 年以来已核准煤电机组分投资主体占比情况



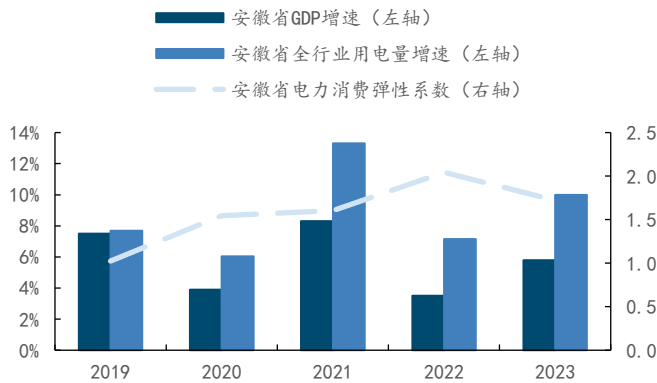
来源：北极星、国金证券研究所等。

- 用电需求方面，新兴产业景气发展和极端天气为安徽省用电量及最大用电负荷增长提供支撑。
- ✓ 电力消费弹性系数主要取决于产业结构。考虑到城乡居民用电不贡献 GDP，本文将仅采用全行业用电量增速计算电力消费弹性系数。2020 年以来，安徽省电力消费弹性系数维持在 1.5 以上，主因：1) 第二产业单位 GDP 电耗高于第三产业，2020 年以来安徽省第二产业占 GDP 不变价的比重持续提升，到 2023 年底已累计提升 2.5pct。2) 省内新兴产业景气发展带动上游高耗能行业产量提升。集成电路、新型显示、新能源及汽车制造业等高技术产业是近年安徽省经济快速增长的引擎，而新质生产力的蓬勃发展也同步拉动了对硅基材料及金属合金材料等传统高耗能工业品的需求，对安徽省用电量的持续增长起到支撑作用。
- ✓ 最大用电负荷增速与用电量增速的差额取决于地理位置和产业结构，近 3 年安徽省最大负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 0.73。
- ① 南方夏季空调和冬季采暖带来冬夏用电负荷双高峰，而纬度更高的北方地区夏季制冷负荷需求较低且冬季有集中供暖，或使得北方地区最大用电负荷增速低于南方地区。
- ② 从产业结构角度看，第二产业为连续性用电负荷，剔除春节假期影响后月度日均用电量总体平稳；居民和三产用电负荷主要为制冷/采暖等气温敏感型负荷，月度日均用电量具有明显季节性。以同属北方的北京和内蒙古为例，经济结构偏重三产的北京月度日均用电量季节性波动幅度远超经济结构以二产为主的内蒙古。



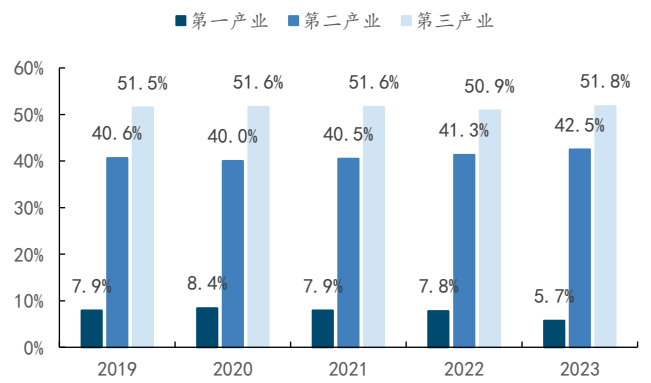
- ③ 不同制造业之间用电负荷的季节性特征也有所不同。国网福建与厦门大学合作发布的《面向夏季高温的多城市行业级负荷画像与降温负荷测算》研究发现，厦门市多数高耗能行业负荷与气温的相关性不显著（即相关系数小于0.3），而高新技术产业和轻工业用电负荷与气温的相关性相对较高；泉州是以制造业为主导产业的城市，负荷与气温相关系数大于0.5的产业有化学纤维制造业和食品制造业。也即工业结构偏重的地区往往总体负荷曲线平缓、用电量增速通常高于最大用电负荷增速；而工业结构偏轻的地区总体负荷曲线会呈现出明显季节性特征、最大用电负荷增速高于用电量增速。
- ✓ 考虑到安徽省高技术产业景气发展带动上游高耗能行业产品需求提升的经济发展特征，中性情景下预计未来3年安徽省最大用电负荷增速与用电量增速的比值或仍小于1，但将逐渐向1靠拢；若遭遇极端高温或寒潮天气，则最大用电负荷增速与用电量增速的比值或达1.4。

图表15：2020年以来，安徽省电力消费弹性系数保持在1.5以上



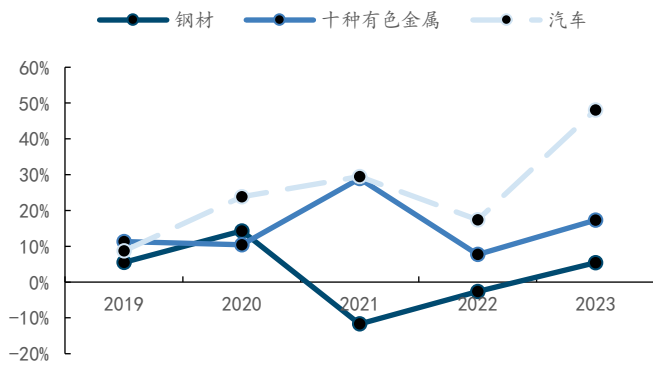
来源：iFind、国金证券研究所

图表16：2020年以来，安徽省第二产业占GDP不变价的比重持续提升



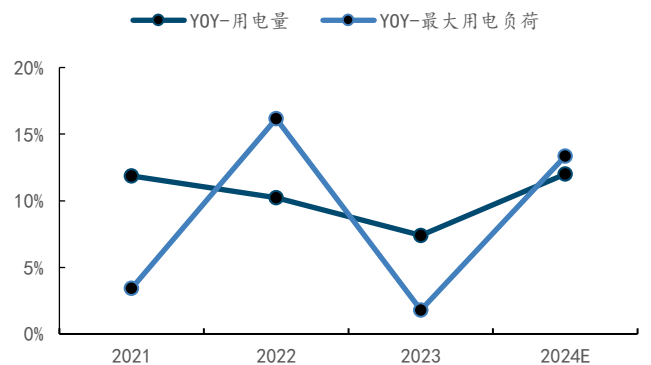
来源：iFind、国金证券研究所

图表17：2019年以来，安徽省规上工业企业十种有色金属和汽车产量均持续增长



来源：安徽省统计局、iFind、国金证券研究所

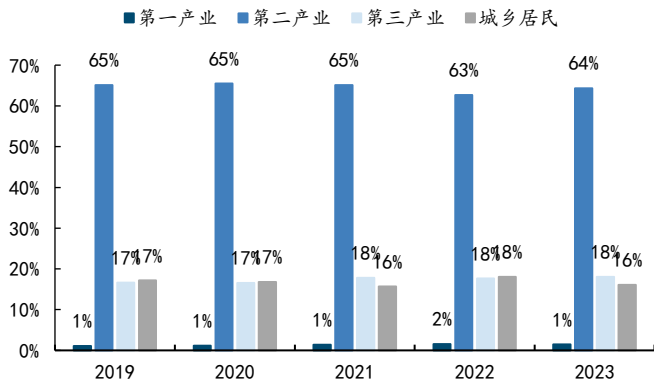
图表18：2021~2023年安徽省最大负荷平均增速为全社会用电量平均增速的0.73



来源：iFind、中电联、中安在线、国金证券研究所。注：2024年用电量增速为1~7M24安徽省全社会用电量累计增速实际值。

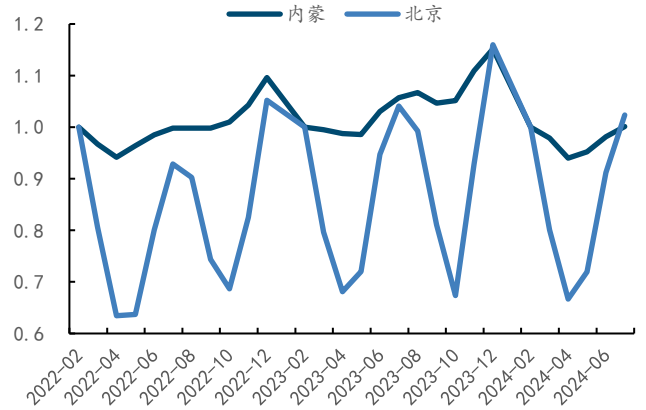


图表19: 安徽省二产用电量占比维持在6成以上



来源: iFind、国金证券研究所

图表20: 以北京和内蒙为例, 三产为主的北京月度日均用电量季节性波动幅度远超二产为主的内蒙



来源: iFind、国金证券研究所。注: 图为北京与内蒙月度日均用电量指数, 设每年1~2月日均用电量为1。

图表21: 厦门市各行业负荷-气温分段拟合的相关系数

| 行业 | 城乡居 民生活 用电 | 批发 和零 售业 | 邮政业 | 房地 产业 | 住宿和 餐饮业 | 仓储业 | 交通运 输业 | 计算机 和通信 设备制 造业 | 化学原料 和化学制 品制造 业 | 有色金 属冶炼 和压延 加工业 | 金属制 品业 | 橡胶和 塑料制 品业 | 水泥制 造业 | 玻璃制 造业 |
|---------------|------------------|----------------|------|----------|------------|------|-----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------|------------------|-----------|-----------|
| 负荷-气温 相关系数 | 0.87 | 0.84 | 0.84 | 0.83 | 0.81 | 0.79 | 0.68 | 0.65 | 0.45 | 0.38 | 0.35 | 0.26 | 0.23 | 0.004 |

来源: 《面向夏季高温的多城市行业级负荷画像与降温负荷测算》、国金证券研究所

- 综上, 预计安徽省 2025 年有效容量供需仍偏紧。中性情境下, 2025 年安徽省电力系统备用率有望达约 5.0%、仍然偏紧; 如果遭遇极端天气情况, 电力系统备用率或仅达 1.2%。两种情境下系统备用率均大幅低于 13%~14% 的要求, 需高度关注支撑性电源的建设投产进度并做好需求侧负荷管理以应对潜在电力供需缺口。到 2026 年, 随着陕北-安徽特高压直流投产, 以及在建支撑性电源在 2H25~1H26 集中投产, 安徽省电力有效容量供需将得到极大改善: 中性情境下电力系统备用率充足, 极端天气情境下仍然偏紧但同比+9.0pct。2027 年预计新增支撑性电源规模将大幅回落, 持续增长的用电需求消化适度超前规划的电力有效容量供应, 中性情境下系统备用率逐渐回归合理区间。

图表22: 安徽省未来3年电力供需平衡表

| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|-----------------|------|-------|-------|-------|-------|
| 装机容量 (万千瓦) | | | | | |
| 煤电 | 5953 | 6085 | 6581 | 7445 | 7709 |
| 气电 | 118 | 298 | 298 | 298 | 298 |
| 核电 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 水电 | 156 | 158 | 160 | 162 | 164 |
| 抽蓄 | 468 | 468 | 468 | 468 | 468 |
| 风电 | 722 | 822 | 922 | 1002 | 1082 |
| 光伏 | 3223 | 4023 | 4823 | 5423 | 6023 |
| 外来电等效容量 (万千瓦) | | | | | |
| 昌吉-古泉直流 | 501 | 501 | 560 | 560 | 560 |
| 陕北-安徽直流 | | | | 547 | 547 |
| 有效容量供应 (万千瓦) | 6015 | 6475 | 7152 | 8606 | 8972 |
| 需求端 (中性&极端天气情景) | | | | | |



| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|-------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| 最大用电负荷-中性 (万千瓦) | 5605 | 6354 | 6811 | 7297 | 7808 |
| 最大用电负荷-极端气候 (万千瓦) | 5605 | 6354 | 7066 | 7808 | 8573 |
| YOY-用电量 | 7.4% | 10.0% | 8.0% | 7.5% | 7.0% |
| YOY-最大用电负荷 (中性) | 1.8% | 13.4% | 7.2% | 7.1% | 7.0% |
| YOY-最大用电负荷 (极端气候) | 1.8% | 13.4% | 11.2% | 10.5% | 9.8% |
| 供需平衡结果 | | | | | |
| 系统备用率-中性 | 7.3% | 1.9% | 5.0% | 17.9% | 14.9% |
| 系统备用率-极端气候 | 7.3% | 1.9% | 1.2% | 10.2% | 4.7% |

来源：北极星、中电联、国金证券研究所等。注：吉泉直流规划送端 10*2*660MW 煤电，假设配套新能源 1000 万千瓦（并假设其中风、光分别占比 30%/70%），电量消纳比例按安徽:江苏:浙江=50%:25%:25%。陕北~安徽特高压直流规划送端配套 400 万千瓦煤电、1100 万千瓦新能源（假设其中风、光分别占比 30%/70%）。系统备用率=有效容量供应/最高用电负荷-1。标灰单元格为预测值。

3.2 浙江：26 年迎峰度夏供需格局将有所缓解，未来三年总体延续偏紧格局

- 2023 年浙江省电力供应能力富余约 1.3GW，有效容量供应裕度约 1.2%，电力供需紧张。
- ✓ 需求端：宏观经济复苏、重大活动举办叠加极端天气的影响下，2023 年夏季浙江省最大负荷达约 1.1 亿千瓦，相较 2021 年两年复合增速高达约 7.0%。
- ✓ 供应端：截至 2023 年底，浙江省各类电源装机容量分别为：核电 9.2GW，火电 67.9GW，水电 13.9GW，风电 5.8GW，光伏 33.6GW，测算本地电力有效容量供应约 85GW。在实际电力交换能力方面：外来电现有 4 条在运特高压直流，其中溪洛渡~浙江、白鹤滩~浙江主要外送西南水电；灵绍直流主要外送火电，送端配套 8.2GW 煤电和 2GW 光伏，前述 3 条特高压直流输电能力均为 8GW；此外，还有吉泉直流分配送浙江消纳的 25% 电量。另外，浙江省还通过“皖电东送”南环线和浙北-福州 2 条特高压交流分别与安徽和福建实现电力互济，2 条交流线路设计输电能力分别为 8GW 和 6.8GW。综上，计算得出截至 2023 年底浙江省外来电等效容量约 28GW，全省有效容量供应量约 112GW。

图表23：2023 年浙江省电力有效容量供应约 58GW

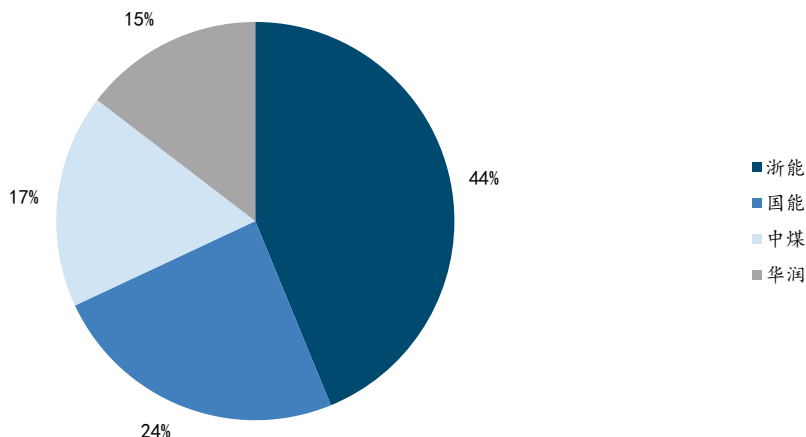
| 浙江省电力供应情况 | 水电 | 火电 | 核电 | 风电 | 太阳能发电 | 有效容量供应 |
|-----------------|-----|-----|------|-----|-------|------------|
| 有效容量系数 (%) | 50% | 90% | 100% | 10% | 20% | (GW) |
| 装机容量 (GW) | 14 | 68 | 9 | 6 | 34 | 85 |
| 吉泉直流送端配套电源 (GW) | | 9 | | 3 | 7 | 3 |
| 灵绍直流送端配套电源 (GW) | | 9 | | | 2 | 8 |
| 溪洛渡送浙配套电源 (GW) | 8 | | | | | 4 |
| 白鹤滩送浙配套电源 (GW) | 8 | | | | | 4 |
| 浙北-福州交流 (政府间协议) | | | | | | 3 |
| 皖电东送配套电源 (GW) | | 7 | | | | 6 |
| 总计 | | | | | | 112 |

来源：中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、国金证券研究所等

- 预计 24~26 年浙江省将陆续投产火电约 17.2GW 以及核电约 2.4GW。2022 年以来，浙江省累计新增核准煤电机组约 13.7GW，其中约 12.7GW 已开工；新增核准气电机组约 4.5GW，截至目前已全部开工。基于煤电建设周期 24 个月、气电建设周期 18 个月的假设，预计 24/25/26 年将分别投产 4.3/7.5/5.4GW。核电方面，三澳核电#1、#2 号机组和三门核电#3 号机组分别计划于 25/26/27 年陆续投产，累计将新增核电装机规模约 3.7GW。水电方面，浙江省常规水电资源已充分开发，预计 24~27 年将陆续新投产宁海、缙云和天台三座抽水蓄能电站，合计装机规模约 4.3GW。风电方面，假设 24~27 年每年新增 1GW；光伏方面，假设 24~25 年分别新增 10GW、26 年新增 8GW。



图表24：浙江省2022年以来已核准煤电机组分投资主体占比情况

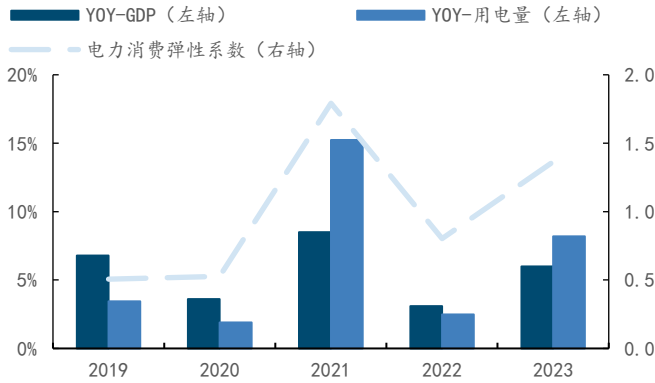


来源：北极星、国家能源集团官网、浙江煤炭信息网、国金证券研究所

- 用电需求方面，浙江省依托传统产业稳住用电基本盘、“新三样”与数字经济等高新技术产业拉动二产用电需求增长，同时反哺三产和居民用电需求增长，呈现出最大用电负荷增速高于用电量增速的用电需求特征。
- ✓ 浙江省过去5年平均电力消费弹性系数为1，21年以来中枢明显上移，主因：
 - ① 受公共卫生事件的影响，2021、2022年浙江省GDP构成中三产占比下降而二产占比提升。单位产值耗电量更高的二产对GDP增长的贡献率提升，使得浙江省电力消费弹性系数随之提高。
 - ② 大力推进绿色石化和新材料产业集群建设，大型炼化项目投产拉动高载能行业用电需求增长。截至2020年底，浙江省规上石化工业总产值占全省规上工业比重达14.0%，是省内支柱产业之一。浙石化在舟山绿色石化基地投资建设的4000万吨/年的炼化一体项目一期和二期工程分别于2019年底、2022年初投产，进一步增强了浙江省的石油加工能力和化学品生产能力，同时拉动2021、2022年浙江省石油、煤炭及其他燃料加工业用电量分别同比增长41.3%、55.9%。
 - ③ 以“新三样”为代表新兴产业蓬勃发展，并为传统行业注入增长新动能。近年来浙江省积极建设沿海汽车产业带，在大力发展新能源整车制造业的同时推进各地汽车产业协同发展，带动从汽摩配产业发展而来的新能源汽车及关键零部件制造业兴起。此外，在新能源产业蓬勃发展的带动下，2023、1H24浙江省电气机械和器材制造业用电量分别同比增长27.4%、25.9%，在十大制造业中排名前列。受下游需求增长的影响，2023、1H24浙江省金属制品、机械和设备修理业用电量分别同比增长27.9%、32.0%，在制造业细分行业中增速保持第一。
- ✓ 2023年，省政府印发《浙江省“415X”先进制造业集群建设行动方案（2023-2027年）》，提出重点发展新一代信息技术、高端装备、现代消费与健康、绿色石化与新材料等4个万亿级世界先进产业集群和15个千亿级特色产业集群；聚焦“互联网+”、生命健康、新材料三大前沿领域，培育若干高成长性百亿级“新星”产业群。从战略布局方向上看，“415X”轻重产业结构均衡、传统产业升级和发展新质生产力并举，未来3年浙江省电力消费弹性系数有望维持在1或以上水平。

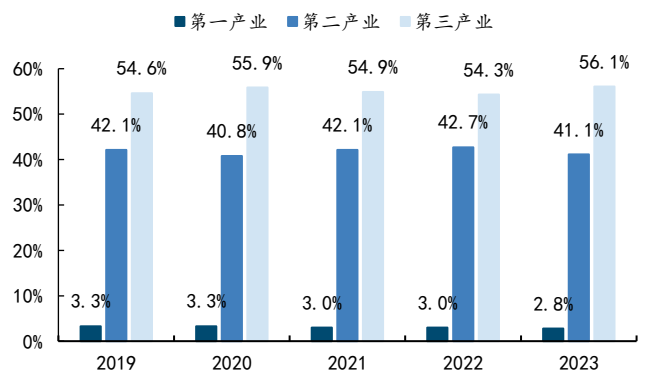


图表25：2019~2023年浙江省平均电力消费弹性系数为1



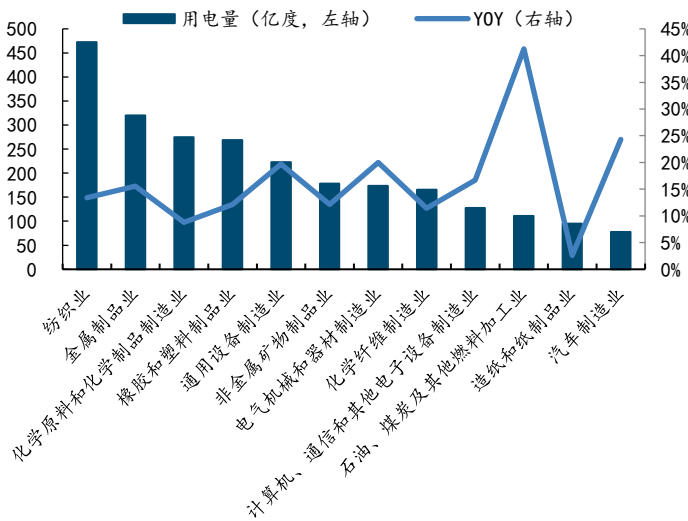
来源：iFind、国金证券研究所

图表26：2021、2022年浙江省GDP构成中二产占比提升



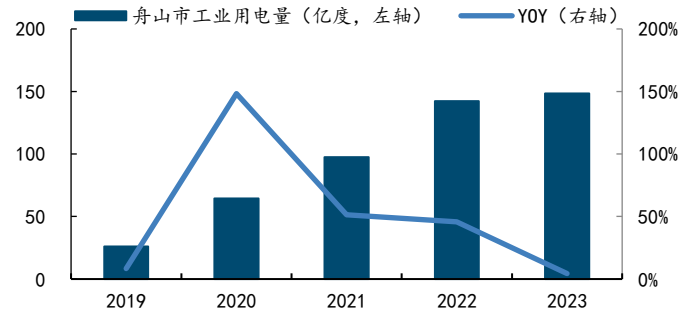
来源：iFind、国金证券研究所

图表27：2021年浙江省制造业用电量在百亿度上下的行业用电量及同比增速情况



来源：浙电e家、国金证券研究所

图表28：得益于石化新投产能拉动，2022年舟山市工业用电量较2019年增长约4.5倍

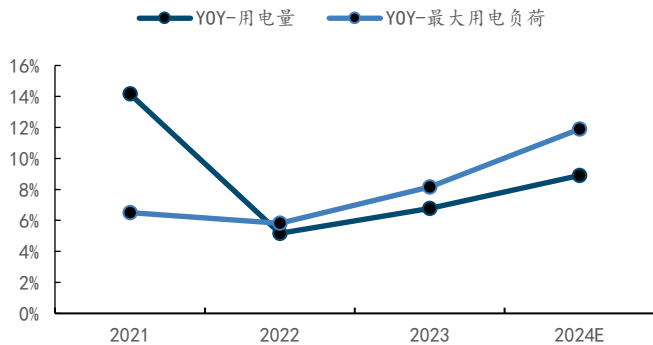


来源：iFind、国金证券研究所

- ✓ 近3年浙江省最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的0.78，但2022年起出现最大用电负荷增速持续高于用电量增速的发展趋势。主要原因有：
 - ① 结合图表21和图表27可知，因浙江省工业结构偏轻且高新技术产业产值占比较高，致使其第二产业用电负荷也具备一定的季节性特征；
 - ② 绿色数字产业发展反哺第三产业用电需求增长。平台经济、直播经济的持续走热，拉动1H24交通运输、仓储和邮政业用电量同比增长5.7%；汽车制造业蓬勃发展带动本地新能源车保有量提升，2023年浙江充电换电服务业用电量同比增长87.7%、1H24全国电动汽车总充电量同比增长54.6%（充电电量主要集中在广东、江苏、河北、四川、浙江等省）。
 - ③ 极端天气频发致使城乡居民用电负荷高增。居民用电与经济社会的发展密切相关。从人均角度看，人均居民用电增速和人均可支配收入增速高度正相关。浙江省人均可支配收入位居全国第三，仅次于上海、北京。在当前居民电价和居民收入之下，浙江居民普遍敢于用电、愿意用电、用得起电，使得当月均气温低于10度或高于28度时，城乡居民用电量增速显著加快。
- ✓ 基于前述分析，预计中性情景下未来3年浙江省最大用电负荷增速与用电量增速的比值为1.1；若遭遇极端天气，则最大用电负荷增速与用电量增速的比值或达1.3。

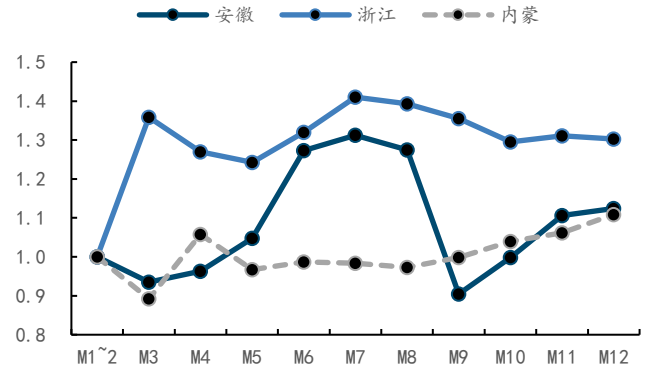


图表29: 2022年起, 浙江省出现最大用电负荷增速持续高于用电量增速的趋势



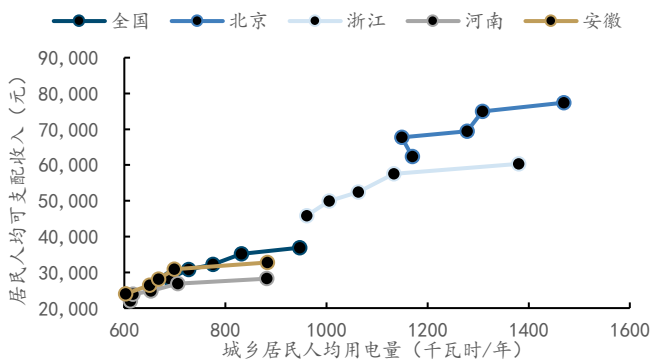
来源: iFind、中电联、中国电力报微信公众号、国金证券研究所。注: 2024年用电量增速为1~7M24浙江省全社会用电量累计增速实际值。

图表30: 以2022年为例, 不同省份第二产业月度用电量季节性波动幅度不同



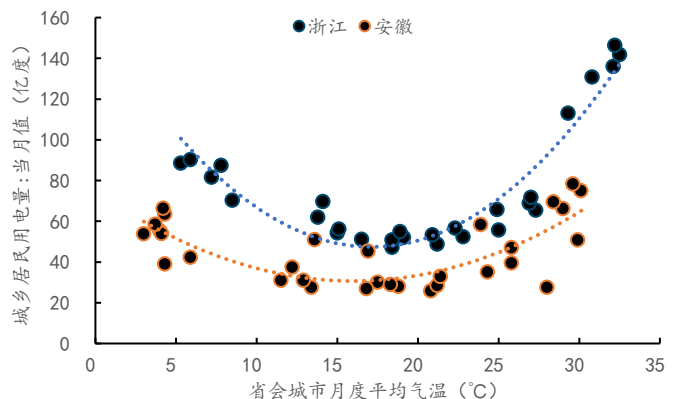
来源: iFind、国金证券研究所。注: 设每年1~2月日均用电量为1。

图表31: 人均居民用电增速和人均可支配收入增速高度正相关



来源: iFind、国金证券研究所

图表32: 当月均气温低于10度或高于28度时, 浙江省居民用电量增速随气温升高而加快的幅度高于安徽省



来源: iFind、国金证券研究所

■ 综上, 不考虑极端气候的中性情景下, 浙江有望在2026年实现电力供需的基本平衡。基于在建支撑性电源开工时间点和一般建设周期, 预计在无极端天气且西南来水正常的中性情境下, 浙江2025年电力有效容量供需仍偏紧。但自2026年起, 省内在建核电机组将进入连续投产期, 叠加甘肃-浙江特高压直流投产, 浙江电力系统备用率将达约13%、基本实现供需平衡。但在同时遭遇极端高温天气和西南来水偏枯的情况下, 2026年浙江省电力系统备用率或仅达3.5%、供需仍然紧张。另外, 考虑到浙江省最大用电负荷增速高于用电量增速的特征, 在应对有效容量供需缺口上, 相较于新建支撑性电源增加备用容量, 增加抽蓄和新型储能等灵活性调节资源以及加强需求侧管理或更具经济性。

图表33: 浙江省未来3年电力供需平衡表

| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|-------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| 装机容量 (万千瓦) | | | | | |
| 煤电 | 5449 | 5881 | 6181 | 6719 | 6819 |
| 气电 | 1345 | 1345 | 1797 | 1797 | 1797 |
| 核电 | 917 | 917 | 1037 | 1157 | 1282 |
| 水电 | 720 | 722 | 724 | 726 | 728 |
| 其中: 抽蓄 | 668 | 733 | 988 | 1073 | 1158 |
| 风电 | 584 | 684 | 784 | 884 | 984 |



| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 光伏 | 3357 | 4357 | 5357 | 6157 | 6957 |
| 外来电等效容量 (万千瓦) | | | | | |
| 昌吉-古泉直流 | 250 | 250 | 280 | 280 | 280 |
| 灵绍直流 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| 溪洛渡-浙江直流(丰水) | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| 溪洛渡-浙江直流(枯水) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 |
| 白鹤滩-浙江直流(丰水) | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| 白鹤滩-浙江直流(枯水) | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 |
| 甘肃-浙江直流 | | | | 800 | 800 |
| 浙北-福州(交流) | 680 | 680 | 680 | 680 | 680 |
| 皖电东送南环路(交流) | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| 有效容量供应-丰水(万千瓦) | 12477 | 13142 | 14457 | 15867 | 16338 |
| 有效容量供应-枯水(万千瓦) | 11357 | 12022 | 13337 | 14747 | 15218 |
| 需求端(中性&极端天气情景) | | | | | |
| 最大用电负荷-中性(万千瓦) | 11022 | 12333 | 13148 | 14016 | 14787 |
| 最大用电负荷-极端气候(万千瓦) | 11022 | 12333 | 13295 | 14090 | 14917 |
| YOY-用电量 | 6.8% | 8.0% | 6.0% | 5.5% | 5.0% |
| YOY-最大用电负荷(中性) | 8.2% | 11.9% | 6.6% | 6.6% | 5.5% |
| YOY-最大用电负荷(极端气候) | 8.2% | 11.9% | 7.8% | 7.2% | 6.5% |
| 供需平衡结果 | | | | | |
| 系统备用率-丰水 X 中性 | 13.2% | 6.5% | 10.0% | 13.2% | 10.5% |
| 系统备用率-枯水 X 极端天气 | 3.0% | -2.5% | 0.3% | 4.7% | 2.0% |

来源：北极星、国金证券研究所等。注：吉泉直流规划送端10*2*660MW煤电，假设配套新能源1000万千瓦（并假设其中风、光分别占比30%/70%），电量消纳比例按安徽：江苏：浙江=50%：25%：25%。灵绍直流送端配套860万千瓦火电+200万千瓦光伏。甘肃武威~浙江特高压直流规划送端配套400万千瓦煤电+1120万千瓦新能源（并假设其中风、光分别占比30%/70%），于2024年核准开工，预计将于2026年投产。极端气候条件下的最大用电负荷=上一年中性情景下的最大用电负荷*(1+YOY-最大用电负荷(极端气候))。系统备用率=有效容量供应/最高用电负荷-1。标灰单元格为预测值。

3.3 上海：支撑性电源和直流通道增量有限，电力供需平衡有赖华东区域互济

- 2023年上海市电力供应能力富余约2GW，有效容量供应裕度约5.5%，电力供需偏紧。
- ✓ 需求端：2023年上海市经济总体平稳向好，但受“凉夏”的影响夏季最大负荷达3675万千瓦，同比下降3.5%，但相比2021年两年复合增速达约4.7%。
- ✓ 供应端：截至2023年底，上海市各类电源装机容量分别为：火电25.6GW，风电1.1GW，光伏2.9GW，测算本地电力有效容量供应约24GW。在省际电力交换能力方面：外来电现有4条在运特高压直流，复奉、葛南、宜华、林枫均以外送常规水电为主，4条特高压直流合计输电能力约10GW。此外，上海市还通过5条特高压交流与华东电网区域内其他省区互联互通。根据解放日报，目前上海市通过“五交四直”9大通道可实现最大受电能力21.5GW，剔除直流部分后估算交流部分输电能力约11GW。考虑到华东区域内电力互济主要依靠核电和火电等可靠性电源，谨慎假设下全部按照火电有效容量系数计算，得出2023年底上海市外来电等效容量约15GW，全省有效容量供应量约39GW，系统备用率约5.5%、供需偏紧。

图表34：2023年上海市电力有效容量供应约39GW

| 上海市电力供应情况 | 水电 | 火电 | 风电 | 太阳能发电 | 有效容量供应 |
|-----------|-----|-----|-----|-------|--------|
| 有效容量系数(%) | 50% | 90% | 10% | 20% | (GW) |
| 装机容量(GW) | 0 | 26 | 1 | 3 | 24 |
| 复奉直流(GW) | 1 | | | | 1 |
| 葛南直流(GW) | 3 | | | | 2 |
| 宜华直流(GW) | 3 | | | | 2 |



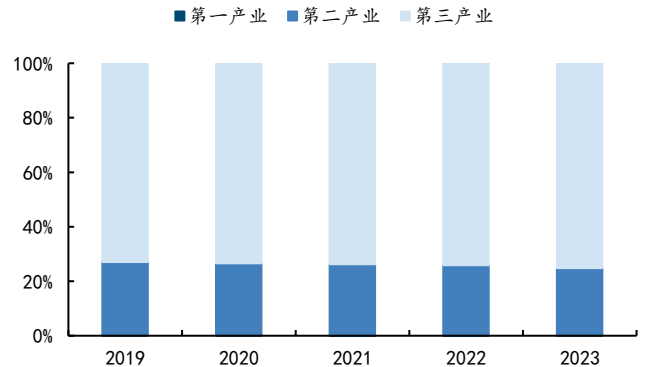
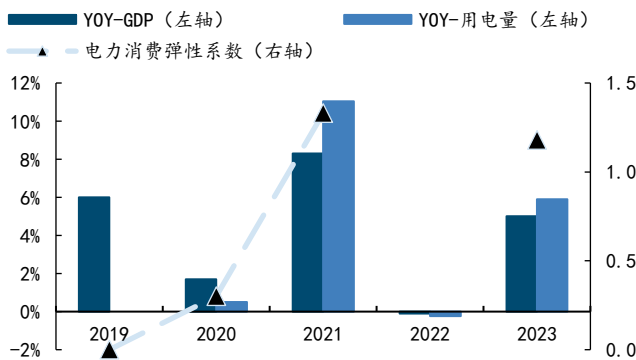
| 上海市电力供应情况 | 水电 | 火电 | 风电 | 太阳能发电 | 有效容量供应 |
|---------------------|-----------|-----|-----|-------|-----------|
| 有效容量系数 (%) | 50% | 90% | 10% | 20% | (GW) |
| 林枫直流 (GW) | 3 | | | | 2 |
| 皖电东送及华东特高压交流环网 (GW) | | 11 | | | 10 |
| | 总计 | | | | 39 |

来源：中电联、上海政府官网、国金证券研究所等

- 预计 24~26 年上海市支撑性电源仅有约 2.3GW 增量。2022 年以来，上海市总计新开工火电机组 228 万千瓦，其中气电 28 万千瓦、煤电 200 万千瓦，预计分别将于 2025、2026 年投产。新能源方面，考虑到上海市陆上集中式新能源发展空间有限，假设 24~27 年光伏装机每年新增 0.6GW；风电方面，假设 24 年新增 0.3GW、25~27 年每年新增 0.5GW。
- 用电需求方面，上海市产业结构偏重三产，并且工业结构中战略性新兴产业占比较高，预计未来 3 年将电力消费弹性系数将逐渐回落至 1 以下，但最大用电负荷增速与用电量增速比值将保持大于 1 的特征。
- ✓ 由于第三产业以及战略性新兴产业度电增加值更高，“十三五”期间上海市电力消费弹性系数总体小于 1。然而 2020 年以来，受公共卫生事件影响上海市第三产业发展受阻，批发零售业 2023 年产值相比 2019 年 5 年平均复合增速仅达 0.3%；但同时也带来全球供应链受阻下的制造业机会，例如 2021 年上海市规上工业企业金属集装箱产量较上年增长 2.2 倍。2021~2023 年，上海市电力消费弹性系数平均提升至 1.27，或因公共卫生事件导致分行业用电结构变化。随着公共卫生事件影响消退，预计未来上海市电力消费弹性系数将逐渐回落至 1 以下。
- ✓ 过去 5 年上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的 1.06，符合第三产业和城乡居民用电量占比较高、对气温敏感性较高的特征。2022 年华东地区夏季遭遇极端高温，上海市夏季最大用电负荷达 3807 万千瓦、同比增长 13.5%；而同年受公共卫生事件影响，用电量同比下滑 0.2%。2023 年上海市宏观经济复苏向好，用电量同比增长 5.9%；但受总体凉夏影响，最大用电负荷同比下降 3.5%。基于此，假设中性情景下上海市最大用电负荷增速为用电量增速的 1.05 倍，在遭遇极端高温天气时可达 1.5 倍。

图表35：2019~2023 年上海市平均电力消费弹性系数约为 0.82

图表36：第三产业占上海市 GDP 构成的 7 成以上

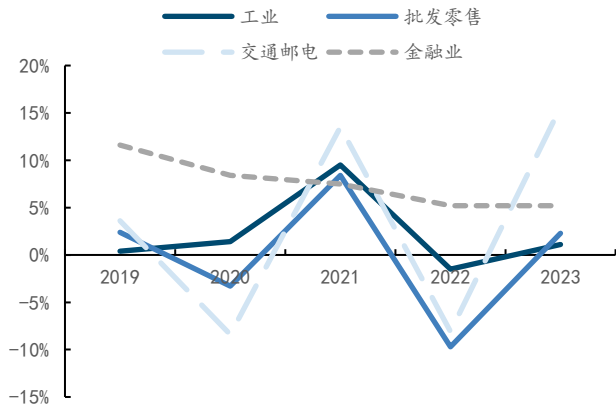


来源：iFind、国金证券研究所。注：上海市统计局不披露分行业用电量，因此用电量增速采用全社会用电量计算。

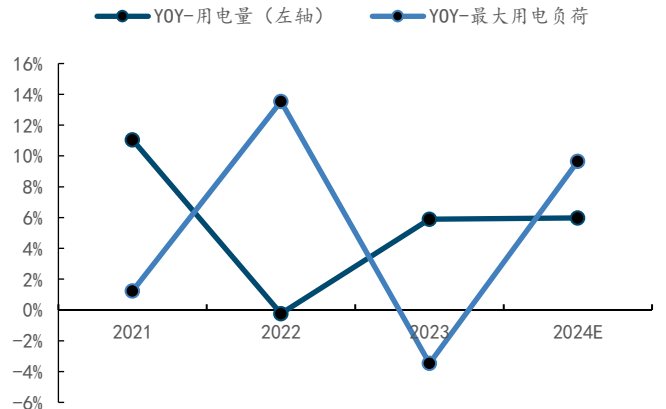
来源：iFind、国金证券研究所



图表37: 受公共卫生事件影响, 2020、2022年上海市批发零售业和交通邮电业产值同比下滑



图表38: 过去5年, 上海市最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的1.06



来源: 上海市统计局、国金证券研究所

来源: iFind、中电联、解放日报、国金证券研究所等。注: 2024年用电量增速为1~7M24上海市全社会用电量累计增速

■ 综上, 未来三年上海市支撑性电源和外来电特高压直流通道增量有限。若上海市通过5条特高压交流引入的外受电力没有增量, 则未来3年上海市电力供需将持续紧张, 并且到2027年电力系统备用率或下降至0.6%。从华东电网区域内电力互济能力层面看, 根据章节3.1和3.2, 中性情境下安徽和浙江省2025年电力供需仍偏紧, 预计将在2026年前后基本实现电力有效容量的供需平衡。由此推断上海市未来3年电力有效容量供需将持续偏紧, 但2026年起有望随着华东电网区域电力供需格局的总体改善而提升外受电力, 进而改善本市电力有效容量供需格局。

图表39: 上海市未来3年电力供需平衡表

| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|----------------------------|-------|-------|--------|-------|--------|
| 装机容量 (万千瓦) | | | | | |
| 煤电 | 1666 | 1666 | 1666 | 1866 | 1866 |
| 气电 | 891 | 891 | 919 | 919 | 919 |
| 风电 | 107 | 138 | 188 | 238 | 288 |
| 光伏 | 289 | 349 | 409 | 469 | 529 |
| 有效容量供应能力 (万千瓦) | | | | | |
| "四直"-平水 | 816 | 816 | 816 | 816 | 816 |
| "四直"-枯水 | 306 | 306 | 306 | 306 | 306 |
| "五交"华东区域互济 | 1017 | 1017 | 1017 | 1017 | 1017 |
| 有效容量供应-平水 (万千瓦) | 4248 | 4263 | 4306 | 4503 | 4520 |
| 有效容量供应-枯水 (万千瓦) | 3738 | 3753 | 3796 | 3993 | 4010 |
| 需求端 (中性&极端天气情景) | | | | | |
| 最大用电负荷-中性 (万千瓦) | 3675 | 4000 | 4162 | 4327 | 4494 |
| 最大用电负荷-极端气候 (万千瓦) | 3675 | 4000 | 4231 | 4397 | 4566 |
| YOY-用电量 | 5.9% | 6.5% | 3.9% | 3.8% | 3.7% |
| YOY-最大用电负荷 (中性) | -3.5% | 8.8% | 4.0% | 4.0% | 3.9% |
| YOY-最大用电负荷 (极端气候) | -3.5% | 8.8% | 5.8% | 5.7% | 5.5% |
| 系统备用率-丰水 X 中性 | 15.6% | 6.6% | 3.5% | 4.1% | 0.6% |
| 系统备用率-枯水 X 极端天气 | 1.7% | -6.2% | -10.3% | -9.2% | -12.2% |

来源: 北极星、国金证券研究所等。极端气候条件下的最大用电负荷=上一年中性情景下的最大用电负荷*(1+YOY-最大用电负荷(极端气候))。系统备用率=有效容量供应/最高用电负荷-1。标灰单元格为预测值。



3.4 四川：电力供应系统“靠天吃饭”特征明显，极端天气中抗风险能力不足

四川和云南电力供应均倚重水电，来水情况对省内电力供需格局影响重大。

- 2022 年四川省汛期来水偏枯叠加夏季遭遇极端高温天气，水电有效出力仅达额定容量的约 5 成，本地电力和电量出现“双缺口”；2023 年汛期来水恢复至常年平均水平，以来水常年汛期水电有效容量系数 80% 测算电力供应能力富余约 15GW，有效容量供应充足。
- ✓ 需求端：高耗能行业产能扩张叠加极端天气的影响下，2022 年夏季四川省最大用电负荷达约 5910 万千瓦，同比增长约 14%；2023 年夏季四川降水情况改善，7、8 月成都平均气温较上年同期分别下降 0.6、3.2℃，最大用电负荷增速放缓、同比约+3%。
- ✓ 供应端：区别于安徽和浙江两省以火为主的电力供应结构，四川省常规水电肩负着过半的用电负荷需求，并且省调水电机组中径流式电站占比约 66.4%，调节能力不足导致电力供应系统“靠天吃饭”的特征明显。根据《中国西北西南电网互联研究》，水电枯水期平均出力月为装机容量的 30%~50%，丰水期平均出力约为 55%~90%。基于此并考虑到四川省年内最大用电负荷一般出现在夏季也即汛期，假设平水年汛期水电有效容量系数为 80%、枯水年汛期水电有效容量系数为 50%。

截至 2023 年底，四川省各类电源装机容量分别为：火电 18.5GW，水电 97.6GW，风电 7.7GW，光伏 5.7GW，计算可得平水年汛期本地电力有效容量供应约 97GW、枯水年为约 68GW。在省际电力交换能力方面：四川作为“西电东送”水电基地，拥有溪洛渡（6.3GW）、向家坝（6GW）、锦官（10.8GW）、白鹤滩（16GW）一批国调跨省跨区外送机组。另外，四川省目前在运德宝直流、川渝联网工程等 8 条外电入川通道，2022 年在 8 条通道全部满送情况下单日支援最大电力达 12GW。综上，计算得出 2023 年四川省有效容量净供应量约 76GW，相较于当年最大用电负荷富余约 15GW。然而若来水偏枯，则当年有效容量净供应量仅达约 59GW，存在近 2GW 的电力供需缺口。

图表40：23 年汛期来水恢复，四川省电力有效容量供需平衡

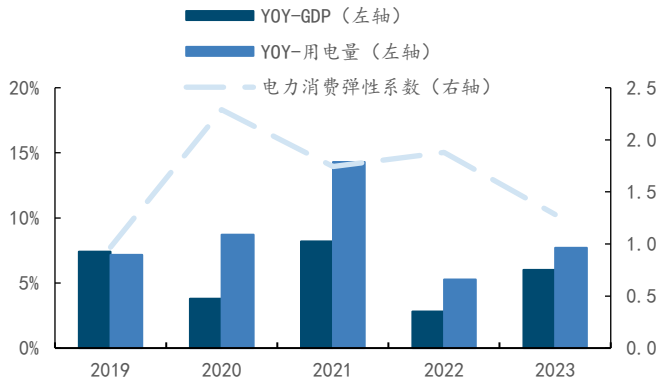
| 四川省电力供应情况 | 水电 | 水电 | 火电 | 风电 | 太阳能发电 | 有效容量供应 (GW) | |
|---------------|-------|-----------|-----|-----|-------|-------------|-----------|
| | (平水年) | (枯水年) | | | | 平水年 | 枯水年 |
| 有效容量系数 (%) | 80% | 50% | 90% | 10% | 20% | | |
| 装机容量 (GW) | 98 | 98 | 18 | 8 | 6 | 97 | 68 |
| 外电入川通道 (GW) | | | | | | 5 | 5 |
| 国调及网调大水电 (GW) | -41 | -41 | | | | -32 | -20 |
| | | 总计 | | | | 76 | 59 |

来源：中电联、华夏能源网、国金证券研究所等

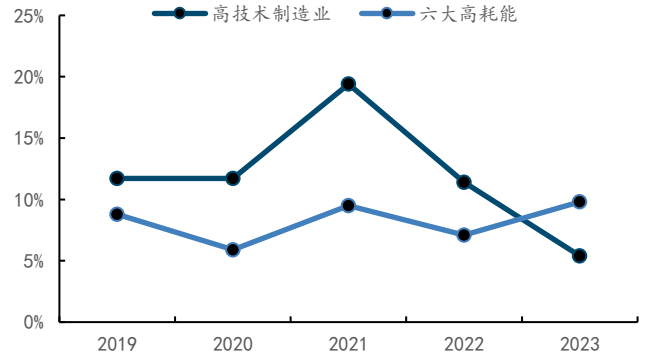
- 预计 24~26 年四川省将陆续投产火电约 13.6GW。2022 年以来，四川省累计新开工火电机组约 13.6GW，其中气电约 11.6GW、煤电 2GW。基于煤电建设周期 24 个月、气电建设周期 18 个月的假设，预计 24/25/26 年将分别投产 6.0/5.7/2.0GW。水电方面，根据《四川省电源电网发展规划（2022-2025 年）》，预计 24~27 年将新增约 12.2GW 常规水电。风电方面，假设 24~27 年每年新增 1GW；光伏方面，假设 24~27 年每年新增 3GW。
- 用电需求方面，四川省工业结构偏重，预计未来 3 年将延续电力消费弹性系数大于 1、最大用电负荷增速与用电量增速比值小于 1 的特征。
- ✓ 由于电源建设投产进度与电网互联及送出能力不匹配，“十三五”期间四川省持续面临弃水问题。2020 年，全国主要流域弃水电量约 301 亿度，其中四川省弃水电量占全国弃水电量的约 67.1%。为促进水电本地消纳、响应国家“有序推动高耗能行业向清洁能源优势地区集中”的号召，四川省大力引进如锂电、大数据、晶硅光伏、稀土材料等高耗能产业，并推动优势高耗能产业形成规模化集群化发展。2023 年，四川省规模以上工业中，轻重工业增加致之比为 28:72。工业结构偏重使得四川省过去 5 年平均电力消费弹性系数约为 1.53。四川省委十二届三次全会中提出的“优势产业提质倍增行动”围绕电子信息、装备制造、先进材料、能源化工、食品轻纺、医药健康六大优势产业进行布局，预计未来 3 年四川省仍将保持偏重的工业结构、电力消费弹性系数或维持在 1.4 左右。



图表41: 2019~2023年四川省平均电力消费弹性系数约为1.53



图表42: 过去5年四川六大高耗能行业规上工业增加值增速保持在5%以上

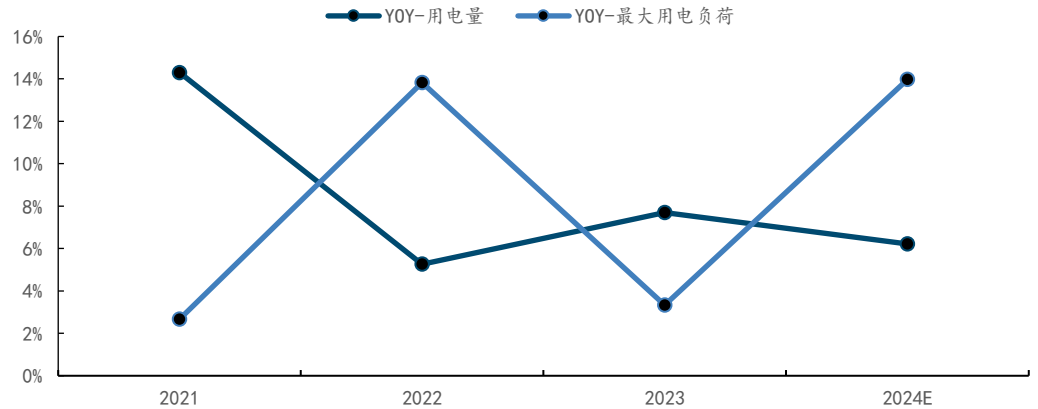


来源: iFind、国金证券研究所。注: 中国电力统计年鉴仅更新至2022年, 四川省统计局不披露分行业用电量, 因此四川省用电量增速采用全社会用电量计算。

来源: 四川日报、国金证券研究所

- 过去3年四川省最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的0.73, 但22年遭遇极端高温时, 最大用电负荷与用电量增速的比值高达2.63。2024年8月下旬, 川渝地区再次遭遇极端高温, 8月21日最大用电负荷已达6797万千瓦, 同比增长约13%, 与1~7M24四川省累计用电增速的比值达约2.25。基于此, 假设中性情景下四川省最大用电负荷增速为用电量增速的0.8倍, 但在遭遇极端高温天气时可达2倍。

图表43: 过去3年, 四川省最大用电负荷平均增速为全社会用电量平均增速的0.73



来源: iFind、中电联、封面新闻、国金证券研究所。注: 2024E用电量增速为1~7M24四川省全社会用电量累计增速实际值

- 综上, 未来三年随着支撑性电源陆续建成投产, 四川省电力系统有效容量供应能力将大幅提升, 但应对极端天气的能力仍然不足。根据我们的测算, 在中性情景下, 2025年迎峰度夏期间四川省电力系统备用率有望达到32.3%, 有效容量供应富余。2024年以来西南来水总体偏丰, 但8月下旬起的极端高温天气仍然使川渝部分地区出现了有序用电的情况, 主因四川省电力供应能力不仅面临支撑性电源不足的问题, 还有电网互联互通能力不足造成水电基地所在的攀西、川南电网断面输电能力不足, 导致电量无法输送至成渝负荷中心的问题。未来随着川渝特高压网架结构的加强, 电网对电力供应能力的限制将逐步减轻。但在极端情况下, 连续高温天气在推升用电负荷的同时往往伴随着来水偏枯导致的水电出力水平下降, 则2025年四川省电力有效容量供需仍将存在缺口。

图表44: 四川省未来3年电力供需平衡表

| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|------------|------|-------|-------|-------|-------|
| 装机容量 (万千瓦) | | | | | |
| 煤电 | 1725 | 1725 | 1725 | 1925 | 2125 |
| 气电 | 120 | 715 | 1283 | 1283 | 1283 |



| | 2023 | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 水电 | 9759 | 9874 | 10359 | 10774 | 10974 |
| 其中：国调外送水电机组 | 4060 | 4060 | 4060 | 4060 | 4060 |
| 风电 | 770 | 870 | 970 | 1070 | 1170 |
| 光伏 | 574 | 874 | 1174 | 1474 | 1774 |
| 有效容量供应能力（万千瓦） | | | | | |
| 外电入川最大能力 | 1200 | 1200 | 1600 | 1600 | 1600 |
| 有效容量供应-平水年 | 7617 | 8344 | 9742 | 10324 | 10734 |
| 有效容量供应-枯水年 | 5907 | 6600 | 7852 | 8310 | 8660 |
| 需求端（中性&极端天气情景） | | | | | |
| 最高用电负荷-中性（万千瓦） | 6107 | 6901 | 7334 | 7785 | 8248 |
| 最高用电负荷-极端天气（万千瓦） | 6107 | 6901 | 7983 | 8463 | 8941 |
| YOY-最高负荷（中性） | 3.3% | 13.0% | 6.3% | 6.2% | 5.9% |
| YOY-最高负荷（极端天气） | 3.3% | 13.0% | 15.7% | 15.4% | 14.8% |
| YOY-用电量 | 7.7% | 8.1% | 7.8% | 7.7% | 7.4% |
| 系统备用率-平水 X 中性 | 24.7% | 20.9% | 32.8% | 32.6% | 30.1% |
| 系统备用率-枯水 X 极端天气 | -3.3% | -4.4% | -1.6% | -1.8% | -3.1% |

来源：北极星、国金证券研究所等。极端气候条件下的最大用电负荷=上一年中性情景下的最大用电负荷*（1+ YOY-最大用电负荷（极端气候））。系统备用率=有效容量供应/最高用电负荷-1。标灰单元格为预测值。

四、投资建议

电力市场化还原了电力的商品属性、使价格更真实地反映成本和供需。在成本下行时，供需将为价格提供支撑。受跨省跨区输电通道能力的限制，目前电力仍是区域性的市场、价格取决于区域性的供需。建议关注资产集中布局于电力供需偏紧省区的地方性电力企业，如皖能电力、新集能源、浙能电力、国投电力、申能股份等。

五、风险提示

■ 电力市场化进展不及预期

市场化交易还原了电力的商品属性，使得电价能够更真实地反映成本和供需；并且电力在高频交易中完成价格发现，在现货市场连续运行的地区难以通过行政手段干预电价。但如果电力市场化进展不及预期，则行政干预电价的风险仍然存在。

■ 用电需求不及预期

市场化交易中，电量和电价受供需关系影响较大。用电需求一方面与内外部宏观经济有关，另一方面与天气情况有关。宏观经济疲软，或汛期末水偏丰、夏季东南沿海地区台风偏多、平均气温偏低等因素均会导致用电需求不及预期，进而引发量价风险。

■ 煤价大幅上行风险

煤炭保供稳价政策执行有效，国内煤炭自主供应能力较 2021、2022 年时已有大幅提升。但地缘政治冲突局势恶化或导致国际一次能源价格大幅上行、来自进口的供应量锐减，仍将造成市场煤价大幅波动。虽然火电企业转型后燃料成本在成本结构中的占比下降，但仍是最主要的构成项，业绩对煤价变动的敏感性较高。

■ 容量政策执行力度/容量市场建设进度不及预期

建立煤电容量电价机制是为了适应煤电功能加快转型的需要。但用于计算容量电价标准的固定成本是全国统一的 330 元/KW·年，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方为 50%左右。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。若煤电容量电价补偿比例出现变化，将对火电企业固定成本回收能力不利。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；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，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

| 上海 | 北京 | 深圳 |
|------------------------------------|------------------------------------|---|
| 电话: 021-80234211 | 电话: 010-85950438 | 电话: 0755-86695353 |
| 邮箱: researchsh@gjzq.com.cn | 邮箱: researchbj@gjzq.com.cn | 邮箱: researchsz@gjzq.com.cn |
| 邮编: 201204 | 邮编: 100005 | 邮编: 518000 |
| 地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼 | 地址: 北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧 | 地址: 深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806 |



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究