



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

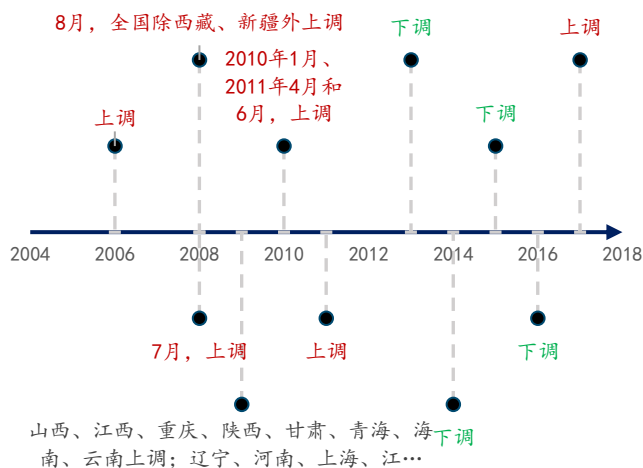


一、2022 年以来新核准的煤电项目情况如何？

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

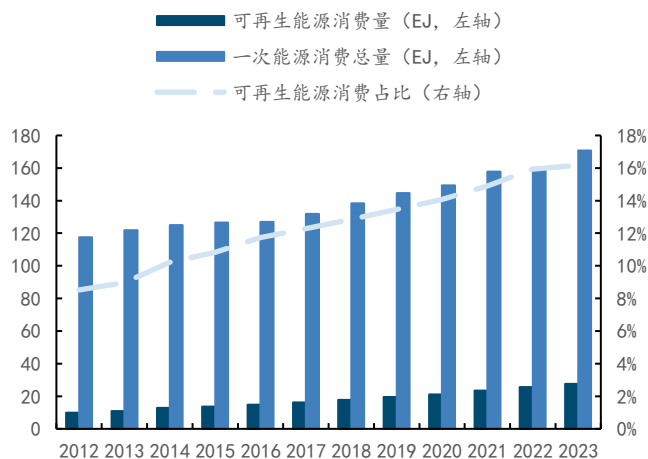
- 2021、2022 年连续两次缺电暴露出能源系统的安全性问题，煤炭和煤电对我国能源安全的保障托底作用得到了重新认识。我们在报告《如何看待当前火电板块的投资机会？》中曾经提到，能源政策是一个典型的多目标决策，因此能源领域存在着“不可能三角”理论，即能源的安全性（供应安全）、清洁性（清洁低碳）、经济性（价格可及）不可兼得。2011~2020 年间在维护用能经济性的同时追求清洁性的提升，由“不可能三角”可知，在此期间能源系统的安全性必然有所下降。
- ✓ 2021 年东北缺电是煤炭供应不足、煤电价格倒挂使得火电厂发电意愿低下造成的低利用小时数“软性缺电”。究其原因，需求端公共卫生事件引发全球供应链受阻，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



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

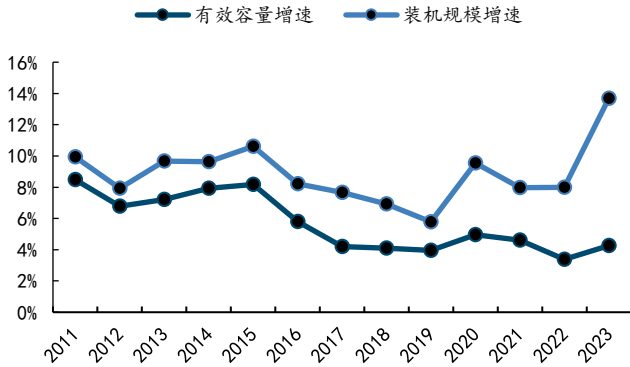
图表2：2012~2020 年间，我国能源消费结构中可再生能源的占比由 8.5% 提升至 14.1%



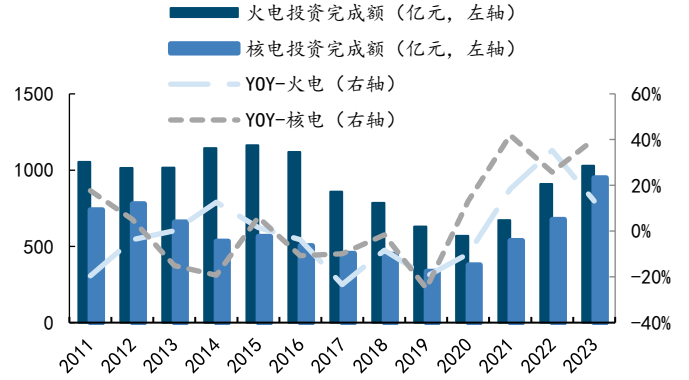
来源：BP《2024 能源统计年鉴》，国金证券研究所



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

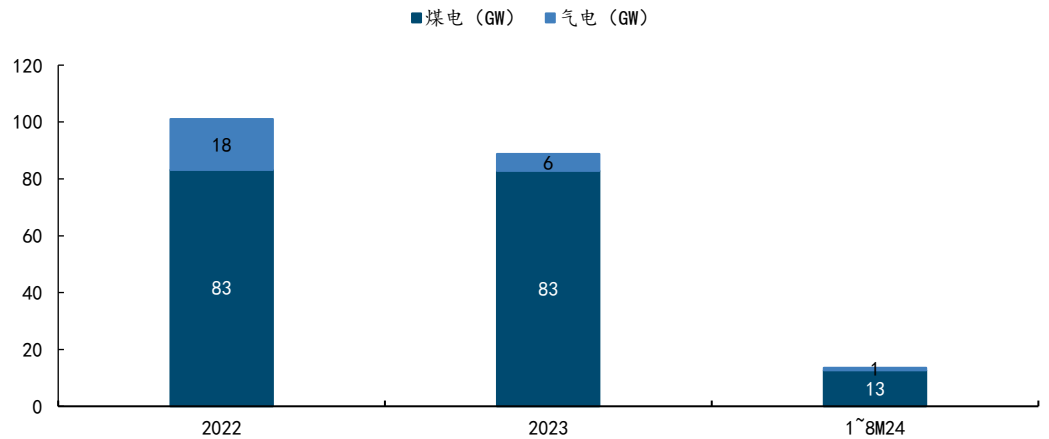


来源: iFind、国金证券研究所

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



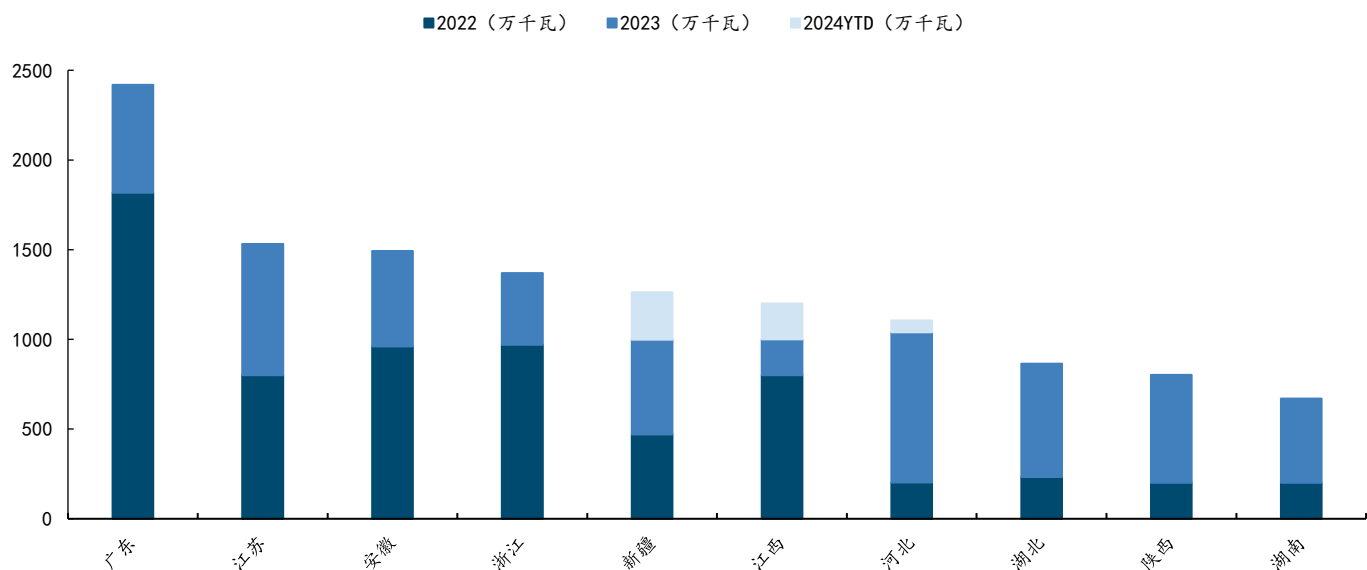
来源: 北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

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。



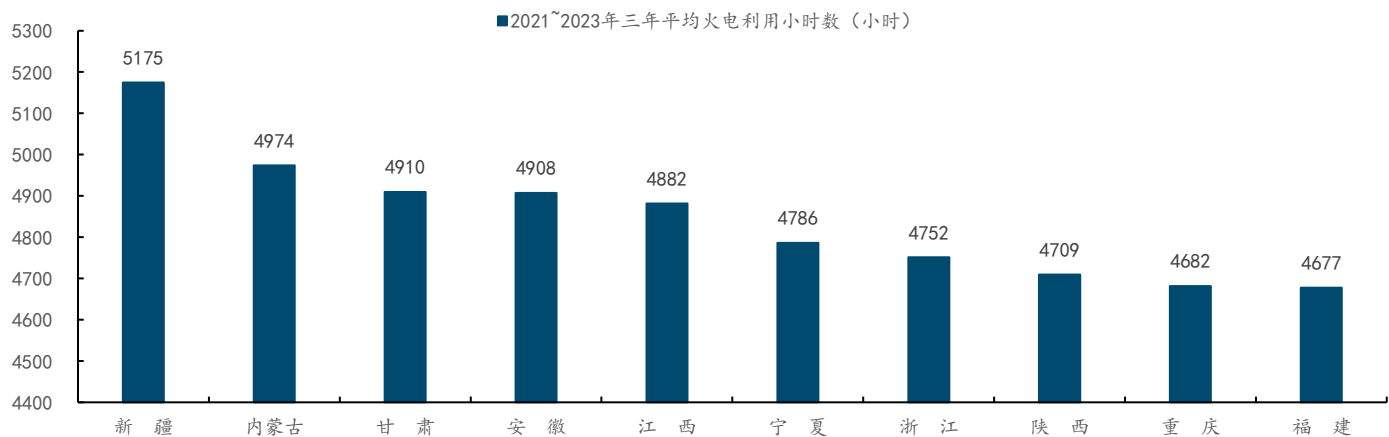
图表6: 2022年以来合计新核准煤电项目装机规模前5的省份依次为广东、安徽、江苏、浙江、新疆



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。

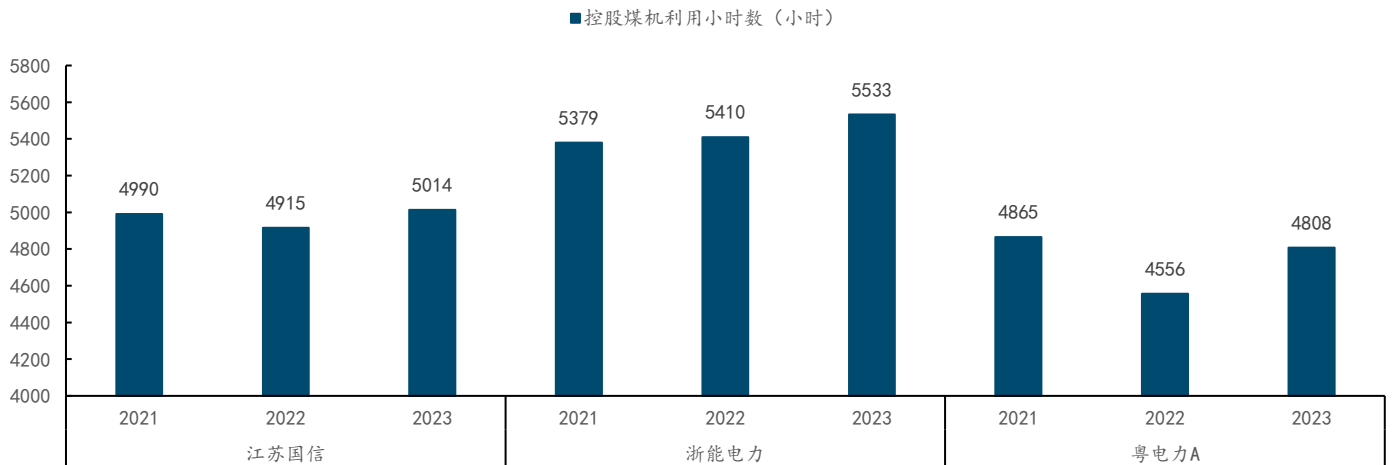
图表7: 2021~2023年平均火电利用小时数排名前5的省份依次为新疆、内蒙、甘肃、安徽、江西



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

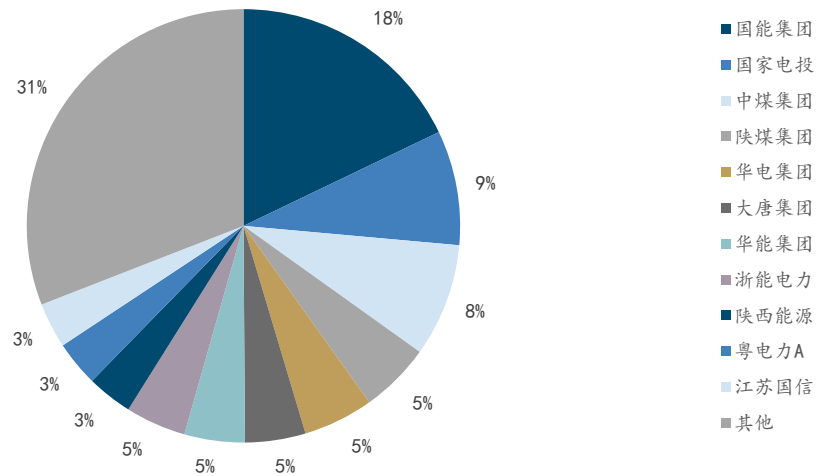
- 据我们不完全统计, 剔除以供热功能为主、项目规模 30 万千瓦以下小机组后, 2022 年以来全国共计核准火电机组 2.03 亿千瓦, 其中煤机约 1.79 亿千瓦。分投资主体看, 国能集团旗下各家企业以总计约 32GW 的规模位列第一, 占新核准煤电项目总规模的约 18%; 国家电投集团和中煤集团新增核准煤电装机规模均超过了 15GW, 在新核准煤电项目中分别占比约 9% 和 8%; 陕煤集团和华电集团以超 9GW 的核准规模量位列第三梯队; 大唐集团、华能集团以及浙能电力均以 8GW 的核准规模量居第四梯队。
- ✓ 国能、中煤、陕煤集团内煤炭资源丰富、可实现煤电一体化经营。因此在电价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）

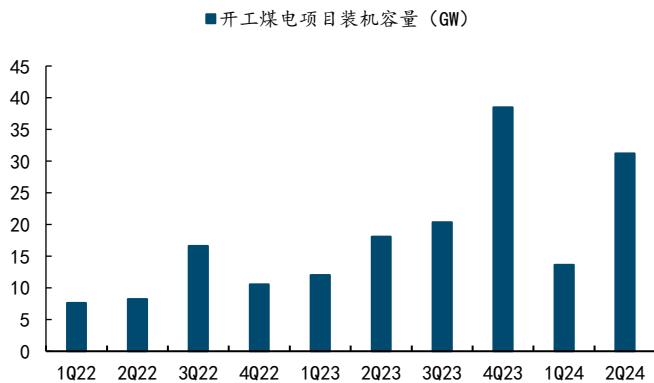


来源：北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

二、24~26年预计每年将投产多少火电装机？

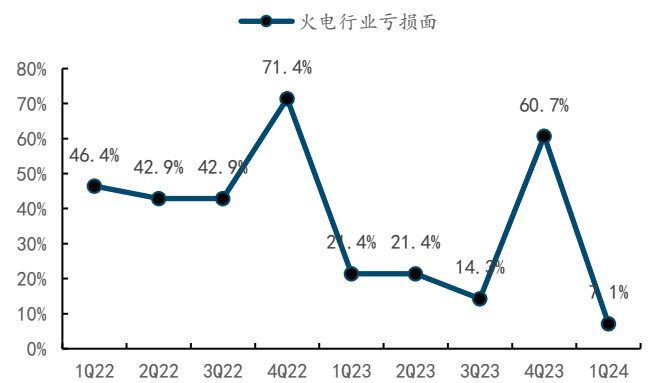
- 据我们不完全统计，2022年以来累计开工的火电项目装机规模已达约2.31亿千瓦，其中包括约1.81亿千瓦单体项目规模30万千瓦以上的煤电，以及约49GW的气电。
- ✓ 新开工煤电项目规模分季度来看，3Q22在极端高温和干旱天气造成的“缺电”背景下迎来一次“保供”社会责任驱使下的煤电项目开工小高峰后，由于4Q22市场煤价仍然居高不下导致火电行业经营普遍承压，火电企业主观建设积极性不足，4Q22煤电项目开工量再次回落。
- ✓ 2023年年初以来市场煤价持续回落，带来火电企业对于煤电项目的短期投资收益预期改善，1Q23或受春节假期和公共卫生事件影响，开工量尚未表现出明显反应，直至2Q23迎来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



来源：北极星、各地方发改委官网、国金证券研究所等

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



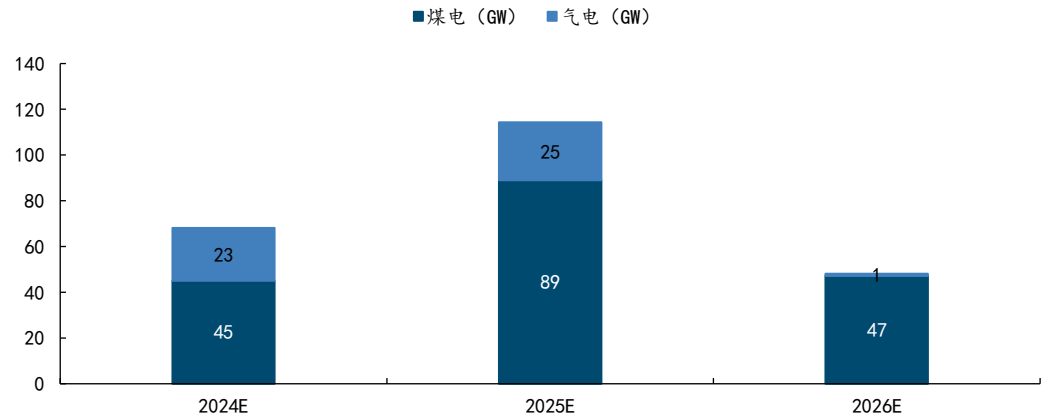
来源：iFind、国金证券研究所。注：火电行业亏损面=扣非归母净利润小于0的申万火力发电行业企业数量/火电行业企业总量。4Q23火电行业亏损面环比大幅提升主因上市火电企业集中计提大额资产减值。

- 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。

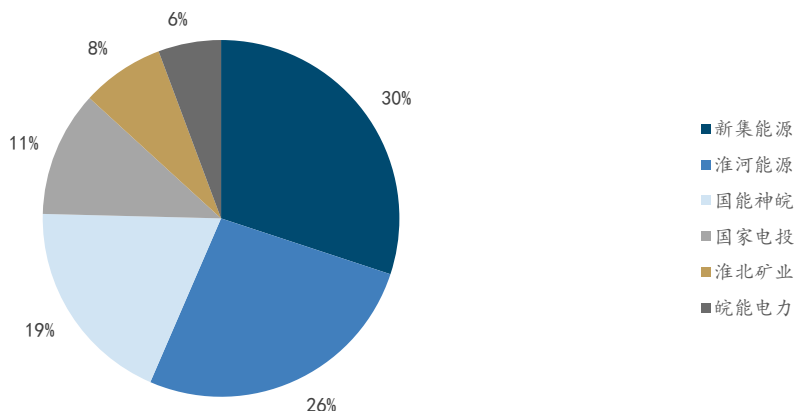
图表13: 2023 年安徽省电力有效容量供应约 58GW

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
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



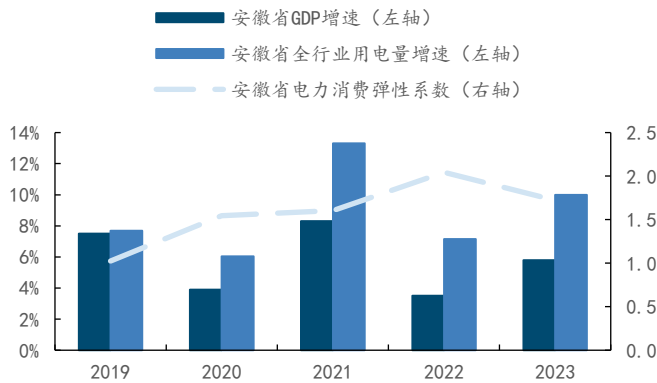
来源：北极星、国金证券研究所等。

- 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。



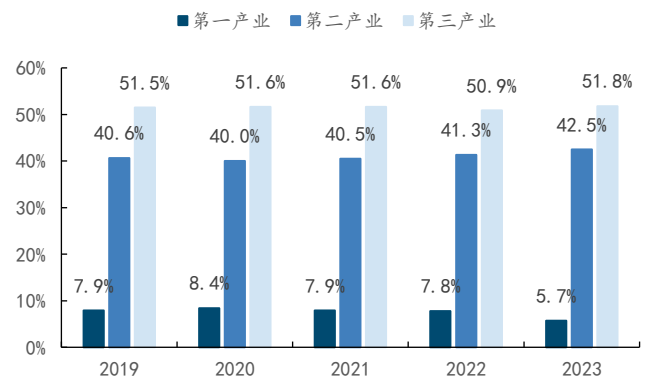
- ③ 不同制造业之间用电负荷的季节性特征也有所不同。国网福建与厦门大学合作发布的《面向夏季高温的多城市行业级负荷画像与降温负荷测算》研究发现，厦门市多数高耗能行业负荷与气温的相关性不显著（即相关系数小于0.3），而高新技术产业和轻工业用电负荷与气温的相关性相对较高；泉州是以制造业为主导产业的城市，负荷与气温相关系数大于0.5的产业有化学纤维制造业和食品制造业。也即工业结构偏重的地区往往总体负荷曲线平缓、用电量增速通常高于最大用电负荷增速；而工业结构偏轻的地区总体负荷曲线会呈现出明显季节性特征、最大用电负荷增速高于用电量增速。
- ✓ 考虑到安徽省高技术产业景气发展带动上游高耗能行业产品需求提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



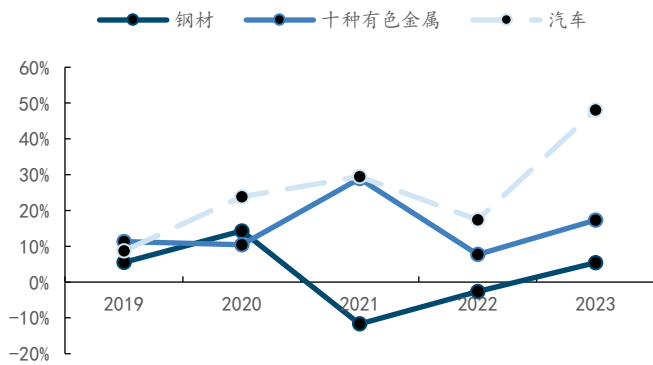
来源：iFind、国金证券研究所

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



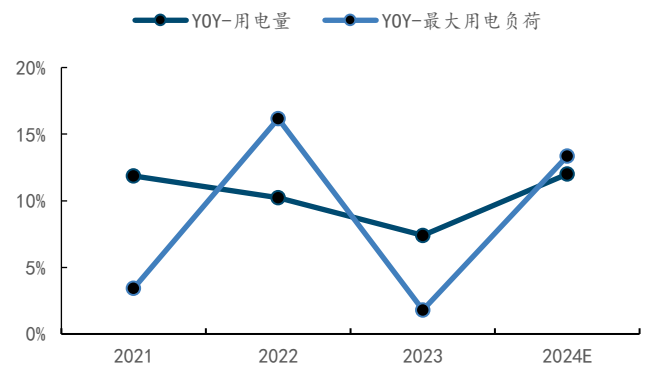
来源：iFind、国金证券研究所

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

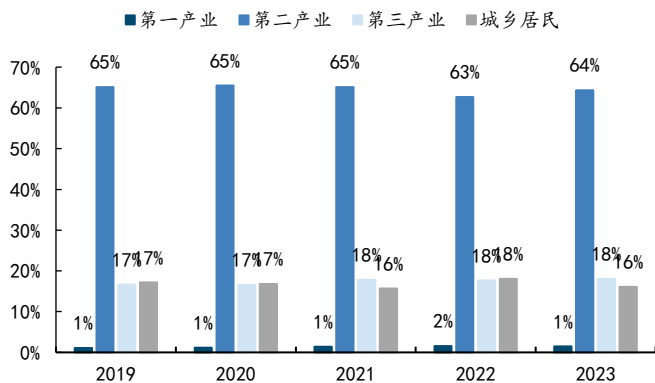
图表18：2021~2023年安徽省最大负荷平均增速为全社会用电量平均增速的0.73



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。

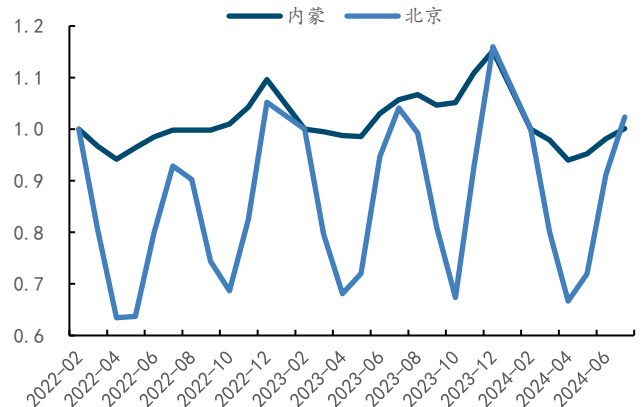


图表19: 安徽省二产用电量占比维持在6成以上



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)					

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/377103035106006162>