



信达证券
CINDA SECURITIES

Research and
Development Center

火电同比增速回升，多省“136”号文政策出台

—电力行业7月月报

2025年9月16日

证券研究报告

行业研究

行业月报

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

李春驰 电力公用行业联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 011-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

邢秦浩 电力公用分析师
执业编号: S1500524080001
联系电话: 010-83326712
邮箱: xingqin hao@cindasc.com

唐婵玉 电力公用分析师
执业编号: S1500525050001
邮箱: tangchanyu@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲 127 号金隅大厦 B 座
邮编: 100031

电力月报：火电同比增速回升，多省“136”号文政策出台

2025 年 9 月 16 日

本期内容提要：

- **月度专题点评：黑贵云鄂陕浙青七地衔接机制落地，东部西部省份保障力度分化。**1) 核心要点：七地出台衔接机制，存量增量保障力度均出现明显分化。黑龙江存量电量电价衔接现有规模，增量项目保障 12 年。贵州存量电量保障集中式 80% 分布式 100%，增量电量保障 77%、年限保障 12 年。云南存量保护按并网时间有所区别，2021-2025 年 5 月投产的存量项目机制电量占比范围跨度较大；增量项目仅给予 12 年的机制保障期限。湖北：存量集中式新能源机制电量比例上限为 12.5%。分布式新能源机制电量比例上限为 80%，增量期限较短。陕西存量保护较好，但增量机制电量仅覆盖增量项目年度上网电量的 50%，执行期限仅为 10 年。浙江存量电量保障 90%，增量执行期限仅为 8~12 年。青海对存量项目保护类似于甘肃，平价项目需集体平分一定额度的电量，且机制电价低于燃煤基准价。2) 未来展望：仍需静待机制电价细则持续落地，利好交易策略与预测服务。目前各地机制电价情况与纳入机制的电量情况目前尚不清晰，且增量项目机制电价需通过竞价决定，竞价结果的不确定性也将影响到后续新能源投资积极性。短期内新能源投资积极性与投资节奏或在收益前景不清晰的背景下受到冲击。对电力交易策略和预测的要求有望持续提升，相关服务商有望持续受益。
- **月度板块及重点上市公司表现：**8 月电力及公用事业板块上涨 2.5%，表现劣于大盘；8 月沪深 300 上涨 10.3% 到 4496.76；涨幅前三的行业分别是通信(34.4%)、电子(24.8%)、综合(21.9%)。
- **月度电力需求情况分析：7 月电力消费增速环比大幅增长。**2025 年 7 月，全社会用电同比增长 8.60%。分行业：分行业用电增速环比全面增长，一产居民用电环比涨幅可观：2025 年 7 月，一、二、三产业用电量同比增速分别为 +20.20%、+4.70%、+10.70%，居民用电量同比增长 18.00%。分板块：四大板块用电增速环比均出现改善。分子行业看，高技术装备制造板块中用电量占比前三的为计算机通信设备制造业、金属制品业和电气机械制造业。消费板块中占比前三的为批发和零售业、交通运输、仓储及邮政业和房地产业。六大高耗能板块中占比前三的为电力热力生产及供应业、有色金属冶炼及压延业和黑色金属冶炼及压延加工业。分地区来看，东部沿海省份用电量领先，中西部省份用电增速领先。弹性系数方面，2025 年二季度电力消费弹性系数为 0.921。



- **月度电力生产情况分析：**整体发电量环比回升，火电发电量持续正增长。2025 年 7 月份，全国发电量增长 3.10%。分机组类型看，火电电量同比增长 4.30%；水电电量同比下降 9.80%；核电电量同比上涨 8.30%；风电电量同比增长 5.50%；太阳能电量同比上涨 28.70%。**新增装机方面**，2025 年 6 月全国新增装机 3148 万千瓦，其中新增火电装机 1620 万千瓦，新增水电装机 196 万千瓦，新增风电装机 228 万千瓦，新增光伏装机 1104 万千瓦。**发电设备利用方面**，2025 年 7 月全国发电设备平均利用小时数 1806 小时。其中，火电平均利用小时 2367 小时；水电平均利用小时数 1772 小时；核电平均利用小时数 4586 小时；风电平均利用小时数 1229 小时；光伏平均利用小时数 678 小时。**煤炭库存情况、日耗情况及三峡出库情况方面**，截至 9 月 4 日，内陆煤炭库存周环比下降，日耗周环比下降；沿海煤炭库存周环比下降，日耗周环比上升。截至 9 月 11 日，三峡水位同比环比上升。
- **月度电力市场数据分析：**9 月代理购电均价环比持续下行。9 月，全国平均的电网公司月度代理购电价格为 374.50 元/MWh，相较燃煤基准价上浮 1.49%；代理购电价格环比下降 2.51%，同比下降 5.33%。
- **行业新闻：**（1）山西：竞价上下限 0.199~0.332 元/度；（2）黑龙江 136 号文承接文件征求意见——存量基准电价 0.374 元/kWh，增量执行期限暂定为 12 年；（3）云南 136 号文印发——存量风、光机制比例 45%~100%，增量期限 12 年。
- **投资建议：**我们认为，国内历经多轮电力供需矛盾紧张之后，电力板块有望迎来盈利改善和价值重估。虽然随着 2022 年火电装机核准潮逐步落地，电力供需矛盾趋于缓和，但部分经济较为发达的区域仍存在区域性供需缺口。在当前新能源装机持续快速增长，相关能源政策依然重点强调安全保供的态势下，煤电顶峰价值有望持续凸显。展望未来，双碳目标下的新型电力系统建设，或将持续依赖系统调节手段的丰富和投入；容量电价机制正式出台明确煤电基石地位，电力现货市场和辅助服务市场机制有望持续推广，因而在电力市场化改革的持续推进下，电价有望实现稳中上涨。此外，伴随着发改委加大电煤长协保供力度，电煤长协实际履约率有望边际上升，我们判断煤电企业的成本端较为可控；同时煤电一体化企业依靠自有煤炭或高比例煤炭长协兑现的优势，有望在稳利润同时实现业绩增长。展望未来，我们认为电力运营商的业绩有望大幅改善。电力运营商有望受益标的：1）煤电一体化公司：新集能源、陕西能源、淮河能源等；2）全国性煤电龙头：国电电力、华能国际、华电国际等；3）电力供应偏紧的区域龙头：皖能电力、浙能电力、申能股份、粤电力 A等；4）水电运营商：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电；5）设备制造商和灵活性改造有望受益标的：东方电气、青达环保、华光环能等。
- **风险因素：**宏观经济下滑导致用电量增速不及预期，电力市场化改革推进缓慢，电煤长协保供政策的执行力度不及预期。

目录

月度专题：黑贵云鄂陕浙青七地衔接机制落地，东部西部省份保障力度分化	6
月度板块及重点上市公司股价表现	8
月度电力需求情况分析	9
月度电力供应情况分析	13
电力市场月度数据	21
8月行业重要新闻	22
投资建议及行业主要上市公司估值表	23
风险因素	25

表目录

表 1：电力行业主要公司估值表	24
-----------------------	----

图目录

图 1：各行业板块表现（%，截止至 8 月 31 日）	8
图 2：电力板块各重点上市公司表现（%，截止至 8 月 31 日）	8
图 3：全社会分月用电量对比（亿千瓦时）	9
图 4：全社会分月用电量同比增速对比（%）	9
图 5：一产分月用电量同比增速情况（%）	9
图 6：二产分月用电量同比增速情况（%）	9
图 7：三产分月用电量同比增速情况（%）	10
图 8：城乡居民分月用电量同比增速情况（%）	10
图 9：制造业分月用电量同比增速情况（%）	10
图 10：高技术装备制造业分月用电量同比增速情况（%）	10
图 11：消费分月用电量同比增速情况（%）	10
图 12：六大高耗能产业分月用电量同比增速情况（%）	10
图 13：高技术装备子行业用电占比和新增贡献率（%）	11
图 14：消费板块子行业用电占比和新增贡献率（%）	11
图 15：六大高耗能板块子行业占比和新增贡献率（%）	12
图 16：分地区 2025 年 7 月当月用电量及增速情况	12
图 17：分地区 2025 年 1-7 月累计用电量及增速情况	12
图 18：电力消费弹性系数情况	13
图 19：全国发电量累计情况	14
图 20：全国发电量分月情况	14
图 21：火电发电量累计情况	14
图 22：火电发电量分月情况	14
图 23：水电发电量累计情况	14
图 24：水电发电量分月情况	14
图 25：核电发电量累计情况	15
图 26：核电发电量分月情况	15
图 27：风电发电量累计情况	15
图 28：风电发电量分月情况	15
图 29：太阳能发电量累计情况	15
图 30：太阳能发电量分月情况	15
图 31：分地区 7 月发电量及增速情况	15
图 32：分地区 1-7 月发电量及增速情况	16
图 33：内陆 17 省区日均耗煤变化情况（万吨）	16
图 34：沿海 8 省区日均耗煤变化情况（万吨）	16
图 35：内陆 17 省区煤炭库存变化情况（万吨）	17
图 36：沿海 8 省区煤炭库存变化情况（万吨）	17
图 37：内陆 17 省区煤炭可用天数变化情况（天）	17
图 38：沿海 8 省区煤炭可用天数变化情况（天）	17
图 39：三峡出库量变化情况（立方米/秒）	17
图 40：新增电源装机分月情况	18
图 41：新增火电装机分月情况	18
图 42：新增风电装机分月情况	18
图 43：新增太阳能装机分月情况	18
图 44：分地区 2025 年 7 月新增装机情况	18

图 45: 分地区 2025 年 1~7 月累计新增装机情况	19
图 46: 发电设备平均利用小时数及同比情况	19
图 47: 火电发电设备平均利用小时数	19
图 48: 水电发电设备平均利用小时数	20
图 49: 核电发电设备平均利用小时数	20
图 50: 风电发电设备平均利用小时数	20
图 51: 光伏发电设备平均利用小时数	20
图 52: 电网公司月度代理购电价格情况 (全国平均, 元/MWh)	21
图 53: 广东电力市场日前现货日度均价情况 (元/MWh)	21
图 54: 广东电力市场实时现货日度均价情况 (元/MWh)	21
图 55: 山西电力市场日前现货日度均价情况 (元/MWh)	22
图 56: 山西电力市场实时现货日度均价情况 (元/MWh)	22
图 57: 山东电力市场日前现货日度均价情况 (元/MWh)	22
图 58: 山东电力市场实时现货日度均价情况 (元/MWh)	22

月度专题：黑贵云鄂陕浙青七地衔接机制落地，东部西部省份保障力度分化

事件：8-9月，黑龙江、贵州、云南、湖北、陕西、浙江、青海等七地相继发布“136”号文的落地政策征求意见稿。“136”号文持续密集落地。

1. 核心要点：七地出台衔接机制，存量增量保障力度均出现明显分化

- 1) **黑龙江：存量电量电价衔接现有规模，增量项目保障 12 年。**8 月 21 日，黑龙江发改委发布关于公开征求《黑龙江省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》意见的公告。黑龙江对存量项目保护到位，基本衔接现有电量电价：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策，规模上限不高于现行保障性收购电量；机制电价按与现行保障性价格政策保持一致（燃煤基准价 0.374 元/千瓦时）；执行期限按存量项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。增量项目部分政策基本落实“136”号文精神，第一年纳入机制电量与现有新能源非市场化比例衔接，但执行期限暂定为 12 年。综合来看，黑龙江对存量项目保护衔接较为到位，但仅给予增量项目 12 年的机制保障期限。
- 2) **贵州：存量电量保障 80%起步，增量电量及年限保障略差。**8 月 25 日，贵州省发改委就《贵州省关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》公开征求意见。贵州对存量项目按照集中式/分布式设定机制比例：110 千伏以下（分布式）项目机制电量比例为 100%，110 千伏及以上（集中式）项目机制电量比例为 80%；机制电价执行燃煤发电基准价 0.3515 元/千瓦时；执行期限按照全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年执行。但其对增量项目的保护差强人意：仅给予增量项目 77%的机制电量比例，且执行期限仅给予 12 年，远低于存量项目的 20 年。综合来看，贵州对存量项目保护尚可，电量保障 80%起步；但增量项目的电量比例和保护年限相对较差。
- 3) **云南：存量保护出现分化，增量同样保护 12 年。**8 月 27 日，云南省发展和改革委员会、云南省能源局、国家能源局云南监管办公室联合印发《云南省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的实施》。云南对存量项目保护出现明显分化：2021 年 1 月 1 日—2023 年 7 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 100%；2023 年 8 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 80%；2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 65%；2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 55%；分布式光伏、分散式风电机制电量为月度电量的 100%。机制电价执行 0.3358 元/千瓦时（云南燃煤基准价），执行期限按各项目全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年确定。但云南对增量项目保护不佳：机制电量按国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况确定；执行期限 12 年。综合来看，云南对存量项目保护出现明显分化，2021-2025 年 5 月投产的存量项目机制电量占比范围跨度较大；增量项目仅给予 12 年的机制保障期限。

- 4) **湖北：存量电量不佳，增量期限较短。**8月28日，湖北省发改委能源局印发《关于印发湖北省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案的通知》。湖北对存量项目电量保护较差：**集中式新能源机制电量比例上限为12.5%。分布式新能源机制电量比例上限为80%**；机制电价执行燃煤基准价0.4161元/千瓦时，且执行年限按照执行至投产满20年对应月份确定。湖北对增量项目保护同样不佳，执行期限仅为12年。综合来看湖北存量项目机制电量保障不佳，增量项目执行期限较短。
- 5) **陕西：存量保护较好，增量电量期限均较差。**9月3日，陕西发改委价格处发布关于公开征求《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》意见的公告。陕西对存量项目保护到位，基本衔接现有电量电价：机制电量规模妥善衔接现行具有保障性质的上网电量规模相关政策；机制电价按煤电基准价0.3545元/千瓦时执行；执行期限按各项目全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年确定。但增量项目机制电价竞价区间被设置为0.18~0.3545元/千瓦时，机制电量仅覆盖增量项目年度上网电量的50%，执行期限仅为10年。综合来看，陕西存量项目保障较好，但增量项目电量和执行期间均折半，保护相对较差。
- 6) **浙江：存量电量尚可，增量保护不佳。**9月3日，浙江发改委发布关于公开征求《浙江省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》及配套实施细则意见的通知。浙江对存量项目电量保护尚可：**统调新能源项目机制电量占比不高于90%**；机制电价执行燃煤基准价0.4153元/千瓦时，且执行年限按照执行至投产满20年对应月份确定。浙江对增量项目保护同样不佳：2025年第一次竞价申报价格上限不高于0.393元/千瓦时，较燃煤基准价下降约2分钱；执行期限仅为8~12年。综合来看浙江存量项目机制电量保障尚可，增量项目价格区间及执行期限保护不佳。
- 7) **青海：存量保障类似甘肃，电量电价期限均较差。**9月8日，青海省发改委发布公开征求《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》意见建议的公告。青海对存量项目保护类似于甘肃，对扶贫、特许经营等特殊项目电量电价保护较为到位，但平价项目需集体平分一定额度的电量：光伏/风电分别按装机容量等比例分配36/5.1亿千瓦时电量。按照青海2020年光伏装机1601万千瓦、风电装机843万千瓦；2025年5月风电1352万千瓦、光伏3893万千瓦计，存量平价项目光伏和风电的保障小时数分别仅为157小时和100小时。机制电价执行0.2277元/千瓦时，低于燃煤基准价0.3127元/千瓦时；同时执行期限仅为12年。综合来看，青海作为西北省份，对存量项目的电量、电价及执行期限保护均较差。

2. 未来展望：仍需静待机制电价细则持续落地，利好交易策略与预测服务

综合目前已经出炉的衔接机制来看，东部地区对新能源机制保护较为到位，而新能源富集的三北地区的衔接机制保护相对较差，且各省之间具体保护细则出现较为明显的分化。就上半年新能源装机来看，增量项目量价的不确定性已经影响到新能源投资积极性，6月单月新能源装机增速已经出现大幅放缓。我们再度重申，鉴于已出台衔接机制的省份具体政策差别较大，未来各地机制电价电量的制定方向值得持续关注，存量项目的收益情况目前仍无法确定，仍需静待各省机制电价细则落地。

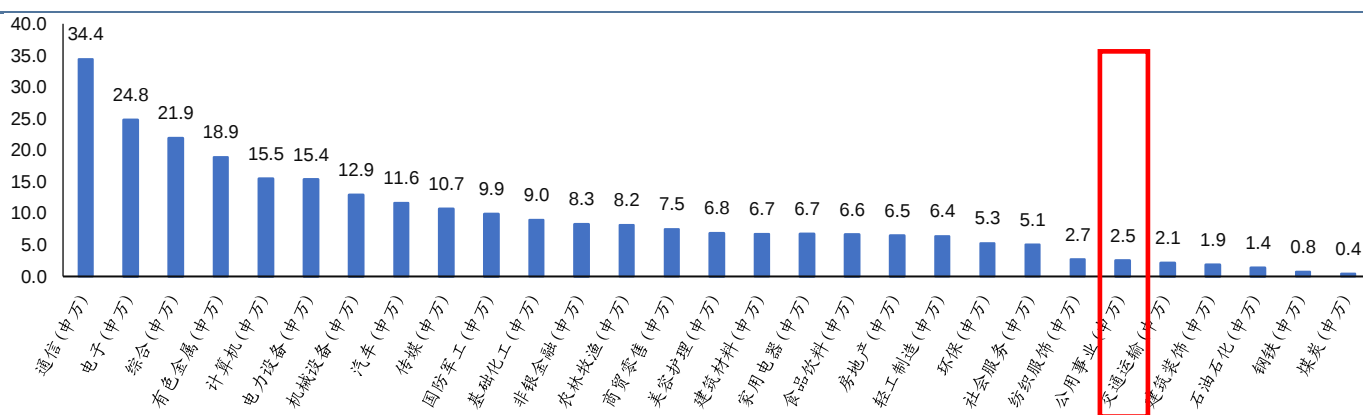
我们再度重申，新能源全面入市直接影响新能源项目收益的确定程度。即便存量项目存在机制电价衔接，但在机制电价与电量存在调整可能的情况下，项目收益情况仍无法明确。

短期内新能源投资积极性与投资节奏或在收益前景不清晰的背景下受到冲击。长期来看，新能源建投热情有望在电力供需相对平稳，电价波动相对平缓的阶段重新恢复。此外，新能源全部入市后市场交易成员趋于多元，交易情况和报价策略将趋于复杂，对电力交易策略和预测的要求有望持续提升，相关服务商有望持续受益。

月度板块及重点上市公司股价表现

8月电力及公用事业板块上涨2.5%，表现劣于大盘；8月沪深300上涨10.3%到4496.76；涨幅前三的行业分别是通信(34.4%)、电子(24.8%)、综合(21.9%)。

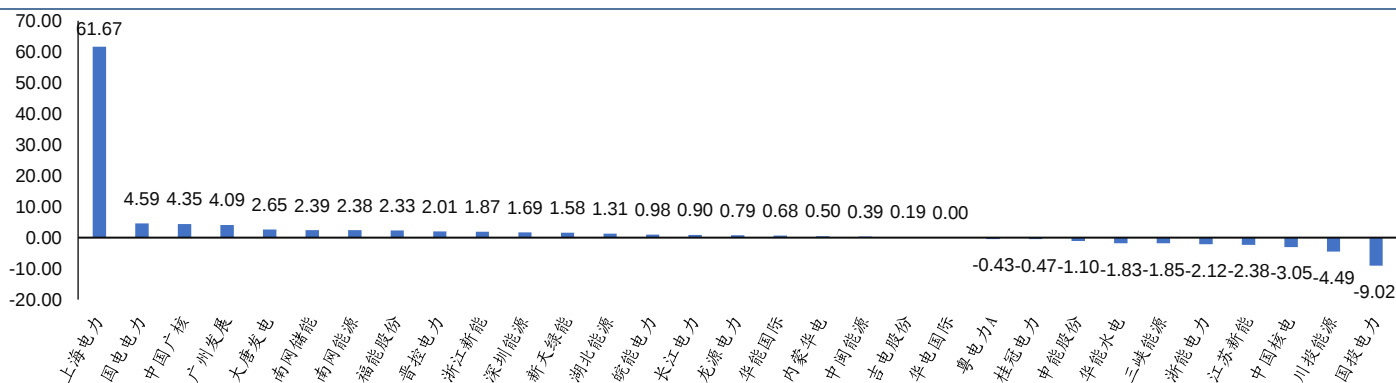
图 1：各行业板块表现（%，截止至 8 月 31 日）



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

8月电力板块重点上市公司中涨幅前三的分别为上海电力(61.67%)、国电电力(4.59%)、中国广核(4.35%)。

图 2：电力板块各重点上市公司表现（%，截止至 8 月 31 日）



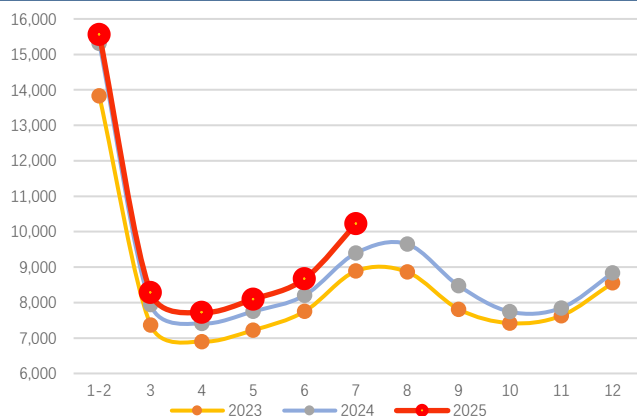
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

月度电力需求情况分析

1. 用电情况：7月电力消费增速环比大幅增长

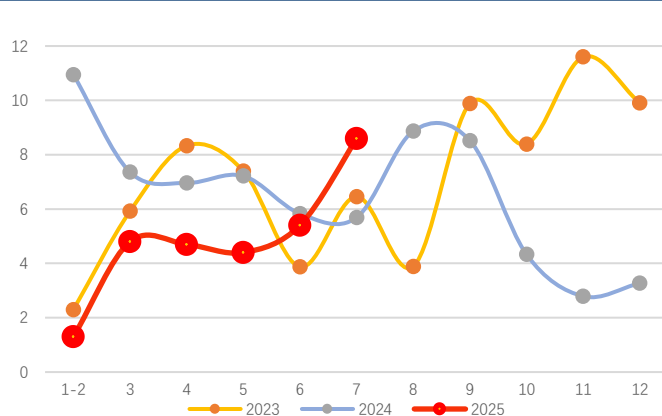
2025年7月份全社会分月用电量10226亿千瓦时，分月同比增长8.60%，涨幅较6月扩大3.20pct。1-7月全社会累计用电量58633亿千瓦时，累计同比增长4.50%，涨幅较6月扩大0.80pct。7月电力消费增速环比大幅增长。

图3：全社会分月用电量对比（亿千瓦时）



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图4：全社会分月用电量同比增速对比（%）

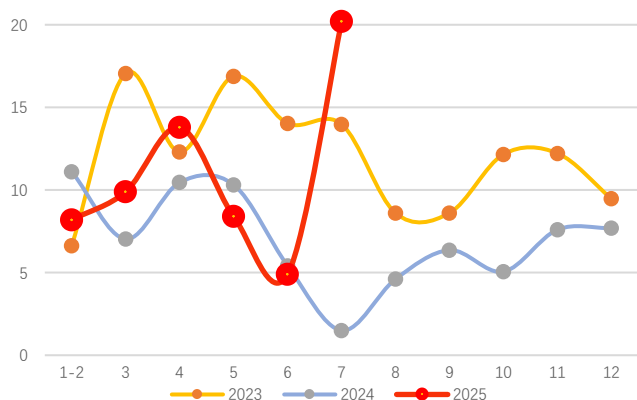


资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

2. 分行业：分行业用电增速环比全面增长，一产居民用电环比涨幅可观

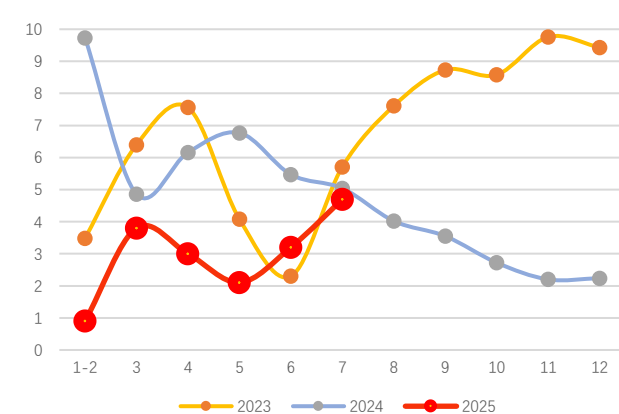
分行业来看，2025年7月一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别为170、5936、2081、2039亿千瓦时，同比变化+20.20%、+4.70%、+10.70%、+18.00%（涨幅较6月变化15.30pct、+1.50pct、+1.70pct和+7.20pct）。7月分行业用电增速环比全面增长，一产居民用电环比涨幅可观。

图5：一产分月用电量同比增速情况（%）

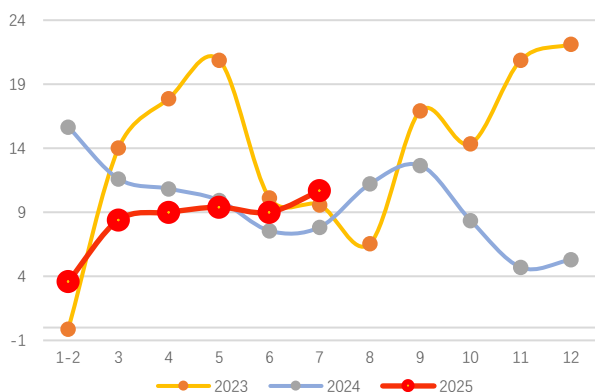


资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图6：二产分月用电量同比增速情况（%）



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 7：三产分月用电量同比增速情况（%）


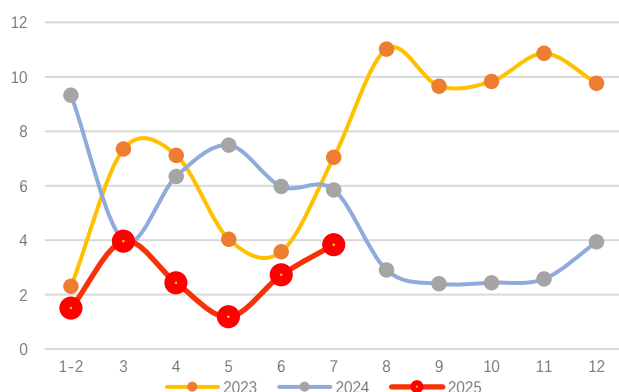
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 8：城乡居民分月用电量同比增速情况（%）

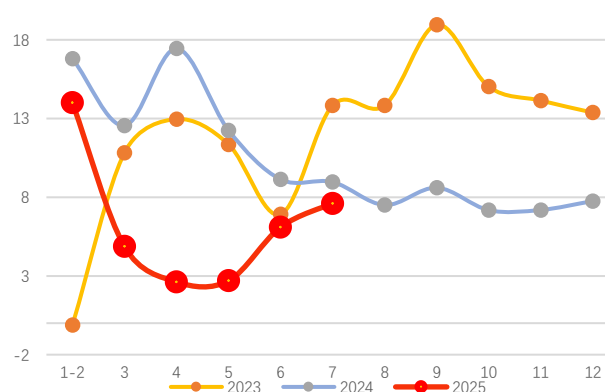

资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

2. 分行业：四大板块用电增速环比均出现改善

分板块来看，2025 年 6 月制造业板块用电持续改善。其中，高技术装备制造业板块（包含汽车制造业，计算机、通信和其他电子设备制造业，医药制造业，金属制品业，通用设备制造业，专用设备制造业，电气机械和器材制造业，仪器仪表制造业，铁路、船舶、航空航天和其他运输设备制造业）、高耗能板块（包括黑色金属冶炼及压延加工业，有色金属冶炼及压延加工业，化学原料及化学制品制造业，非金属矿物制品业，石油、煤炭及其他燃料加工业，电力、热力的生产和供应业）和消费板块（包含交通运输、仓储、邮政业，信息传输、软件和信息技术服务业，批发和零售业，住宿和餐饮业，金融业，房地产业）的电力消费同比增速环比均出现改善。

图 9：制造业分月用电量同比增速情况（%）


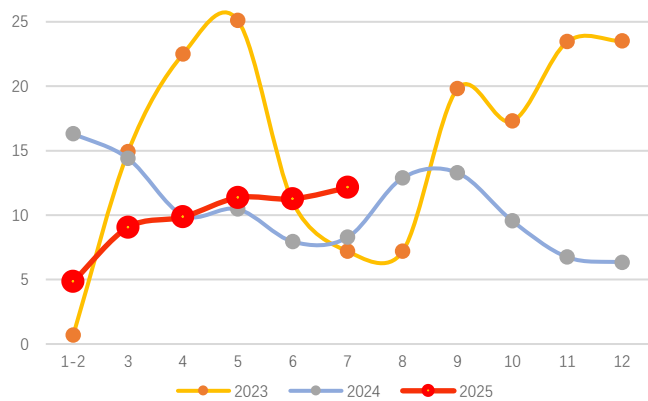
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 10：高技术装备制造业分月用电量同比增速情况（%）


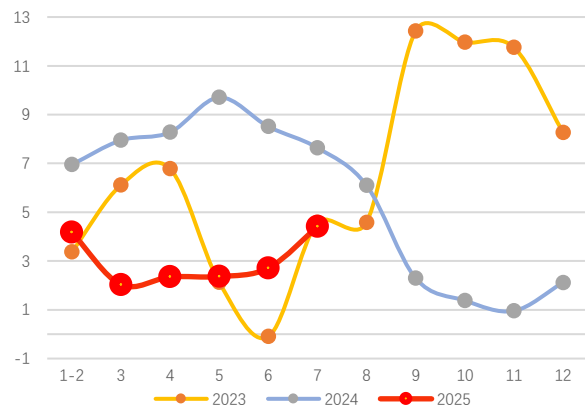
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 11：消费分月用电量同比增速情况（%）

图 12：六大高耗能产业分月用电量同比增速情况（%）

资料来源: Wind, 信达证券研发中心

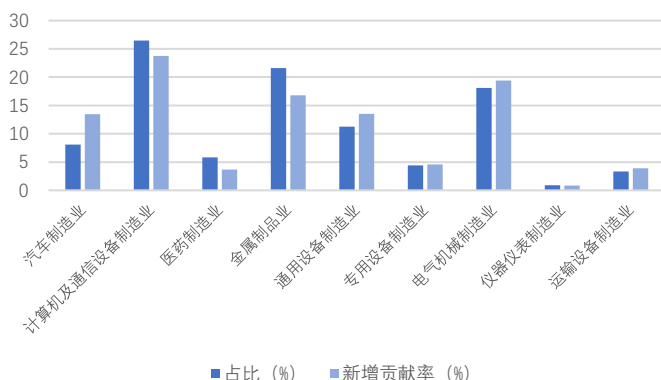


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

分板块看, 制造业板块用电量 4419.75 亿千瓦时, 2025 年 7 月同比增长 3.83% (涨幅较 6 月扩大 1.11pct); 高技术装备制造板块用电量 1119.77 亿千瓦时, 2025 年 7 月同比增长 7.60% (涨幅较 5 月扩大 1.50pct); 六大高耗能板块用电量 3559.64 亿千瓦时, 2025 年 7 月同比增长 4.42% (涨幅较 6 月扩大 1.71pct); 消费板块用电量 1347.12 亿千瓦时, 2025 年 7 月同比增长 12.14% (涨幅较 6 月扩大 0.88pct)。

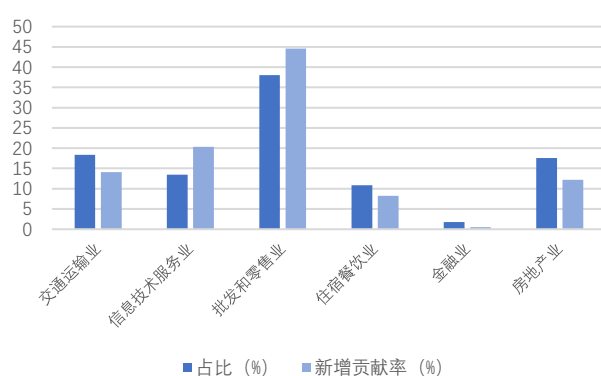
分子行业看, 高技术装备制造板块中用电量占比前三的为计算机通信设备制造业 (26.49%)、金属制品业 (21.62%) 和电气机械制造业 (18.08%), 新增用电贡献率排名前三的为计算机通信设备制造业 (23.79%)、通用设备制造业 (19.43%) 和金属制品业 (16.79%)。消费板块中占比前三的为批发和零售业 (37.99%)、交通运输、仓储及邮政业 (18.39%) 和房地产业 (17.53%), 新增用电贡献率排名前三的为批发和零售业 (44.56%)、信息技术服务业 (20.36%) 和交通运输、仓储及邮政业 (14.10%)。六大高耗能板块中占比前三的为电力热力生产及供应业 (33.65%)、有色金属冶炼及压延业 (20.00%) 和黑色金属冶炼及压延加工业 (15.81%), 新增用电贡献率排名前三的为电力热力生产及供应业 (76.87%)、化学相关制造业 (13.57%) 和石油、煤炭及其他燃料加工业 (7.37%)。

图 13: 高技术装备子行业用电占比和新增贡献率 (%)



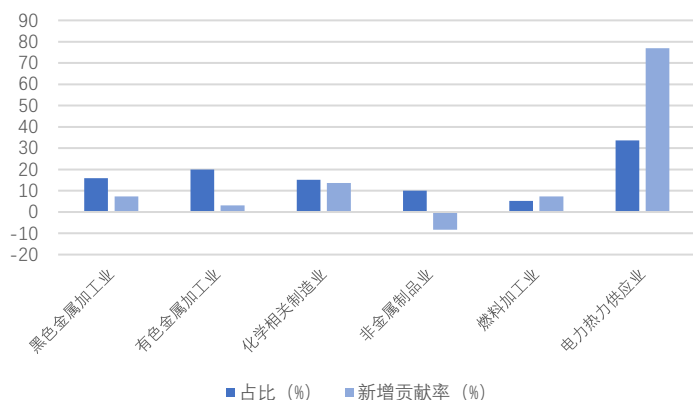
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 14: 消费板块子行业用电占比和新增贡献率 (%)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 15: 六大高耗能板块子行业占比和新增贡献率 (%)



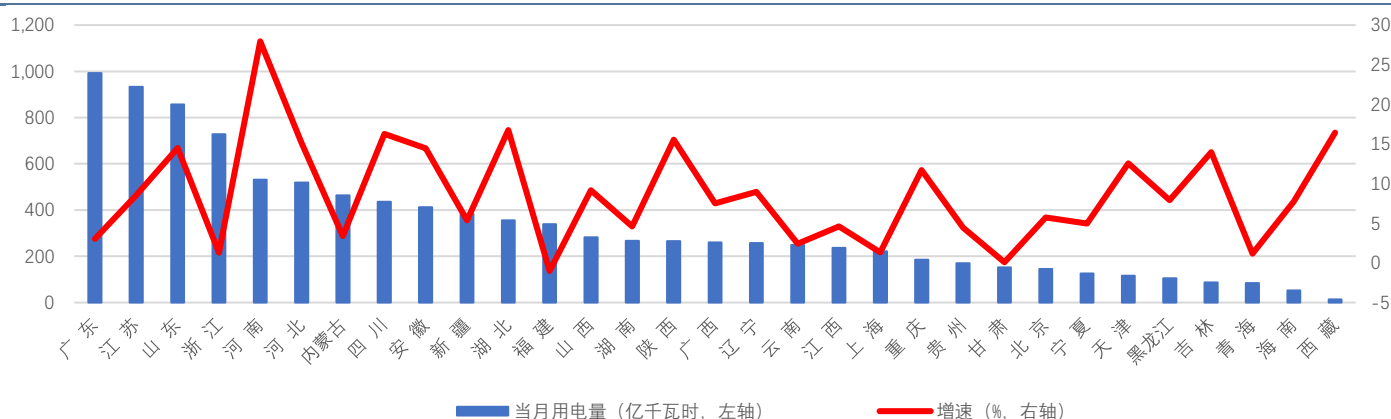
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

4. 分地区: 东部沿海省份用电量领先, 中西部省份用电增速领先

分地区来看, 7 月份全社会用电量排名前五的省份分别为广东 (992.80 亿千瓦时)、江苏 (932.98 亿千瓦时)、山东 (856.08 亿千瓦时)、浙江 (727.92 亿千瓦时)、河南 (531.73 亿千瓦时), 均为沿海省份。全社会用电量增速前五的省份分别为: 河南 (27.95%)、湖北 (16.76%)、西藏 (16.45%)、四川 (16.26%)、陕西 (15.56%)。从数量上看, 增速前五省份大部分为中西部省份。

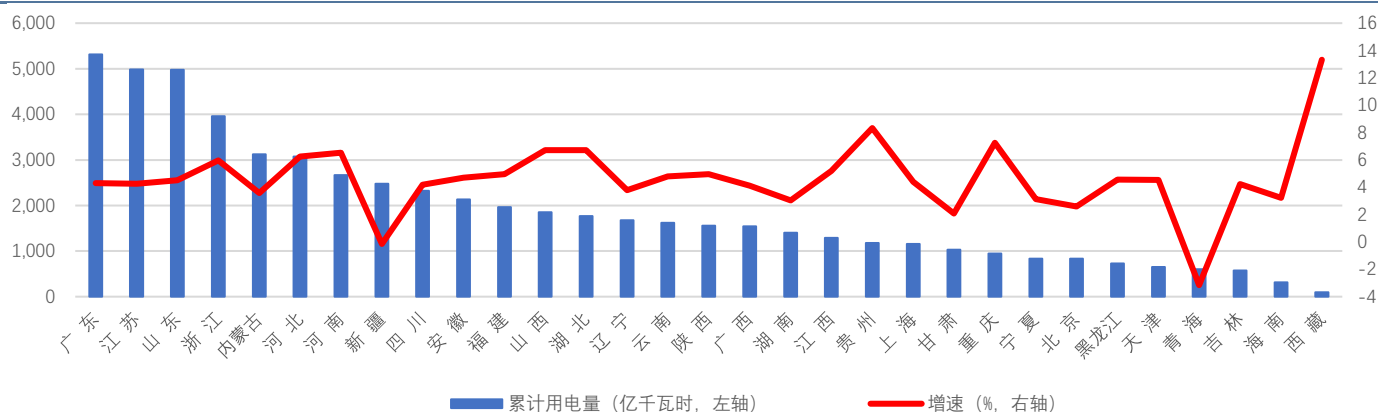
分地区来看, 1-7 月份全社会用电量排名前五的省份分别为广东 (5315.21 亿千瓦时)、江苏 (4985.98 亿千瓦时)、山东 (4973.81 亿千瓦时)、浙江 (3960.58 亿千瓦时)、内蒙古 (3121.51 亿千瓦时), 大部分为沿海省份。全社会用电量增速前五的省份分别为: 西藏 (13.33%)、贵州 (8.36%)、重庆 (7.25%)、山西 (6.72%)、湖北 (6.72%)。从数量上看, 增速前五省份大部分为中西部省份。

图 16: 分地区 2025 年 7 月当月用电量及增速情况



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

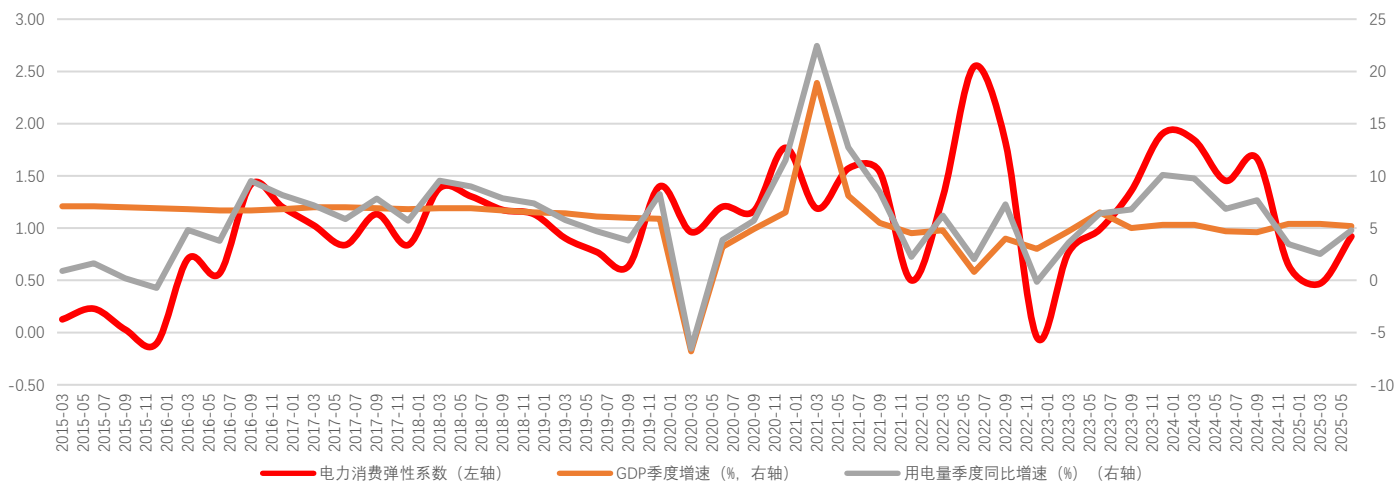
图 17: 分地区 2025 年 1-7 月累计用电量及增速情况



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

电力消费弹性系数方面，2025 年二季度我国 GDP 增速 5.20%，用电量增速 4.79%，弹性系数为 0.921，较上季上涨 0.453。

图 18: 电力消费弹性系数情况



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

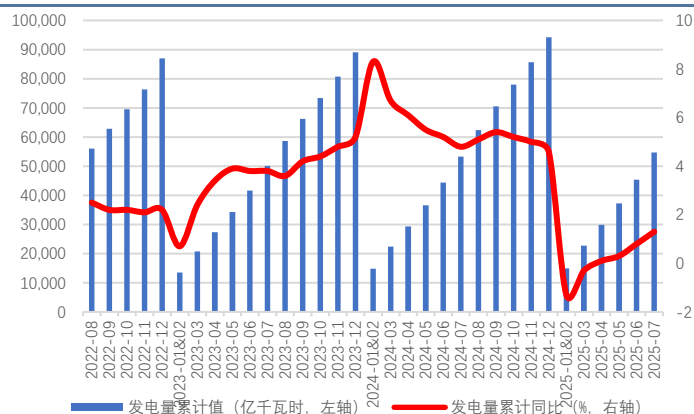
月度电力供应情况分析

1. 发电情况：发电量同比持续回升，火电电量单月同比创新高。2025 年 7 月全社会发电量 9267 亿千瓦时，同比增长 3.10%，涨幅较 6 月扩大 1.40pct。分电源类型看，火电发电量 6020 亿千瓦时，同比增长 4.30%，涨幅较 6 月扩大 3.20pct；水电发电量 1514 亿千瓦时，同比下降 9.80%，同比增速较 6 月收窄 5.80pct；核电发电量 430 千瓦时，同比上涨 8.30%，涨幅较 6 月下降 2.00pct；风电发电量 744 亿千瓦时（6MW 以上电站），同比增长 5.50%，同比涨幅较 6 月扩大 2.30pct；太阳能发电量 559 亿千瓦时（6MW 以上电站），同比上涨 28.70%，同比涨幅相较于 6 月扩大 10.40pct。7 月发电量同比持续回升，火电电量单月同比创新高。

2025 年 1-7 月全社会累计发电量 54703 亿千瓦时，同比增长 1.30%，同比增速较 1-6 月增长 0.50pct。分电源类型看，火电发电量 35440 亿千瓦时，同比下降 1.30%，同比增速较 1-6 月上升 1.10pct；水电发电量 6910 亿千瓦时，同比下降 4.50%，同比增速较 1-6 月下降 1.60pct；核电发电量 2793 亿千瓦时，同比上涨 10.80%，涨幅较 1-6 月收窄 0.50pct；

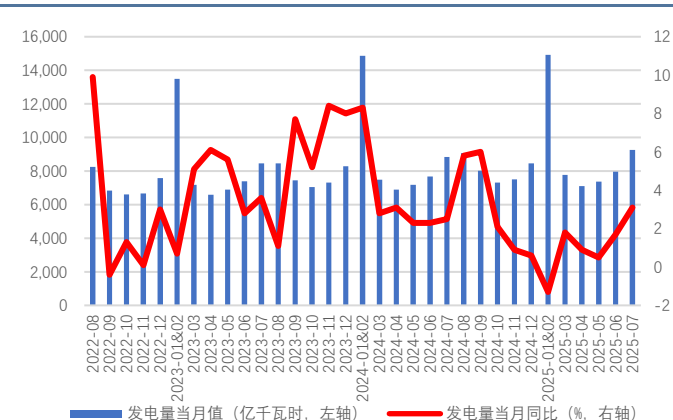
风电发电量 6291 亿千瓦时（6MW 以上电站），同比增长 10.40%，同比涨幅较 1-6 月收窄 0.20pct；太阳能发电量 2105 亿千瓦时（6MW 以上电站），同比上涨 22.70%，同比涨幅相较于 1-6 月扩大 2.70pct。

图 19：全国发电量累计情况



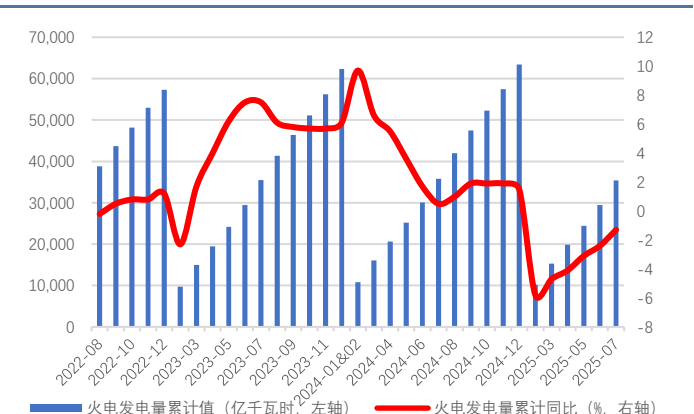
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 20：全国发电量分月情况



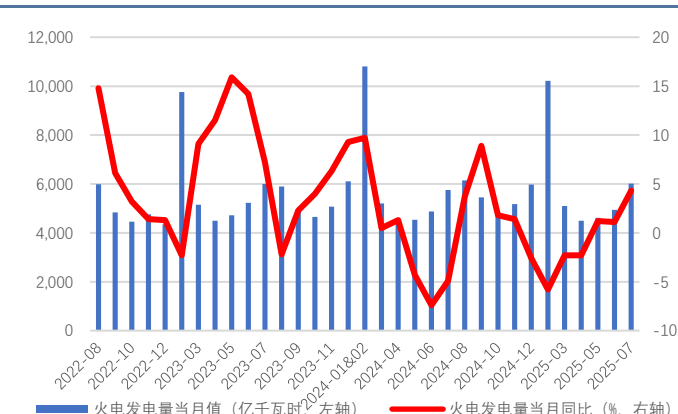
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 21：火电发电量累计情况



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 22：火电发电量分月情况



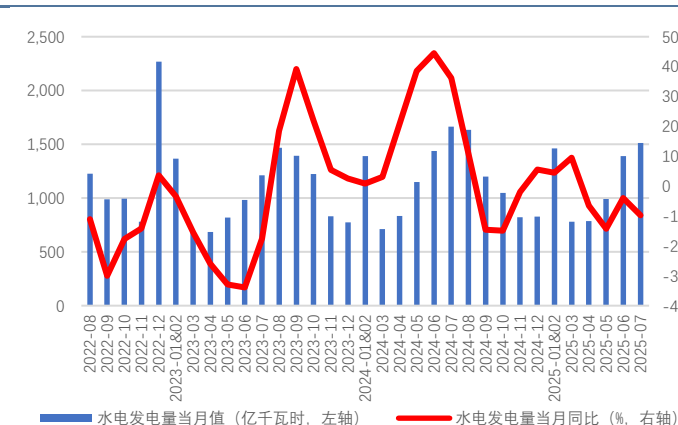
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 23：水电发电量累计情况

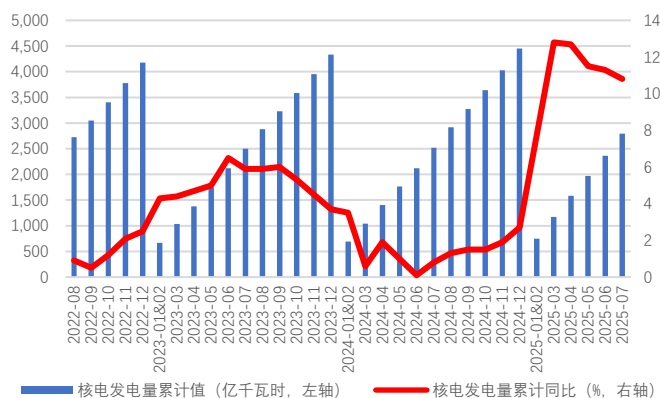


资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

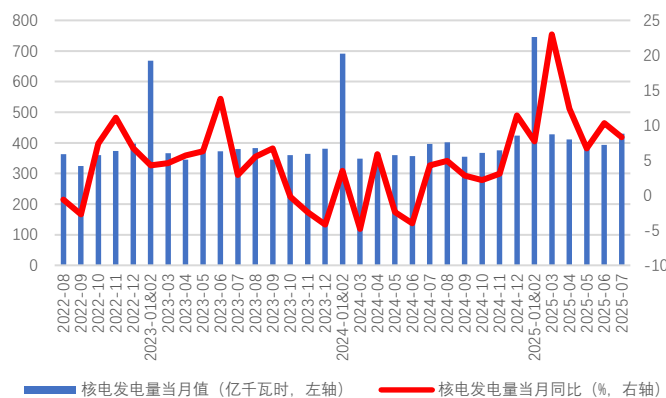
图 24：水电发电量分月情况



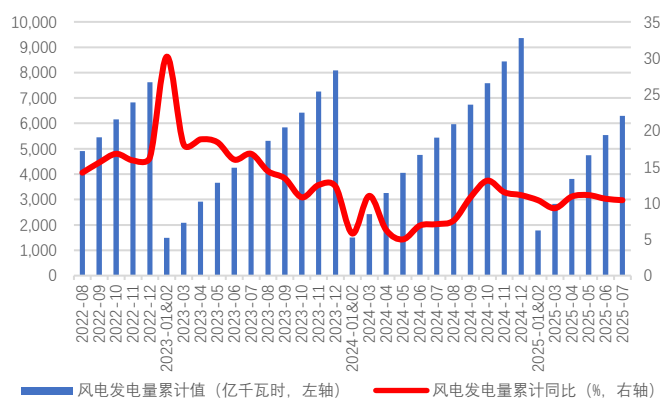
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 25：核电发电量累计情况


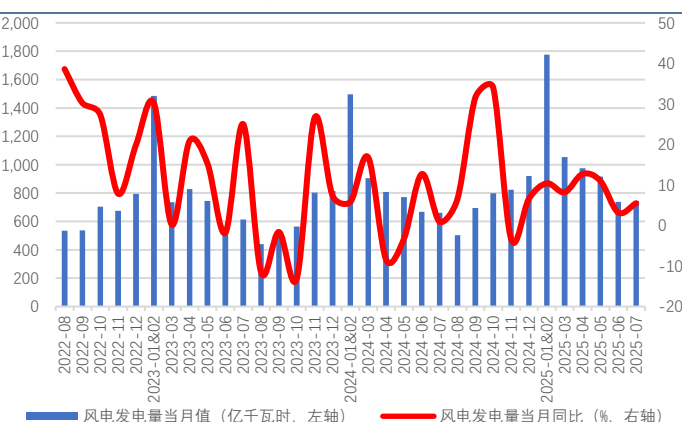
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 26：核电发电量分月情况


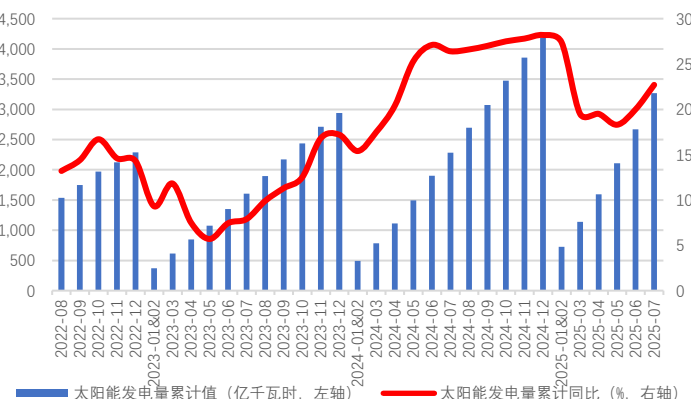
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 27：风电发电量累计情况


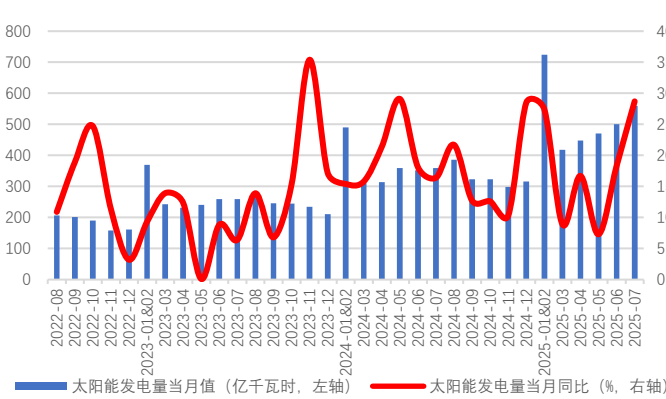
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 28：风电发电量分月情况


资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

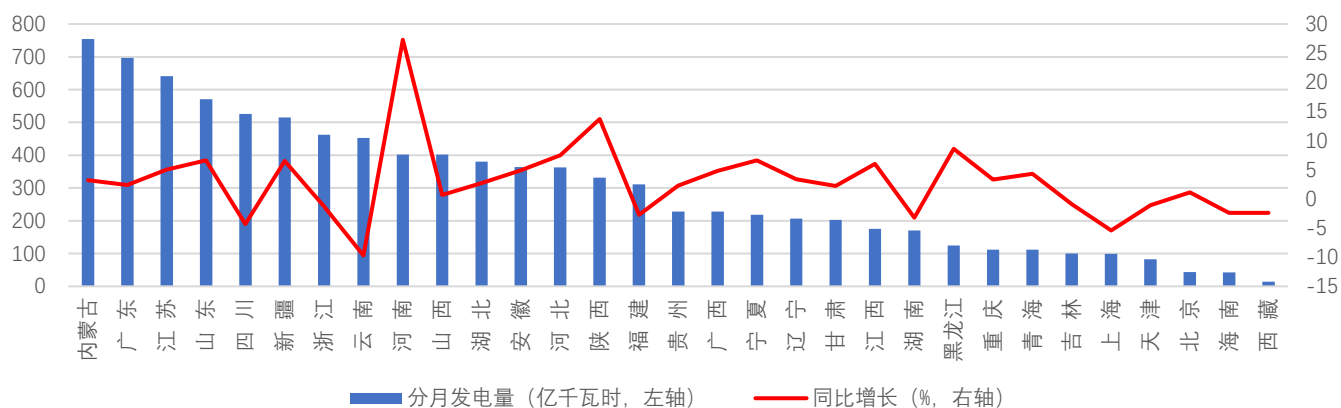
图 29：太阳能发电量累计情况


资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 30：太阳能发电量分月情况


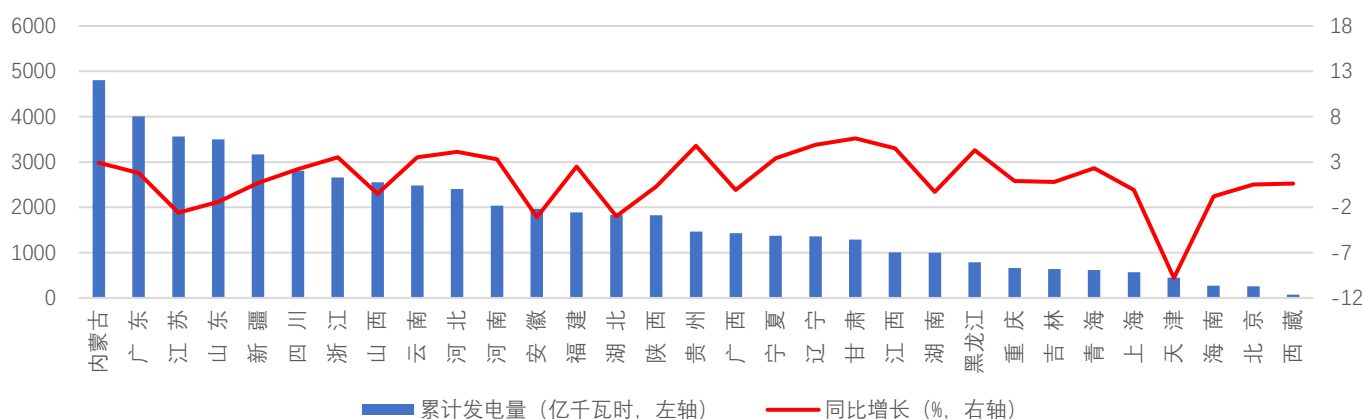
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 31：分地区 7 月发电量及增速情况



资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

图 32: 分地区 1-7 月发电量及增速情况



资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

截至 9 月 4 日, 内陆 17 省煤炭库存 8525.4 万吨, 较上周下降 6.8 万吨, 周环比下降 0.08%; 内陆 17 省电厂日耗为 355.6 万吨, 较上周下降 10.3 万吨/日, 周环比下降 2.81%; 可用天数为 23.9 天, 较上周增加 0.7 天。

截至 9 月 4 日, 沿海 8 省煤炭库存 3372.9 万吨, 较上周下降 11.1 万吨, 周环比下降 0.33%; 沿海 8 省电厂日耗为 245.5 万吨, 较上周增加 8.7 万吨/日, 周环比上升 3.67%; 可用天数为 13.7 天, 较上周下降 0.6 天。

图 33: 内陆 17 省区日均耗煤变化情况 (万吨)

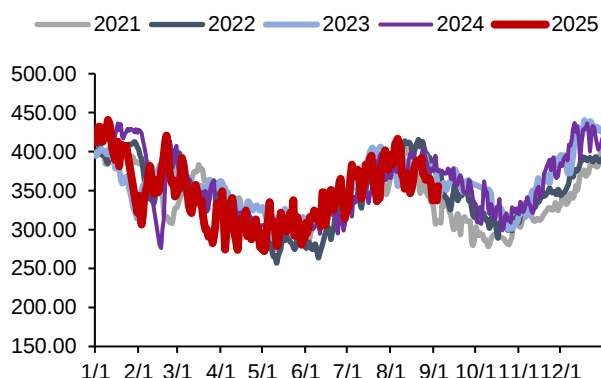
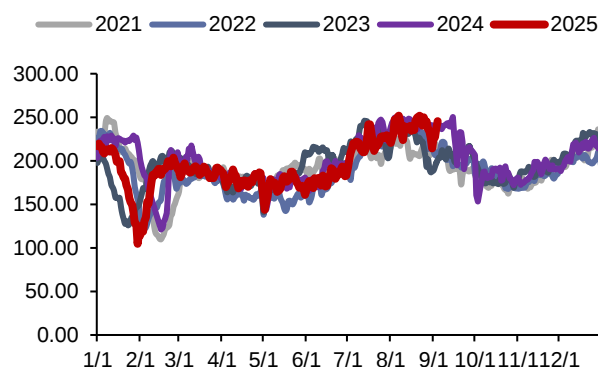
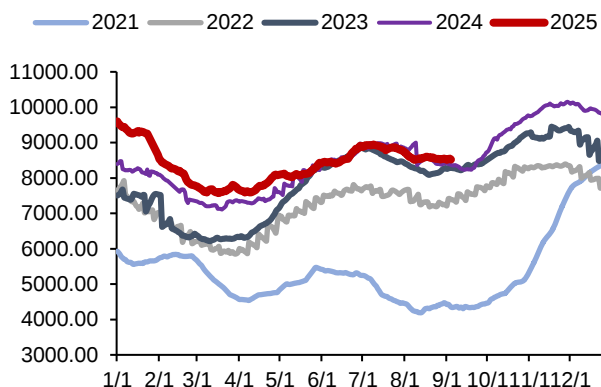


图 34: 沿海 8 省区日均耗煤变化情况 (万吨)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

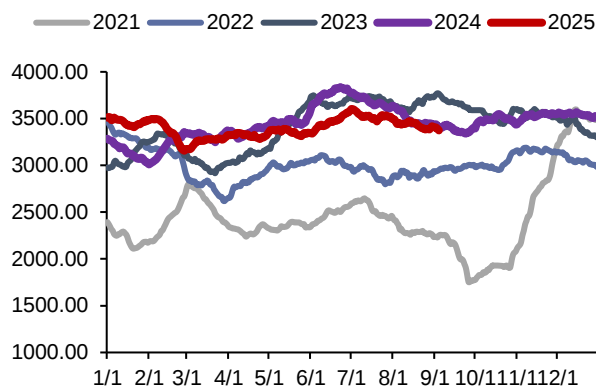
图 35: 内陆 17 省区煤炭库存变化情况 (万吨)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

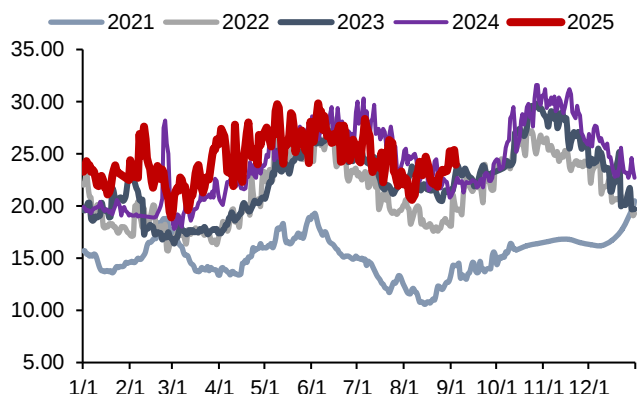
资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 36: 沿海 8 省区煤炭库存变化情况 (万吨)



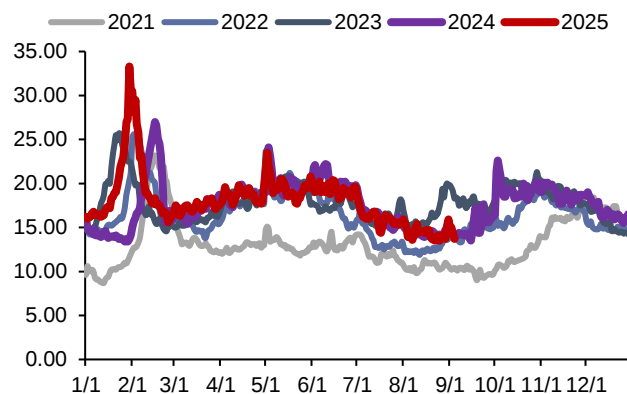
资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 37: 内陆 17 省区煤炭可用天数变化情况 (天)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

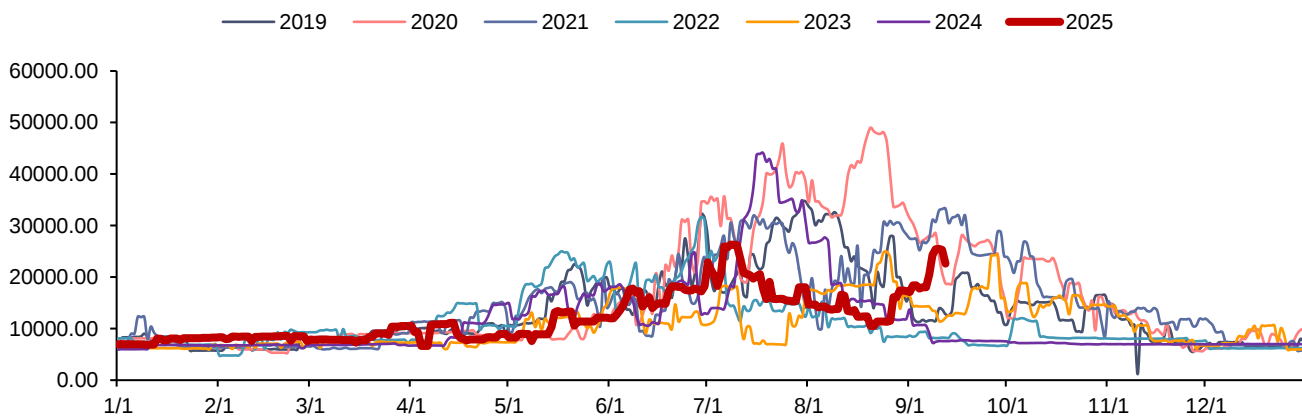
图 38: 沿海 8 省区煤炭可用天数变化情况 (天)



资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

截至 9 月 11 日, 三峡出库流量 25300 立方米/秒, 同比上升 234.21%, 周环比上升 42.13%。

图 39: 三峡出库量变化情况 (立方米/秒)

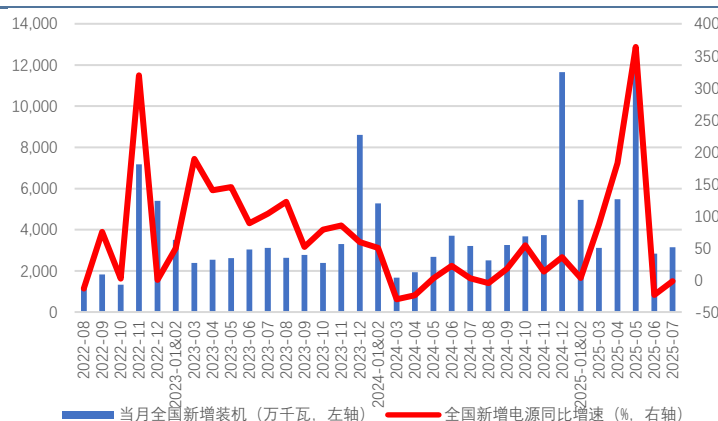


资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

2. 新增发电设备情况分析：火电投产持续高增，风光抢装告一段落

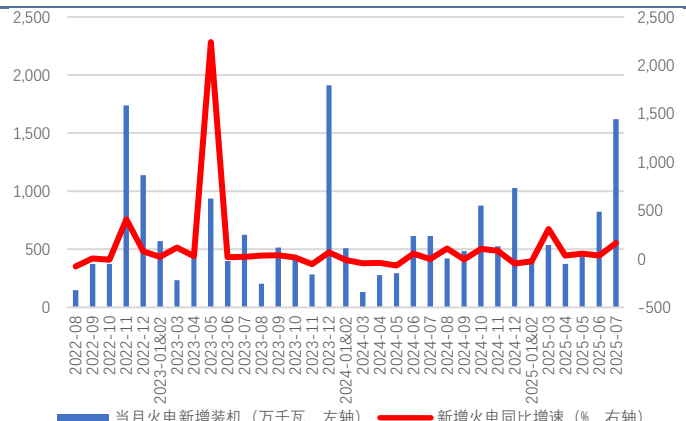
分电源看，2025 年 7 月，全国新增装机 3148 万千瓦，其中新增火电装机 1620 万千瓦，新增水电装机 196 万千瓦，新增核电装机 0 万千瓦，新增风电装机 228 万千瓦，新增光伏装机 1104 万千瓦。新增装机中，火电装机增速同比增长 164.27%，风电装机同比变化-43.98%，光伏装机同比变化-47.55%。

图 40：新增电源装机分月情况



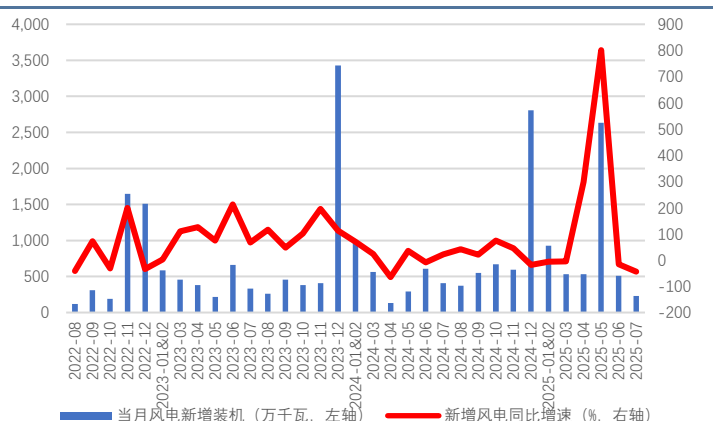
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 41：新增火电装机分月情况



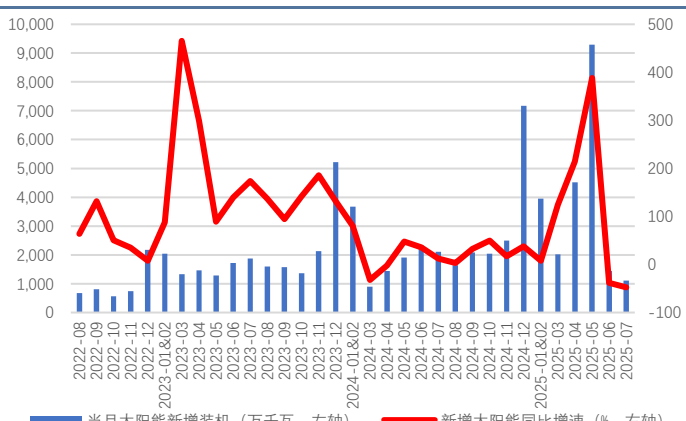
资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

图 42：新增风电装机分月情况



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

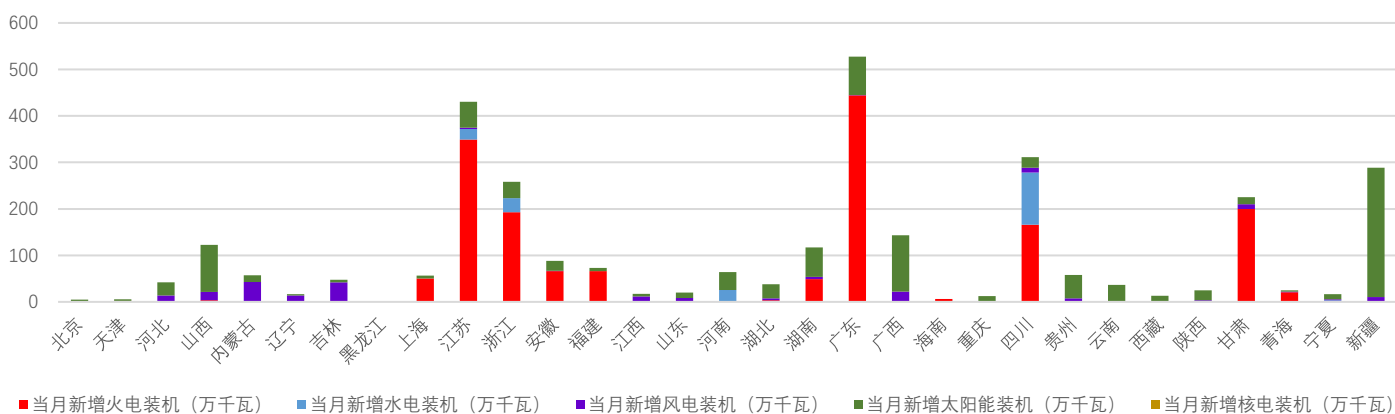
图 43：新增太阳能装机分月情况



资料来源：IFind 同花顺，信达证券研发中心

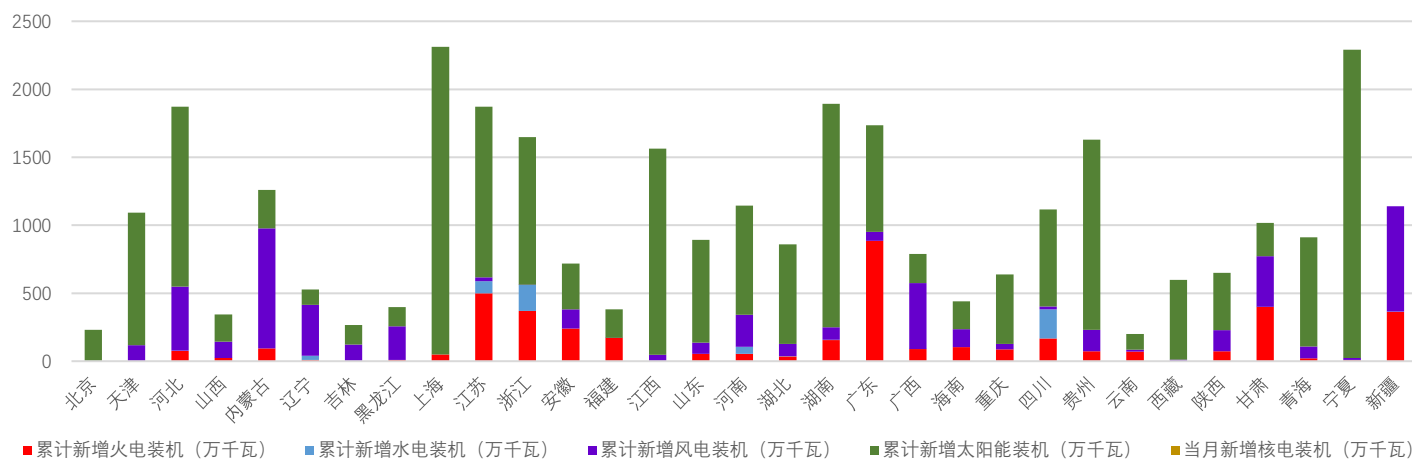
分地区看，2025 年 7 月新增火电装机排名前三的省份为广东（444 万千瓦）、江苏（349 万千瓦）、甘肃（200 万千瓦）；新增水电装机排名前三的省份为四川（113 万千瓦）、浙江（30 万千瓦）、河南（25 万千瓦）；新增风电装机排名前三的省份为内蒙古（43 万千瓦）、吉林（42 万千瓦）、广西（22 万千瓦）；新增光伏装机排名前三的省份为新疆（278 万千瓦）、广西（121 万千瓦）、山西（101 万千瓦）。

图 44：分地区 2025 年 7 月新增装机情况



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 45: 分地区 2025 年 1-7 月累计新增装机情况



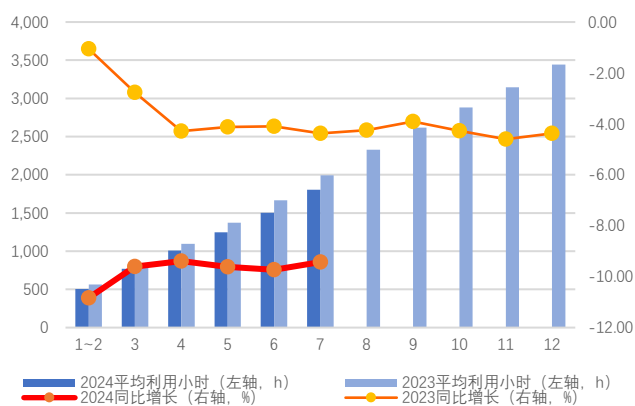
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

3. 月度发电设备利用情况分析: 利用小时数全面收窄, 火电降幅明显

2025 年 7 月全国发电设备平均利用小时数 1806 小时, 同比降低 9.43%。其中, 火电平均利用小时 2367 小时, 同比下降 5.16%; 水电平均利用小时数 1772 小时, 同比下降 8.14%; 核电平均利用小时数 4586 小时, 同比增长 4.25%; 风电平均利用小时数 1229 小时, 同比降低 4.95%; 光伏平均利用小时数 678 小时, 同比下降 8.38%。

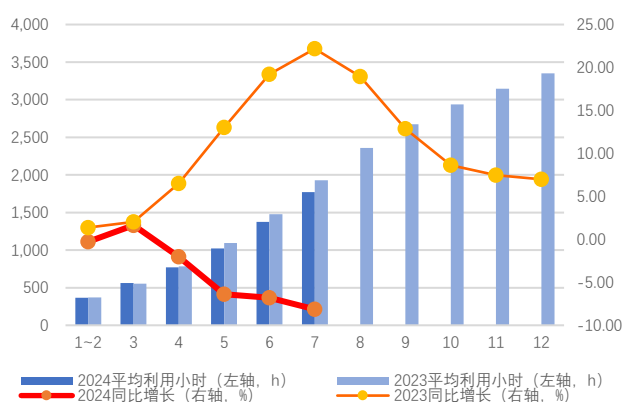
图 46: 发电设备平均利用小时数及同比情况

图 47: 火电发电设备平均利用小时数



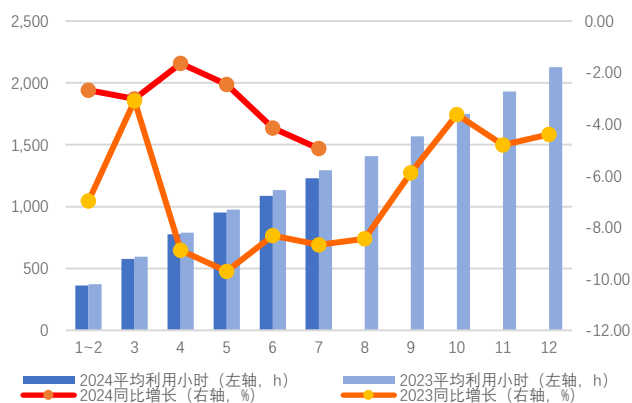
资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

图 48: 水电发电设备平均利用小时数

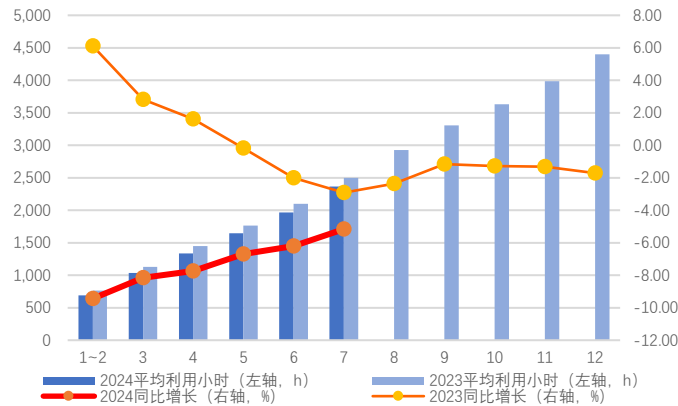


资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

图 50: 风电发电设备平均利用小时数

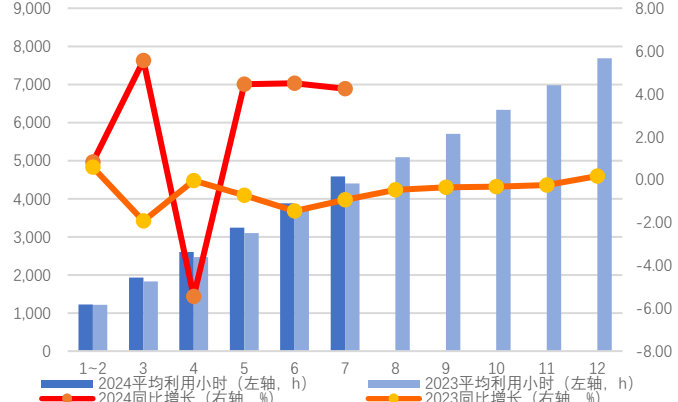


资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心



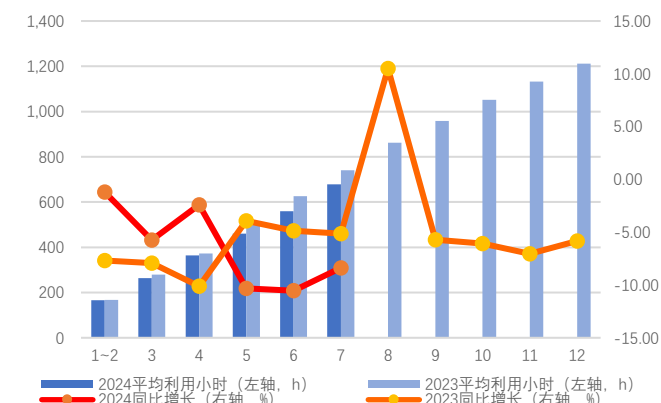
资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

图 49: 核电发电设备平均利用小时数



资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

图 51: 光伏发电设备平均利用小时数



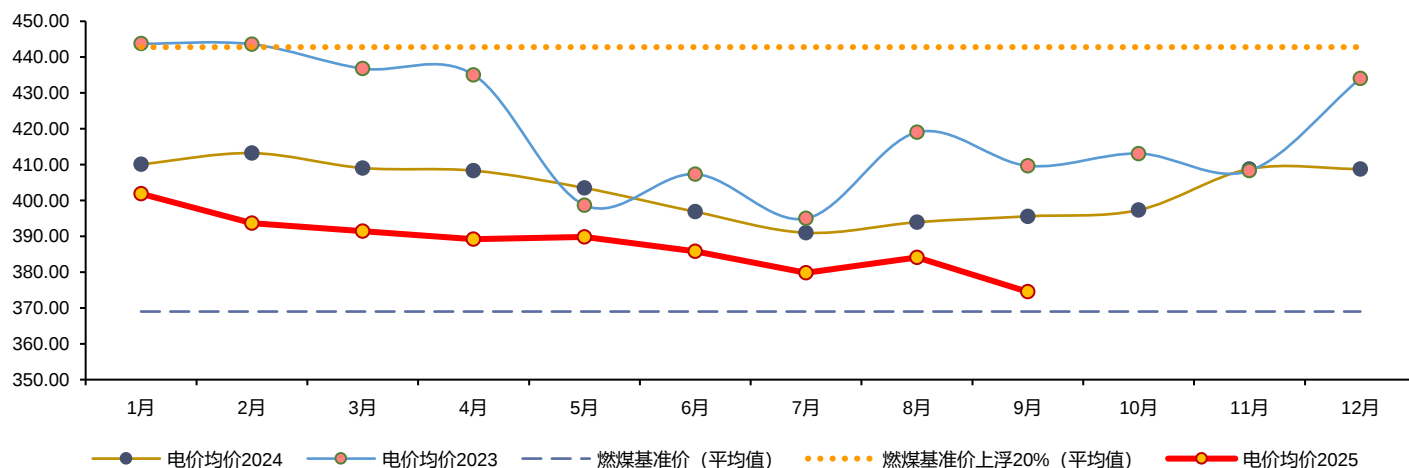
资料来源: IFind 同花顺, 信达证券研发中心

电力市场月度数据

1. 电网月度代理购电价格：9月代理购电均价环比持续下行

9月，全国平均的电网公司月度代理购电价格为 374.50 元/MWh，相较燃煤基准价上浮 1.49%；代理购电价格环比下降 2.51%，同比下降 5.33%。

图 52：电网公司月度代理购电价格情况（全国平均，元/MWh）



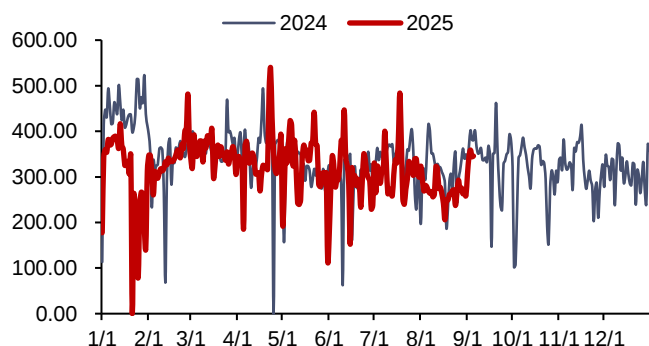
资料来源：北极星电力市场网，信达证券研发中心

2. 广东电力市场：9月月度交易价格环比基本持平，8月现货市场电价环比下降

9月，广东电力市场月度中长期交易均价为 372.51 元/MWh，相比燃煤基准电价 463 元/MWh 下浮 19.53%，环比上月持平。其中，双边协商交易均价 372.52 元/MWh，集中竞价均价为 372.29 元/MWh。

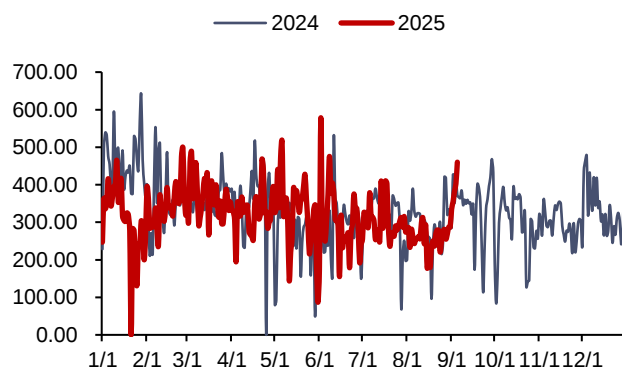
截至 8 月 31 日，广东电力市场 8 月日前现货交易均价为 269.85 元/MWh，环比下降 14.53%；实时现货交易均价为 294.38 元/MWh，环比下降 2.45%。

图 53：广东电力市场日前现货日度均价情况（元/MWh）



资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 54：广东电力市场实时现货日度均价情况（元/MWh）

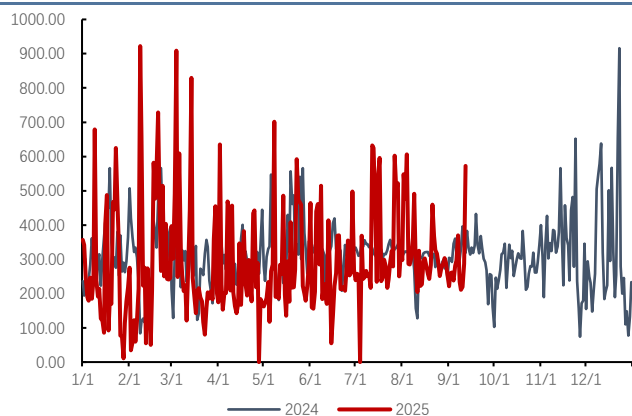


资料来源：电查查，信达证券研发中心

3. 山西电力市场：8月现货交易价格环比下降

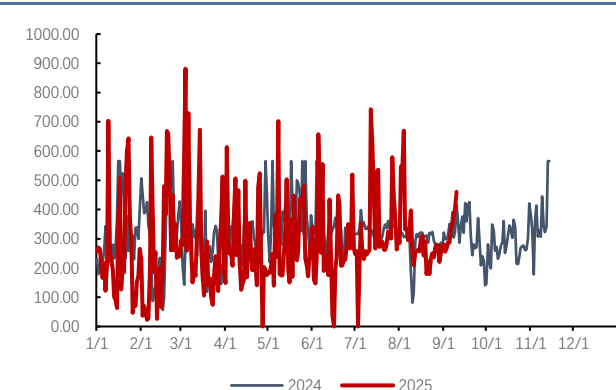
截止至 8 月 31 日，山西电力市场 8 月日前现货交易均价为 322.24 元/MWh，环比下降 2.99%；实时现货交易均价为 297.59 元/MWh，环比下降 10.29%。

图 55: 山西电力市场日前现货日度均价情况 (元/MWh)



资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 56: 山西电力市场实时现货日度均价情况 (元/MWh)

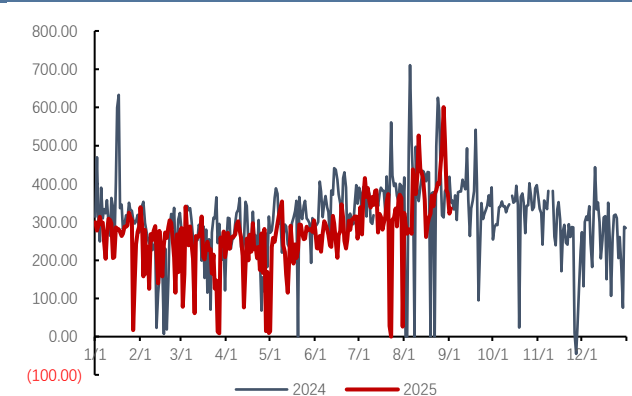


资料来源：电查查，信达证券研发中心

3. 山东电力市场：8 月日前现货价格环比上升，实时现货价格环比下降

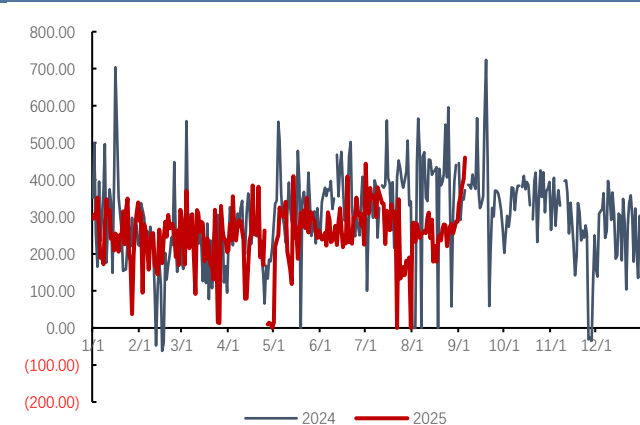
截止至 8 月 31 日，山东电力市场 8 月日前现货交易均价为 380.05 元/MWh，环比上升 23.82%；实时现货交易均价为 258.20 元/MWh，环比下降 4.39%。

图 57: 山东电力市场日前现货日度均价情况 (元/MWh)



资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 58: 山东电力市场实时现货日度均价情况 (元/MWh)



资料来源：电查查，信达证券研发中心

8 月行业重要新闻

(1) 山西：竞价上下限 0.199~0.332 元/度，充足率 1.2，新增工商业分布式光伏项目也能获得机制电量：

8 月 20 日，山西省发改委正式下发《山西省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》)。方案在机制电量、机制电价、差价结算现货市场交易和价格机制、绿电绿证交易机制等机制方面，均做出了相关规定。具体如下：(1) 存量项目。机制电价为 0.332 元/千瓦时，机制电量比例依据 2022 年 7 月

至 2025 年 5 月非市场化电量平均占比确定，自发自用项目按 2024 年上网电量计算。风电项目生命周期利用小时为 36000 小时，光伏按资源区划分为 22000 至 26000 小时，光伏领跑者基地及 2019、2020 年竞价项目增加 10%。（2）增量项目。机制电价为 0.199 至 0.332 元/千瓦时。机制电量申报上限按装机容量与近三年同类电源平均利用小时数计算，结算机制电量不跨年滚动。“自发自用、余电上网”项目需扣除自发电量。竞价保函金额依据装机容量、利用小时数及平均电价计算，调节系数暂定 10%。现货市场限价适度放宽，结算限价原则上不高于燃煤发电燃料成本的 2 倍。（资料来源：光伏们）

（2）黑龙江 136 号文承接文件征求意见——存量基准电价 0.374 元/kWh，增量执行期限暂定为 12 年：

8 月 21 日，黑龙江发改委发布关于公开征求《黑龙江省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》（以下简称《征求意见稿》）意见的公告。

《意见稿》提出文件提到，集中式风电、集中式光伏、分布式光伏、分散式风电等所有风电、太阳能发电项目，上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。具体如下：（1）存量项目。机制电量比例每年自主确定但不得高于上一年。机制电价与现行保障性价格政策一致，黑龙江燃煤基准价为 0.374 元/千瓦时。执行期限按剩余合理利用小时数与投产满 20 年时间较早者确定。（2）增量项目。新能源项目机制电量与非市场化比例衔接，第二年起依据消纳责任权重等因素调整，申请电量低于全部上网电量。机制电价通过年度竞价形成，分风电、太阳能发电两类，竞价上限不高于煤电基准价，下限按先进电站造价折算度电成本。执行期限暂定 12 年，未竞价成功项目可继续参与后续竞价，由省发改委委托电力公司统一组织。（资料来源：光伏们）

（3）云南 136 号文印发——存量风、光机制比例 45%~100%，增量期限 12 年：

8 月 27 日云南省发布深化新能源上网电价市场化改革实施方案，推动新能源全面市场化，并区分存量项目和增量项目管理。具体如下：（1）存量项目。集中式光伏分为带补贴和平价项目，带补贴项目电价由市场交易决定，补贴政策延续。平价项目则根据并网时间，机制电量从 100%逐步下降至 55%。分布式光伏和分散式风电机制电量为月度电量的 100%。所有存量项目机制电价按燃煤发电基准价执行，期限为合理利用小时数或投产满 20 年。（2）增量项目。依据国家年度消纳责任权重确定机制电量规模，竞价上下限综合考虑成本收益、绿色价值及市场供需等因素，执行期限为 12 年。该政策有助于促进云南新能源高质量发展和市场化进程。（资料来源：光伏们）

投资建议及行业主要上市公司估值表

我们认为，国内历经多轮电力供需矛盾紧张之后，电力板块有望迎来盈利改善和价值重估。虽然随着 2022 年火电装机核准潮逐步落地，电力供需矛盾趋于缓和，但部分经济较为发达的区域仍存在区域性供需缺口。在当前新能源装机持续快速增长，相关能源政策依然重点强调安全保供的态势下，煤电顶峰价值有望持续凸显。展望未来，双碳目标下的新型电力系统建设，或将持续依赖系统调节手段的丰富和投入；容量电价机制正式出台明确煤电基石地位，电力现货市场和辅助服务市场机制有望持续推广，因而在电力市场化改革的持续推进下，电价有望实现稳中上涨。此外，伴随着发改委加大电煤长协保供力度，电煤长协实际履约率有望边际上升，我们判断煤电企业的成本端较为可控；同时煤电一体化企业依靠自有煤炭或高比例煤炭长协兑现的优势，有望在稳利润同时实现业绩增长。展望未来，我们认为电力运营商的业绩有望大幅改善。电力运营商有望受益标的：1）煤电一体化公司：

新集能源、陕西能源、淮河能源等；2) 全国性煤电龙头：国电电力、华能国际、华电国际等；3) 电力供应偏紧的区域龙头：皖能电力、浙能电力、申能股份、粤电力A等；4) 水电运营商：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电；5) 设备制造商和灵活性改造有望受益标的：东方电气、青达环保、华光环能等。

表 1：电力行业主要公司估值表

	股票名称	收盘价	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）				PE			
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E
火电板块	华能国际	7.76	10135	12618	13461	14248	0.65	0.80	0.86	0.91	10.09	9.65	9.05	8.55
	国电电力 [#]	5.17	9831	6459	7272	8283	0.55	0.36	0.41	0.46	7.55	14.28	12.68	11.13
	华电国际	5.43	5703	6845	7261	7804	0.56	0.67	0.71	0.76	8.62	8.11	7.65	7.12
	大唐发电	3.66	4506	6152	6731	7218	0.24	0.33	0.36	0.39	8.17	11.01	10.06	9.38
	浙能电力	5.13	7753	7174	7569	7859	0.58	0.54	0.56	0.59	7.97	9.59	9.09	8.75
	湖北能源	4.64	1814	1880	2167	2245	0.28	0.29	0.33	0.34	15.21	16.09	13.96	13.48
	申能股份	7.92	3944	4132	4308	4490	0.81	0.84	0.88	0.92	7.97	9.38	9.00	8.63
	上海电力	22.20	2046	3033	3370	3645	0.73	1.08	1.20	1.29	11.65	20.62	18.55	17.15
	内蒙华电	4.14	2325	2366	2549	2696	0.36	0.36	0.39	0.41	10.95	11.42	10.60	10.02
	广州发展	6.84	1732	2078	2021	2199	0.49	0.59	0.58	0.63	10.87	11.55	11.87	10.91
	粤电力A [#]	4.66	964	878	1149	1203	0.18	0.17	0.22	0.23	24.20	27.87	21.29	20.34
水电板块	皖能电力 [#]	7.30	2064	2079	2282	2319	0.91	0.92	1.01	1.02	6.88	7.96	7.25	7.14
	长江电力	27.93	32496	34152	35874	37163	1.33	1.40	1.47	1.52	17.57	20.01	19.05	18.39
	华能水电	9.40	8297	9011	9533	9866	0.46	0.50	0.53	0.55	18.72	18.78	17.75	17.15
	国投电力 [#]	13.90	6643	7190	7480	7620	0.89	0.96	1.00	1.02	14.79	14.41	13.85	13.60
	川投能源	14.53	4508	5069	5361	5580	0.98	1.11	1.17	1.22	15.36	13.13	12.41	11.93
核电板块	桂冠电力	6.37	2283	2642	2844	2994	0.29	0.34	0.36	0.38	19.12	19.00	17.66	16.77
	中国广核	3.72	10814	10149	10719	11700	0.21	0.20	0.21	0.23	13.22	18.51	17.53	16.06
绿电板块	中国核电	8.80	8777	9904	10572	11865	0.46	0.52	0.56	0.63	16.14	16.78	15.72	14.01
	三峡能源	4.29	6111	6687	7172	7839	0.21	0.23	0.25	0.27	20.47	18.36	17.12	15.66
	龙源电力	17.40	6345	6630	7253	7835	0.76	0.79	0.87	0.93	18.56	22.00	20.11	18.61
	新天绿能	8.05	1672	2394	2557	2867	0.40	0.57	0.61	0.68	14.25	14.08	13.18	11.76
	浙江新能	7.68	567	-	-	-	0.24	-	-	-	34.21	-	-	-
	江苏新能	13.15	417	506	598	659	0.47	-	-	-	23.97	-	-	-
	吉电股份	5.75	1099	1194	1368	1470	0.39	0.43	0.49	0.53	11.17	13.44	11.73	10.92
	福能股份	9.88	2793	2991	3192	3586	0.58	0.63	0.67	0.75	7.52	15.80	14.80	13.17
其他	中闽能源	5.30	651	727	808	911	0.34	0.38	0.42	0.48	12.77	13.87	12.48	11.07
	南网储能	11.48	1126	1353	1584	1798	0.35	0.42	0.50	0.56	27.97	27.13	23.16	20.41
	南网能源	4.87	(58)	525	626	737	-0.02	0.14	0.17	0.19	-	35.11	29.47	25.04
	东方电气	19.38	2922	4269	5019	5621	0.94	1.37	1.61	1.80	14.65	14.16	12.04	10.75
	龙源技术	7.33	65				0.13	-	-	-	53.67	-	-	-
	青达环保	28.99	93	208	252	291	0.76	1.69	2.05	2.36	22.15	17.19	14.15	12.27

资料来源：同花顺 IFind，信达证券研发中心（注：标#为信达证券预测，其余盈利预测来源于同花顺 IFind 一致预测，数据截至 2025 年 09 月 12 日）

风险因素

宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、电煤长协保供政策的执行力度不及预期等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，现任信达证券研发中心负责人，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有5年环保产业经验，4年卖方经验。曾就职于国投证券、德邦证券。2025年3月加入信达证券研究所，从事环保行业及其上下游以及双碳产业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学硕士，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。