

公用事业及环保产业行业研

买入（维持评

级）

行业专题研究报告

证券研究报告

究

公共事业与环保组

分析师：唐执敬（执业 S1130525020002）

tangzhijing@gjzq.com.cn

水火成本优化增利，绿核总体承压

基本结论

■ 细分行业看：各板块 2Q25 业绩表现分化。

（1）火电：2Q25 来水边际转枯+低基数，火电电量同比增速转正，成本降幅大于电价降幅，业绩改善持续。暖冬+产业结构调整，1H25 全社会用电需求增速放缓，但 2Q25 来水边际转枯+低基数，火电电量同比增速转正。收入端看，2025 年年度长协电价下行，叠加 1H25 火电电量增速放缓，营收同比下降。盈利方面，年内燃料成本仍是影响火电行业业绩的关键因素。春节后市场煤价进入下行通道，6 月低点触及 610 元/吨。考虑到电厂库存可用天数，春节后的市场煤价下行主要体现在 2Q25 业绩中。燃料成本降幅大于电价降幅，驱动火电行业 2Q25 归母净利润同比+1.9%。

（2）新能源：“抢装潮”驱动下装机投产节奏加快，但风资源不佳+限电率提升+市场电价下滑致收入和业绩承压。“136 号文”对存量和增量项目的划定时间节点设置在 25 年 5 月 31 日，致使 2Q25 风电新增装机量显著高于历史同期。新增装机尚未完全转化为电量增长，电量增幅低于装机增幅。风资源不佳+限电率提升，风/光平均利用小时数分别同比下降 47/66 小时。新机组投产后转固带来折旧费用提升，而利用小时数下滑导致度电分摊的折旧费用提升，叠加综合平均上网电价下降，2Q25 新能源行业营收、净利润增速双双转负。

（3）水电：1H25 来水总体持平至偏丰，成本优化带来增利。1Q25/2Q25 来水情况分化。1H25 全国水电发电量同比录得负增长，但全国各地区来水情况分化，2Q25 长江中下游地区来水明显同比偏枯，但上游西南地区来水同比持平至偏丰；叠加大型水电公司龙头水库具备调蓄能力，可平滑来水波动的影响，因此部分公司 1H25 累计发电量录得增长。成本方面，水电企业把握长期利率下行的机会持续压降平均融资成本，1H25 水电行业归母净利润同比+10.6%。

■ 细分主要标的看：电价普降，成本优化增利。

（1）火电：2025 年各省份年度长协电价分化，2Q25 煤价下行改善成本均实现盈利。以大唐发电为例，公司 2Q25 实现营收 269.9 亿元，同比-2.13%；实现归母净利润 23.4 亿元，同比+31.8%。

（2）绿电：“抢装潮”推动装机增速加快，电价下行、限电率提升致盈利承压。如三峡能源 1H25 新增并网装机 218.1 万千瓦，期末控股装机容量同比+20.7%；同期累计完成总发电量 393.1 亿千瓦时，同比+8.9%。电量增速低于装机容量增速主因利用小时数下降，而利用小时数下降主因青海、内蒙古、甘肃等区域消纳压力相对较大。1H25 新投产装机量达 459MW，较去年同期新投产装机量大幅提升 34.2%。光伏发电业务在装机增长的驱动下，营收录得同比+4.7%；但平价上网项目占比提升导致平均上网电价结构性下降，毛利率同比-5.2pcts。

（3）核电：新堆投产贡献增量，但电价下滑影响业绩。1H25 中国广核核电上网电量同比+6.9%，而营收同比-0.5%。中国核电 1H25 控股核电上网电量同比+12.1%，而营收同比仅增 9.4%，主因电力市场整体交易价格下降。

（4）水电：1H25 来水情况分化。以长江电力为例，1Q25 公司总发电量同比+9.4%，六座梯级电站发电量均同比增长；2Q25 长江中下游地区来水同比偏枯，三峡和葛洲坝发电量同比下降。1H25 累计总发电量同比+5.0%，实现营收同比+5.3%，归母净利润同比+14.9%，利润增速大于营收增速得益于成本优化。

投资建议

火电：建议关注资产所在地区竞争格局较好、电力供需偏紧的龙头企业华能国际、华电国际等等；新能源发电：建议关注新能源龙头龙源电力。核电：建议关注电价市场化占比提升背景下，核电龙头企业中国核电。

风险提示

新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期等。

内容目录

1、2025 年中期业绩概览	4
2、细分行业：各板块 2025 业绩表现分化	5
2.1 火电板块：煤价降幅大于电价，继续改善盈利	5
2.2 新能源板块：装机高增而电价下滑，增收不增利	8
2.3 水电板块：来水总体持平，成本优化增利	11
3、细分主要标的：电价普降，成本优化增利	14
4、投资建议	16
5、风险提示	16

图表目录

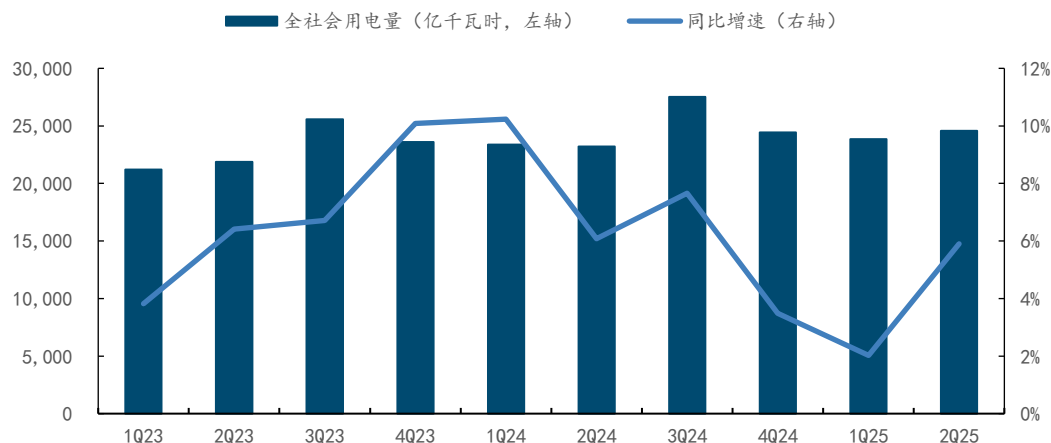
图表 1： 1Q23~2025 年全社会用电量及同比增速	4
图表 2： 1H22~1H25 全国发电总量及同比增速	4
图表 3： 1H20~1H25 电力行业营收（左轴）及同比增速（右轴）	5
图表 4： 1H20~1H25 电力行业归母净利润（左轴）及同比增速（右轴）	5
图表 5： 电力行业历年单季度归母净利润（左轴）及环比增速（右轴）	5
图表 6： 2Q23-2Q25 火电发电量（左轴）及同比、环比增速（右轴）	6
图表 7： 8M20-8M25 山东滕州坑口价、秦皇岛平仓价走势	6
图表 8： 8M20-8M25 海外港口煤价走势	6
图表 9： 1H21-1H25 火电行业营收（左轴）及同比增速（右轴）	7
图表 10： 1H21-1H25 火电行业归母净利润（左轴）及同比增速（右轴）	7
图表 11： 2Q21-2Q25 火电行业营收（左轴，亿元）及同比增速（右轴）	7
图表 12： 2Q21-2Q25 火电行业归母净利润（左轴，亿元）及同比增速（右轴）	7
图表 13： 1Q21-1Q25 火电行业毛利率及净利率	8
图表 14： 1H21-1H25 火电行业销售、管理及研发费率	8
图表 15： 1Q18-1Q23 火电行业资产负债率和营收增速	8
图表 16： 2Q20-2Q25 火电行业现金流净额（亿元）	8
图表 17： 2Q23-2Q25 风电发电量及变化趋势	9
图表 18： 2Q23-2Q25 光伏发电量及变化趋势	9
图表 19： 2Q23-2Q25 新能源装机增量及变化趋势	9
图表 20： 1H21-1H25 新能源行业营收（左轴）及同比增速（右轴）	10
图表 21： 1H21-1H25 新能源行业归母净利润（左轴）及同比增速（右轴）	10
图表 22： 2Q21-2Q25 新能源行业营收（左轴，亿元）及同比增速（右轴）	10

图表 23:	2Q21-2Q25 新能源行业归母净利润 (左轴, 亿元) 及同比增速 (右轴)	10
图表 24:	2Q20-2Q25 新能源行业毛利率及净利率	11
图表 25:	1H21-1H25 新能源行业销售、管理及研发费率	11
图表 26:	2Q20-2Q25 新能源行业资产负债率和营收增速	11
图表 27:	2Q21-2Q25 年新能源行业现金流净额 (亿元)	11
图表 28:	2Q23-2Q25 水电发电量 (左轴) 及同比、环比增速 (右轴)	12
图表 29:	2Q23-2Q25 水电利用小时数	12
图表 30:	1H21-1H25 水电行业营收 (左轴) 及同比增速 (右轴)	12
图表 31:	1H21-1H25 水电行业归母净利润 (左轴) 及同比增速 (右轴)	12
图表 32:	2Q20-2Q25 水电行业营收 (左轴, 亿元) 及同比增速 (右轴)	13
图表 33:	2Q20-2Q25 水电行业归母净利润 (左轴, 亿元) 及同比增速 (右轴)	13
图表 34:	2Q21-2Q25 水电行业毛利率及净利率	13
图表 35:	1H21-1H25 水电行业销售、管理及研发费率	13
图表 36:	2Q21-2Q25 水电行业资产负债率和营收增速	14
图表 37:	2Q21-2Q25 水电行业现金流净额 (亿元)	14
图表 38:	1H25 火电公司营收增速、净利增速比较	14
图表 39:	1H25 火电公司毛利率、净利率比较	14
图表 40:	1H25 水电公司营收增速、净利增速比较	15
图表 41:	1H25 水电公司毛利率、净利率比较	15
图表 42:	1H25 新能源、核电公司营收增速、净利润增速比较	16
图表 43:	1H25 新能源、核电公司毛利率、净利率比较	16

1、2025 年中期业绩概览

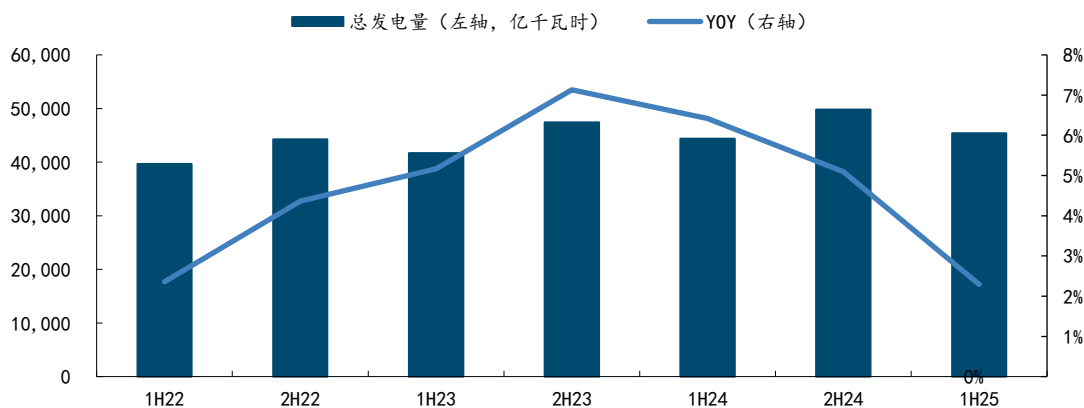
- 量：1H25 全社会用电量同比增长 4.0%，主因伴随产能结构持续优化、传统高耗能用电需求下降；但城乡居民与新型高耗能用电需求上升所致。24 年新能源装机量大幅提升加速了新型电力系统中各类电源的角色定位转型，尤其“136 号文”出台推动新能源发电量全面入市，不同技术路线的各类电源在电能量市场中同台竞争，叠加上半年用电增速放缓，成本更低的新能源电量占比提升，使得加权平均电量电价下滑。同时，可再生能源发电量高增挤出火电发电量，电力行业用煤需求下滑，而生产端持续放量带来煤炭供需格局偏宽松，煤价下行降低燃料成本同样导致 25 年中长期市场交易电价下行。
- 利：火电电量占比较高，并且作为碳排放和边际成本较高的边际定价机组，其中长期市场交易电价对其他电源类型有溢出影响。25 年燃煤发电量中长期电价下行，带动电力板块整体营收下降。另外，1H25 受到可再生能源发电量挤压的影响，火电利用小时数下滑，但成本端下降和容量电价机制兜底之下，火电板块收入普遍下滑但利润端保持稳定。新能源电力运营板块装机大幅增长，但受市场化电量占比提升、竞争加剧带来电价下滑和限电率提升的影响，总体呈现增收不增利的发展态势。但展望“136 号文”出台后，新能源可持续发展价格结算机制的确立有望稳定新能源电力项目投资回报预期，引导行业投资理性化。

图表1：1Q23~2Q25 年全社会用电量及同比增速



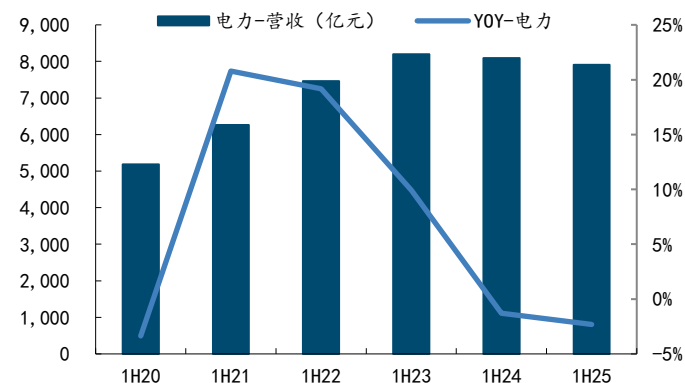
来源：ifind、国金证券研究所

图表2：1H22~1H25 全国发电总量及同比增速



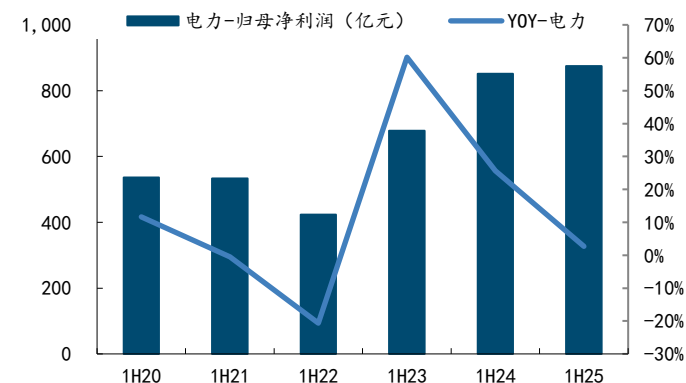
来源：ifind、国金证券研究所。注：统计口径不含分布式光伏等规下发电量

图表3: 1H20~1H25 电力行业营收 (左轴) 及同比增速 (右轴)



来源: Wind、国金证券研究所

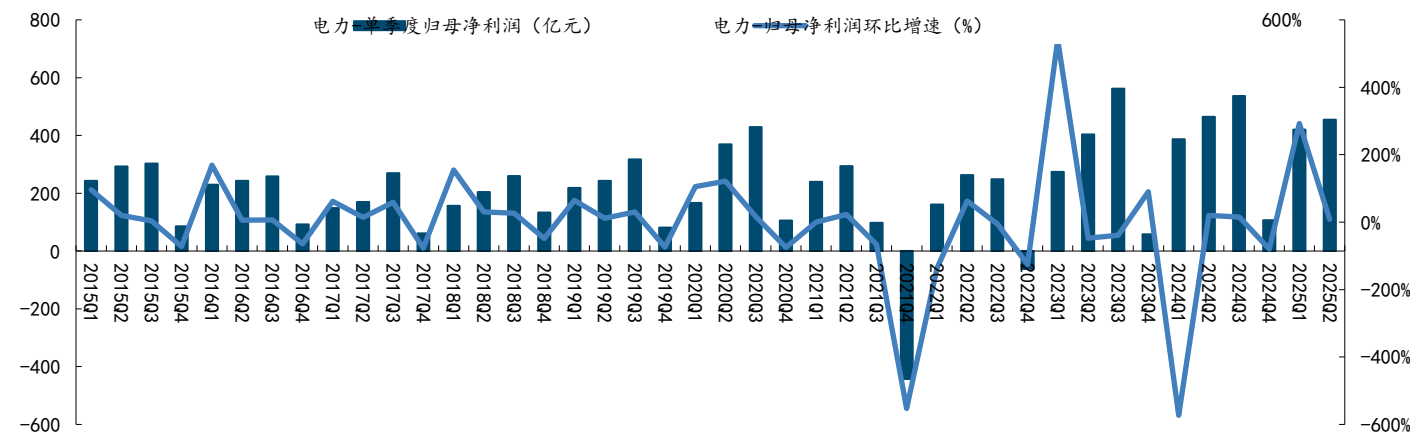
图表4: 1H20~1H25 电力行业归母净利润 (左轴) 及同比增速 (右轴)



来源: Wind、国金证券研究所

- 电力行业逐季追踪: Q2 盈利环比继续上升, 环比+8.3%。火电板块权重较大, 2025 年春节假期后, 市场煤价进入加速下行通道; 并且 2Q24 来水偏丰导致火电电量基数偏低, 2Q25 来水较去年同期偏枯, 火电增发弥补水电点亮下滑空间。在容量电价机制托底之下, 火电度电盈利能力与发电量的相关性下降, 并且 2Q25 煤价降幅大于电价降幅, 推动板块盈利继续向上。

图表5: 电力行业历年单季度归母净利润 (左轴) 及环比增速 (右轴)



来源: Wind、国金证券研究所

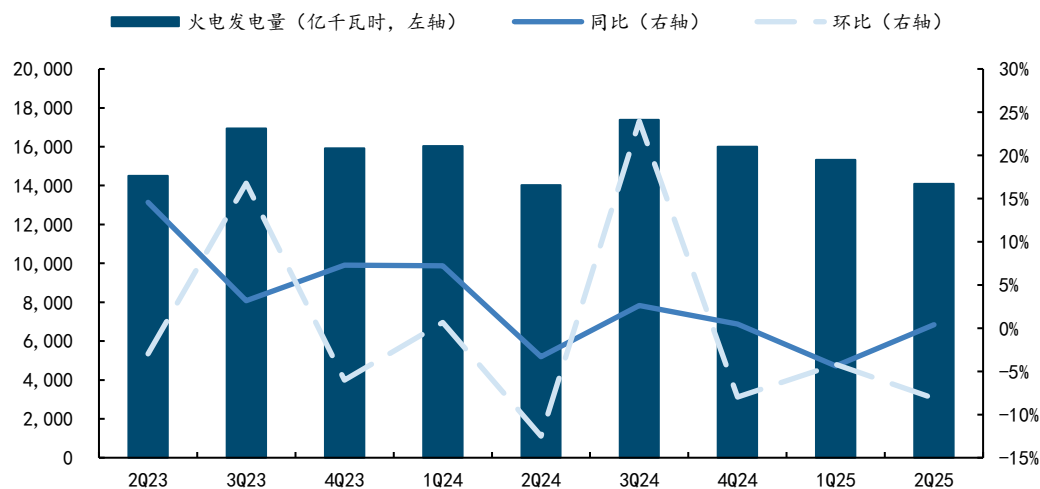
2、细分行业: 各板块 2Q25 业绩表现分化

2.1 火电板块: 煤价降幅大于电价, 继续改善盈利

- 暖冬+产业结构调整, 全社会用电需求增速放缓。受 24/25 冬季气温偏暖影响, 居民和三产等气温敏感型用电需求增速明显放缓。此外, 受产业结构调整和中美贸易关系波动的影响, 传统高耗能产业和新型高耗能产业用电量均出现增速放缓, 1Q25/2Q25 第二产业用电增速分别为 1.0%/4.2%, 较去年同期分别放缓 7.9pcts/0.9pct。
- 2Q25 来水边际转枯+低基数, 火电电量同比增速转正。24 年新增新能源装机开始贡献出力, 叠加“136 号文”驱动新能源“抢装潮”带来新能源年内投产节奏变化, 1H25 新能源发电量高增挤占火电发电空间。但 2Q24 前汛期来水情况处于历史同期高位, 导致同期火电电量基数较低; 而 2Q25 来水情况同比、环比均边际转枯, 水电发电量下滑+去年同期基数偏低, 2Q25 火电发电量同比+0.4%; 但由于 2Q25 是季节性用电淡季兼新能源出力旺季, 因此火电发电量环比仍下降 8.1%。
- 国内生产端放量带动内贸煤价下行, 进口煤价格优势收窄动力煤进口量下降。24/25 年冬季欧洲受冷冬影响, 主要天然气枢纽价格上涨, 并且出冬季时天然气库存低于过去 2 年历史同期。在替代能源价格偏高的背景下, 3M25 以来欧洲、澳大利亚港口煤价总体平稳、窄幅波动。国内煤炭新增产能落地+去年同期产煤省受安监影响产量收缩, 1H25 原煤产量同比增长 1.4 亿吨, 增幅为 6.1%。电力和建材行业用煤需求不振,

化工行业用煤需求增量难以完全弥补前述两大行业的需求减量，供需宽松格局下内贸煤价在 25 年春节后持续下行至 6 月底。内贸煤价大幅调整后，部分高价进口煤因价格优势不再被挤出供应，广义动力煤进口量同比减少约 230 万吨，降幅达 2.6%。

图表6：2023-2025 火电发电量（左轴）及同比、环比增速（右轴）



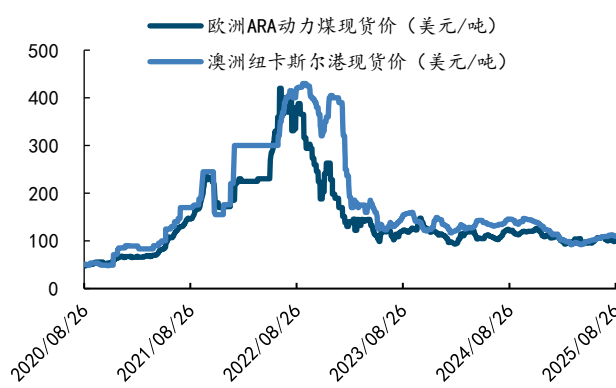
来源：中电联、国金证券研究所

图表7：8M20-8M25 山东滕州坑口价、秦皇岛平仓价走势

图表8：8M20-8M25 海外港口煤价走势



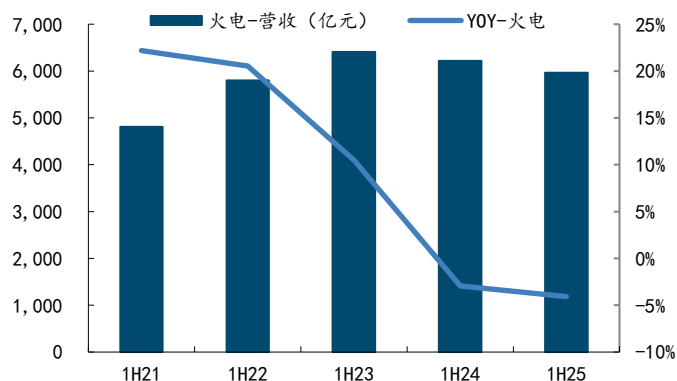
来源：Wind、国金证券研究所



来源：Wind、国金证券研究所

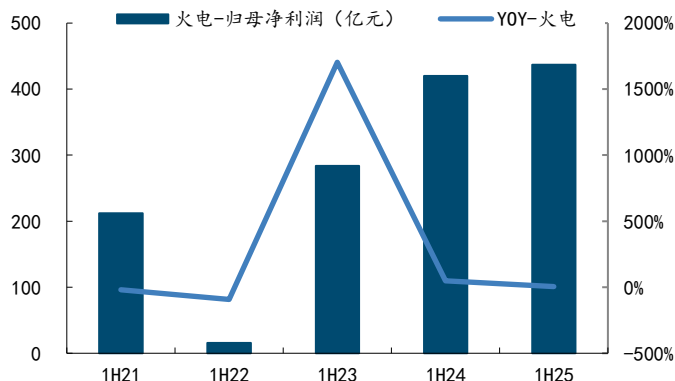
- 2025 年年度长协电价下行，叠加 1H25 火电电量增速放缓，营收同比下降。价的方面：新型电力系统转型成效显著，新能源装机量激增，叠加用电需求受暖冬和产业结构调整影响增速放缓，电力供需转松、市场煤价下行，多数省份 25 年年度交易价格在发用两侧报价博弈中走低，致使 1H25 火电行业营收同比下降。量的方面：1H25 火电发电量增速呈“前低后高”态势，主因受到新能源发电量大增的挤压，但 2025 水电发电量同比下滑，为火力发电让出空间
- 多数电量电价由年度长约锁定，年内燃料成本仍是影响火电行业业绩的关键因素。上半年，受煤炭新增产能放量和去年同期因产地安监导致基数较低等影响，国内原煤供应量同比高增。而同期下游行业除化工外，用煤需求均出现下滑，导致煤炭供需宽松、全社会煤炭库存达到高位，市场煤价在年初平稳运行 1 个月后，在春节假期后进入下行通道，6 月底低点触及 610 元/吨。考虑到电厂库存可用天数，春节后的市场煤价下行主要体现在 2Q25 业绩中。燃料成本降幅大于电价降幅，驱动火电行业 2025 归母净利润同比+1.9%。

图表9：1H21-1H25 火电行业营收（左轴）及同比增速（右轴）



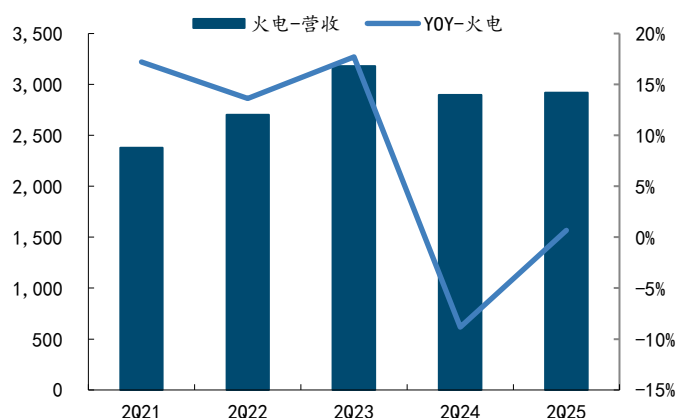
来源：Wind、国金证券研究所

图表10：1H21-1H25 火电行业归母净利润（左轴）及同比增速（右轴）



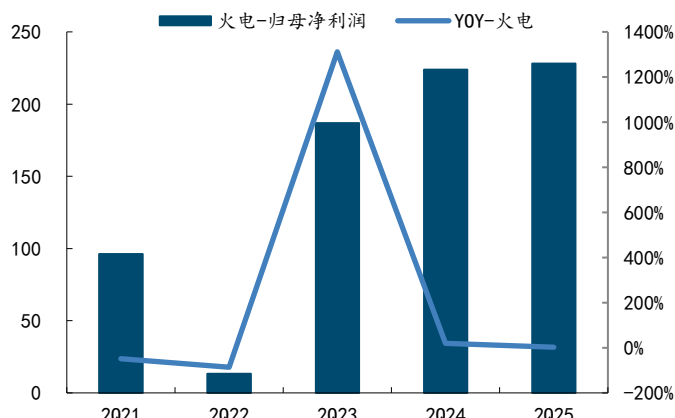
来源：Wind、国金证券研究所

图表11：2021-2025 火电行业营收（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源：Wind、国金证券研究所

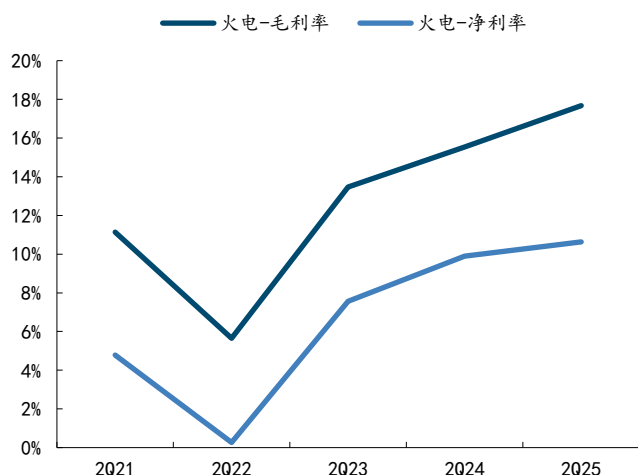
图表12：2021-2025 火电行业归母净利润（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源：Wind、国金证券研究所

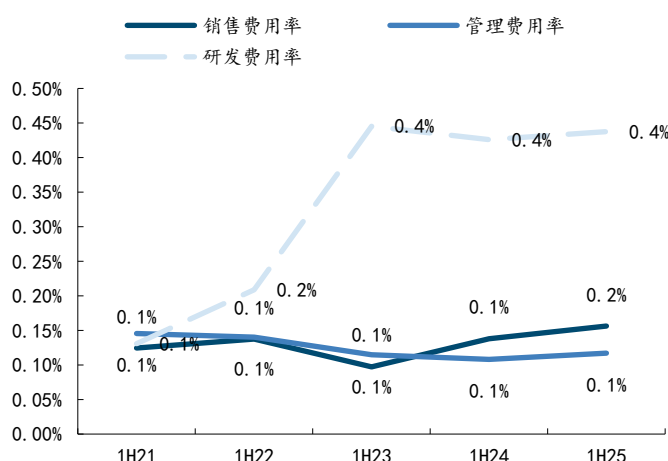
- 2025 火电行业毛利率及净利率同比、环比均持续提升。1) 成本端看，2025 秦皇岛港 5500 大卡动力煤均价约 214 元/吨、环比下降约 90 元/吨。按照供电煤耗 300g/kWh 测算，100%使用市场煤的火电企业度电燃料成本可节省约 81.8 元/MWh，足以覆盖多数省份的年度电价降幅。2) 电量端看，2025 年入夏时间偏早，叠加 5 月中美贸易关系缓和后迎来“抢出口”窗口期，带动二产用电需求回暖，并且来水较去年同期偏枯，2025 火电发电量同比增速由负转正。3) 电价端看，一方面 2025 年年度长协电量占比仍较高，此部分在年初时已经锁定，年内受燃料成本变化的影响较小；另外，在高可再生能源占比的电力系统中，火电作为支撑性电源和调节性资源的作用日益突出。容量补偿机制托底下，利用小时数下降反而使得度电分摊的容量电价提升，2025 火电综合上网电价降幅将小于电量电价降幅。总体而言，煤价降幅大于电价降幅带来火电行业盈利能力持续提升，2025 毛利率、净利率同比均上升，当前毛利率和净利率水平已超越 2019 年同期，仅略低于 2020 的历史 5 年高位。
- 经营性现金流改善，资产负债率稳中有降。火电行业盈利水平自 2023 年以来持续修复，带来经营性现金流稳步提升。同时，火电项目核准和开工潮顶点已过，2023 年以来开工的火电项目将于未来 2 年逐渐转化为实物量落地，火电行业资本开支需求回落，但资产注入使得投资性现金流支出总体保持稳中有降的态势。此外，2025 筹资性现金流净流出额保持相对高位，但同比小幅减少 4.4%，与资产负债率稳中有降的趋势一致。

图表13：1Q21-1Q25 火电行业毛利率及净利率



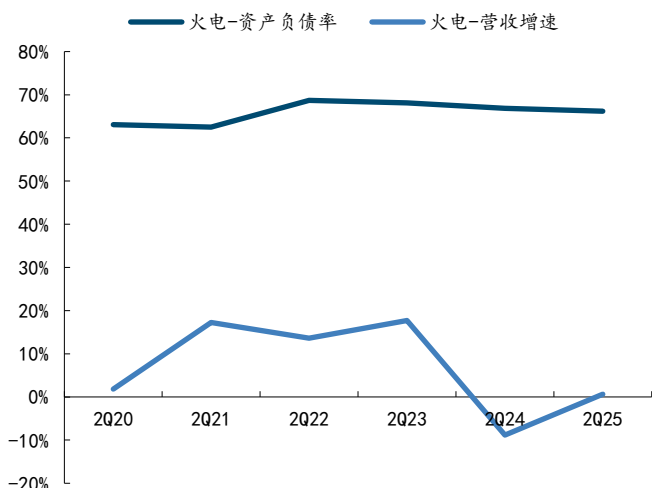
来源：Wind、国金证券研究所

图表14：1H21-1H25 火电行业销售、管理及研发费率



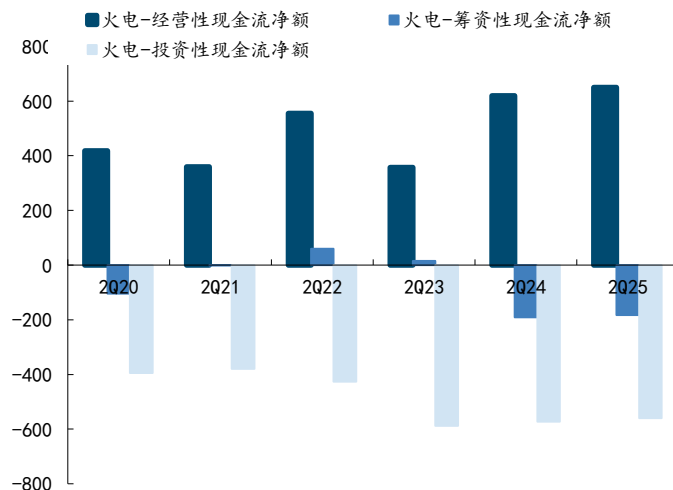
来源：Wind、国金证券研究所

图表15：1Q18-1Q23 火电行业资产负债率和营收增速



来源：Wind、国金证券研究所

图表16：2020-2025 火电行业现金流净额（亿元）



来源：Wind、国金证券研究所

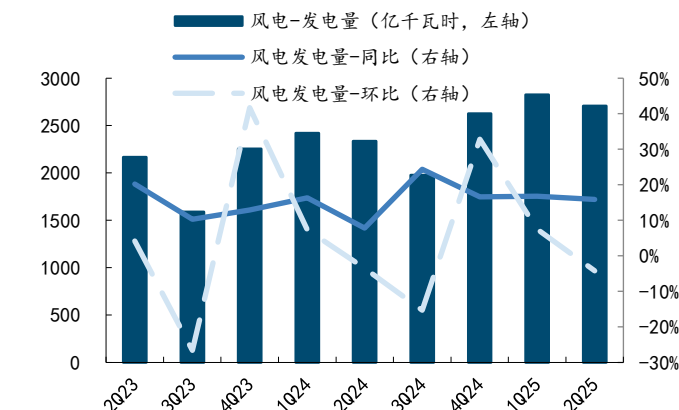
2.2 新能源板块：装机高增而电价下滑，增收不增利

- 1H25 风电发电量增速小于装机容量增速，主因风资源弱于去年同期+限电率提升导致风电设备利用小时数下滑。
- ✓ 装机容量增长持续驱动发电量增长，但电量增幅小于装机增幅。分析电量增幅装机增幅的原因，从新增装机节奏看，通常情况下年内新增装机集中在 Q4 投产。而“136 号文”对存量和增量项目的划定时间节点设置在 25 年 5 月 31 日，致使 2025 风电新增装机量显著高于历史同期，较 2024 多增加约 26.4GW。但产能增长转化为电量增长需要时间，往年新机组集中在年底投产，使得次年 Q1 风电发电量往往录得环比增长。同理，虽然在“抢装潮”影响下 2025 风电装机量显著提升，但尚未完全转化为电量增长，致使电量增幅低于装机增幅。
- ✓ 风资源不佳+限电率提升，风电平均利用小时数同比下降。新能源出力高峰与用电负荷高峰错配、资源密集区和负荷密集区错配的问题仍未解决，装机高速增长带来消纳压力提升，1H25 全国风电累计利用率同比-2.7pcts。叠加部分地区风资源不佳，1H25 风电平均利用小时数同比-47 小时、降幅约 4.1%。
- “抢装潮”对光伏装机增长的驱动力更强，受限电影响电量同比增速收窄幅度更大。得益于光伏项目施工周期相比风电更短，因此本轮“抢装潮”对光伏装机投产节奏影响更大。2025 光伏新增装机 152.5GW，较去年同期多增加 95.8GW，推动 1H25 光伏累

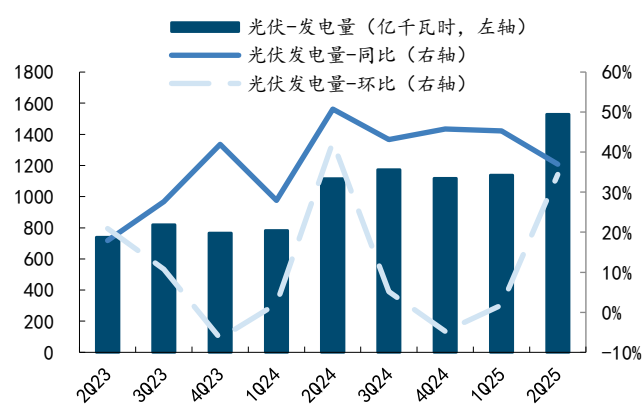
计装机增速达到 54.2%。全国光伏累计利用率同比下降 2.7pcts 至 94.3%，限电率提升导致平均利用小时数同比下降 66 小时。“抢装潮”驱动下，1Q25/2Q25 光伏发电量延续高增，分别同比+45.3%/+37.0%；而利用率下滑导致 2Q25 发电量同比增速环比下降 8.3pcts。

图表17：2023-2025 风电发电量及变化趋势

图表18：2023-2025 光伏发电量及变化趋势

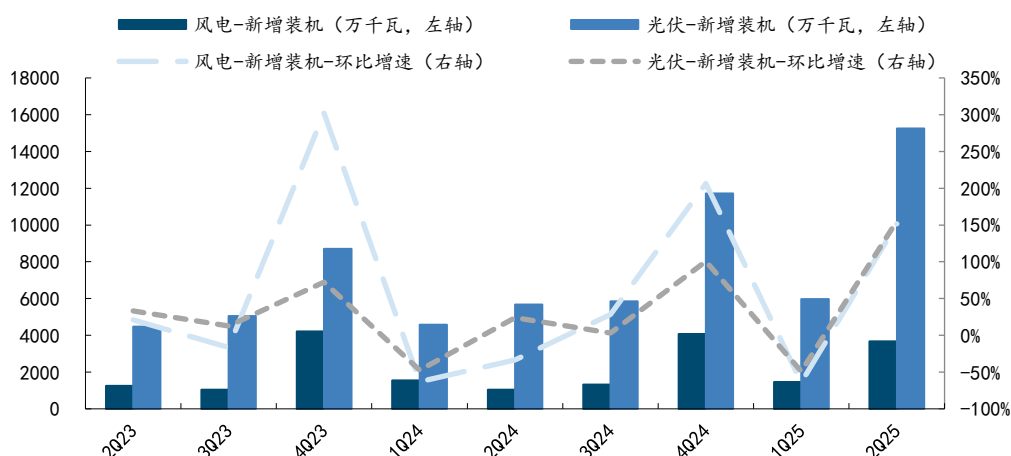


来源：Wind，国金证券研究所



来源：Wind，国金证券研究所

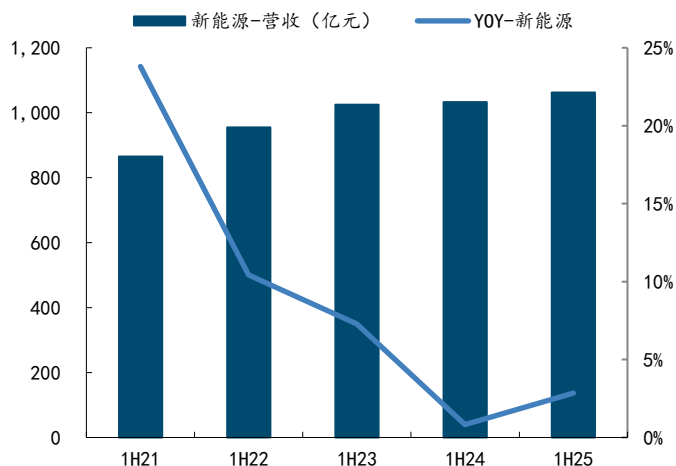
图表19：2023-2025 新能源装机增量及变化趋势



来源：Wind，国金证券研究所

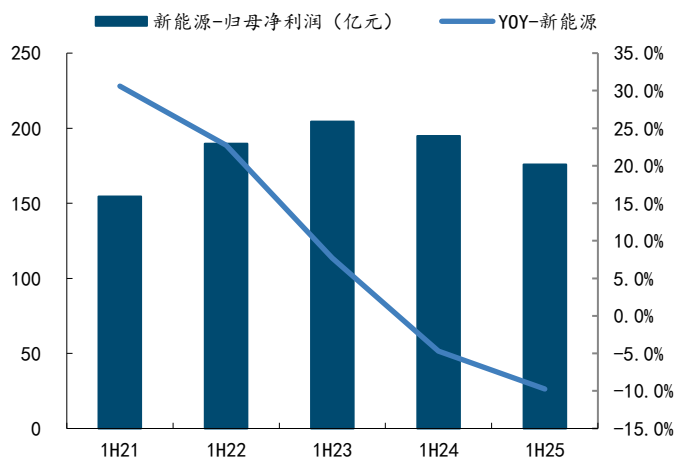
- 装机强劲扩张冲抵电价和利用率下滑影响，新能源行业营收仍保持增长。在能源清洁化转型的顶层设计指引下，“十四五”以来新能源发电设备快速降本，补贴退坡后保障性收购的平价上网项目利润水平刺激新能源装机规模持续扩大。新能源装机激增暴露出电力系统中可靠性、调节性资源不足的问题，消纳压力逐级攀升。为促进新能源高质量发展，2M25 出台的“136 号文”明确全部新能源发电量进入市场，并引发“抢装潮”致使 1H25 新能源新增装机量显著高于历史同期，驱动 1H25 新能源行业营收同比+2.9%，并且增速同比有所提升。然而，平价上网项目结构性增加、市场化电价下行、市场化交易电量占比提升等因素综合影响下，1H25 新能源行业营收增速显著低于发电量增速。
- 2Q25 营收、净利润增速双双转负，主因平均上网电价下滑和利用小时数下降。新能源发电成本中固定成本占比较高，新机组投产后转固带来折旧费用提升，而利用小时数下滑导致度电分摊的折旧费用提升。此外，由于新能源行业统计中还包含收入和利润规模较大的两家核电公司，因此还受到统计偏差的影响。

图表20: 1H21-1H25 新能源行业营收（左轴）及同比增速（右轴）



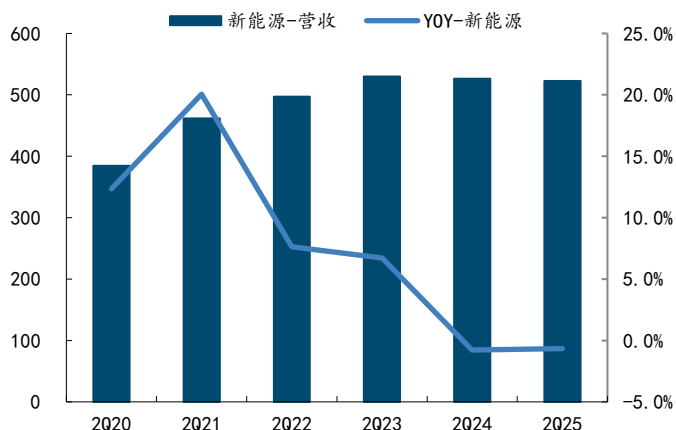
来源: Wind, 国金证券研究所

图表21: 1H21-1H25 新能源行业归母净利润（左轴）及同比增速（右轴）



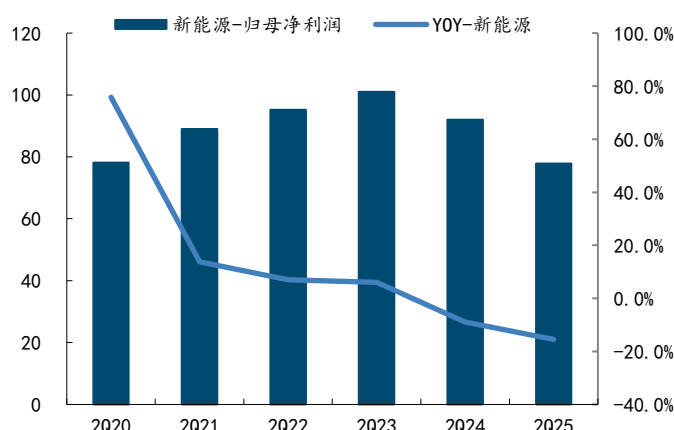
来源: Wind, 国金证券研究所

图表22: 2021-2025 新能源行业营收（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源: Wind, 国金证券研究所

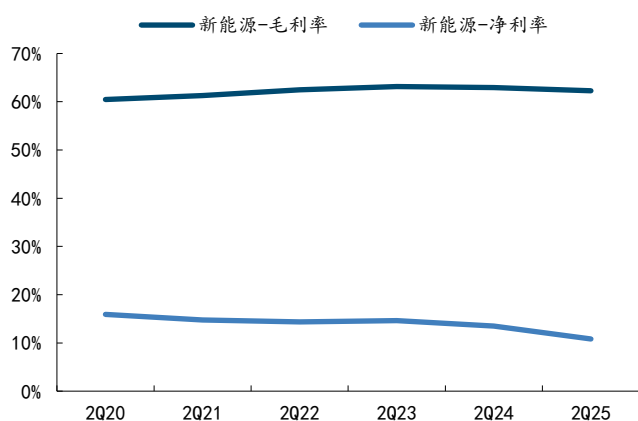
图表23: 2021-2025 新能源行业归母净利润（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源: Wind, 国金证券研究所

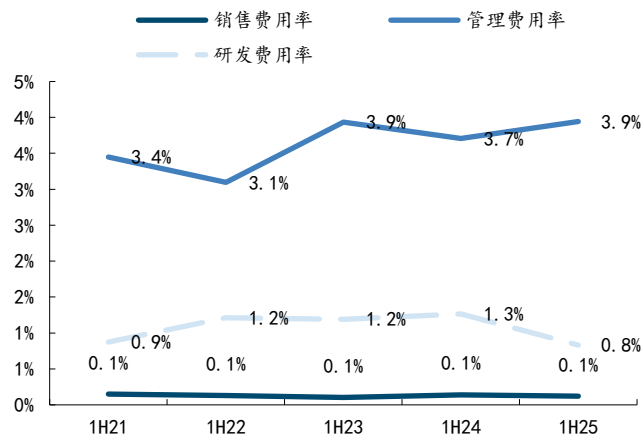
- 2025 新能源行业毛利率小幅下滑 0.6pct，净利率同比降幅较大、达 2.7pcts。其中，毛利率小幅下滑主因电价下滑和利用小时数减少，但新能源设备持续降本部分冲抵了电价下滑带来的不利影响。净利润同比降幅大于毛利率，一方面或因部分新能源项目税收优惠政策到期，也因新能源统计中的包含两家核电公司：根据国家税务部门对核电增值税返还征收所得税政策的最新征管口径解释和统一要求，两家核电公司所得税率同比提升。
- 2025 管理费用率同比上升 0.2pct，主因新能源装机规模持续扩张。管理费用率提升亦对毛利率和净利率降幅分化具备解释力。
- 新能源行业资本开支需求高位运行，补贴拖欠增加资金周转压力。2025 作为“十四五”收官之年，叠加“136 号文”引起的“抢装潮”，2025 新能源行业投资性现金流净流出额同比仍增长 6.4%。可再生能源补贴拖欠侵蚀公司经营性现金流净额，行业筹资性现金流入保持连续 2 年增长。

图表24：2020-2025 新能源行业毛利率及净利率



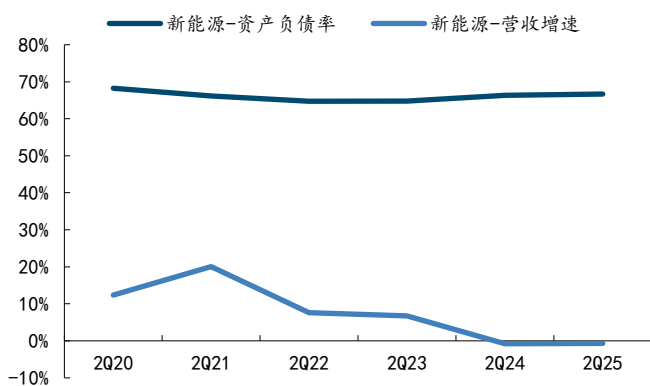
来源：Wind，国金证券研究所

图表25：1H21-1H25 新能源行业销售、管理及研发费率



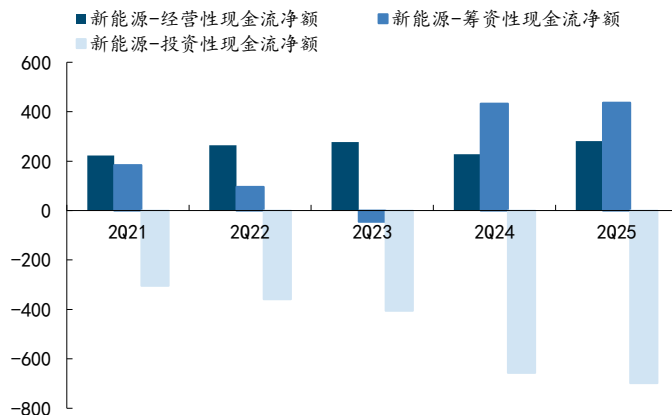
来源：Wind，国金证券研究所

图表26：2020-2025 新能源行业资产负债率和营收增速



来源：Wind，国金证券研究所

图表27：2021-2025 年新能源行业现金流净额（亿元）

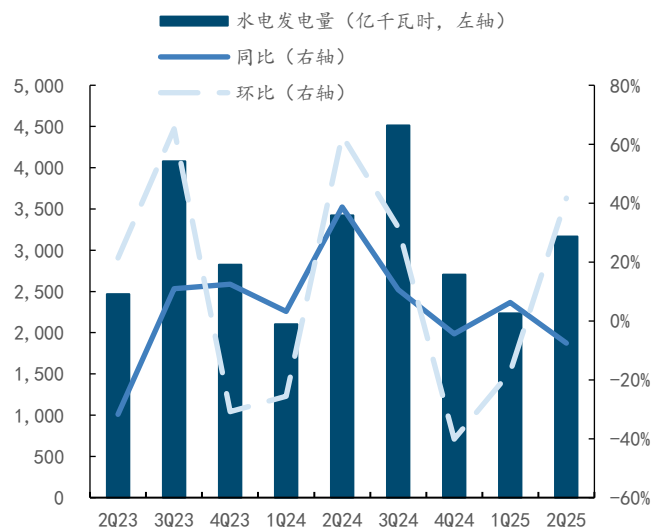


来源：Wind，国金证券研究所

2.3 水电板块：来水总体持平，成本优化增利

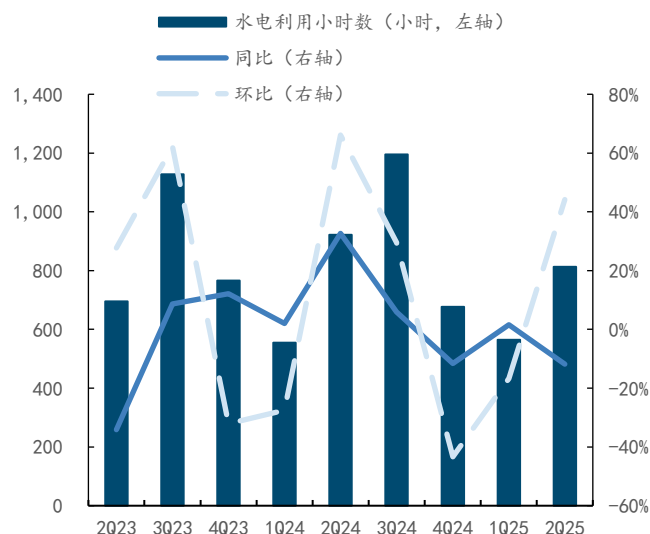
- 2025 来水边际转枯，但受益于去年改善大型水库调蓄能力，1H25 水电累计发电量同比微降 2.3%。上半年中，1Q25 来水情况分化。1Q25 来水同比偏丰，并且去年汛期来水情况较高，各大水库顺利完成蓄水计划改善枯期调蓄能力，水电平均利用小时数同比提升 1.6%，带动同期水电发电量同比+6.3%。而 2Q25 受来水边际转枯和去年同期高基数影响，利用小时数同比下降 11.8%，拖累当季水电发电量同比-7.6%。综合来看，1H25 来水总体持平至微降，水电累计发电量同比-2.3%。

图表28: 2023-2025 水电发电量 (左轴) 及同比、环比增速 (右轴)



来源: 中电联、国金证券研究所

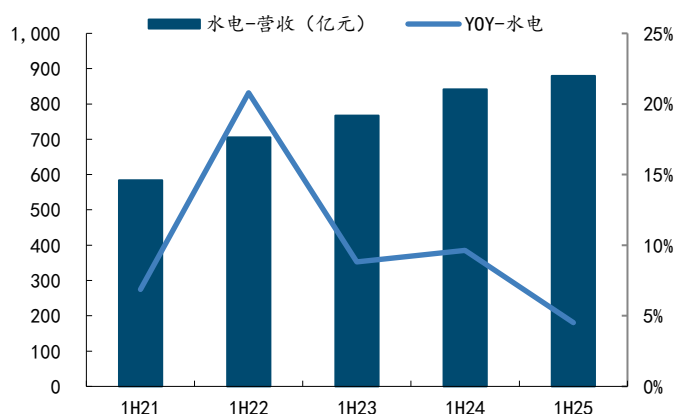
图表29: 2023-2025 水电利用小时数 (左轴) 及同比、环比增速 (右轴)



来源: Wind、国金证券研究所

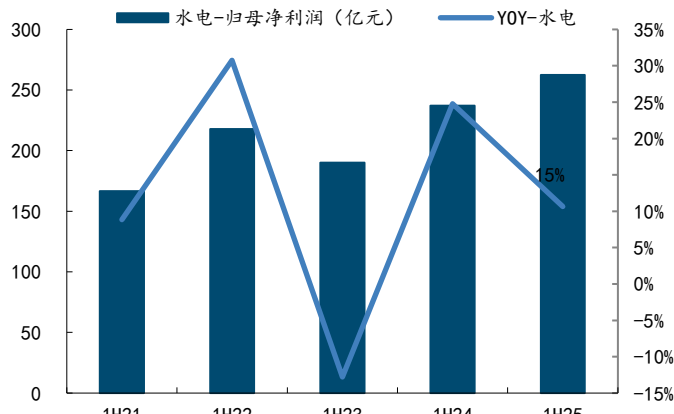
- 1H25 电量增长驱动水电行业营收提升, 归母净利润增幅大于营收增幅主因成本优化。虽然 1H25 全国水电发电量同比录得负增长, 但全国各地区来水情况分化, 2025 长江中下游地区来水明显同比偏枯, 但上游西南地区来水同比持平或少许偏丰; 叠加大型水电公司的龙头水库具备调蓄能力, 可以平滑来水波动的影响, 因此部分公司 1H25 累计发电量录得增长。成本方面, 水电企业把握长期利率下行的机会持续压降平均融资成本, 从而节省财务费用支出, 1H25 水电行业归母净利润同比+10.6%。
- 2025 发电量增幅收窄乃至下滑, 水电行业营收同比+1.0%, 归母净利润同比微增 0.3%。2025 水电平均电价降幅或环比收窄, 主因去年同期因汛期来水偏丰、丰水期电量占比提升, 导致水电平均上网电价结构性下滑, 基数较低。

图表30: 1H21-1H25 水电行业营收 (左轴) 及同比增速 (右轴)



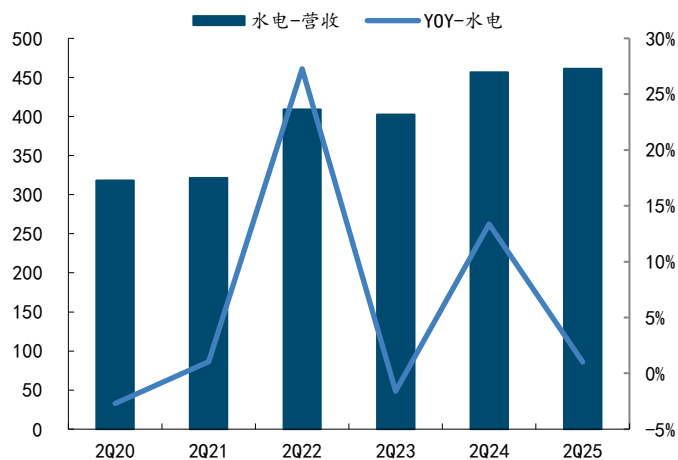
来源: Wind、国金证券研究所

图表31: 1H21-1H25 水电行业归母净利润 (左轴) 及同比增速 (右轴)



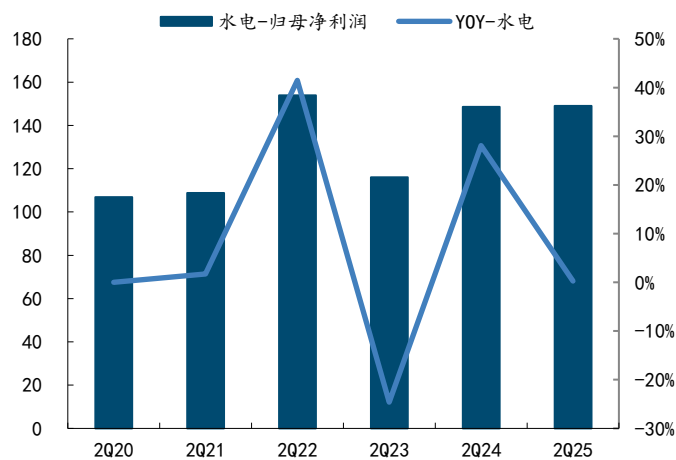
来源: Wind、国金证券研究所

图表32: 2020-2025 水电行业营收（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源: Wind、国金证券研究所

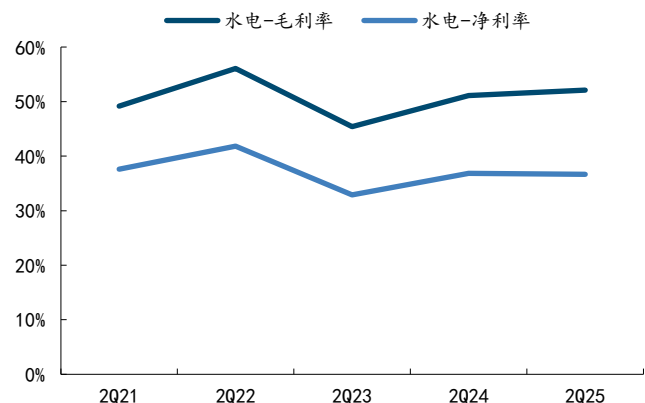
图表33: 2020-2025 水电行业归母净利润（左轴，亿元）及同比增速（右轴）



来源: Wind、国金证券研究所

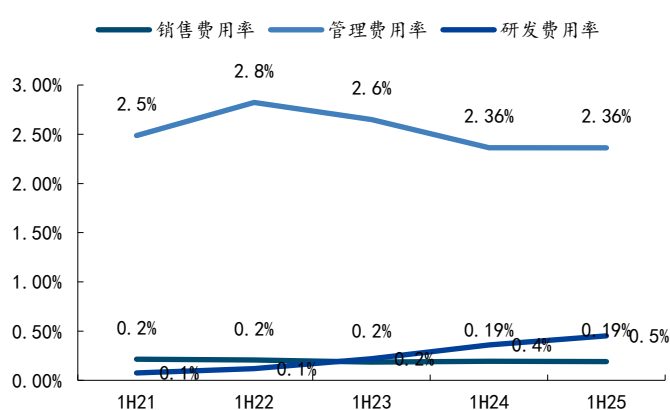
- 2025 水电毛利率小幅提升、净利润基本稳定。水电行业以固定成本为主的特征使得其盈利能力通常较为稳定，毛利率受电价和发电量的影响较大。2025 年燃煤发电量年度交易电价下滑，影响外送水电落地电价；但发电量增长有助于摊薄度电固定成本，并且云南省水资源费改税也使得毛利率提升、净利率下降。
- 研发费用率提升，投资性现金流净流出额同比减少。水电作为平均成本最低的常规电源，在电力系统中承担保障低价用电需求的责任，因此市场化电量占比仍较低，销售费用率和管理费用率保持稳定。为适应新型电力系统的转型与发展，并考虑到剩余水电可开发资源集中在高海拔地区、技术难度大幅提升，水电行业研发费用率呈现逐年提升态势。2025 投资性现金流净支出同比-20.1%，或受上市公司在建水电站工程进度的影响。

图表34: 2021-2025 水电行业毛利率及净利率



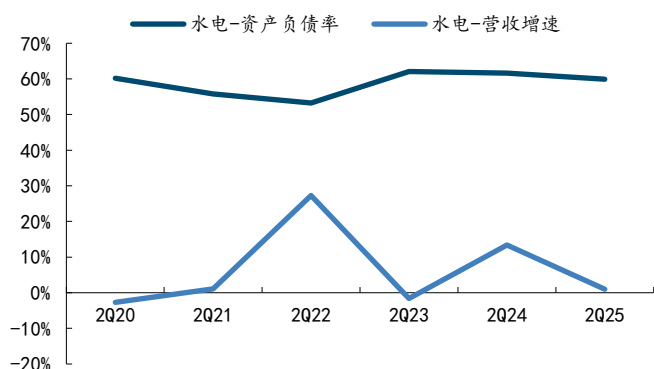
来源: Wind、国金证券研究所

图表35: 1H21-1H25 水电行业销售、管理及研发费率

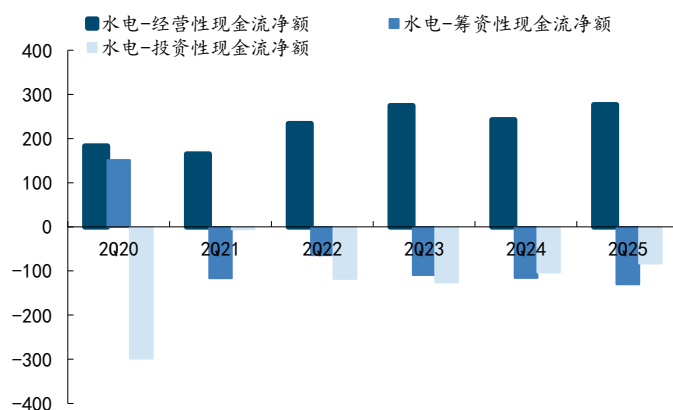


来源: Wind、国金证券研究所

图表36：2021-2025 水电行业资产负债率和营收增速



图表37：2021-2025 水电行业现金流净额（亿元）



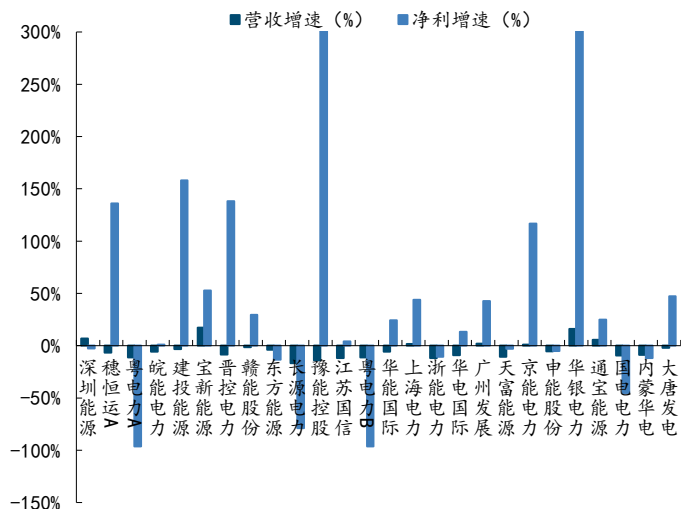
来源：Wind、国金证券研究所

来源：Wind、国金证券研究所

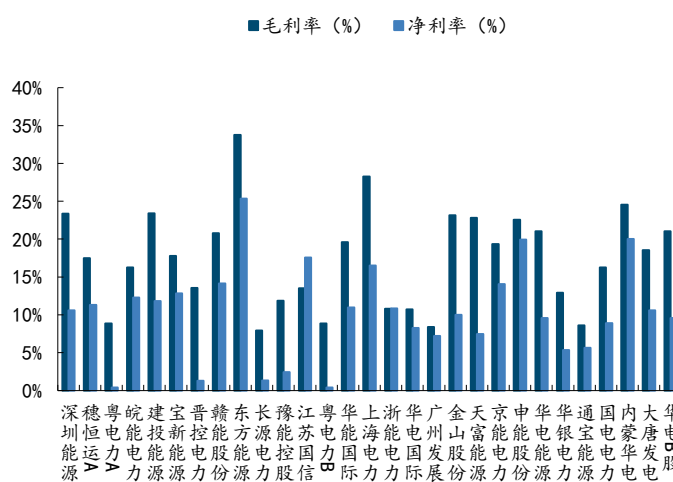
3、细分主要标的：电价普降，成本优化增利

- 火电板块：2025 年各省份年度长协电价分化，2025 煤价下行改善成本均实现盈利。从电量角度看，新能源发电量激增对火电电量的挤出效应普遍存在，位于 2024 受水电影响较大省份的火电资产 2025 发电量同比增速较高；从电价角度看，2025 年北方地区年度长协电价降幅小于南方沿海省份；从成本角度看，上半年动力煤供应增量主要来自国内生产端，进口量受到低价内贸煤挤压而下降，因此坑口煤价降幅大于港口煤价，北方坑口电厂盈利修复幅度或大于沿海港口电厂。
- ✓ 以大唐发电为例，公司 2025 实现营收 269.9 亿元，同比-2.13%；实现归母净利润 23.4 亿元，同比+31.8%；毛利率和净利率水平分别达到了 20.5%、12.3%，分别环比+3.8pcts、+3.2pcts。其中，煤电板块实现盈利 34 亿元，折合度电利润约 0.039 元/kWh，亏损面同比显著收窄。

图表38：1H25 火电公司营收增速、净利增速比较



图表39：1H25 火电公司毛利率、净利率比较



来源：Wind、国金证券研究所

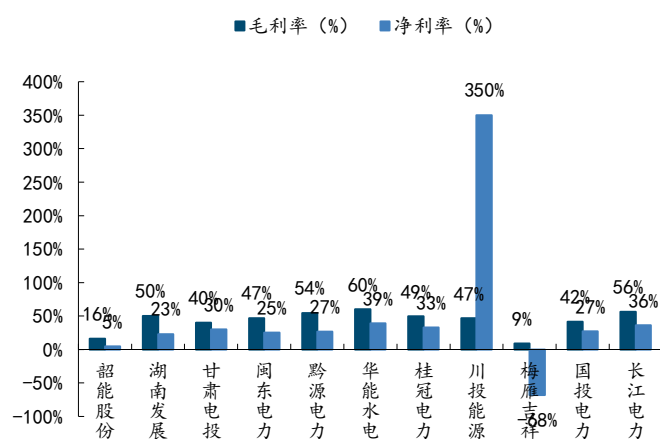
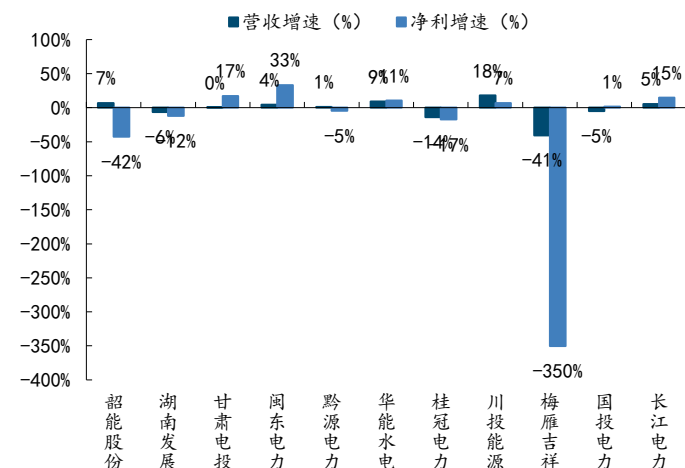
来源：Wind、国金证券研究所

- 水电板块：1H25 区域间来水情况分化，成本优化改善盈利。从上市水电公司公告来看，1Q25 来水总体同比偏丰，发电量均实现增长；其中华能水电增幅较大，主要是公司依托小湾和糯扎渡两大水库，通过梯级优化调度释放蓄能；2Q25 来水总体不及去年同期，但各地区同比偏枯的程度不同。从长江电力半年度电量公告来看，位于云川交界处的乌白、溪向四座电站发电量仍实现同比正增长，而位于长江中下游地区的三峡和葛洲坝电站 2025 发电量同比增速转负。财务费用作为水电企业的主要成本项之一，各上市公司均把握低利率窗口期持续压降平均融资成本，减少财务费用支出。
- ✓ 以长江电力为例，2025 受长江中下游地区来水同比偏枯影响，三峡和葛洲坝发电量同比下降。1Q25 公司总发电量 576.8 亿千瓦时，同比增长 9.4%，六座梯级电站发电

量均同比增长。2Q25 公司总发电量 689.8 亿千瓦时，增速环比放缓至 1.6%。分电站看，溪洛渡、向家坝、乌东德、白鹤滩电站 2Q25 发电量分别同比增长 7.0%、16.2%、9.8%、7.9%；而位于长江中下游的三峡及葛洲坝电站受来水偏枯影响，发电量分别同比下降 12.4%、9.1%。1H25 公司累计总发电量同比+5.0%，实现营收同比+5.3%，归母净利润同比+14.9%，利润增速大于营收增速得益于成本优化。

图表40：1H25 水电公司营收增速、净利增速比较

图表41：1H25 水电公司毛利率、净利率比较



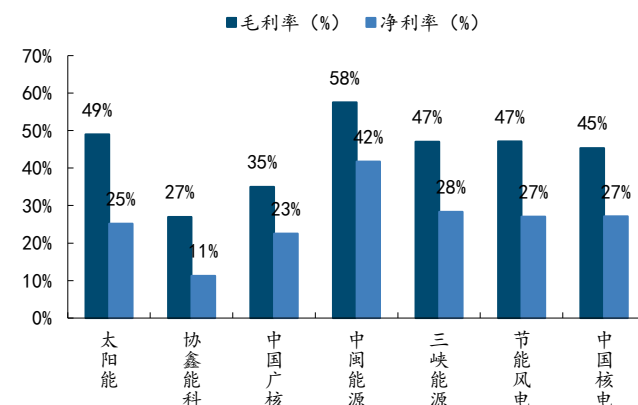
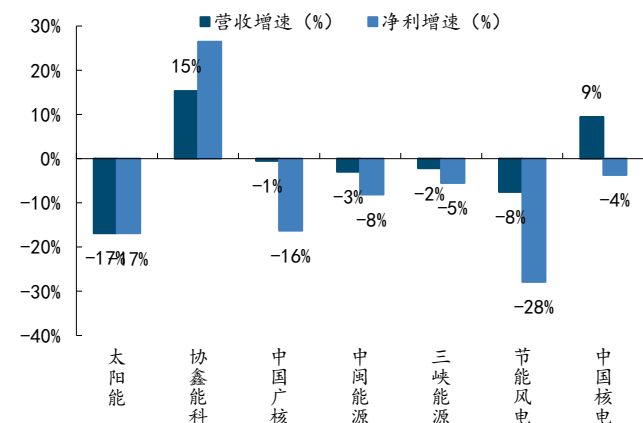
来源：Wind、国金证券研究所

来源：Wind、国金证券研究所

- 风电板块：4Q24 及 1H25 装机量激增，但风资源不佳、限电率提升和电价下滑致营收及利润增速下滑。例如三峡能源 1H25 新增并网装机 2181 万千瓦，期末控股装机容量同比+20.7%；同期，公司累计完成总发电量 393 亿千瓦时，同比+8.9%。其中，陆风/海风电量分别同比+15%/-4%，光伏发电量同比+10.3%。电量增速低于装机容量增速主因利用小时数下降，而利用小时数下降主因青海、内蒙古、甘肃等区域消纳压力相对较大。另外，伴随新增并网项目陆续投产，折旧及运营成本随在建工程转固同比增加，带来成本上升。
- 光伏板块：受“136 号文”影响，1H25 新增装机加速。以太阳能为例，公司 1H25 新投产装机量达 459MW，较去年同期新投产装机量大幅提升约 70%。1H25 公司营收、归母净利润同比分别-16.8%、-16.9%，2Q25 营收、归母净利润同比分别-23.8%、-16.3%；营收、净利润下降主要受公司太阳能产品销量及销售单价同比下降影响。太阳能发电业务在装机增长的驱动下，1H25 营收录得同比+4.7%；但平价上网项目占比提升导致平均上网电价结构性下降，太阳能发电业务毛利率同比-5.2pcts。
- 核电板块：新堆投产贡献增量，但电价下滑影响业绩。1H25 中国广核核电上网电量为 1133.6 亿千瓦时，同比+6.9%（子公司 892.7 亿千瓦时，同比+8.8%），主因防城港两台机组贡献电量增量（防城港电站上网电量同比+33.9%）；大亚湾、岭东核电站上半年换料大修总时间少于去年同期，而营收同比-0.5%。中国核电 1H25 控股核电上网电量 935.5 亿千瓦时，同比+12.1%，主因福清#4 小修于 10M24 完成、漳州#1 机组于 1M25 商运，而营收同比仅增 9.4%。营收增速均小于上网电量增速，主因电力市场整体交易价格下降。除电价下滑外，1H25 核电公司业绩还受到新机组投产转固开始计提折旧，以及核电增值税返还征收所得税政策调整的影响，同比下降。

图表42：1H25 新能源、核电公司营收增速、净利润增速比较

图表43：1H25 新能源、核电公司毛利率、净利率比较



来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

4、投资建议

■ 火电板块：

电量方面，高温天气推升用电需求，叠加汛期来水同比偏枯，Q3 火电电量增速环比持续修复。成本方面，7、8 月主要产煤省受降水影响，供应端修复和铁路发运均受阻，港口调入量下降、库存持续下降，到 8 月基本降至去年同期水平。动力煤结构性偏紧、库存下降支撑夏季市场煤价止跌回升，当前煤价 6 月底已累计上涨近 100 元/吨。但考虑到迎峰度夏接近尾声，用电需求即将季节性转淡，叠加降水天气对产煤省的影响逐渐消退，虽然短期供应仍受限于重大活动举办，但 9 月煤价上涨动力不足，预计 Q3 市场煤均价维持在 700 元/吨以下，煤价下行持续为火电行业带来盈利增长。建议关注电力供需偏紧、市场竞争格局较好地区的火电，如华能国际、华电国际、大唐发电。

■ 新能源——风、光伏发电板块：

“136 号文”推动新能源全面入市，市场化电量占比提升机遇和挑战并存。纳入机制的项目收益率预期趋于稳定，未来新增纳入机制的电量规模与消纳能力匹配，有助于引导理性投资。电力市场交易中，出力曲线具备反调峰特征的风电资产在有望获得更高的平均结算电价，建议关注以风电资产为主的新能源龙头龙源电力。

■ 新能源——核电板块：

受 25 年市场交易电价整体下降和增值税返还征收所得税政策调整的影响，业绩暂时承压。新机组投产有望带来增量，建议关注预计 4Q25 漳州#2 投产的中国核电。

5、风险提示

- 新增装机容量不及预期。火电方面，发电侧出现电力供应过剩或导致已核准项目面临开工难问题。新能源方面，特高压建设进度、消纳考核、上游发电设备价格及施工资源供需关系均有可能影响新项目建设和投产进度。
- 下游需求景气度不及预期。用电需求与宏观经济发展增速正相关，经济偏弱复苏或导致用电需求增速低于预期、机组利用小时数下滑导致度电分摊的折旧成本上升，从而影响盈利。
- 电力市场化进度不及预期。现货市场交易电价上限远超中长期交易电价，现货市场试点推广进度不及预期将影响电厂平均售电价格。
- 煤价下行不及预期。火电成本结构中燃料成本占比较高，煤价维持高位将影响火电盈利。
- 电力市场化交易风险。新能源出力不可预测，参与市场化交易导致量价风险扩大，对新能源发电企业盈利造成不利影响。此外，煤价下行或带动燃煤交易电价下降，从而影响市场化交易电量的价格中枢。

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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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