新兴拉动需求向好，电力长坡厚雪

2026 年 01 月 21 日

核心观点

- **美国基金对公用事业的配置比例明显高于国内。**美国基金产品对公用事业行业的持仓市值从 2019 年的 4261 亿美元增长至 25Q3 的 7331 亿美元，占基金总体持仓市值的比例在 2.19%-2.83%之间波动，明显高于国内的 0.46%-2.28%。以美国公用事业持仓市值排名第三的投资基金 XLU 为例，过去 5 年累计收益率 59%（年化约 10%）；其前十大重仓股均为电力、燃气公司，具备持续的现金分红，平均股息率基本可维持 3%以上；从估值来看，XLU 重仓股在 2017-2024 年间 PE 在 16.1x-36.5x，平均为 24x；PB 在 1.9x-2.6x，平均为 2.2x。

- **十五五电力需求展望积极，电价有望企稳回升。**1）需求端：电气化率提升叠加 AI 等新兴领域驱动，我们预计 2025 年全社会用电量增速为 5.3%，2025-2030 年 CAGR 为 5.2%。2）供给端：新能源仍是新增装机主力，我们假设 25 年末新能源累计装机超过 18 亿 kw，十五五年均新增 2.5-3 亿 kw。从电力保供的视角出发，为使电力系统充裕度在十五五末提升至 20%以上的正常水平，我们测算 26-30 年年均仍需新增 40GW 火电。3）电价端：受煤价、电价政策、电力供需等多重因素共同影响，十四五后半程上网电价进入下行通道。综合考虑容量电价的提升和电量电价的下降，我们预计 2026 年全国平均综合上网电价降幅或超 0.02 元/kwh。展望未来，我们认为一方面煤炭价格在弱需求和供给侧反内卷的双重博弈下，大幅上涨和大幅下跌的可能性均较为有限，有望从成本端给予电量电价支撑。另一方面，我们认为随着电改持续推进，电力商品价值体系有望从过去以电能量价值为主的单一体系向电能量价值+灵活性价值+可靠性价值+绿色环境价值的多维体系转变。对于火电而言，容量电价、辅助服务收益的提升亦有望支撑综合上网电价企稳回升；而对于新能源来说，绿色环境价值的走扩有助于对冲其全面入市所面临的电价压力。

- **储能在新型电力系统中的重要性凸显，电力企业多有布局。**随新能源装机占比持续提升，调节性资源重要性凸显，储能是关键一环。《国家发展改革委国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》中对抽蓄和新型储能表述积极，相关领域景气度有望提升。1）抽蓄：两部制价格机制明确，核准在建项目充足，我们判断十五五末累计装机达到 1.2 亿 kw 左右的目标实现难度不大（25 年末预计为 0.65 亿 kw）。电力企业中南网储能、长江电力等均有抽蓄项目布局，有望于十五五后期-十六五初期进入密集投运阶段，为对应公司带来业绩增量。2）新型储能：电能量市场套利+辅助服务+容量补偿三重收益模式逐步跑通，经济性驱动下 2025 年国内新型储能新增装机达 58.6GW/175.3GWh，同比增长 38%/60%。基于 2025 年亮眼的招/中标数据，我们预计 2026 年国内新型储能新增装机有望同比增长 50%左右至 260GWh。目前，电力企业中如三峡能源、南网储能等均有新型储能项目投资运营经验，期待市场化下新型储能量、利齐升对相关企业的赋能。

- **电力股普遍具备高分红特征，长期收益可观；现阶段估值合理，配置性价比凸显。**水电企业现金流充裕，2020 年以来维持平均 50%-60%的分红比例。核电企业尽管现阶段资本开支规模较大，但 2020 年以来仍维持 40%左右的相对稳定的分红比例。火电企业 2023 年盈利水平基本恢复正常后，分红比例在 40%左右。新能源企业现阶段现金流压力较大，分红比例基本在 30%左右。拉长时间周期来看，电力（SW）指数较沪深 300 具备超额收益（2020 年至

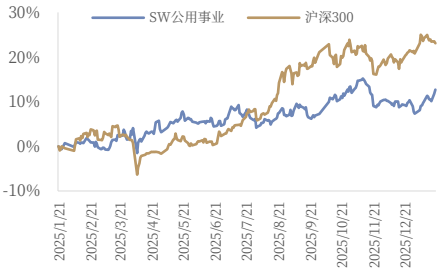
公用事业行业

推荐 维持评级

分析师

陶贻功
☎：010-80927673
✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130522030001
梁悠南
✉：010-80927656
✉：liangyounan_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130523070002
研究助理：马敏
✉：mamin_yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图 2026 年 01 月 20 日



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

今累计 17%，年化 2.3%），具备长期配置价值。估值方面：1）我们复盘 2020 年以来的估值水平，电力（SW）平均 PE 20.8x，PB 1.5x，一方面与前述美股相比有提升空间，另一方面，从时间维度来看，截至 2026 年 1 月 16 日，电力（SW）最新 PE 19.4x、PB 1.6x，分别处于 2020 年以来 55%、63%分位数水平，当前时点具备配置性价比。2）基于 wind 一致盈利预测，我们测算水电、核电、火电、新能源板块的 25E 平均股息率分别为 2.97%、2.25%、3.76%、2.26%，水电、火电已分别处于 2023 年、2020 年以来的高位。

- **风险提示：**电力需求不及预期的风险，上网电价超预期波动的风险，水风光等自然资源条件超预期波动的风险，煤炭等原材料价格超预期波动的风险等。

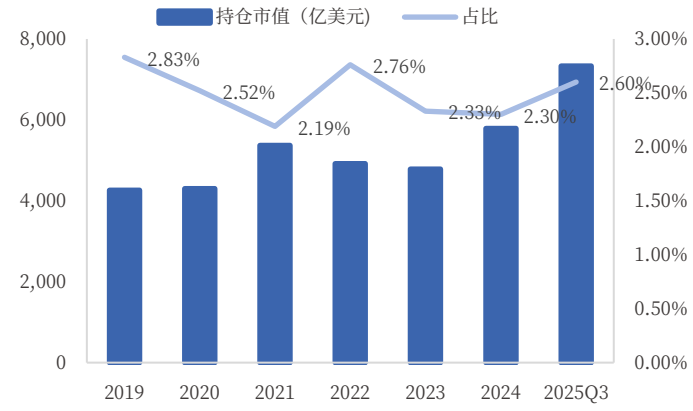
目录
Catalog

一、 美国基金对公用事业的配置比例明显高于国内 4
二、 十五五电力需求展望积极，电价有望企稳回升 6
（一） 电气化率提升叠加 AI 等新兴领域驱动，电力需求展望积极 6
（二） 十五五各类电源装机均有增长潜力，以保证电力系统具备足够充裕度 10
（三） 短期电价下行，中长期随煤价趋稳和电改持续推进有望企稳回升 12
三、 储能在新型电力系统中的重要性凸显，电力企业多有布局 17
四、 电力股普遍具备高分红特征，长期收益可观 22
五、 风险提示 27

一、美国基金对公用事业的配置比例明显高于国内

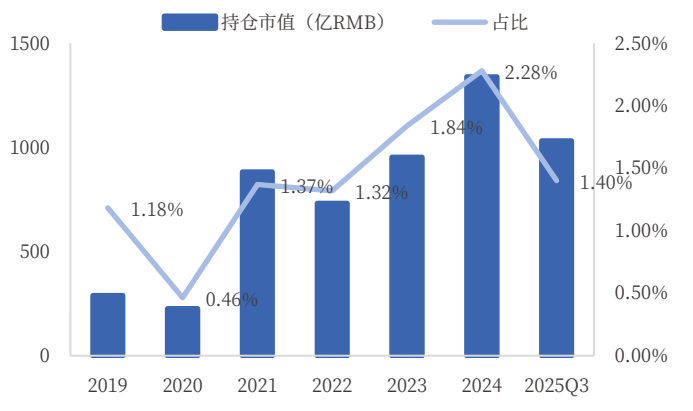
美国基金对公用事业行业的配置比例明显高于国内。我们观察美国基金产品的行业配置，对公用事业行业的持仓市值从 2019 年的 4261 亿美元增长至 25Q3 的 7331 亿美元，占基金总体持仓市值的比例在 2.19%-2.83%之间波动。国内方面，基金产品对电力、热力、燃气及水生产和供应业的持仓市值从 2019 年的 289 亿元增长至 25Q3 的 1031 亿元，占基金总体持仓市值的比例在 0.46%-2.28%，与美国存在明显差距。

图1：美国基金对公用事业的持仓市值及占比



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图2：中国基金对电力、热力、燃气及水生产和供应业持仓市值及占比



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

以美国公用事业基金 XLU 为例，其过去 5 年累计收益率 59%，年化收益率约 10%。我们选取美国公用事业持仓市值排名第三的投资基金 XLU（SPDR 公用事业精选行业指数 ETF），截至 25Q3 末规模为 213 亿美元，主要挂钩标普公用事业精选行业指数（IXU.SPI）。我们计算 XLU 过去 5 年累计收益率为 59%（年化约 10%）。

图3：XLU 复权单位净值（单位：美元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

美国公用事业基金 XLU 前十大重仓股均为电力、燃气公司。截至 25Q3 末，XLU 前十大重仓股分别为新纪元能源、南方电力、CONSTELLATION ENERGY、杜克能源、VISTRA、美国电力、SEMPRA、道明尼资源、埃克西尔能源、爱克斯龙电力，主营业务均为电力、燃气等。

XLU 前十大重仓股现金分红具备持续性，平均股息率基本可维持 3%以上。我们统计自 2016 年以来各重仓股均执行较为连贯的分红政策，包括但不限于亏损期坚持现金分红和利润明显下滑时大幅提升分红比例。基于此，XLU 前十大重仓股平均股息率除 2021 年外，均维持在 3%以上。从时

间维度来看，XLU 前十大重仓股的股息率变动与美国加息/降息周期基本保持一致。如 2016-2018 年，美国处于加息周期，XLU 前十大重仓股的平均股息率在 3.5%左右；2019-2021 年，美国处于降息周期，XLU 前十大重仓股的平均股息率降至 3.2%左右，并随 2021 年美国联邦基金利率降至绝对低位来到 2.9%的历史较低水平；2022-2023 年美国重新进入加息周期，XLU 前十大重仓股的平均股息率同步回升；并于 2024 年随美联储开启降息重新进入下行通道。

表1：XLU 前十大重仓股（截至 25Q3 末）

证券简称	重仓持股	持仓市值（亿美元）	占基金净值比
NEE.N	新纪元能源	24.7	11.58%
SO.N	南方电力	16.5	7.77%
CEG.O	CONSTELLATION ENERGY	16.3	7.66%
DUK.N	杜克能源	15.3	7.17%
VST.N	VISTRA	9.9	4.65%
AEP.O	美国电力	9.5	4.48%
SRE.N	SEMPRA	9.3	4.37%
D.N	道明尼资源	8.3	3.89%
XEL.O	埃克西尔能源	7.6	3.55%
EXC.O	爱克斯龙电力	7.2	3.39%
	前十大合计	124.6	58.51%

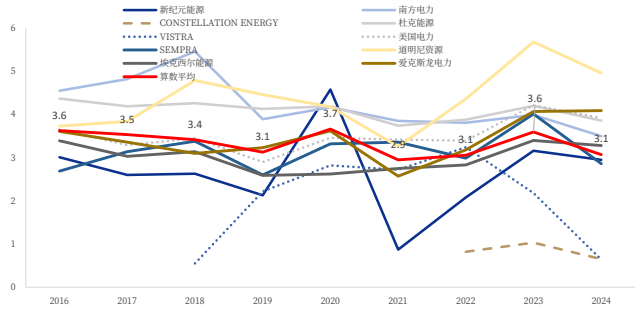
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图4：XLU 前十大重仓股历年现金分红比例

公司	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
新纪元能源	57%	35%	33%	66%	96%	44%	83%	53%	62%
南方电力	86%	264%	109%	55%	86%	116%	83%	77%	72%
CONSTELLATION ENERGY						-22%	-144%	24%	12%
杜克能源	109%	81%	98%	73%	207%	77%	121%	111%	71%
VISTRA			-112%	27%	43%	-23%	-25%	20%	11%
美国电力	185%	62%	66%	70%	65%	61%	72%	81%	65%
SEMPRA	49%	330%	94%	50%	32%	107%	68%	49%	56%
道明尼资源	84%	67%	97%	222%	-648%	63%	223%	112%	106%
埃克西尔能源	62%	65%	63%	62%	63%	63%	63%	66%	65%
爱克斯龙电力	103%	34%	67%	49%	76%	85%	63%	62%	63%

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

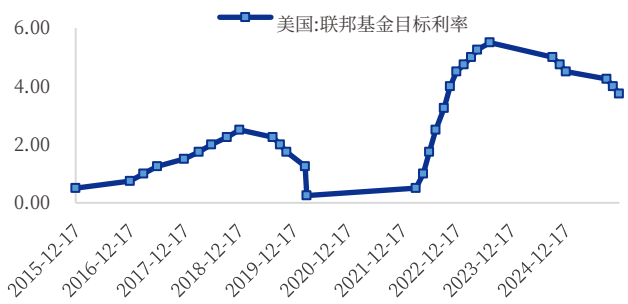
图5：XLU 前十大重仓股历年股息率（%）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

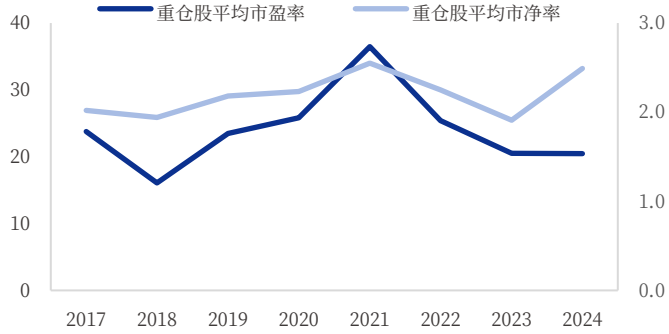
XLU 重仓股在 2017-2024 年间，PE 在 16.1x-36.5x，平均为 24x；PB 在 1.9x-2.6x，平均为 2.2x。阶段性高点均出现在 2021 年，我们认为很大程度上受益于彼时美国的低利率环境。

图6：美国联邦基金利率（%）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图7：XLU 重仓股 PE&PB（右）



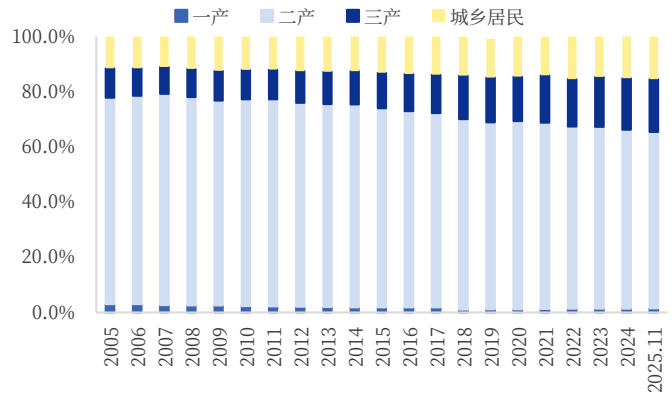
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

二、十五五电力需求展望积极，电价有望企稳回升

（一）电气化率提升叠加 AI 等新兴领域驱动，电力需求展望积极

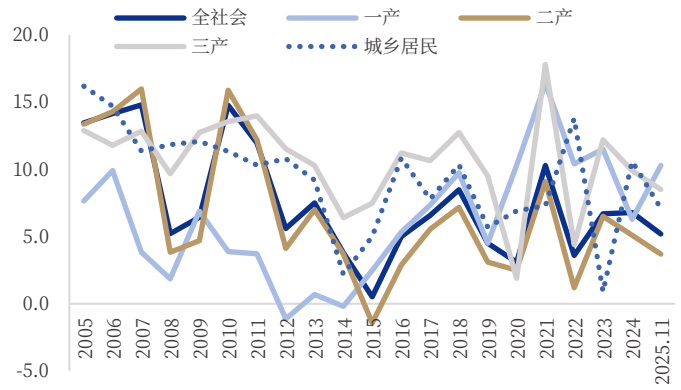
过去二十年，三产和居民用电量在全社会用电量中的占比持续提升，其增速对全社会用电量增速的贡献度抬升。2005 年，一产、二产、三产、城乡居民用电量占全社会用电量的比例分别为 3.0%、74.8%、10.7%、11.5%；而 2005 年 1-11 月，一产、二产、三产、城乡居民用电量占全社会用电量的比例分别为 1.5%、63.9%、19.2%、15.4%。从趋势上来看，过去 20 年间，一产和二产用电量占比出现明显下降，三产和居民用电对全社会用电量的贡献有所增加。2024 年、2025 年 1-11 月，三产、城乡居民用电量增速维持较高水平，驱动全社会用电量增速分别较二产用电量增速高出 1.7、1.5pct。

图8：全社会用电量结构



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图9：分部门用电量增速情况（%）



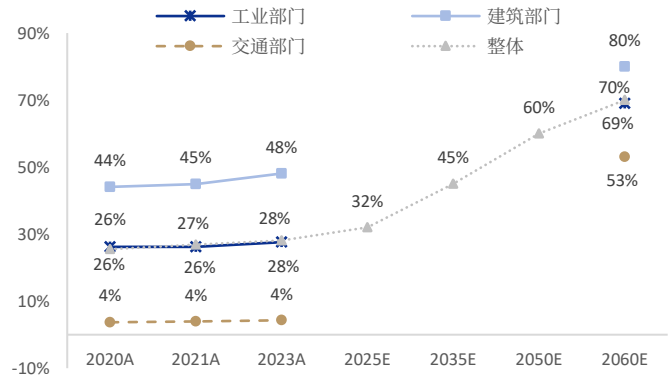
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

对于三产和居民用电量的高增，我们预计核心驱动因素主要来自于建筑部门电气化率提升&极端天气扰动、电动汽车充电、数据中心耗电等。具体来看：

（1）建筑部门电气化率提升叠加极端天气扰动，采暖降温负荷对三产和居民用电量的影响越来越突出。

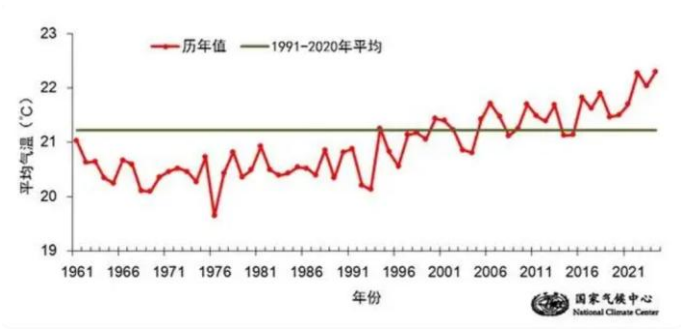
过去十年，我国终端用能电气化水平不断提升，2023 年电能占终端能源消费的比重达到 28.1%，相比十年前增加 6.7pct。分部门来看，建筑部门的电气化程度最高（2023 年达到 48.1%），且上升趋势明显（2023 年较 2021 年提升 3.2pct，高于全社会 1.2pct 的水平），这主要得益于电制冷、供暖应用场景的不断深化。这一趋势带来的显著变化即为近年来三产和居民用电量，尤其是居民用电量受天气的影响愈发明显。回溯历史，可以发现在 2016、2018、2022、2024 年等气温偏高年份，城乡居民用电量增速均处于高位。展望未来，双碳目标驱动下预计我国电气化程度将持续提升，2060 年有望提升至 70%，其中建筑部门有望达到 80%。基于此，我们认为三产和居民用电量长期增长具备较强支撑。

图10：电能占终端能源消费的比重



资料来源：中电联、中国政府网、国网能源研究院、中国银河证券研究院

图11：6 月 1 日至 8 月 31 日全国平均气温历年变化（1961-2024 年）

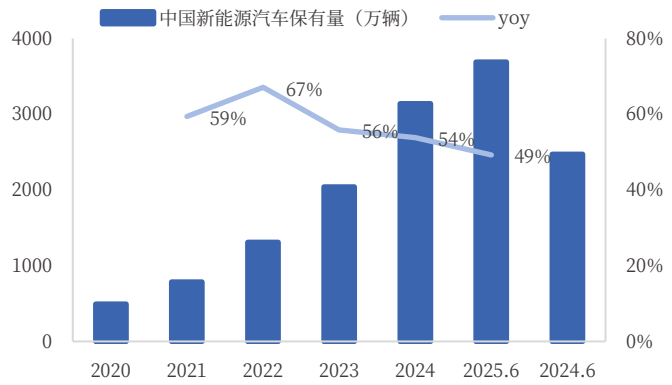


资料来源：国家气候中心、中国银河证券研究院

（2）随电动汽车保有量增加，电动汽车充电量占三产和居民用电量的比重明显上升。

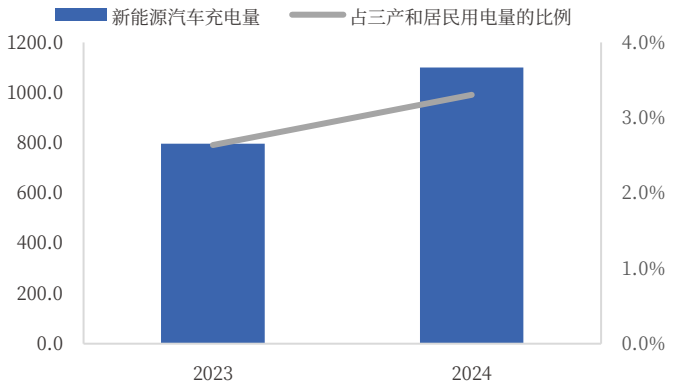
截至 2025 年 6 月，我国新能源汽车保有量为 3689 万辆，同比增长 49%。根据国家能源局数据，2024 年，我国新能源汽车充电量超 1100 亿千瓦时，同比增速达到 38%。考虑到新能源汽车到公共充电桩充电所耗用的电量会被计入“批发零售业”下属的“充换电服务业”用电；而在私人充电桩充电在大部分地区执行居民生活用电价格，其耗电应属于居民生活用电；因此，我们认为新能源汽车充电量在三产和居民用电量中均有所体现。2024 年，新能源汽车充电量占三产+居民用电量的 3.3%，较 2023 年提升 0.7pct；鉴于其增速较快，我们预计未来其对三产和居民用电量的贡献将持续增加。

图12：我国新能源汽车保有量和同比增速



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图13：我国新能源汽车充电量（亿 kwh）和占比



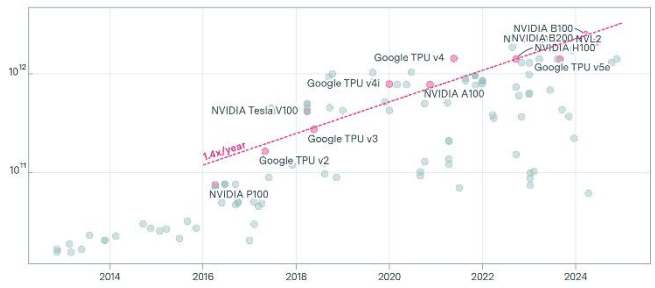
资料来源：国家能源局、Wind、中国银河证券研究院

（3）数据中心快速发展带动耗电量增长。我们测算 2030 年国内数据中心耗电量（不含电信网络耗电量）将从 2023 年的 1500 亿 kwh 增长至 2030 年的 4051 亿千瓦时，复合增速 15%。

模型训练对应的功率需求以每年 2.1x 的速度增长，尽管目前数据中心耗电量占全球电力需求的比例尚低，但在部分国家/地区已展现出了不容忽视的影响。模型训练过程中，GPU、冷却设备等将会产生较大的电力消耗，尽管过去十年芯片效率大幅提升（即单位功率所支持的算力不断提升），但模型训练所需的功率仍以每年 2.1x 的速度增长。基于此，AI 大模型所催化的数据中心用电量对全球电力需求的拉动作用开始受到广泛关注。根据 JLL 发布的《2025 Global Data Center Outlook》，其预计 2025 年数据中心用电量仅占全球电力需求的~2%，但由于数据中心在全球分布不均，部分国家/地区，如新加坡、爱尔兰、美国弗吉尼亚州，这一比例已分别达到 7%、21%、26%，显示出

持续增长的算力需求对用电量增长的强劲拉动效果。

图14：机器学习芯片能效（FLOP/s per watt）



资料来源：EPOCH AI、中国银河证券研究院

注：横轴表示不同芯片的发布时间。

图15：AI 模型训练所需功率（W）

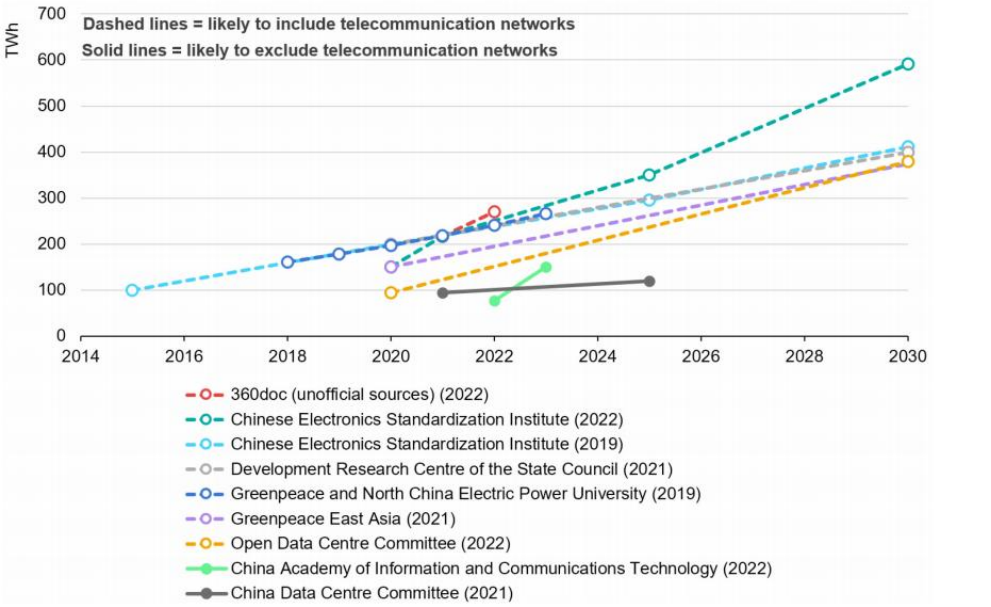


资料来源：EPOCH AI、中国银河证券研究院

注：横轴表示不同模型的发布时间。

聚焦国内，目前数据中心用电量存在两种口径，预计差距主要来自于数据传输网络的电力消耗。目前国内对于数据中心的耗电量存在两种数据口径，其一为中国信通院公布的数据，显示 2023 年全国算力中心用电量达到 1500 亿千瓦时，同比增长 15.4%（对应 2022 年用电量约为 1300 亿千瓦时）；其二为中国能源报引用的数据，显示 2022 年全国数据中心耗电量达到 2700 亿千瓦时。而根据国际能源署的估算，2023 年国内电信网络消耗的电量约为 900-1100 亿千瓦时，因此，其认为 2023 年国内数据中心耗电量达到 2000-3000 亿千瓦时的数据来源可能包括了数据传输耗电量，而在 1000-1500 亿千瓦时量级的数据来源可能仅包括数据中心耗电量。

图16：国内不同口径下的数据中心耗电量



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

基于信通院的数据口径，我们测算 2030 年国内数据中心耗电量将达到 4051 亿千瓦时，2024-2030 年复合增速 16.1%。在此基础上，参考 IEA 对国内电信网络耗电量的预测（2030 年将达到 1250 亿千瓦时，增量主要来自 5G 网络，2/3/4G 网络将下降），数据中心（含数据传输）用电量有望达到 5301 亿千瓦时。我们的核心假设如下：

1）算力规模预测：根据工业和信息化部信息通信发展司负责人披露，截至 2024 年底，我国算力总规模达 280EFLOPS（每秒百亿亿次浮点运算，以 FP32 单精度计算）。展望未来，参考国际数据公司（IDC）与浪潮信息联合发布的《2025 年中国人工智能计算力发展评估报告》中对于我国算力规模的预测（2024-2028 年智能算力复合增速 40%），我们假设 2024-2030 年国内算力总规模复合增速为 38.9%。

2）能效比：我们基于 2022、2023 年的实际用电量数据，倒算 2022、2023 年的能效比分别为 27、32GFLOPS/W，考虑到未来芯片等核心设备的能效比仍有持续优化的空间，我们假设未来能效比维持上升趋势。

3）PUE：数据中心的耗电量除了来自于 IT 设备外，还来自制冷、配电等系统，PUE=数据中心总能耗/IT 设备能耗，PUE 越低表示数据中心的能效水平越好。根据中国信通院披露的数据，2023 年，全国在用算力中心平均 PUE 为 1.48，与 2022 年的 1.52 相比有所提升，我们假设未来维持下降态势；同时参考 2024 年 7 月 3 日国家发展改革委等部门发布的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》，其提出“到 2025 年底，新建及改扩建大型和超大型数据中心电能利用效率降至 1.25 以内，国家枢纽节点数据中心项目电能利用效率不得高于 1.2”，我们假设到 2030 年，数据中心平均 PUE 降至 1.22。

4）利用小时：假设全年不间断运行，即利用小时数为 8760h。

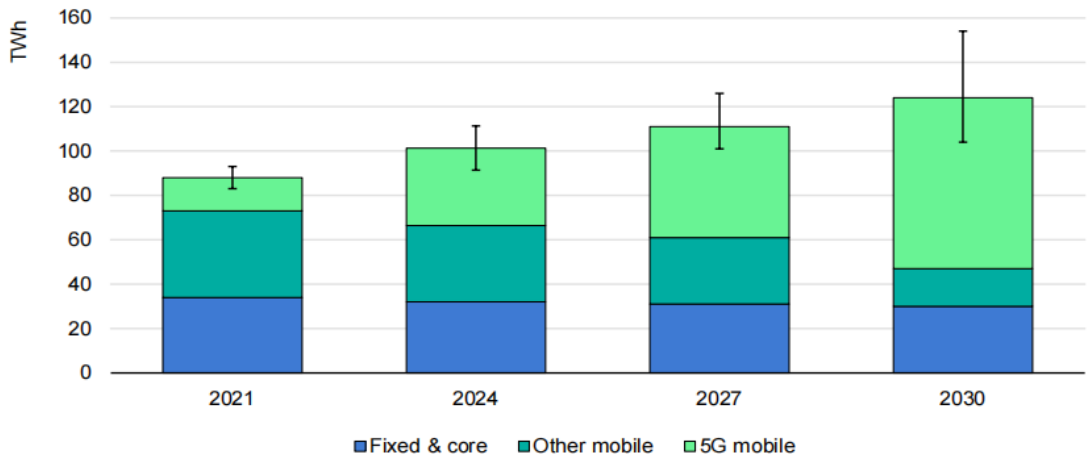
表2：国内数据中心用电量测算

年份	算力规模（EFLOPS）	算力规模 YOY	能效比（GFLOPS/W）	新增功率（万千瓦）	PUE	新增用电量（亿千瓦时）	用电量（亿千瓦时）	用电量 YOY
2021	140						1100	
2022	180	28.6%	27	150.2	1.52	200.0	1300	18.2%
2023	230	27.8%	32	154.3	1.48	200.0	1500	15.4%
2024E	280	21.7%	41	123.4	1.44	155.2	1655	10.3%
2025E	400	43.0%	49	243.7	1.39	297.6	1953	18.0%
2026E	564	40.8%	59	275.3	1.35	326.8	2280	16.7%
2027E	780	38.3%	70	308.7	1.32	356.5	2636	15.6%
2028E	1074	37.7%	81	362.3	1.28	407.6	3044	15.5%
2029E	1471	37.0%	93	425.6	1.25	466.8	3510	15.3%
2030E	2008	36.5%	106	504.5	1.22	541.2	4051	15.4%

资料来源：中国信通院、工信部、国际数据公司（IDC）、中国银河证券研究院

注：2021 年用电量数据为我们估计值。

图17：2021-2030 年中国电信网络电力需求



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

综合考虑上述因素影响，我们预计 2025 年全社会用电量增速为 5.3%，2025-2030 年 CAGR 为 5.2%。其中，二产用电量 CAGR 为 3.9%，主要受高技术及装备制造业（包括电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、汽车制造业、仪器仪表制造业、医药制造业、通用设备制造业、专用设备制造业）拉动，CAGR 可达 9.0%。三产用电量 CAGR 为 8.1%，其中与 AI 相关的信息传输/软件&信息技术服务业和包含充换电服务业的批发&零售业用电量 CAGR 分别高达 15.4%和 11.9%。基于此，我们预计二产用电量占全社会用电量的比例将分别由 2025 年的 63.9%下降 3.9pct 至 2030 年的 60%，与之相对，三产用电量占比将由 2025 年的 19.2%提升 2.7pct 至 2030 年的 22%。

表3：全社会用电量预测（亿 kwh）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量	75110	83128	86372	92241	98521	103771	109643	115531	121645	127669	133805
yoy		10.7%	3.9%	6.8%	6.8%	5.3%	5.7%	5.4%	5.3%	5.0%	4.8%
其中：一产	859	1023	1146	1278	1357	1493	1635	1782	1933	2088	2244
yoy		19.1%	12.0%	11.5%	6.2%	10.0%	9.5%	9.0%	8.5%	8.0%	7.5%
其中：二产	51215	56131	57001	60745	63874	66334	69224	72022	74876	77598	80349
yoy		9.6%	1.5%	6.6%	5.2%	3.9%	4.4%	4.0%	4.0%	3.6%	3.5%
其中：三产	12087	14231	14859	16694	18348	19956	21678	23509	25432	27416	29410
yoy		17.7%	4.4%	12.3%	9.9%	8.8%	8.6%	8.4%	8.2%	7.8%	7.3%
其中：城乡居民	10950	11743	13366	13524	14942	15988	17107	18219	19403	20567	21802
yoy		7.2%	13.8%	1.2%	10.5%	7.0%	7.0%	6.5%	6.5%	6.0%	6.0%

资料来源：Wind、国家能源局、中电联、中国银河证券研究院

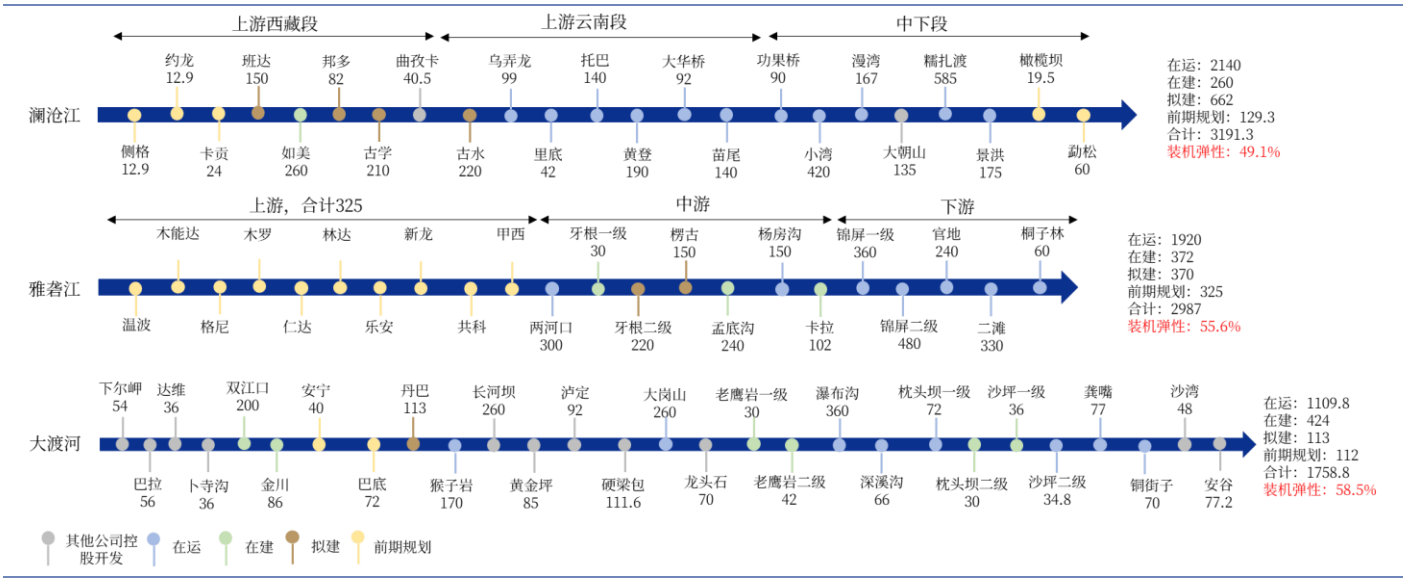
（二）十五五各类电源装机均有增长潜力，以保证电力系统具备足够充裕度

新能源仍是十五五期间新增装机主力。截至 25 年 11 月末，新能源累计装机达到 17.6 亿 kw，占总装机的比例达到 46%。2025 年 1-11 月，受 136 号文导致的抢装影响，风电、光伏新增装机分别为 82、275GW，yoy+61%、+31%。展望未来，双碳目标下预计新能源仍是新增装机主力。基于我国新一轮国家自主贡献承诺（到 2035 年，风电和太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦），

预计十五五期间年均新增装机至少在 200GW 左右。基于此，我们假设 25 年末新能源累计装机超过 18 亿 kw，并在十五五期间年均新增 2.5-3 亿 kw。

水电：主要流域仍有装机增长潜力，但短期难释放。我们梳理雅砻江、澜沧江、大渡河、雅鲁藏布江等流域仍具备装机增长潜力，前三者在建&拟建&前期规划装机占在运装机的 50%-60%；雅鲁藏布江流域规划 5 座梯级电站，装机 6000-7000 万 kw。但考虑到水电建设周期较长，预计除大渡河流域 4 座电站 352 万千瓦装机在 25-26 年陆续投产外，其余装机增量最早将于十五五后期开始释放。基于此，我们假设 25-30 年常规水电年均新增装机 400 万千瓦。

图18：主要流域水电开发进展（单位：万千瓦）



资料来源：华能水电、雅砻江公司、国投电力公司公告等，中国银河证券研究院

核电：十四五高核准带来的装机增量将在十五五期间陆续兑现。作为清洁稳定的基荷电源，自 2022 年以来我国连续 4 年核准核电机组数量≥10 台，按照 5-6 年的建设周期推算，十五五期间将迎来密集投运。我们基于对各核电机组开工时间的梳理，判断十五五期间核电累计新增装机将达到 3466 万 kw。

抽水蓄能：截至 24 年末，国内抽水蓄能累计装机 5869 万 kw，根据水电水利规划设计总院副院长的预测，“十四五”期间，我国抽水蓄能装机容量预计增长超 3400 万千瓦，由此测算 2025 年新增装机约为 680 万 kw。根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。基于此，我们假设十五五期间年均新增装机 1000 万 kw，至 2030 年累计装机达到 1.15 亿 kw，基本完成上述目标。

新型储能：截至 2024 年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 7376 万千瓦，较 2023 年底增长超过 130%。根据储能网的初步统计，2025 年，国内新型储能新增装机达 58.6GW/175.3GWh，同比增长 38%/60%。在此基础上，考虑到目前新型储能逐渐步入经济性驱动阶段，装机有望维持较快增长，我们预计 25-30 年累计装机 CAGR 约为 30%。

从电力保供的视角出发，我们考虑所有电源的保证出力可以满足最大用电负荷，并且留有一定的充裕度。全国最大用电负荷方面，2024 年达到 14.5 亿 kw，同比增长 8.2%。考虑到极端气候频

发带来的用电负荷波动，我们假设最大用电负荷的增速快于全社会用电量的增速。各电源保证出力方面，我们假设火电、水电、核电、风电、光伏、储能的保证出力系数分别为 0.8、0.7、1、0.1、0、1。综合上述条件，**在假设 25 年火电新增装机为 80GW（参照 1-11 月的 78GW 假设），26-30 年年均新增 40GW 的情况下，我们测算至 2029-2030 年，电力系统充裕度可以提升至 20%以上的正常水平。**

表4：电力装机&平衡预测

	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
电力装机（万 kw）	334,862	384,211	420,231	454,621	485,648	516,788	547,677
新增		49,349	36,020	34,390	31,027	31,140	30,889
（1）火电	144,445	152,445	156,445	160,445	164,445	168,445	172,445
新增	5,413	8000	4000	4000	4000	4000	4000
（2）水电：常规水电	37,726	38,126	38,526	38,926	39,326	39,726	40,126
新增	666	400	400	400	400	400	400
（3）核电	6,083	6,357	6,977	7,967	8,594	9,334	9,823
新增	391.52	274.6	620.2	989.9	626.5	740	489.4
（4）风电	52,068	62,068	72,068	82,068	92,068	102,068	112,068
新增	7,934.38	10000	10000	10000	10000	10000	10000
（5）光伏	88,666	118,666	138,666	156,666	171,666	186,666	201,666
新增	27,716.52	30000	20000	18000	15000	15000	15000
（6）水电：抽蓄	5,869	6,549	7,549	8,549	9,549	10,549	11,549
新增	775	680	1000	1000	1000	1000	1000
（7）新型储能	7376	13,236	19457	26267	33622	41355	48798
新增	4169	5,860	7,900	9,100	10,000	10,800	11,300
最大用电负荷（亿 kw）	14.5	15.5	16.5	17.4	18.4	19.4	20.5
yoy	8.2%	6.9%	6.2%	5.9%	5.8%	5.5%	5.3%
各电源保证出力（万 kw）	166499	180993	193314	206594	220055	234008	247421
系统备用率	14.8%	16.8%	17.5%	18.6%	19.4%	20.4%	20.9%

资料来源：Wind、中电联、水电水利规划设计总院、储能网等，中国银河证券研究院

（三）短期电价下行，中长期随煤价趋稳和电改持续推进有望企稳回升

受煤价、电价政策、电力供需等多重因素共同影响，十四五后半程上网电价进入下行通道。综合考虑容量电价的提升和电量电价的下降，我们预计 2026 年全国平均综合上网电价降幅或超 0.02 元/kwh。

在发电量占比仍超过 60%的情况下，现阶段火电的定价能力仍较强。2020-2022 年，煤价经历了大幅上涨，火电盈利显著受损。2021 年 10 月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，提出“将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。”基于此，2022 年火电上网电价出现明显抬升。

2023 年 11 月，《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）提出“煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用

于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024～2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右。”2023 年煤价回落叠加容量电价政策的出台，使得火电企业 2024 年综合上网电价（电量电价+容量电价）同比出现小幅下降。

2025-2026 年，一方面煤价中枢持续下移；另一方面，2022 年 8 月国家提出的“三个 8000 万”目标逐渐进入兑现期（表现为 2025 年 1-11 月，火电新增装机达 78GW，yoy+77%），国内电力供需紧张的格局有所缓解；在此基础上，根据发改价格〔2023〕1501 号文，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%；受此影响，2025、2026 年各地长协电价（电量电价）整体下行，其中华东、华南省份降幅较大。若考虑 26 年容量电价在常规情景下提升 65 元/kw/年（从 100 元/kw/年提升至 165 元/kw/年），基于 4000h 左右的利用小时，我们测算由此带来煤电上网电价提升 0.016 元/kwh。在此基础上，考虑电量电价的降幅，我们预计全国平均来看综合上网电价降幅或超 0.02 元/kwh。

图19：煤价走势（元/吨）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图20：代表性火电企业上网电价（元/kwh，度电收入口径，不含税）

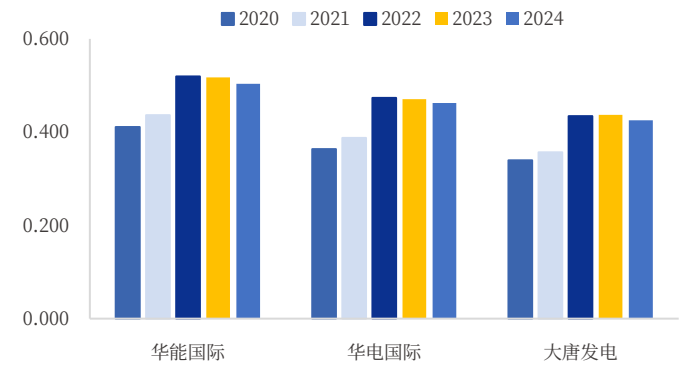
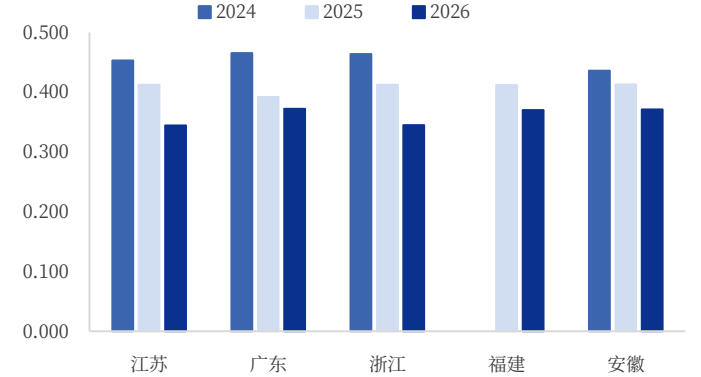


图21：代表性省份 24-26 年年度长协电价（元/kwh，含税）

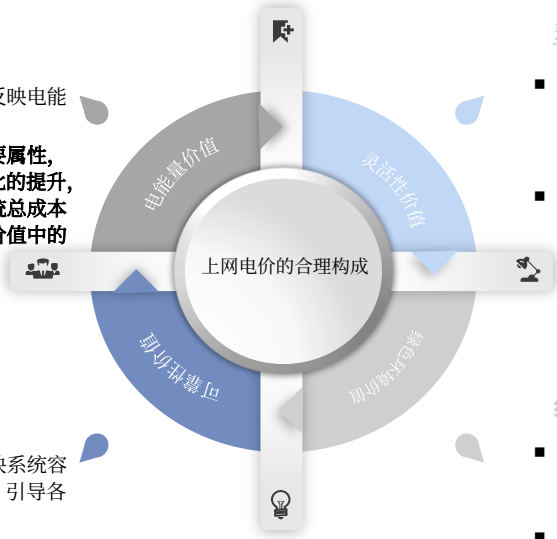


资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

资料来源：广东电力交易中心、国能江苏能源销售之声、江苏省可再生能源行业协会等，中国银河证券研究院

展望未来，我们认为一方面煤炭价格在弱需求和供给侧反内卷的双重博弈下，大幅上涨和大幅下跌的可能性均较为有限，有望从成本端给予电量电价支撑。另一方面，我们认为随着电改持续推进，电力商品价值体系有望从过去以电能量价值为主的单一体系向电能量价值+灵活性价值+可靠性价值+绿色环境价值的多维体系转变。对于火电而言，容量电价、辅助服务收益的提升亦有望支撑综合上网电价企稳回升；而对于新能源来说，绿色环境价值的走扩有助于对冲其全面入市所面临的电价压力。具体而言，

图22：电力商品价值体系



电能量价值

- 通过**电能量市场**体现，反映电能量的生产成本。
- **以往市场电力商品的主要属性，随着新能源的发展、占比的提升，生产成本出现下降，系统总成本增加，电能量价值在总价值中的比例降低。**

灵活性价值

- 通过**辅助服务市场（调节能力市场）**体现，反映系统灵活调节能力，保障电网安全稳定运行。
- 新能源的随机性、波动性，大幅增加了电力系统对调频、调峰资源的需求。

可靠性价值

- 通过**容量市场**体现，反映系统容量充裕度和调节充裕度，引导各类电源协调发展。
- 新能源大规模发展和支撑性电源不足的矛盾，高峰时段电力供应不足和低谷时段消纳困难频出，提升了对电力可靠性的需求。

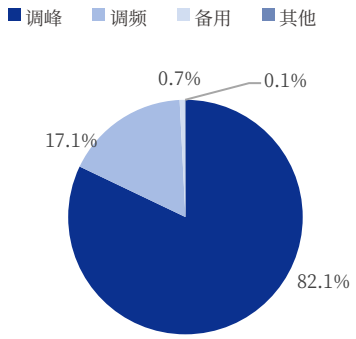
绿色环境价值

- 通过**绿电市场**体现，以市场机制实现绿色价值的外部属性内部化，推动能源电力低碳转型。
- 我国“双碳”目标的要求，更加凸显了新能源的绿色环境价值，提高了市场对绿电的需求。

资料来源：北京电力交易中心，中国银河证券研究院

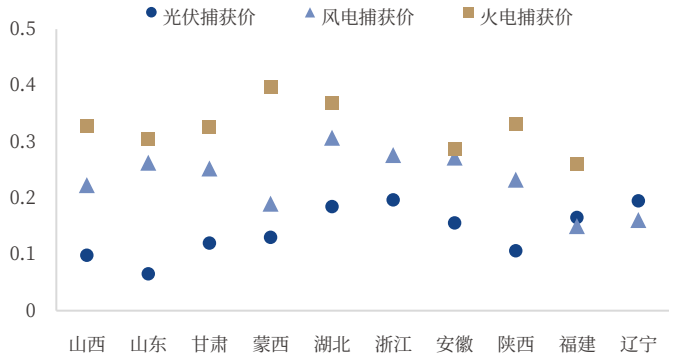
灵活性价值：辅助服务市场规模持续扩大，交易品种上以调峰为主。随现货市场常态化运行，调峰补偿/费用将隐含在现货电价中，不再单列，火电有望从现货峰谷价差中获利。2019H1，全国辅助服务补偿费用共 130.31 亿元；2024 年，全国电力辅助服务市场费用为 402.5 亿元；若将 2019H1 数据简单年化，则 2019-2024 年辅助服务市场规模复合增速达到 9.1%。从交易品种来看，辅助服务费用以调峰补偿为主，2024 年占比高达 82.1%，其余分别为调频 17.1%、备用 0.7%、其他 0.1%。随现货市场常态化运行，按照《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）的要求，电力现货市场连续运行的地区，完善现货市场规则，适当放宽市场限价，引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行。因此，对于火电而言，出力灵活性有望使其通过在现货价格较低时段少发电，在现货价格较高时段多发电获得更高的现货电价，即体现了其调峰价值，我们梳理在目前常态化运行的电力现货市场中，火电均实现了较风电、光伏的溢价。

图23：2024 年辅助服务费用结构



资料来源：国家能源局_《2024 年度中国电力市场发展报告》、中国银河证券研究院

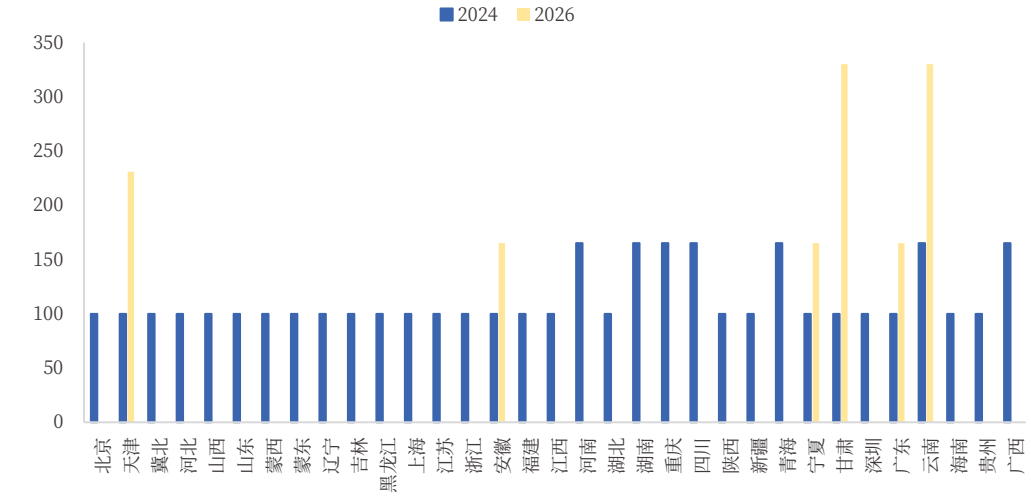
图24：不同电源因出力曲线差异获得不同的现货价格（元/kwh）



资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

可靠性价值：现阶段体现为容量电价，预计未来补偿标准和覆盖范围有望进一步扩大。现行煤电、气电、抽蓄、新型储能等均享有容量电价，其中煤电、抽蓄为全国性政策，气电、新型储能多为地方性标准。聚焦煤电，发改价格〔2023〕1501 号文提出“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%”。截至目前，我们统计宁夏、安徽、广东等已明确发文将煤电容量电价回收固定成本的比例提升至 50%、天津已提升至 70%，云南、甘肃已提升至 100%。未来随着煤电利用小时持续受到挤压，我们预计会有越来越多的省份将容量电价补偿比例提升至 100%。此外，《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171 号）提出“科学评估各类型机组及新型储能的容量系数，研究建立面向各类电源的容量补偿机制”，基于此，我们认为容量补偿机制覆盖范围或有望在现行火电、储能的基础上进一步扩大。

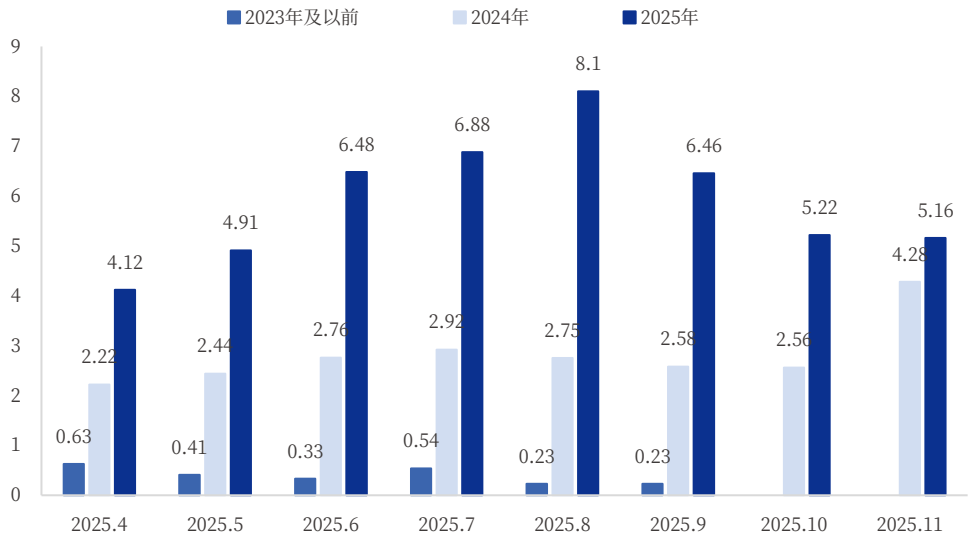
图25：各地容量电价补偿标准（元/kw/年）



资料来源：国家发改委、北极星电力市场网、北极星电力网、国网安徽电力等，中国银河证券研究院

绿色环境价值：需求侧持续扩张叠加供给侧收缩，价格有望上行。136 号文推动新能源全面入市，这将使其出力曲线与用电负荷曲线匹配性差的特征，即相较火电的劣势，被充分定价，但目前新能源相较火电的优势，即绿色环境价值尚未得到充分体现。展望未来，随着电解铝、钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心等高耗能行业逐渐被纳入强制消费一定比例绿电的行列，叠加 136 号文下机制电量部分对应的绿证供给将“退出”，我们预计绿证价格中枢有望呈现上行趋势。

图26：2025 年以来，月度绿证交易价格有上涨趋势（元/个）



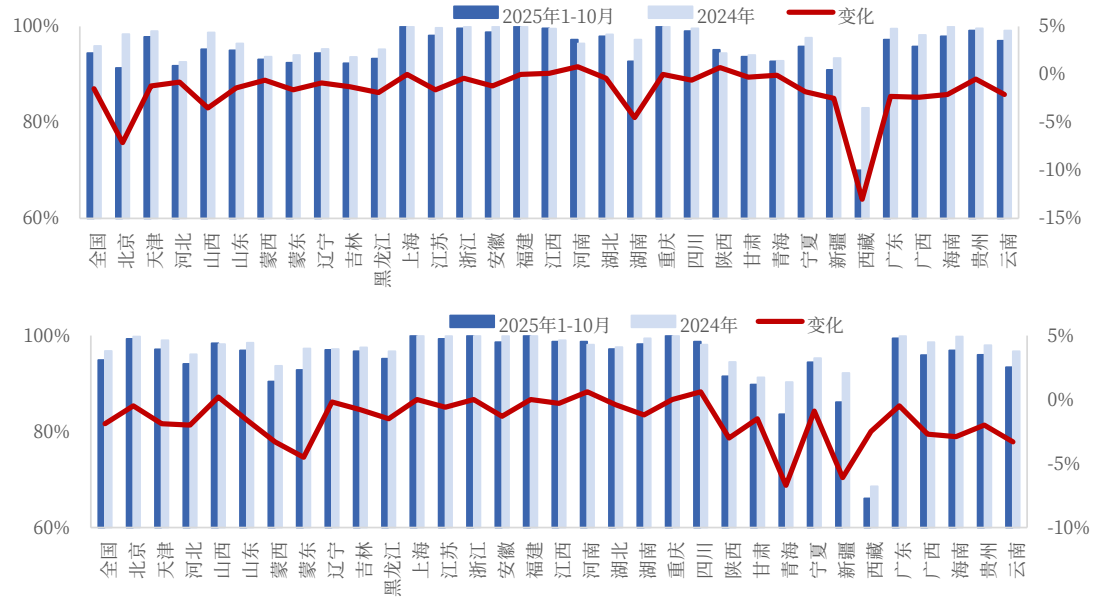
资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

注：1）1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量；2）绿证有效期 2 年，时间自电量生产自然月（含）起计算；对 2024 年 1 月 1 日（不含）之前的可再生能源发电项目电量，对应绿证有效期延至 2025 年底。

三、储能在新型电力系统中的重要性凸显，电力企业多有布局

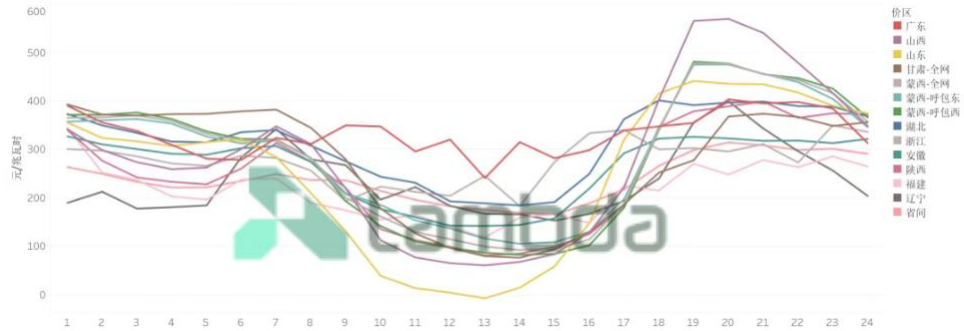
随新能源装机占比持续提升，电力系统调节资源稀缺。具体表现为全国多数地区新能源消纳率的下降，以及现货市场常态化运行地区分时价格曲线呈现明显的“鸭子形态”，即午间光伏大发时出现低电价甚至负电价，晚高峰新能源出力不足导致电价水平显著拉升。

图27： 2025 年 1-10 月多数地区可再生能源利用率较 2024 年下降（上图为风电，下图为光伏）



资料来源：电力行业规划研究与监测预警中心、中国银河证券研究院

图28：主要电力现货分时价格曲线呈现明显“鸭子形态”



资料来源：兰木达现货、中国银河证券研究院

为保障新能源健康可持续发展，调节性资源重要性凸显，储能是关键一环。2025 年 10 月，《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）提出“加快提升系统调节能力。积极推进流域龙头水库电站建设和水电扩机增容改造。加快抽水蓄能电站建设，充分发挥削峰填谷等多重作用。大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。适度布局调峰气电。因地制宜建设光热电站。推进新一代煤电转型升级，推动新能源替代燃煤自备电厂发电。充分发挥虚拟电厂聚合负荷侧调节资源作用，拓展车网互动规模化应用。”对抽蓄和新型储能的表述均较为积极，相关领域景气度有望提升。

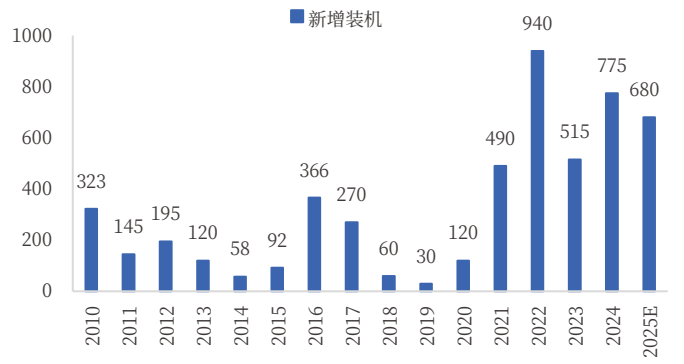
抽蓄价格机制明确，核准在建项目充足，支撑十五五装机增长。

《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）明确，抽蓄执行两部制电价。其中电量电价体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，以回收抽水、发电的运行成本。具体而言，在电力现货市场运行的地方，抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算；在电力现货市场尚未运行的地方，抽水电价按燃煤发电基准价的 75%执行，上网电价按燃煤发电基准价执行。而容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，用于回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益，由政府按照 6.5%的资本金 IRR 作为合理收益进行核定，核价周期与输配电价保持一致，即 3 年。

价格机制的理顺叠加新型电力系统建设的客观需求，十四五期间我国抽蓄新增装机有所放量，预计年均新增 680 万千瓦，显著高于十三五的 169 万千瓦。展望未来，一方面，根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。另一方面，根据水电水利规划设计总院的数据，截至 24 年末，国内核准在建的抽蓄装机容量超 2 亿 kw。考虑一般情况下 5-6 年的建设周期，我们判断十五五末累计装机达到 1.2 亿 kw 左右的目标实现难度不大。

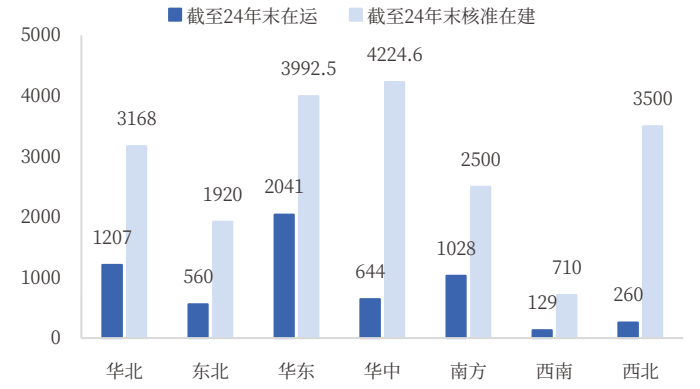
电力企业中南网储能、长江电力、华电国际等均有抽蓄项目布局，有望于十五五后期-十六五初期进入密集投运阶段，从而为对应公司带来业绩增量。

图29：抽蓄新增装机（万千瓦）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图30：抽蓄在运&核准在建装机（万千瓦）



资料来源：水电水利规划设计总院、中国银河证券研究院

表5：电力上市公司抽水蓄能项目梳理

公司	项目	装机（万 kw）	状态
长江电力	攸县广寒坪抽水蓄能电站	180	预计 2029 年首台机组投产
	巩义后寺河抽水蓄能电站	120	预计 2029 年首台机组投产
	寻乌抽水蓄能电站	120	预计 2031 年 12 月全部机组投产
	张掖盘道山抽水蓄能电站	140	2028 年 4 月首台机组投产发电，2029 年 1 月全部机组投产投产运行
	菜籽坝抽水蓄能电站	120	计划 2029 年首台机组投产发电
	休宁抽水蓄能电站	120	预计 2030 年实现投产目标
国投电力	两河口抽水蓄能电站	120	预计 2028 年并网发电
	道孚抽水蓄能电站	210	预计 2032 年并网发电
	盐源白乌抽水蓄能电站	160	预计 2031 年首台机组投产
中国核电	云霄抽水蓄能电站	180	首台机组计划将于 2027 年 6 月并网发电
福能股份	木兰抽蓄	140	预计 2028 年年底投运

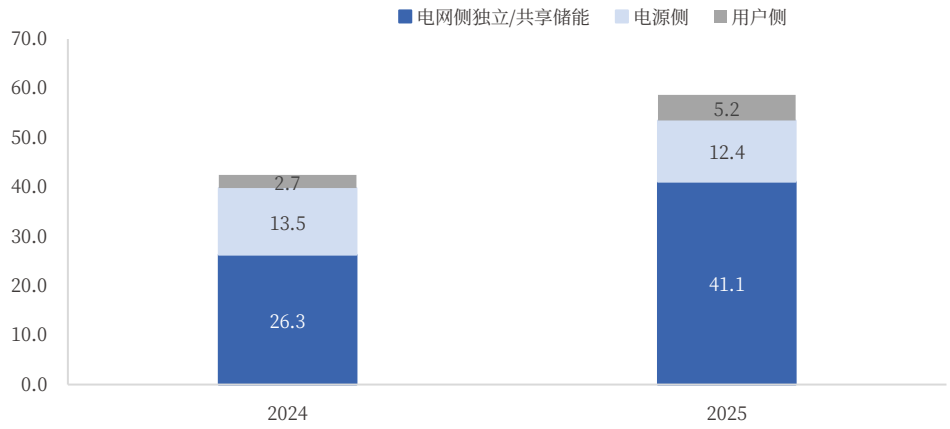
	华安抽蓄	140	2030 年 9 月首台机组投产发电
	南安抽蓄	120	2025 年 9 月 22 日开工，总工期 69 个月
吉电股份	汪清抽水蓄能项目	180	正在开展前期工作
国电电力	和静抽水蓄能电站	210	2030 年投产
	霍山抽水蓄能电站	120	预计到 2030 年底正式投产发电
中闽能源	永泰抽蓄	120	首台机组于 2022 年 8 月投产发电，2023 年 5 月四台机组全部实现并网发电
华能国际	永新抽水蓄能电站	120	计划 2030 年实现首台机组投产
华电国际	永昌抽水蓄能电站	120	计划 2031 年全容量投产
	靖宇抽水蓄能电站	180	计划 2032 年全部建成
	灵宝抽水蓄能	120	24 年 7 月开工
	牛首山东抽水蓄能电站	140	25 年 12 月开工
	西形冲抽水蓄能	120	预计将于 2030 年左右建成投产
大唐发电	银盘抽水蓄能项目	120	预计于 2030 年实现首台机组并网发电
协鑫能科	建德抽水蓄能电站项目	240	预计 2029 年 9 月首台机组发电
南网储能		1028	在运
	肇庆浪江抽水蓄能电站	120	计划于 2026 年投产发电
	惠州中洞抽水蓄能电站	120	预计 2026 年底前首台机组投产发电，2027 年上半年全部机组投产发电
	梅州抽水蓄能电站二期	120	25 年 11 月投产
	电白抽水蓄能电站	120	计划 2027 年 9 月首台机组投运，2028 年 6 月全部机组投入运行
	南宁抽水蓄能电站	120	2025 年 12 月全部机组投产
	灌阳抽水蓄能电站	120	计划 2028 年 2 月首台机组投运
	钦州抽水蓄能电站	120	预计于 2029 年建成投产
	贵港抽水蓄能电站	120	预计于 2029 年建成投产
	玉林抽水蓄能电站	120	预计于 2029 年建成投产
	西畴抽水蓄能电站	120	预计于“十六五”初期全面建成投产

资料来源：各公司公告、各地方政府网站等，中国银河证券研究院

新型储能收益模式优化，经济性驱动装机高增。

136 号文出台前，新能源强制配储政策是新型储能装机增长的主要驱动力，136 号文出台后，新能源强制配储取消，由此阶段性引发市场对储能装机增长前景的担忧。但随着储能“电能量市场套利+辅助服务+容量补偿”三重收益模式逐步跑通，经济性驱动下 2025 年国内新型储能新增装机达 58.6GW/175.3GWh，同比增长 38%/60%。细分来看，电网侧独立/共享储能新增装机规模达 41.1GW/123.1GWh，同比增长 56.23%/89.89%；电源侧新增装机 12.4GW/38.5GWh，同比-8.1%/+0.25%；用户侧储能新增装机规模为 5.2GW/13.7GWh，同比增长 92.89%/115.18%；电源侧新增装机的下滑被电网侧和用户侧的增长有效对冲。

图31：新型储能新增装机（GW）



资料来源：储能网、中国银河证券研究院

从地区分布来看，2025 年，内蒙古新型储能新增装机 13.2GW/51.6GWh，容量占比为 29.46%，领跑全国。我们认为主要得益于其较为慷慨的容量补偿政策：对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准一年一定；2025 年补偿标准为 0.35 元/kwh，尽管 2026 年下降至 0.28 元/kwh，但降幅有限。除内蒙古外，我们梳理目前包括湖北、甘肃、宁夏、河北等在内的多个地区给予新型储能容量电价。在此基础上，2025 年 8 月发布的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》（发改能源〔2025〕1144 号）提出“推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿”。我们认为后续更大范围的容量电价政策或值得期待，从而有望为新型储能的盈利注入更强的稳定性。

表6：部分地区新型储能容量补偿/电价政策梳理

省份	补偿标准	执行期限
湖北	月度容量电费按照月度容量电价和月度平均可用容量确定。 其中，月度容量电价=年度容量电价/12，年度容量电价暂按 165 元/千瓦·年执行； 月度平均可用容量=∑（日可用放电功率×单次可持续放电时长÷10 小时)/当月总天数。	自 2026 年 2 月 1 日起执行，执行期限暂定 1 年。
甘肃	电网侧独立新型储能容量电费=申报容量×可靠容量补偿标准×容量供需系数。 其中： 可靠容量补偿标准暂定为 330 元/（kW·年）。 容量供需系数=容量需求/可靠容量，按年确定，数值大于 1 时取 1。 电网侧独立新型储能可靠容量=全网统调电网侧独立新型储能最大放电功率×(1-厂用电率）×可靠容量系数。 电网侧独立新型储能可靠容量系数=最大功率发电持续时长/系统净负荷高峰持续时长，最大不超过 1，系统净负荷高峰持续时长暂定为 6 小时。	电网侧独立新型储能自转商用次月起执行发电侧可靠容量补偿机制。通知试行期限截止 2027 年 12 月 31 日。
宁夏	煤电机组、电网侧新型储能容量电费由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定。 其中，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准 2025 年 10 月至 12 月按照 100 元/千瓦·年执行，2026 年 1 月起按照 165 元/千瓦·年执行。 有效容量：满功率放电时长/6*额定功率并扣除厂用电 容量供需系数=容量需求/总有效容量 容量需求=上年系统净负荷曲线最大值所在时刻对应的区内统调用电负荷+外送容量需求（不含直流配套电源送电容量）+备用容量-可中断负荷容量	
河北	独立储能电站可获得的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定。 年度容量电价为 100 元/千瓦(含税，下同)，月度标准按 8.3333 元/千瓦执行。 月度平均可用容量=∑0.5x(日可用充电容量 x 可持续充电时长+日可用放电容量 x 可持续放电	自 2025 年 1 月 1 日起实施 2026 年 6 月 1 日之前建成并网的项目执行期限 24 个月，自进

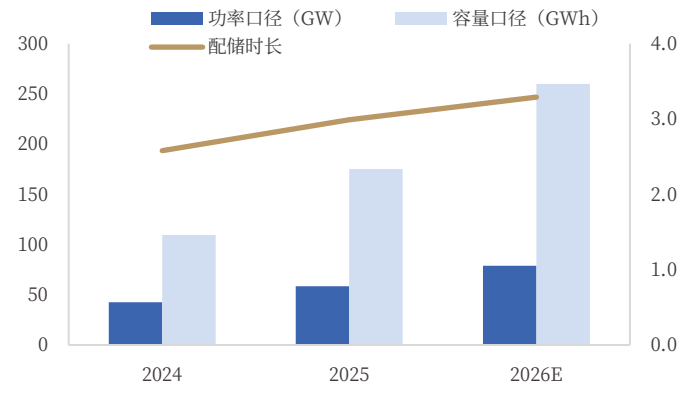
	时长)/4 小时/当月总天数。	入商业运营次月起执行。
内蒙古	对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准一年一定，每年 9 月底前公布次年补偿标准。 2025 年度独立新型储能电站补偿标准为 0.35 元/千瓦时，2025 年 6 月 30 日前不能开工的独立新型储能电站项目不执行 2025 年度补偿标准。 2026 年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为 0.28 元/千瓦时。	执行时间为 10 年

资料来源：储能与电力市场、中国银河证券研究院

展望 2026 年，根据鑫椤储能数据，2025 年总招标规模 447.5GWh，同比增长 113.2%；总中标规模 382.6GWh，同比增长 153.2%；备案规模 1526.9GWh，同比增长 284.1%；行业维持高景气度。基于此，我们预计 2026 年国内新型储能新增装机有望同比增长 50%左右（容量口径）至 260GWh。

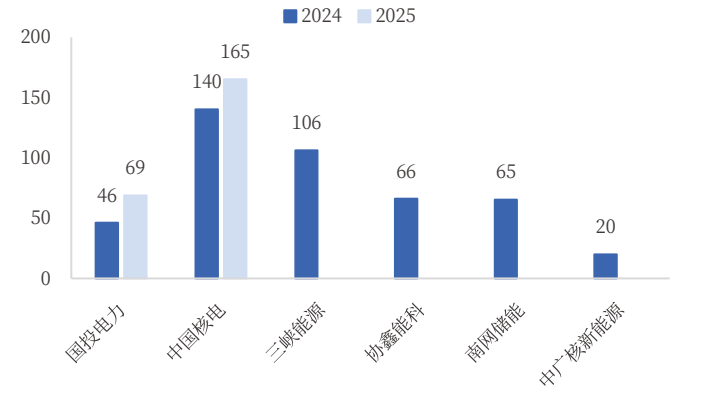
目前，电力企业中如中国核电、三峡能源、南网储能等均有新型储能项目投资运营经验，期待市场化下新型储能量、利齐升对相关企业的赋能。

图32：新型储能新增装机&预测



资料来源：储能网、鑫椤储能、中国银河证券研究院

图33：电力企业新型储能装机（万千瓦）

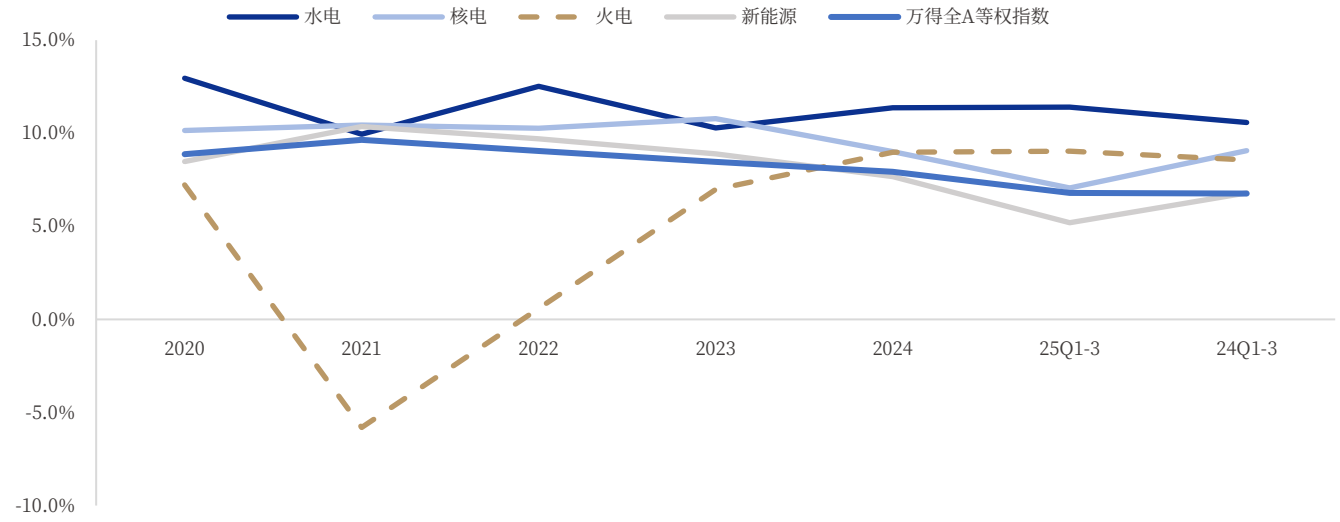


资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

四、电力股普遍具备高分红特征，长期收益可观

电力行业盈利能力整体较为优异，其中水、核最佳。我们复盘电力各子板块自 2020 年以来的盈利表现，其中水电、核电板块 ROE 持续高于万得全 A；新能源板块受电价、消纳问题影响，近年来盈利能力处于下降通道，自 2024 年起 ROE 表现弱于万得全 A；受煤价大幅上涨扰动，火电板块 ROE 于 2021 年转负，但 2022 年随着煤电上网电价抬升有所修复，并在随后的 2023-2025 年受益于煤价中枢的持续下行，ROE 逐步恢复至较高水平，已于 2024 年起超过万得全 A。

图34：电力各子板块[1]ROE 和万得全 A 的对比

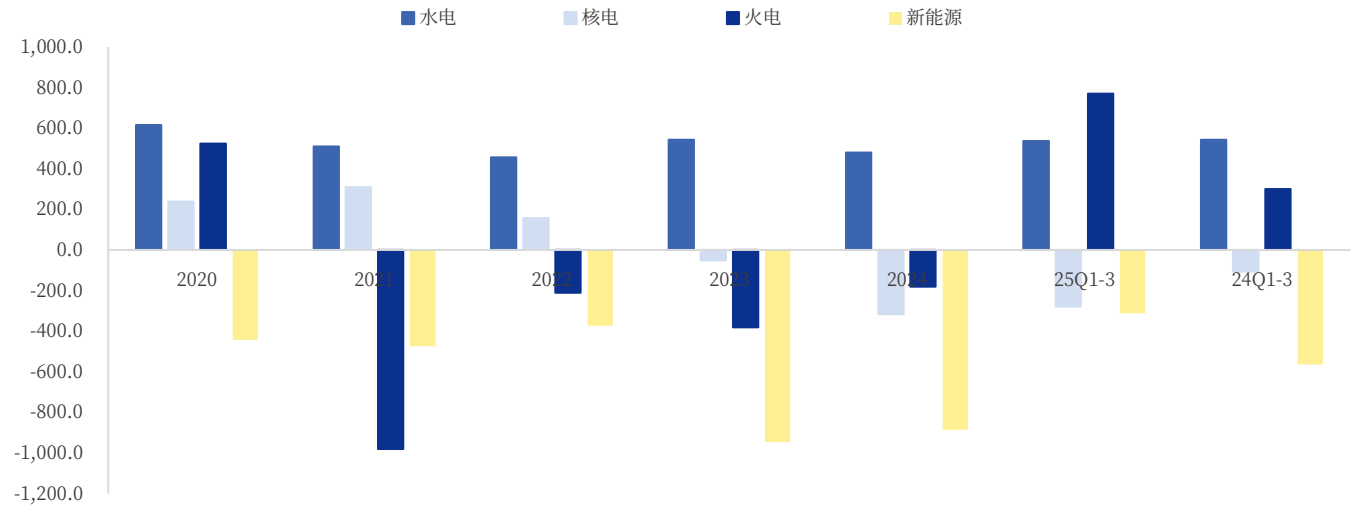


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

电力行业整体现金流较为充裕，其中水电、火电现阶段更优。我们按照（经营性净现金流-购建固定资产&无形资产和其他长期资产支付的现金）这一指标衡量电力各子板块的现金流充裕度。其中水电企业因成本端以折旧等非付现成本为主，且资本开支相对可控，自 2020 年以来上述指标均为正，且保持相对稳定。核电企业受 2022 年起国内每年核准核电机组数量≥10 台影响，进入资本开支高峰期，上述指标于 2023 年转负，并有持续扩大趋势。火电企业成本端以燃料采购为主，因此十四五前期煤价大幅上涨拖累相关企业现金流表现；与此同时，2022 年提出的“三个 8000 万”保供计划，也使得火电的资本开支进入阶段性高峰，且多数火电企业还需承担一定的新能源资本开支以实现绿色转型；但随着煤价中枢逐步回落，以及前期规划的火电项目陆续投产，2025Q1-3 火电企业上述指标同比出现大幅改善。新能源板块一方面受国补拖欠影响现金流入不佳，另一方面资本开支维持高位，上述指标自 2020 年以来持续为负；25Q1-3，上述指标同比改善显著的原因主要系大额国补发放，资本开支暂未看到明显收缩。

[1] 注：我们的样本选取范围为：1）水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源、桂冠电力、黔源电力；2）核电：中国核电、中国广核；3）火电：华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电、京能电力、建投能源、浙能电力、皖能电力、江苏国信、宝新能源、长源电力、上海电力、申能股份、内蒙华电、粤电力；4）新能源：龙源电力、三峡能源、节能风电、太阳能、华电新能、绿发电力、金开新能、中闽能源、江苏新能。

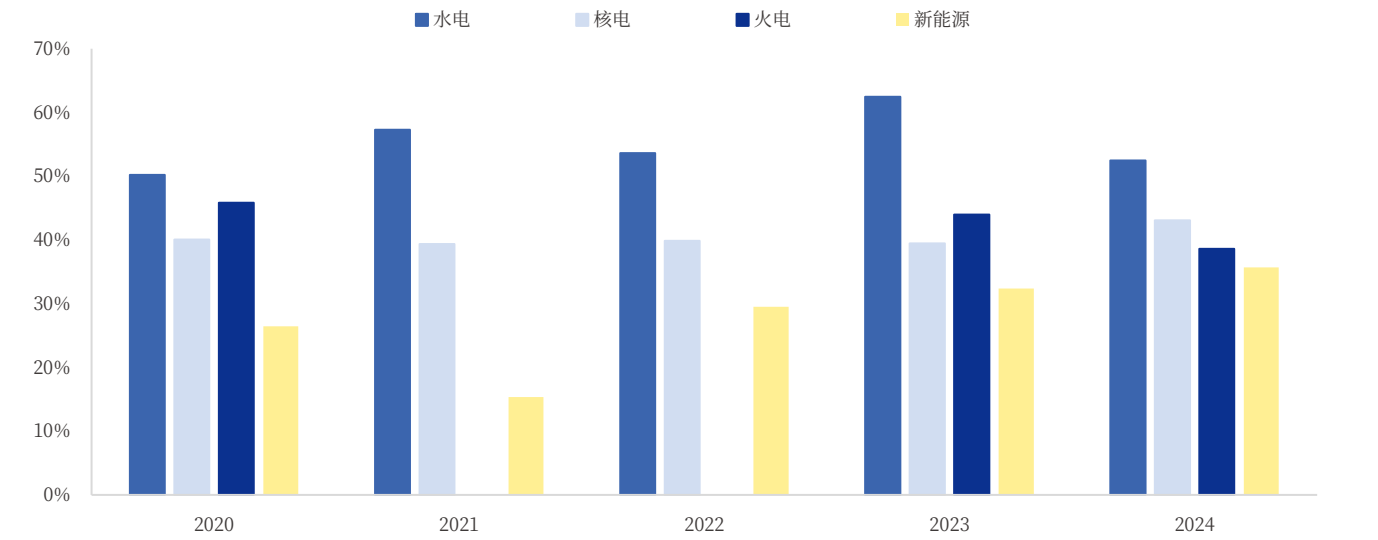
图35：电力各子板块现金流充裕度（亿元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

较为充裕的现金流支持企业高分红。水电企业现金流充裕，支撑样本企业 2020 年以来维持平均 50%-60%的分红比例。核电企业尽管现阶段资本开支规模较大，但 2020 年以来仍维持 40%左右的相对稳定的分红比例。火电企业 2021、2022 年盈利有所波动，导致分红比例数据失真，但部分企业如华电国际、大唐发电、江苏国信等，即便在亏损/微利的情况下仍坚持现金分红；2023 年盈利水平基本恢复正常后，分红比例在 40%左右。新能源企业现阶段现金流压力较大，近年来分红比例基本在 30%左右。

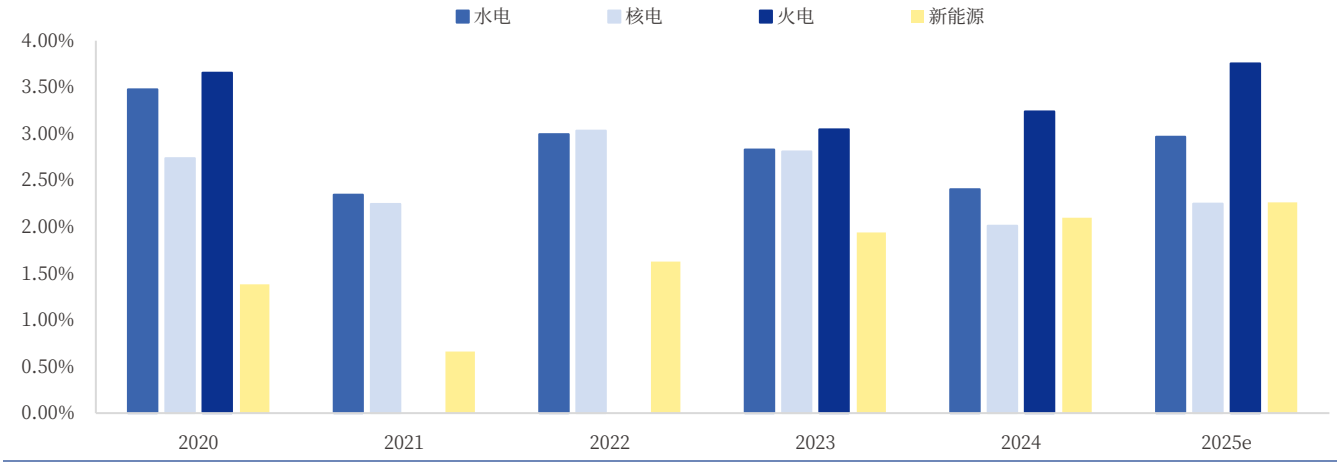
图36：电力各子板块分红比例



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

从股息率出发，现阶段火电、水电更具性价比。我们采用 wind 2025 年一致盈利预测，并假设样本企业 2025 年的分红比例和 2024 年持平，由此测算水电、核电、火电、新能源板块的 25E 平均股息率分别为 2.97%、2.25%、3.76%、2.26%。其中水电股息率已处于 2023 年以来的阶段性高位，火电股息率处于 2020 年以来高位。

图37：电力各子板块股息率



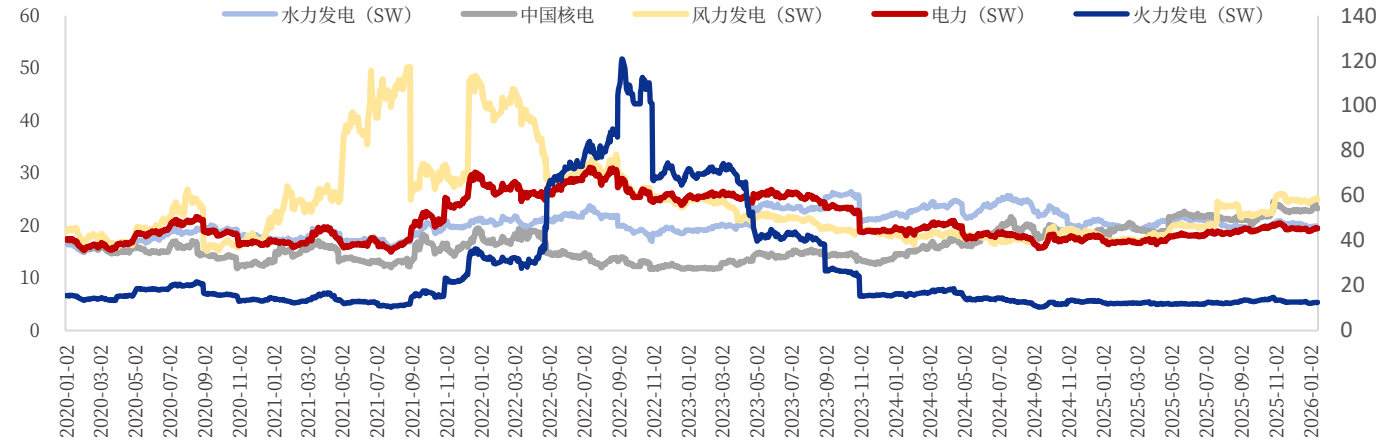
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

国内电力股 2020 年至今平均 PE_TTM（下同） 20.8x，PB_LF（下同） 1.5x，一方面与美股相比有提升空间，另一方面，从时间维度来看，截至 2026 年 1 月 16 日，电力（SW）最新 PE 19.4x、PB 1.6x，分别处于 2020 年以来 55%、63%分位数水平，当前时点具备性价比。细分来看：

- 水电：由于业绩优异且相对稳健、现金流充裕&分红比例高，在电力子板块内部估值相对较高，2020 年至今平均 PE 20.3x，PB 2.3x。截至 2026 年 1 月 16 日，水电板块 PE 19.5x、PB 2.4x，分别处于 2020 年以来 37%、55%分位数水平。
- 核电：以中国核电为代表，2020 年至今平均 PE 16.2x、PB 1.7x。截至 2026 年 1 月 16 日，PE 23.3x、PB 1.6x，分别处于 2020 年以来 99%、48%分位数水平。核电短期主要受到市场化电价下行的扰动，业绩层面有一定压力。但我们认为核电作为新型电力系统中的清洁稳定基荷电源，合理收益率应受到保障，未来市场化电价有望和火电电量电价脱钩，从而使得业绩端能更好地反映装机的增长；与此同时，随着核准在建机组的陆续投运，企业现金流也将有所改善，支撑分红比例提升；以上两方面有望助力核电企业迎来业绩与估值的戴维斯双击。
- 火电：2020 年以来平均 PE 27.9x，PB 1.0x，其中 PE 主要受 2021-2022 年业绩大幅下滑导致的被动抬升影响。截至 2026 年 1 月 16 日，火电板块 PE 12.5x、PB 1.1x，分别处于 2020 年以来 18%、78%分位数水平。现阶段市场对火电的担忧主要在于其盈利的可持续性，我们认为随着电改持续深化，火电将不再以多发电作为主要经营目标，因此其盈利受电量电价和煤价的影响将逐步弱化，容量电价、辅助服务收益等更具稳定性的收益占比将逐步提升，驱动火电盈利稳定性和估值中枢抬升。
- 新能源：以风力发电（SW）为代表[2]，平均 PE 24.1x、PB 2.1x。截至 2026 年 1 月 16 日，风电板块 PE 25.0x、PB 1.4x，分别处于 2020 年以来 69%、21%分位数水平。我们认为现阶段新能源仍处于基本面下行通道，2026 年市场化电价在 136 号文的影响下或仍呈下降趋势；与此同时，25 年新增装机仍维持高位，短期消纳压力凸显；静待新型电力系统建设持续推进下电价与消纳拐点到来对业绩的提振，以及国补超预期发放可能带来的短期催化。

[2]光伏发电（SW）指数包含部分制造环节标的，此处选取更具代表性的风力发电（SW）指数。

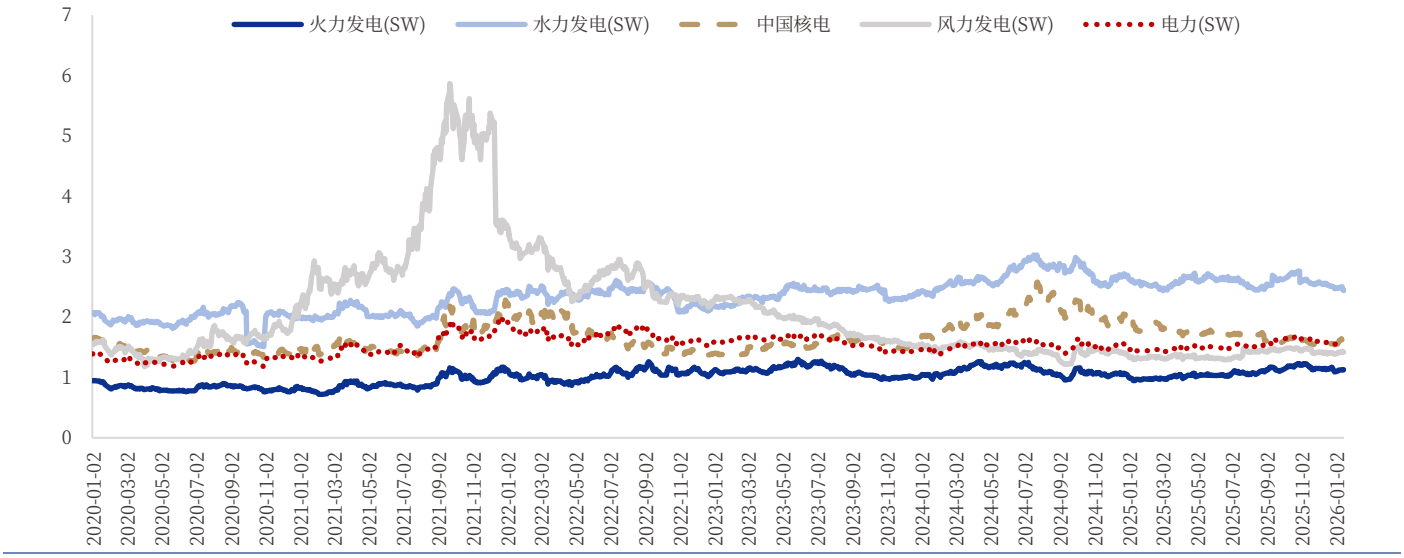
图38：电力各子板块 PE_TTM（火力发电 SW，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

注：核电板块没有对应的指数，我们以中国核电作为代表，下同。

图39：电力各子板块 PB_LF



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

表7：电力及其子板块 2020 年至今（截至 2026 年 1 月 16 日）估值表现

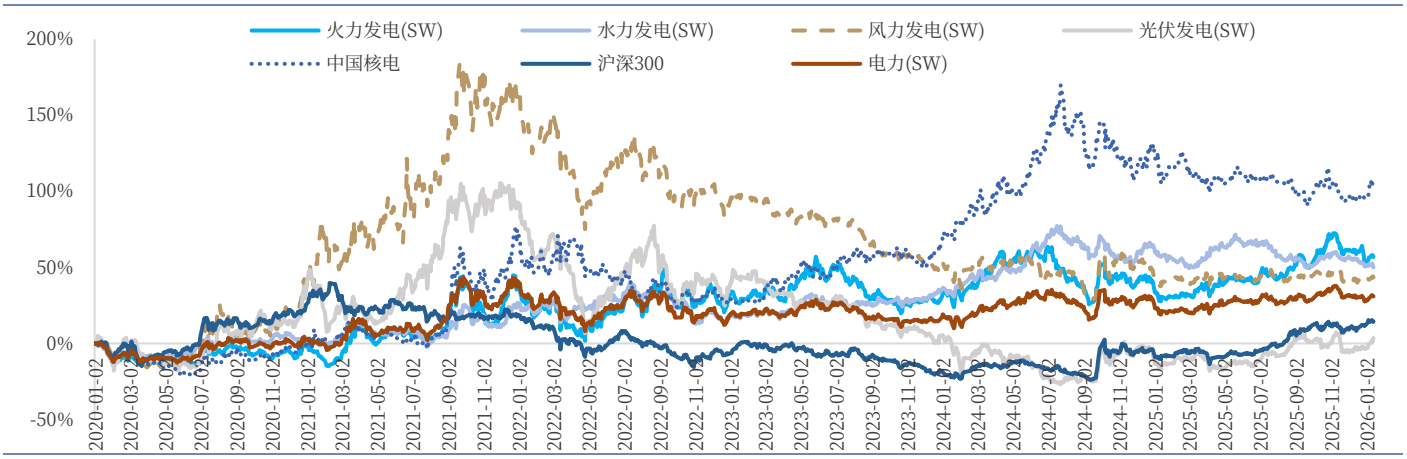
子板块	PE_TTM					PB_LF				
	区间最高	区间最低	区间平均	最新估值	当前分位数	区间最高	区间最低	区间平均	最新估值	当前分位数
水力发电（SW）	26.50	14.84	20.29	19.50	37%	3.03	1.51	2.35	2.44	55%
中国核电	24.59	11.71	16.19	23.33	99%	2.58	1.25	1.67	1.59	48%
风力发电（SW）	50.22	15.12	24.10	24.99	69%	5.87	1.18	2.08	1.42	21%
火力发电（SW）	120.81	10.34	27.87	12.50	18%	1.30	0.72	1.01	1.13	78%
电力（SW）	31.06	15.00	20.83	19.44	55%	1.96	1.17	1.53	1.59	63%

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

拉长时间周期来看，电力（SW）指数累计收益率跑赢沪深 300。自 2020 年以来电力（SW）指数累计涨幅 31%（对应年化收益率 5%），同期沪深 300 指数涨幅为 14%。细分来看，以中国核

电为代表的核电板块表现最好，累计收益率达 100%，主要系自 2022 年开始，国内核电核准数量≥10 台/年，打开了核电中长期成长空间；但 2024 年 7 月以来，中国核电股价持续调整，我们认为一方面受市场风格的影响，另一方面，核电市场化电价下行、税收优惠政策变动也对短期业绩形成扰动。其次为火电，区间累计收益率为 57%，股价表现一方面受电改政策的驱动，如 21 年 10 月发改价格〔2021〕1439 号文扩大煤电市场化电价浮动范围、23 年 11 月发改价格〔2023〕1501 号文建立煤电容量电价；另一方面，在年度长协电价前置的情况下，一般每年上半年股价主要博弈煤价超预期下跌；下半年主要博弈次年长协电价的签订情况。再次为水电，区间累计收益率 50%，作为红利标杆，股价表现主要受市场风格影响，短期来水和市场化电价波动的影响均较为有限。最后为新能源，股价于 2021 年见顶，随后在电价下行、限电等不利因素的影响下回调，当前处于基本面仍下行但股价筑底阶段。但进一步细分来看，风电的表现好于光伏，我们认为主要系风电出力曲线相对更均匀，电力市场化浪潮下面临的盈利压力小于光伏。

图40：电力板块 vs 沪深 300 累计收益率



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

五、风险提示

电力需求不及预期的风险，上网电价超预期波动的风险，水风光等自然资源条件超预期波动的风险，煤炭等原材料价格超预期波动的风险等。

图表目录

图 1： 美国基金对公用事业的持仓市值及占比 4
图 2： 中国基金对电力、热力、燃气及水生产和供应业持仓市值及占比 4
图 3： XLU 复权单位净值（单位：美元） 4
图 4： XLU 前十大重仓股历年现金分红比例 5
图 5： XLU 前十大重仓股历年股息率（%） 5
图 6： 美国联邦基金利率（%） 5
图 7： XLU 重仓股 PE&PB（右） 5
图 8： 全社会用电量结构 6
图 9： 分部门用电量增速情况（%） 6
图 10： 电能占终端能源消费的比重 7
图 11： 6 月 1 日至 8 月 31 日全国平均气温历年变化（1961-2024 年） 7
图 12： 我国新能源汽车保有量和同比增速 7
图 13： 我国新能源汽车充电量（亿 kwh）和占比 7
图 14： 机器学习芯片能效（FLOP/s per watt） 8
图 15： AI 模型训练所需功率（W） 8
图 16： 国内不同口径下的数据中心耗电量 8
图 17： 2021-2030 年中国电信网络电力需求 10
图 18： 主要流域水电开发进展（单位：万千瓦） 11
图 19： 煤价走势（元/吨） 13
图 20： 代表性火电企业上网电价（元/kwh，度电收入口径，不含税） 13
图 21： 代表性省份 24-26 年年度长协电价（元/kwh，含税） 13
图 22： 电力商品价值体系 14
图 23： 2024 年辅助服务费用结构 15
图 24： 不同电源因出力曲线差异获得不同的现货价格（元/kwh） 15
图 25： 各地容量电价补偿标准（元/kw/年） 15
图 26： 2025 年以来，月度绿证交易价格有上涨趋势（元/个） 16
图 27： 2025 年 1-10 月多数地区可再生能源利用率较 2024 年下降（上图为风电，下图为光伏） 17
图 28： 主要电力现货分时价格曲线呈现明显“鸭子形态” 17
图 29： 抽蓄新增装机（万千瓦） 18
图 30： 抽蓄在运&核准在建装机（万千瓦） 18
图 31： 新型储能新增装机（GW） 20
图 32： 新型储能新增装机&预测 21

图 33： 电力企业新型储能装机（万千瓦） 21
图 34： 电力各子板块 ROE 和万得全 A 的对比 22
图 35： 电力各子板块现金流充裕度（亿元） 23
图 36： 电力各子板块分红比例 23
图 37： 电力各子板块股息率 24
图 38： 电力各子板块 PE_TTM（火力发电 SW，右） 25
图 39： 电力各子板块 PB_LF 25
图 40： 电力板块 vs 沪深 300 累计收益率 26

表 1： XLU 前十大重仓股（截至 25Q3 末） 5
表 2： 国内数据中心用电量测算 9
表 3： 全社会用电量预测（亿 kwh） 10
表 4： 电力装机&平衡预测 12
表 5： 电力上市公司抽水蓄能项目梳理 18
表 6： 部分地区新型储能容量补偿/电价政策梳理 20
表 7： 电力及其子板块 2020 年至今（截至 2026 年 1 月 16 日）估值表现 25

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～10%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%～20%之间
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～5%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn
程 曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

上海地区：林 程 021-60387901 lincheng_yj@chinastock.com.cn
李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田 薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn
褚 颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn