

东吴证券公用事业行业2026年年度策略

十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师：任逸轩

二零二五年十二月十二日

十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰

- ✓ **构建新型电力系统，电源定位转型。**十五五目标要求到2030年碳达峰目标如期实现，清洁低碳安全高效的新能源体系初步建成。构建新型电力系统，对供给侧、系统侧、需求侧、电力市场等提出新的要求。电改深化，电价机制完善，**市场引导电源定位迎来转型，商业模式重估。**
- ✓ **需求有期待，供给更有效，电力再平衡。**2020年以来新能源加速装机，电源侧结构发生快速变化，经济发展具备韧性，寻找发展新动能的阶段中，电力供需周期性出现由紧张到宽松的格局。当前来看，新能源装机回归理性，电力系统消纳能力逐步提升，火电持续在电量供给和电力保障两方面为电力系统提供支撑，水电、核电按节奏稳步开发，发展，我们预计**电量宽松局面逐步转变，负荷逐年攀升电力供需紧平衡。**

绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

- ✓ 新型电力系统主要供电电源，成长空间广阔。2025年新能源已实现全面入市，市场信号引导行业资本开支回归理性，电价、消纳、补贴三大压制因素逐步缓解，绿电迎来反转。**建议关注：龙源电力H、三峡能源、中闽能源、福能股份。**

火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑

- ✓ 由基荷电源向调峰电源、备用电源转型，功能转型节奏加快。电力市场机制完善，有效发掘火电灵活性价值与可靠性价值，灵活性、可靠性、电能量三大价值重估火电商业模式。**建议关注：华能国际H、华电国际H、申能股份、皖能电力、建投能源、国电电力。**

核电：未来能源，短期扰动不改成长

- ✓ 新型电力系统的基荷电源，四代核电、核聚变等核能利用技术持续突破打造未来能源。常态化核准+在手项目彰显确定性成长，资本开支见顶+项目加速投产，ROE与分红迎双升。**建议关注：中广核电力H、中国核电、电投产融。**

水电：红利标杆，长期价值彰显

- ✓ 资源禀赋突出电源成本最低，红利标杆，股息率vs国债收益率息差走阔，配置价值持续体现。**建议关注：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。**

风险提示：电力需求增长不及预期，电价波动风险，煤价波动风险，流域来水不及预期



- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰

- 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

- 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑

- 核电：未来能源，短期扰动不改成长

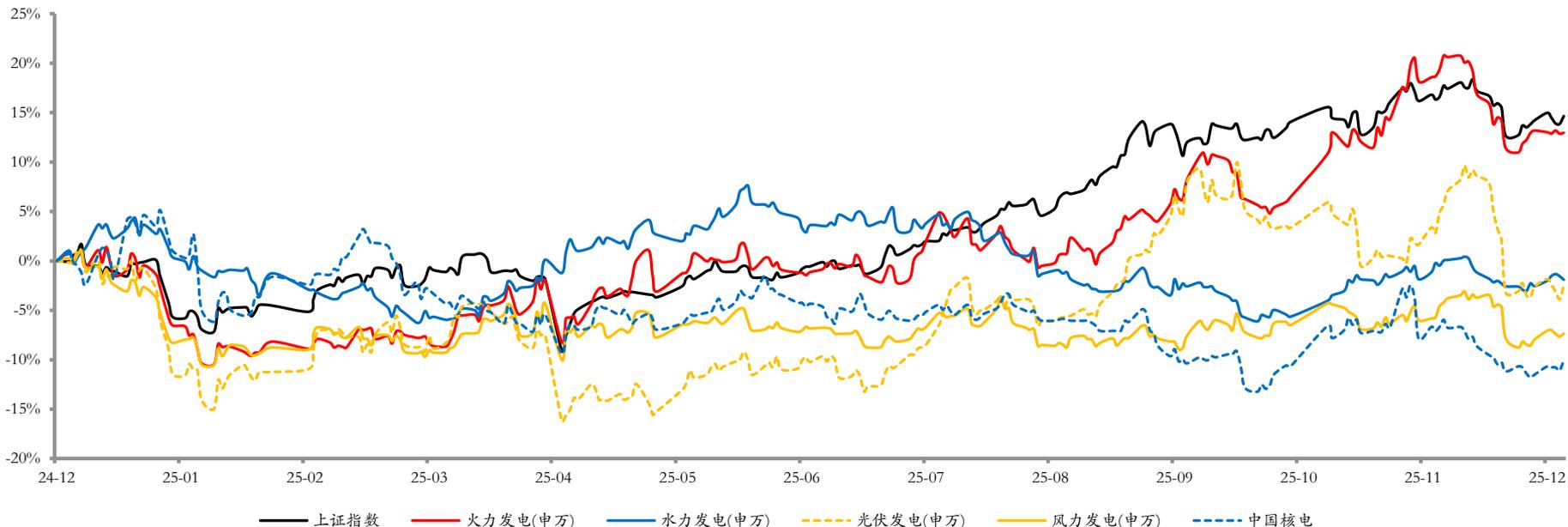
- 水电：红利标杆，长期价值彰显

- 投资建议与风险提示

2025年行情复盘：火电表现良好，绿电静待反转，红利风格承压

✓ 火电表现良好，绿电静待反转，红利风格承压。截至2025/12/05，公用事业年内上涨2.67%，跑输上证指数（+14.65%）。受益中长期电价落地叠加煤价低位运行，火电板块业绩维持2024年恢复态势，火电长期多元电价体现，业绩与电量煤价逐步脱敏，推动火电板块现金流价值重估，估值提升，火电板块跑赢公用事业板块（+13%）。2025年市场红利风格偏弱，叠加部分区域市场化交易政策变化，水电、核电表现一般。2025年风电光伏进入全面入市阶段，基本面底部逐步夯实，期待板块整体反转。

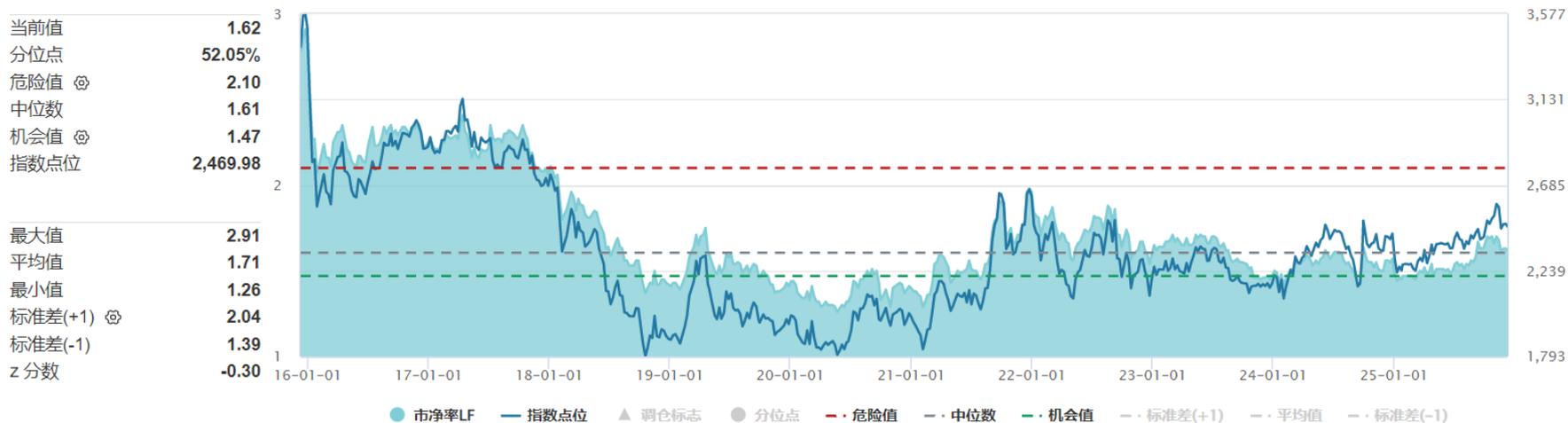
图：2025年以来公用事业板块行情



电力需求持续增长，电改深化收益模型重估，估值稳步提升

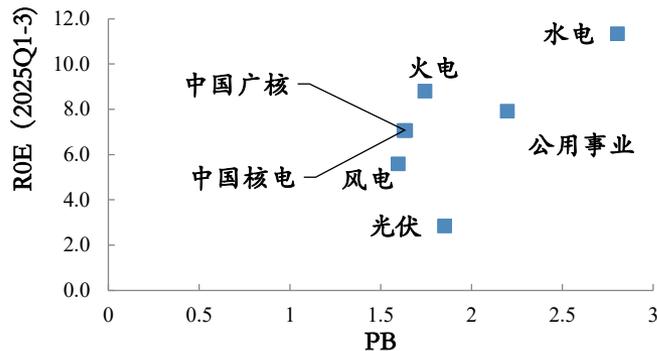
✓ 公用事业ROE下降，10年估值分位数52%。电价承压电力整体ROE收缩，低煤价下火电板块ROE扩张。板块估值历史低位，电力需求持续增长，电改深化收益模型重估，估值稳步提升。

图：2016年以来公用事业（申万）市净率LF加权（估值日：2025/12/10）



图：公用事业各细分板块PB-ROE情况（PB估值日2025/12/05）

行业/个股	PB	净资产收益率（平均），%					25Q1-3ROE变动 (pct)
		2022	2023	2024	24Q1-3	25Q1-3	
公用事业(申万)	2.2	5.6	8.9	8.8	8.2	7.9	-0.2
火力发电(申万)	1.7	-1.1	7.1	8.5	8.1	8.8	0.7
水力发电(申万)	2.8	10.7	11.5	13.3	11.8	11.3	-0.4
中国核电	1.6	9.6	9.7	9.3	8.6	7.1	-1.6
中国广核	1.6	10.9	11.8	8.7	9.5	7.1	-2.5
风力发电(申万)	1.6	8.8	8.8	7.6	6.6	5.6	-1.0
光伏发电(申万)	1.9	4.4	4.6	0.0	1.5	2.8	1.3



“十五五”展望：碳达峰如期实现，新型能源体系初步建成

图：“十五五”能源电力政策梳理

- ✓ 2025年10月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》发布。《建议》目标要求到2030年碳达峰目标如期实现，清洁低碳安全高效的新型能源体系初步建成。
- ✓ 构建新型电力系统，对供给侧、系统侧、需求侧、电力市场等提出新的要求。

《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》	
主要目标	要求到2030年碳达峰目标如期实现，清洁低碳安全高效的新型能源体系初步建成
加快建设新型能源体系	持续提高新能源供给比重，推进化石能源有序替代， 着力构建新型电力系统 ，建设能源强国。 坚持风光水核等多能并举 ，统筹就地消纳和外送，促进清洁能源高质量发展。 加强化石能源清洁高效利用 ，推进煤电改造升级和散煤替代。 全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平 ，科学布局抽水蓄能，大力发展新型储能， 加快智能电网和微电网建设 。 提高终端用能电气化水平 ，推动能源消费绿色化低碳化。 加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制 。
积极稳妥推进和实现碳达峰	完善碳排放统计核算体系，稳步实施地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹等政策制度。发展分布式能源，建设零碳工厂和园区。扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围，加快温室气体自愿减排交易市场建设。建立健全绿色低碳标准体系，推动引领国际规则标准完善和衔接互认。完善适应气候变化工作体系，提升应对气候变化特别是极端天气能力。

维度	十五五关键表述	支持机制与举措
供给侧	新增用电需求绝大部分由清洁能源满足：西北风光、西南水电、海上风电、沿海核电加速 煤电定位转型，由基础保障转为支撑调节，推动“三改联动”与超低排放升级	1) 新能源就地消纳与外送统筹，核电常态化核准 2) 容量电价、辅助服务市场体现可靠性价值与灵活性价值
系统侧	构建新型电力系统，全面提升互补互济与安全韧性	1) 跨区域输电通道建设，智能电网和微电网建设、需求侧响应 2) 抽水蓄能、新型储能等满足长时储能、功率型储能等需求
消费侧	提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色化低碳化	1) 终端电气化改造 2) 绿电交易、绿证体系完善与场景化试点
电力市场	新能源全面入市机制电价托底，统一电力市场与现货全覆盖	1) 电能量/容量/辅助服务价格市场化 2) 电力现货市场正式运行推进 3) 全国统一电力市场，电能量跨省跨区交易推进
碳治理	实施碳排放总量与强度双控，完善碳管理与考核体系	1) 电-碳市场衔接与政策协同推进

构建新型电力系统，电源定位转型

- ✓ 构建新型电力系统，电源定位迎来转型。新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，新型电力系统转型中，源、网、荷、储四大要素持续变革。电源侧来看，基于电源资源禀赋特点与新型电力系统要求，电源定位迎来转型，商业模式重估。

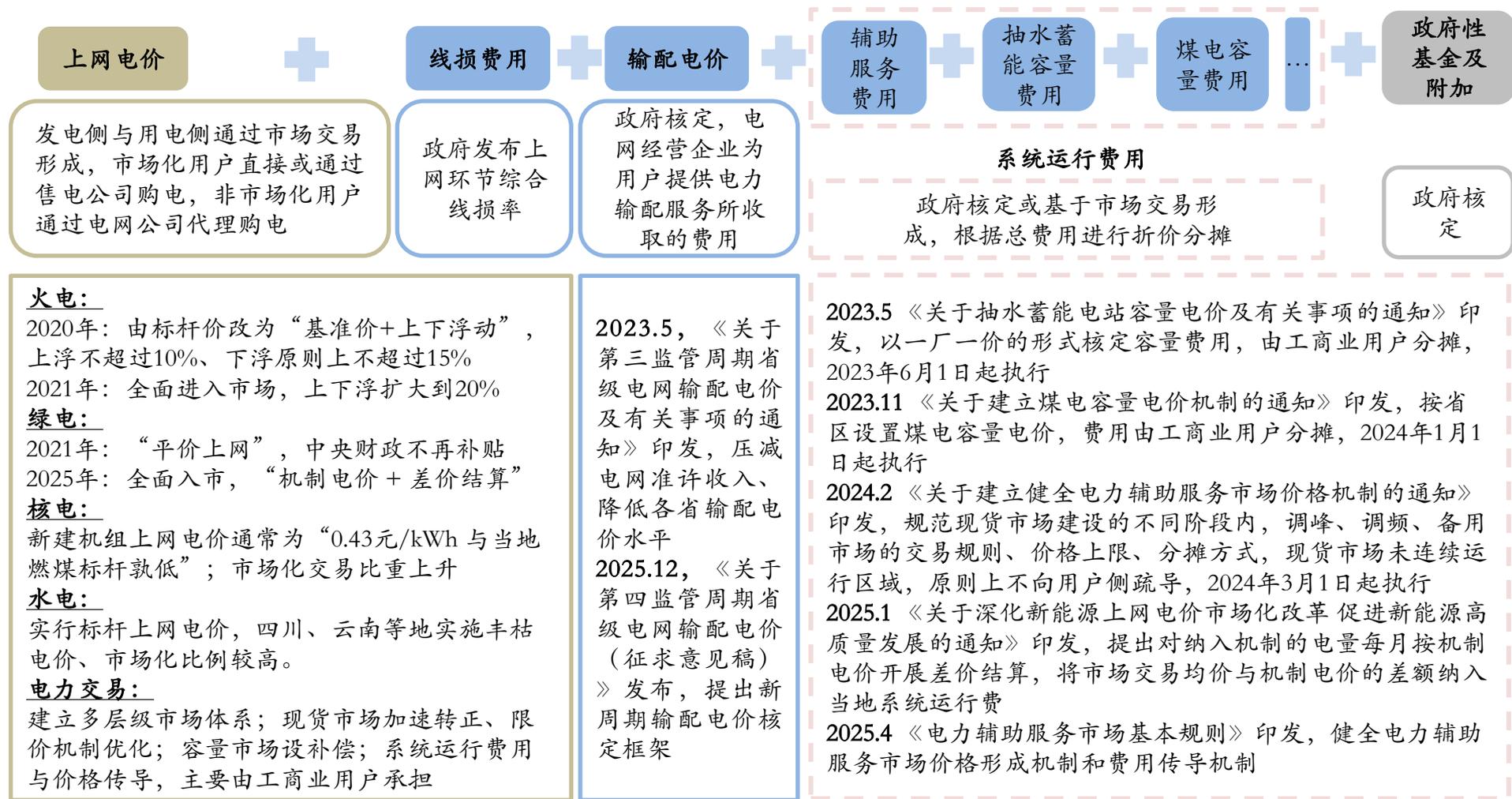
图：构建新型电力系统，电源定位迎来转型

电源自身特点与新型电力系统要求		当前定位	定位转变
火电	安全稳定：煤炭供应充足 柔性灵活：可参与调峰调频	装机容量占比40%，5年内下降16pct 发电量占比65%，5年内下降7pct	从基础电源转变为基础电源+调峰电源+应急备用电源
水电	成本经济：发电成本最低 清洁低碳：碳排略高于风光 资源壁垒：水能资源稀缺	装机容量占比12%，5年内下降5pct 发电量占比14%，5年内下降2pct	稀缺低成本+低碳电源，优质水电加速开发，存在资源天花板
核电	安全稳定：发电高效 成本经济：发电成本仅高于水电 清洁低碳：碳排与风光接近	装机容量占比2%，5年内下降0.6pct 发电量占比5%，5年内持平	基荷电源，占比有序稳定提升
风电光伏	成本经济：低边际成本高系统成本 清洁低碳：碳排最低 资源壁垒：优质风光资源稀缺	装机容量占比46%，5年内上升22pct 发电量占比16%，5年内上升9pct	供能主力电源，占比快速提升

注：“当前定位”中，装机容量与发电量占比指2025M1-10各电源装机容量与发电量占比；“5年内”指2025M1-10相较2020年变动。

电价机制完善，市场引导电力系统转型

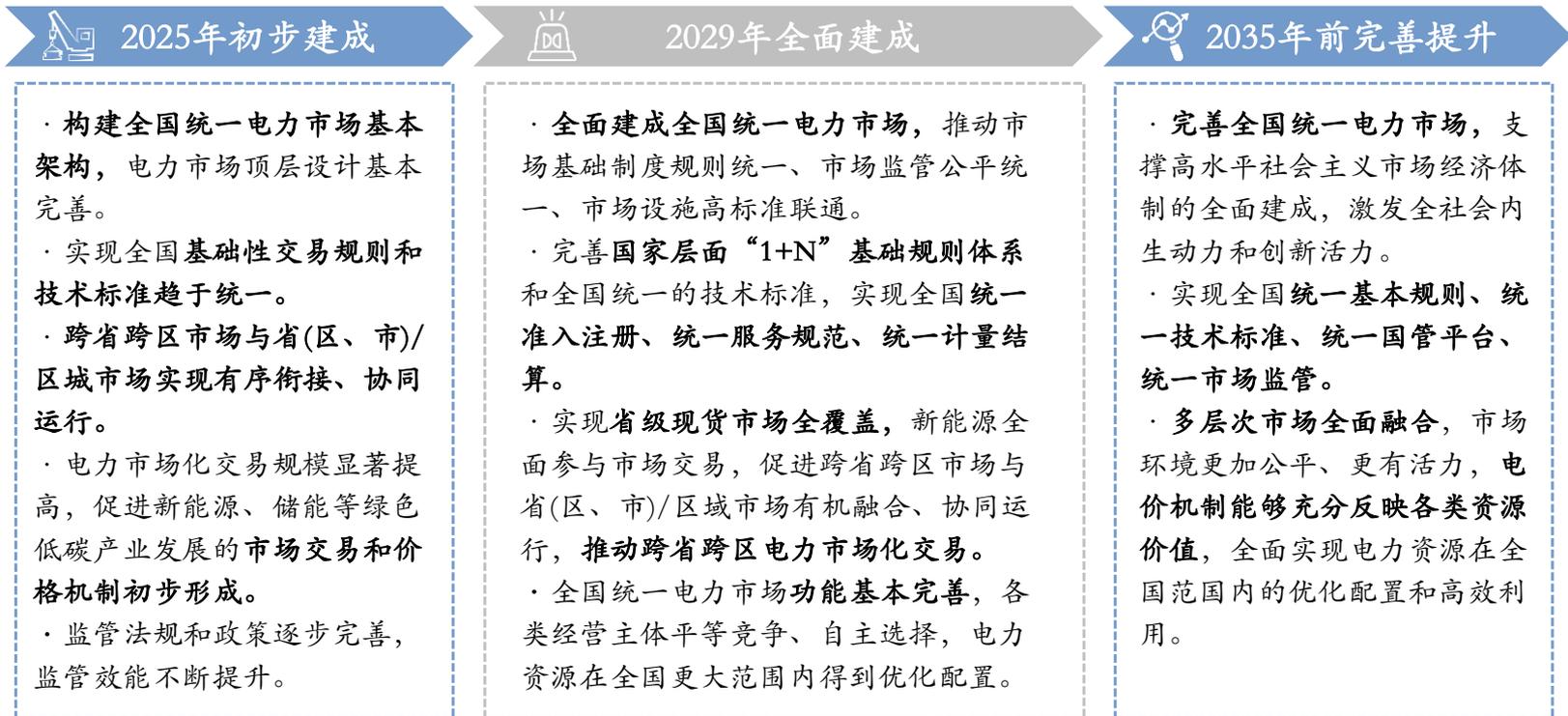
图：中国电价公式与各环节核心政策梳理



多维度电力市场建设推进，2029年全面建成全国统一电力市场

- ✓ **全国统一电力市场。**全国统一电力市场旨在实现更大范围的优化配置，通过统一市场准入、统一交易品种、统一结算规则以及跨省区市场协同，形成以现货市场为核心、长短结合、多层次互动的现代电力市场体系。推动新能源更高比例消纳，促进调节资源市场化竞争，提高电力系统运行效率，增强价格信号对资源配置的引导作用，最终实现安全、高效、绿色、低成本的现代电力系统。

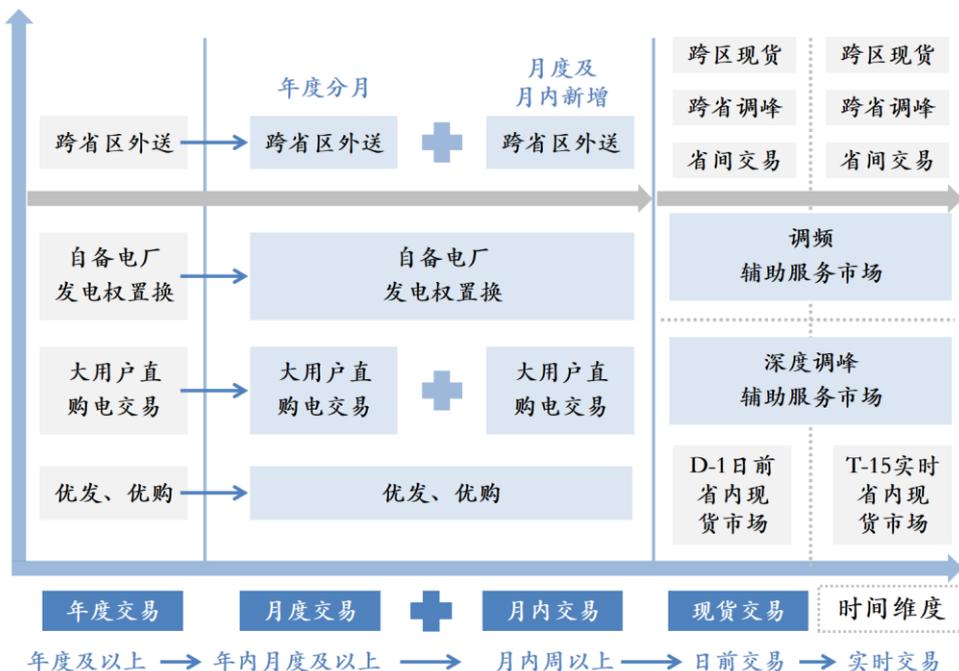
图：全国统一电力市场三步走



多维度电力市场建设推进，2029年全面建成全国统一电力市场

- ✓ **多维度电力市场建设推进。**以“省内为基础、省间为补充、全国协同联动”为总体框架，构建覆盖年度、月度、日内至实时的多时间尺度电力交易体系。市场体系由中长期交易、现货市场和辅助服务市场共同组成。现货市场建设按“先省内、后跨省；先日提前、再实时；先调频调峰、再全面覆盖”的路径推进，形成统一现货格局。整体目标是在“十五五”期间形成以现货市场为核心、长短结合、多层次融合的全统一电力市场，提高新能源消纳水平和资源优化配置能力。

图：中国电力市场总体框架



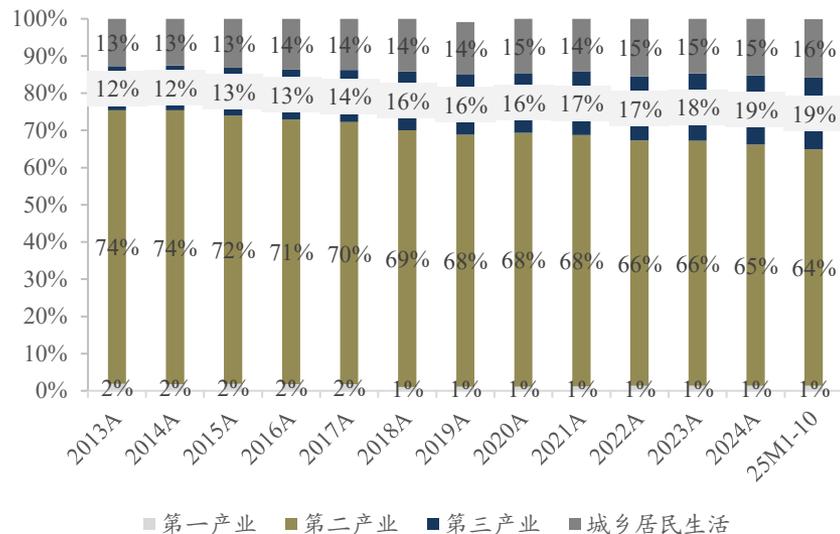
图：中国电力现货市场进度

阶段	地区
正式运行	山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北
连续结算试运行	浙江、安徽、陕西、辽宁、河北南网、南方区域电力市场、广西、贵州、云南、海南
长周期结算试运行	福建、四川、江苏、湖南、河南、宁夏、重庆、上海、吉林
短周期结算试运行	江西、新疆、蒙东、黑龙江、青海

2025年用电需求复盘

✓ 2025年全社会用电量增速有所放缓，二产逐月提升。2025M1-10全社会用电量累计增速同比+5.1%，增速较2024年有所放缓。二产用电作为全社会用电最核心贡献，累计增速逐月恢复提速。三产与居民用电权重上升，2025年夏季高温，叠加长期终端电气化率提升，三产用电与居民用电的权重提升。

图：2013年以来中国全社会用电量结构



图：2013年以来中国全社会用电量与增速



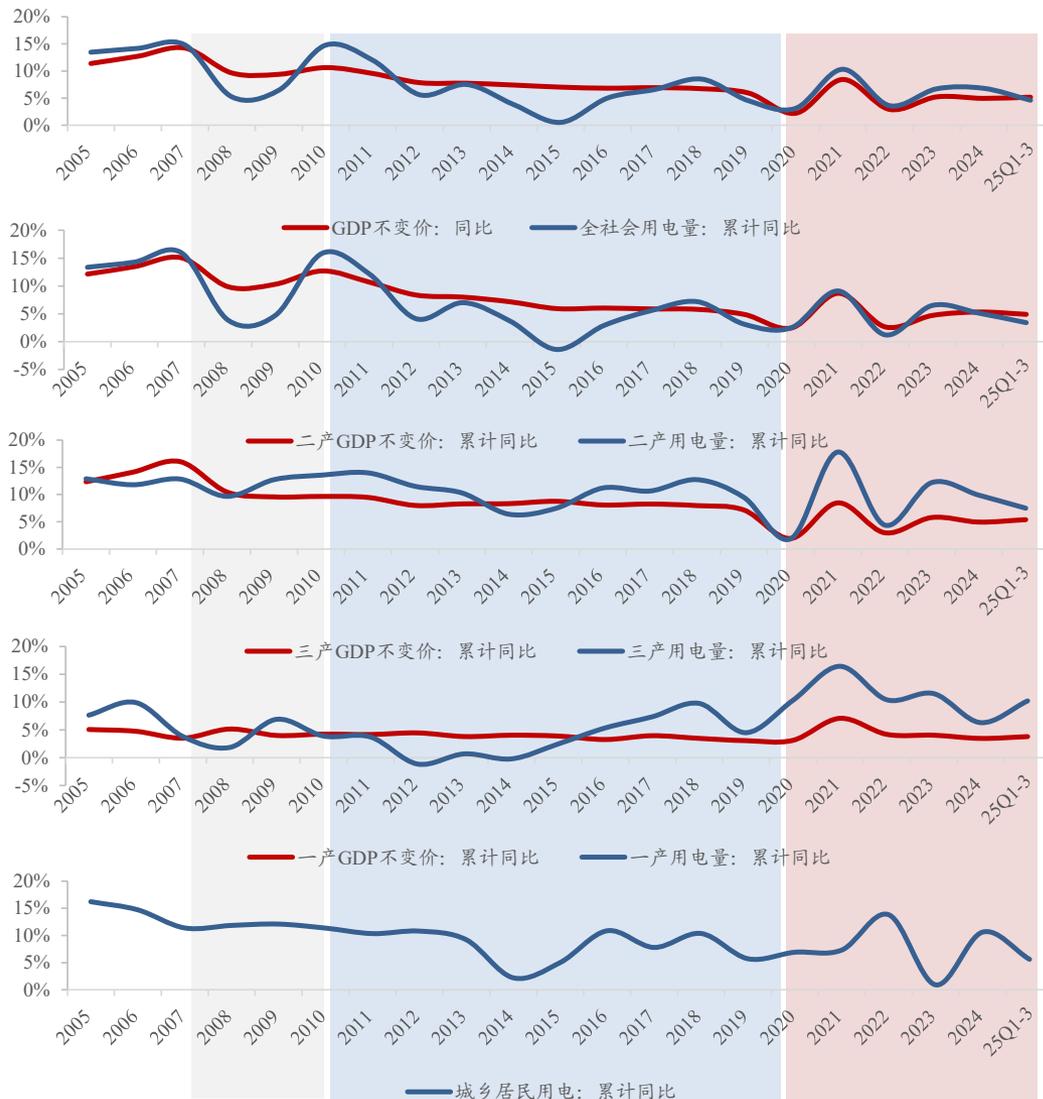
图：2025年以来用电量累计同比 (分产业)

	累计同比	全社会	一产	二产	三产	居民
M1-2		1.3%	8.2%	0.9%	3.6%	0.1%
M3		2.5%	8.7%	1.9%	5.2%	1.5%
M4		3.1%	10.0%	2.3%	6.0%	2.5%
M5		3.4%	9.6%	2.2%	6.8%	3.7%
M6		3.7%	8.7%	2.4%	7.1%	4.9%
M7		4.5%	10.8%	2.8%	7.8%	7.6%
M8		4.6%	10.6%	3.1%	7.7%	6.6%
M9		4.6%	10.2%	3.4%	7.5%	5.6%
M10		5.1%	10.5%	3.7%	8.4%	6.9%

2025年电力与GDP相关性

- ✓ 2025Q1-3电力消费弹性系数小于1。2025年前三季度，中国全社会用电量增速低于GDP增速。具体来看，二产用电增速未跟上二产GDP增速，三产增速快于三产GDP增速但电力消费弹性系数收窄，受到气候影响居民用电增速慢于2024年居民用电增速。
- ✓ 长期来看电力需求有韧性、有支撑。新型工业化推动中国第二产业持续向先进制造业转型，我们预计单位产值电耗低于传统高耗能行业，但生产对于电力的连续性、稳定性要求更高，规模扩张快。叠加数字经济、人工智能等技术发展，催生用电新需求。终端电气化仍有较大空间。2024年全国电气化率约28.8%，根据中电联预计，2030年将达到35%，全面驱动用电增长。

图：GDP同比与全社会用电量同比情况梳理（分产业）



电力需求：电力消费弹性系数>1，最高用电负荷逐年提升

- ✓ 我们预计“十五五”期间电力消费弹性系数>1。考虑终端电气化率仍有较大提升空间，电气化率提升有望带动相关核心产业（新能源汽车产业链）与应用场景（充换电）需求稳健增长，人工智能带动算力需求爆发，电力成为重要支撑。我们预计十五五期间，第二产业用电增速维持稳定，第三产业用电与居民用电增速高于二产，电力消费增速超过经济增速。
- ✓ 最高用电负荷逐年提升。极端气候气温发生频率提升+终端电气化率提升+新兴负荷快速崛起，我们预计电网最高用电负荷仍在提升。

图：“十五五”中国全社会用电量与最高用电负荷测算

	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
GDP：不变价同比 (%)	2.24	8.45	3.00	5.20	5.00	5.00	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80
电力消费弹性系数	1.27	1.28	1.20	1.29	1.36	1.03	1.08	1.05	1.00	1.00	1.00
全社会用电量 (亿千瓦时)	75110	83128	86372	92241	98521	103599	108945	114434	119927	125693	131729
同比	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.8%	5.2%	5.2%	5.0%	4.8%	4.8%	4.8%
第一产业同比	10.3%	16.4%	10.4%	11.5%	6.3%	10.5%	8.0%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%
第二产业同比	2.5%	9.1%	1.2%	6.5%	5.1%	3.7%	3.8%	3.6%	3.3%	3.3%	3.3%
第三产业同比	1.9%	17.8%	4.4%	12.2%	9.9%	8.4%	8.4%	8.4%	8.2%	8.2%	8.0%
城乡居民同比	6.9%	7.3%	13.8%	0.9%	10.6%	6.9%	6.5%	6.5%	6.2%	6.0%	6.0%
第一产业占比	1.1%	1.2%	1.3%	1.4%	1.4%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.6%
第二产业占比	68.2%	67.5%	66.0%	65.9%	64.8%	63.9%	63.1%	62.2%	61.4%	60.5%	59.6%
第三产业占比	16.1%	17.1%	17.2%	18.1%	18.6%	19.2%	19.8%	20.4%	21.1%	21.8%	22.4%
城乡居民占比	14.6%	14.1%	15.5%	14.7%	15.2%	15.4%	15.6%	15.8%	16.0%	16.2%	16.4%
主要电网最高用电负荷 (亿千瓦)	10.77	11.92	12.90	13.39	14.50	15.44	16.37	17.27	18.13	19.04	19.99
同比	2.3%	10.6%	8.2%	3.8%	8.3%	6.5%	6.0%	5.5%	5.0%	5.0%	5.0%

注：蓝色为假设数值，电力消费弹性系数=电力消费增速/GDP增速

数据来源：Wind，东吴证券研究所测算

电力供给：有序增长，定位明确

- ✓ 我们预计“十五五”中国电源装机有序增长，定位明确。分电源来看，我们预计1) 火电：在电量供给和电力保障两方面为电力系统提供支撑，预计“十五五”期间新增煤电约2亿千瓦，新增气电约0.4-0.5亿千瓦。2) 风电光伏：装机匹配消纳，新能源装机回归理性，预计“十五五”期间每年新增2亿千瓦；3) 水电：预计“十五五”期间新增常规水电0.4亿千瓦，到“十五五”末抽水蓄能装机达到1.2亿千瓦；4) 核电：常态化核准，根据已核准项目开工建设进度，稳步投产。

图：“十五五”中国电力装机容量测算

	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
装机容量 (亿千瓦)	22.01	23.77	25.64	29.20	33.49	37.66	40.42	43.21	45.95	48.69	51.41
其中：火电装机规模 (亿千瓦)	12.45	12.97	13.32	13.90	14.44	15.14	15.63	16.12	16.61	17.10	17.59
水电装机规模 (亿千瓦)	3.70	3.91	4.14	4.22	4.36	4.46	4.66	4.85	5.05	5.24	5.44
风电装机规模 (亿千瓦)	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	5.96	6.63	7.30	7.97	8.64	9.31
光伏装机规模 (亿千瓦)	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	11.47	12.80	14.13	15.46	16.79	18.12
核电装机规模 (亿千瓦)	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.63	0.70	0.81	0.86	0.92	0.96
新增装机容量 (GW)	191	176	200	369	433	417	276	279	273	275	272
其中：火电装机规模 (GW)	57	46	45	66	58	70	49	49	49	49	49
水电装机规模 (GW)	13	23	24	10	14	10	20	20	20	20	20
风电装机规模 (GW)	72	48	38	76	80	75	67	67	67	67	67
光伏装机规模 (GW)	48	55	87	216	278	260	133	133	133	133	133
核电装机规模 (GW)	1	3	2	1	4	2	7	11	5	6	4

电力电量供需平衡：电量供给有支撑，电力供需紧平衡

图：“十五五”中国电量电量供需平衡表

电量平衡	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全电源发电量 (亿千瓦时)	74170	81122	83886	89091	94181	99999	104945	110434	115927	121693	127729
YOY	2.7%	8.1%	2.2%	5.2%	4.6%	6.2%	4.9%	5.2%	5.0%	5.0%	5.0%
其中：火电发电量 (亿千瓦时)	52799	57703	58531	62318	63438	64182	65639	65465	67755	68127	68621
水电发电量 (亿千瓦时)	12140	11840	12020	11409	12743	12997	13568	14562	15150	15738	16327
风电发电量 (亿千瓦时)	4146	5667	6867	8091	9361	11139	12392	13645	14898	16151	17404
光伏发电量 (亿千瓦时)	1421	1837	2290	2940	4191	6880	7998	10595	11592	14688	18117
核电发电量 (亿千瓦时)	3663	4075	4178	4333	4449	4801	5348	6168	6532	6988	7261
利用小时数 (小时)	3758	3817	3687	3592	3442	3119	3094	3057	2996	2978	2961
其中：火电	4216	4448	4379	4466	4400	4238	4198	4060	4078	3983	3900
水电	3827	3622	3412	3133	3349	3350	3350	3450	3450	3450	3450
风电	2073	2232	2221	2225	2127	2200	2200	2200	2200	2200	2200
光伏	1281	1194	1337	1286	1211	1200	1250	1250	1250	1250	1250
核电	7453	7802	7616	7670	7683	7670	7670	7670	7670	7670	7670
电力平衡	2020A	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
主要电网最高用电负荷 (亿千瓦)	10.77	11.92	12.90	13.39	14.50	15.44	16.37	17.27	18.13	19.04	19.99
备用率	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
电力系统备用容量 (亿千瓦)	12.67	14.02	15.17	15.75	17.06	18.17	19.26	20.32	21.33	22.40	23.52
火电出力	12.45	12.97	13.32	13.90	14.44	15.14	15.63	16.12	16.61	17.10	17.59
水电出力	2.22	2.35	2.48	2.53	2.62	2.68	2.79	2.91	3.03	3.15	3.26
风电出力	0.56	0.66	0.73	0.88	1.04	1.19	1.33	1.46	1.59	1.73	1.86
光伏出力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
核电出力	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.63	0.70	0.81	0.86	0.92	0.96
总稳定电源 (亿千瓦)	15.73	16.50	17.09	17.88	18.71	19.64	20.46	21.31	22.10	22.90	23.68
总稳定电源增长率	5.3%	4.9%	3.6%	4.6%	4.6%	5.0%	4.1%	4.2%	3.7%	3.6%	3.4%
系统备用容量/总稳定负荷	81%	85%	89%	88%	91%	92%	94%	95%	97%	98%	99%

十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰

- ✓ **新型能源体系初步建成。**到“十五五”末，中国碳达峰如期实现，新型能源体系初步建成。着力构建新型电力系统，电力市场机制全面完善。市场与机制引导，**电源定位迎来转型，商业模式重估。**
- ✓ **需求有期待，供给更有效，电力再平衡。**2020年以来新能源加速装机，电源侧结构发生快速变化，经济发展具备韧性，寻找发展新动能的阶段中，电力供需周期性出现由紧张到宽松的格局。当前来看，新能源装机回归理性，电力系统消纳能力逐步提升，火电持续在电量供给和电力保障两方面为电力系统提供支撑，水电、核电按节奏稳步开发，发展，我们预计电量宽松局面逐步转变，负荷逐年攀升电力供需紧平衡。

✓ **十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰。重点推荐：**

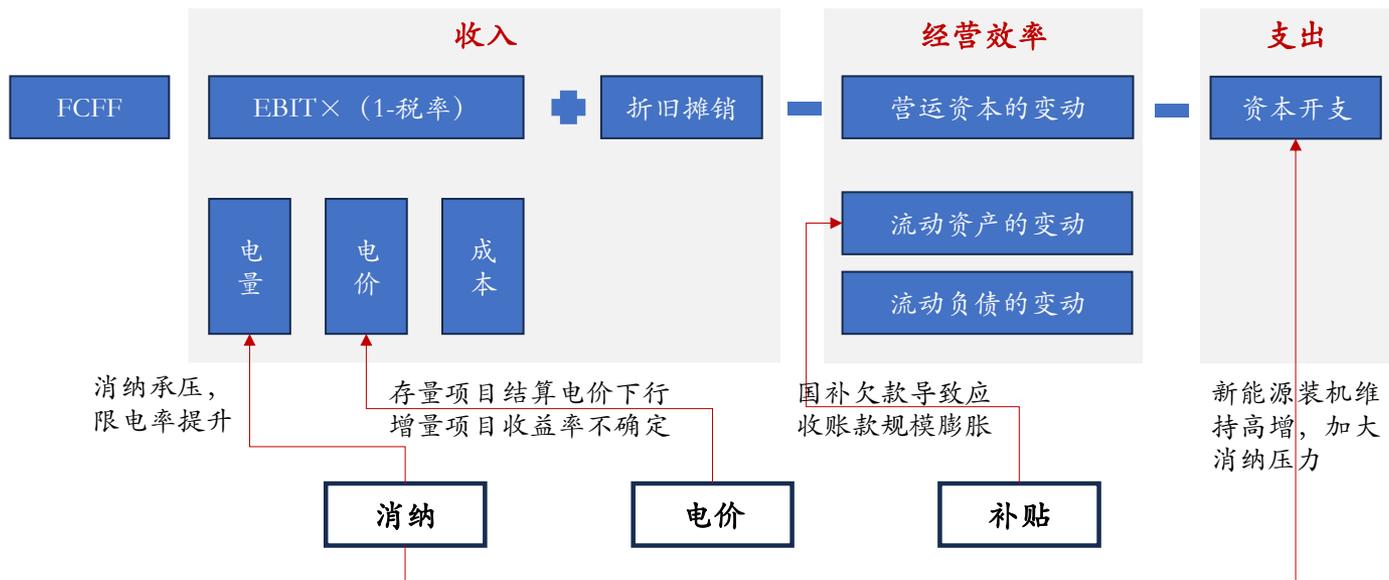
- 1) 绿电：**新型电力系统主要供电电源，成长空间广阔。2025年新能源已实现全面入市，市场信号引导行业资本开支回归理性，电价、消纳、补贴三大压制因素逐步缓解，绿电迎来反转。
- 2) 火电：**由基荷电源向调峰电源、备用电源转型，功能转型节奏加快。电力市场机制完善，有效发掘火电灵活性价值与可靠性价值，灵活性、可靠性、电能量三大价值重估火电商业模式。
- 3) 核电：**新型电力系统的基荷电源，四代核电、核聚变等核能利用技术持续突破打造未来能源。常态化核准+在手项目彰显确定性成长，资本开支见顶+项目加速投产，ROE与分红迎双升。
- 4) 水电：**资源禀赋突出电源成本最低，红利标杆，长期配置价值凸显。

- 
- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰
 - 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转
 - 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑
 - 核电：未来能源，短期扰动不改成长
 - 水电：红利标杆，长期价值彰显
 - 投资建议与风险提示

三大压制因素逐步释放，新能源迎反转

- ✓ **消纳**：此前装机扩张与消纳配套滞后致限电率高、发电量不足拖累收入，当前新能源实现全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价，新能源电价有底；
- ✓ **电价**：此前存量项目电价下行、增量项目收益率不确定，当前市场引导新能源理性扩张，配套投资加速支撑消纳；
- ✓ **补贴**：此前国补欠款导致应收账款规模膨胀，136号文虽不涉及补贴项目补贴问题，但可再生能源补贴基金已实现平衡，历史欠款规模已收口，减值风险较小。

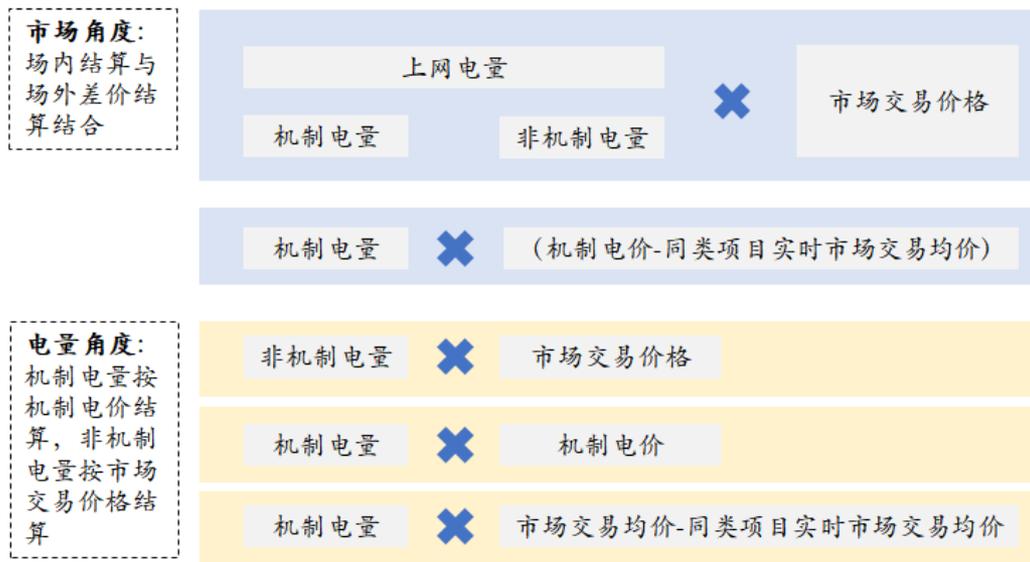
图：消纳、电价、补贴三大因素压制绿电运营商估值



新能源进入全面市场交易阶段

- ✓ **核心逻辑：**新能源上网电量从“市场角度”与“电量角度”实现精细化核算；
- ✓ **总体思路：**价格市场形成、责任公平承担；
- ✓ **存量/增量项目机制电量规则：**存量项目机制电量规模按现行政策执行，比例不高于上年；增量项目电价通过项目自愿竞价形成，保障期限依现行政策。

图：从市场角度和电量角度理解新能源可持续发展结算机制



图：136号文主要内容梳理

总体思路：按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。

推动新能源上网电价全面市场化

推动新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，通过市场形成电价。完善现货市场交易和价格机制，推动新能源公平参与实时市场

建立健全支持新能源可持续发展的价格结算机制：新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用向用户侧传导。

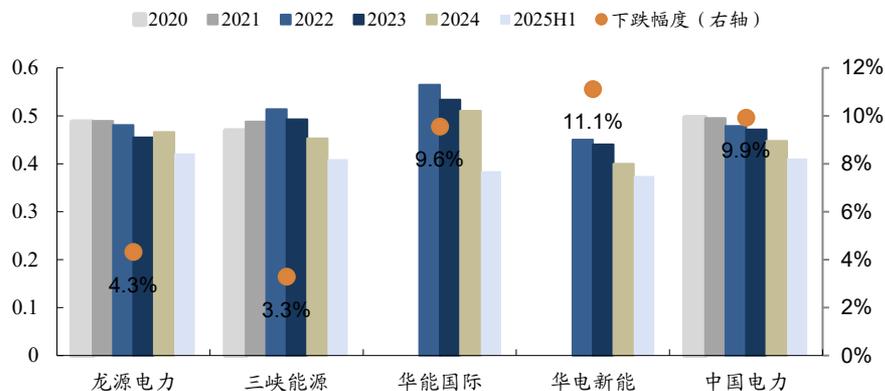
存量：对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目，机制电量规模方面，由各地妥善衔接现行具有保障性机制的相关电量规模政策，新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。机制电价方面，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。执行期限方面，按照现行相关政策保障期限确定。

增量：对于2025年6月1日起投产的新能源增量项目，每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据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，以及用户承受能力等因素确定；机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成；执行期限方面，按照现行相关政策保障期限确定。

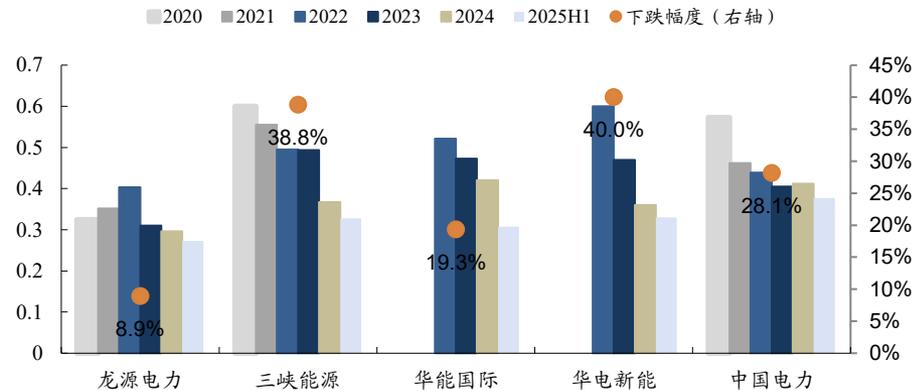
电价：电价下行，绿电业绩承压

- ✓ 结算电价可拆分为保障性收购电量*保障性收购电价+市场化电量*市场化电价+可再生能源电价补贴
- ✓ 保障性收购比例逐年下降：2020年双碳战略影响下，新能源装机量激增，原全额保障性收购模式因成本高、落实难逐渐弱化，保障性收购比例逐年下降；
- ✓ 市场化电价逐年下降：新能源装机增速远超抽蓄、新型储能及超高压输电等配套消纳工程建设进度，消纳矛盾导致新能源被迫以低价参与市场，市场化电价持续下行；
- ✓ 2021年起新规推行新能源平价上网，2022年后新增项目多为无补贴低价项目，进一步摊薄整体结算电价。

图：电力公司风电结算电价（元/千瓦时）



图：电力公司光伏结算电价（元/千瓦时）

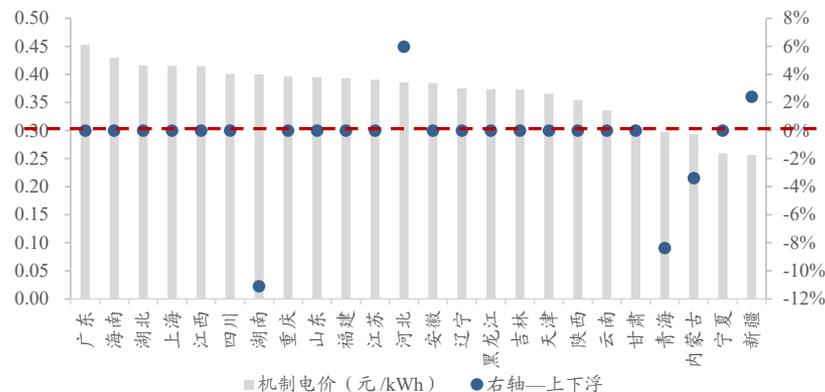


注：下跌幅度为2024年较2020年下跌幅度，其中华能国际与华电新能为2024年较2022年下跌幅度

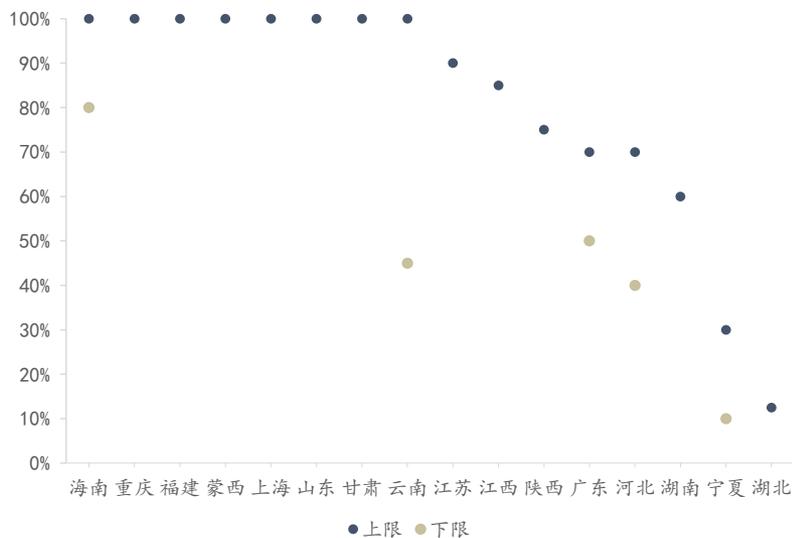
电价：存量新能源项目收益的区域差异化保障

- ✓ 136号文通过“基准价锁定+动态调节”的区域差异化政策，稳固了存量新能源项目收益。机制电价：锚定煤电基准价，差异动态兜底。全国多数地区机制电价与当地燃煤基准价一致，机制电量：分类型适配，分布式项目（含光伏扶贫）普遍100%；集中式项目按地区/项目类型差异化设置比例。

图：各地区存量项目机制电价以及相较于当地燃煤基准电价上下浮比例（右轴）



图：存量集中式项目机制电量保障比例

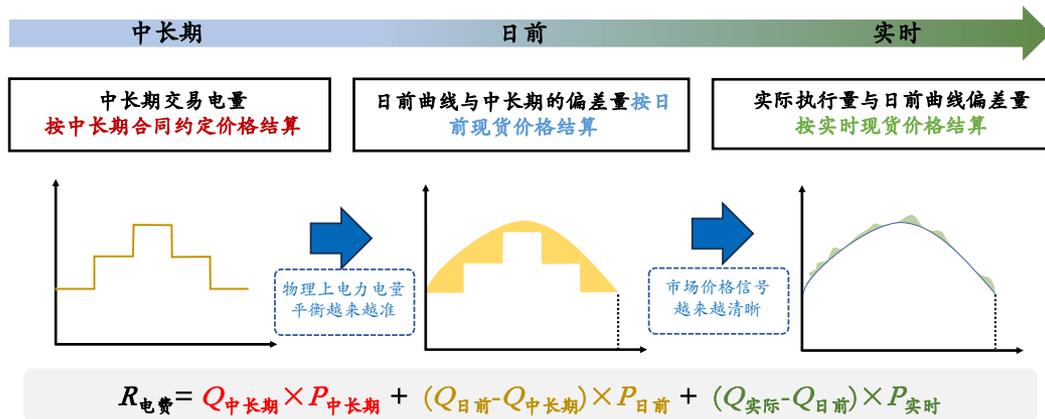


地区	保障比例 (%)
海南	100%
重庆	100%
福建	100%
蒙西	100%
上海	100%
山东	100%
甘肃	100%
云南	100%
江苏	100%
江西	100%
陕西	100%
广东	100%
河北	100%
湖南	100%
宁夏	100%
湖北	100%
河南	90%
安徽	85%
辽宁	80%
吉林	70%
黑龙江	70%
天津	70%
陕西	70%
云南	70%
甘肃	70%
青海	70%
内蒙古	70%
宁夏	70%
新疆	70%
江苏	50%
江西	50%
陕西	50%
广东	50%
河北	50%
湖南	50%
宁夏	50%
湖北	50%
河南	40%
安徽	40%
辽宁	40%
吉林	40%
黑龙江	40%
天津	40%
陕西	40%
云南	40%
甘肃	40%
青海	40%
内蒙古	40%
宁夏	40%
新疆	40%
江苏	30%
江西	30%
陕西	30%
广东	30%
河北	30%
湖南	30%
宁夏	30%
湖北	30%
河南	20%
安徽	20%
辽宁	20%
吉林	20%
黑龙江	20%
天津	20%
陕西	20%
云南	20%
甘肃	20%
青海	20%
内蒙古	20%
宁夏	20%
新疆	20%
江苏	10%
江西	10%
陕西	10%
广东	10%
河北	10%
湖南	10%
宁夏	10%
湖北	10%
河南	10%
安徽	10%
辽宁	10%
吉林	10%
黑龙江	10%
天津	10%
陕西	10%
云南	10%
甘肃	10%
青海	10%
内蒙古	10%
宁夏	10%
新疆	10%

电价：全面市场落地，机制电价支撑，绿电结算电价有望触底企稳

- ✓ 中长期交易是电力交易的核心压舱石：2025年政策要求其签约电量占实际上网电量不低于90%（高清洁能源地区不低于60%），既能帮助发电企业提前锁定电量、优化生产消纳，又能稳定电价；火电通常作为系统边际出清机组，中长期电价受到火电的边际成本（一次能源价格）影响显著。

图：中国电力市场结构（电能量）



注：上图坐标轴中，X轴为时间段，Y轴为功率

图：电力中长期合同签订履约工作的通知

文件	中长期交易表述
关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知	燃煤发电企业2023年年度中长期合同签约电量不低于上一年实际发电量的80%，月度（含月内）及以上合同签约电量不低于上一年实际发电量的90%。 水电和新能源占比较高省份签约比例可适当放宽。对于足额签订电力中长期合同的煤电企业，各地应优先协调给予煤炭和运力保障，支撑电力中长期合同足额履约。
关于做好2024年电力中长期合同签订履约工作的通知	2024年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的80%；保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的90%。 燃煤发电和用电侧的电力中长期合同签约电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的90%。
关于做好2025年电力中长期合同签订履约工作的通知	对于水电和新能源发电量占比超过40%的地区，政府主管部门可统筹考虑发电侧各类型电源市场化电量签约规模，研究适当放宽用户年度签约比例要求，原则上不得低于60%。

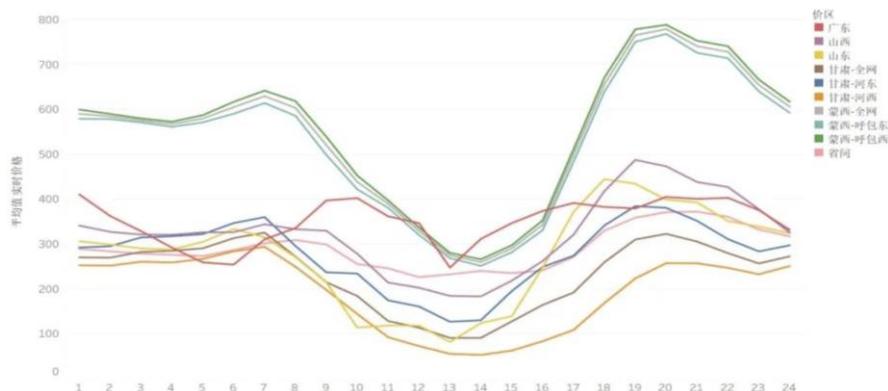
现货市场占比不高，反应短时平衡，风电更占优势

- ✓ 电力现货市场尚处发展完善阶段，目前交易占比不高，核心聚焦短时电力供需平衡，价格随短时供需快速波动（紧时涨价激励增供、松时降价避免浪费）；
- ✓ 在现货市场中，风电较光伏优势显著。光伏日内功率波动陡峭，而风电功率变化更平缓，且现货价格曲线与风电出力趋势契合、与光伏相反，因此绝大多数地区风电现货均价高于光伏。

图：2024年各地区现货综合、风电现货、光伏现货电价均价梳理（元/KWh）

地区	燃煤基准	综合均价	较基准上下浮	风电均价	较基准上下浮	光伏均价	较基准上下浮
山西	332	316	-4.8%	268	-19.1%	211	-36.4%
山东	395	307	-22.2%	267	-32.4%	169	-57.2%
甘肃	308	247	-19.8%	185	-39.8%	123	-60.1%
蒙西	283	507	79.1%	367	29.9%	348	23.1%
湖北	416	369	-11.4%	345	-17.0%	310	-25.5%
浙江	415	364	-12.4%	368	-11.3%	369	-11.0%

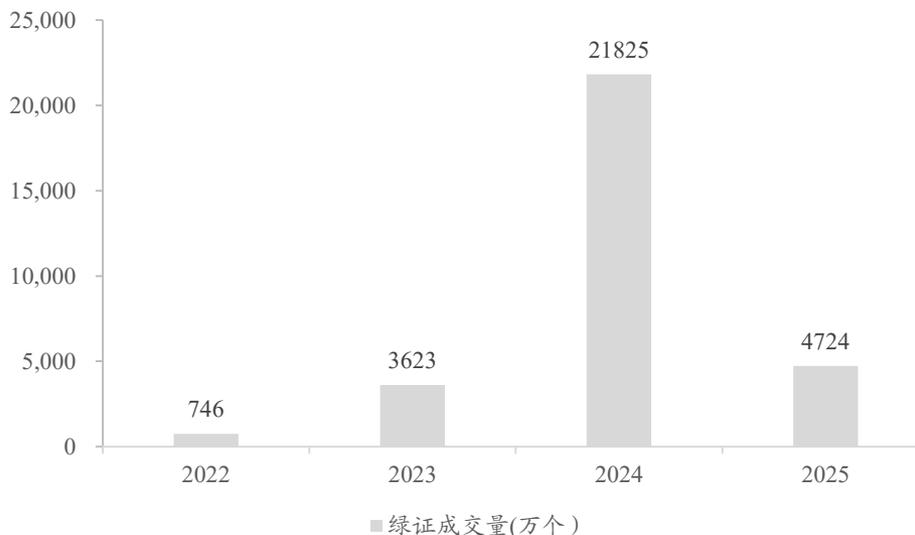
图：现货分时价格曲线（元/MWh）



绿电绿证收益值得期待

- ✓ 政策推动绿电、绿证与碳市场联动，2025年绿色价值兑现更畅通。2024年多项政策奠定基础后，2025年3月《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》发布，明确绿证与碳排放核算、产品碳足迹管理衔接，强化重点用能单位消费约束。
- ✓ 绿证交易价格稳步抬升。2025年年初至2025/12/10，中国绿证交易累计4724万个，交易活跃度稳步提升，从单价来看，2025年以来，绿证交易月均价提升，截至2025/12/10，中国绿证12月的月均价为4.89元/个，为年内最高。

图：2022-2025年中国绿证交易情况（截至2025/12/10）



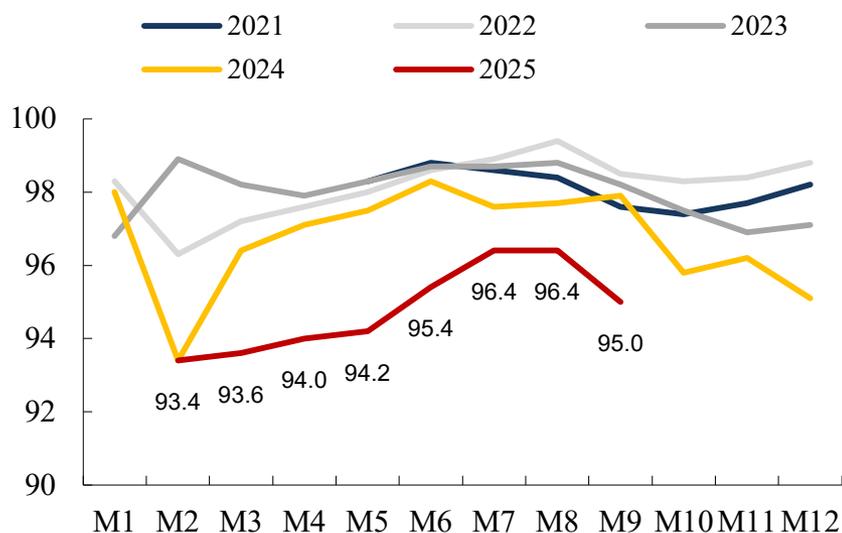
图：2025年以来（截至2025/12/10）绿证交易价格（元/个）



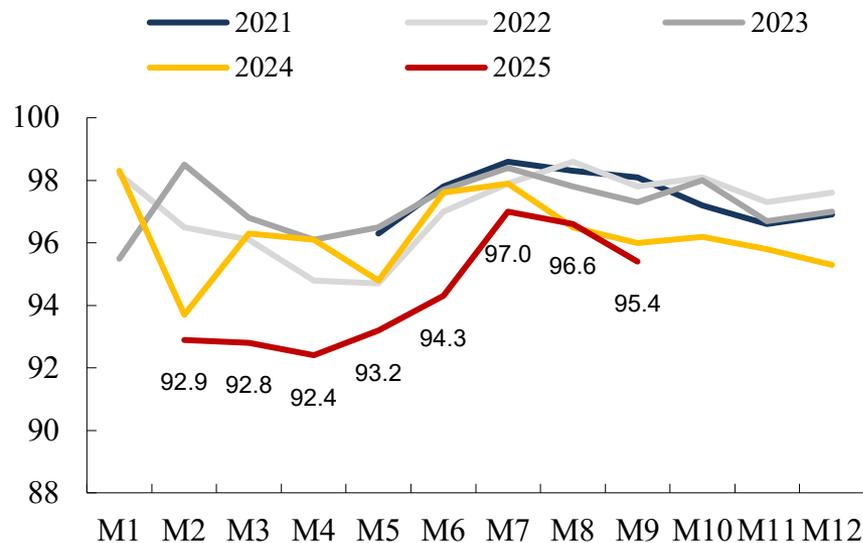
风电光伏利用率持续下降，消纳问题暴露

- ✓ 新能源装机维持高速，逐步引发消纳问题，风电光伏利用率持续下行。
- ✓ 2024年新能源消纳95%红线放开，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90%，2025年9月，中国风电利用率已降至95%，光伏利用率已降至95.4%。

图：2021-2025年中国风电利用率 (%)



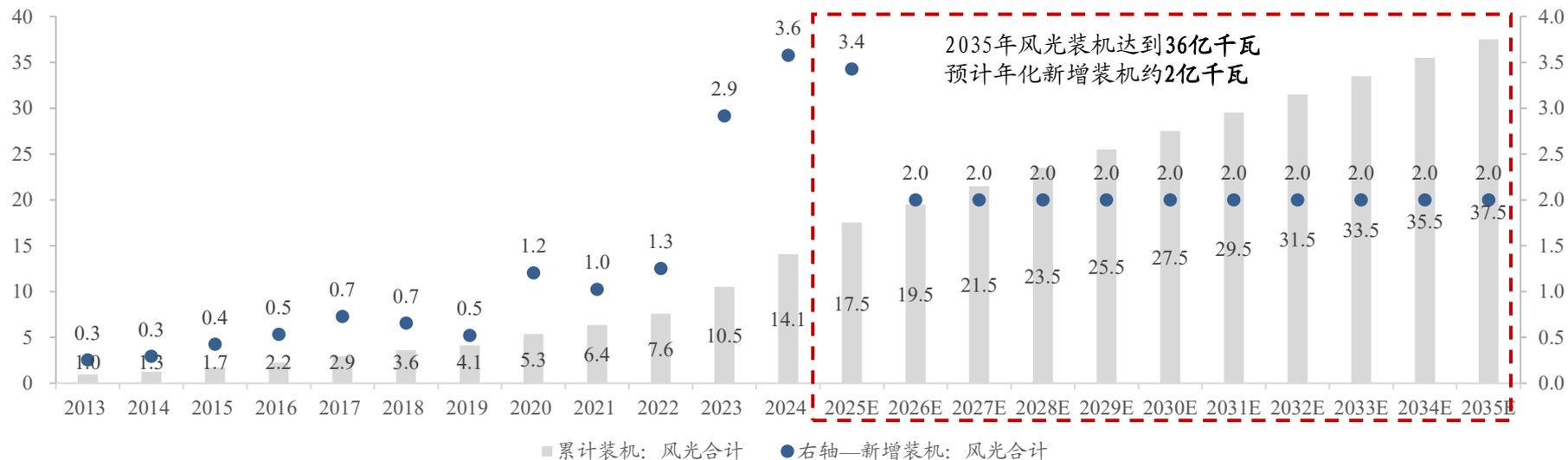
图：2021-2025年中国光伏利用率 (%)



136号文引导新能源回归真实需求，新能源新增装机合理降速

- ✓ **政策导向：**2025年6月1日后投产的新能源项目均归为增量项目，适用可持续发展价格结算机制；增量项目机制电量规模由各地结合年度非水电可再生能源消纳责任权重、用户承受能力等确定，消纳权重精准反映区域真实需求；通过机制电量市场化竞价，以价格信号引导新能源投资回归真实需求，避免盲目扩张。
- ✓ **装机展望：**新增规模趋于平稳，2035年目标明确。风电+光伏2035年力争达36亿千瓦，当前合计装机约17亿千瓦，对应未来年度平均新增规模约为2亿千瓦左右。

图：中国风电/光伏装机容量预测（亿千瓦）



电力系统支撑每年2亿千瓦新增消纳

- ✓ 1360号文支撑每年2亿千瓦消纳。根据《国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，构建适配新能源电力系统，规划2035年形成36亿千瓦新能源装机消纳能力。文件通过多项措施强化系统接网与调节能力，使新增装机与消纳能力匹配，支撑年均新增2亿千瓦以上。

图：1360号文要点梳理

章目	核心内容
总体要求	建立适配高比例新能源的消纳调控体系。2030年形成多层次调控能力，2035年建成新型电力系统。中长期目标对应约2035年新能源装机36亿千瓦，平摊约每年新增约2亿千瓦。
分类引导新能源开发与消纳	“沙戈荒”基地外送+就地消纳；水风光一体化；规范海上风电；优化省内集中式布局；扩大分布式多场景开发，提升接网与自调节能力。
推动新能源消纳新模式	推进绿电与产业协同（含绿氢）；促进产业向资源区转移；推动源网荷储一体化、微电网、直供模式；明确公共电网与直供项目责任边界，提高就近消纳比例。
提升系统适配能力	扩充调节资源（水电、抽蓄、储能、气电）；增强主网架与跨区输电；完善配电网智能化；提升调度体系的可观可测可调能力；加强涉网安全。
完善全国统一电力市场体系	完善中长期、现货与辅助服务市场；支持新能源、储能、虚拟电厂参与；优化跨省跨区价格；完善容量电价与分时电价；推动绿证与碳市场协同。
强化能源消纳技术支撑	提升高效光伏、风电、深远海、长时储能、柔直、电网仿真、虚拟电厂与AI调控等关键技术。
保障措施	五年规划设定利用率目标；压实地方年度消纳责任；电网企业负责接网与调度保障；加强监测预警，对利用率下滑地区限制新增并网。

绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

特高压加速投产，实现绿电资源有效调度

- ✓ “十四五”国网规划建特高压工程，包括“24交14直”，投资3800亿元。2025年起，多项目将陆续投产，新项目开工，未来将缓解新能源消纳压力。

图：特高压项目情况

类型	项目名称	起点和终点	开工时间
特高压直 流	金上-湖北+800KV	起于四川省帮果换流站，止于湖北省大冶换流站	2023M2
	陇东-山东±800KV	起点为甘肃庆阳换流站，落点为山东东平换流站	2023M3
	宁夏-湖南±800KV	起始于宁夏中宁换流站，终止于湖南衡阳换流站	2023M6
	哈密北-重庆±800KV	起于新疆哈密市巴里坤换流站，止于重庆市渝北区渝北换流站	2023M8
	陕西-安徽±800KV	起于陕西省延安市宝塔山换流站，止于安徽省合肥市合州换流站	2024M3
	甘肃—浙江±800KV（柔）	起于甘肃省武威市民勤县，止于浙江省绍兴市上虞区	2024M7
	蒙西-京津冀±800KV（柔）	起于内蒙古鄂尔多斯市达拉特旗库布齐换流站，止于河北沧州换流站	2025
	陕西-河南±800kV	起始于陕西省榆林市榆横换流站，落点豫东地区	2025
	藏东南-粤港澳大湾区±800kV一期（柔）	起于昌都市左贡县西藏北部换流站，止于深圳市龙华区珠东南换流站	2025
特高压交 流	川渝1000kv	起于四川省康定市呷巴乡，止于重庆市铜梁区少云镇	2022M9
	张北-胜利双回1000kv	始于张北1000千伏变电站，止于内蒙古胜利1000千伏变电站	2023M8
	大同-怀来-天津北-天津南双回1000kv	起自山西大同，最终接入天津滨海新区	2025M3
	阿坝-成都东1000kv	起于阿坝1000千伏变电站，止于成都东1000千伏变电站	2024M7
	达拉特-蒙西1000kv	起于内蒙古自治区鄂尔多斯市的达拉特变电站，接入蒙西变电站	——
“十四五” 滚动增补	库布齐-上海±800kV	起于内蒙古鄂尔多斯库布齐沙漠地区，终于上海奉贤换流站	争取于2025年
	腾格里-江西±800KV	起于内蒙古腾格里换流站，终于江西省负荷中心	——
	乌兰布和-京津冀+800kV	起于内蒙古乌兰布和换流站，终于京津冀负荷中心	——
	巴丹吉林-四川±800kV(柔)	起于酒泉东换流站，终于四川省资阳市乐至换流站	2025
	柴达木-广西±800kV	起于柴达木格尔木东沙漠基地，终于广西壮族自治区	——
	攀西-川南-天府南1000kV	起于四川攀西1000千伏变电站，终于四川天府南1000千伏变电站	——
	烟威(含中核cx送出)1000kV	起于烟台市莱阳市海阳西1000千伏开关站，线路分两部分延伸，分别接入昌乐1000千伏变电站、高乡1000千伏变电站	2025M5

绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

增量项目竞价承压，引导资本开支回归理性

图：部分地区136号文新增项目竞价情况

梳理已经完成增量新能源136号文竞价项目，机制电量规模有限，机制电价下浮，新项目收益率较为一般，引导行业资本开支回归理性。

省份	项目	机制电价(元/kwh)	出清机制电量(亿度)	最高比例	执行期限	项目数量(个)	上下浮比例(%)
辽宁	风电	0.33	80.22	80%	12年	31	-11.98
	光伏	0.3	1.428	80%	12年	1243	-19.98
冀北电网	风电	0.347	103.7	80%	10年	37	-6.72
	光伏	0.352	36.13	80%	12年	1172	-5.38
河北南网	风电	0.353	142.011	80%	10年	104	-3.13
	光伏	0.3344	14.007	80%	12年	10320	-8.23
宁夏	总计	0.2595	102	65%	-	838	0.00
黑龙江	总计	0.228111	63.04	85%	12年	277	-12.10
上海	总计	0.4155	5.3764	-	-	2039	0.00
天津	总计	0.3196	9.3949	-	10年	1279	-23.08
安徽	统一竞价项目	0.384	17.5476	85%	12年	8110	-0.10
	独立竞价项目	0.3837	41.1294	85%	12年	74	-0.18
海南	总计	0.3998	98.77	80%	海上风电14年，其余12年	72	6.64
青海	风电	0.24	5.43	40%	12年	4	-35.98
	光伏	0.24	11.25	40%	12年	23	-26.09
山东	风电	0.319	59.67	70%	-	25	-19.22
	光伏	0.225	12.48	80%	-	1175	-43.02
云南	风电	0.332	-	65%	12年	-	-1.13
	光伏	0.33	-	75%	12年	-	-1.73
新疆	风电	0.319	185.39	62.50%	-	36	27.60
	光伏	0.225	36.08	62.50%	-	31	-10.00
江西	风电	0.375	4.6174	65%	10年	4	-9.49
	光伏	0.33	1.3365	65%	10年	429	-20.35
广东	总计	0.36	46.5	110千伏以下80%; 其他70%	12年	11654	-20.53
福建	海上光伏	0.388	14.5	-	12年	10	-1.32
	其他新能源	0.35	31.8	-	12年	6294	-10.99

绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

补贴：应收账款影响财务表现，引发市场担忧

✓ 水电、核电等传统电力公司与电网按月结算电量，现金流较稳定，而绿电公司因补贴形成的应收账款对其财务表现影响更突出。对比水电、核电、火电、绿电、燃气等品类后发现：2020-2025Q3绿电应收占比始终居首（2024年达15%），2024年其信用减值影响净利润9.5%，显著高于减值趋缓的水电、核电等板块，这一差异也让市场担忧绿电项目的资产质量。

图：应收账款影响新能源运营商财务表现

信用减值影响	2020	2021	2022	2023	2024	24Q1-3	25Q1-3
水电	-13.4%	-0.5%	0.1%	-0.5%	-0.4%	-0.3%	-0.1%
核电	-0.3%	0.1%	-0.1%	-0.2%	0.3%	0.4%	0.1%
火电	-7.7%	7.9%	-14.9%	-2.5%	-2.1%	-0.6%	-0.4%
绿电	-4.6%	-7.0%	-2.9%	-5.8%	-9.5%	-5.0%	-2.9%
燃气	-1.7%	-2.0%	-1.2%	-1.3%	1.0%	-4.0%	-2.5%
应收占比	2020	2021	2022	2023	2024	24Q1-3	25Q1-3
水电	2.4%	2.5%	2.4%	2.6%	2.8%	3.1%	3.3%
核电	2.7%	3.5%	3.7%	3.5%	3.1%	3.3%	2.8%
火电	6.8%	7.4%	7.7%	8.1%	8.2%	7.2%	6.8%
绿电	11.6%	12.5%	12.9%	14.2%	15.0%	15.0%	14.2%
燃气	7.8%	8.5%	8.2%	8.2%	8.1%	5.4%	5.1%

图：主要绿电公司应收类科目合计情况（亿元）

细分	股票代码	股票简称	2022	2023	2024	2025Q3
光伏	000591.SZ	太阳能	465	472	490	528
	601222.SH	林洋能源	213	232	247	249
	603105.SH	芯能科技	35	44	43	46
	600032.SH	浙江新能	466	529	589	599
	601778.SH	晶科科技	374	410	426	423
	600821.SH	金开新能	327	319	401	406
	601908.SH	京运通	223	242	194	185
	002256.SZ	兆新股份	20	18	16	17
	002480.SZ	新筑股份	118	134	149	140
	002617.SZ	露笑科技	99	96	104	107
	300125.SZ	聆达股份	21	19	10	9
	300317.SZ	珈伟新能	23	29	29	28
	风电	600956.SH	新天绿能	774	790	840
601016.SH		节能风电	438	421	441	450
603693.SH		江苏新能	159	164	176	179
601619.SH		嘉泽新能	190	199	222	239
600905.SH		三峡能源	2621	3117	3569	3770
000507.SZ		珠海港	209	207	203	202
000537.SZ		中绿电	375	704	894	943
001289.SZ		龙源电力	2229	2293	2571	2625
600163.SH		中闽能源	117	115	117	115
000155.SZ		川能动力	193	218	252	283
001258.SZ		立新能源	92	96	153	181
000862.SZ		银星能源	76	95	93	89
1798.HK		大唐新能源	975	1015	1155	1143

注：行业股票选取东吴环保公用股票池

信用减值影响：信用减值损失/净利润，应收占比：应收类科目合计/总资产

应收类科目：应收账款+应收票据+应收款项融资

可再生能源发展基金收入逐年提升，支出已达上限

- ✓ 2011年底，可再生能源发展基金设立，用于可再生能源补贴，来源一是国家财政公共预算安排的专项资金，二是依法向电力用户征收的可再生能源电价附加费，电价附加费由电网公司代收，扣税后上缴可再生能源基金。
- ✓ **收入端**：2006年以来，国家向用户侧适征电量征收可再生能源电价附加，征收标准逐年提高，2016年后保持0.019元/千瓦时不变，随着全社会用电量稳步提升，基金收入规模增长。
- ✓ **支出端**：新能源加速装机，标杆电价逐年下降至2021年实现全面平价，基金年支出规模已达上限。

图：可再生能源基金收入端、支出端梳理



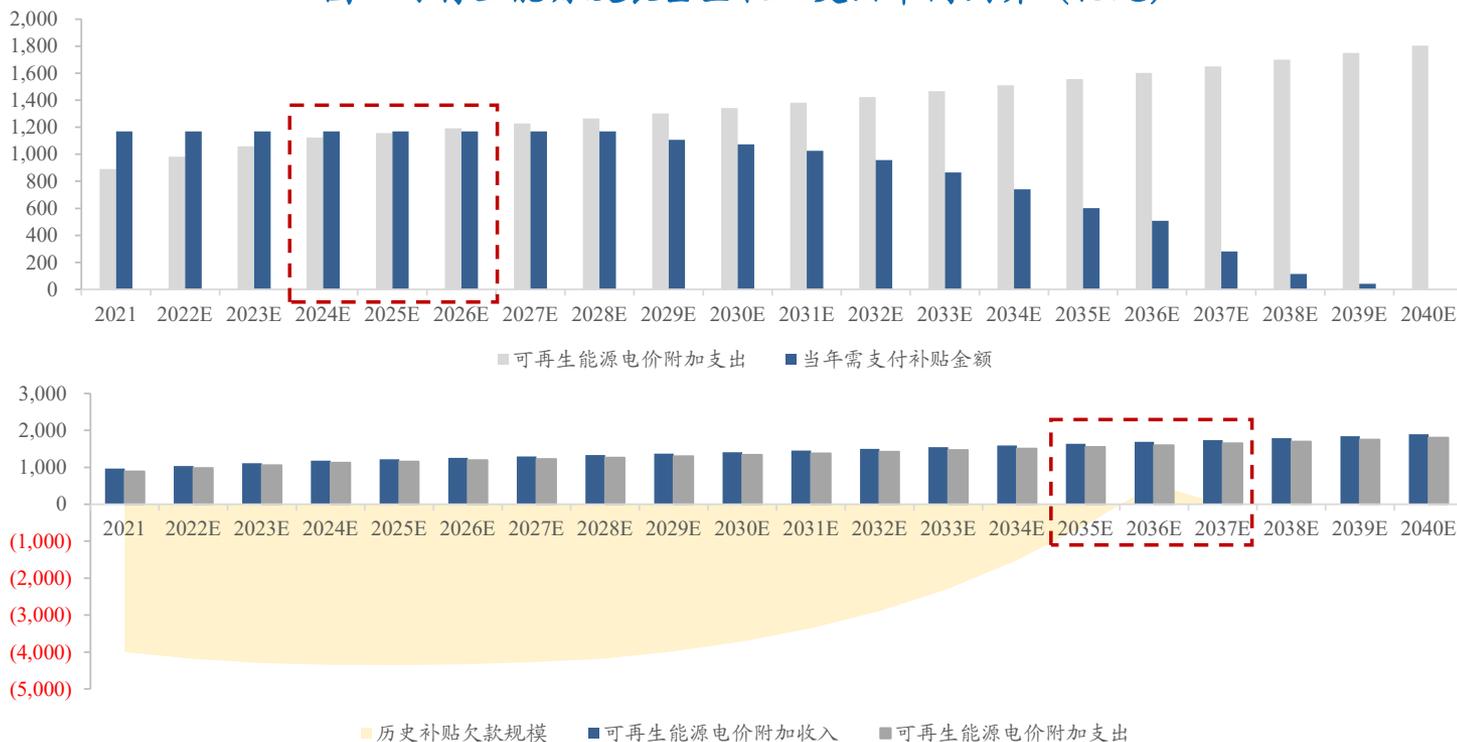
绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

我们预计2025年左右迎来基金收支平衡，2036年左右历史欠款得到自然解决

✓ 测算核心假设：

- ✓ 1) 收入：2025至2040年用户侧适征电量年复合增速3%，征收标准0.019元/千瓦时，征收率75%；
- ✓ 2) 支出：存量补贴项目度电补贴强度0.21元/千瓦时，基金支出占收入比例95%。我们预计2025年左右基金收支平衡，用户侧适征电量增长，考虑基金盈余支付欠款，我们预计2036年左右历史国补欠款自然解决。

图：可再生能源发展基金收入支出平衡测算（亿元）



历史欠款加速解决

- ✓ 针对可再生能源补贴退坡，有望出台扩充资金、创设中长期基金、发行专项国债、推广补贴确权贷款等措施，2022年8月已授权设立结算公司管理补贴资金，补贴问题有望加速解决。
- ✓ 累计回款超去年全年：多数企业1-8月的补贴金额，已覆盖2024年全年的135%以上，部分企业（如金开新能）接近190%。

图：2025年以来国家可再生能源补贴资金回款加速（亿元）

公司	25M8 收到国补	25M1-8 收到国补	25M1-8 收到国补同比	25M1-8 占2024A
吉电股份	9.1	12.7	154%	135%
太阳能	16.8	22.5	259%	183%
林洋能源	2.0	3.1	210%	177%
晶科科技	6.3	8.5	272%	178%
金开新能	9.4	12.0	340%	189%

图：可再生能源补贴退坡应对措施梳理

可再生能源补贴退坡应对措施

推动建设碳减排市场扩充可再生能源补贴资金来源——补贴资金不仅来自可再生能源电价附加

引入多元投资主体创设可再生能源中长期发展基金——可再生能源电价附加资金通过资本化运作实现价值

多批次发行可再生能源补贴专项国债——发行可再生能源专项国债一次性兑付截至2021年底累计拖欠的补贴

推广可再生能源补贴确权贷款——已确权的应收未收可再生能源补贴额度作为质押申请贷款

拓展可再生能源发电项目补贴的收口兑付和转化途径——发电成本持续下降，赋予补贴兑付选择权

绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转

若国补欠款得到解决，新能源资产质量触底回升，重回成长

- ✓ 对于历史国补欠款我们进行测算，按照累计形成欠款当期回收20%、50%、80%测算，从成长角度来看，可撬动新一轮资本开支重回成长。从利润提升角度来看，回收现金用于有息债务偿还，通过节省财务费用有望带来净利润10%左右的提升空间。从弹性角度来看，关注当期信用减值和历史累计坏账准备的冲回。

图：考虑国补欠款回收对公司影响（龙源电力，2024A） 图：考虑国补欠款回收对公司影响（三峡能源，2024A）

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	171		
资本开支	269		
自由现金流	-98		
应收账款合计	434		
国补占比	92%		
国补应收款	399		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	80	200	320
自由现金流改善至	-18	102	222
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	266	666	1065
较2024年资本开支	99%	248%	397%
降费——降负债			
有息负债	1,461		
财务费用	35		
财务成本	2.4%		
节约财务费用	1.91	4.77	7.64
财务费用同比下降	5%	14%	22%
净利润	83		
净利润贡献	2%	6%	9%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	0.38		
坏账准备—国补	3.24		
净利润	83		
当期冲回净利润贡献	-0.5%		
历史冲回净利润贡献	3.9%		

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	189		
资本开支	309		
自由现金流	-120		
应收账款合计	448		
国补占比	92%		
国补应收款	412		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	82	206	329
自由现金流改善至	-37	86	210
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	275	686	1098
较2024年资本开支	89%	222%	356%
降费——降负债			
有息负债	1,878		
财务费用	43		
财务成本	2.3%		
节约财务费用	1.88	4.71	7.53
财务费用同比下降	4%	11%	18%
净利润	75		
净利润贡献	3%	6%	10%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	-7.75		
坏账准备—国补	22.44		
净利润	75		
当期冲回净利润贡献	10.4%		
历史冲回净利润贡献	30.1%		

投资建议与风险提示

- ✓ 新型电力系统主要供电电源，成长空间广阔。2025年新能源已实现全面入市，市场信号引导行业资本开支回归理性，电价、消纳、补贴三大压制因素逐步缓解，绿电迎来反转。
- ✓ 建议关注：全国布局优质纯绿电运营商：龙源电力H、三峡能源以及优质海风：中闽能源、福能股份。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，新能源消纳情况不及预期，装机投产进度不及预期。

表：盈利预测与估值（2025/12/10）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E		
					2025E	2026E	2027E	2024- 2027CAGR	2025E	2026E	2027E
绿电											
龙源电力*	0916.HK	6.82	570	0.7	64	69	76	6%	8.9	8.3	7.5
三峡能源*	600905.SH	4.16	1,189	1.3	62	67	72	6%	19.1	17.8	16.5
中闽能源	600163.SH	6.24	119	1.7	9	10	10	17%	12.9	11.9	11.4
福能股份*	600483.SH	10.22	284	1.1	30	31	35	8%	9.6	9.1	8.1

注：标注*公司2025-2027年选取WIND一致预期（2025/12/10），其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

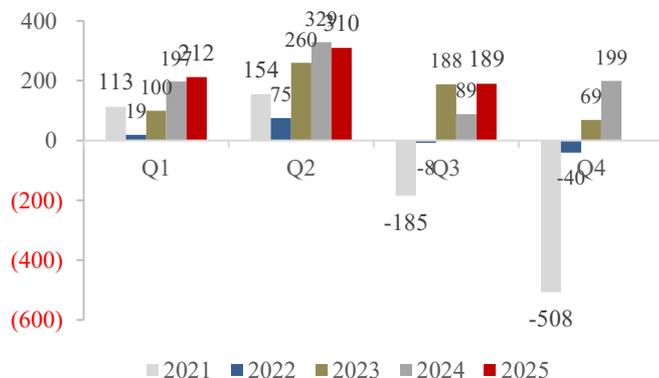
- 
- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰
 - 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转
 - 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑
 - 核电：未来能源，短期扰动不改成长
 - 水电：红利标杆，长期价值彰显
 - 投资建议与风险提示

火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑

低煤价、低电量到稳煤价、低电量

✓ 低煤价、低电量到稳煤价、低电量。2024第四季度火电板块大幅回升以来，2025前三季度板块业绩维持高增趋势。电量电价来看，2025年的低煤价环境显著优化了燃料成本，缓解电价压力。同时利用小时数同比下降，电量整体承压。往后展望，我们预计行业将逐步进入稳煤价、低电量的转型阶段，重视火电多元价值发掘。

图：火电板块单季度归母净利润（亿元）



图：中国火电利用小时数（小时）



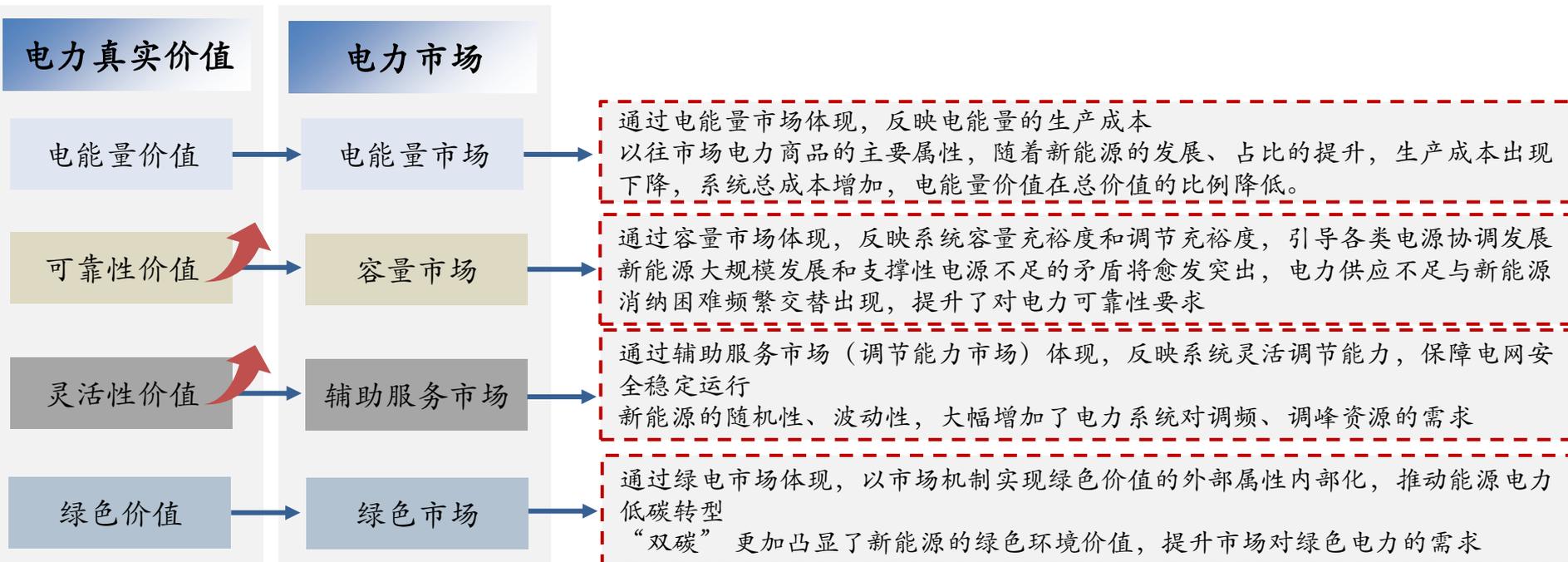
图：重点地区火电点火价差跟踪（煤价：元/吨，电价：元/MWh）

项目	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	
煤价	港口5500含税 (2024)	913	922	872	816	867	866	848	840	856	852	836	785
	港口5500含税 (2025)	761	730	677	661	627	611	638	690	691	738	822	797
	港口5500含税同比	-152	-192	-195	-155	-240	-255	-210	-150	-165	-114	-14	12
	入炉标煤(7000不含税) 同比	-171	-216	-220	-175	-270	-287	-237	-169	-186	-129	-16	14
	度电成本变动 (不含税)	-51	-65	-66	-52	-81	-86	-71	-51	-56	-39	-5	4
广东	年度	2024 (含税)	466	465	465	462	463	461	462	462	462	460	461
	2025 (含税)	389	389	391	391	391	391	391	391	391	391	390	390
	同比 (不含税)	-68	-67	-65	-62	-64	-62	-63	-63	-63	-63	-62	-63
	月度	2024 (含税)	485	433	458	428	427	406	403	402	406	399	401
2025 (含税)	373	373	378	378	372	373	372	373	373	372	372	373	
同比 (不含税)	-99	-53	-71	-44	-48	-30	-27	-26	-30	-24	-24	-25	
江苏	年度	2024 (含税)	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453
	2025 (含税)	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	
	同比 (不含税)	-36											
	月度	2024 (含税)	440	445	445	446	435	410	423	427	422	412	421
2025 (含税)	405	411	399	395	402	322	396	394	319	341	356	340	
同比 (不含税)	-31	-30	-41	-45	-30	-78	-24	-29	-95	-72	-50	-72	

深化电改，发掘火电灵活性价值和可靠性价值

✓ 电力市场建设逐步完善，发掘火电灵活性价值和可靠性价值。从电力的真实价值来看，电力主要包括电能量、可靠性、灵活性以及绿色等价值，新型电力系统对于可靠性、灵活性以及电力绿色价值提出更高要求。2023年度，全国火电容量电价出台，通过容量市场全面体现火电可靠性价值。辅助服务市场在各地区持续推进，火电参与的调峰、调频价值也逐步通过电力市场得到合理回报。火电资产迎来转型，火电价值重塑。

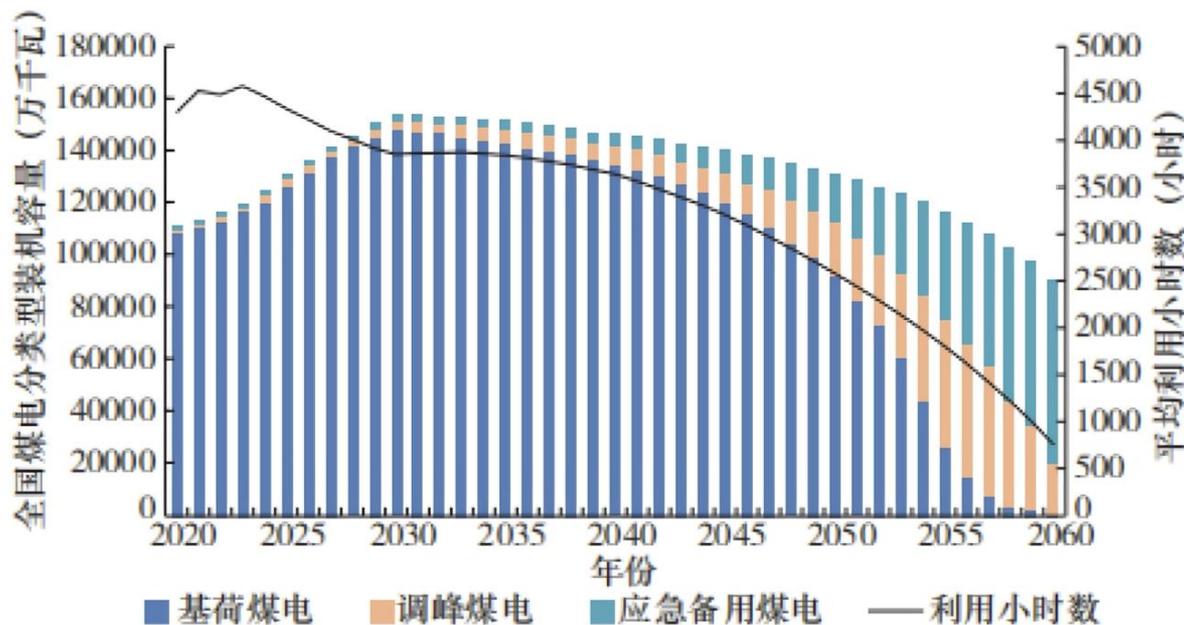
图：电力通过不同市场体现多角度价值



定位转型，煤电由电量供应主体转变为电力供应主体

- ✓ 定位转型，煤电由电量供应主体转变为电力供应主体。煤电将在电力平衡和系统调峰中占据重要位置。煤电将长期是我国最经济可靠的电力调节资源，将更多参与系统调峰运行。根据《中国能源展望2025—2060》，全国煤电逐步分化为基荷、调峰和应急备用三种功能类型。《中国能源展望2025—2060》预计1) 到2035年，全国调峰煤电和应急备用煤电装机容量分别占比3.3%和2.1%，两者发电量占比合计仅2.8%；2) 到2050年，基荷煤电装机容量占比降至70%，调峰和应急备用煤电装机容量占比分别提高至16%和14%；3) 到2060年，系统存量煤电几乎不承担基荷，而以应急备用为主、调峰为辅。

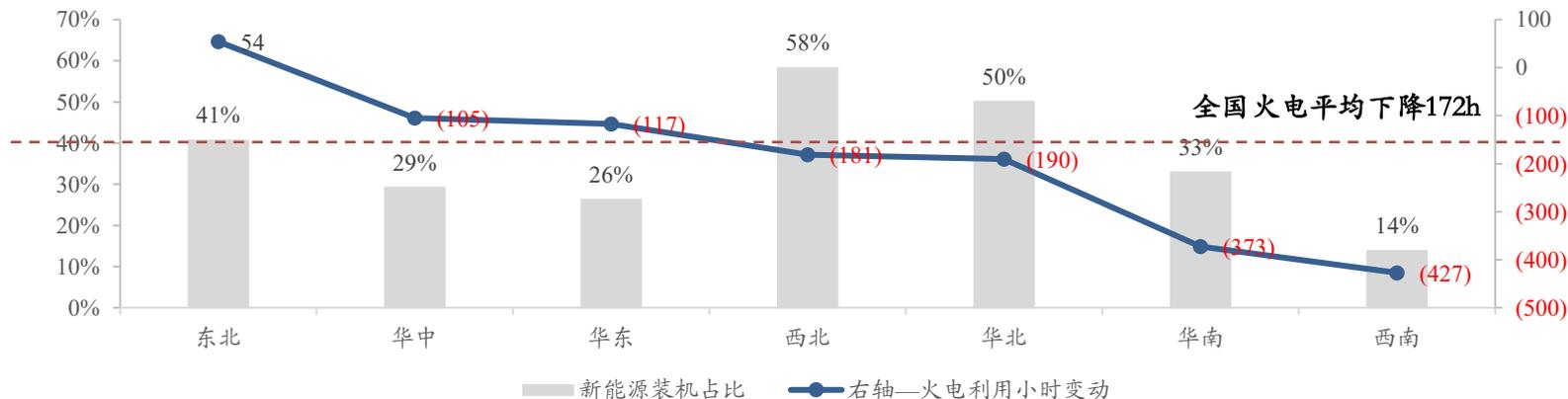
图：中国煤电分类型装机预测（2025年及以后为预测）



区域分化，资源禀赋区域特点推动煤电转型

- ✓ 基于不同区域资源禀赋，区域定位，以及区域内电源装机与负荷特点，区域火电转型分化。根据国家能源集团技术经济研究院预测，1) 华北：受生态环境红线要求，减排提效的同时保证能源安全是煤电转型的重点；2) 东北：在电力需求疲软、可再生发展潜力巨大的情况下，仍需煤电支撑可再生能源外送和供热保障；3) 西北：依托高质量煤电支撑实现未来西北地区向“风光水火储一体化”电源基地发展；4) 华东：煤电规模庞大且亚临界机组占比较高，煤电快速退出的同时优化现役煤电机组质量成为重点；5) 华中：煤电规模较小，部分区域用电高峰时期电力供给不足，发展可再生能源的同时提升煤电快速爬坡和快速起停等能力则是重点；6) 南方：煤电整体水平高且以纯凝机组为主，电力供需形势较稳定，是近中期提前实现碳达峰的重点区域，需逐步推动煤电退出。

图：分地区新能源装机结构与火电利用小时数变动



煤电容量电价执行比例提升，火电确定性收入占比提升

- ✓ 2026年全国煤电容量电价执行比例提升，部分地区探索更高比例补偿。2023年11月，全国煤电容量电价机制建立，实行全国统一标准，为每年每千瓦330元。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，2026年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%。考虑2024-2025年不同省份地区容量补偿比例，结合地区火电利用小时数，我们预计全国煤电平均容量电费收益约为0.027元，考虑2026年容量补偿比例提升，我们预计2026年度电容量电费收益提升至0.04元，**火电确定性收入占比提升**。2025年7月，甘肃首次在省级层面独立制定容量电价政策，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂定为每年每千瓦330元，执行期限2年，地区探索更高补偿比例。

图：全国各地区煤电容量电价收入测算



2026年平均0.040元/KWh

24-25年平均0.027元/KWh

■ 2024-2025E ■ 2026E

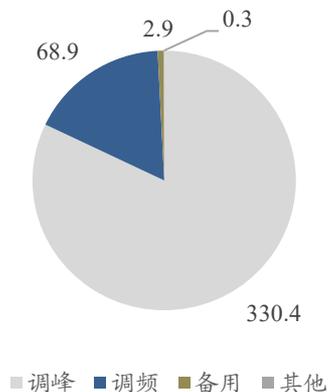
辅助服务市场大发展，火电灵活性价值得到最高比例补偿

- ✓ 辅助服务市场费用规模扩张，发电侧分摊为主。2024年全国电力辅助服务市场总费用超400亿元，结构来看，以调峰服务为主。
- ✓ 火电灵活性价值得到最高比例补偿。考虑电源侧分摊比例，我们预计2024年火电度电净收益0.0043元/度。考虑长期辅助服务市场扩张，叠加用户侧分摊比例提升，火电收益持续提升。

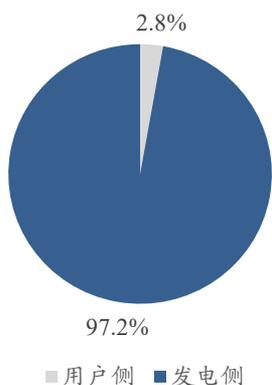
图：火电受益辅助服务市场测算（2024年）

	2024年	用户侧50%	用户侧80%
全国辅助服务市场费用（亿元）	402	402	402
火电获得补偿占比	91.4%	91.4%	91.4%
辅助服务市场火电收入（亿元）	367	367	367
用户侧分摊（亿元）	2.8%	50%	80%
电源侧分摊中火电占比	25%	25%	25%
辅助服务市场火电支出（亿元）	98	50	20
辅助服务市场火电净收入（亿元）	270	317	347
火电发电量（亿度）	63437.7	63437.7	63438.7
辅助服务市场度电净收入（元/度）	0.0043	0.0050	0.0055

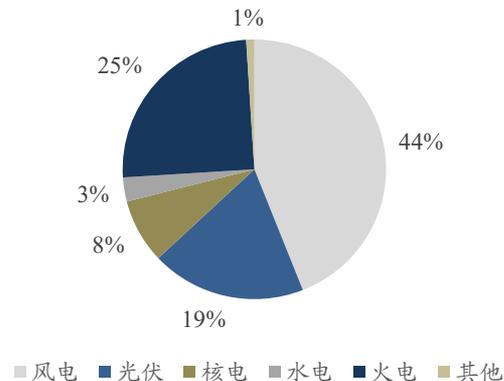
图：2024年全国辅助服务费用分类（亿元）



图：2024年辅助服务费用分摊占比



图：2024年辅助服务费用电源侧分摊比例



火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑

容量电费稳定传导，辅助服务费用逐步提升，机制电价差价结算电费开始传导到用户侧

图：各地区系统运行费用金额及对比（元/KWh）

省份	系统运行费用			辅助服务费用			抽水蓄能容量电费			气电容量电费			煤电容量电费			新能源机制电价差价结算		
	24M12	25M12	变动	24M12	25M12	变动	24M12	25M12	变动	24M12	25M12	变动	24M12	25M12	变动	24M12	25M12	变动
天津	0.093	0.099	0.007				0.005	0.005	0.000	0.018	0.019	0.001	0.013	0.011	-0.003			
广东	0.024	0.072	0.048	0.001	0.002	0.001	0.006	0.007	0.000				0.017	0.034	0.018		0.029	0.029
湖北	0.039	0.058	0.019				0.002	0.002	0.000				0.013	0.021	0.008		0.017	0.017
湖南	0.041	0.055	0.014				0.004	0.003	-0.001				0.035	0.036	0.001			
浙江	0.004	0.052	0.048				0.005	0.005	0.000	0.008	0.009	0.000	0.013	0.012	-0.001			
蒙东	0.019	0.046	0.027				0.006	0.008	0.002				0.017	0.014	-0.002		0.029	0.029
江苏	0.037	0.043	0.006				0.005	0.005	0.000	0.023	0.023	0.000	0.016	0.014	-0.002			
四川	0.000	0.043	0.043							0.000	0.006	0.006		0.007	0.007			
山西	0.042	0.042	-0.001	0.000	0.003	0.003	0.003	0.002	0.000				0.013	0.013	0.000			
吉林	0.056	0.041	-0.015				0.011	0.010	-0.001				0.031	0.003	-0.028			
江西	-0.016	0.039	0.054				0.004	0.003	-0.001				0.014	0.018	0.004		0.058	0.058
广西	0.024	0.035	0.010		0.004	0.004				0.001	0.001	0.000	0.023	0.030	0.007			0.000
河北	0.042	0.033	-0.009				0.008	0.007	0.000		0.001	0.001	0.021	0.018	-0.003			
上海	0.032	0.031	-0.002				0.010	0.010	0.000	0.029	0.029	0.000	0.013	0.012	-0.002			
黑龙江	0.035	0.030	-0.005				0.013	0.008	-0.005				0.015	0.020	0.005			
辽宁	0.045	0.028	-0.016				0.009	0.010	0.001				0.013	0.015	0.002			
青海	0.009	0.027	0.019				0.008	0.001	-0.007	0.000	0.001	0.001	0.005	0.007	0.002	0.002	0.003	0.001
冀北	0.026	0.026	0.000				0.003	0.003	0.000				0.016	0.017	0.001			
宁夏	0.005	0.026	0.021				0.000	0.001	0.001				0.012	0.014	0.002		0.006	0.006
安徽	0.019	0.025	0.005				0.010	0.009	-0.001	0.003	0.003	0.000	0.020	0.020	0.000			
甘肃	0.006	0.021	0.014	0.006	0.015	0.009	0.000	0.001	0.000				0.013	0.011	-0.002			
福建	0.039	0.020	-0.018				0.014	0.013	-0.001				0.014	0.014	-0.001			
陕西	0.008	0.020	0.012	0.000	0.002	0.002	0.007	0.006	-0.001				0.022	0.026	0.004			
新疆	0.011	0.013	0.002				0.002	0.004	0.003				0.012	0.014	0.002			
重庆	0.061	0.007	-0.054				0.008	0.008	0.000				0.027	0.026	-0.001			
山东	0.035	0.006	-0.029				0.005	0.005	0.000				0.018	0.017	-0.001			
云南	0.000	0.003	0.003											0.003	0.003			
北京	0.006	-0.005	-0.011				0.007	0.007	0.000				0.012	0.010	-0.003			
贵州	0.050	-0.014	-0.064															

火电收益新模型，支撑火电电价

- ✓ **火电转型，电价有支撑。**火电价值由电能量价值逐步拓展至可靠性价值、灵活性价值，多元价值支撑火电电价。考虑容量电费补偿比例提升以及转型过程中火电利用小时数的下降，在电量电价相对稳定的背景下，火电电价有支撑。若考虑电量电价下行，火电电价结构优化将更加明显，更多的收益来自容量电价与辅助服务费用，逐步摆脱“电价—煤价”框架。此外，新能源维持规模新增装机，也将驱动辅助服务市场规模扩容，有望在我们测算的2024年火电度电净收入0.004-0.005元基础上，持续提升。

图：火电综合上网电价测算（基于不同容量补偿比例与利用小时数）

执行50%	4000h		3500h		3000h	
	(元/KWh)	占比	(元/KWh)	占比	(元/KWh)	占比
电量电价收入	0.370	90%	0.370	89%	0.370	87%
容量电价收入	0.037	9%	0.042	10%	0.049	11%
辅助服务收入	0.005	1%	0.005	1%	0.005	1%
合计度电收入	0.412	100%	0.417	100%	0.424	100%

执行100%	4000h		3500h		3000h	
	(元/KWh)	占比	(元/KWh)	占比	(元/KWh)	占比
电量电价收入	0.370	83%	0.370	81%	0.370	78%
容量电价收入	0.073	16%	0.083	18%	0.097	21%
辅助服务收入	0.005	1%	0.005	1%	0.005	1%
合计度电收入	0.448	100%	0.458	100%	0.472	100%

投资建议与风险提示

- ✓ 由基荷电源向调峰电源、备用电源转型，功能转型节奏加快。电力市场机制完善，有效发掘火电灵活性价值与可靠性价值，灵活性、可靠性、电能量三大价值重估火电商业模式。
- ✓ 建议关注：华能国际H、华电国际H、申能股份、皖能电力、建投能源、国电电力。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，全社会用电量不及预期，煤价波动风险。

表：盈利预测与估值（2025/12/10）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E			
					2025E	2026E	2027E	2024- 2027CAGR	2025E	2026E	2027E	
火电												
华能国际电力股份	0902.HK	6.18	970	1.3	138	160	175	34%	7.0	6.1	5.5	
华电国际电力股份	1071.HK	4.32	502	1.0	65	68	77	18%	7.8	7.4	6.5	
申能股份	600642.SH	8.13	398	1.1	41	41	43	3%	9.8	9.6	9.3	
皖能电力	000543.SZ	8.20	186	1.1	24	25	26	8%	7.8	7.5	7.1	
建投能源	000600.SZ	8.11	146	1.2	13	16	16	44%	10.9	9.4	9.2	
国电电力*	600795.SH	5.83	1,040	1.7	74	81	88	-4%	14.0	12.8	11.9	

注：标注*公司2025-2027年选取WIND一致预期（2025/12/10），其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

- 
- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰
 - 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转
 - 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑
 - 核电：未来能源，短期扰动不改成长
 - 水电：红利标杆，长期价值彰显
 - 投资建议与风险提示

核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

- ✓ **核电进入常态化审批。**2019年核电核准复苏，2021年政府工作报告提到“确保安全前提下积极有序发展核电”，这是近十年来政府工作报告首次用“积极”描述核电发展。2022年9月，中国核能行业协会发布《中国核能发展与展望（2022）》，预计“十四五”期间，我国将保持每年6-8台核电机组的核准开工节奏。
- ✓ **2022-2025连续4年核准10台及以上，“安全积极有序发展核电”趋势确定。**2023年12月29日国常会决定核准广东太平岭与浙江金七门核电共4台机组。这是继2023年7月石岛湾、宁德、徐大堡合计6台机组核准后，2023年内第二次核准核电项目。2024年8月，核电行业再获11台（含1台四代核电）核准。2025年4月国常会决定核准浙江三门三期工程等核电项目，共计5个工程，10个新机组。2022年以来已连续四年核准10台以上，核准提速+四代核电推进。

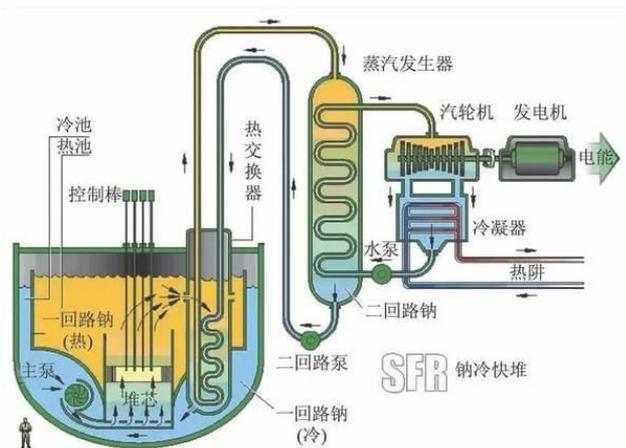
图：2008-2025年中国核电核准机组数量（台）



技术成长显著，四代核电技术突破+可控核聚变开辟新纪元

- ✓ 我国四代核电已从“示范”迈向“商用早期”，形成“高温气冷堆（HTR）先行、快堆（SFR）加速、熔盐堆（MSR）验证推进”的格局，设备国产化率与供应链覆盖面显著提升、节点稳步兑现；同时，首台套经济性与工程标准化仍需迭代，但“核电审批常态化+多堆型并行验证”正在打开中长期产业空间。
- ✓ 我国核电首台第四代百万千瓦商用快堆初步设计完成。7月22日，中核集团在福建福州召开先进核能产业发展座谈会，宣布我国首台第四代百万千瓦商用快堆CFR1000完成初步设计，具备上报审批条件。1) 运行经验丰富，具有重大战略意义。钠冷快堆目前已有超过400堆年的运行经验，是四代核电里发展最快、技术积累最丰富的堆型。快堆技术的发展和推广，对我国实现能源安全以及核能的可持续绿色发展具有重要意义。2) 产业链完整，满足各项要求。2011年，中国实验快堆成功并网发电；经过十余年的研究、探索和工程实践，目前我国已自主掌握了大型快堆的全部核心技术和配套技术，同时形成了一条全球最为完整的快堆产业链。我国首台百万千瓦商用快堆全面体现第四代核能系统对于安全性、可持续性和经济性的要求，装机容量将达到120万千瓦。

图：钠冷快堆原理示意图



图：中核集团在福建福州召开先进核能产业发展座谈会



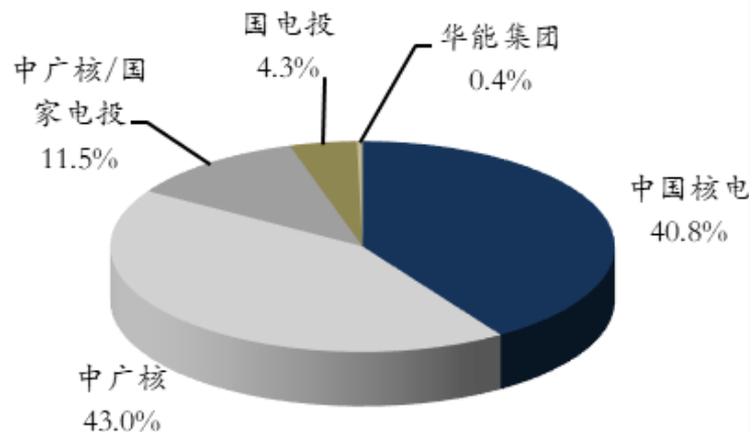
技术成长显著，四代核电技术突破+可控核聚变开辟新纪元

- ✓ 可控核聚变从“科学实验”走向“工程验证”，EAST、HL-3、BEST、CFETR与ITER供货体系形成“国家队+社会资本”合力；同时能量平衡、氦自持、耐辐照材料与可利用率等挑战决定商业化节奏，需以“示范堆—原型堆—标准化”推进。
- ✓ 紧凑型聚变能实验装置BEST项目取得重大进展。近日，紧凑型聚变能实验装置BEST项目建设取得关键突破。BEST装置主机关键部件杜瓦底座研制成功并顺利完成交付，成功精准落位安装在BEST装置主机大厅内。作为首个进驻主机大厅的关键部件，杜瓦底座的落位安装标志着BEST项目主体工程建设步入新阶段，部件研制和工程安装开启“加速度”。杜瓦底座是BEST装置主机的首个真空大部件，设计工况复杂，接口数百余个。结构尺寸大，直径约18米，高度约5米，总重量400余吨，是BEST主机系统中最重的部件，也是国内聚变领域最大的真空部件。该部件承载着BEST装置近七千吨重量支撑和绝热功能，其安装精度直接关系到整个工程的稳定性和安全性。项目团队精诚合作，相继攻克了高精度成型和焊接、毫米级形变控制、高真空密封等关键技术，成功研制出杜瓦底座部件。
- ✓ 东方超环(EAST)实现“亿度千秒”突破：2025年1月，全超导托卡马克实验装置(EAST)，俗称“人造太阳”，成功实现了1亿摄氏度等离子体稳态运行1066秒，再次刷新了世界纪录。这一成果的意义在于，跨越“千秒量级”标志着人类首次在实验装置上模拟出未来聚变堆所需的长时间、高约束运行条件，是从基础科学迈向工程实践的重大拐点。
- ✓ 中国环流三号(HL-2M)达成“双亿度”运行：2025年3月，中核集团核工业西南物理研究院主导研制的“中国环流三号”首次实现了原子核温度1.17亿度、电子温度1.6亿度的“双亿度”运行，综合参数大幅跃升。这标志着我国在掌握可控核聚变技术、特别是等离子体控制方面，取得了重要进展。
- ✓ CFETR(中国聚变工程实验堆)：已完成概念/工程设计，计划2035年建成工程实验堆，阶段目标 $Q=1-5$ (50-200MW)再到 $Q>10$ ($>1GW$)，并验证氦增殖率($TBR>1.0$)等工程关键指标。

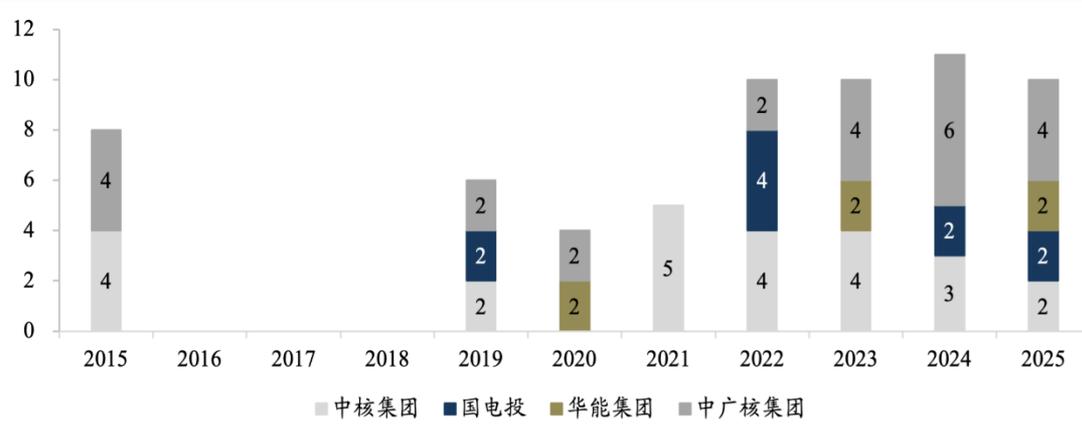
核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ 核电运营双寡头格局，新核准项目较为平均。目前中国具有大型核电站业主身份的只有四家公司，分别是中核集团、中广核集团、国电投集团（电投产融）以及华能集团。存量项目运营来看，中核集团、中广核集团双寡头运营规模领先。新核准项目获取来看，中核集团与中广核集团较为平均，领先于国电投与华能集团。2025年新核准的10台核电机组中，分别是中广核4台，中核2台，国电投2台，华能集团2台。

图：中国在运核电机组装机容量占比（截至2025/6/30）



图：2015-2025年新核准核电机组梳理（单位：台）



核电：未来能源，短期扰动不改成长

核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ 考虑2025年新核准项目且都于2030年并网投运，运营商成长再提升。

中国核电：截至2025/11，公司在运核电机组装机容量2621.2万千瓦，2030年较2025年贡献确定性规模成长53%，2025-2030装机规模CAGR 8.9%。

中国广核：截至2025/11，公司在运核电机组装机容量3299.8万千瓦（含联营），2030年较2025年贡献确定性规模增长29%，2025-2030装机规模CAGR 5.3%。

图：2025-2030年中国核电和中国广核投运节奏预测

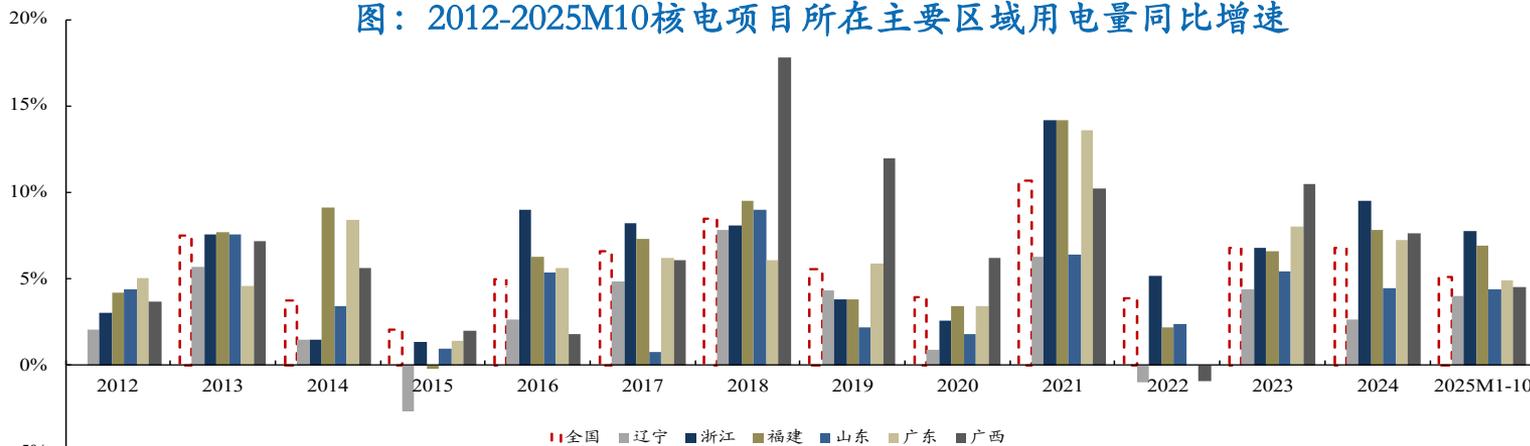
年份	2025E		2026E		2027E		2028E		2029E		2030E	
中国核电												
当年投产（台）	1		2		4		2		3		1	
当年投产装机容量（万千瓦）	121		139		504		257		372		122	
投产项目与容量（万千瓦）	漳州2号	121	田湾7号	127	田湾8号	127	徐大堡1号	129	徐大堡2号	129	金七门1号	122
			海南小堆	13	三门3号	125	徐大堡4号	127	漳州3号	121		
					三门4号	125			漳州4号	121		
					徐大堡3号	127						
年底在运（台）	27		29		33		35		38		39	
年底装机容量（万千瓦）	2621		2760		3264		3521		3892		4014	
中国广核												
当年投产（台）	1		2		2		1		1		2	
当年投产装机容量（万千瓦）	120		241		240.8		120		121		245.4	
投产项目与容量（万千瓦）	惠州1号	121	惠州2号	120	陆丰5号	120	陆丰6号	120	宁德5号	121	陆丰1号	125
			苍南1号	121	苍南2号	121					惠州3号	121
年底在运（台）	29		31		33		34		35		37	
年底装机容量（万千瓦）	3300		3541		3782		3902		4023		4268	

核电：未来能源，短期扰动不改成长

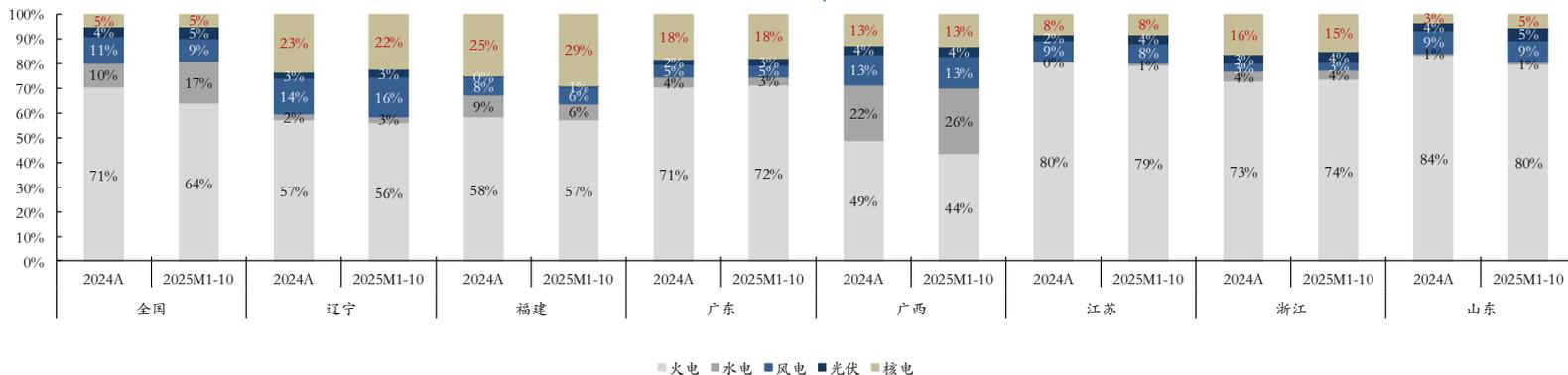
用电需求旺盛，核电消纳有支撑

- ✓ 沿海布局，用电需求旺盛。中国核电、中国广核在运在建机组覆盖区域主要包括江苏（中国核电）、广东（中国广核）、广西（中国广核）、浙江（中国核电、中国广核）、福建（中国核电、中国广核）、辽宁（中国核电、中国广核）、山东（国电投、华能、中国广核）。核电项目布局沿海省份，区域用电需求旺盛，进一步支撑核电消纳。

图：2012-2025M10核电项目所在主要区域用电量同比增速



图：2024A及2025M1-10核电所在主要区域发电量结构



部分地区电力市场交易影响综合上网电价，度电成本稳定

- ✓ **综合上网电价承压。**中国核电与中国广核综合电价承压。中国核电电价在2025H1降至0.350元/千瓦时。中国广核降幅更加剧烈，2025H1跌至0.343元/千瓦时，主要系市场化电量提升叠加部分地区市场化电价下行所致。
- ✓ **度电成本整体稳定。**2025H1中国核电、中国广核度电成本分别为0.190与0.195元/度，同比分别-4.6%，+2.6%，整体稳定在0.2元/度左右。成本结构也较为稳定。
- ✓ **电价压力压缩核电度电毛利。**核电电量长期确定性成长，成本稳定可控，运营效益依然良好突出。考虑中国整体市场电价企稳，核电市场化交易机制完善，核电电价有望回归稳定区间。

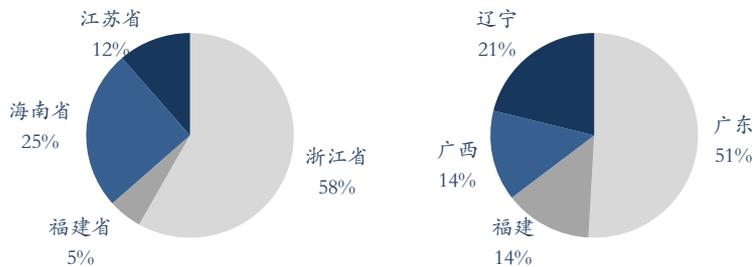
图：2020-2025H1中国核电和中国广核的度电收入、度电成本和度电毛利

年份 项目 (元/千瓦时)	2020		2021		2022		2023		2024H1		2024A		2025H1	
	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核
综合上网电价 (不含税)	0.354	0.356	0.350	0.358	0.366	0.371	0.364	0.374	0.368	0.370	0.367	0.368	0.350	0.343
电价YOY	-7.7%	0.0%	-1.3%	0.5%	4.7%	3.7%	-0.6%	0.8%	-0.3%	-1.6%	1.0%	-1.6%	-4.8%	-7.3%
度电成本	0.198	0.192	0.200	0.199	0.202	0.200	0.201	0.203	0.199	0.190	0.215	0.208	0.190	0.195
成本YOY	-4.9%	2.7%	0.9%	3.7%	7.3%	0.4%	-0.6%	1.2%	-	7.9%	6.9%	2.5%	-4.6%	2.6%
其中：折旧及摊销	0.077	0.062	0.078	0.065	0.078	0.059	0.076	0.063				0.065		
占比	39%	32%	39%	32%	39%	30%	38%	31%				31%		
其中：燃料及其他材料成本	0.044	0.051	0.042	0.051	0.045	0.053	0.047	0.050				0.053		
占比	22%	26%	21%	26%	22%	27%	24%	25%				26%		
其中：电厂运维、人员、乏燃料处置	0.077	0.079	0.080	0.084	0.079	0.087	0.078	0.090				0.089		
占比	39%	41%	40%	42%	39%	44%	39%	44%				43%		
度电毛利	0.156	0.164	0.150	0.159	0.164	0.171	0.162	0.172	0.169	0.180	0.153	0.161	0.161	0.149
毛利YOY	4.7%	-2.9%	-4.0%	-3.2%	9.2%	7.8%	-1.0%	0.2%	-	-9.9%	-6.0%	-11.0%	-5.1%	-17.6%

核电稳步进入市场，机制逐步完善

- ✓ **核电稳步进入市场。**截至2025/12/10，江苏、浙江、福建、广东已出台2026年年度电力交易通知，整体来看，核电入市比例稳步提升。
- ✓ **机制逐步完善。**2025年广东省在核电年度交易中，执行变动成本补偿机制，在市场化电价承压背景下，对核电入市电价进一步带来压力，考虑交易机制进一步合理完善，核电市场电价压力缓解。

图：中国核电（左）中国广核（右）发电量区域占比（2024A）



图：重点地区核电参与市场交易方案梳理

地区	2024	2025	2026
辽宁	优先发电以外的上网电量， 全部 上网电量参与市场交易。电供暖交易电量6-7亿千瓦时。	核电机组上网电量原则上参与市场交易。核电参与“煤改电”供暖交易。参与年度挂牌交易时，批发侧主体按照与燃煤火电年度 双边成交量比例 参与。	—
江苏	核电全年市场交易电量 270亿千瓦时 左右，1-2机组不低于70亿千瓦时。	核电机组全年市场交易电量 约300亿千瓦时 （1-2机组100亿千瓦时）。公用核电机组根据现货交易试点进度逐步扩大规模。	核电机组全年市场交易电量 约300亿千瓦时 （1-2机组100亿千瓦时左右）。
浙江	泰山核电（一期）、三门核电的优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变。泰山核电（二期、三期、方家山）用于平衡电网代理购电和兜底售电用户需求。	核电总电量的 10% 通过现货市场交易，参与中长期交易的电量比例另行通知，剩余的电量分配政府授权合约，执行政府定价。	核电总电量的 50% 通过中长期市场交易， 10% 通过现货市场交易， 剩余40% 电量分配政府授权合约，执行政府定价。
福建	约640亿千瓦时 ，预计参与清洁能源挂牌交易 300亿千瓦时 ，参与双边协商交易 70亿千瓦时 。	核电年度市场交易电量预测为 500亿千瓦时 ，其中参与双边协商交易电量预测为 90亿千瓦时 。	核电企业2026年年度中长期合同签订电量应不低于全年预测发电量的 70% 。核电可参与绿电双边协商交易。
广东	岭澳、阳江核电年度市场化电量 约195亿千瓦时 。	岭澳、阳江核电年度市场化电量 约273亿千瓦时 。对核电应用政府授权单向差价合约机制，授权电量为核电当月实际市场电量的 90% 。	核电参考近三年平均发电水平，以全厂全电量 7500小时 作为年度基准值，共安排 312亿千瓦时 作为岭澳核电4台机组和阳江核电6台机组年度市场电量上限。
广西	红沙核电 1、2、3号机组全电量 进入市场，4号机组暂不进入。	防城港红沙核电1号、2号、3号、4号发电机组 全电量 参与市场化交易。核电执行政府授权合约机制，具体方案另行协商制定。	—

度电燃料成本波动滞后于铀价波动且关联度较弱，度电毛利对铀价上涨的敏感度较弱

图：2013-2023年天然铀价格与度电燃料成本变化比较

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
中国核电度电燃料成本 (元/KWh)	0.0547	0.0534	0.0514	0.0563	0.0522	0.0477	0.0443	0.0441	0.0423	0.0451	0.0473
变化量	-	-0.0013	-0.0020	0.0050	-0.0041	-0.0045	-0.0033	-0.0002	-0.0018	0.0028	0.0022
变化率	-	-2.44%	-3.78%	9.68%	-7.34%	-8.70%	-6.99%	-0.45%	-4.18%	6.67%	4.86%
中国广核度电燃料成本 (元/KWh)	-	-	-	0.0560	0.0580	0.0570	0.0544	0.0507	0.0510	0.0534	0.0504
变化量	-	-	-	-	0.0020	-0.0010	-0.0026	-0.0037	0.0003	0.0025	-0.0030
变化率	-	-	-	-	3.57%	-1.72%	-4.56%	-6.88%	0.64%	4.83%	-5.70%
全球实际市场平均价格:铀 (美元/磅)	38.5747	33.4894	36.8151	26.4852	27.1460	24.5442	25.9064	29.4308	32.8563	40.7729	48.9887
变化量	-	-5.0852	3.3256	-10.3299	0.6608	-2.6018	1.3623	3.5243	3.4255	7.9166	8.2157
变化率	-	-13.18%	9.93%	-28.06%	2.50%	-9.58%	5.55%	13.60%	11.64%	24.09%	20.15%

图：度电毛利对天然铀价格的敏感度分析

价格变化系数	1	1.25	1.5	1.75	2
天然铀现货价格 (美元/磅U3O8)	84	105	126	147	169
综合上网电价 (元/千瓦时)	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
度电成本 (元/千瓦时)	0.20	0.21	0.21	0.21	0.22
其中：燃料成本占比25%	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07
假设核燃料采购成本中天然铀占比约为49%，天然铀长协定价=现货价格*60%+X					
其中：天然铀成本 (元/千瓦时)	0.025	0.028	0.032	0.036	0.040
受现货价格影响的部分 (元/千瓦时)	0.015	0.019	0.022	0.026	0.030
度电毛利 (元/千瓦时)	0.167	0.163	0.160	0.156	0.152
变化量 (元/千瓦时)	-	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004
变化率	0%	-2%	-4%	-7%	-9%

核电增值税政策调整，单个项目利润影响有限，2030年后逐步开始体现

- ✓ **核电增值税政策调整影响有限。**2025年7月，《关于调整风力发电等增值税政策的公告》发布，提及核电增值税返还政策调整。分为三类：1) 2025/10/31已投产核电：继续按照原有增值税即征即退，退税比例1-5年=75%，6-10年=70%，11-15年=50%。2) 2025/10/31已核准未投产核电：增值税即征即退，退税比例1-10年均均为50%。3) 2025/10/31后核准核电：不实行增值税先征后退政策。整体来看，1) 政策调整对于在运核电没有影响，对于核准未投产项目影响有限；2) 结合核电投资建设运营节奏，我们预计政策影响2031年起逐步体现，考虑在运项目规模体量大，我们预计对于上市公司2031年归母净利润影响约0.5%

图：增值税政策对于单个核电项目影响评估

商运时间	对净利润的影响	与标准模型差异	具体内容
前五年	不受影响	无差异	我们预计建设期累计进项税可抵扣商运前5年销项税，不缴纳增值税也不存在即征即退优惠。
6-10年	4000万	下降5%	建设期进项税抵扣完成后，第6年开始缴纳增值税，即征即退比例从70%下降到50%
11-15年	1亿	下降12%	商运第11年即征即退比例从50%下降到0%

投资建议与风险提示

- ✓ 新型电力系统的基荷电源，四代核电、核聚变等核能利用技术持续突破打造未来能源。常态化核准+在手项目彰显确定性成长，资本开支见顶+项目加速投产，ROE与分红迎双升。
- ✓ 投资建议：建议关注中广核电力H、中国核电、国电投核电资产注入电投产融。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，核电项目建设投产进度不及预期，核电机组运营风险

表：盈利预测与估值（2025/12/10）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E		
					2025E	2026E	2027E	2024-2027CAGR	2025E	2026E	2027E
核电											
中广核电力*	1816.HK	2.95	1,490	1.1	99	108	118	3%	15.0	13.8	12.6
中国核电	601985.SH	8.67	1,783	1.5	100	104	116	10%	17.8	17.1	15.4
电投产融*	000958.SZ	6.60	355	1.8	—	—	—	—	—	—	—

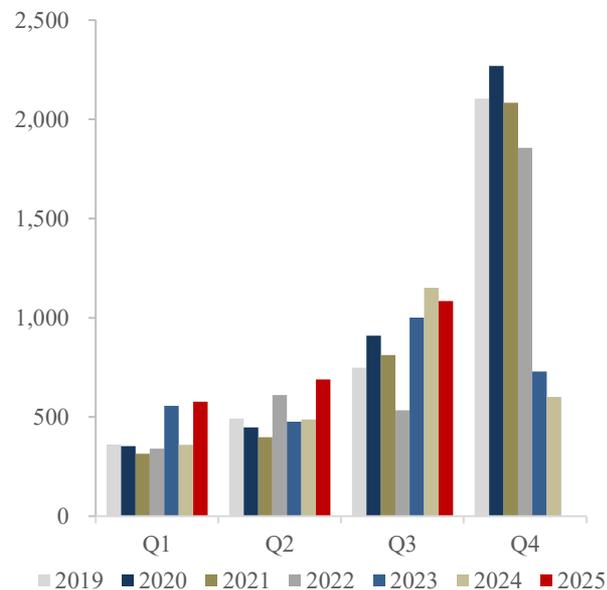
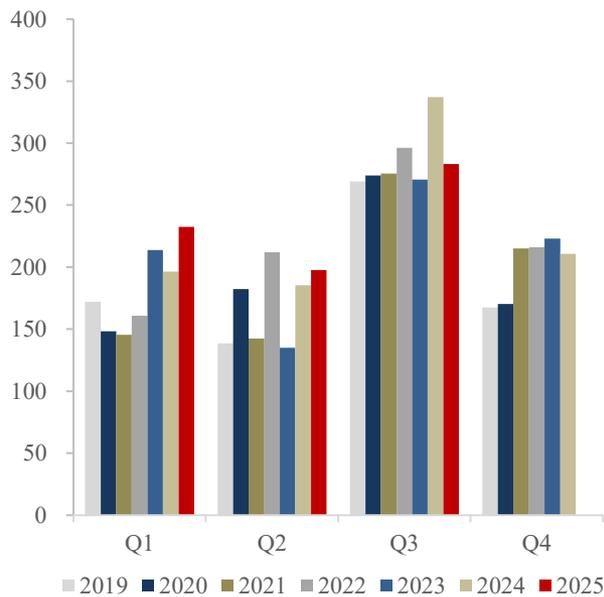
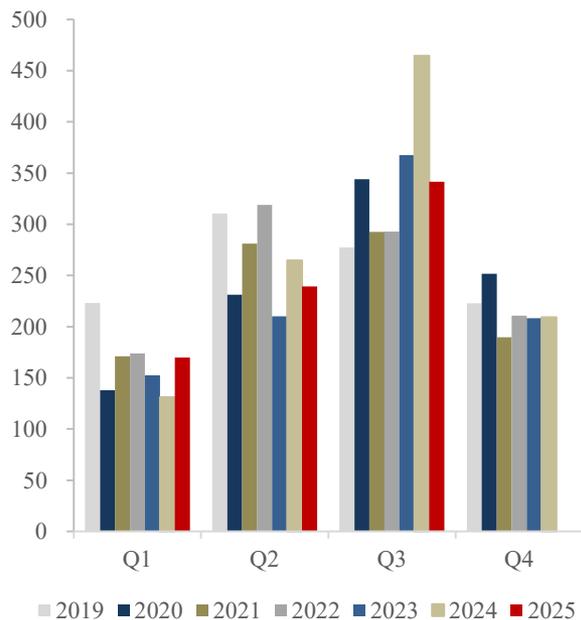
注：标注*公司2025-2027年选取WIND一致预期（2025/12/10），其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

- 
- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰
 - 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转
 - 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑
 - 核电：未来能源，短期扰动不改成长
 - 水电：红利标杆，长期价值彰显
 - 投资建议与风险提示

来水秋汛后改善，龙头抗波动能力与跨季节调节优势突出

- ✓ 2025年以来，中国水电来水总体呈现“上半年偏丰、二季度局部偏枯、三季度来水走弱、秋汛后改善”的节奏，在Q3阶段面对偏枯来水仍实现前三季度“量稳/小降”，体现大水电龙头抗波动能力与跨季调节优势。

图：澜沧江：华能水电发电量（亿千瓦时） 图：雅砻江：雅砻江水电发电量（亿千瓦时） 图：金沙江：长江电力发电量（亿千瓦时）



优质水电装机仍有增长

✓ 优质水电开发仍有空间。优质水电是稀缺的核心资产，我国规划的“十三大”水电基地，高效利用蕴藏水电资源，从开发进度来看，仍有较大空间。2021年长江电力乌东德、白鹤滩水电注入后，公司暂无在建项目，积极对外投资参股优质流域水电。梳理雅砻江水电、大渡河水电等大水电，考虑在建项目投产，依然有较好的规模增长弹性。

表：主要流域水电开发情况（截至2021年底）

序号	流域名称	技术可开发量 (万千瓦)	已建规模 (万千瓦)	可开发空间
1	金沙江	8167	4312	47%
2	长江上游	3128	2522	19%
3	雅砻江	2881	1620	44%
4	黄河上游	2665	1508	43%
5	大渡河	2496	1737	30%
6	南盘江-红水河	1508	1208	20%
7	乌江	1158	1110	4%

表：部分大水电公司在建/在运项目情况梳理

流域及开发主体	大渡河（国电电力 80%+川投能源20%）	装机容量 (万千瓦)	雅砻江（国投电力 52%+川投能源48%）	装机容量 (万千瓦)
在建项目详情	枕头坝二级	30	牙根一级	30
	金川	86	卡拉	102
	双江口	200	孟底沟	240
	巴底	72		
	丹巴	115		
	老鹰岩一级	30		
	老鹰岩二级	42		
	沙坪一级	36		
在建合计		611		372
我们预计2025年底装机容量		1134		1920
装机成长弹性		54%		19%

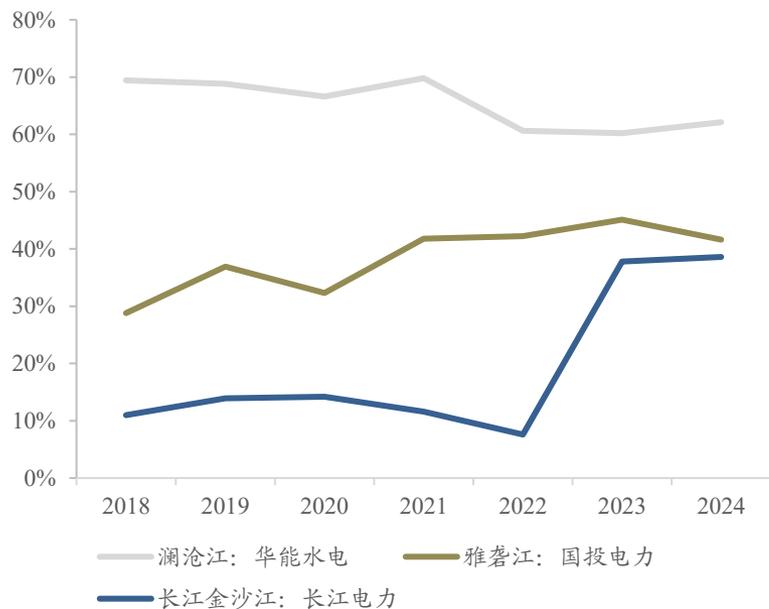
电价稳健上行，市场化比例提升

- ✓ **低成本电源，受益市场化，电价稳健。**我国水电现行成本加成、标杆电价、倒推电价及市场化定价四种主要定价模式。2014年1月，发改委出台政策鼓励通过竞争方式确定水电价格，近年水电市场化电量持续增长，2021年全国水电参与省内市场交易电量约2944亿千瓦时，同比增加约18%，水电上网电量市场化率达到31.9%。2023年随着四川、云南供需改善，省内水电市场化电价持续抬升。部分电站除省内留存外，可外送至省外，享受当地更高的市场化电价。

图：我国现行四种水电定价方式

图：2018-2024年水电公司市场化率

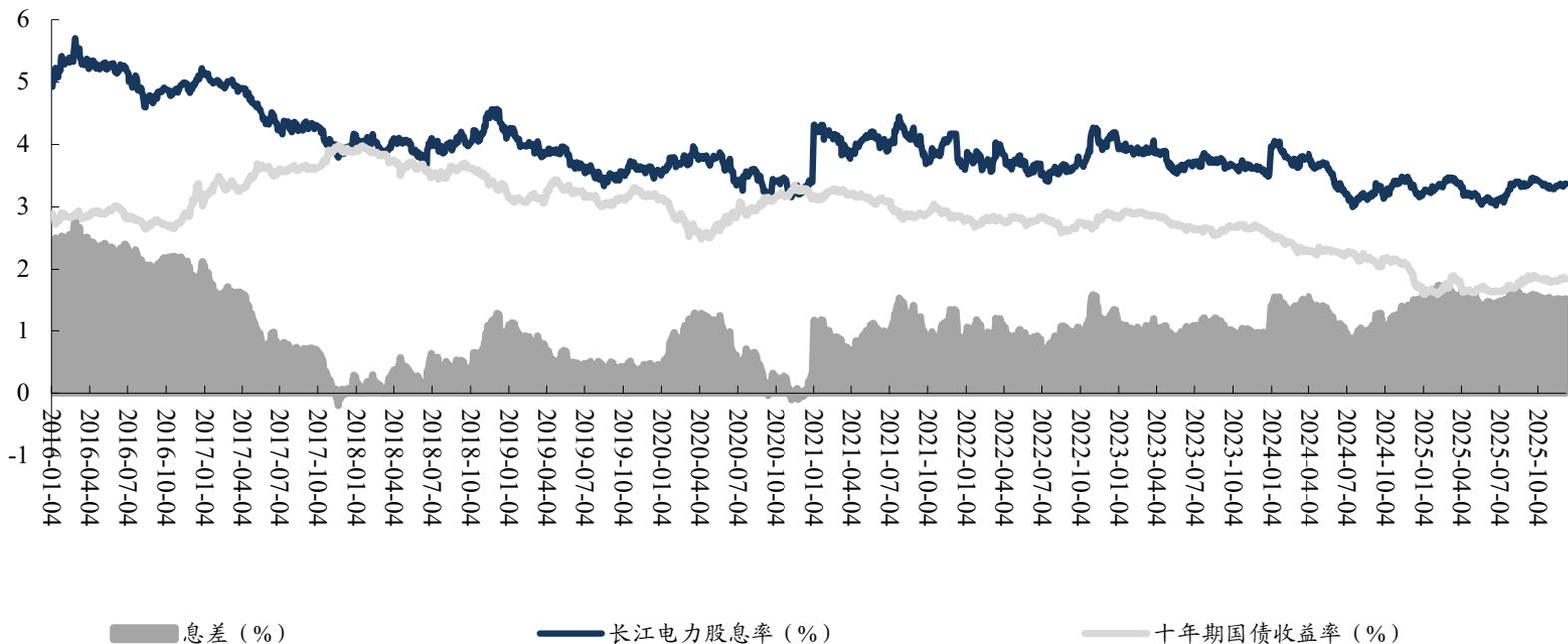
定价类型	价格公式	适用标准
成本加成	价格=成本+利润+税费	2001年4月前已建水电站（曾实行还本付息价格）；2001年4月后投产中小型水电站，且所在省份未公布标杆价格；2001年4月后投产部分大型水电站
标杆电价	价格=标杆电价	2001年4月后投产中小型、非跨省统调水电站，且所在省份公布标杆价格
倒推电价	价格=落地价-（输电价+线损）	大部分跨省跨区送电水电站
市场化定价	价格=市场化交易电量价格	部分跨省跨区送电水电站



水电龙头股息率与国债收益率息差放大，配置价值彰显

- ✓ 水电资产经营要素稳健、经营久期近乎永续、现金流表现良好，作为红利资产标杆，类债资产属性突出。2025年以来，市场红利风格承压，以水电标杆长江电力来看，根据我们预计的长江电力股息率，长江电力股息率与十年期国债收益率息差已达到174BP（截至2025/12/10），较2016年至2024年以来平均息差100BP显著走阔，配置价值彰显。考虑息差回归，水电龙头市值空间可达25%。

图：长江电力股息率 vs 十年期国债收益率



投资建议与风险提示

- ✓ 水电资产经营要素稳健、经营久期近乎永续、现金流表现良好，作为红利资产标杆，类债资产属性突出。2025年以来，市场红利风格承压，以水电标杆长江电力来看，长江电力预计股息率与十年期国债收益率息差已达到174BP，较2016年至2024年以来平均息差100BP显著走阔，配置价值彰显。考虑息差回归，水电龙头市值空间可达25%。
- ✓ 建议关注：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。
- ✓ 风险提示：电价波动风险，流域来水不及预期，装机投产进度不及预期。

表：盈利预测与估值（2025/12/10）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E		
					2025E	2026E	2027E	2024-2027CAGR	2025E	2026E	2027E
水电											
长江电力	600900.SH	27.89	6,824	3.1	350	367	371	5%	19.5	18.6	18.4
国投电力*	600886.SH	13.81	1,105	1.7	71	75	79	6%	15.7	14.8	14.0
川投能源*	600674.SH	14.55	709	1.6	49	52	53	6%	14.6	13.8	13.3
华能水电*	600025.SH	9.43	1,757	2.6	88	94	98	6%	19.9	18.7	17.9

注：标注*公司2025-2027年选取WIND一致预期（2025/12/10），其余公司盈利预测来自东吴证券研究所

- 
- 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰
 - 绿电：三大压制因素缓解，绿电迎反转
 - 火电：可靠性与灵活性，火电价值重塑
 - 核电：未来能源，短期扰动不改成长
 - 水电：红利标杆，长期价值彰显
 - 投资建议与风险提示

投资建议

✓ 十五五逸兴遄飞，新常态俊采星驰。重点推荐：

1) 绿电：新型电力系统主要供电电源，成长空间广阔。2025年新能源已实现全面入市，市场信号引导行业资本开支回归理性，电价、消纳、补贴三大压制因素逐步缓解，绿电迎来反转。建议关注：**龙源电力H、三峡能源、中闽能源、福能股份。**

2) 火电：由基荷电源向调峰电源、备用电源转型，功能转型节奏加快。电力市场机制完善，有效发掘火电灵活性价值与可靠性价值，灵活性、可靠性、电能量三大价值重估火电商业模式。建议关注：**华能国际H、华电国际H、申能股份、皖能电力、建投能源、国电电力。**

3) 核电：新型电力系统的基荷电源，四代核电、核聚变等核能利用技术持续突破打造未来能源。常态化核准+在手项目彰显确定性成长，资本开支见顶+项目加速投产，ROE与分红迎双升。建议关注：**中广核电力H、中国核电、电投产融。**

4) 水电：资源禀赋突出电源成本最低，红利标杆，长期配置价值凸显。建议关注：**长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。**

投资建议

表：重点推荐/建议关注盈利预测与估值（2025/12/10）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	PB (LF)	归母净利润 (亿元)				P/E		
					2025E	2026E	2027E	2024- 2027CAGR	2025E	2026E	2027E
绿电											
龙源电力*	0916.HK	6.82	570	0.7	64	69	76	6%	8.9	8.3	7.5
三峡能源*	600905.SH	4.16	1,189	1.3	62	67	72	6%	19.1	17.8	16.5
中闽能源	600163.SH	6.24	119	1.7	9	10	10	17%	12.9	11.9	11.4
福能股份*	600483.SH	10.22	284	1.1	30	31	35	8%	9.6	9.1	8.1
火电											
华能国际电力股份	0902.HK	6.18	970	1.3	138	160	175	34%	7.0	6.1	5.5
华电国际电力股份	1071.HK	4.32	502	1.0	65	68	77	18%	7.8	7.4	6.5
申能股份	600642.SH	8.13	398	1.1	41	41	43	3%	9.8	9.6	9.3
皖能电力	000543.SZ	8.20	186	1.1	24	25	26	8%	7.8	7.5	7.1
建投能源	000600.SZ	8.11	146	1.2	13	16	16	44%	10.9	9.4	9.2
国电电力*	600795.SH	5.83	1,040	1.7	74	81	88	-4%	14.0	12.8	11.9
核电											
中广核电力*	1816.HK	2.95	1,490	1.1	99	108	118	3%	15.0	13.8	12.6
中国核电	601985.SH	8.67	1,783	1.5	100	104	116	10%	17.8	17.1	15.4
电投产融*	000958.SZ	6.60	355	1.8	—	—	—	—	—	—	—
水电											
长江电力	600900.SH	27.89	6,824	3.1	350	367	371	5%	19.5	18.6	18.4
国投电力*	600886.SH	13.81	1,105	1.7	71	75	79	6%	15.7	14.8	14.0
川投能源*	600674.SH	14.55	709	1.6	49	52	53	6%	14.6	13.8	13.3
华能水电*	600025.SH	9.43	1,757	2.6	88	94	98	6%	19.9	18.7	17.9

风险提示

✓ **电力需求增长不及预期:**

若电力需求增长低于预期,可能影响电力企业上网电量,影响电力运营商收入。

✓ **电价波动风险:**

当电力供需形势等因素发生变化,电价发生波动,将影响电力运营商收入。

✓ **煤价波动风险:**

煤价波动对火电企业成本影响较大,带来较大成本波动风险。

✓ **流域来水不及预期:**

若来水不及预期,将影响水电运营商发电量,影响水电企业收入。

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园