



从终端电价说起看电改

---电力体制改革系列报告

投资评级：推荐（维持）

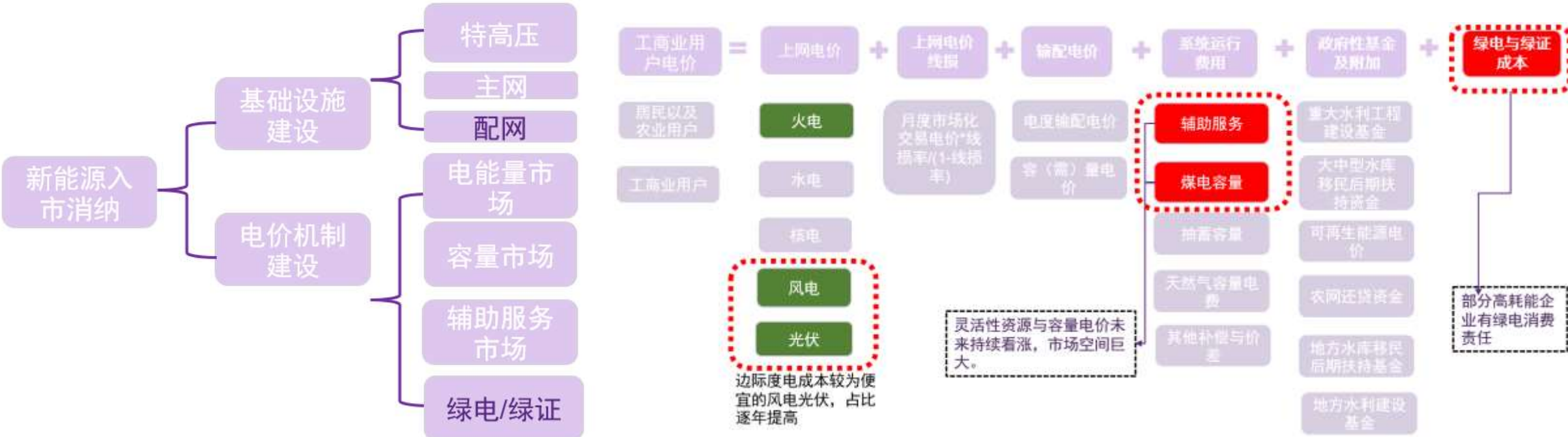
报告日期：2024年08月05日

- 分析师：傅鸿浩
- SAC编号：S1050521120004
- 分析师：臧天律
- SAC编号：S1050522120001

研究创造价值

此轮电改最大变化在于新能源入市比例提高

- 电改的核心在于电价机制细化与梳理，其本质在于还原电力作为商品的价值——不同电源的成本架构存在差异，也使得电力商品的价值多元化，包含 **电能量价值、灵活性价值、可靠性价值、绿色环境价值**。此轮电改最大变化在于新能源入市比例的提高。
- 此前电价主要反映电能量价值，然而随着新能源入市比例逐步提高，**灵活性/可靠性价值的重要性**逐步提升，预计未来辅助服务市场与煤电容量市场将继续保持稳健增长。而另一方面，新能源发电不稳定，市场化下电价压力较大，后续需体现其包含的绿色环境溢价。
- 新能源入市消纳的推进可以分解成为基础设施建设以及电价机制建设。**基础设施建设包括特高压、主网以及配网；电价机制建设包括电能量市场、容量市场、辅助服务市场、以及绿电绿证市场的完善。**



资料来源：华鑫证券研究整理

- 我们与市场的不同：
- ✓ 此轮电改自2015年起持续推进，重点是要抓住当前的边际变革的核心变化——**新能源入市**。
 - ✓ 新能源入市牵涉范围广，本文通过对终端电价的梳理来判断不同的受益方向。
 - ✓ 在梳理受益方向以外，把握不同方向紧迫节奏更加重要。本文横向分析当前电能量、容量、辅助服务以及绿电绿证市场的发展态势，认为当前绿电/绿证市场以及配网建设紧迫性较高。
- 综合我们对于未来电改以及电力市场建设的推演，我们认为此轮电改带来的边际变化节奏如下：
- **绿电绿证市场建设较为紧迫，绿电溢价将提升，绿电企业有望盈利提升**
 - **电网投资加速大势所趋，分布式光伏接入急需配网升级改造，配网电力设备与信息化有望受益**
 - **火电收入结构将分化，电能量市场收入下降，容量与辅助服务市场获利，企业盈利有所分化**
 - **灵活性资源长期需依靠新型主体，长期来看需完善对应盈利模式（储能、微电网），有望出台储能容量电价，设备厂商受益**



资料来源：华鑫证券研究整理

重点关注公司及盈利预测

公司代码	名称	2024-08-05 股价	EPS			PE			投资评级
			2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	
000400.SZ	许继电气	30	0.99	1.2	1.58	30.3	25	18.99	买入
001289.SZ	龙源电力	17.15	0.75	0.92	1.02	26.57	18.64	16.78	未评级
002028.SZ	思源电气	64.72	2.01	2.7	3.31	32.2	23.97	19.55	买入
002533.SZ	金杯电工	9.23	0.63	0.74	0.86	14.65	12.47	10.73	买入
300274.SZ	阳光电源	66.5	6.36	5.26	6.13	13.78	12.64	10.84	未评级
301162.SZ	国能日新	37.01	0.85	1.15	1.52	61.12	32.18	24.39	未评级
301179.SZ	泽宇智能	16.21	1.07	0.96	1.21	15.15	16.89	13.4	买入
600312.SH	平高电气	20.01	0.6	0.8	1.04	33.35	25.01	19.24	买入
600905.SH	三峡能源	4.82	0.25	0.3	0.34	17.42	16.09	14.02	未评级
601126.SH	四方股份	16.84	0.75	0.89	1.04	22.45	18.92	16.19	买入

资料来源：Wind，华鑫证券研究（注：未评级盈利预测取自万得一致预期）

电力现货市场进展不及预期

电力行业政策变动的风险

宏观经济波动风险

推荐公司业绩不及预期

目录

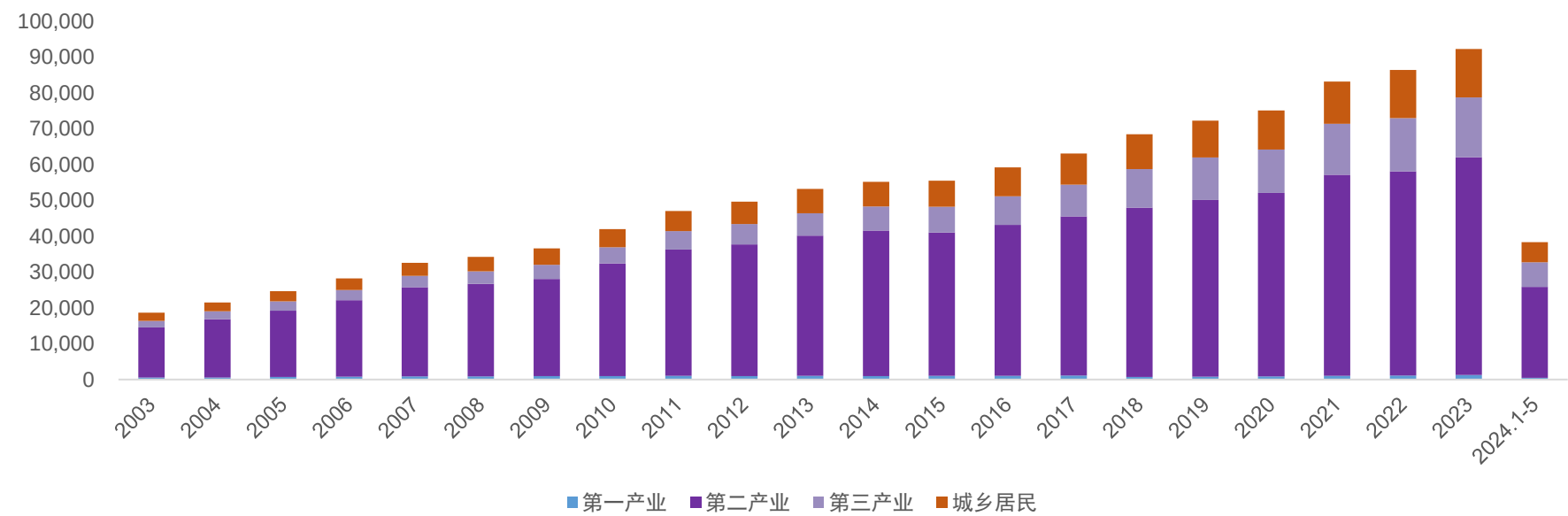
CONTENTS

1. 用户电价的分类与定价机制
2. 上网电价的分类与展望
3. 输配电价以及其他
4. 此轮电改的变化在于新能源发电比例提升

01 当前电价分类 与组成

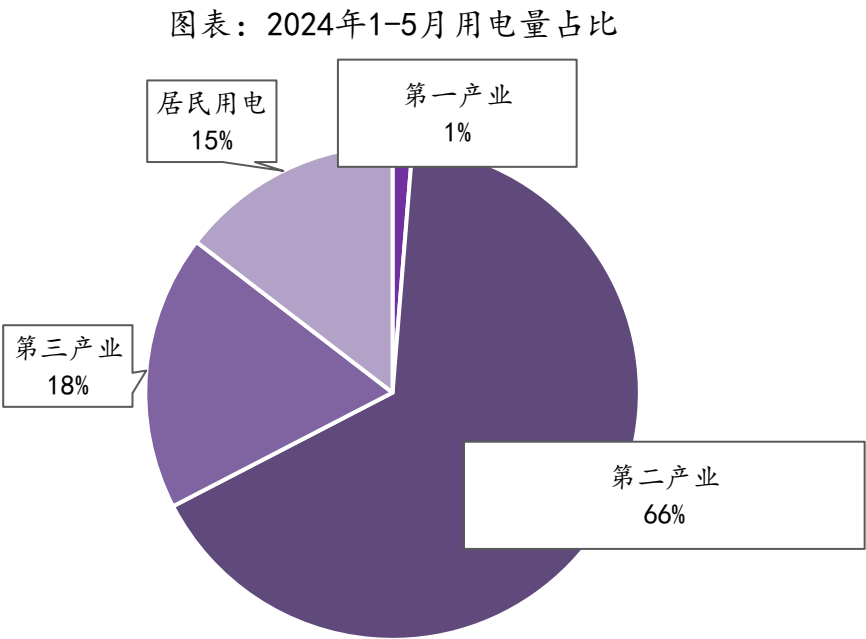
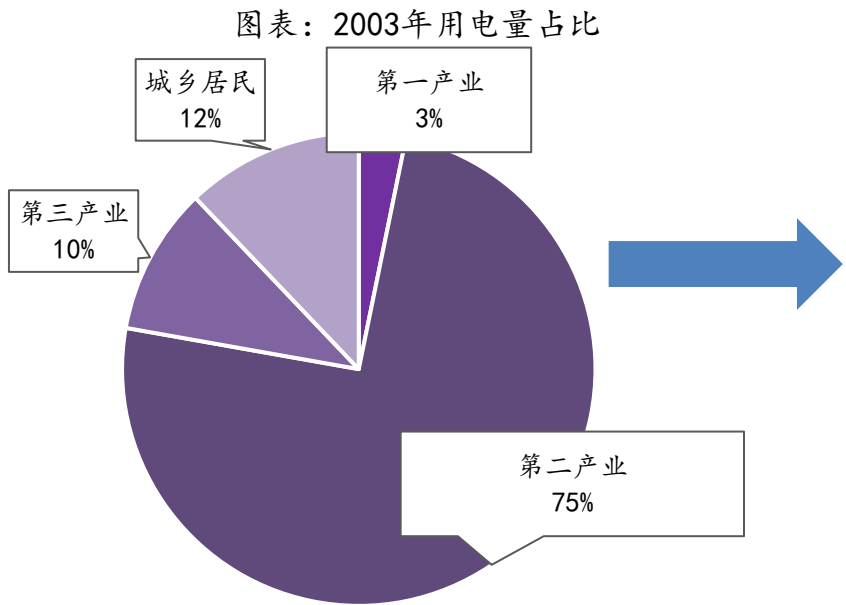
- 电力用户可以根据其用电特性、用电规模等因素进行分类。按照电力负荷主要用途，可分为**居民生活用户、农业生产用户、工商业用户（包括原大工业用户和一般工商业用户）**。2024年1-5月，全社会用电量38370亿千瓦时，同比增长8.6%。
- 2023年全社会用电量92241亿千瓦时，人均用电量6539千瓦时，同比增长6.7%。规模以上工业发电量为89091亿千瓦时。分产业看，第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活用电量分别为1278亿千瓦时、60745亿千瓦时、16694亿千瓦时和13524亿千瓦时，分别同比增长11.5%、6.6%、12.3%和1.2%。
- 2024年1-5月，全社会用电量38370亿千瓦时，同比增长8.6%，增速比2023年同期提高3.3个百分点，比2023年全年增速提高1.9个百分点。根据中电联发布《2024年一季度全国电力供需形势分析预测报告》，预计2024年全年全社会用电量9.8万亿千瓦时，比2023年增长6%左右。其中，上半年全社会用电量同比增速略高于8%；受2023年下半年基数较高等因素影响，预计2024年下半年全社会用电量增速有所回落。

图表：中国历年用电量（亿度）



资料来源：Wind,国家能源报，国家能源局，华鑫证券研究

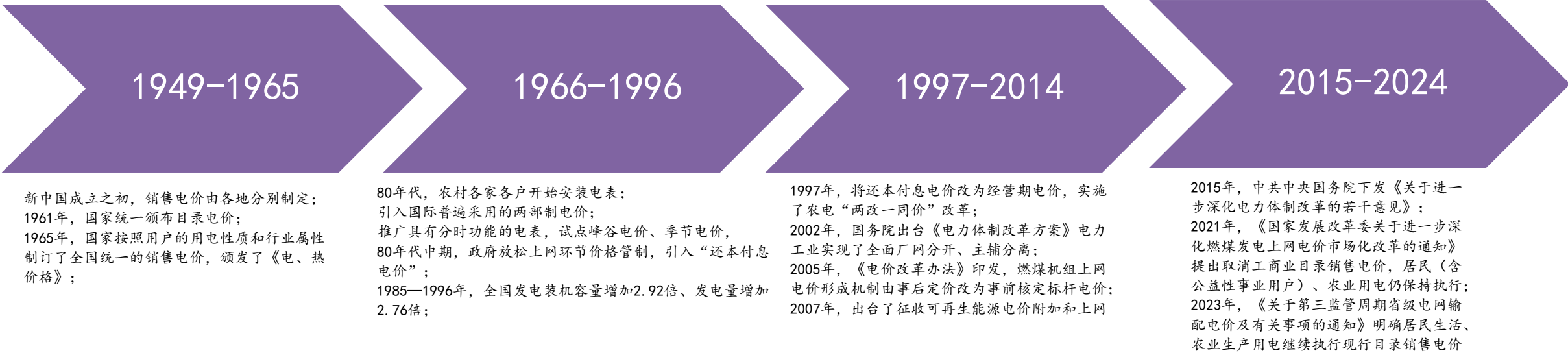
- 过去20年来，我国第三产业与居民用电占比提升，分别提高了8pcts与3pcts。第一产业与第二产业有所下滑，分别下降2pcts与9pcts。
- 中国2003-2023年用电量cagr为8.31%，其中第一产业cagr为3.85%，第二产业为7.64%，第三产业为11.52%，城乡居民用电为9.35%。
- 2024年1-5月，第一产业用电量495亿千瓦时，同比增长9.7%；第二产业用电量25365亿千瓦时，同比增长7.2%；第三产业用电量6918亿千瓦时，同比增长12.7%；城乡居民生活用电量5592亿千瓦时，同比增长9.9%。



资料来源：中国能源报，国家能源局，Wind，华鑫证券研究

- 新中国成立之初，销售电价由各地分别制定。1961年，国家统一颁布目录电价。1965年，国家按照用户的用电性质和行业属性制订了全国统一的销售电价，颁发了《电、热价格》，其中各类用电价格按照目录形式列示，因此将《电、热价格》所列销售电价统称为目录电价。
- 2021年10月，《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（1439号文）中正式提出取消工商业目录销售电价（以下简称目录电价），居民（含公益性事业用户）、农业用电仍保持执行。
- 2023年5月，《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（526号文）印发，公布了第三监管周期（2023-2026年）各省级电网的输配电价水平，明确居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。全面实现了分电压等级核定容（需）量电价；创新建立了负荷率激励约束机制。

图表：我国电价定价机制历史沿革



资料来源：北极星售电网，电价研究前沿，华鑫证券研究

- 从定价机制来看：目前，我国的电价体系是“双轨制”，即政府定价与市场价格并存，存在“计划”电价和“市场化”电价。（政府定价包含了上网标杆电价以及目录销售电价）
- 居民生活用户、农业生产用户由国家电网保障供应，继续执行现行目录销售电价政策。
 - 工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。
 - 由于现存的交叉补贴情况，我国居民电价较低，与工商业电价倒挂。根据Global Petrol Prices，我国2023年12月居民用电价格平均价格为0.547元/kwh，工商业用电价格为0.634元/kwh。

对比之下，美国/英国/德国的居民用电价格平均价格为1.178/2.935/2.915元/kwh，工商业用电价格为0.996/3.415/1.965元/kwh。

图表：我国当前电价分类

用户分类		电价定价方式	
居民（含公益性事业用户）		目录销售电价	计划轨
农业（第一产业）		目录销售电价	
工商业用户	直接交易用户	上网电价（市场化交易电价）+上网环节线损费用+输配电价+系统运行费用+政府性基金及附加。	市场轨
	代理购电	上网电价（代理购电价格）+上网环节线损费用+输配电价+系统运行费用+政府性基金及附加。	

资料来源：国网山东电力，华鑫证券研究

- 目录销售电价政策是一种直接面向用户，由政府（发改委）制定标准的“到户价”，等于平均上网电价、输配电价(含线损)、政府性基金及附加之和。
- 居民生活电价：各省均不相同，阶梯电价/分时（峰谷）电价均有。阶梯电价是指把用电量设置为若干个阶梯，分段或分档次定价计算费用；分时电价是将每天24小时划分不同时段，对各个时段制定不同的电价水平，以鼓励用户合理安排用电时间，提高电力资源的利用效率。目前全国基本上实现了以省为单位的城乡同网同价，即城市居民与农村居民生活用电电价相同。山东省居民电价仅执行阶梯电价，上海等地的居民电价在阶梯电价的基础上叠加了分时计价。
- 农业电价占比较低，与居民电价不完全相同，但价格差距较小。整体均略低于工商业用电。

资料来源：国网山东电力，华鑫证券研究

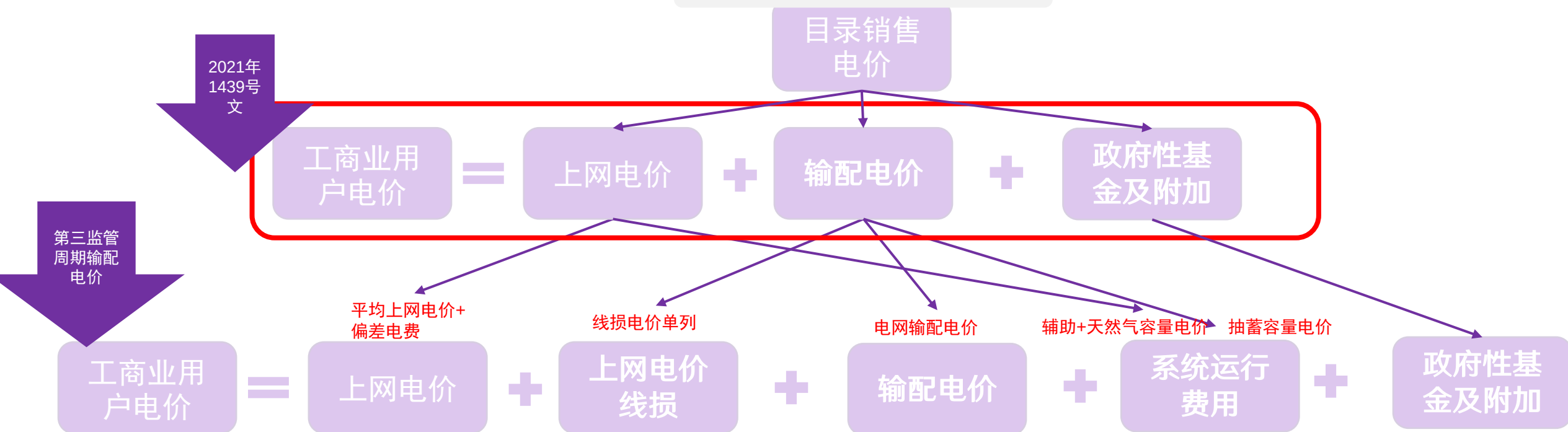
图表：山东电网销售电价表

山东电网销售电价表			
(居民生活、农业生产用电)			
用电分类		电压等级	电度电价
			(元/千瓦时)
一、居民生活用电	一户一表	第一档	0.5469
		第二档	0.5969
		第三档	0.8469
	合表	不满1千伏	0.5550
		1千伏及以上	0.5010
二、农业生产用电		不满1千伏	0.5400
		1-10(20)千伏	0.5250
		35千伏及以上	0.5100

- 注：
- 1. 居民生活用电，含国家重大水利工程建设基金0.196875分钱、大中型水库移民后期扶持资金0.62分钱，可再生能源电价附加0.1分钱。
 - 2. 农业生产用电，含国家重大水利工程建设基金0.196875分钱。
 - 3. 居民生活用电合表分类包括：居民合表及执行居民电价的非居民用户。

- 2021年10月12日国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，有序推动尚未进入市场的工商业用户全部进入电力市场，**取消工商业目录销售电价**。对暂未从电力市场直接购电的工商业用户由电网企业代理购电。
- 2023年我国发布第三监管周期省级电网输配电价，两部制电价执行范围扩大，分电压等级核定容需量电价，网损、抽蓄容量电价单列，按“**准许成本+合理收益**”直接核定输配电价。

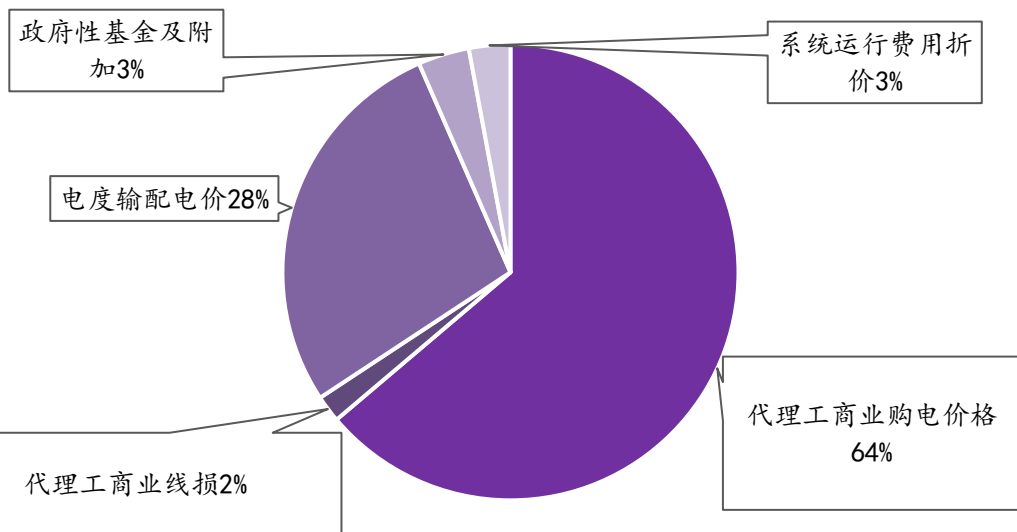
图表：工商业电价改革历程



资料来源：国家发改委，华鑫证券研究

- **代理购电**：1439号文指出，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业以代理购电方式从电力市场进行购电，代理购电价格为月度集中竞标电力市场平均价格。直接参与电力市场交易的用户可以自行选择发电企业，或通过售电公司购买电力，价格可以通过自行协商或市场竞争形成。随后，国家发改委又在《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号，简称809号文）中对代理购电如何参与电力市场提出具体要求，电网企业市场化购电方式约定为电网企业代理购电以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。
- 由此可见，电网企业代理购电制度是一个市场化进程中的**过渡方案**和**兜底保障机制**。

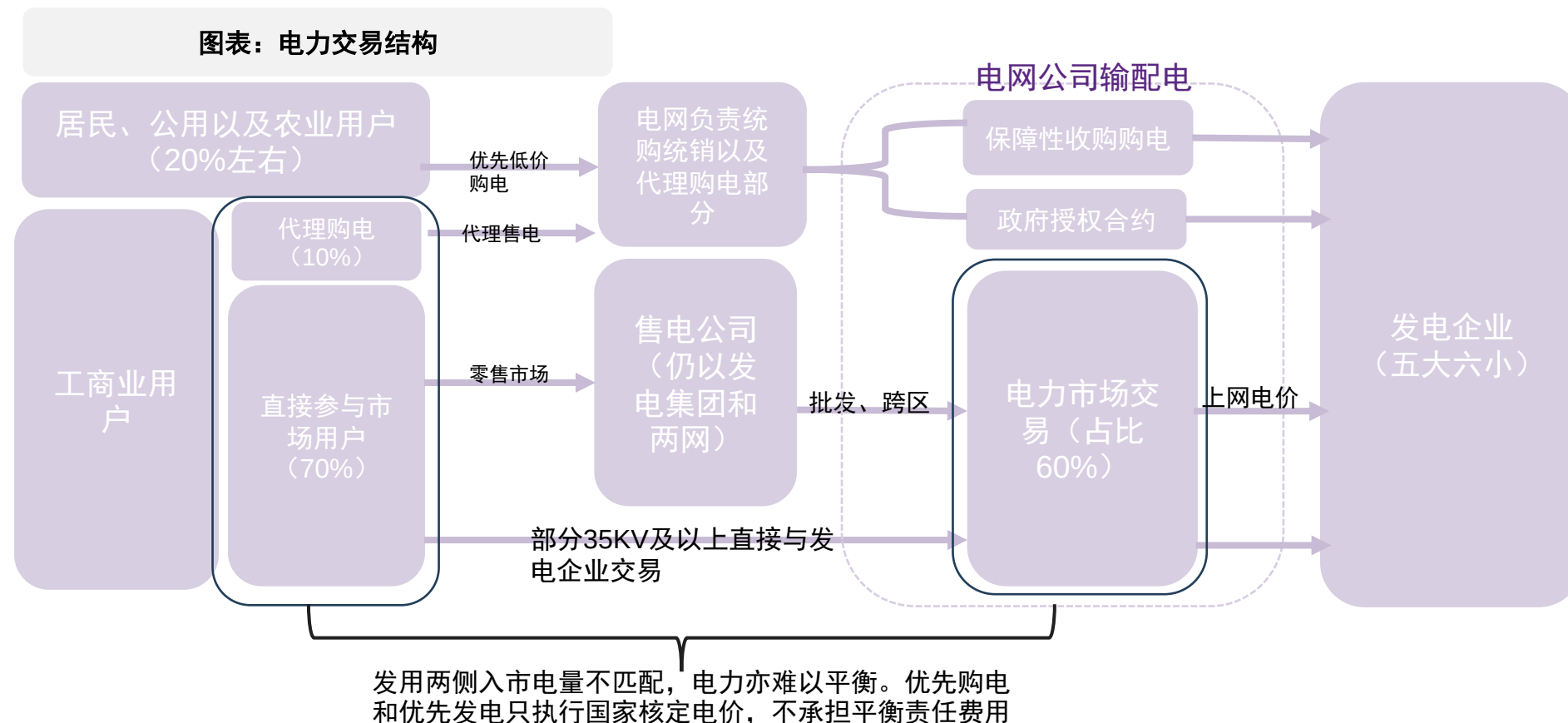
图表：山东省7月1-10千伏用户代理购电价格构成



图表：山东省2024年7月代理购电价格表

[illegible]

资料来源：电联新媒，国网山东省电力公司，国家能源局

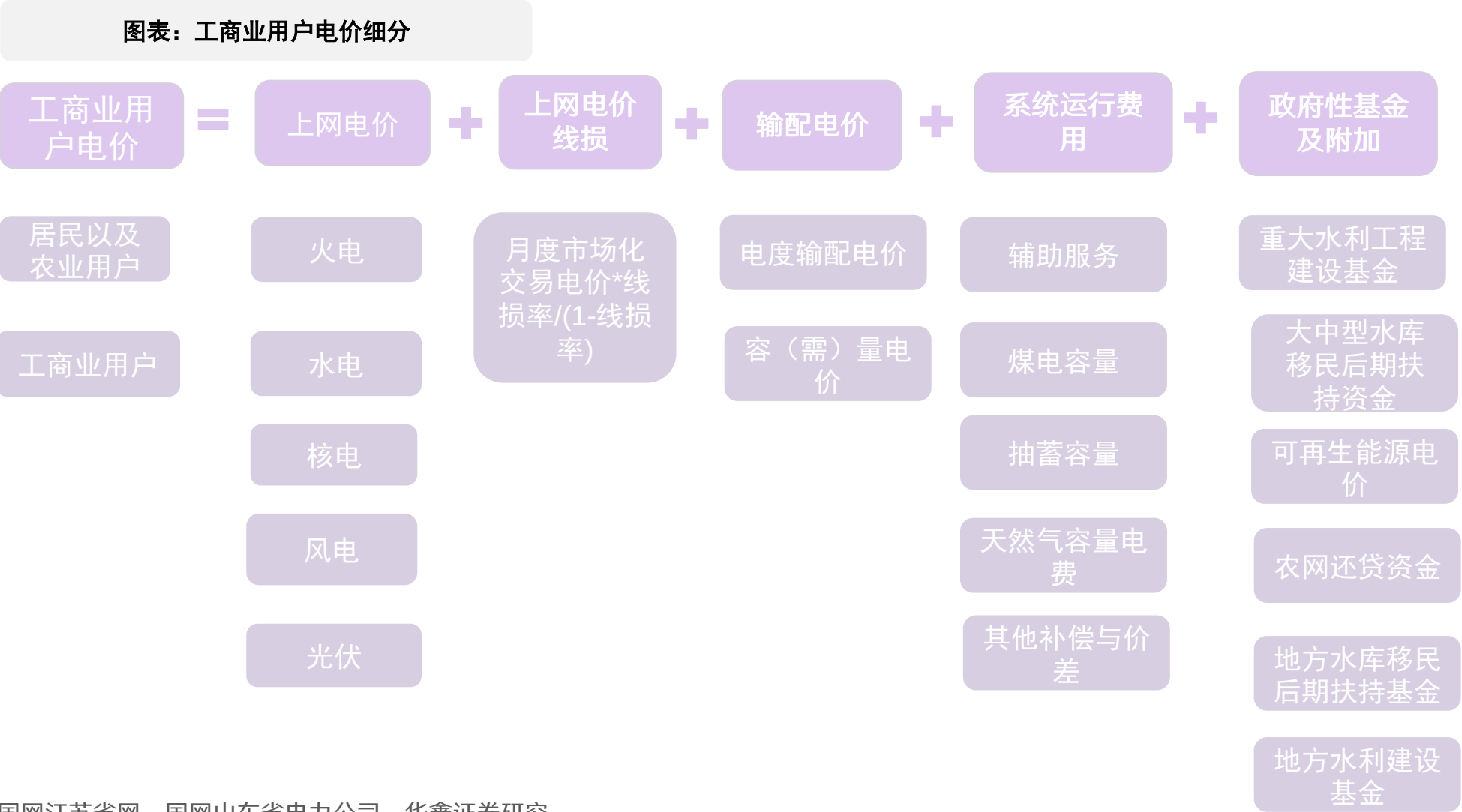


- 从用户端看，考虑到工商业用户基本全面参与市场，排除居民、公用以及农业用户后，用电侧参与市场交易的电量占比约在80%左右。从发电侧来看，2023年发电侧市场化交易电量占比达到60%，二者入市电量并不匹配。同时优先发电与优先购电之间电力同样难以平衡，且由于均不承担平衡责任费用，形成了双轨制不平衡资金。

资料来源：华鑫证券研究整理

02 上网电价占据了 我国电力行业发 展的核心地位

➤ 自三轮输配电价改革后，各省基本形成了相似的电价构成，不同地区的系统运行费用与政府基金附加的定价以及分类略有不同。



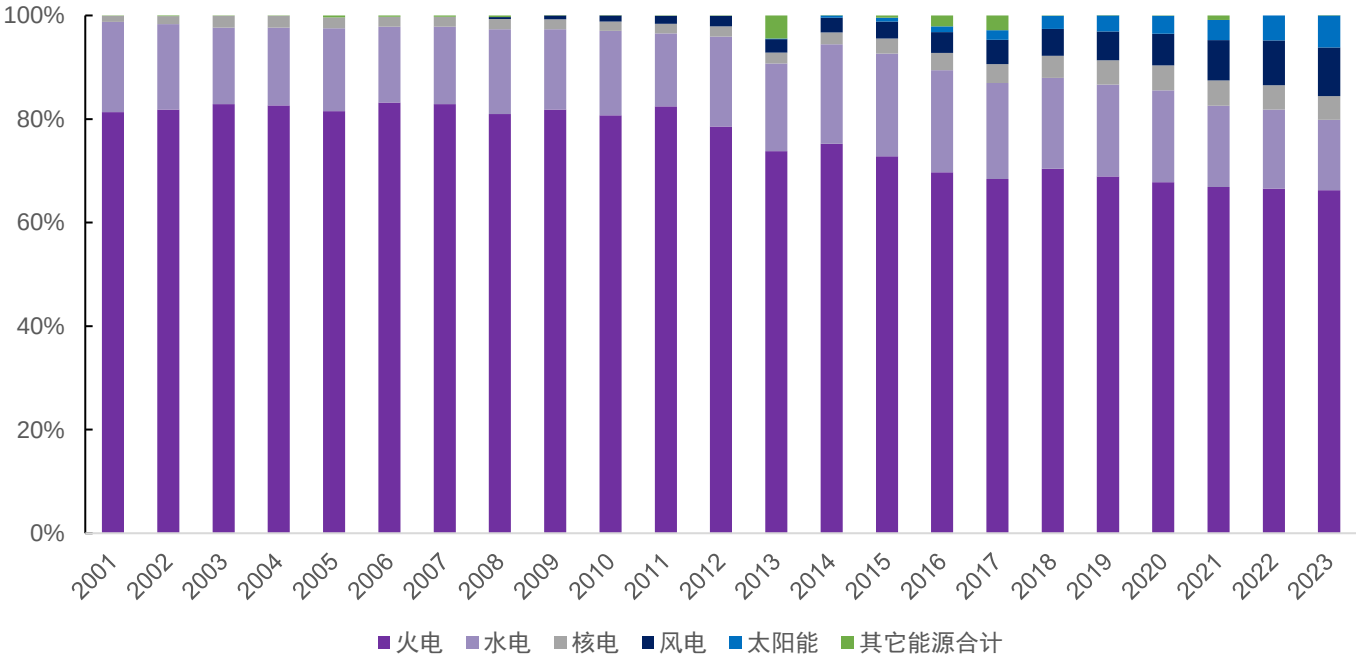
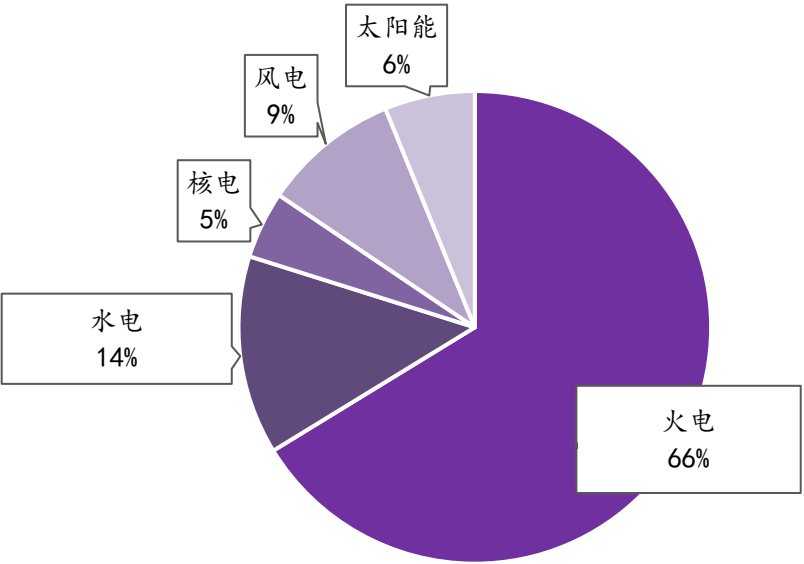
资料来源：国网江苏省网，国网山东省电力公司，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

- 根据发电原料采用的一次能源的不同，分为火电、水电、核电、风电、太阳能，目前中国的发电结构还是以火电为主。
- 2023年我国发电量94564亿千瓦时，其中火电、水电、核电、风电和太阳能发电量分别为62657亿、12859亿、4347亿、8859亿和5842亿千瓦时。2023年风电和太阳能发电合计在总发电量中的比重约为15.5%，较2013年水平提高约12.8个百分点。2023年，火电占总发电量的比重超过六成，仍是我国的主力电源。2023年，新能源市场化交易电量6845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%。
- 2023年末，全国发电装机容量291965万千瓦，比2022年末增长13.9%。其中，火电装机容量139032万千瓦，增长4.1%；水电装机容量42154万千瓦，增长1.8%；核电装机容量5691万千瓦，增长2.4%；并网风电装机容量44134万千瓦，增长20.7%；并网太阳能发电装机容量60949万千瓦，增长55.2%。

图表：国内各电源类型发电量结构历年变化

图表：2023年发电量占比

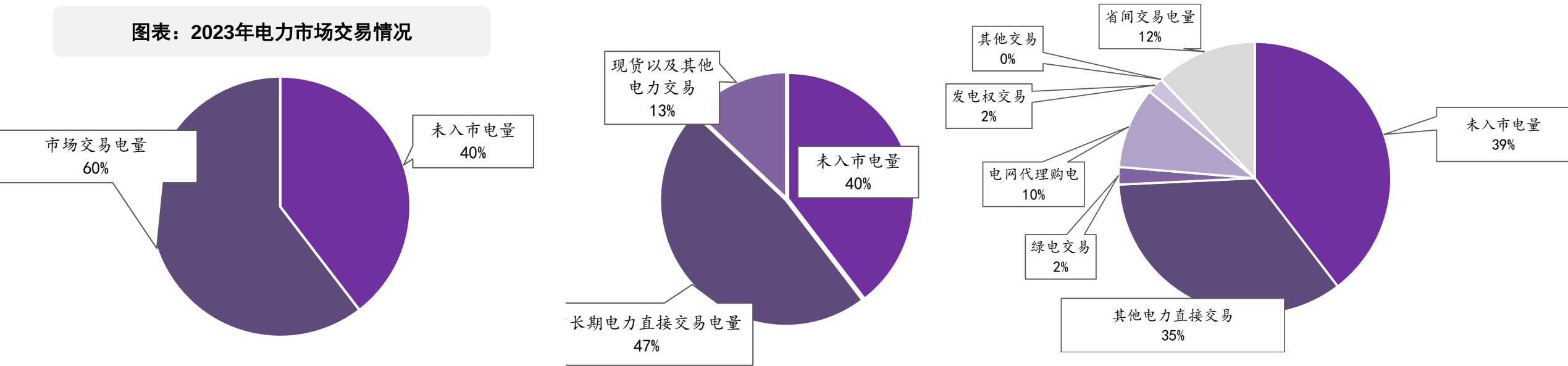


资料来源：国际电力网，国家统计局，中电联，国家能源局，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

- 2015年，中共中央、国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（九号文），分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。**放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开**。其配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》要求，“逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场”。
- 1-5月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量23172.5亿千瓦时，同比增长5.8%，占全社会用电量比重为60.4%，同比下降1.6个百分点，占电网售电量比重为74.1%，同比下降2.2个百分点。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为18195.8亿千瓦时，同比增长3.8%。
- **上网电价形成机制的变化占据了我国电力行业发展的核心地位。**

图表：2023年电力市场交易情况



资料来源：中电联，华鑫证券研究

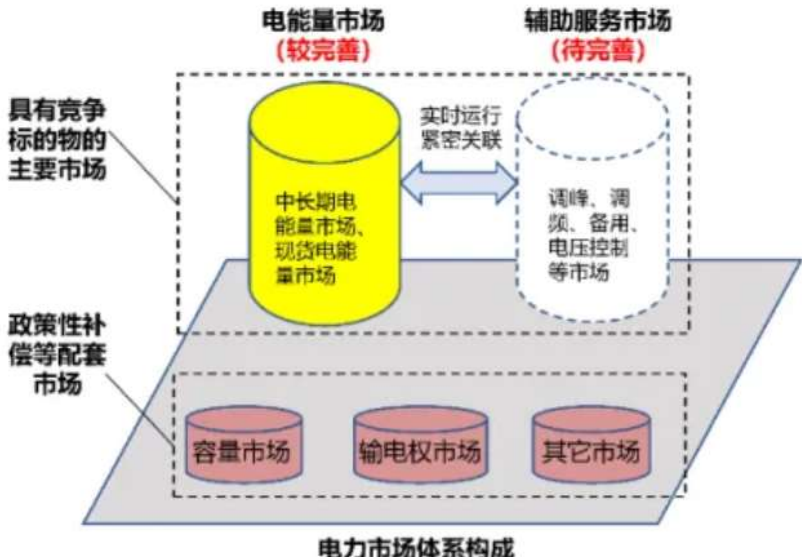
工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

- 中长期市场：电力中长期市场是电力市场的一个重要组成部分，主要涉及符合特定准入条件的发电厂商、电力用户、售电公司以及独立辅助服务提供者等市场主体。这些主体通过双边协商、集中交易等市场化手段，开展时间跨度为多年、年、季、月、周、多日等的电力批发交易。
- 现货市场：电力现货市场则是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场。现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。现货市场的特点是实时性、灵活性和高风险性。由于市场价格的实时波动，市场主体需要根据市场信号及时调整自己的生产和消费策略，以实现收益最大化。
- 辅助服务市场：2017年至今，随着国家部委持续完善电力辅助服务机制，我国电力辅助服务行业进入市场化加速发展阶段。根据交易标的的不同，覆盖调峰市场、备用市场、调频市场、灵活爬坡市场、无功市场、黑启动市场等。

图表：中长期与现货市场的不同

	中长期市场	现货交易市场
时间跨度	多年、年、季、月等	日前、日内和实时，供需双方以15分钟为时间间隔申报运行日96个时段
交易方式	双边协商和集中交易	市场竞争
电价政策	峰谷电价政策	现货期间各时点的电价
价格形成	对未来电力供需的预测和判断	实时反映电力市场的供需情况
偏差电量	对实际用电量与合同电量之间的偏差进行考核并收取相应费用	对偏差电量的考核相对弱化，更注重市场主体的实时响应能力
市场稳定性	通过长期合同锁定价格、电量等交易条件，提供较为稳定的收益预期	实时价格波动较大
辅助服务	作为电费的一部分进行结算，缺乏实时性和灵活性	根据服务的质量和效果进行结算，能够更好地反映辅助服务的价值
风险	相对较低	相对较高
意义	规划和管理长期电力供需	灵活性强，应对短期电力市场的波动

图表：辅助服务市场与电能量市场紧密关联



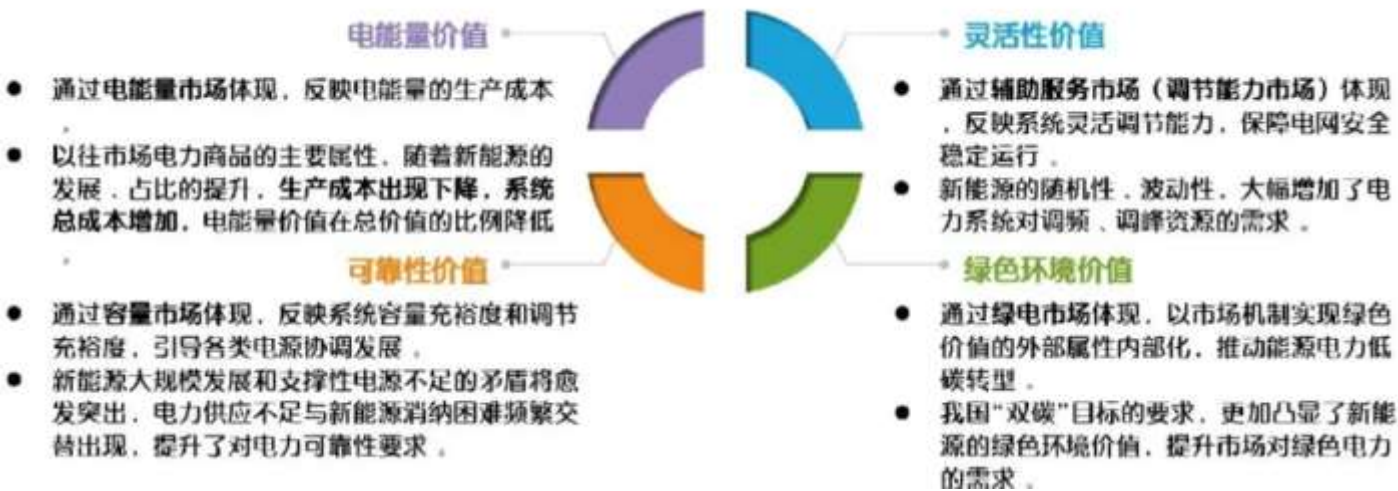
- 容量市场：随着2023年11月《关于建立煤电容量电价机制的通知》的发布，我国煤电容量补偿机制得以确立。

资料来源：南方能源观察，北极星电力交易，国家电网，电力系统自动化，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

- 新型电力系统下的电价构成应逐步体现电力的多维价值。不同电源的成本架构存在差异，也使得电力商品的价值多元化，包含电能量价值、灵活性价值、可靠性价值、绿色环境价值。
- 电能量价值对应中长期市场与现货市场。绿色环境价值对应绿电与绿证市场。
- 可靠性价值对应容量市场与输电权市场。灵活性价值对应辅助服务市场。

图表：电价形成机制逐步体现电力多维价值



图表：各类上网电源所具有的多维价值不同

上网电价	电能量价值	灵活性价值	可靠性价值	绿色环境价值
火电	☑☑☑	☑☑	☑☑☑	
水电	☑☑☑	☑	☑	☑☑☑
核电	☑☑☑		☑☑☑	☑☑
绿电	☑☑☑			☑☑☑
储能	☑	☑☑☑	☑	
对应市场	中长期市场与现货市场	辅助服务市场	容量市场与输电权市场	绿电与绿证市场
未来发展方向	↓	↑	↑	↑

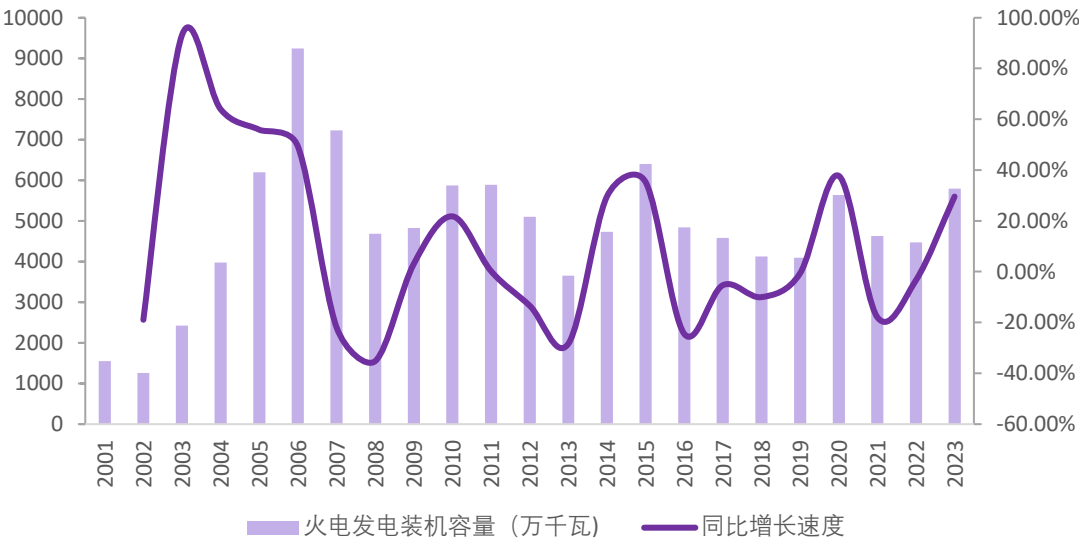
资料来源：中电联，国家能源局，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 火电——能源结构的主导、电力发展的主力军

- 火力发电，利用可燃物在燃烧时产生的热能转换为电能，是一种成熟的发电方式。
- 中国拥有丰富的煤炭资源，火力发电在中国电力结构中一直占据重要地位。
- 截至2023年12月底，全国火电累计发电装机容量139032万千瓦；发电量达62657.7亿千瓦时，在全年发电量中占比依旧高于60%；全年火电发电量为4466小时，比上年同期增加76小时。
- 火电新增装机容量自2021年以来的小幅度增长，但整体速度较为平稳。

图表：火电新增装机容量



资料来源：中国统计年鉴，国家能源局，智研咨询，华鑫证券研究

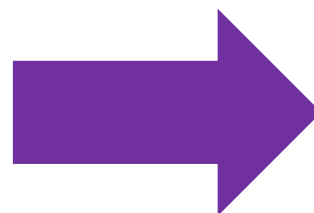
图表：根据燃料与原动机不同，火电有不同发电方式

按燃料分类	燃煤发电
	燃油发电
	燃气发电
	生物质能发电
	垃圾发电
	沼气发电
按原动机分类	蒸汽轮机发电机组
	燃汽轮机发电机组
	内燃机发电机组

工商业用户用电 = **上网电价** + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 火电——两部制电价，政策持续出台。

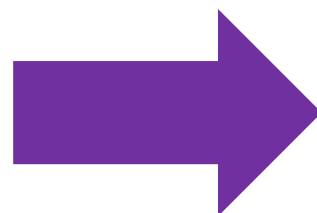
- 2021年11月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号），宣布有序放开全部燃煤发电电量上网电价，通过市场交易在“**基准价+上下浮动**”范围内形成上网电价，上下浮动原则上均为不超过20%。基准价为当地发改委确定的燃煤发电标杆上网电价，煤电价格全部市场化。



1439号文发布后，各地火电上网电价均出现顶格上浮20%的火电上网价格。

以国电电力为例，公司2023年市场化电量电价溢价62.63元/兆瓦时，较上年改善0.84元/兆瓦时，煤机电价较基准价上浮20.66%。

- 2024年1月1日起，国家发改委、国家能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》建立**煤电容量电价机制**，对煤电实行两部制电价政策。其中，电量电价通过市场化方式形成，容量电价水平根据煤电转型进度等实际情况逐步调整。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%（100元每年每千瓦）左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。



- 容量电价补偿标准偏低，分年到位，且门槛高、考核严格。

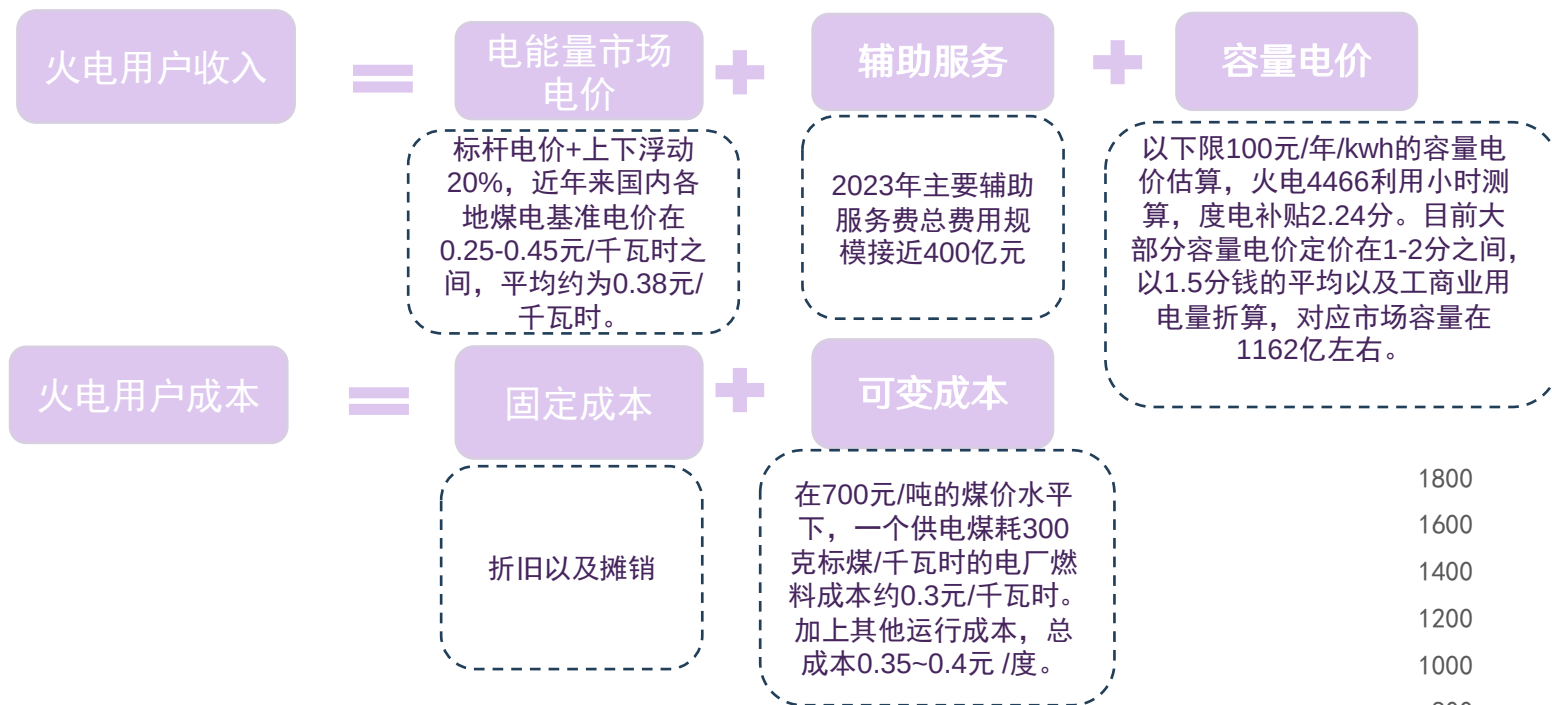
- 容量电价给与了煤电机组额外补偿，因此国家明确要求2024年度煤电中长协价格不得超过2023年的中长协价格。

- 在现货上下限价维系不变时，受限于边际成本与机组容量的反比关系，叠加容量电价降低了煤电固定成本回收压力，睹微知著，小机组低价段发电意愿降低、让出消纳空间使新能源边际出清时段增加，市场地板价频次及时长提高；大机组根据边际成本报价的动机增强、平均报价下降、报价曲线下移，导致现货市场谷段均价随即降低。

资料来源：国家发改委，Wind，国电电力2023年年报，国家能源局，人民日报，北极星火力发电，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 火电——盈利逐步好转，未来短期将继续承担长周期保供的重任



- 煤价在2020-2022年受到俄乌冲突以及美国放水影响持续高涨，进入2023年随着煤价下行，火电企业盈利有了明显好转。2023年火电龙头华能国际燃煤板块利润总额4.33亿元，相比2022年的亏损173亿元扭亏为盈；2024年Q1实现燃煤板块利润总额28.25亿元，盈利持续改善。



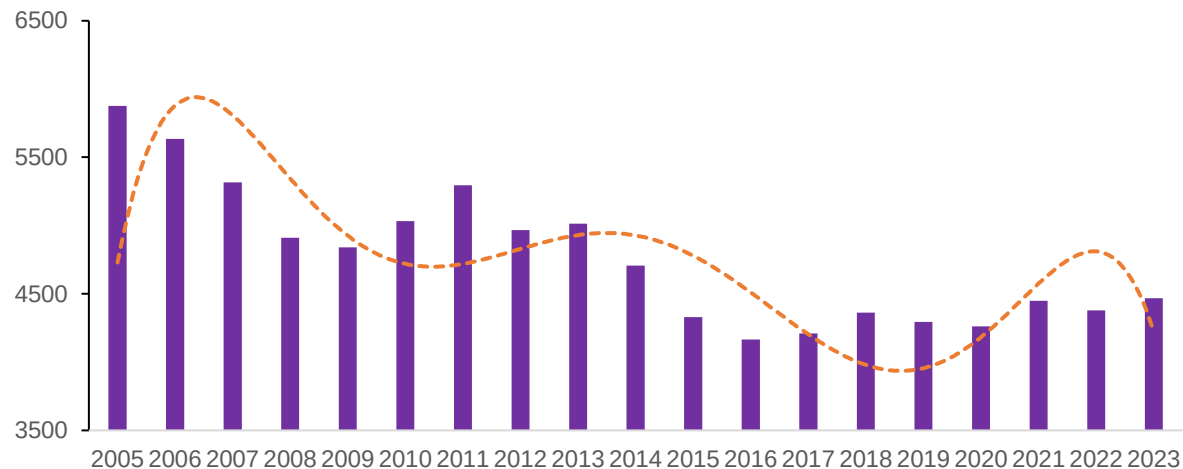
资料来源：华夏能源网，国家能源局，北极星售电网，电联新媒，中国电力知库，2023年华能国际年报，Wind，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

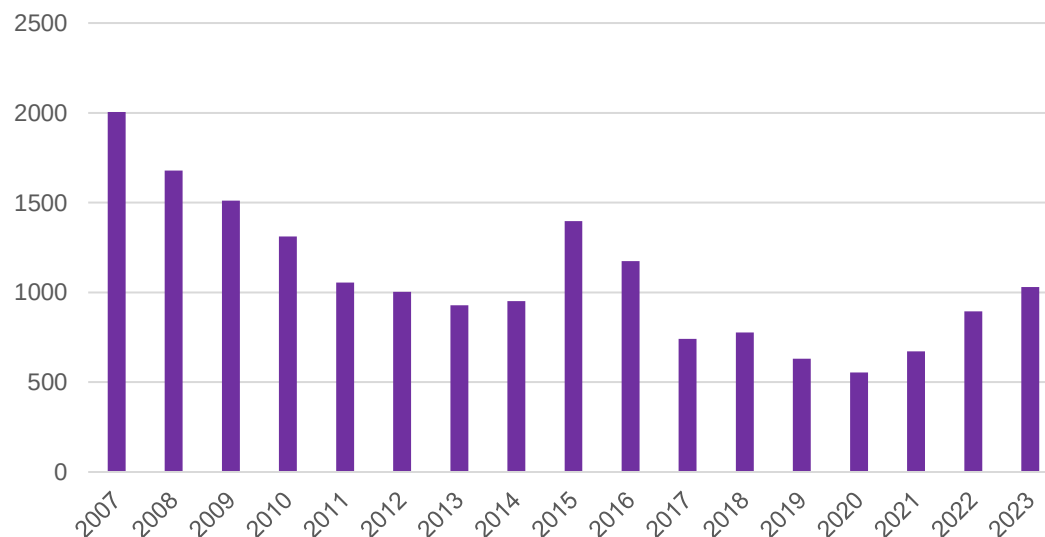
➤ 火电——盈利逐步好转，未来短期将继续承担长周期保供的重任

- 煤电将由过去的“主体电源、基础地位、支撑作用”，转向近中期（2020-2030）“基础保障性和系统调节性电源并重”，再到远期（2030-2060）“系统调节性电源”，为保障电力安全供应兜底，为全额消纳清洁能源服务。
- 建立煤电市场机制，包括探索建立容量市场，完善辅助服务市场，深化中长期、现货电能量市场，形成以容量电价、调节性电价、电能量电价组成的电价体系。同时，要有效对接碳市场，合理管控煤炭市场。

图表：火电利用小时数（h）



图表：历年火电投资完成额（亿元）

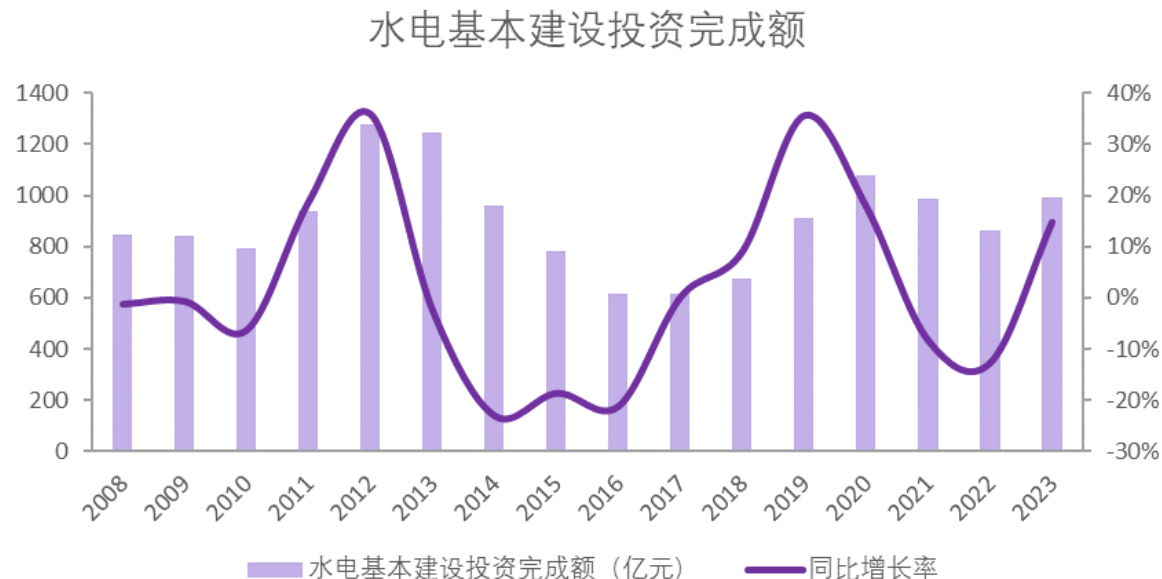


资料来源：中国政府网，国际电力网，国家能源局，Wind，电力网，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 水电——“双碳”目标下建设新型能源体系的重要力量

- 水力发电是一种利用水流动能来产生电能的可再生能源技术。中国是世界上最大的水电发电国，不仅拥有丰富的水资源和大规模的水电项目，也已逐步成为世界水电创新的中心。截至2022年底，中国的水电总装机容量超过了4000万千瓦，占全球水电总装机容量的约三分之一。
- 根据国家统计局发布的《中华人民共和国2023年国民经济和社会发展统计公报》，2023年全国水电新增装机容量748万千瓦，占新增发电装机总容量的2%；水电发电量为12858.5亿千瓦时，占比14%。2023年，水电利用小时数为3133小时。
- 2023年，全国水电基本建设投资完成额为991亿元，占全部电源工程建设投资完成额的10.24%，同比增长13.7%。
- 2023年11月，我国目前在建装机容量最大的水电站——金沙江旭龙水电站顺利实现大江截流。旭龙水电站是西电东送骨干电源点之一，是国家“十四五”期间核准在建装机容量最大水电站，电站装机240万千瓦。电站建成后，年发电量约105亿千瓦时，每年可节约标准煤317万吨。



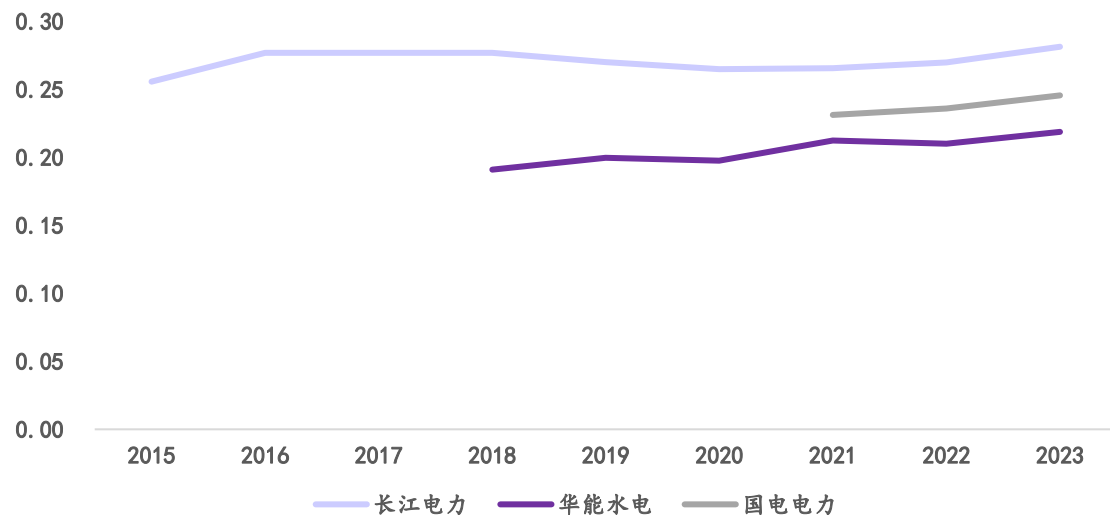
资料来源：国家能源局，国家统计年鉴，国家统计局，中国电建，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

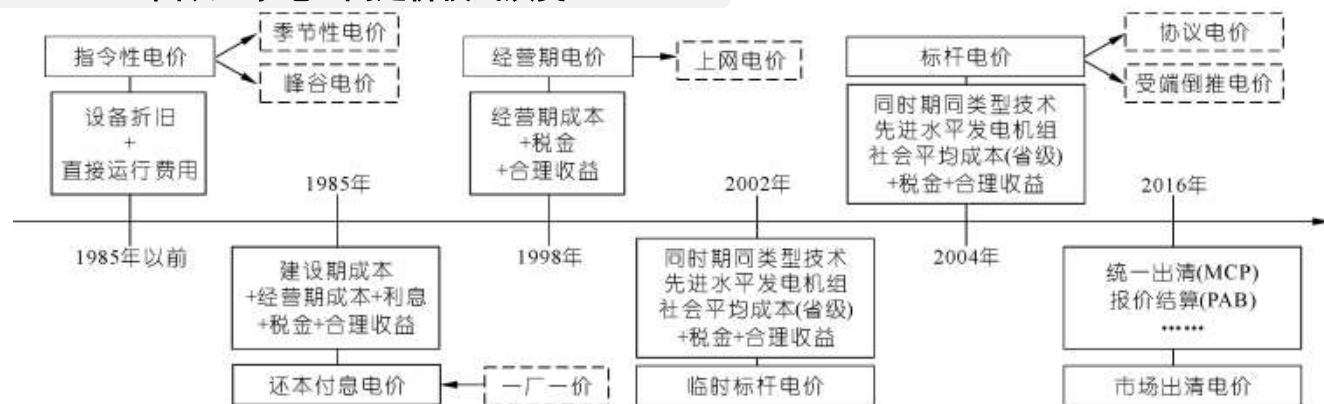
➤ 水电——上网电价较低，入市后盈利模式较为乐观

- 2014年前成本加成：
 - 执行“一厂一价”的定价机制，上网电价由政府部门根据发电项目经营期核定。按照“还本付息电价”或“经营期电价”制定的独立电价
 - 上网电价=成本+利润+税费。
- 自2014年后：
 - 我国新投产水电站，跨省、跨区域交易价格由供需双方参照受电地区省级电网企业平均购电价格扣减输电价格协商确定，即：
 - 上网电价=落地电价-输电电价-线损
 - 省内消纳电量实行标杆上网电价制度，水电比重较大的省份可实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。
- 市场化定价：部分地区鼓励以竞价方式确定水电价格。上网电力参与各地市场化竞争，由市场供需关系形成电价。

水电上市公司上网电价（元/度）



图表：水电上网定价模式演变



- 水电边际成本较低，无燃料成本，主要为固定成本以及经营成本，根据长江电力2023年年报，其度电成本仅为0.098元。
- 可以看到水电价格明显低于标杆电价是由于此前的定价机制造成的，水电未来有望通过市场化交易占比提升逐步提高。以长江电力为例，公司电站除葛洲坝采用成本加成方式定价外，其余电站均采用落地电价倒推形成上网电价。
- 率先开展电力市场化交易的云南省2023年省内水电成交电量为1437.70亿千瓦时，已达省内水力发电量的46.62%。

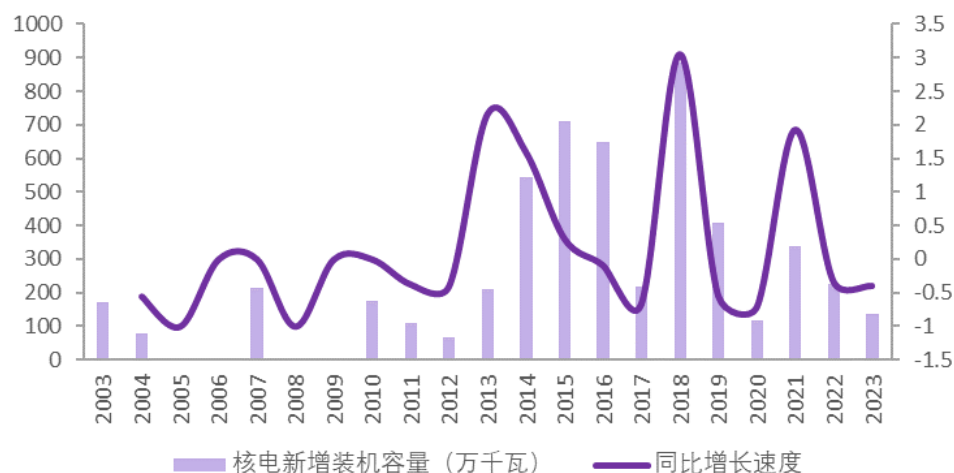
资料来源：《碳中和”背景下流域统一电价机制研究》，长江电力公司公告，华能水电公司公告，国电电力公司公告，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

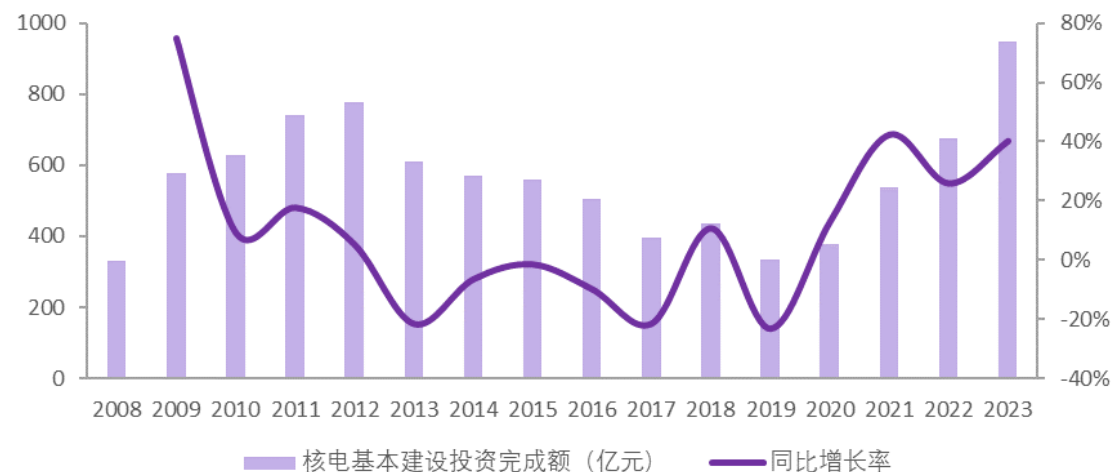
➤ 核电：上网电价基本与煤电基准价相近，入手后需承担系统调节成本

- ◆ 核电站与火电站发电过程相同，均是热能—机械能—电能的能量转换过程，不同之处主要是热源部分。火电站是通过化石燃料在锅炉设备中燃烧产生热量，而核电站则是通过核燃料链式裂变反应产生热量。
- ◆ 2023年全年，中国核电新增装机容量138万千瓦，占新增发电装机总容量的0.37%。同时，中国核电设备平均利用小时数为7661小时，核电发电量4334亿千瓦时，位居全球第二，占全国累计发电量的4.86%，年度等效减排二氧化碳约3.4亿吨。
- ◆ 2023年，中国新开工核电机组5台，核电工程建设投资完成额949亿元，占全部电源工程建设投资完成额的9.8%，同比增长40%，创近5年最高水平。截至2023年底，在建核电机组26台，总装机容量3030万千瓦，均保持世界第一。
- 全球首座投入商业运行的第四代核电站——石岛湾高温气冷堆示范工程，自2023年12月投产以来，发电量已经超过6.5亿度。这标志着我国在第四代核电技术研发和应用领域达到世界领先水平。

核电新增装机容量



核电基本建设投资完成额



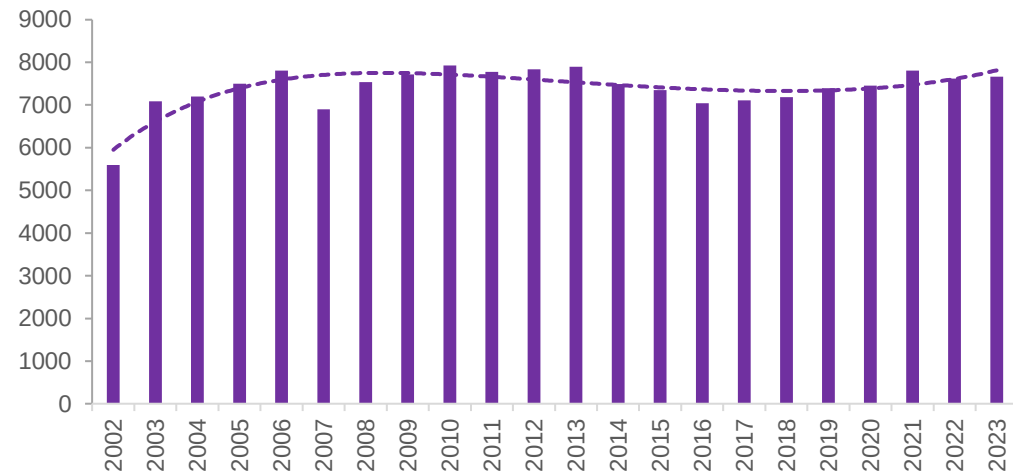
资料来源：国家能源局，央视网，中电联，国家统计年鉴，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

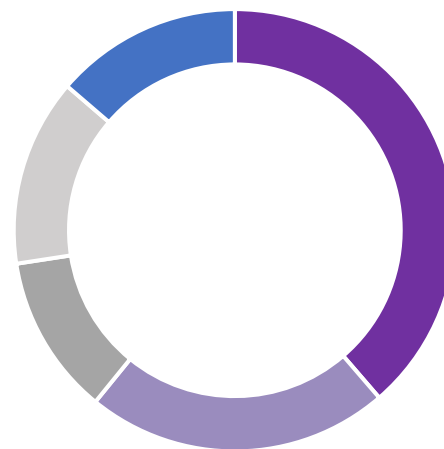
➤ 核电：上网电价基本与煤电基准价相近，入手后需承担系统调节成本

- 从核电上网电价看，2013 年以前投运的核电站，上网电价按照“成本加合理利润”，采用过还本付息电价、经营期电价、本利浮动电价等，造成了“一厂一价”。
- 2013 年，国家发展改革委下发通知，2013 年后新投产的核电站（除特殊项目外）开始采用标杆上网电价制度，上网电价采用所在地燃煤机组标杆上网电价和核电标杆上网电价的较低值。
- 2016 年，部分核电机组开始参与电力市场改革，上网电量划为两部分，不参与电力市场的部分继续执行核准电价（也称计划电价）。
- 核电利用小时数较高：全国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3,592小时，**核电7,670小时**，并网风电2,225小时，并网太阳能发电1,286小时。
- 可以看到核电上网电价基本与煤电基准价相近，根据中国核电2023年年报，核电上网电价普遍在0.386-0.422元/度之间。而从度电成本看，2023年中国核电核电业务度电成本在0.215元。
- 展望后续：核电长期遵循“政府定价、保障消纳”，以“统购统销”为主，收益相对较为稳定。但是考虑到核电的灵活性资源不足，如要深入参与电力市场，需要承担系统调节成本。

图表：我国核电利用小时数（小时）



图表：核电成本占比图



■ 固定资产折旧 ■ 燃料及其他材料成本 ■ 电厂运行维护费 ■ 人员费用 ■ 其他成本

资料来源：国家能源局，中电联，中国核电公司公告，华鑫证券研究

工商业用户用电 = **上网电价** + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

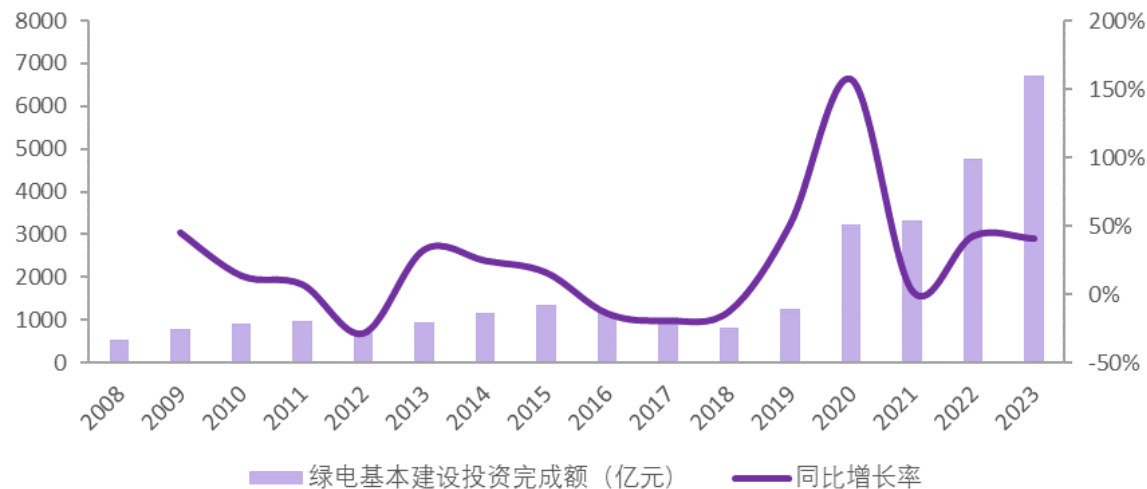
➤ **绿电**：主要来源为太阳能、风力、生质能、地热等，中国以太阳能及风力为主

- 2023年，全国发电总量为94564.4亿千瓦时，其中绿电共计14700.2亿千瓦时，占比超15%；风电和太阳能发电量快速增长，合计发电量同比增加2801亿千瓦时，占全年总发电量增量的46.1%。
- 2023年，风电和太阳能发电共计3511小时，其中风电同比提高7小时，太阳能发电同比降低54小时。
- 2023年，风电、光伏发电的新增装机占新增装机总容量的比重达到79.2%，成为新增装机的绝对主体。
- 2023年，绿电基本建设投资完成额为6706亿元，占全部电源工程建设投资完成额的69.31%，同比增长40.19%。
- 随着我国能源绿色低碳转型不断加速，绿色电力交易规模快速增长，2024年前5个月，全国绿色电力（绿证）消费总量1871亿千瓦时，同比增长327%。其中，绿电交易量约1481亿千瓦时，同比增长254%。

绿电新增装机容量



绿电基本建设投资完成额



资料来源：国家能源局，中电联，电查查，中国统计年鉴，南方能源观察，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 绿电：装机高增，消纳压力逐步显现

- 平价上网之后逐步市场化：
 - 光伏：自2021年起对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央不再补贴，实行平价上网。
 - 陆风：2021年起，对新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。
 - 海风：自2022年起，我国海上风电项目不再纳入中央财政补贴范畴，海上风电开发进入地方补贴接力时期。

当前，我国新能源上网电量包括保障性收购和市场化消纳两部分。保障性收购电量通过电网企业以政府定价（项目核准/备案时确定）收购，市场化消纳电量通过电力市场竞争形成价格。

- 全国2023年新能源市场化交易电量6845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%。

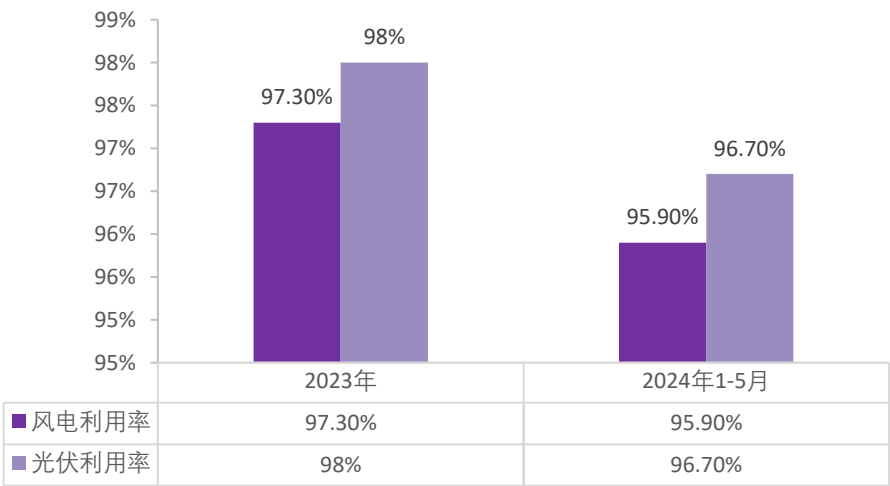
- 可以看出，风、光新能源的上网电价将逐步告别固定电价，各省入市要求与比例各有不同，但趋势相同。无论是分布式还是集中式电站，入市均势不可挡。
- 消纳压力显现，红线放开：2024年6月4日，能源局引发《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》提及部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于90%。

资料来源：电联新媒，全国新能源消纳监测预警中心，华鑫证券研究

图表：2023年现货连续运行地区电价分时曲线



图表：风电与光伏利用率下降较快



工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 绿电：新能源价值暂未有所体现，未来可能需要绿电/绿证/碳市场进一步发展

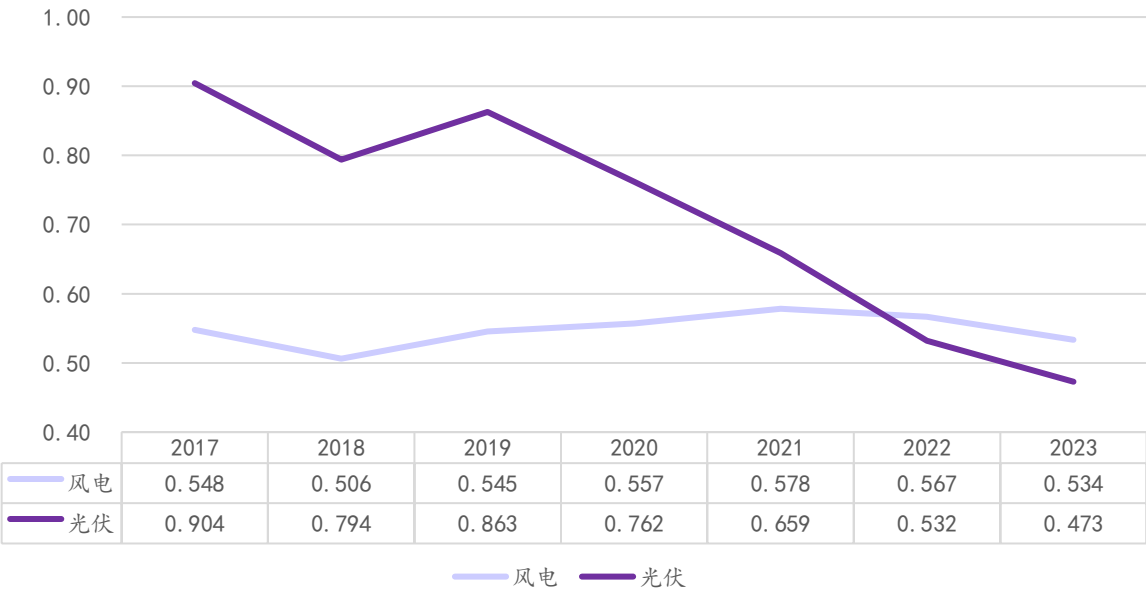
- 对于发电侧、用户侧经营主体而言，精准预判不同时间跨度的现货价格都极为重要：在进行年度、月度中长期交易时，现货价格的年度、月度走势和均价信息可以帮助经营主体掌握现货格整体水平，从而指导交易报价；日内分时价格曲线可以辅助经营主体判断现货价格高峰、低谷可能出现的时段以及峰值，进而帮助经营主体调整交易策略实现利润最大化。具备调节能力的发电主体可以安排价格过低时降出力甚至停机，而高价时段争取出力更大；用户则可以根据分时价格信号，优化生产工作时间，避开高价时段用电，降低用电成本。
- 新能源入市后，电能量电价下降是长期趋势，未来潜在有几大发展趋势：1、探索政府授权合约机制。以政府授权合约等配套机制，推动新能源优先发电电量与市场的衔接，实现电价调控，保障新能源企业入市后的合理收益。2、引导长期购电协议签订。3、推动碳市场纳入绿证碳抵扣。4、明确全国统一的绿证核发与交易机制。

图表：新能源入市面临较高价格风险



资料来源：能源先锋汇，国家电网，华能国际年报，华鑫证券研究

图表：华能国际风电与光伏上网电价（元/度）



03 输配电价以及其他

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

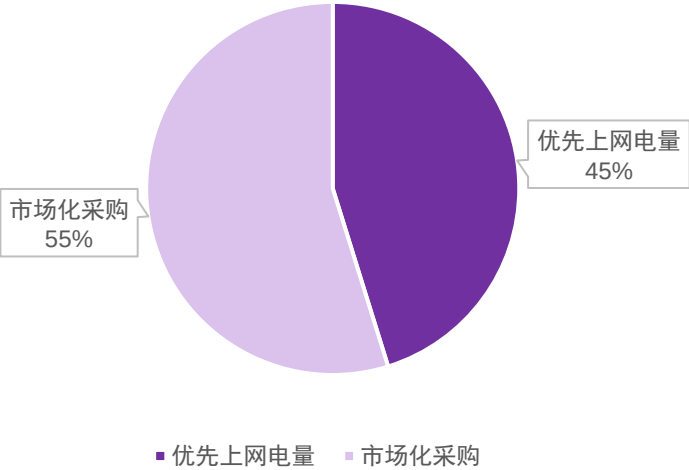
- 代理购电：由当月平均购电价格与历史偏差电费折价组成。
- 代理购电平均购电价格是指各类发电企业提供电能的平均结算价格，发电企业类型主要包括燃煤、燃气、燃油、水电、核电、风电、光伏发电、生物质发电等。
 - 历史偏差电费包括 1、代理购电价格预测不准而产生的偏差。2、优先购电占比与预期不符带来的电价调整。
- 代理购电理论上规模逐步是缩小的趋势，但近期略有偏离
- 2023年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量56679.4亿千瓦时，同比增长7.9%，而全国电网企业代理购电8794.7亿千瓦时，同比增长8.76%，占比不降反增。

图表：江苏省2024年7月代理购电价目信息表

序号	明细	计算关系	数值
1	代理工商业购电量规模	1=2+3	123.46
2	其中：采购优先发电电量	2	123.46
3	采购市场化发电电量	3	0.00
4	代理工商业购电价格	4=5+6	0.4554
5	其中：当月平均购电价格	5	0.4569
6	历史偏差电费折价	6	-0.0015

资料来源：中电联，电联新媒，江苏电网，北极星售电网，华鑫证券研究

图表：2023年工商业代理购电量占比



■ 优先上网电量 ■ 市场化采购

工商业用户用电 = 上网电价 + **上网环节线损费用** + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

- **上网环节线损：**上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算。电力市场暂不支持用户直接采购线损电量的地方，继续由电网企业代理采购线损电量，代理采购损益按月向全体工商业用户分摊或分享。
- 以7月份代理购电价格为例，江苏省线损费用为0.015元，浙江为0.0175元，安徽为0.018元。
- 直接参与市场交易的用户按照实际购电上网电价按发电侧实际上网电价结算
- 由电网代理购电的工商业用户按每月公式的代理购电价格预结算
- **计算公式：**用户当月上网电价*（线损率/(1-线损率)）

其中，用户上网电价为该户代理购电电价或该户（加权平均）市场购电电价。线损率为各省级电网输配电价核定时确定的综合线损率，第三监管周期中江苏省级电网输配电价核定的综合线损率为3.18%。

- 以江苏为例，2024年7月代理购电价格为0.4554元/度，综合线损率为3.18%，最终计算 $0.4554 * (3.18\% / (1 - 3.18\%))$ 得出最终线损费用0.014957，与7月公布线损费用0.015一致。

图表：线损产生的原因

电网结构不完善（变压器偏离负荷中心，供电半径较大，导线线径过细等，此外部分电网没有在有用户负荷持续增长的同时得到更新，无法满足正常负荷载流量的要求，进而将引起导线发热，产生不必要的电能损耗。）

空载损耗较大（由于电网中变压器总量较多，且存在大量低负载率变压器，因此空载损耗的影响较为突出，在配电网线损中占比较大，是变压器耗损的主要原因。）

功率因数较低（在电力系统中，变压器、电动机等设备需要吸收无功功率和维持磁场，仅依靠发电机作为基本的无功电源，一方面将导致无法实现经济运行）

抄核收质量影响、计量采集影响、窃电影响

技术线损

管理线损

资料来源：网上国网，江苏电力交易中心，北极星电力网，《配电网线损的原因与降损策略分析》，国家能源局

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

图表：输配电价定价模式

用电容量	机制	定价模式
100KVA以下	单一制电价	用电量*电价
100KVA-315KVA	单一制或者两部制	
315KVA以上	两部制	用电量*电价+容（需）量电费

图表：各省份输配电价情况

元/千瓦时	单一制			两部制			
	不满1千伏	1-10千伏	35千伏及以上	1-10千伏	35-110千伏以下	110-220千伏以下	220千伏及以上
江苏	0.1357	0.1107	0.0857	0.0597	0.2394	0.2134	0.1884
安徽	0.1814	0.1614	0.1414	0.1428	0.1175	0.0924	0.0673
山东	0.2219	0.2069	0.1919	0.1491	0.1341	0.1191	0.1041
山西	0.1456	0.1256	0.106	0.104	0.074	0.049	0.029
北京	0.41	0.39	0.32	0.275	0.2065	0.166	0.151
河北	0.195	0.175	0.155	0.1533	0.1333	0.1133	0.0933
冀北	0.1602	0.1442	0.1282	0.1292	0.1132	0.0972	0.0912
河南	0.1955	0.168	0.1279	0.168	0.1456	0.121	0.103
浙江	0.2452	0.2144	0.177	0.126	0.0955	0.0791	0.0688
上海	0.2756	0.2305	0.1859	0.1456	0.1272	0.0956	0.0652
云南	0.162	0.152	0.142	0.1296	0.1045	0.0749	0.0555
深圳	0.1385	0.1139	0.0716	0.0405	0.154		-0.0123

- 输配电价 = 电度输配电价 + 容（需）量电价
- 输配电价：是电网公司的输配电费用；执行标准：按政府价格主管部门核定的分电压等级、分用户类别输配电价标准执行；输配电价包括输配电度电价和输配容需量电价。输配容需量电价按电压等级分别核定。
- 在价格形成上，我国实行的是政府定价与市场调节相结合的价格机制。前两个输配电价监管周期，主要采取对标电网购销价差确定涨价或降价金额进而调整现行输配电价表的方式形成核价结果，第三监管周期则按照“**准许成本+合理收益**”直接核定省级电网各电压等级输配电价。
- 具体来说，政府会根据电网的建设成本、运行维护费用以及合理的利润空间等因素来制定输配电价的基准价；同时允许市场在基准价的基础上进行一定程度的浮动以反映市场的供需关系和成本变化。这种价格形成机制既体现了政府的宏观调控作用又充分发挥了市场的调节作用。
- 省级电网输配电准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

资料来源：国家发改委，江苏电力交易中心，《省级电网输配电价定价办法》，智库之声，北极星电力网，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

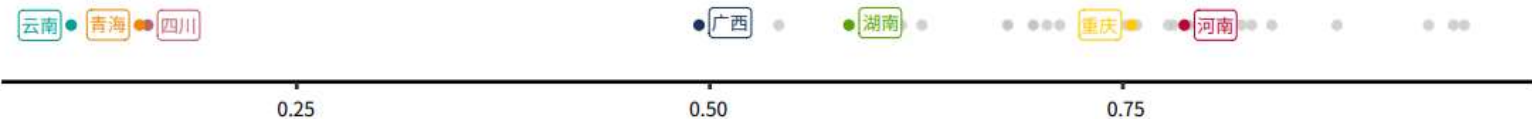
图表：各省容量电费折价、容量电费折价占比、可再生能源消纳责任权重、火电发电量占比、火电利用小时数分布示意图

- **系统运行费用：**
- **辅助服务费用：**是为了维护电网安全稳定运行，保证电能质量，由发电企业、具备需求侧响应能力的电力用户、独立辅助服务提供商等提供的调频、调峰、备用等辅助性服务所产生的成本费用。辅助服务费用由享受辅助服务的电力用户分摊，由辅助服务提供者分享，分摊方式按照政府要求执行。
- **容量电价市场：**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。
- 煤电容量电价确保了煤电资产的部分固定收益。
- 用户侧煤电容量电费分摊水平与发电侧容量电价定价水平相关，但作用效果呈现两极分化现象。

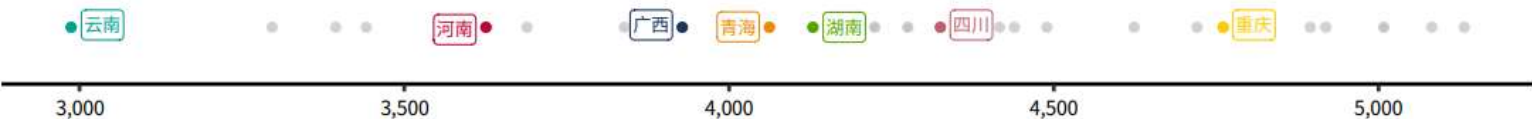
(a)可再生能源消纳责任权重 (2023年)



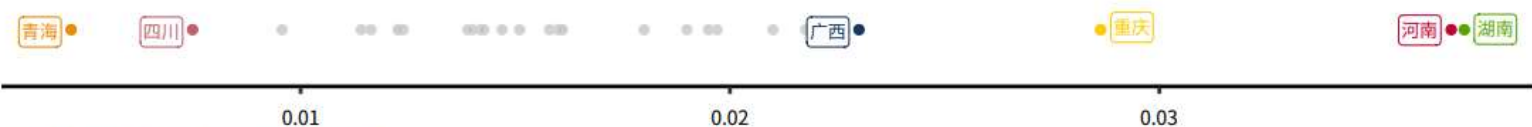
(b)火电发电量占比 (2022年)



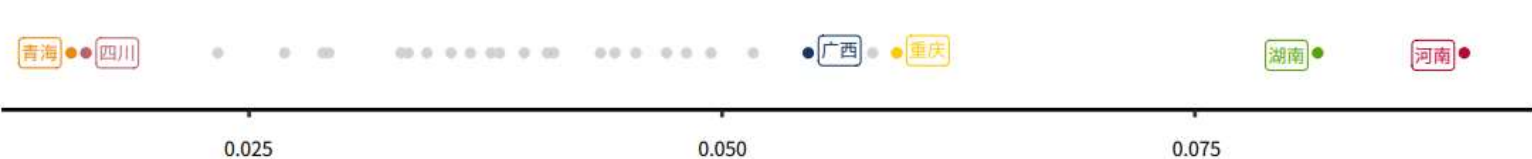
(c)火电利用小时数 (2022年)



(d)容量电费折价 (元/千瓦时) (2024年1月)



(e)容量电费折价占比 (2024年1月)



资料来源：《2024电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势》，北极星电力网，中国能源报，中国电力，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 系统运行费用：

上网环节线损代理采购损益：代理购电中实际线损价格与在N-1月交易形成的预测线损价格可能因为代购线损合同电量的不匹配而产生结算价格的不同产生损益。包括辅助服务费用（目前大部分省份暂未向工商业用户均摊），抽蓄容量电价，天然气容量电价，交叉补贴费用等等。

图表：2024年7月部分省份系统运行费用拆分

元/千瓦时	江苏	安徽	山东	山西	北京	河北	冀北	河南	浙江	上海	天津	广东
系统运行费用折合度电水平	0.0232	0.0384	0.0144	0.0274	0.0263	0.0425	0.0152	0.0839	0.0355	0.323	0.0883	0.0213
其中：1、辅助服务费用折合度电水平				0								0.0004
2、抽水蓄能容量折合度电水平	0.0035	0.0084	0.0051	0.002571	0.006848	0.0071	0.0032	0.004994	0.0046	0.00987	0.0049	0.0049
3、天然气发电容量电费（含电气联动）分摊标准	0.023	0.003							0.0087	0.0289	0.0201	
4、电价交叉补贴新增损益折合度电水平	-0.01	-0.0151	0.0206	0.007271		0.0176	0.0021	0.037	0.0104	-0.0147	0.057	
5、电力保供购电费用折合度电水平	0.0015											
6、上网环节线损代理采购损益折合度电水平	-0.0019	-0.0002	-0.0016	-0.00287	-0.00151	-0.0067	-0.0066			-0.00034	-0.0116	
7、峰谷分时电价损益折合度电水平	-0.0088		0.0016									
8、力调电费损益折合度电水平	0.0022											
9、煤电容量电费折合度电水平	0.0137	0.0196	0.0175	0.018248	0.015239	0.0245	0.0165	0.041971	0.0118	0.0116	0.0179	0.016
10、应急跨省购电预计损益折合度电水平		0.0227										
11、趸售电价损益折合度电水平				0.002265								
12、功率因数调整电价损益折价					0.005732							
13、独立储能容量电费折合度电水平						0.000041						

资料来源：北极星电力网，华鑫证券研究

工商业用户用电 = 上网电价 + 上网环节线损费用 + 输配电价 + 系统运行费用 + 政府性基金及附加

➤ 政府性基金及附加：

政府性基金及附加按政府核定标准执行，目前主要包括重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持资金、可再生能源电价附加等。政府性基金及附加缴纳范围：无论是直接参与市场化交易用户还是代理购电用户，在支付电费时都需要交纳政府性基金及附加。国家电网公司严格按照政府相关部门要求代征政府性基金及附加，并及时上缴中央或地方。

图表：2024年7月部分省份政府基金附加拆分（分/kwh）

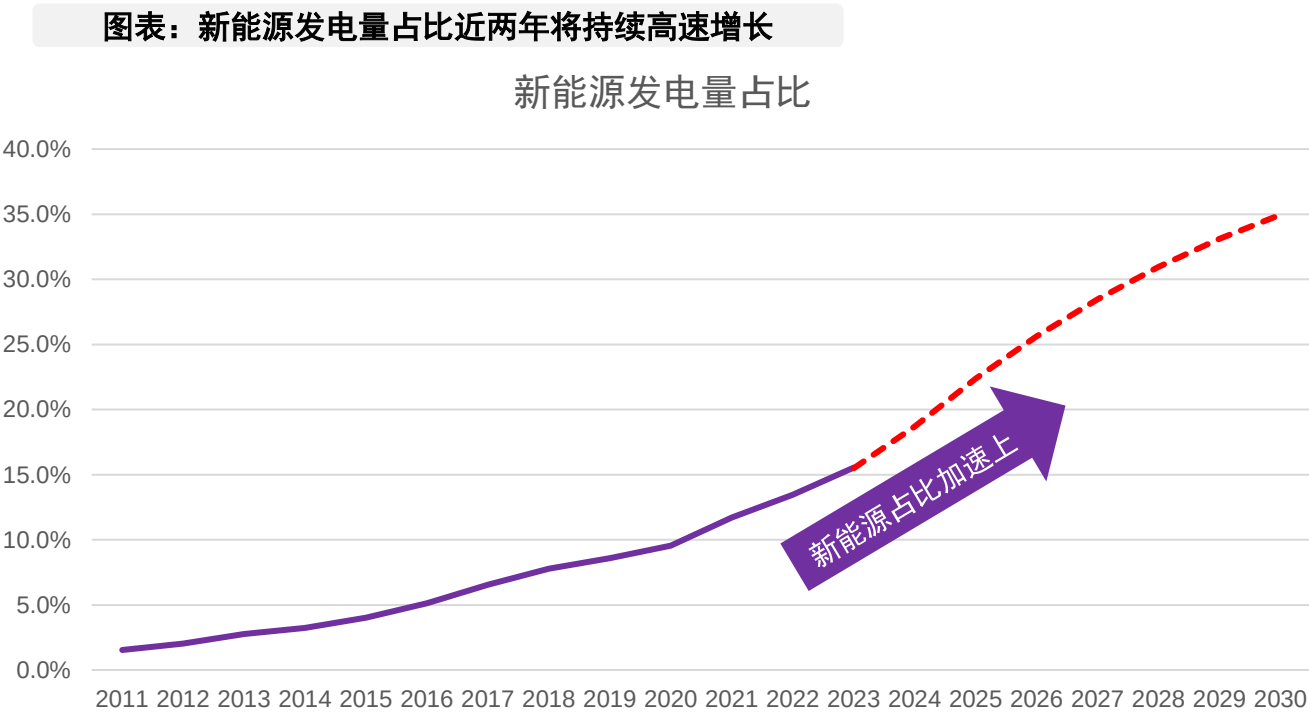
省份	政府基金附加	重大水利工程建设基金	大中型水库移民后期扶持资金	可再生能源电价	农网还贷资金	地方水库移民后期扶持基金	地方水利建设基金
江苏	2.94	0.42	0.62	1.90			
安徽	2.89	0.36	0.62	1.90			
山东	2.72	0.20	0.62	1.90			
山西	4.34	0.20	0.24	1.90	2.00		
北京	2.72	0.20	0.62	1.90			
河北	2.41	0.20	0.26	1.90		0.05	
冀北	2.41	0.20	0.26	1.90		0.05	
河南	2.89	0.32	0.62	1.90		0.05	
浙江	2.92	0.40	0.62	1.90			
上海	2.91	0.39	0.62	1.90			
云南	6.39	0.11	0.38	1.90	2.00		2.00
深圳	2.77	0.20	0.67	1.90			

资料来源：北极星电力网，华鑫证券研究

04 此轮电改的变化在 于新能源入市

此轮电改最大的变化在于新能源占比的提升

- 此次电改起点为最大的边际变化在**新能源发电量占比提高**。此轮电改起始于2015年，进度虽缓慢但也持续推进（2024年以来发电侧市场化交易电量占比达到60%，用电侧工商业电量全部入市）。近一两年格局有新变化——以风电光伏为代表的新能源发电量占比超过15%，风电光伏发电调节能力与灵活性能力较弱，更高比例的新能源入市意味着更高成本的灵活性和容量成本。
- 2010年至2015年期间，新能源发电量增长较慢，每年增长占比不到1%，整体占比较低，至2015年占比约在4%左右。2015至2020年，新能源发电量占比增长逐步提速，平均增速约在1%左右。2020年起新能源发电量快速提高，2020-2023年年均增长2.0%。根据我们预测由于2023年风电光伏新增装机均历史新高，预计未来五年新能源发电量占比年均增长超过3%。

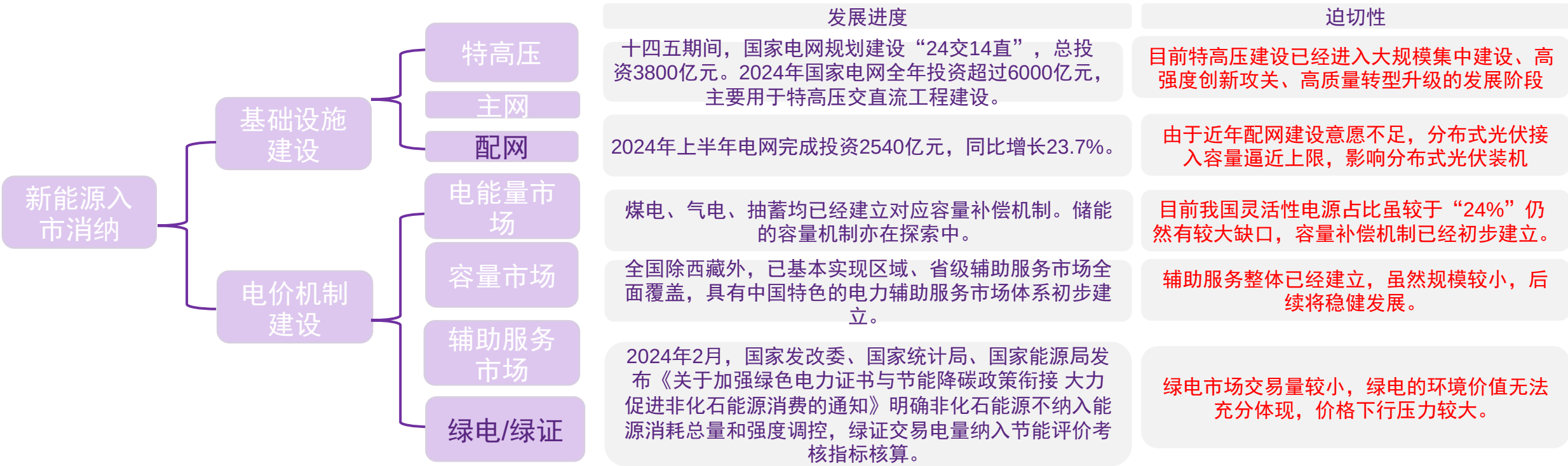


资料来源：Wind，华鑫证券研究

新能源占比提升对电网与市场建设均有较高要求

- 新能源入市比例提高带来较大的消纳压力：对基础设施建设的要求——包括特高压建设以及主配网建设要求。对电力市场建设的要求——新能源比例提高对电网稳定性带来较大挑战，代表灵活性资源的辅助服务市场规模将扩大。同时新能源入市后带来电能量价格的下降，对绿电/绿证的消费提出更高需求。
- 从电改角度推演，从特高压、主/配网、容量市场、辅助服务市场、绿电/绿证市场五个角度来看，我们认为，从基础设施建设角度来看，配网的投资意愿近年较低，影响分布式并网装机。从市场机制建设角度看，当前绿电/绿证市场的完善将最为迫切。

图表：新能源占比提升对市场机制与基础设施建设均有较大挑战



资料来源：Wind,中国电力报，国家电网报，华鑫证券研究

➤ 新能源分布式入市的消纳问题目前较为严重，6月4日，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》，放宽消纳红线至90%。而另一方面，随着省级现货市场的推进，各省调整峰谷时段或者直接推进零售侧参照现货市场价格结算将稳步推进，分布式光伏的价值快速下降。目前以分布式光伏为代表的自发自用用户装机量逐步提高，用户对电网企业的接入需求下降，降低了电网输配电价的收入，同样的电网费用分配到每度电的成本增加。另一方面，考虑到新能源发电的不稳定性，分布式用户所需的系统备用成本与灵活性成本反而有所增加。最终导致电网建设意愿较弱，配网投资额相对不足，近年分布式光伏接入容量逼近上限。

图表：电网的死亡螺旋



资料来源：电力系统自动化，华鑫证券研究

图表：分布式主体价格机制没有理顺

“备用费” 矛盾突出

无论是分布式自发自用还是分布式交易受益用户，均未完全承担其应承担的系统备用成本，当期末回收的输配电准许收入计入下一监管周期并向所有用户回收，相当于常规用户向分布式用户进行补贴。

交叉补贴未厘清

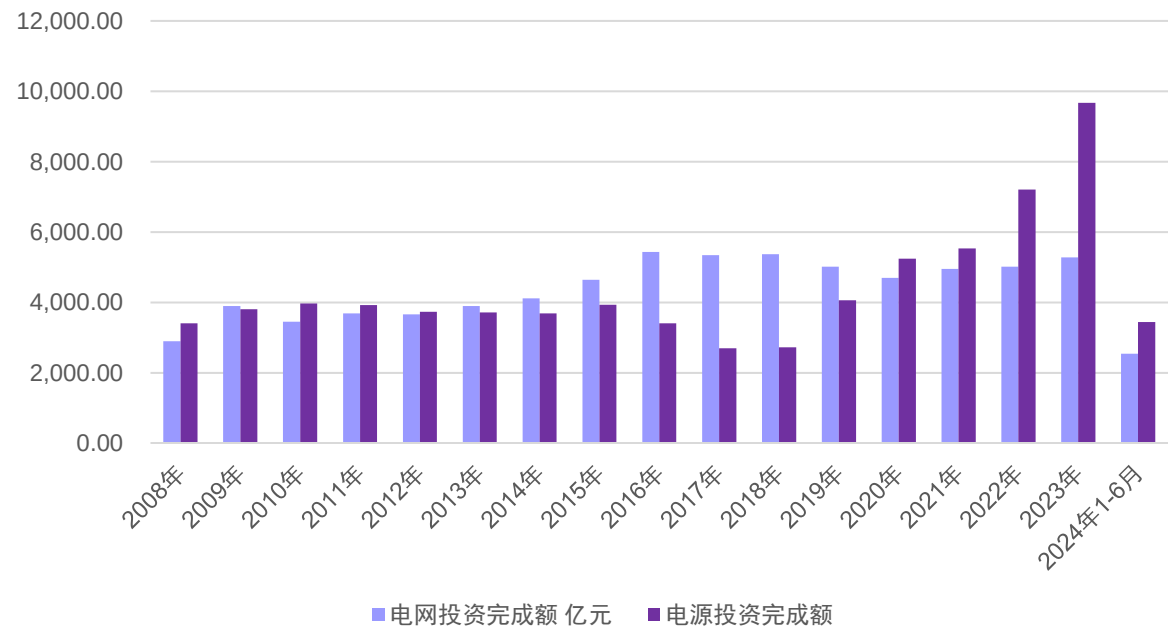
现行电价体系中不同用户类别、不同电压等级的输配实际成本尚未厘清，客观上导致分布式就近交易的购电用户存在少承担交叉补贴的问题。同时，分布式电源自发自用电量不承担政府性基金及附加。

辅助服务成本分摊

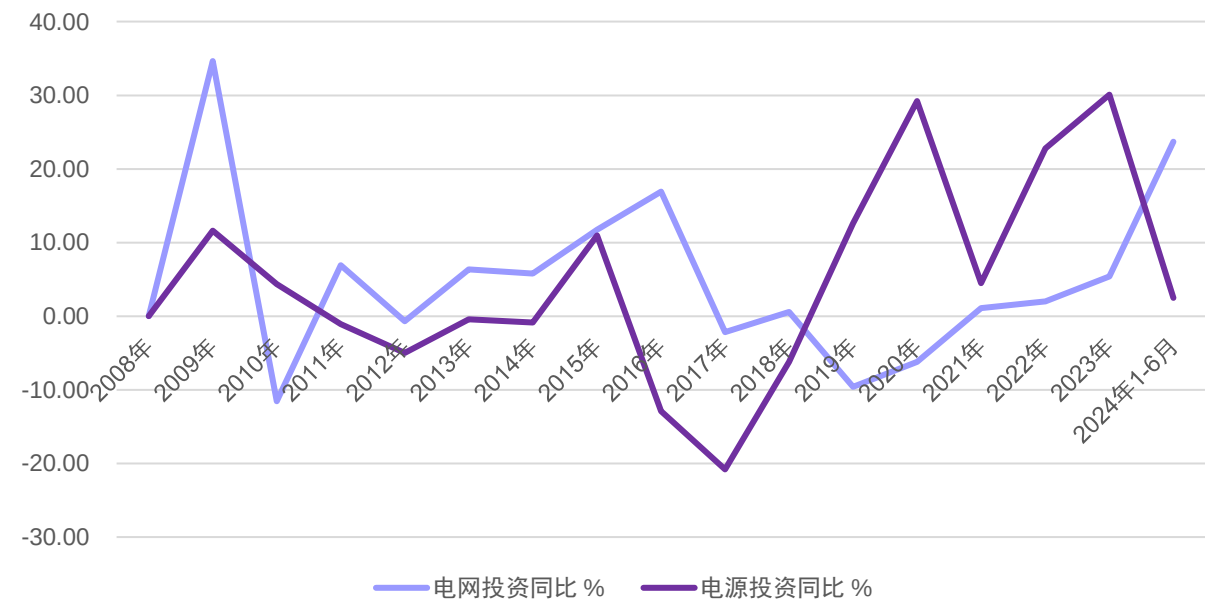
分布式发电的不确定性较高，目前分布式发电的偏差平衡责任，主要依靠常规发电企业进行出力调节，分布式自发自用用户和分布式就近交易主体未承担辅助服务成本。在涉及弃风弃光时，调度机构也倾向于优先控制集中式新能源场站。

- 近年电网投资额相对稳定，电源投资额增长较快。自2024年起，电网投资明显加速，2024年1-6月电网投资完成额为2540亿元，同增23.7%，远高于电源侧投资增速2.5%。2024年国家电网公司全年电网投资将超过6000亿元，比去年新增711亿元，新增投资主要用于特高压交直流工程建设、电网数字化智能化升级等。
- 特高压方面，截至2023年年底我国共建成39项特高压输电工程，其中特高压交流19条、特高压直流20条，特高压线路总长度超过4万公里。跨省区输电能力超3亿千瓦，累计送电超3万亿千瓦时，其中70%以上为清洁能源。

图表：近年电源投资额增长较快



图表：电网投资增速2024年反超电源投资



资料来源：Wind，华鑫证券研究

➤ 当前配网投资面临的困境：

➤ 配网投资意愿不足

近年配网投资占比从2019年的67%，逐步下降到2023年的55%。投资建设意愿明显减弱。

➤ 分布式光伏接入空间有限

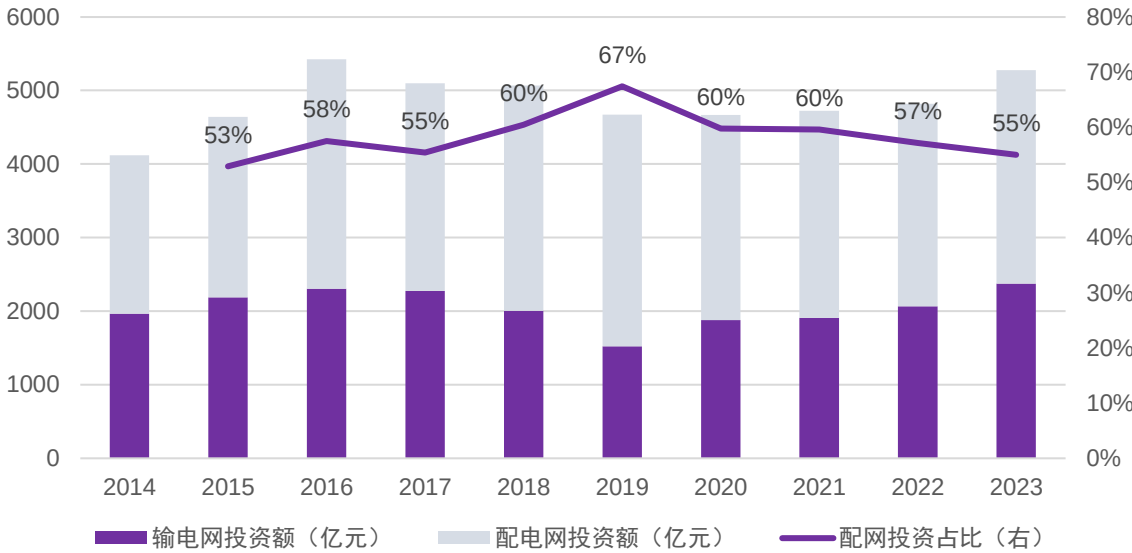
2023年6月，国家能源局下发《关于印发开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》，要求山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建6个试点省份会同电网企业按照要求，按期完成分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估。近期，各省公布评估结果显示，超过150个地区分布式光伏已无新增接入空间。如黑龙江分布式光伏装机仅149万千瓦（截至2023年前三季度）的省份，也给出了81地剩余容量为0的评估结果。

➤ 分布式光伏入市为大势所趋

目前，已有省份探索分布式光伏分时上网电价机制，2023年11月，山东省能源局指出“探索基于电力现货市场分时电价信号的分布式光伏分时上网电价机制，支持分布式储能聚合为‘云储能’响应调度需求，参与市场交易。”

资料来源：电力勘测设计及施工运维，电规总院，中电联，华鑫证券研究

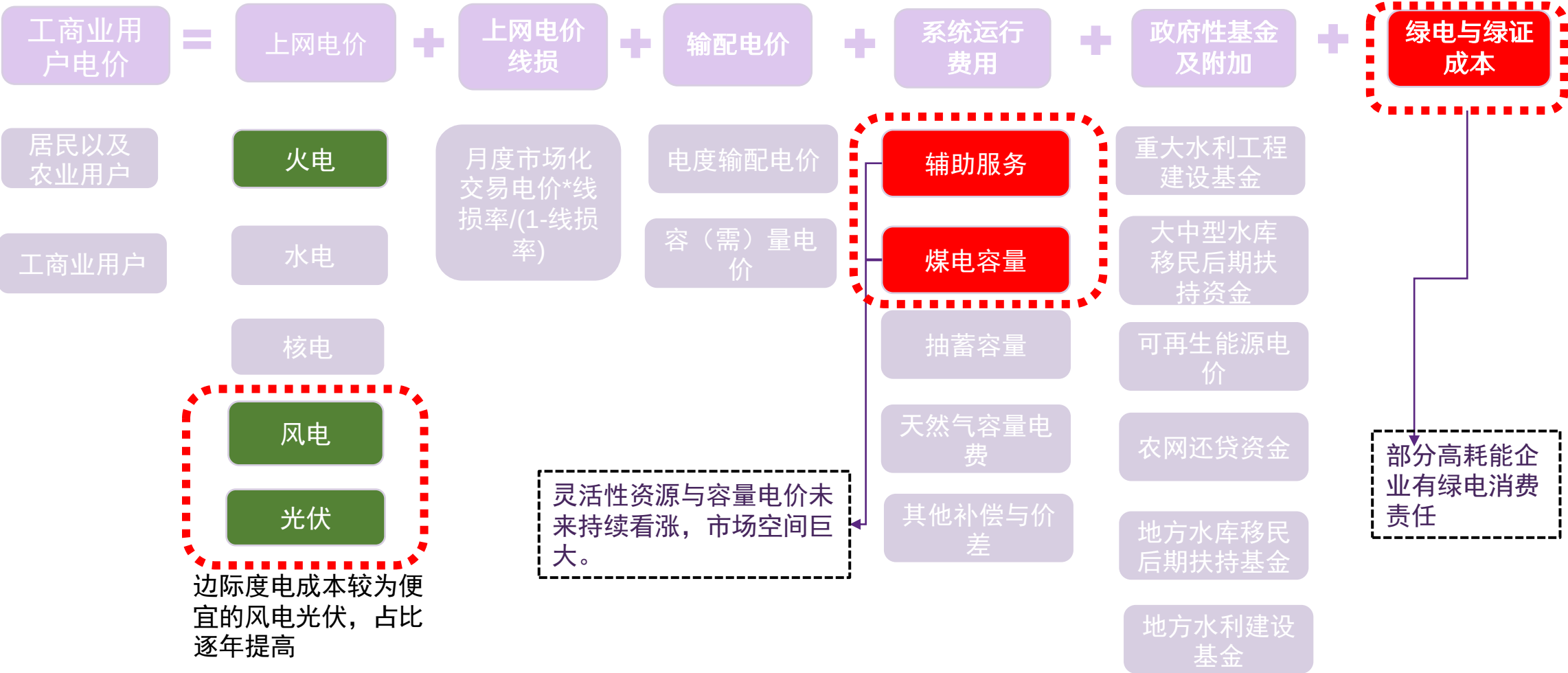
图表：2019年以来配网投资额占比逐年下降



➤ 未来配电网升级改造已经开启

- 国家发改委、国家能源局发布《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，提出到2025年，配电网承载力和灵活性显著提升，具备5亿千瓦左右分布式新能源接入能力。
- 各省公司今年陆续成立配电部及相关部署
- 江苏计划2024-2025 年配电网计划投资共约 400 亿元；2026-2030 年，配电网计划投资共约1100 亿元，合计1500亿。

电价机制出发，新能源入市比例提高将对工商业电价构成带来冲击



➤ 电能量价格将因电源侧装机的提升而有所降低（绿电、火电供应均有所增加），然而新能源占比提升带来的灵活性资源缺乏与备用电源必要性的提升将对辅助服务市场与容量市场带来提升。同时部分高耗能企业也将承担更多绿电消费责任。

资料来源：华鑫证券研究整理

图表：我国灵活性调节电源占比仍然较低

年份	2023	2025	2030
合计装机 亿千瓦	29.2	38.0	54.3
火电	13.9	15.9	17.8
水电	4.2	4.3	5.4
核电	0.569	0.70	1
风电	4.4	6.01	9.01
光伏	6.1	11.09	21.09
其中灵活性资源 亿千瓦	5.0	7.2	11.8
煤电	3	4.5	7
气电	1.22	1.6	2.35
抽蓄	0.5094	0.62	1.2
储能	0.226	0.5085	1.27
灵活性电源占比	17%	19%	22%
目标灵活性电源占比	24%	24%	24%
灵活性电源缺口 亿千瓦	2.05	1.89	1.22
煤电贡献灵活性	1.50	2.70	4.20
气电贡献灵活性	1.22	1.60	2.35
抽蓄贡献灵活性	0.51	0.62	1.20
储能贡献灵活性	0.23	0.51	1.27
合计灵活性	3.46	5.43	9.02

- 当前距离“24%”的灵活调节电源占比仍然有差距，但灵活性缺口后续将逐步缓解
- 《“十四五”现代能源体系规划》明确提出了2025年灵活调节电源占比达到24%左右、电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%—5%的目标。
 - 我们对2023、2025、2030年的装机以及灵活性资源进行测算，2023年底我国灵活性资源占比约为17%，距离24%的灵活性电源占比目标仍然有约2.05亿千万的缺口，后续随着近年火电灵活性改造与投建，叠加后续储能装机的高速增长，灵活性短缺有望逐步缓解。
- 辅助服务市场规模将持续扩大。目前，我国新能源装机占比为36%，辅助服务费用占总电费比重不到1%；对比美国2015年PJM可再生能源装机占比5%，辅助服务费用占比2.5%；英国可再生能源装机占比27%，辅助服务费用占比8%，未来辅助服务市场仍有较大空间。

图表：除火电外，其他灵活性调峰成本仍然较高

2023年灵活性资源 亿千瓦	占比	度电调峰额外成本 元/度	合计
煤电 亿千瓦	43%	0.05	0.022
气电 亿千瓦	35%	0.477	0.168
抽蓄 亿千瓦	15%	0.213	0.031
储能 亿千瓦	7%	0.316	0.021
加权灵活性成本 元/度			0.242

资料来源：南方能源观察，《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，InfoLink Consulting, 华鑫证券研究

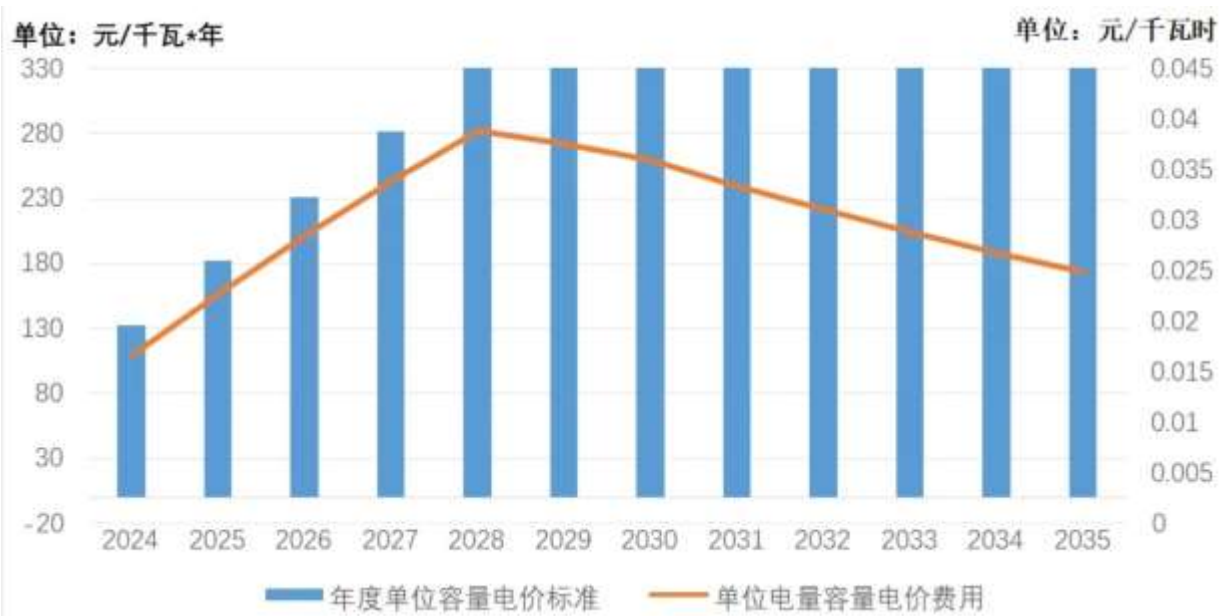
容量市场初步建立，未来容量电费有望先升后降

- 随着2023年11月《关于建立煤电容量电价机制的通知》的发布，我国煤电容量补偿机制得以确立。除了储能以外，气电、抽水蓄能、煤电均已建立相应补偿机制，预计后续可能逐步向容量市场演进。
- 火电地位短期不可撼动，未来发展会逐步转向“基础保障性和系统调节性电源并重”的资源方向。近两年煤电相关政策出台叠加煤价下行使得煤电价值有所改善，但是目前容量电价现在定价标准仍然较低，按照每年固定成本30-50%的基准价格进行计算，而在新能源市场进一步入市的过程中，容量电价的价值有望持续提升。
- 如若按照100%的固定成本基准价格进行计算，则对工商业电价冲击2.7分/度，占2023年平均工商业电价4.3%。可以按照假设每年以15%的比例增加，到2028年回收比例达到100%、工商业用电量按5.5%的增长率、到2030年碳达峰前煤电容量2%~5%的增长率增长、2030年后煤电容量和发电量负增长、年利用小时数由2024年的4600小时逐步降至2035年的4000小时计算，用户电费中单位度电补偿量还将呈逐年下降趋势，而发电侧度电补偿将逐年提升。

图表：容量电价若按100%固定成本计算，会对用户侧电价带来4.5分成本

测算	以2023年测算
煤电装机量 亿千瓦	11.83
符合规定范围的煤电容量约占煤电总容量占比	85%
合规煤电容量 亿千瓦	10.0555
按照100%的容量电价回收	330
容量电费 亿元	3318.315
工商业用电量 亿度	73792.8
用户侧容量电价 元/度	0.045
2023燃煤发电量 万亿度	5.542
发电侧容量补偿 元/度	0.060
按照40%的容量电价回收	132
容量电费 亿元	1327.326
工商业用电量 亿度	73792.8
用户侧容量电价 元/度	0.018
对工商业电价冲击 元/度	0.027
2023燃煤发电量 度	5.542
发电侧容量补偿 元/度	0.024

图表：未来单位度电补偿量还将呈先升后降趋势（右轴为电价费用）



资料来源：global petrol prices，中国电力企业管理，国家发改委，国家能源局，电查查，华鑫证券研究

- 2017年1月，开始试行绿证自愿认购制度。但由于应用场景较为稀少，很长一段时间，绿证市场基本处于有价无市的状态。2023年8月，国家发改委、财政部、国家能源局发布的《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》明确对全部可再生能源电量核发绿证。2024年2月，国家发展改革委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，首次将绿证交易纳入省级人民政府的考核，加强了绿证与能耗“双控”政策的衔接。尽管如此，各省能耗考核的要求各有差异，且并未将任务分解给具体用户，目前电力用户购买绿电的意愿仍然较弱。
- 从交易量上看，2023年，全国绿电（绿证）交易总量为1059亿千瓦时，其中绿电交易695.3亿千瓦时，绿证交易对应电量363.7亿千瓦时，测算评价可再生能源发电量2023年约为8138亿度，绿电与绿证交易量占比仅为13%。（暂不考虑非平价绿电）

图表：绿证绿电的需求分类

用户类型	应用场景	绿电	绿证
国内碳市场控排企业	降低碳市场排放	√（部分）	×
出口型企业	应对CBAM，降低电力间接排放	√（初步）	×
跨国企业	RE100等行业倡议	√	√（有条件）
电力用户	完成可再生能源消纳责任	√	√
能耗管理企业	完成能耗考核任务	√	√
社会责任企业	通过ESG、绿色低碳声明等方式体现自身社会责任	√	√

资料来源：电煤新联，电查查，中国电力企业管理，华鑫证券研究

图表：目前绿电绿证交易量占比仍然较低

2023年风光发电量 亿千瓦时	1.47
厂用电率	2%
上网电量 亿千瓦时	1.4406
平价风电装机 亿千瓦	1.6
风电发电小时 h/年	2225
2023年平价风电发电量 亿千瓦时	3560
平价光伏装机 亿千瓦	3.56
光伏发电小时数 h/年	1286
2023年评价光伏发电量 亿千瓦时	4578.16
2023年平价可再生能源 亿度	8138.16
绿电交易量 亿度	695.3
绿证交易量 亿度	363.7
绿电/绿证交易量占比	13.0%

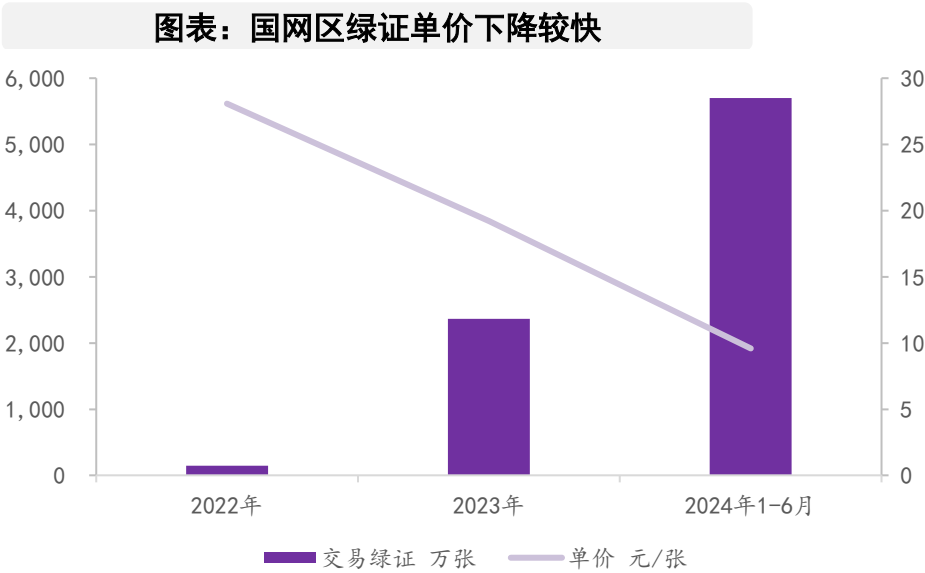
总结：从市场机制建设角度来看，绿电/绿证市场建设最为迫切

		发展方向	紧迫程度	市场建设情况
市场机制建设	电能量市场	↓	***	➤ 截至2023年底，全国共有29个地区开展电力现货市场(试)运行，建设覆盖范围空前；山西、广东电力现货市场于年末先后转入正式运行，省间电力现货市场启动整年连续结算试运行。山东省于2024年转入正式运行。
	容量市场	↑	**	➤ 随着2023年11月《关于建立煤电容量电价机制的通知》的发布，我国煤电容量补偿机制得以确立。除了储能以外，气电、抽水蓄能、煤电均已建立相应补偿机制，预计后续可能逐步向容量市场演进，容量电费有望先升后降。
	辅助服务市场	↑	****	➤ 2023年底我国灵活性资源占比约为17%，距离24%的灵活性电源占比目标仍然有约2.05亿千瓦的缺口。随着近年火电灵活性改造与投建，叠加后续储能装机的高速增长，灵活性短缺有望逐步缓解。各地逐步探索建立调峰、调频、备用等辅助服务市场价格机制，辅助服务市场规模将持续扩大。
	绿电/绿证	↑	*****	➤ 各省能耗考核的要求各有差异，且并未将任务分解给具体用户，目前电力用户购买绿电的意愿仍然较弱。 ➤ 从交易量上看，绿电与绿证交易量占比平价可再生能源电量仅为13%。

资料来源：华鑫证券研究整理

绿电与绿证市场后续推演——高耗能企业强制消费绿电

- 7月17日，内蒙古发改委对《内蒙古自治区建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》征求意见。该征求意见稿明确提出要实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制。**据此我们认为后续各省有望推出类似高耗能企业消费绿电要求出炉。**
- 在此基础上，我们进行测算：若由高耗能电力用户承担全部剩余未交易绿电，则所需对应强制消费绿电占比约为29%。由于目前绿证与绿电的需求尚未完全建立，价格不能完全反应市场供需，我们参考全国碳市场价格进行测算，高耗能企业电价需增加1.8分。考虑到新能源发电量预计占比持续提升，碳市场交易电价上涨趋势明显，假设仅考虑平价绿电；后续成本将持续增加。若由火电发电企业承担，则对应度电成本需增加0.7分。



资料来源：电联新媒，中国电力企业管理，华鑫证券研究

图表：高耗能企业将承担约1.8分的绿电成本

绿电供应量 亿度		8138
2023年绿电与绿证交易量 亿度		1059
若由高耗能 电力用户承 担	剩余未交易绿电 亿度	7079
	传统高耗能行业用电量 万亿度	2.4
	强制消费绿电占比	29%
	二氧化碳排放因子 kgCO2/kWh	0.59
	全国碳市场价格 元/吨	100
	度电碳价格 元/kwh	0.059
	对应绿证价格 元/mwh	59.42
	以碳价测算可再生能源溢价市场 亿元	421
	高耗能企业度电成本增加 元/度	0.018
	2023年工商业平均电价 元/度	0.63
	高耗能企业度电成本增加 %	2.76%
若由发电企 业承担	火电2023年发电量 亿度	62657
	火电发电企业度电成本增加 元/ 度	0.007

➤ 综合我们对于未来电改以及电力市场建设的推演，我们认为此轮电改带来的边际变化如下：

➤ **绿电绿证市场建设较为紧迫，绿电溢价将提升，绿电企业有望盈利提升：**

从电能量市场、容量市场、辅助服务市场、绿电/绿证交易市场对比来看，我们认为绿电相关市场建设仍然处于初级阶段，紧迫性较强。特别是绿电占比将加速提升，预计未来各省将陆续推动高耗能企业消耗绿电，参考全国碳市场价格进行测算，高耗能企业电价需增加1.8分，占比电价比例较低。伴随绿电的需求得以进一步释放，相应的绿电溢价将提升，从而完善绿电的环境价值，推动电改进一步建设市场化电价机制。而成本侧，目前绿电的投资成本将持续降低。且绿电企业经历过23年装机高速增长后，发电量有望在24年迎来较快增长。

进入2024年以来，相关政策提速较快，2024年2月首次将绿证交易纳入省级人民政府的考核，加强了绿证与能耗“双控”政策的衔接；7月17日，内蒙古发改委明确提出要实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制；8月2日，发改委印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制。

综上，电改催化下，我们看好未来绿电企业的盈利有望持续修复。

➤ **电网投资加速大势所趋，分布式光伏接入急需配网升级改造，配网电力设备与信息化有望受益：**

新能源入市同步需要包括特高压在内的主网建设与配网建设加速进行，从目前的进度来看，以特高压为代表的主网进展相对较快，而配网侧投资连续多年占比下降（从2019年的67%，逐步下降到2023年的55%）。国家发改委、国家能源局发布《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，提出到2025年，配电网承载力和灵活性显著提升，具备5亿千瓦左右分布式新能源接入能力。因此后续配网建设将提速，我们看好配网侧业务占比较高的电力设备公司以及相应电网信息化相关公司。

➤ 综合我们对于未来电改以及电力市场建设的推演，我们认为此轮电改带来的边际变化如下：

➤ **火电收入结构将分化，电能量市场收入下降，容量与辅助服务市场获利，企业盈利有所分化：**

对于火电而言，2024年以来盈利有所修复，预计未来电能量市场收入将由于电能量市场价格下跌以及利用小时数下降而下滑，但容量补偿后续将由目前的固定成本的30%-50%持续提高至100%，同时辅助服务费用亦将持续扩大。预计后续火电的收入收入结构分化，盈利整体维稳。发电企业除了技改降本以外，能够积极参与电力市场，获得现货（调峰）以及辅助服务收入将带来收益上的区别。

➤ **灵活性资源长期需依靠新型主体，长期来看需完善对应盈利模式（储能、微电网），有望出台储能容量电价，设备厂商受益**

短期来看，随着近两年火电逐步投建与灵活性改造完成，灵活性电源占比有了一定提高。但是长期来看，灵活性资源需要依靠包括储能、微电网在内的新型主体。目前储能仍然依靠容量补偿以及容量租赁的方式保持较低的盈利水平，《关于建立煤电容量电价机制的通知》明确提出：逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。由于新型储能在调节性能和零碳属性方面优于煤电，预计后续储能的容量电价机制仍然有较大概率会出台。

由于电芯价格近年快速下跌、储能盈利模式尚未完全建立，储能设备价格处于低价竞争的态势，设备厂商盈利较弱。伴随储能在辅助服务市场与容量市场的盈利提升，储能集成厂商与上游设备（电芯、PCS、温控）厂商有望受益。

电力现货市场进展不及预期

电力行业政策变动的风险

宏观经济波动风险

推荐公司业绩不及预期

傅鸿浩：所长助理、碳中和组长，电力设备首席分析师，中国科学院工学硕士，央企战略与6年新能源研究经验。

杜飞：碳中和组成员，中山大学理学学士，香港中文大学理学硕士，负责有色及新材料研究工作。曾就职于江铜集团金瑞期货，具备3年有色金属期货研究经验。

覃前：碳中和组成员，金融硕士，大连理工大学工学学士，2024年加入华鑫有色团队。

臧天律：金融工程硕士，CFA、FRM持证人。上海交通大学金融本科，4年金融行业研究经验，覆盖光伏、储能领域。

证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

免责声明

华鑫证券有限责任公司（以下简称“华鑫证券”）具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。本报告由华鑫证券制作，仅供华鑫证券的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告中的信息均来源于公开资料，华鑫证券研究部门及相关研究人员力求准确可靠，但对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。我们已力求报告内容客观、公正，但报告中的信息与所表达的观点不构成所述证券买卖的出价或询价的依据，该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时结合各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就财务、法律、商业、税收等方面咨询专业顾问的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华鑫证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露。

本报告中的资料、意见、预测均只反映报告初次发布时的判断，可能会随时调整。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。在不同时期，华鑫证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。华鑫证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告版权仅为华鑫证券所有，未经华鑫证券书面授权，任何机构和个人不得以任何形式刊载、翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若华鑫证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，华鑫证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成华鑫证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。如未经华鑫证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。华鑫证券将保留随时追究其法律责任的权利。请投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的华鑫证券研究报告。

证券投资评级说明

股票投资评级说明：

	投资建议	预测个股相对同期证券市场代表性指数涨幅
1	买入	>20%
2	增持	10%—20%
3	中性	-10%—10%
4	卖出	<-10%

行业投资评级说明：

	投资建议	行业指数相对同期证券市场代表性指数涨幅
1	推荐	>10%
2	中性	-10%—10%
3	回避	<-10%

以报告日后的12个月内，预测个股或行业指数相对于相关证券市场主要指数的涨跌幅为标准。

相关证券市场代表性指数说明：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；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以道琼斯指数为基准。



华鑫证券
CHINA FORTUNE SECURITIES

研创造价值