

图片由AI合成生成

长江证券 CHANGJIANG SECURITIES

| 证券研究报告 |

行业研究 | 深度报告 | 公用事业

瓦特与比特：中美 AI 的另一本账单

请阅读最后评级说明和重要声明

报告要点

电价是可贸易品的隐性汇率，它把本地资源、工程、资本和制度成本带入全球商品定价。对工业国而言，电价的目标不是追求脱离基本面的绝对低位，而是在覆盖安全与再投资的前提下，维持相对主要竞争对手的成本优势。2001 年以来，中国电价先后服务于短缺保供、企业降本与系统再平衡；美国则经历页岩气红利、成熟资产低成本和 AI 驱动的再投资周期。我们据此比较两套电力体系的相对成本变化，讨论中国工业竞争力与发电资产回报如何在新阶段实现新的平衡。

分析师及联系人



张韦华

SAC：S0490517080003

SFC：BQT627



司旗

SAC：S0490520120001



宋尚骞

SAC：S0490520110001



刘亚辉

SAC：S0490523080003



张子淳

公用事业

| 证券研究报告 |

2026-09-03

行业研究 | 深度报告

投资评级 看好 | 维持

瓦特与比特：中美 AI 的另一本账单

电价是可贸易品的隐性汇率：相对比价为何重要？

电力具有鲜明的本地属性，却会通过可贸易品成本进入全球竞争。煤电、气电或新能源只是供电路径，企业最终比较的是稳定获得一度电所支付的综合成本。对工业国而言，真正有意义的并非脱离基本面的绝对低价，而是在保障供电安全和系统再投资的基础上，维持相对主要竞争对手的成本优势。若能源价格长期低于合理回报水平，新增降价未必继续转化为国内企业利润，反而可能通过更低的出口报价部分让渡给海外消费者。更优的状态，是以可持续的相对优势赢得市场，同时将更多利润、税收与产业价值留在国内。因此，我们将中美电价视为观察全球工业成本变化的重要坐标，而非国内电价调整的直接依据。

二十年复盘：两套电力体系如何塑造工业成本

过去二十余年，中国电价的变化始终服务于自身产业阶段。2001—2011 年，工业化加速带来电力短缺，价格需要覆盖燃料上涨和新增投资，以支持电源、电网扩张；2012 年以后，煤价回落和电力市场化改革为降低企业用能成本创造条件；2016—2020 年，外需放缓、国内需求换挡和产能利用率下降压低企业收入，人工、土地、物流和融资成本仍在上升，部分行业又受制于技术壁垒、品牌溢价和海外渠道，企业利润受到收入与成本的双重挤压。在此背景下，降低制度性交易成本和工商业电价，成为改善现金流、维持开工和稳定工业竞争力的重要手段。美国同期依靠页岩气、低需求和折旧充分的存量资产维持较低系统成本，为全球工业能源成本提供了比较坐标，但两国电价政策始终由各自的供需、燃料成本和产业目标决定。

AI 与再工业化重启电力投资，中美成本路径再分化

进入 AI 与再工业化周期，电力成本正在由背景变量转向产业竞争的核心约束。美国数据中心、先进制造和电气化持续上修负荷预期，新增燃机、电网线路、变电站和配电设施需要在设备价格、工程造价和融资成本高位集中建设，过去由低气价、低需求和成熟资产共同形成的低成本组合正在弱化。中国同样面临算力与电气化带来的需求增长，但完整设备产业链、较低工程造价、大规模新增装机和存量资产折旧到期，为系统成本提供了更厚的缓冲。中美成本路径由此重新分化，中国工业能源的相对优势有望进一步扩大，也为国内电价在兼顾产业竞争力的同时，更充分反映容量、调节、安全和再投资价值创造了空间。

投资建议：相对优势延续，发电资产迎来价值修复

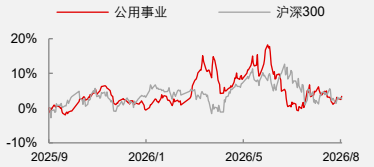
电价作为可贸易品的隐性汇率，既要保障实体经济的相对成本优势，也要具备覆盖电力系统安全和再投资成本的能力。随着供需由宽松走向平衡、容量与调节价值逐步显性化，发电资产的盈利稳定性和现金流质量有望改善。推荐关注**国电电力、陕西能源、华能蒙电等煤电一体化标的**以及优质转型火电运营商**华能国际 H、华润电力 H、福能股份等**；水电、核电等长寿命、低边际成本电源的存量资产价值有望重估；推荐关注**中国核电、中广核电力 H、长江电力、国投电力、川投能源和华能水电**。绿电板块推荐关注**龙源电力 H、新天绿色能源 H、中国电力 H 和中闽能源。**

风险提示

1、电价政策调整不及预期风险；2、电力需求增长不及预期风险；

3、新增电源投产超预期风险；4、燃料成本及自然条件大幅波动风险。

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《降碳提速：责任压实、碳价上行与工业攻坚》2026-08-31
- 《中报陆续披露，火电经营呈现哪些特征？》2026-08-30
- 《国内算力支持向 AI 应用全链条延伸，海外政策重塑资源配置》2026-08-28

更多研报请访问
长江研究小程序

目录

电价是可贸易品的隐性汇率：相对比价为何重要？ 6
二十年复盘：两套电力体系如何塑造工业成本 10
2001-2011 年：短缺下的成本传导与能力扩张 10
2012-2015 年：页岩革命重塑美国能源成本 11
2016-2020 年：经济压力下电力行业的负重前行 14
AI 与再工业化重启电力投资，中美成本路径再分化 18
需求与再投资共振，美国电力成本中枢上移 18
相对成本安全垫扩大：中国定价兼顾竞争与回报 20
投资建议 25
风险提示 26

图表目录

图 1：能源成本、供需格局与政策机制共同决定终端电价 6
图 2：电价每上涨 0.1 元/千瓦时，主要工业品吨成本增量（单位：元/吨） 7
图 3：可贸易品竞争中的能源相对比价框架 7
图 4：中美工业能源相对比价经历三轮切换 8
图 5：美国 2023 年起电力行业投资进入新一轮跨越式增长（单位：亿美元） 8
图 6：AI 时代中国工业能源相对成本安全垫扩大 9
图 7：入市之后，中国用电增速长期维持高位，电力供需偏紧 10
图 8：中美火电燃料成本彼时均有显著上涨 10
图 9：煤电联动机制形成后，电价连续上涨 11
图 10：在国内电价逐步上调的过程中，中美电价走势逆转（单位：元/千瓦时） 11
图 11：电力股在 2003-2004 年行情中曾作为五朵金花行情中重要代表实现优异表现 11
图 12：美国页岩气革命成功后页岩气产量快速增长 12
图 13：2012 年后美国气电开始实现较煤电度电燃料成本的优势（单位：美元/千瓦时） 12
图 14：页岩气革命成功，煤电和气电发电量快速逆转（单位：亿千瓦时） 12
图 15：页岩气革命成功后，全球三大基准最低且波动最小为美国气价（单位：美元/百万英热） 13
图 16：将港口气价及煤价折算后，页岩气革命奠定了美国气电燃料成本的优势（单位：元/千瓦时） 13
图 17：美国发电量 2010 年之后基本稳定（单位：亿千瓦时） 13
图 18：美国煤电机组平均寿命远超 20 年的折旧年限（单位：年） 13
图 19：中国的 GDP 增速虽有下滑依然维持在相对高位 14
图 20：2011 年后，中国煤价快速下降，且降幅大于天然气气价（单位：元/吨，美元/百万英热） 14
图 21：2012 年后，得益于煤价的下跌，中国电价步入降价周期（单位：分/千瓦时） 14
图 22：2011 年之后，中美工业电价比价虽有收窄，但依然较大（单位：元/千瓦时） 14
图 23：中国 2015 年 GDP 增速持续下滑，但海外发达国家已经触底回暖 15
图 24：2015 年中国出口金额负增长及工业增加值增速显著下滑 15
图 25：2016 年曹德旺对比中美制造业成本成为重要风向标 15
图 26：2018 年一般工商业电价降低 10%的 4 批具体措施 16

图 27：2019 年一般工商业电价下降的第一批与第二批措施.....16
图 28：广东电力交易中市场电年度累计折价情况（单位：厘/千瓦时）.....16
图 29：华能国际、华电国际市场交易电量占比持续提升.....16
图 30：2017 年之后，中美火电燃料价格基本稳定（单位：元/吨，美元/百万英热）.....17
图 31：2017 年后，中国电价快速下降，而美国电价基本维持稳定（单位：元/千瓦时）.....17
图 32：2021 年全球能源产品价格暴涨（单位：元/吨，美元/百万英热）.....18
图 33：美国工业电价也系统性上行，但在燃料成本下降后并没有回落（单位：美分/千瓦时）.....18
图 34：美国用电量已经重现趋势性上行（单位：亿千瓦时）.....18
图 35：2026-2030 年美国电力负荷供需风险区域预测.....18
图 36：美国电力行业资本开支将加速上行（单位：十亿美元）.....19
图 37：美国投产 CCGT 造价将在未来两年翻倍（单位：美元/千瓦）.....19
图 38：美国企业债收益率 2022 年之后持续处于偏高水平.....19
图 39：AI 时代美国电价传导机制.....20
图 40：中国主要工业省份电价仅高于德州水平（单位：元/千瓦时）.....21
图 41：2023 年后中国装机快速增长.....21
图 42：2022 年后，秦港 5500 动力煤价逐年回落（单位：元/吨）.....21
图 43：火电机组折旧到期占比将会越来越高（单位：万千瓦）.....22
图 44：中国容量供需系数将会持续上行.....23

表 1：美国电网投资也长期远超中国造价水平（单位：万元/千米）.....20
表 2：中美电源侧度电固定成本将在新一轮燃机扩张后出现质的差异.....21
表 3：全国供需负荷供需关系测算及预测（单位：亿千瓦）.....23

电价是可贸易品的隐性汇率：相对比价为何重要？

电力是本地生产要素，却会通过可贸易品进入全球竞争。长期以来，电价并不是一个容易进行跨国比较的指标。各国的资源禀赋、发电结构、电网形态和监管制度差异显著，美国依托天然气资源与成熟电网，中国以煤电为主体并长期承担高速增长下的系统扩张，欧洲则在能源进口依赖与绿色转型中形成了明显更高的终端能源成本，其终端电价长期高企，已脱离全球制造业成本比较的参照系，作为比较坐标的意义有限，本文不再展开。若只比较某一时点的绝对电价，容易把发展阶段和制度差异误读为效率差异；但对参与全球竞争的工业企业而言，真正进入成本表的并不是电从煤、气、水还是新能源中产生，而是稳定获得一度电所支付的综合成本，因此我们把分析重点放在全球制造业竞争最具代表性的中美两大工业体系。

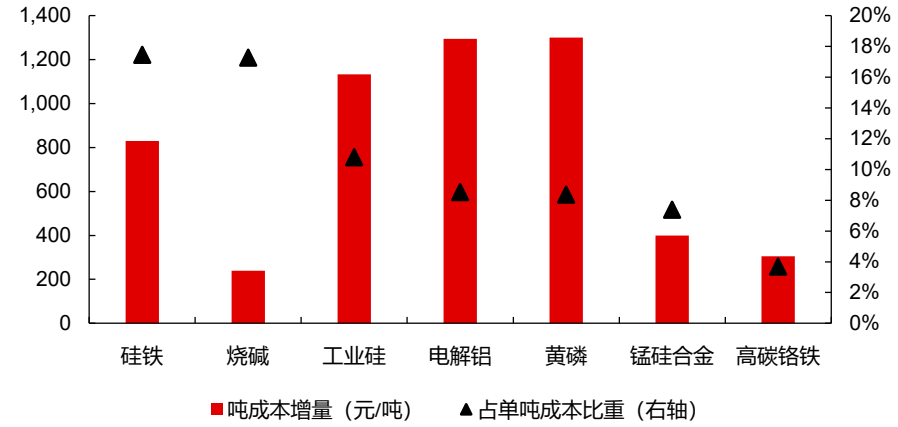
图 1：能源成本、供需格局与政策机制共同决定终端电价



资料来源：长江证券研究所

电价之所以接近可贸易品的隐性汇率，在于它把本地电力系统的成本差异带入全球定价。电力并非各国工业竞争能力的全部，仅是生产要素成本的一项而已，由于其他生产要素超出了我们讨论的范畴，我们在本文更多聚焦在电价这一相对简单且可比的生产要素。相较于其他生产资料，电力难以大规模跨境储运，连续生产对供电质量又有极高要求，企业可以更换原材料供应商、调整运输路线，却很难脱离所在地的电力系统。因而，电价不是普通原料价格，而是一国制造业最难规避的本地生产要素之一。它把能源资源、工程建设、资本成本、系统效率和制度安排汇总到一度电中，再通过产品成本、利润率和资本回报进入全球竞争。我们以几个典型案例作为比较，按照国家能耗标准和项目节能审查值测算，电价每上涨 0.1 元/千瓦时，黄磷、电解铝和工业硅的吨成本将分别增加约 1300 元、1295 元和 1133 元，硅铁、锰硅合金、高碳铬铁和烧碱的吨成本也将增加 239—830 元。对于全球定价的工业品，企业很难把全部成本增量转嫁给下游，电价变化最终会在产品报价、开工率、利润和新增产能选址之间重新分配。也正因如此，电力虽然不能直接跨境交易，却会借由商品贸易持续影响一国工业体系的相对竞争力。

图 2：电价每上涨 0.1 元/千瓦时，主要工业品吨成本增量（单位：元/吨）[1]



资料来源：工信部，国家发改委，Wind，长江证券研究所

图 3：可贸易品竞争中的能源相对比价框架



资料来源：长江证券研究所

因此，工业电价始终受到两条边界约束。上限来自企业的成本竞争力：当需求走弱、产品溢价不足或综合成本上升时，为实体工业经济留出利润空间成为了电价隐形的约束；下限来自电力系统的可持续性：价格必须覆盖燃料、安全运行、调节能力和新增投资。短缺时期，提高成本回收能力有助于形成供给；工业企业经营承压时期，煤价回落、降费和市场化改革可以释放降本空间；当供需重新趋紧、相对成本优势已经建立时，价格又需要回到竞争力与再投资之间的平衡，这一逻辑才是理解中国电价周期的主线。

[1] 此处的吨成本使用代表性公司及行业的平均营业成本，电解铝、黄磷、硅铁、锰硅合金均为上市公司 2025 年的吨成本，工业硅和高碳铬铁为行业 2025 年的吨成本，烧碱为 2024 年滨化股份吨营业成本。

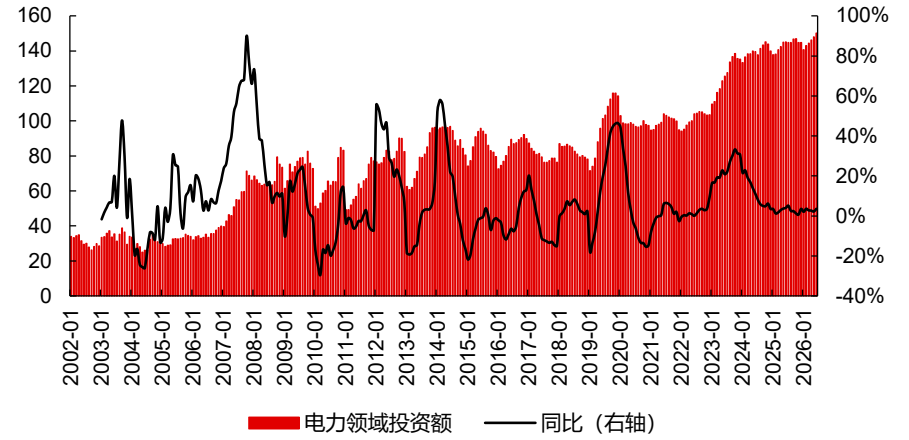
图 4：中美工业能源相对比价经历三轮切换



资料来源：长江证券研究所

AI 正在把电力成本从背景变量推向重要约束。数据中心、先进制造和电气化都需要电源、电网、设备和资本开支同步投入，同一轮技术革命因而会在不同电力体系中形成不同的成本结果。美国负荷预期持续上修，新增燃机、电网线路、变电站和配电设施需要在设备价格与融资成本高位集中建设，燃料价格仍会随周期波动，但电源和电网资产以数十年计价，其资本成本一旦进入监管核价和终端账单，便具有更强的跨周期黏性；中国同样面临算力和电气化带来的需求增长，但过去数年形成的大规模新增装机、完整设备产业链和较低工程造价，为新增负荷提供了更低的建设成本。中美竞争因此不只是算力规模之争，也会通过单位系统成本改变两国可贸易品的相对价格。

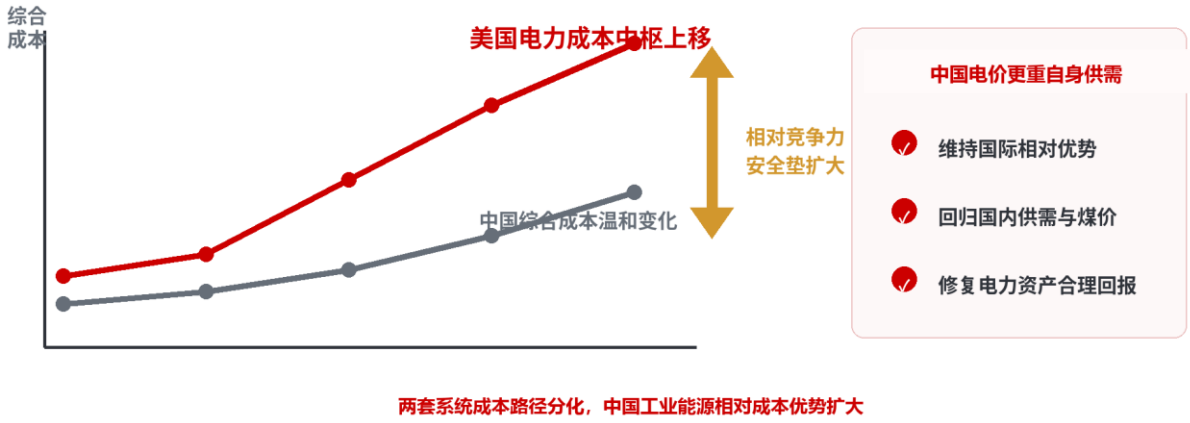
图 5：美国 2023 年起电力行业投资进入新一轮跨越式增长（单位：亿美元）



资料来源：FRED，长江证券研究所

我们据此观察中美工业能源相对比价的长期变化。中国电价包含增值税、两部制电价、政府性基金与代理购电等项目，美国 EIA 工业电价由售电收入与售电量计算，各州税费、需量电价和用户负荷特征亦有差异，汇率还会影响跨国折算结果，因此单个年份的静态价差只能作为参考。下文先复盘中国电价如何在“短缺保供—工业降本—成本与回报再平衡”之间切换，再把美国同期的燃料、需求和资产周期放到同一坐标中比较，以判断中国工业能源的相对优势以及电力资产合理回报的空间。

图 6：AI 时代中国工业能源相对成本安全垫扩大



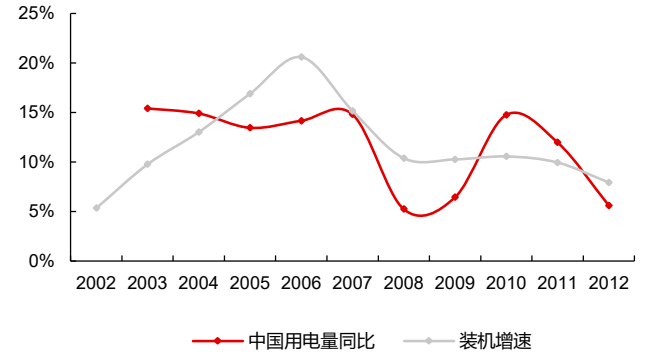
资料来源：长江证券研究所

二十年复盘：两套电力体系如何塑造工业成本

2001-2011 年：短缺下的成本传导与能力扩张

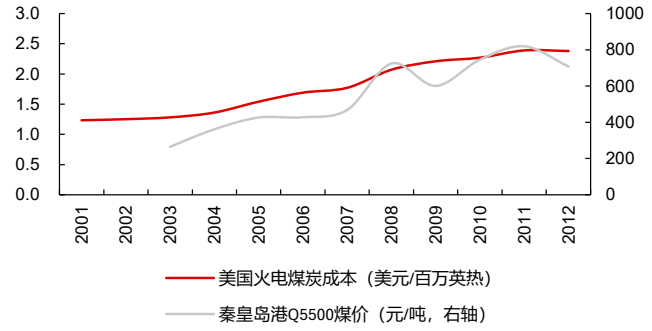
2001-2011 年，中美能源价格整体处于同步上行阶段，但中国电力供给更为紧张。入世后工业生产和出口快速增长，钢铁、有色、化工、机械及出口加工共同推升负荷，部分地区持续面临拉闸限电和电源不足。在这一阶段，电力作为基础生产要素的首要价值是稳定供应；如果价格无法覆盖燃料和新增投资，低电价带来的节省往往会被停产和缺货损失抵消。同期中美燃料成本均明显上行，美国火电煤炭成本由 2001 年的 1.23 美元/百万英热升至 2011 年的 2.39 美元/百万英热，累计上涨 94%；中国煤炭成本则由 2003 年的 264 元/吨升至 2011 年最高 819 元/吨，累计上涨 210%。两国都在承受能源通胀，但中国更高的需求增速和系统扩张任务，使成本传导同时承担了保障新增供给的功能。

图 7：入市之后，中国用电增速长期维持高位，电力供需偏紧



资料来源：Wind，长江证券研究所

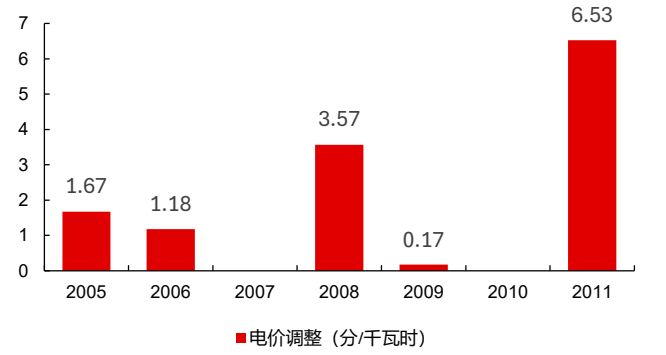
图 8：中美火电燃料成本彼时均有显著上涨



资料来源：EIA，Wind，长江证券研究所

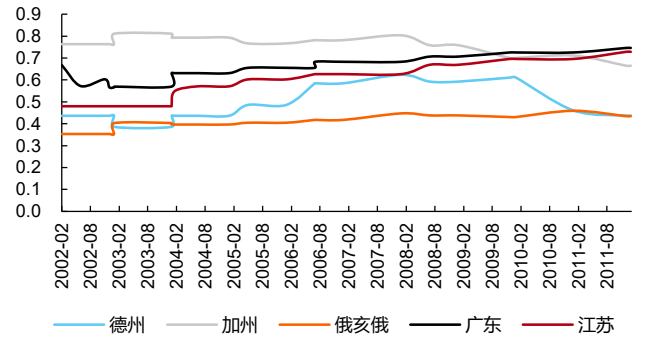
短缺环境下，电价上涨能够转化为新增供给，因此具有较强的经济合理性。2004 年我国建立煤电价格联动机制，要求发电企业承担部分煤价涨幅，其余通过上网电价和销售电价向下游传导；2004—2011 年，多次全国性调价用于覆盖燃料、环保和电网建设成本。彼时工业增加值与用电量保持较快增长，企业可以通过产量、效率和出口扩张摊薄单位能源成本，新增电费则支持电厂、电网与环保设施建设，供电改善又反过来保障工业生产。为提高跨国可比性，本文选取美国工业产值领先州的工业电价，以及中国工业大省最高电压等级的一般工商业电价进行对照，并更关注趋势而非单点绝对值。前十年的调价是在用户承受能力与电力再投资之间寻找平衡。整体来看，本世纪第一个十年中国电价连续上行，至 2011 年广东和江苏电价已反超加州，背后对应的是国内电力短缺、燃料成本上涨和系统扩张强度。

图 9：煤电联动机制形成后，电价连续上涨



资料来源：Wind，长江证券研究所

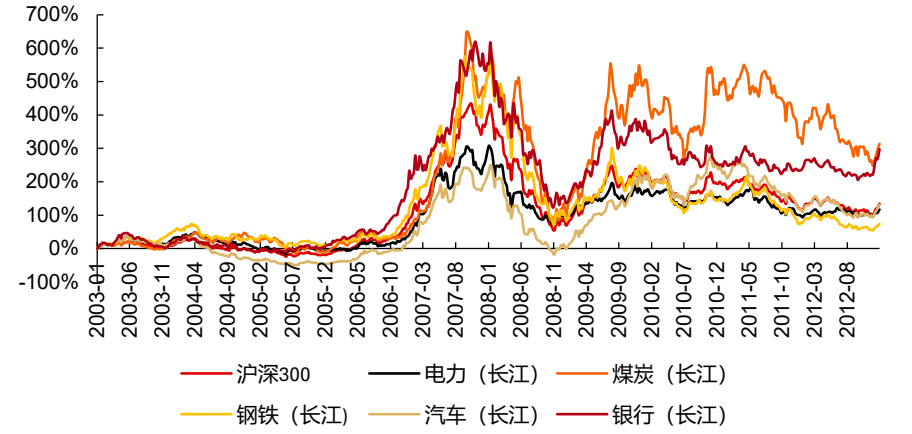
图 10：在国内电价逐步上调的过程中，中美电价走势逆转（单位：元/千瓦时）[2]



资料来源：EIA，国家发改委，长江证券研究所

量价共振也重新定义了电力资产的资本市场属性。2003—2004 年，需求高增、供给偏紧与价格相对坚挺同时出现，市场将可预见的电量增长和成本回收视为稳定的盈利锚，电力板块与钢铁、汽车、煤炭、银行共同演绎了“五朵金花”行情。这段历史说明，当电力价格能够覆盖成本并转化为新增能力时，电力资产的价值并不只来自防御属性，也来自工业化扩张中的成长性。

图 11：电力股在 2003-2004 年行情中曾作为五朵金花行情中重要代表实现优异表现



资料来源：Wind，长江证券研究所

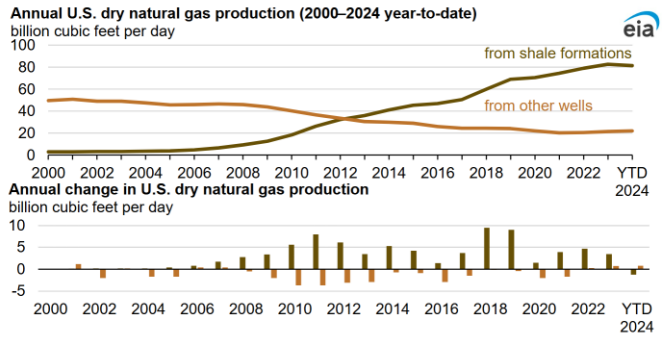
2012-2015 年：页岩革命重塑美国能源成本

页岩革命为美国制造业带来的，不只是更便宜的天然气，而是更低的能源要素成本。美国在此阶段发生了巨大的能源体系变革，而中国则更多延续长期的惯性。在这一阶段，美国页岩气产量快速增加，并在 2012 年超过传统天然气产量；Henry Hub 天然气年均价由 2008 年的 8.86 美元/百万英热降至 2009 年的 3.94 美元/百万英热，2012 年进一步降至 2.75 美元/百万英热。自此以后，天然气发电相对煤电的燃料成本优势逐步稳定，低气价开始进入发电、化工和制造业的长期成本预期。与此同时，中国仍以煤电为主体，

[2]美国电价口径为工业电价，EIA 的电价测算为售电收入除以售电量，与我国除增值税电价口径接近；而且由于我国大工业用电一般涉及两部制电价，但容量或者需量电价折算度电存在较大偏误，因此我国两个代表省份的电价口径为普通工商业最高电压等级的销售电价剔除增值税的口径。

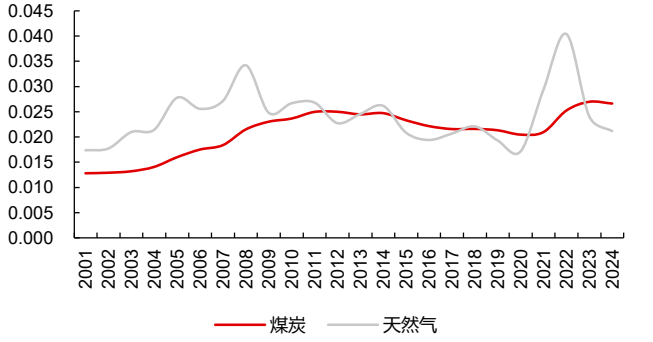
需要继续承担煤炭价格、环保改造和电网扩张成本。两套能源体系由此前共同变贵，逐步转向不同的燃料与系统成本路径。

图 12：美国页岩气革命成功后页岩气产量快速增长



资料来源：EIA，长江证券研究所

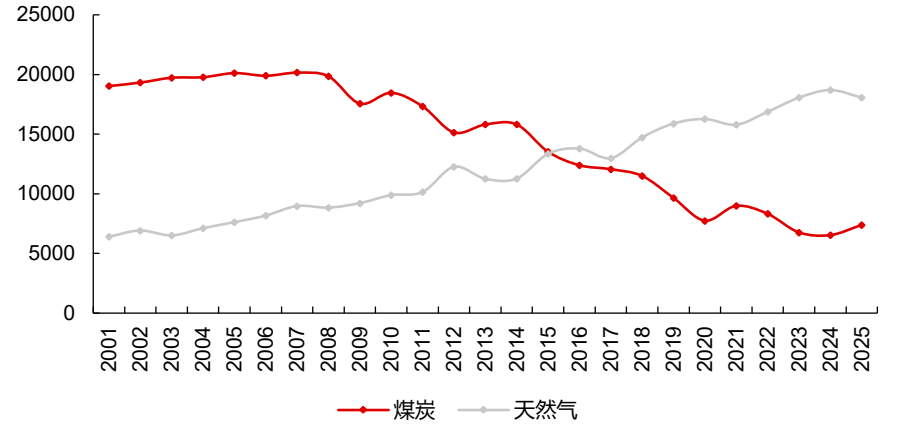
图 13：2012 年后美国气电开始实现较煤电度电燃料成本的优势（单位：美元/千瓦时）



资料来源：EIA，长江证券研究所

低气价只有进入发电结构，才会转化为工业成本优势。2012 年美国煤电和气电发电量分别为 1.5 万亿千瓦时和 1.2 万亿千瓦时，煤电仍占相对优势；2016 年天然气发电量首次超过煤电，随后气电继续增长，煤电则持续退出。更低的燃料成本、更短的建设周期和更强的运行灵活性，使燃气机组逐步成为影响批发市场的重要边际电源。页岩气由此不再只是上游资源增量，而成为发电成本和工业能源成本的共同变量；当发电企业与制造业把低气价计入长期投资决策，资源红利也就转化为更具持续性的产业优势。

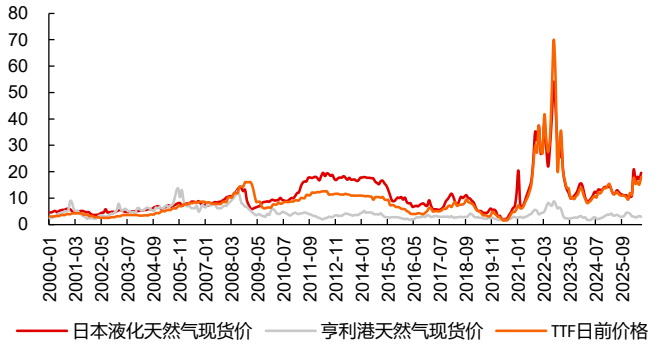
图 14：页岩气革命成功，煤电和气电发电量快速逆转（单位：亿千瓦时）



资料来源：EIA，长江证券研究所

美国的资源优势随后演变为燃料组合优势。页岩气供给充裕使亨利港气价长期处于全球主要基准低位；在 LNG 出口终端尚未大规模投运的阶段，国际高气价又难以通过出口套利完整传回国内。与此同时，煤电需求下降压低美国国内煤价，煤炭与天然气在发电侧相互替代，对边际燃料价格形成约束。中国富煤、贫油、少气，煤电拥有供应安全和规模优势，气电则更多承担调峰与政策性功能。若以秦港 5500 大卡煤价和亨利港气价折算度电燃料成本，美国气电在相当长时期内低于中国煤电，这一价差集中体现了两国资源禀赋、发电结构与产业阶段的差异。

图 15：页岩气革命成功后，全球三大基准最低且波动最小为美国气价（单位：美元/百万英热）



资料来源：Wind，长江证券研究所

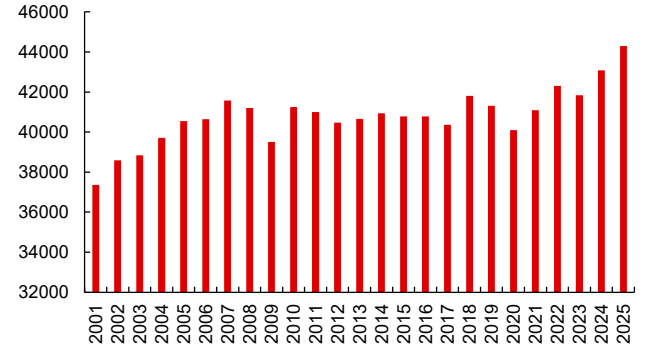
图 16：将港口气价及煤价折算后，页岩气革命奠定了美国气电燃料成本的优势（单位：元/千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

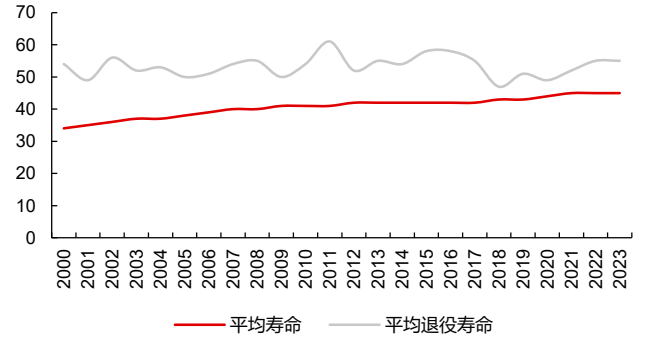
低燃料成本之外，低需求与成熟资产共同压低了美国系统成本。金融危机后，美国用电量进入较长时间的低增长平台，电力系统无需持续大规模建设电源、输电和变电设施，既有资产得以延寿。2015 年前后，美国在运煤电项目平均寿命约 42 年，明显超过常见财务折旧年限；同期 70%以上输配电网平均寿命已超过 25 年。低气价压低边际发电成本，低需求减少新增容量投资，折旧充分的存量设备则降低固定成本，三者共同形成美国工业电价的阶段性优势，也构成全球制造业能源成本的重要比较坐标。

图 17：美国发电量 2010 年之后基本稳定（单位：亿千瓦时）



资料来源：EIA，长江证券研究所

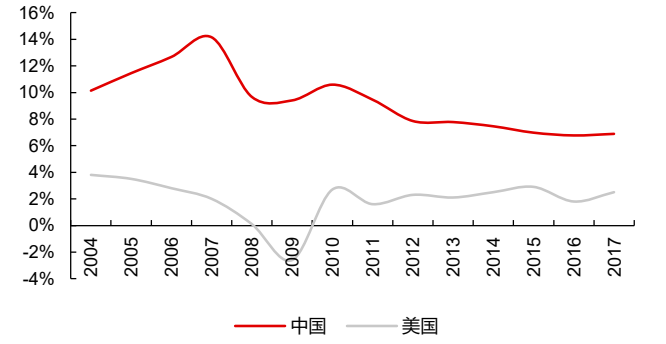
图 18：美国煤电机组平均寿命远超 20 年的折旧年限（单位：年）



资料来源：EPA，长江证券研究所

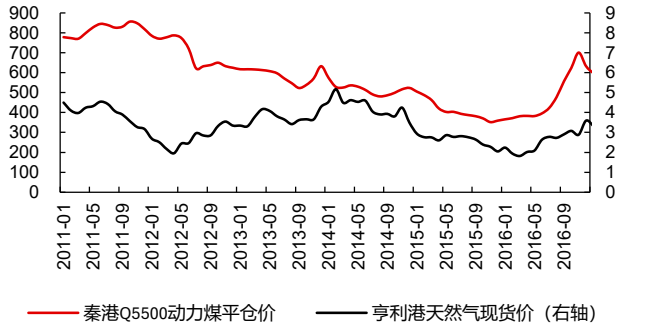
中国这一阶段的电价回落，来自国内煤价与宏观周期的变化。“四万亿”投资刺激后，经济进入增速换挡，2011 年煤价见顶并快速下行，降幅大于同期美国天然气价格降幅；在煤电联动机制下，我国电价由此进入连续四年的下调周期。由于此前十年中国电价累计涨幅较高，即使煤价和电价均有回落，中美工业电价差仍处于相对高位。国内燃料成本下降为降低用户侧负担创造了条件，美国页岩气则同步改变了全球制造业的能源成本坐标，两套系统的变化共同重塑了中美工业能源的相对比价。

图 19：中国的 GDP 增速虽有下滑依然维持在相对高位



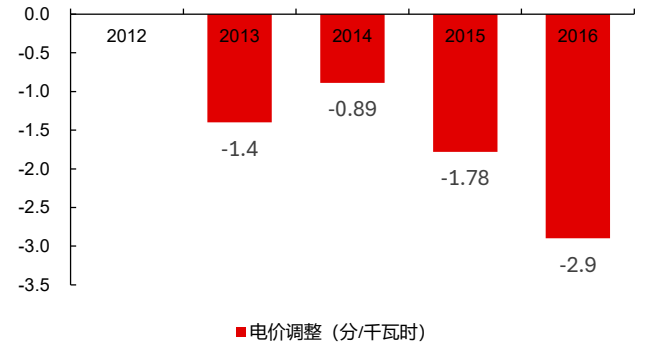
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 20：2011 年后，中国煤价快速下降，且降幅大于天然气气价（单位：元/吨，美元/百万英热）



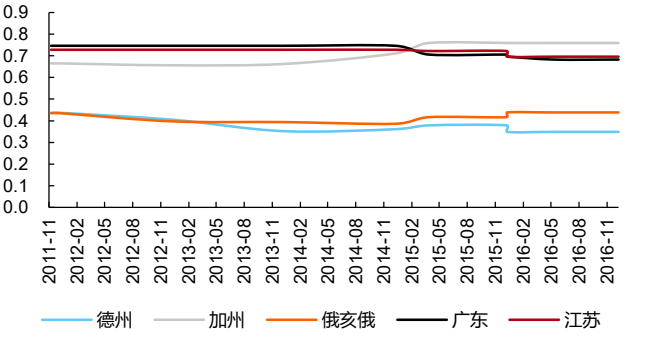
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 21：2012 年后，得益于煤价的下跌，中国电价步入降价周期（单位：分/千瓦时）



资料来源：国家发改委，长江证券研究所

图 22：2011 年之后，中美工业电价比价虽有收窄，但依然较大（单位：元/千瓦时）

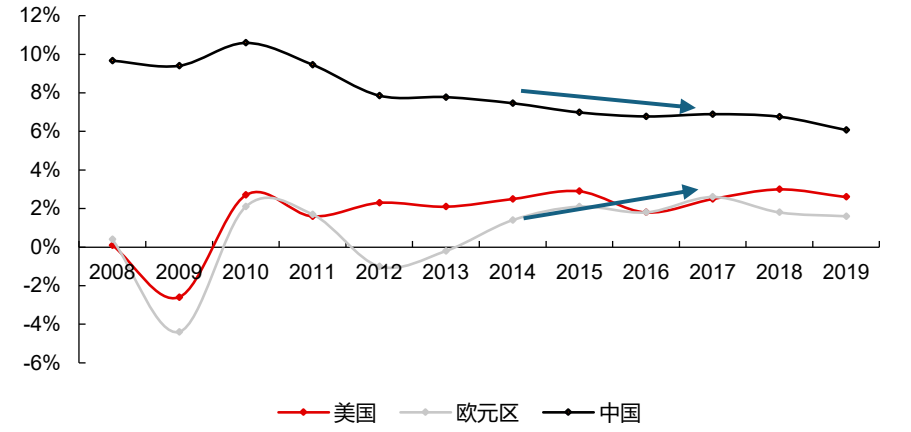


资料来源：国家发改委，EIA，长江证券研究所

2016-2020 年：经济压力下电力行业的负重前行

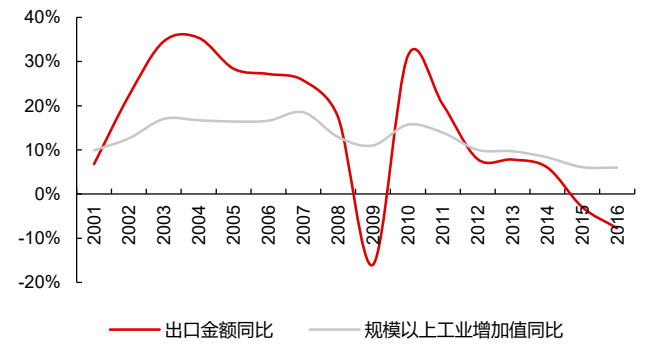
2015 年前后，中国工业企业的经营压力明显上升，降低综合成本成为稳定竞争力的重要抓手。2015 年，主要发达经济体延续复苏，但我国却面临严峻的经济逆风期，2015 年我国出口金额按美元计价同比下降 2.94%，为改革开放以来第二次负增长，规模以上工业增加值同比增长 6.1%，增速较上年下降 2.2 个百分点。所谓经营压力，本质上是收入端与成本端的双重挤压：外需放缓、国内需求换挡和产能过剩压低开工率，人工、土地、物流和融资等要素成本仍在上升；部分行业又受制于技术壁垒、品牌溢价和海外渠道，难以通过提高售价消化成本。2016 年曹德旺赴美投资引发的制造业成本讨论，把土地、电力、天然气、物流和人工放在同一张成本表中，也使社会更加重视中国制造的综合成本竞争力。在这些因素中，降低制度性交易成本和基础要素价格是短期内最具可操作性的政策工具，电力因覆盖面广、成本黏性强，自然成为降成本的重要抓手。

图 23：中国 2015 年 GDP 增速持续下滑，但海外发达国家已经触底回暖



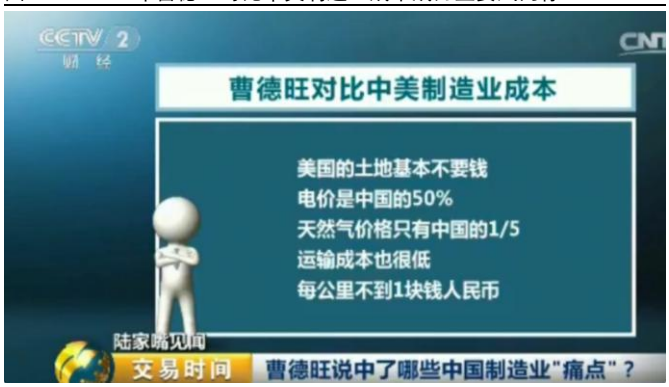
资料来源：Wind，长江证券研究所

图 24：2015 年中国出口金额负增长及工业增加值增速显著下滑



资料来源：Wind，长江证券研究所

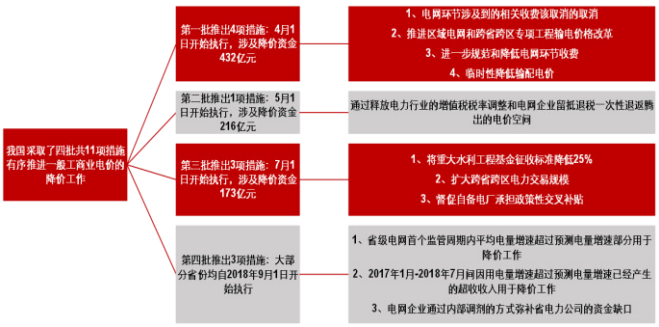
图 25：2016 年曹德旺对比中美制造业成本成为重要风向标



资料来源：央视财经，长江证券研究所

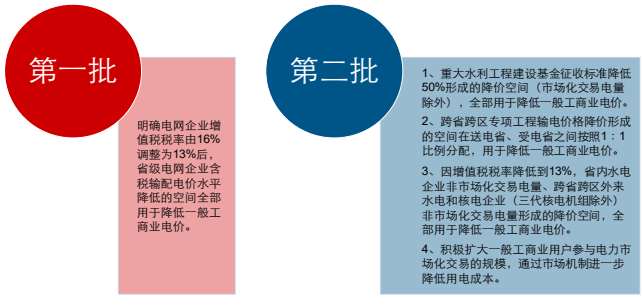
工商业降价是这一轮实体经济降成本最广泛的政策工具之一。2015 年末开始的供给侧改革一度推升煤价，使发电侧承受较大经营压力；随着煤价上涨动力减弱，2018 年和 2019 年一般工商业平均电价连续两年降低 10%，2020 年全球公共卫生事件的冲击下，除高耗能行业外的工商业用户阶段性按原到户电价的 95%结算。2020 年国家发展改革委在答复人大三次会议第 6843 号建议中披露，与 2014 年相比，大工业和一般工商业平均电价分别下降约 0.06 元和 0.23 元/千瓦时，累计降幅约 10%和 29%，累计年降低社会用电成本约 5000 亿元。降价通过电网降费、税费调整、市场交易和发电侧让利共同实现，为企业改善现金流、维持开工和转型升级腾挪了空间。

图 26：2018 年一般工商业电价降低 10%的 4 批具体措施



资料来源：国家发改委，长江证券研究所

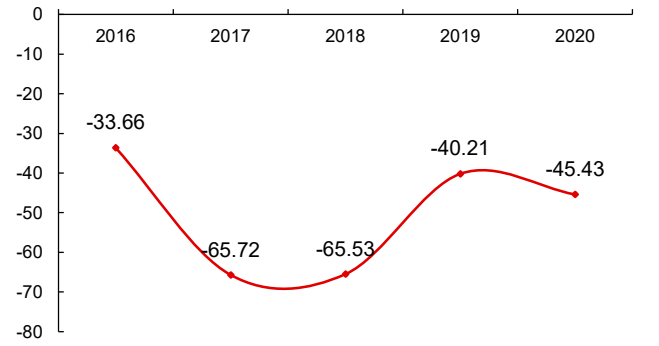
图 27：2019 年一般工商业电价下降的第一批与第二批措施



资料来源：国家发改委，长江证券研究所

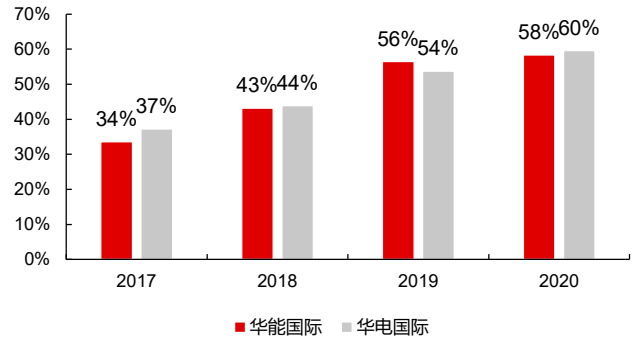
市场化交易承担了释放改革红利的重要任务。2015 年电改 9 号文开启新一轮电力市场化改革，市场交易电量占比逐年提升；2018 年和 2019 年的降价举措均提出扩大交易规模、通过竞争降低用电成本，市场电价因此往往低于当地燃煤标杆电价或基准价。以广东为例，年度交易电量相对标杆电价存在明显折价，2017 年和 2018 年的平均折价幅度均超过 6.5 分/千瓦时。火电标杆电价并未同步行政下调，但折价交易规模扩大把一部分发电侧收益转化为用户侧降成本红利。

图 28：广东电力交易中市场电年度累计折价情况（单位：厘/千瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

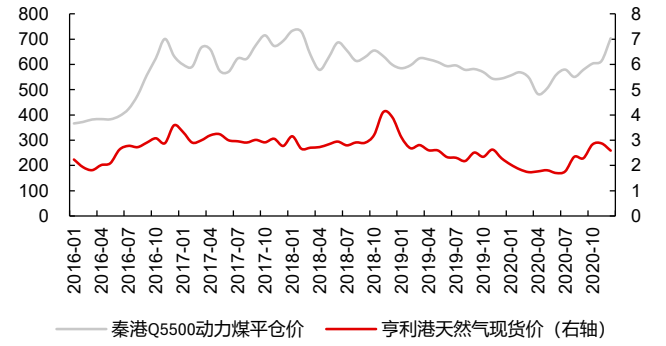
图 29：华能国际、华电国际市场交易电量占比持续提升



资料来源：Wind，长江证券研究所

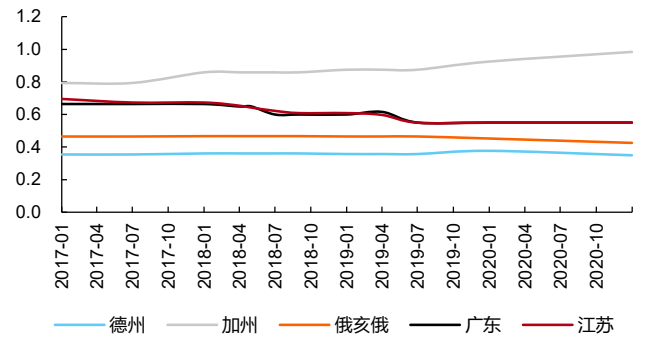
这一轮降成本重塑了中国工业汇率的相对位置。“十三五”时期中国工商业电价持续下调，美国工业电价整体相对平稳，从相对位置而言，中美价差因而明显收窄。以广东与德州为代表，截至 2019 年末，广东工业电价相对德州的溢价已降至 2010 年以来低位；与美国第一大工业州加州相比，中国主要工业省份已经形成价格优势。

图 30：2017 年之后，中美火电燃料价格基本稳定（单位：元/吨，美元/百万英热）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 31：2017 年后，中国电价快速下降，而美国电价基本维持稳定（单位：元/千瓦时）



资料来源：国家发改委，EIA，长江证券研究所

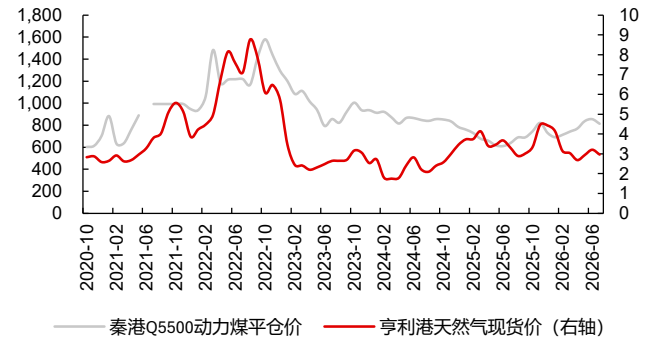
回看 2001—2020 年，中国电价的逻辑始终围绕产业阶段在变化。2001—2011 年，电力短缺和系统扩张要求价格支持新增供给；2012 年后，煤价下行与电力改革提供了降成本条件；2016—2020 年，需求换挡、企业盈利承压和综合成本竞争加剧，使行政降费与市场化折价成为改善经营的重要手段。美国同期依靠页岩气、低需求和成熟资产维持较低系统成本，为全球工业能源成本提供了比较坐标。为何我们一直执着于将中国的电价与美国电价进行对比，当然首要原因是中美已经作为全球前两大经济体不可避免具有强可比性，更重要的是在于绝对的低价或者高价并无意义，价格只有在对比才有意义，在本身价格就已经足够低廉时，再讨论价格的向下空间，并不会带来更多的自身盈余，反而会导致在购买海外贸易品时让自身处于不利位置，同样的绝对的高价也只能让自身在贸易中完全无法交流。二十年的结果，是中国由解决“有没有电”逐步转向兼顾“电是否有竞争力”与“系统能否持续投资”，这也构成下一轮电价再平衡的起点。

AI 与再工业化重启电力投资，中美成本路径再分化

需求与再投资共振，美国电力成本中枢上移

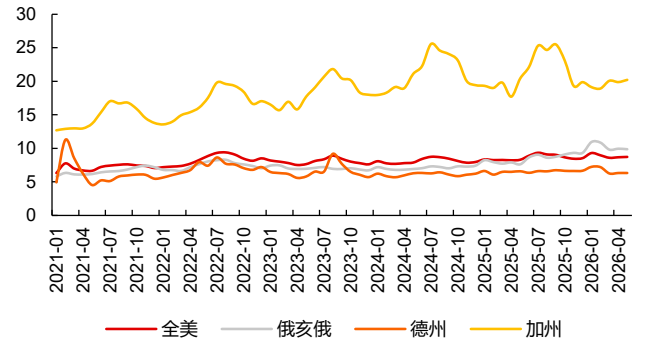
美国本轮电价上行始于能源通胀，却正逐步沉淀为系统成本。全球公共卫生事件后，需求快速修复、供应链约束和宽松政策共同推升通胀，能源成为最直接的价格载体之一。2021—2022 年，亨利港天然气现货价涨幅超过 2 倍，燃料成本迅速进入工业电价；2022 年 8 月全美平均工业电价升至 9.38 美分/千瓦时，较 2020 年同期上涨 32.67%。但气价回落后，工业电价并未回到原点：截至 2026 年 5 月，全美平均工业电价仍为 8.71 美分/千瓦时，较 2020 年同期高 30.98%。燃料冲击解释了上涨的起点，却已经不足以解释成本中枢为何长期停留在更高位置。

图 32：2021 年全球能源产品价格暴涨（单位：元/吨，美元/百万英热）



资料来源：Wind，长江证券研究所

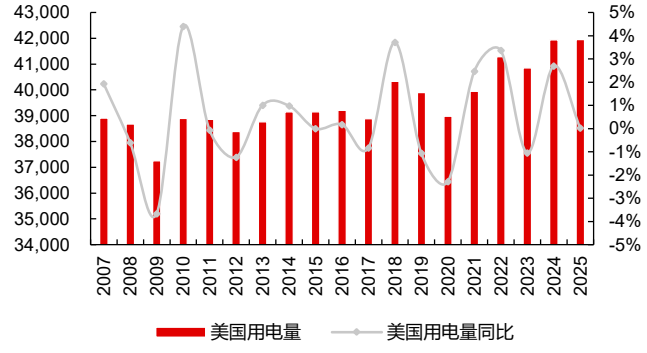
图 33：美国工业电价也系统性上行，但在燃料成本下降后并没有回落（单位：美分/千瓦时）



资料来源：EIA，长江证券研究所

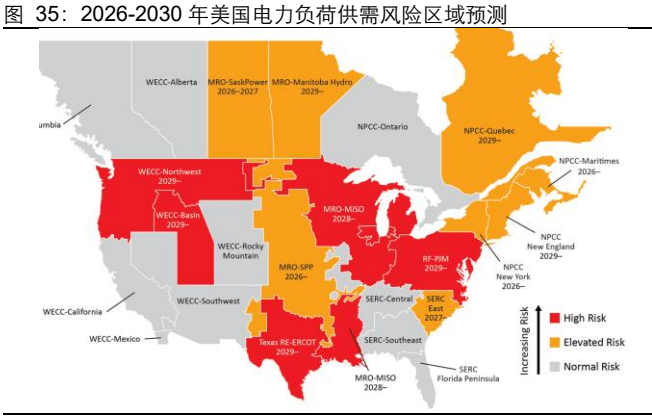
需求周期反转，是美国电价黏性最重要的变化。金融危机后长期近乎停滞的用电需求，在数据中心、制造业回流、电气化和人口增长推动下重新扩张，生成式 AI 又进一步上修负荷预期。2020—2025 年，美国用电量由 3.90 万亿千瓦时增至 4.20 万亿千瓦时，累计增长 8.8%，形成金融危机后持续时间较长的一轮用电扩张。NERC 中期评估显示，到 2030 年前，部分区域资源充裕度与输电能力将持续承压。新增电源、电网、备用和设备投资都需要跨越较长周期回收，美国工业电力成本由此从燃料主导，转向燃料、容量、网络和资本共同定价。

图 34：美国用电量已经重现趋势性上行（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

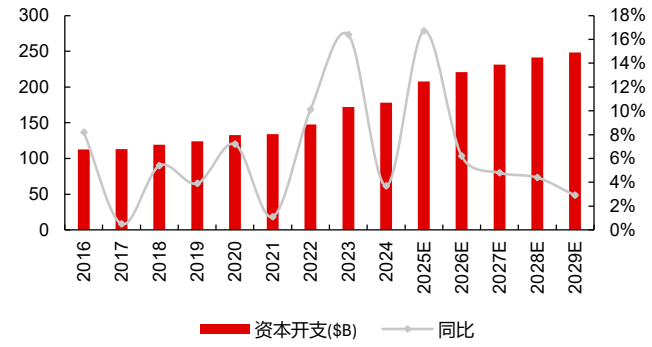
图 35：2026-2030 年美国电力负荷供需风险区域预测



资料来源：NERC，长江证券研究所

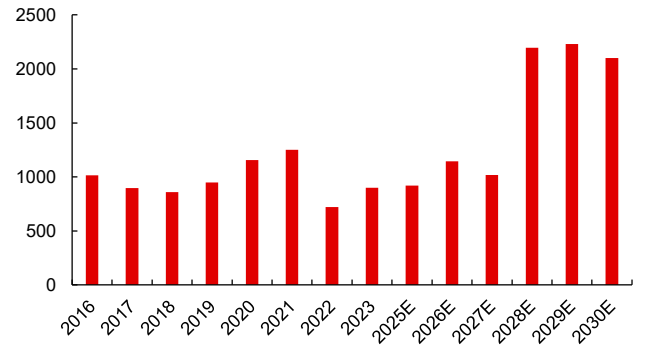
当廉价燃料遇到昂贵建设，美国制造业的电力成本结构开始重写。EEI 数据显示，美国投资者所有公用事业公司 2024 年电力基础设施投资达到 1782 亿美元，同比增长 3.7%；未来五年预计合计投资约 1.15 万亿美元，年均复合增速 6.9%。更值得关注的是项目申报成本跃升：根据 EIA 数据，计划于 2028 年投运的美国 CCGT 项目加权平均造价已达 2197 美元/千瓦，折合人民币约 1.5 万元/千瓦，较本轮投资热潮前接近翻倍；相较中国 2×65 万千瓦级气电项目约 2355 元/千瓦、2×66 万千瓦超超临界煤电项目约 4112 元/千瓦，分别高约 6 倍和 4 倍。低气价仍有价值，但已难以独自抵消设备、工程与融资成本的系统性上行。

图 36：美国电力行业资本开支将加速上行（单位：十亿美元）



资料来源：EEI，长江证券研究所

图 37：美国投产 CCGT 造价将在未来两年翻倍（单位：美元/千瓦）



资料来源：EIA，长江证券研究所

电网与资金成本，使这轮上行具有更长的回收周期。新建电站运营期通常超过 20 年，在边际定价市场中，高成本边际机组会影响出清价格；在垂直一体化地区，新增电源投资也会通过监管核价进入用户账单。电网侧的回收链条更加直接：MISO《MTEP24 成本指南》显示，美国 115kV 线路造价中位数约 200 万美元/英里，折合人民币约 895 万元/千米，而南方电网公布的中国 110kV 线路静态投资约 136 万元/千米，美国约为中国的 7 倍。2021 年以来的通胀与高利率又抬升资金价格。负荷上修恰逢设备、工程和资本成本高位，使新增项目的固定成本具有明显的跨周期黏性。

图 38：美国企业债收益率 2022 年之后持续处于偏高水平



资料来源：Wind，长江证券研究所

表 1：美国电网投资也长期远超中国造价水平（单位：万元/千米）

中国电压(kV)	美国映射(kV)	中国数据口径	中国代表值	美国造价中位数	美国/中国造价
110	115	南网 2025 单回静态投资	136.0	894.8	6.6
220	230	南网 2025 单回静态投资	240.0	984.3	4.4

资料来源：南方电网，MISO，长江证券研究所

美国正在形成从负荷、投资到终端回收的内部闭环。数据中心和先进制造提高长期负荷的可见度，高信用用户改善项目融资条件并推动电源建设；电源投运后，输电线路、变电站和配电设施仍需同步扩建，相关投资再通过容量价格、监管核价和网络费用进入终端账单。燃料价格可能随周期回落，但电源和电网资产以数十年计价，其成本会在更长时间内支撑电价。美国电价因而不再只是天然气价格的映射，而越来越成为新一轮基础设施建设成本的结果；对全球工业竞争而言，这意味着曾经极具优势的美国能源成本组合正在被重新定价。

图 39：AI 时代美国电价传导机制

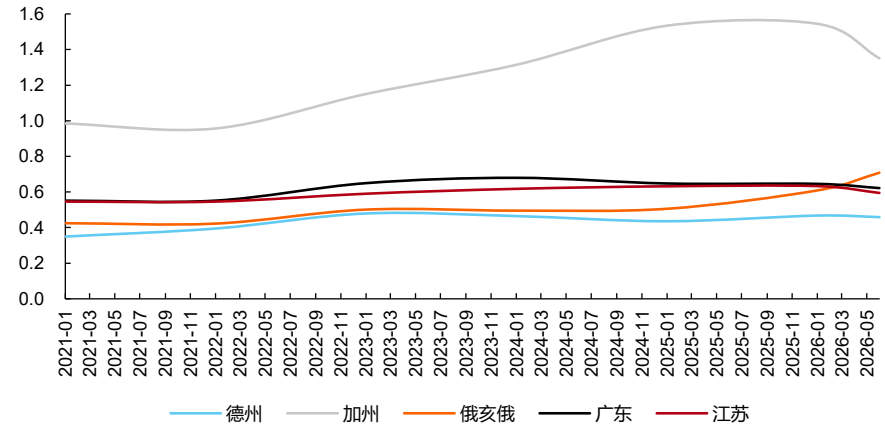


资料来源：长江证券研究所

相对成本安全垫扩大：中国定价兼顾竞争与回报

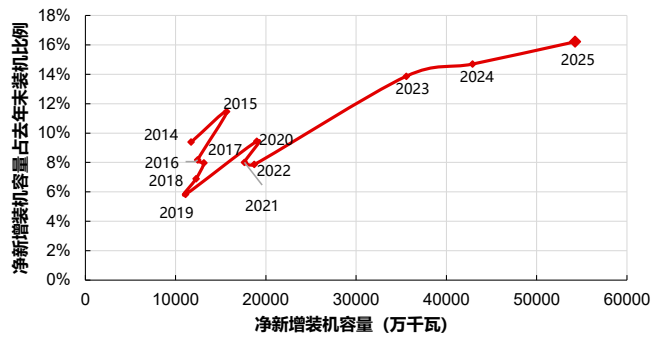
中国在 2021—2026 年经历了一轮供需与价格的完整再平衡。进入 2021 年，用电需求快速反弹、煤价大幅上涨、部分地区来水偏枯，叠加容量充裕度、灵活调节和跨区输电约束，多地实施有序用电。短缺与发电企业经营压力推动新一轮市场化改革，火电全部进入市场，交易价格上下浮动范围扩大至 20%，煤价上涨开始更充分地进入工商业电价，2021—2023 年煤价与交易电价同步上行。2024—2026 年，煤炭保供稳价、风光与支撑性电源集中投产，系统供给弹性改善，煤价和多数地区交易溢价逐步回落。经过这一轮价格与供给调整，中国主要工业省份的电力成本已回到较有竞争力的位置。

图 40：中国主要工业省份电价仅高于德州水平（单位：元/千瓦时）



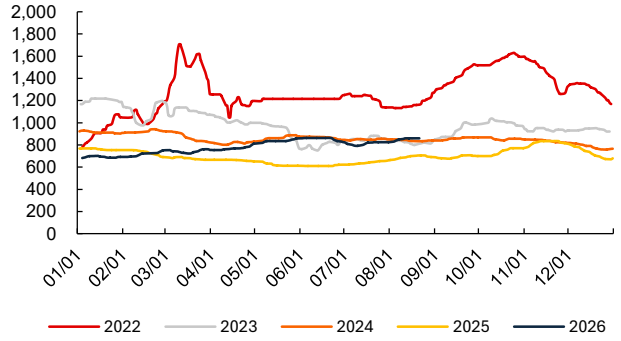
资料来源：国家电网，南方电网，EIA，长江证券研究所

图 41：2023 年后中国装机快速增长



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 42：2022 年后，秦港 5500 动力煤价逐年回落（单位：元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

中国工业竞争力建立在可持续的综合成本优势之上。随着美国新一轮高造价电源和电网项目投运，全球主要工业体系的电力成本坐标正在变化。我们预计，2028 年投运的美国燃机仅折旧与财务成本两项，较 2023 年项目高约 0.20 元/千瓦时，较中国煤电高约 0.27 元/千瓦时，足以显著削弱其燃料成本优势；若进一步考虑输配电投资回收，美国过去由低气价和成熟资产共同形成的成本红利还将继续收窄。中国依托工程效率、燃料供应和系统可靠性形成的相对优势，为国内电价依据煤价、供需、投资和用户承受能力实现更可持续的定价提供了空间。

表 2：中美电源侧度电固定成本将在新一轮燃机扩张后出现质的差异

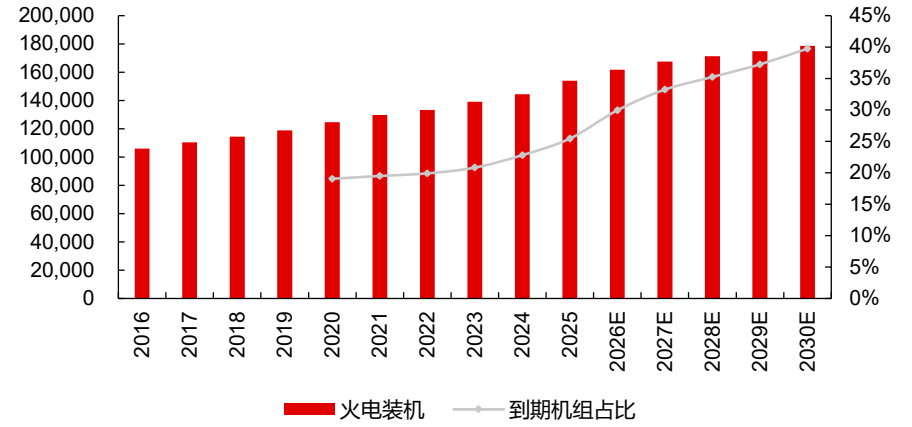
项目	单位	美国 2023	美国 2028E	中国煤电 2024
造价	元/千瓦	6286	14722	4112
杠杆比例	%	20%	20%	20%
借款利率	%	5.5%	5.5%	3%
折旧年限	年	20	20	20
利用小时假设	小时	4000	4000	4000
度电折旧	元/千瓦时	0.079	0.184	0.051
度电财务费用	元/千瓦时	0.069	0.162	0.025

小计度电固定成本	元/千瓦时	0.148	0.346	0.076

资料来源：EIA，Wind，长江证券研究所

存量机组折旧到期，为中国系统成本提供新的缓冲。国家能源局历史数据显示，2005 年末全国火电装机约 3.91 亿千瓦，2010 年末已增至约 7.10 亿千瓦；相对 2025 年末约 15.4 亿千瓦的火电存量，两组历史装机基数分别相当于约 25%和 46%。考虑期间已有小机组关停和资产退役，上述比例不能机械等同于当前仍在运占比，但按照 20 年左右的财务折旧年限，2006—2010 年集中投产的大批机组将在 2026—2030 年陆续进入折旧到期阶段。折旧到期不等于成本归零，机组仍需承担运维、环保和改造支出；但资本回收压力下降后，成熟机组可以以较低固定成本承担保供与调节，形成类似美国过去长期享有的存量资产折旧逐步到期从而优化存量资产的成本红利。

图 43：火电机组折旧到期占比将会越来越高（单位：万千瓦）

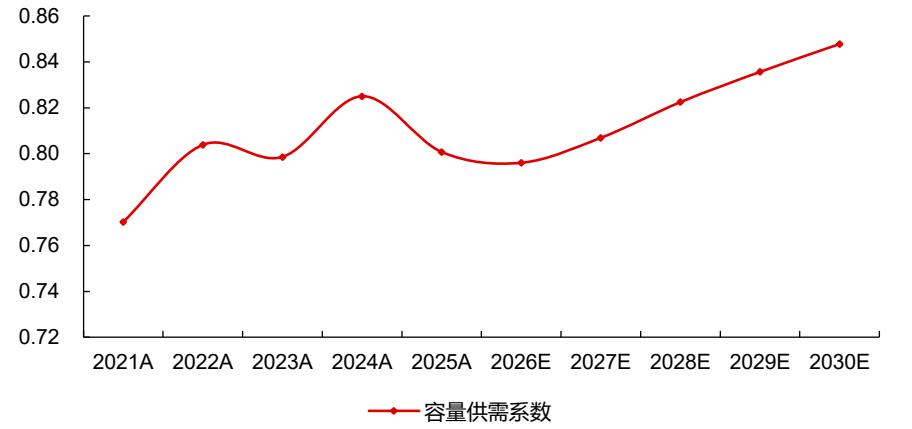


资料来源：Wind，长江证券研究所

名义装机高增正在让位于有效容量的再平衡。国家能源局数据显示，2026 年上半年全国新增发电装机约 1.59 亿千瓦，较 2025 年同期 3 亿千瓦下降约 47%；中电联预计 2026 年全年仍将新增约 4 亿千瓦，但新增有效发电能力约 1 亿千瓦，与最大负荷增量大体相当，说明决定供需的已不再只是名义装机。基准情景下，我们预计 2027—2030 年年均新增装机约 3.5—4 亿千瓦，低于 2025 年的 5.5 亿千瓦，对应有效容量增量约 0.8—1.0 亿千瓦。以全社会最大负荷除以有效发电能力衡量，供需容量系数或将持续上行。全国总量仍有望保持平衡，但区域性、时段性紧张将增多，依靠过剩供给长期压低市场价格的空间随之收窄。



图 44：中国容量供需系数将会持续上行



资料来源：Wind，长江证券研究所

表 3：全国供需负荷供需关系测算及预测（单位：亿千瓦）

	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
最大用电负荷	13.39	14.51	15.08	16.06	17.14	18.17	19.29	20.46
增速	3.84%	8.35%	3.93%	6.52%	6.68%	6.06%	6.16%	6.04%
装机容量	29.31	33.83	39.67	44.44	48.59	52.63	57.02	61.67
火电	13.90	14.44	15.39	16.17	16.74	17.12	17.49	17.87
其中：煤机	11.65	11.95	12.59	13.14	13.49	13.64	13.79	13.94
燃机	1.26	1.44	1.64	1.79	1.94	2.09	2.24	2.39
其他	1.00	1.06	1.16	1.23	1.31	1.38	1.46	1.53
常规水电	3.71	3.77	3.82	3.87	3.90	3.94	4.02	4.08
抽水蓄能	0.51	0.59	0.66	0.76	0.91	1.11	1.36	1.61
核电	0.57	0.61	0.62	0.73	0.85	0.90	0.97	1.08
风电	4.41	5.21	6.40	7.55	8.75	10.00	11.30	12.65
光伏	6.09	8.87	12.02	13.67	15.32	17.02	18.82	20.72
独立储能	0.11	0.35	0.76	1.70	2.13	2.55	3.06	3.67
装机容量折算可靠容量	16.77	17.59	18.83	20.18	21.24	22.10	23.09	24.13
火电	12.93	13.43	14.31	15.03	15.57	15.92	16.27	16.61
其中：煤机	10.83	11.11	11.71	12.22	12.55	12.69	12.83	12.97
燃机	1.17	1.34	1.53	1.67	1.81	1.94	2.08	2.22
其他	0.93	0.98	1.08	1.14	1.21	1.28	1.35	1.42
常规水电	2.40	2.44	2.47	2.50	2.52	2.55	2.60	2.64
抽水蓄能	0.51	0.58	0.66	0.76	0.90	1.10	1.35	1.60
核电	0.53	0.57	0.58	0.68	0.80	0.84	0.91	1.01
风电	0.31	0.36	0.44	0.52	0.61	0.69	0.78	0.88
光伏	0.06	0.09	0.12	0.14	0.15	0.17	0.19	0.21

独立储能	0.04	0.11	0.25	0.55	0.69	0.82	0.99	1.18
容量供需系数	0.799	0.825	0.801	0.796	0.807	0.822	0.836	0.848

资料来源：Wind，长江证券研究所

未来电价的核心任务，是在工业竞争力与系统可持续性之间重新定价。中国的优势来自较低工程造价、完整设备产业链、稳定燃料供应、成熟存量资产与较高供电可靠性的共同支撑。而当前来看，中国电价的优势在新一轮 AI 产业革命中已经实现充足保障，也就是说与海外的“工业汇率”已经足够低廉，再讨论因为生产要素带来的海内外竞争优劣势差异并无更多意义，那么也就意味着国内电价的核心任务也将不再是优化汇率，而且保持自身产业的可持续发展，即在此背景下国内电价充分反映煤炭价格、区域供需、容量与调节价值、电网投资以及用户承受能力便成为必然。**合理回报将保障下一轮电源、电网和灵活性投资，并把当前的成本优势延续为更长期的制造业竞争力，而在这一过程中，对于中国电力资产的价值将是根本逻辑的重塑。**

投资建议

电价作为可贸易品的隐性汇率，既不能脱离实体经济承受能力，也不能失去覆盖安全与再投资成本的能力。回顾中美电价历史，两国资源禀赋、市场机制和发展阶段各不相同，但最终都会通过可贸易品成本进入工业竞争。过去十余年，中国依靠大规模新增装机、完整设备产业链、较低工程造价和持续改革，建立起较强的电力成本基础；美国则依靠页岩气、低需求和成熟资产长期维持低成本。进入 AI 与再工业化周期，美国负荷、电源电网投资和融资成本同步上行，中国则在新增供给释放、煤价回落与存量资产折旧到期中维持系统成本优势。未来中国电价的修复仍取决于国内供需、煤价和定价机制，但相对优势为价格更充分反映电力系统价值提供了空间。

在这一框架下，发电侧正在迎来新一轮价值重估。随着供需由宽松走向平衡，煤电有望同时受益于市场电价改善、容量电价完善和辅助服务收入增长；若煤价保持平稳，价格修复将更直接地转化为度电利润和现金流，推荐关注**国电电力**、**陕西能源**、**华能蒙电**等煤电一体化标的，以及**华能国际 H**、**华润电力 H**、**建投能源**、**福能股份**等优质转型火电运营商。水电和核电具有低边际成本、长寿命和稳定出力特征，在电力系统价值重估过程中具备较强的存量资产溢价，推荐关注**长江电力**、**国投电力**、**川投能源**、**华能水电**、**中国核电**和**中广核电力 H**。新能源运营商则应由装机规模优先转向项目质量、消纳能力和现金回报优先，推荐关注**龙源电力 H**、**新天绿色能源 H**、**中国电力 H** 和**中闽能源**。总体而言，本轮机会来自供需、机制与资产回报要求的共同变化，发电板块有望由防御型资产转向兼具业绩改善、现金流修复和估值提升的核心方向。

风险提示

1、电价政策调整不及预期风险。若煤电容量电价、辅助服务补偿及电力市场化交易机制推进慢于预期，或终端电价受到政策约束，发电侧成本可能难以顺利向下游传导，影响电价中枢上行及发电企业盈利修复。

2、电力需求增长不及预期风险。若宏观经济、制造业投资及数据中心等新兴负荷增长放缓，或能效提升幅度超出预期，可能导致全社会用电量及最大负荷增速下降，电力供需转向紧平衡的时间相应推迟。

3、新增电源投产超预期风险。若煤电、风光、核电及储能项目建设和并网投产进度明显快于预期，或储能顶峰能力、跨区域输电能力大幅提升，可能延长电力供需宽松周期，压制市场电价、发电利用小时及容量价值。

4、燃料成本及自然条件大幅波动风险。若煤炭、天然气等燃料价格快速上涨而上网电价传导不充分，火电企业度电利润可能受到挤压；若来水、风况及光照条件显著偏离常年水平，也可能造成水电、新能源发电量及相关企业业绩大幅波动。

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	看　　好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
	中　　性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
	看　　淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：	
	买　　入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
	增　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%～10%之间
	中　　性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%～5%之间
	减　　持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
	无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

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。

办公地址

上海
Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C /（200080）

武汉
Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C /（430023）

北京
Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C /（100020）

深圳
Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C /（518048）

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。