

电力钟声系列 1：新能源消纳加速改革，电力行业万亿市场机会在哪？

——电力体制改革深度解析

报告要点

为什么需要电力体制改革？ 中国要实现双碳目标，新能源转型是不可逆趋势，2022年中国风光发电量合计占比约13%，预计2060年将超过60%。新型能源逐渐增加的同时也带来了电力体系的不稳定性，这需要电力工业在投资、生产、运输、消费等环节的体制机制发生根本性变革，能源转型所面临的保供和消纳难题已经发展成电力体制改革的重中之重。预计未来在现有的5万亿电力消费市场规模的基础上，体制机制的改革将孕育超过万亿的增量市场，改革不仅要“分好蛋糕”更要“做大蛋糕”。电力钟声系列1旨在从投资的角度对电力体制作深度拆解，梳理框架、形成方法论，希望通过对政策方向和节奏的判断找到投资主线。

电力体制改革的演化历史：从何而来？从垂直一体化到实现各环节市场化竞争。 全球电力体制均经历了国有化向市场化转变的浪潮。中国也经历了3个时期：1) 改革开放初期：“集资办电”改变了过去高度集中的计划管理体制，解决了电力短缺制约经济发展的问题；2) 第一轮电改：02年“5号文”标志着中国电力市场化改革大幕拉开，这一阶段“厂网分开、主辅分离”较为彻底，两大电网公司、五大发电集团成立，实现发电侧引入竞争，打破垂直一体化垄断；3) 电力市场化雏形形成：15年新一轮电改启动，针对遗留问题，“9号文”提出“管住中间，放开两头”改革方针，对电力市场化改革目标和路径作出了更详细的顶层设计，23年中国市场化交易电量比例从15年的13.0%提升至61.4%，电力市场化改革取得初步成果。

中国现有的电力体制解析：现在何方？多维度多层次的电力市场体系已初步成型。 1) 目前中国已完成三轮输配电价核定，电价机制已逐步从过去目录电价的计划模式过渡到市场化定价模式，形成了计划市场双轨并行的电力体制架构；2) 中国电力市场从更容易和计划机制衔接的中长期市场起步，更具价格发现功能的现货市场正从局部试点向全国铺开；3) 电力省间市场出清结果为省内市场边界，未来将朝着全国统一电力市场发展；4) 在电能市场之外，配套的辅助服务市场、容量补偿机制、绿电绿证市场、碳市场均已建立，电力市场架构基本完善。

电力体制改革方向：向何而去？“安全、经济”的多维价值市场化准确定价。 电力体制进一步改革的方向是实现电力多维价值的准确定价，尤其是利用市场实现对系统消纳成本的定价。当前中国面临电力保供、新能源消纳、宏观经济弱复苏的挑战，根据“能源不可能三角”理论，我们认为未来电改政策节奏将逐渐向“安全、经济”倾斜；现货市场建设、新能源入市将是重点。通过研究政策方向和节奏，我们提出了基于当下的三大产业趋势判断。

- 趋势一：火电成系统稀缺资源，市场化加速其价值重估
- 趋势二：风光入市面临降电价风险，但无需过度悲观
- 趋势三：弃风弃光率可能上升，系统调节资源迎发展良机

风险提示： 1) 电力市场化改革进展不及预期风险；2) 煤炭等上游能源资源价格波动风险；3) 宏观经济波动风险；4) 逆全球化形势加剧风险；5) 电力系统发展路径测算偏差风险；6) 政策遗漏或理解偏差风险。

电气设备

评级：看好

日期：2024.02.05

分析师 蔡紫豪

登记编码：S0950523070002

☎：021-61102511

✉：caizihao@wkzq.com.cn

联系人 钟林志

☎：021-61102511

✉：zhonglinzhi@wkzq.com.cn

行业表现

2024/2/2



资料来源：Wind，聚源

相关研究

- 《风驰“电车”系列2：碳酸锂价格趋底，锂电正极材料的春天还有多远？》(2024/2/2)
- 《风驰“电车”系列1：锂电跨界之殇：跨界者能否跨越周期低谷？》(2024/1/31)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪（24年1月下）：23年风光新增装机破纪录，消纳或成新能源主线》(2024/1/30)
- 《追风逐光系列一：光伏电池新技术趋势》(2024/1/23)
- 《新能源产业趋势跟踪（24年1月上）：SQM封路事件结束，长中期锂企仍需加大勘探力度》(2024/1/17)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪（23年12月下）：新能源车持续景气，多款焦点车型亮相》(2024/1/3)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪（23年12月上）：光伏竞争持续加剧，金刚线钨丝化是长期趋势》(2023/12/19)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪（23年11月下）：甘肃出台发电侧分时电价机制，系统调节资源迎发展良机》(2023/11/28)

内容目录

1 碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革	4
2 从何而来——电力体制改革的历史	8
西方电力体制经历了国有化到市场化的转变	8
中国电力发展史是一部不断改革创新的历史	8
计划经济阶段（1949年-1978年）：国家所有，中央统管	8
改革开放阶段（1978年-2002年）：集资办电，政企分开	9
第一轮电改阶段（2002年-2015年）：厂网分开，主辅分离	11
新电改阶段（2015年-至今）：管住中间，放开两头	13
历史的经验	17
3 现在何方——当前的电力体制架构	18
从电价说起，终端电价的组成部分	18
计划市场双轨制下的电力市场架构	20
电力市场按时间维度拆分	23
电力市场按空间维度拆分	25
4 向何而去——改革方向与节奏	27
电力多维价值体现是未来的改革方向	27
“能源不可能三角”与政策节奏的把握	30
当下的挑战	31
挑战一：电力供需紧平衡，保供任务艰巨	31
挑战二：新能源超速发展，系统消纳压力陡增	32
挑战三：宏观经济周期仍在底部，用户电价承受能力较弱	33
未来三大产业趋势判断	34
趋势一：火电成系统稀缺资源，市场化加速其价值重估	34
趋势二：风光入市面临降电价风险，但长期无需过度悲观	35
趋势三：弃风弃光率可能上升，系统调节资源迎发展良机	36
为什么电力体制研究对产业投资如此重要？	37
风险提示	37
附录：电力体制改革政策文件	38
附录：参考文献	39

图表目录

图表 1：人类将通过第四次能源革命进入低碳时代	4
图表 2：相对发达国家，中国低碳转型任务更为艰巨	5
图表 3：中国能源对外依存度大幅超过安全警戒线	6
图表 4：电力行业是中国碳排放的主要来源	6
图表 5：2021 年中国电力行业碳排放占比高达 51%	6
图表 6：预计 2060 年中国风光合计发电量占比将超过 60%	7

图表 7: 中国是全球发电量最多的国家	7
图表 8: 中国终端电价在全球主要国家中处在较低水平	7
图表 9: 计划经济阶段是中国电力工业艰苦奋斗、积极探索的创业期	9
图表 10: 改革开放阶段“发展”是中国电力工业的第一要务.....	10
图表 11: 国发[2002]“5 号文”旨在打破垄断, 引入竞争	11
图表 12: 第一轮电改阶段市场化改革成为时代主题	13
图表 13: 中发[2015]“9 号文”对新一轮电力体制改革作出全面部署	14
图表 14: 发改价格[2021]“1439 号文”.....	16
图表 15: 新电改阶段电力市场架构逐渐清晰	17
图表 16: 终端电价可拆分为市场化部分和非市场化部分	18
图表 17: 电力市场体系与计划体系对比	20
图表 18: 目前的电力市场架构为计划市场双轨制	21
图表 19: 电力市场按时间维度可拆分为中长期市场和现货市场	23
图表 20: 德国电力市场边际电价机制示意图	25
图表 21: 电力市场按空间维度可拆分为省间市场和省内市场	26
图表 22: 体现电力多维价值是未来的主要改革方向	29
图表 23: 理想状况下各类电源的多维价值构成推演	30
图表 24: 能源不可能三角及对应的机制	31
图表 25: 改革开放以来, 经历了四轮电力紧缺周期	32
图表 26: 2023 年供暖季部分省份风光利用率出现大幅下滑	32
图表 27: 中国工业企业盈利周期仍然处在底部	33
图表 28: 中国火电利用小时数中枢已下降至 4500 小时	34
图表 29: 十三五期间中国火电新增装机量明显下降	34
图表 30: 2022 年中国火电顶峰功率贡献度高达 77%	35
图表 31: 预计中国火电顶峰功率贡献度在 2050 年前难以被超越	35
图表 32: 2023 年中国风电新增装机 75.9GW, 为历史最高.....	35
图表 33: 2023 年中国光伏新增装机 216.9GW, 为历史最高	35
图表 34: 风光运营企业三峡能源估值中枢已从 3.0 倍 PB 下降至 1.5 倍 PB	36
图表 35: 中国辅助服务调峰费用快速增长	37
图表 36: 2023 年各现货省份呈现午间低价趋势	37

1 碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革

我们正处在新一轮能源革命的开端

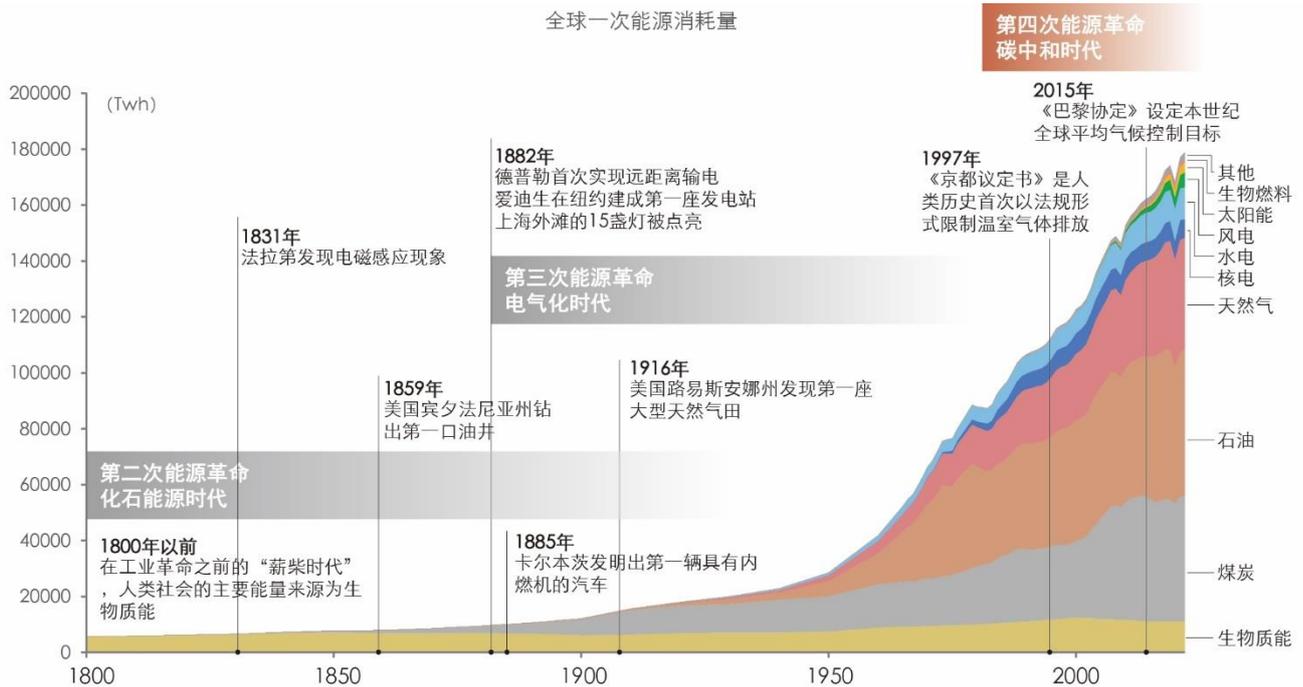
第一次能源革命始于远古时代的钻木取火，人类从此告别愚昧，从原始文明迈向农业文明；

第二次能源革命开始于18世纪60年代，瓦特发明蒸汽机标志着人类从“薪柴时代”进入“蒸汽时代”，对煤炭的利用带来了人类的第一次工业革命以及生产力水平的跃升，人类从此进入化石能源时代，后续内燃机的发明及天然气勘探运输的突破又继续推动了从煤炭转向石油天然气的能源结构转变；

第三次能源革命则来自人类对电能的利用，1831年英国科学家法拉第发现电磁感应现象，发明了第一台发电机，1879年爱迪生发明了碳丝电灯，1882年德普勒首次实现远距离输电，爱迪生在纽约建成了第一座发电站，同年中国第一台12千瓦发电机将15盏灯在外滩点亮，电力的普及推动人类进入第二次工业革命，电气时代社会生产力和人类文明达到了前所未有的高度。

如今我们正处在第四次能源革命起步阶段，为了实现人类社会能源可持续供应和应对全球气候变化的目标，在这一阶段，光伏风电等可再生能源将成为主体，将逐步替代传统化石能源，低碳清洁化、高度电气化、智能互联化是本轮能源转型的主要特征。

图表 1：人类将通过第四次能源革命进入低碳时代



资料来源：Our World in Data, 五矿证券研究所

人类共同的目标——碳中和

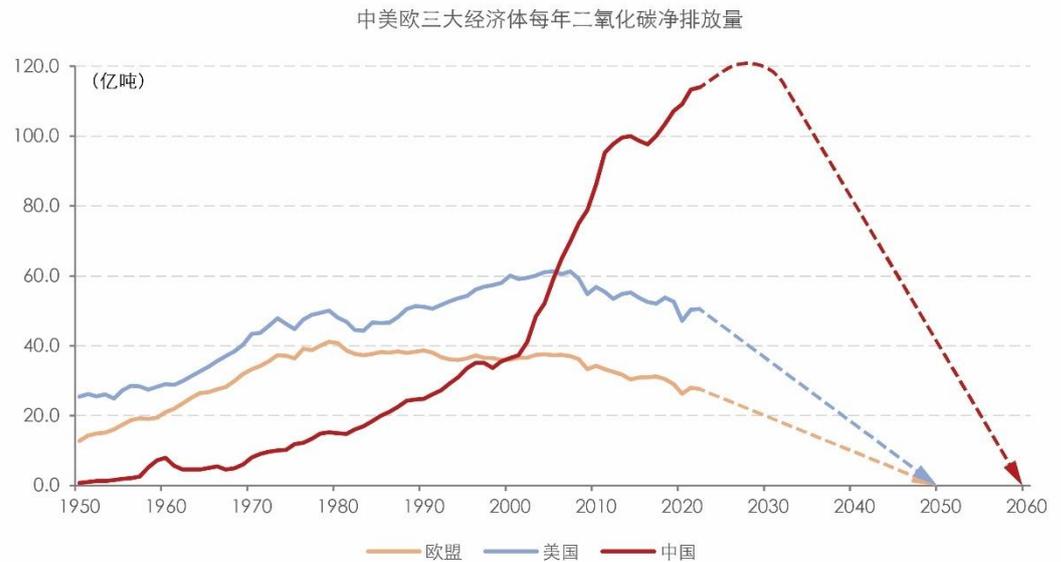
最早关于新一轮能源革命的讨论来自上世纪末，由于社会经济发展对化石能源过度依赖，能源资源面临逐渐枯竭的危险，同时大量碳排放也导致温室效应日益加重，极端天气频发，国际社会一致认为需要采取紧迫且强有力的国际合作以应对气候变化。1992年世界上第一个应对全球变暖的国际公约《联合国气候变化框架公约》诞生，1997年联合国气候变化大会

注：“净零排放”是指通过以“碳清除”的方式从大气层去除温室气体，平衡和抵消人为造成的温室气体排放，来达到净值为零的碳排放量。

COP3 通过的《京都议定书》是人类历史上首次以法规形式限制温室气体排放，2015 年 COP25 通过的《巴黎协定》则为 2020 年后全球应对气候变化行动作出安排，并设定了本世纪下半叶全球实现净零排放*的目标。

中国作为全世界最大的发展中国家，也是碳排放最多的国家，习近平总书记在 2020 年 9 月联合国大会一般性辩论上就中国碳达峰碳中和目标向国际社会作出了庄严承诺，中国将力争二氧化碳净排放量于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。纵观全球各国碳中和目标，大多数西方发达国家在 20 世纪 90 年代碳排放就已经达到峰值，到 2050 年实现碳中和有 50-70 年过渡期，而中国需要在 30 年内实现“达峰-中和”的宏伟目标，时间紧任务重，意味着中国低碳转型力度将远超其他国家。

图表 2：相对发达国家，中国低碳转型任务更为艰巨



资料来源：Our World in Data, 五矿证券研究所

注：图中二氧化碳净排放量包含煤、石油、天然气等化石燃料燃烧和水泥、钢铁等工业过程中直接排放的数量

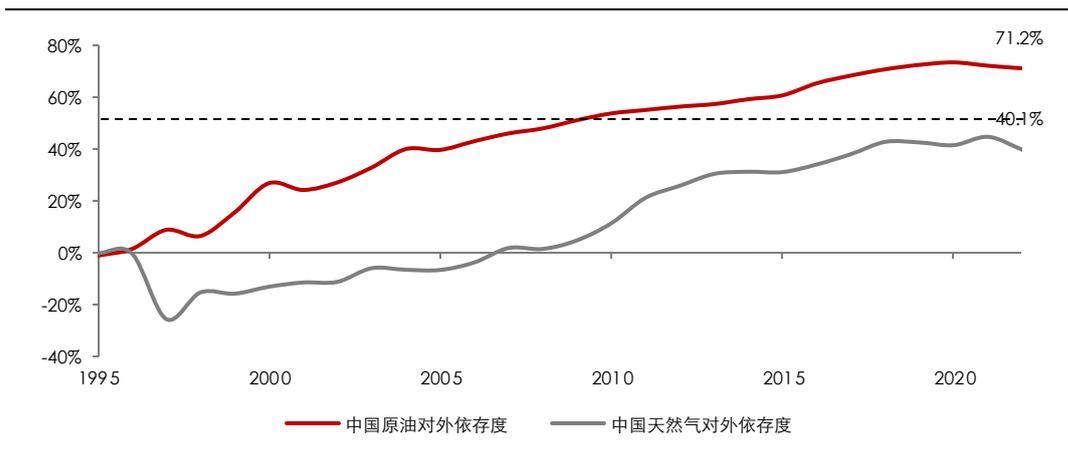
挑战与机遇并存，中国全面响应碳中和的底层逻辑是什么？

一是积极应对气候变化。的确工业革命以来的人类活动导致地球气温异常地快速上升，这已经是主流科学界的共识，根据美联储全球化研究所，若不采取气候行动，到 2100 年全球气温将上升 3.7°C，届时全球年度人均 GDP 可能会损失 7.2%，意味着如果放任全球变暖，本世纪末的人类每年都要面对严重的经济损失。

二是争取全球气候治理话语权。中国在应对气候变化方面，在全球树立了负责任的大国形象，特别是对发展中国家起到了很大的示范作用。反观西方国家早在 09 年哥本哈根 COP15 承诺的 2020 年之前每年向发展中国家提供至少 1000 亿美元气候援助，却至今没有完全兑现。中国在全球气候治理中的角色，正在从参与者到贡献者再到引领者转变。

最重要的是，实现能源自主可控。另一方面坚定推动碳中和转型也是出于对中国能源安全的考量，在国际形势风云突变的背景下，中国作为制造业大国，要发展实体经济，必须实现能源自主可控。2023 年中国石油对外依存度超过国际公认的 50% 的安全警戒线，达到 70% 以上，天然气对外依存度超过 40%。能源低碳转型不仅是中国的大国担当体现，更是调整能源结构的历史契机，所以碳中和最核心的底层逻辑是“能源的饭碗必须端在自己手里”。

图表 3：中国能源对外依存度大幅超过安全警戒线



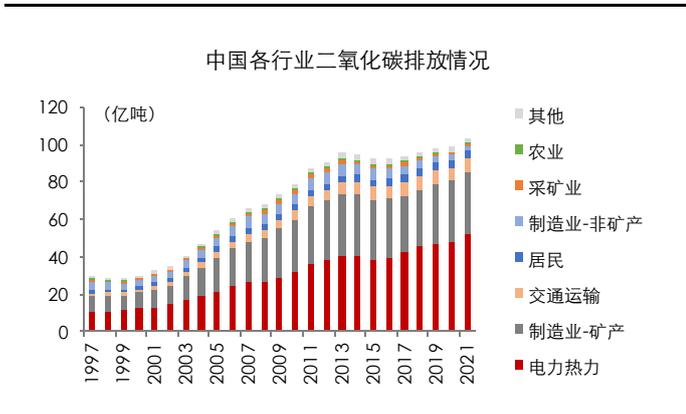
资料来源：Wind、国家统计局、中国商务部、中国石油报，五矿证券研究所

注：对外依存度=（进口数量-出口数量）/表观消费量

实现双碳目标，能源是主战场，电力是主力军

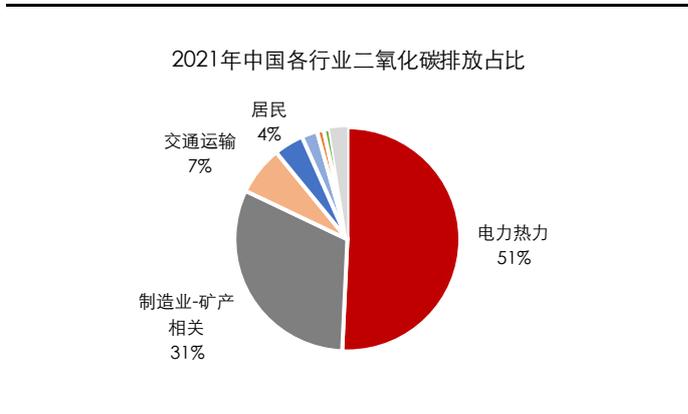
能源是国民经济发展的命脉，也是中国二氧化碳排放的主要来源，2020年中国能源燃烧产生的二氧化碳排放量占全社会总排放量约87%。分行业看，电力热力行业二氧化碳排放量占比最高，2021年占比约51%。2022年中国终端电气化率约26.9%，未来随着电气化率的增长，电力行业对中国碳排放总量的影响将不断提升。可见在双碳目标的实现进程中，降低电力系统碳排放，新型电力系统建设是重中之重。

图表 4：电力行业是中国碳排放的主要来源



资料来源：Wind，五矿证券研究所

图表 5：2021年中国电力行业碳排放占比高达51%

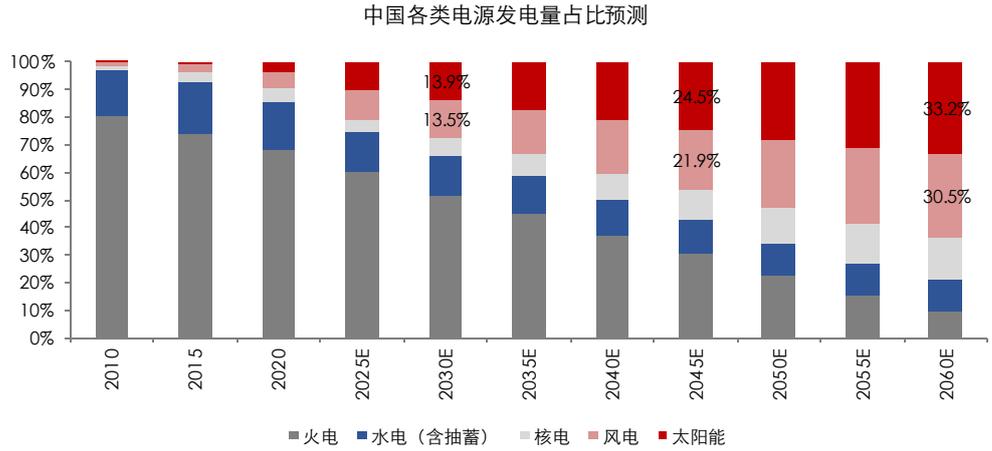


资料来源：Wind，五矿证券研究所

高比例新能源电力系统建设，赋予电力体制改革新的使命

新型电力系统最显著的特征在于电源侧新能源对化石能源的大规模替代，2022年中国风光合计装机容量和发电量占比分别为29.6%和13.4%，到2060年新能源将成为发电主体，我们测算届时中国风光合计装机容量和发电量占比将分别达到74.8%和63.7%。想要实现这一目标，电力工业在投资、生产、运输、消费、监管等环节的体制机制都需要发生根本性变革，正所谓“实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革”。

图表 6: 预计 2060 年中国风光合计发电量占比将超过 60%



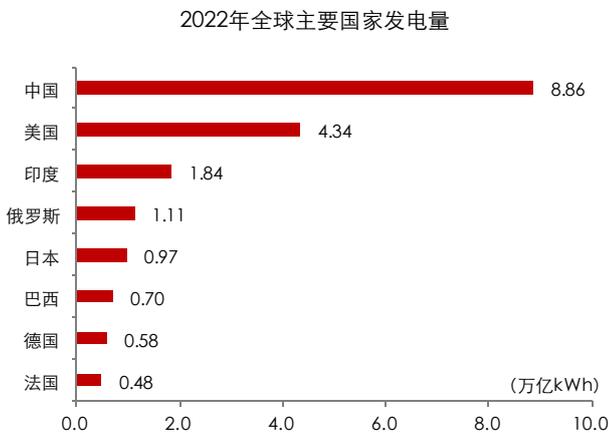
资料来源: 历史数据来自中电联, 未来数据为五矿证券研究所预测

电力体制改革不仅要“分好蛋糕”更要“做大蛋糕”

2023 年中国全社会用电量约 9.2 万亿 kWh, 假设终端电价为 0.6 元/kWh, 那么中国每年电力消费市场规模约 5.5 万亿元。电力体制尤其是电价机制关系到“发输配售用储”各环节相关主体如何参与投资、回收准许成本以及获取合理收益, 但电改不能只是为了实现存量分配的优化。理想的电力体制应该将“有为政府”与“有效市场”相结合, 在确保电力可靠供应和系统安全稳定运行的基础上, 通过资源优化配置、激励科技创新、推动产业发展等方式做出增量贡献, 实现全社会效益最大化, 以最低的社会经济成本推进能源转型。

同时, 2023 年全球发电量约 28.4 万亿 kWh, 假设全球平均电价为 1.0 元/kWh, 那么全球每年电力消费市场规模约 28.4 万亿元。如今中国已在许多新能源细分领域构建了全球竞争力, 例如中国光伏组件产量已连续 16 年位居全球首位, 多晶硅、硅片、电池片、组件等产量产能的全球占比均达 80% 以上, 未来中国不仅有能力将自己的“蛋糕”做大, 更有能力成为领导者将全球的“蛋糕”做大。

图表 7: 中国是全球发电量最多的国家



资料来源: Lowcarbonpower, 五矿证券研究所

图表 8: 中国终端电价在全球主要国家中处在较低水平



资料来源: Statista, 五矿证券研究所

2 从何而来——电力体制改革的历史

西方电力体制经历了国有化到市场化的转变

早期自由竞争时代（1880年代-1920年代）

从1882年爱迪生在纽约曼哈顿投建的人类第一座发电厂点亮包括JP 摩根办公室在内的400盏电灯开始，世界电力工业走过了140余年发展历程。早期的电力工业是充满竞争的，以美国为例，19世纪末出现了大量规模分散的电力公司，当时主要用电负荷为电力牵引机车和夜间照明，由于负荷单一、规模较小，各发电厂负荷率普遍较低，导致电价很高，电力普遍被当成一种的奢侈品。

政府管制时代（1930年代-1960年代）

集中发电和电网联合运行可以减少重复投资，实现效率最大化，这一阶段大量小型电力公司开始整合为全国性或地区性的电力集团。在19世纪30年代凯恩斯经济学成为主流后，考虑到电力行业的自然垄断*属性，为了防止垄断权的滥用，政府开始介入电力工业，要么直接参与投资，要么收归国有，要么采取强监管下的特许经营模式。

注：“自然垄断”指独家垄断经营的总成本小于多家分散经营的成本之和。

全面市场化时代（1970年代-至今）

石油危机后，监管模式的弊端开始显现，电价调整滞后、过度投资等问题引发消费者对垄断体制的不满，以1978年美国推出《公用事业监管政策法》为标志，全球掀起了电力市场化改革的浪潮，此后私有化、市场化、放松管制、引入竞争成为各国电力体制改革的主旋律。

从上世纪70年代理论准备，80年代技术实践，90年代深入推进，到00年代体系完善，西方的电力市场建设经历了30余年历程，并且遭遇了美国加州电力危机和美加大停电等波折。虽然全球电力市场发展到现在已经形成了成熟的理论体系和美国PJM、北欧、德国电力市场等标杆模式，但面对新一轮能源革命，可预见的是未来全球电力体制仍然需要继续改革和进化。

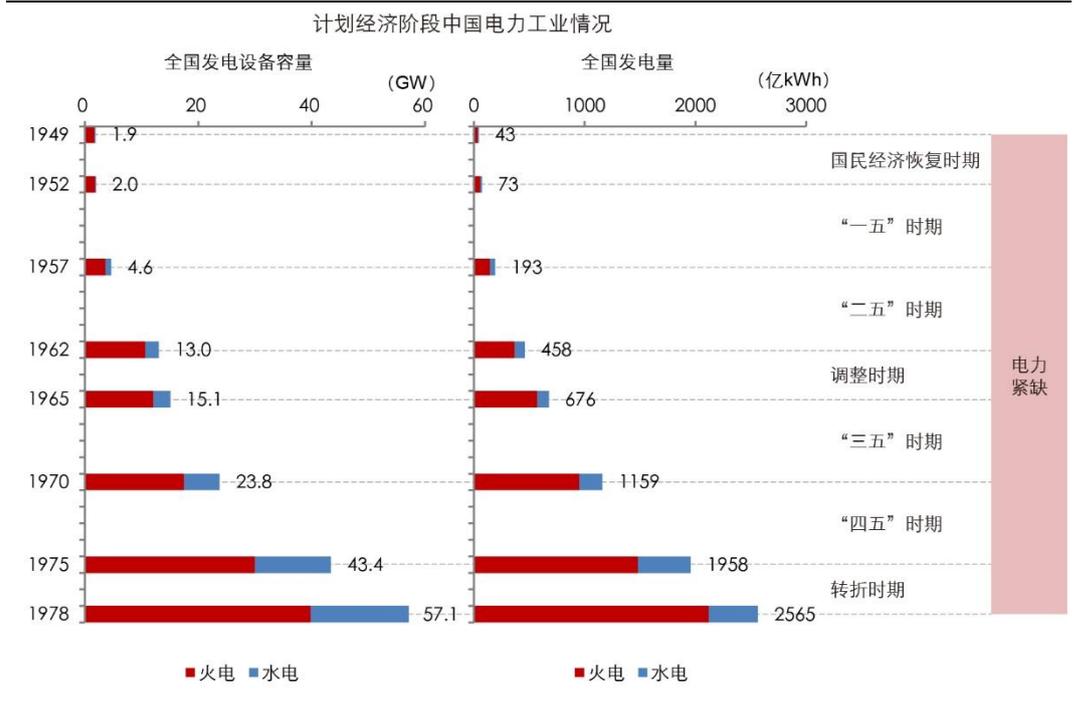
中国电力发展史是一部不断改革创新的历史

计划经济阶段（1949年-1978年）：国家所有，中央统管

计划经济阶段，作为国民经济重要基础的电力工业建立起高度集中的计划经济体制。从1949年建立燃料工业部，到1955年成立电力工业部，到1958年重组成立水利电力部，经过多次上收和下放的探索，确立了“以国家主管部门为主导、以省为建制”组建各省电业局的计划管理体制。这一时期的电源电网建设均为国家独家投资，电价则由政府统一制定，1965年国家颁布《电、热价格》，全国基本实现了统一的目录销售电价，这一阶段的电力体制可归纳为“国家所有、中央管辖、政企合一、厂网一家”。

改革开放前的中国电力工业发展史，是一部自力更生、奋发图强的艰苦奋斗史。中国电力工业从落后、弱小、破碎的“烂摊子”起步，虽然经历了中苏关系变化、三年自然灾害等波折，电力长期处于紧缺阶段，但电力工业总体仍然不断发展壮大，1978年中国电力装机容量和年发电量分别比1949年增长了30倍和59倍，初步建立起较为完整的电力工业体系，为改革开放后电力工业的大发展打下了基础。

图表 9：计划经济阶段是中国电力工业艰苦奋斗、积极探索的创业期



资料来源：中电联，五矿证券研究所

改革开放阶段（1978年-2002年）：集资办电，政企分开

“发展”成为第一要务

回顾改革开放初期，1978年十一届三中全会胜利召开，中国进入了以经济建设为中心的新时代，国民经济步入高速发展轨道。然而，电力却成为制约经济发展的瓶颈，1978年全国发电装机缺口达到1000万千瓦左右，企业用电被迫“停三开四”甚至“停四开三”，解决缺电问题引起了国家各级领导的高度重视。

集资办电登上历史舞台

下面一段谈话引出了当时中国电力体制改革的思路。

1980年冬季的一个傍晚，时任中国电力部部长的李鹏同志一行散步到济南纬二路大观园附近，他指着街道昏暗的路灯不解的问：“你们济南连霓虹灯也没有？”

山东电力工业局的陪同人员答道：“有！但不让开。我们山东缺电，您又不给我们投资。”

李鹏部长闻言哈哈大笑，并随后作出指示：“你们刚才在车上提到的集资办电构想是可行的，可以一试。有适合建电厂的地方么？”

“有啊，烟台就很好，地处沿海又有煤矿。”陪同人员再一次回答。

“是不是可以考虑在烟台范围内发行股票，五年内还本付息？”李鹏部长建议。

就在那一个夜晚，中国电力体制第一次改革的思路确定了。首先从电力投融资体制入手，改变国家独家办电体制，通过集资办电解决资金不足和投资激励不足问题，1980年电力行业率先实行“拨改贷”^{*}，此后又推出集资办电（1981年试点，1985年推广）、发行电力建设债券（1987年）等解决电力建设资金短缺问题的政策。这一时期，集资办电政策极大地调动了地方、民企、外资等各方办电的积极性，中国电力工业空前发展，发电装机容量和发电

注：“拨改贷”指对国家预算内基本建设投资由财政拨款改为银行贷款

量进入快速增长通道。

“多种电价”打破计划电价长期不能调整的局面

在这一阶段，中国的电价机制作为电力体制的核心也同步进行了改革。计划经济时期的国家统一目录电价对电力行业疏导成本和鼓励扩大再生产造成了严重的制约。1985年，《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》下发，决定对部分电力实行多种电价，例如煤电电价可随燃料、运输价格的变化而相应浮动，用户侧实行高峰低谷电价，水电可按丰水期枯水期制定电价，外资办电在还本付息期间可按成本税金及合理利润核定电价等。

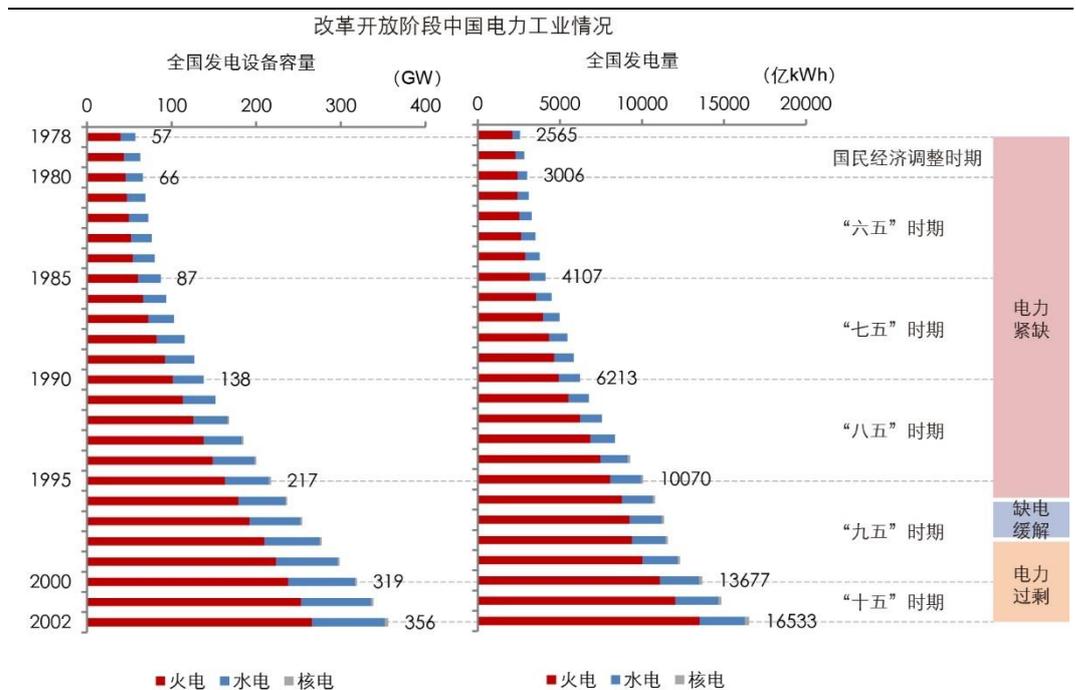
多种电价的实施，打破了电力单一计划价格长期不能调整的局面，使平均电价水平平滑上升，扭转了电价水平与成本水平逆向运行的状况，缓解了电力企业财务每况愈下的状况。还本付息电价、燃运加价、经营期电价、涉外电价等多项电价政策的实行，也激发了各方集资办电的热情，对加快电力建设，促进电力企业效率提升起到了积极作用。

政企分开，吹响市场化的前奏

在集资办电政策取得巨大成功后，电力市场化改革也被提上议程。1987年，全国电力体制改革座谈会提出“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办电”的电力改革方针。1997年国家电力公司成立，进行公司化改组，商业化经营。此后，1998年撤销电力工业部，实行政企分开，将电力行政管理职能移交国家经贸委，行业管理职能移交中电联，国家电力公司开始独立运作，至此中国电力工业比较彻底地实现了在中央层面的政企分开。同时，90年代末随着电力供需逐渐平衡甚至略有富余，国家又先后启动了“两改一同价”*和“厂网分开、竞价上网”试点等工作，为后续的市场化改革做好了铺垫。

注：“两改一同价”指农电工作的三大目标，即建设改造农村电网、改革农村电力管理体制、实现城乡用电同网同价

图表 10：改革开放阶段“发展”是中国电力工业的第一要务



资料来源：中电联，五矿证券研究所

第一轮电改阶段（2002年-2015年）：厂网分开，主辅分离

垂直一体化模式弊端初现

经过改革开放二十多年的快速发展，中国电力建设取得了巨大成就，从1978年至2000年，中国发电装机容量和发电量先后超越法国、英国、加拿大、德国、俄罗斯和日本，均跃居世界第二位。电力工业有力支撑了国民经济的快速发展，同时垄断经营的体制性缺陷日益明显，省际之间市场壁垒阻碍了跨省电力市场的形成和电力资源的优化配置。

二滩弃水的反思

世纪工程二滩水电站弃水事件成为第一轮电力体制改革的导火索。二滩水电站于1991年开工建设，总装机容量330万千瓦，总投资360亿元。1998年首台机组投产后，前三年累计弃水电量达到190亿kWh，远高于同期实际上网电量，投产前两年累计亏损达12.5亿元。

如今回顾二滩弃水事件的内在原因，最直接的原因是电价定价机制问题。二滩水电站的上网电价为0.45元/kWh，是由国家计委按照企业项目建设“成本加成”的标准核定审批的，这不仅高于国家电力公司系统0.25元/kWh的平均上网电价，甚至比当时全国到户城市居民0.42元/kWh的平均消费电价还高，这对于终端用户来说无疑是难以承受的。

如此高的核定电价背后则是由于项目建设成本中的财务成本过高，二滩水电站属于世界银行贷款项目，项目总投资中资本金占比仅3%，剩余97%为负债。为了达到世界银行12%的净资产利润率和15年还款期限的要求，二滩水电站不得不承担过高的还款付息压力，最终导致了高昂的核准电价。

电力过剩则是导致二滩事件的另一个原因。二滩水电站建设的同时川渝地区也同步投建了大量火电项目，1999年年底，川渝地区发电总装机容量达到2026万千瓦，发电设备平均利用小时数仅为3200小时，远低于全国4100小时的平均水平，电力过剩使得二滩高电价在市场中没有竞争力。同时，1999年川渝分立，省间壁垒也导致原定的消纳计划难以执行，最终形成二滩水电站“卖电难”的处境。

巨额投资却换来巨额亏损，二滩弃水矛盾将电力行业管理体制的问题彻底暴露，引发了业内人士的思考和中央的关注，在一定程度上加快了电力体制改革的步伐。

“5号文”标志电力市场化改革大幕拉开

2002年2月，《关于印发电力体制改革方案的通知》（国发[2002]5号）发布，“5号文”确立了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的改革方针，目的在于培育电力市场主体，形成发电侧多元化公平化竞争的格局。

图表 11：国发[2002]“5号文”旨在打破垄断，引入竞争

要点	具体内容
厂网分开	将国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产、财务和人员的重组。形成国家电网、南方电网两大电网企业公司，以及五大发电集团等发电企业。
主辅分离	对现国家电力公司系统所拥有的辅助性业务单位和“三产”、多种经营企业进行调整重组。
输配分开	输电和配电资产分离，并单独定价，“十五”期间，电网企业可暂不进行输配分开的重组，但要逐步对配电业务实行内部财务独立核算。
竞价上网	引导发电企业通过竞价形成上网电价，建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、

开放的区域电力市场，实行新的电价机制；开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局。

资料来源：中国政府网，五矿证券研究所

厂网分开，较为顺利

由于厂网分开是首轮电改规划蓝图中的第一步也是最关键一步，早期也积累了足够的试点经验，于是“5号文”出台后，厂网分开最先得得到落实。2002年底，国家电力公司正式分拆重组为两大电网公司、五大发电集团和四大辅业集团，标志着电力行业垂直一体化模式被打破。其中两大电网公司为国家电网公司和南方电网公司；五大发电集团为华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团和中国电力投资集团；四大辅业集团为水电规划设计院和电力规划设计院两个设计单位，以及葛洲坝集团和水利电力建设总公司两个施工单位。11家集团公司的组建，实现了厂网分开，引入了竞争机制，可谓是中国电力体制改革的一个里程碑。

主辅分离，稍有延后

在厂网分开的改革顺利实施后，主辅分离改革制定了多个版本的方案均由于缺电、雨雪灾害等原因有所推迟。2011年，国资委再度启动改革，将国家电网和南方电网下属的勘测设计、施工等辅业剥离，与此前形成的4大辅业集团一并重组为中国电建和中国能建两大建设集团，标志着历时9年的电力行业主辅分离基本完成。

能源监管机构的确立

2003年国家电监会成立，填补了中国电力行业监管的空白，其起到市场监督的作用。2008年国家能源局组建，其职责包括拟定能源发展战略、规划和政策，提出相关体制改革建议；实施对石油、天然气、煤炭、电力等能源的管理；管理国家石油储备；提出发展新能源和能源行业节能的政策措施；开展能源国际合作。而能源价格的管理由国家能源局提出调整能源产品价格的建议，报国家发改委审批，国家发改委调整涉及能源产品的价格应征求国家能源局意见。2013年国家能源局和国家电监会整合为新的国家能源局，将行政管理和监督管理合并，实现政监合一。

输配分开及竞价上网，不及预期

改革开放以来实行的多种电价政策，对推动集资办电和扭转中国长期存在的缺电问题起到了积极作用，但是难以适应市场化背景下电力供求关系和市场结构的变化。“5号文”在电价机制方面提出了“输配分开、竞价上网”的改革目标，由于电网统购统销模式的存在，如果电网输配电价无法做到清晰独立的核算，发电侧竞价上网的结果也难以准确客观地传导到用电侧。

但是想实现输配分开并不容易，需要对电网的输配电资产进行系统核算，这是一项极其复杂的工作，难以短时间完成。因为改革开放以来中国电网处在高速发展时期，输配电网建设任务重，电网资产庞杂，导致输配电资产各自在电网资产中的份额很难厘清。此外考虑到电网安全调度以及交叉补贴等问题，也使得输配分开改革的推进不及预期，竞价上网难以实现。

燃煤标杆电价及煤电联动机制成为过渡期的选择

注：“煤电顶牛”是指煤、电价格形成机制不够完善，难以有效衔接，导致要么煤企大赚，电企大亏，要么反之。

由于输配电价改革不及预期，“5号文”后电网仍然只能维持统购统销模式，燃煤标杆电价成为了向市场化过渡阶段的电价机制。2004年发改委出台了燃煤标杆上网电价政策，统一制定并颁布了各省新投产机组上网电价。标杆电价不考虑电厂自身投资及特殊成本，按各省平均社会成本，以长期国债加一定百分点作为资本金内部收益率，统一测算形成。对于同一地区新投产的同类煤电机组，原则上按同一价格水平核定上网电价，同时燃煤标杆上网电价也成为其他类型电源上网价格的“锚”。

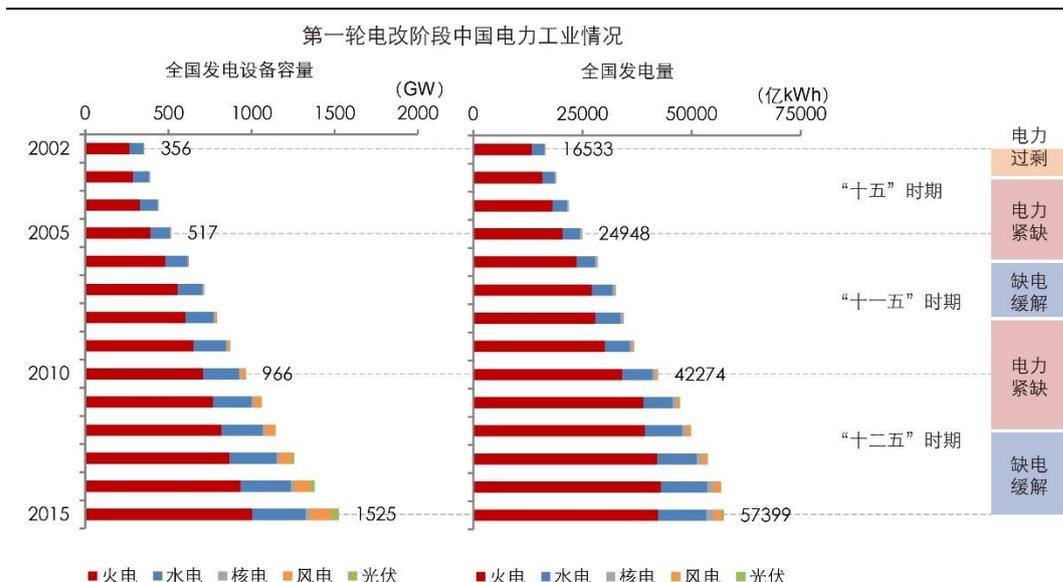
标杆电价制度出台后，为了缓解2002年煤炭市场化改革后煤价快速上涨对电力企业的影响，2004年发改委颁布了《关于建立煤电价格联动机制的意见》，煤电联动机制规定，以不少于6个月为一个周期，当周期内电煤价格变动幅度超过上一周期的5%时，在电力企业消化煤价变化因素30%的基础上，相应调整上网电价。

“标杆电价+煤电联动”的电价机制在缓解“煤电顶牛”问题上有一定积极作用，但是其本质仍然是计划体制下完全由政府主导的核价机制，距离真正实现通过竞争形成价格的市场化模式还有很长的路要走。

《可再生能源法》颁布，新能源进入萌芽阶段

进入21世纪后，中国经济飞速发展，但能源供需矛盾和环境问题日益突出。在此背景下，2005年《可再生能源法》出台，为中国可再生能源发展奠定了法律框架，将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域。2010年对《可再生能源法》进行了修订，确定了国家实行可再生能源发电全额保障性收购等制度，这成为中国未来新能源得以快速发展的重要支撑性政策之一。此外，国家财政设立了可再生能源发展基金，通过可再生能源电价附加等渠道筹集基金用于支持新能源项目的建设，主要用于补贴平价前的可再生能源价格与常规能源价格的差额。

图表 12：第一轮电改阶段市场化改革成为时代主题



资料来源：中电联，五矿证券研究所

新电改阶段（2015年-至今）：管住中间，放开两头

改革的任务还远没有完成

2002年“厂网分开”的改革，初步形成了发电侧多元竞争的格局，后续国家也在大用户直购电和区域电力市场等领域做了多轮试点和探索，但只要电网在发电侧作为单一电能购买者和在售电侧作为单一电能销售者的统购统销模式不改变，作为电力体制改革“牛鼻子”的电价改革难以推进，真正的电力市场就难以形成。于是2015年3月，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）印发，“9号文”标志着新一轮电力体制改革启动。

能源革命和供给侧改革为背景

和首轮电改相比，新一轮电改的背景有了明显变化。从国际看，2015年巴黎协定的签订标志全球能源结构清洁化、低碳化转型的趋势明显加快；从国内看，2015年中国经济开始告别粗放式发展，进入“L”型高质量转型阶段，电力供需整体过剩，各行各业都启动了供给侧结构性改革，旨在以改革促发展。在此背景下，中国电力工业急需全面的结构性调整和优化，以引领中国能源转型和适应经济发展新常态。

管住中间，放开两头

“9号文”对电力体制改革目标和路径做出了详细的顶层设计。针对2002年首轮电改遗留的输配难以分开，竞价难以传导等问题，“9号文”提出了“管住中间、放开两头”的改革架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合中国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

“9号文”发布后，2015年底六个电力体制改革配套文件迅速落地，分别从电价、计划、市场、售电、交易等方面对文件进行了细致的安排和部署。新电改通过对输配电价进行单独核定，使“过路费”透明化，电网回归“高速公路”的定位，在此基础上有序推动发电侧售电侧市场化，理顺电力价格形成机制，还原电力的商品属性，发挥市场在资源配置中的决定性作用。新一轮电改可以说是对传统“计划模式”的根本性颠覆，中国电力体制改革真正步入“深水区”。

图表 13：中发[2015]“9号文”对新一轮电力体制改革作出全面部署

要点	具体内容
总体思路	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行。
基本原则	坚持安全可靠，坚持市场化改革，坚持保障民生，坚持节能减排，坚持科学监管。
重点任务	<ol style="list-style-type: none"> 1) 有序推进电价改革，理顺电价形成机制。单独核定输配电价，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，妥善处理电价交叉补贴。 2) 推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制。规范市场主体准入标准，引导市场主体开展多方直接交易，鼓励建立长期稳定的交易机制，建立辅助服务分担共享新机制，完善跨省跨区电力交易机制。 3) 建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台。遵循电网企业功能，完善主辅分离。规范电网企业运营模式，电网企业不再以上网电价和销售电价价差作为收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。规范电力交易结构，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。完善电力交易机构的市场功能。 4) 推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用。有序缩减发用电计划，直接交易的电量和

容量不再纳入发用电计划，鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易。完善政府公益性调节性服务功能，进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。

5) 稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。鼓励社会资本投资配电业务，建立市场主体准入和退出机制，多途径培育市场主体，赋予市场主体相应的权责。

6) 开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。积极发展分布式电源，完善并网运行服务，加强和规范自备电厂监督管理，全面放开用户侧分布式电源市场，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等分布式电源。

7) 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。加强电力行业特别是电网的统筹规划，完善电力监管组织体系，减少和规范电力行业的行政审批，建立健全市场主体信用体系，抓紧修订电力法律法规。

资料来源：中国政府网，五矿证券研究所

输配电价改革破冰

其实早在 2014 年，深圳市便率先启动了输配电价改革试点，政府以电网有效资产为基础，核定准许成本和准许收益，对电网企业实行总收入监管，并公布独立的输配电价。有了深圳的经验后，在“9 号文”的推动下，2015 年至 2017 年所有省份及区域电网均陆续启动试点，作为电力体制改革重要任务之一的首轮输配电价改革试点工作全面完成，首轮输配电价核定剔除不相关或不合理的成本金额达到 1180 亿元。中国输配电价核定周期为 3 年，此后国家发改委在 2020 年和 2023 年分别出台了第二监管周期及第三监管周期输配电价核定通知，标志着中国独立输配电价体系已基本完善，有力推动了电力上网、销售环节政府定价向市场定价模式的转变。

电力市场“现货+中长期”模式确立

电力中长期交易主要是指市场主体通过市场化方式开展的多年、年、季、月、周等日以上的电能交易。现货市场则主要开展日前、日内、实时电能交易，现货市场可以平衡中长期交易偏差，并根据电力实时供需情况及时发现价格信号。

“9 号文”配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》明确提出，中国电力市场建设目标是“现货交易发现价格，中长期交易规避风险”的现货和中长期交易相结合模式。2016 年《电力中长期交易基本规则（暂行）》印发，首次详细描述了“计划调度+直接交易为主的电力中长期”交易模式操作方法及流程。在基本规则出台后，到 2019 年各省也都在其基础上因地制宜制定了各自可操作性更强的电力中长期交易规则。

随着电力中长期市场的规范，中国分别于 2017 年和 2021 年启动第一批 8 个和第二批 6 个电力现货市场试点建设工作，截至 2023 年，全国已有 23 个地区实现了电力现货市场的试运行，其中南方（以广东起步）、山东、山西、甘肃、蒙西等地实现常态化运行。2023 年《电力现货市场基本规则（试行）》的发布，也标志着中国电力现货市场建设从地方试点的实践探索正式转入在全国层面的推广。

发用电计划从“有序放开”到“全面放开”

发用电计划管理是传统计划模式下的电力管理制度，政府通过行政方式结合节能减排等目标制定发电、用电和调度计划，电厂能发多少电，以什么价格上网，都是按计划执行。

长期以来，发用电计划作为电力电量平衡方案，有力保障了电力供需平衡、电网安全稳定运

行，特别是在电力供应紧张时期发挥了重要作用。然而随着市场化的推进，计划模式下的电力生产管理方式在面对不同时段、不同区域的电力供求状况时，难以形成正确的市场和价格信号，也难以对电源优化布局和用户资源投入实施有效引导。

推进发用电计划改革是新一轮电力体制改革的重点任务之一，我们可以把发用电计划放开比例简单理解为参与市场化交易的发用电量比例，所以发用电计划放开和电力市场建设的节奏基本是同步的。2018年煤炭、钢铁、有色、建材4个重点行业全面放开电力用户发用电计划；2019年全面放开经营性用户进入市场（居民、农业、重要公用事业、公益性服务以外的工商业）；2021年“1439号文”取消燃煤标杆电价制度，燃煤发电全电量进入市场，取消工商业目录电价，建立代理购电制度，全部工商业用户进入市场。“1439号文”的颁布可谓新一轮电改以来的重大里程碑，发用电计划全面放开，使得市场化用户数量大幅提升，为当时处于“瓶颈”的电力市场建设注入了巨大推力。

图表 14：发改价格[2021]“1439号文”

要点	具体内容
放开燃煤发电电量上网电价	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。
扩大市场交易电价浮动范围	将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。
推动工商业用户进入市场	有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价；对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。
保持居民、农业用电价格稳定	居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。

资料来源：国家发展改革委，五矿证券研究所

售电公司仍处在粗放发展阶段

“9号文”将售电侧改革同样列为改革重点任务之一，向社会资本放开售电业务，意在培育售电侧市场竞争主体，在电力批发市场之外形成零售市场，让用户拥有选择权，使得市场化释放的红利可以重复传递给用户，降低用户用能成本。

以2016年广东省售电公司获得准入为始，售电公司如雨后春笋般相继在全国落地，且后续随着电力市场不断成熟，参与市场的电力用户增加，售电公司数量也在不断增加，市场规模不断扩大。但由于开放初期售电公司商业模式较单一，主要利润来自于简单的购售电价差及通过中小用户信息获取能力差赚取服务费，在同质化竞争加剧的过程中，多数售电公司出现经营困难的情况。可见售电公司一定不是简单的赚取价差，而是需要结合自身优势提供增值服务，例如通过资源整合为用户提供辅助服务或代理用户参与需求侧响应，或者制定适合的套餐帮助用户规避批发市场波动风险，或者为用户提供绿电及碳市场服务等。未来随着电力现货市场的普及和分布式能源的发展，售电公司作为连接用户和市场的桥梁，将起到更为关键的作用。

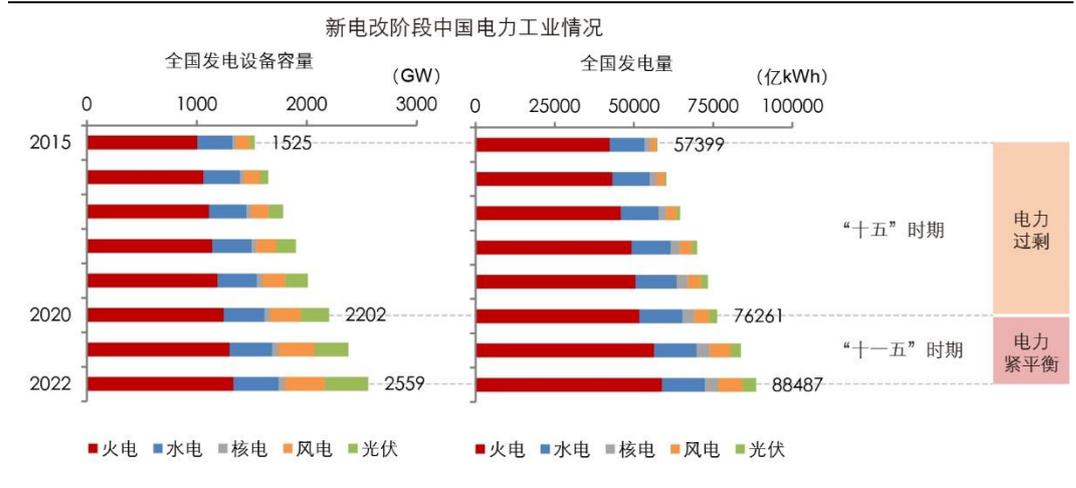
增量配电进展缓慢，但曙光初现

打破垄断，引入竞争，除了发电侧、售电侧以外，“9号文”也提出了电网侧引入竞争的方案，在短期存量难以厘清的情况下，改革从增量入手，提出逐步向负荷条件的市场主体开放增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。增量配电改革的目的是有三：一是引导

社会资本广泛参与配电网的建设发展，满足社会快速增长的用电需求；二是在配电网运营领域引入竞争者，以专业化管理措置盘活大量沉淀的配网资产，通过市场竞争提高配网运营效率；三是鼓励社会资本对增量配网业务进行拓展创新，丰富增值服务内容，提高终端用户能源管理水平。

2016 年以来，增量配电试点工作在全国范围铺开，但是改革进展明显不及预期，试点项目大多难以推进，除了接网、调度、存量资产处置、区域划分等问题外，最核心的问题还是在于输配电价机制不够完善，高低电压等级的输配电价价差空间不够，导致配电投资长期无法收回。2023 年颁布的第三监管周期输配电价区分了不同电压等级用户的输配电容量/需量电价，为增量配电、微电网的发展创造了有利条件。

图表 15：新电改阶段电力市场架构逐渐清晰



资料来源：中电联，五矿证券研究所

历史的经验

坚持“电力先行”的客观规律

早在 1958 年，毛主席就提出国家要发展，需要两个“先行官”，一个是铁路，一个是电力。电力应适度超前发展，是由电力工业的基础性、公益性等特点决定的，工农业、交通运输、城市建设、人民生活，都需要大量使用电力，一旦供应不足会带来很大的经济损失。同时，电力工业是资金密集型和技术密集型产业，电源电网建设需要一定的时间周期，需要提前规划。

遵循“安全第一”的生产方针

电力工业具有瞬时性的特点，局部发生事故，将危及整个电力系统的发输配用所有环节，危及全社会的生产生活。为了防止电力系统发生稳定破坏、电压崩溃、电网瓦解等恶性大面积停电事故，在电力建设中必须执行“质量第一”的方针，电力生产中必须执行“安全第一”的方针。计划体制时代，中国电力行业一直处在“半军事化”管理的状态，没有发生过大面积停电事故。未来随着电力市场化改革推进和新能源快速发展，电力系统安全问题应与时俱进，常抓不懈。

坚持改革与发展相互促进

中国电力发展史是一部不断改革创新的历史，从“集资办电”到“厂网分开”再到“管住中间，放开两边”，每一轮改革均抓住了当时行业发展的痛点，以改革促发展，使中国电力工

业取得了举世瞩目的成就。新一轮电力市场化改革仍在路上，为实现能源革命，电改的步伐不能停。

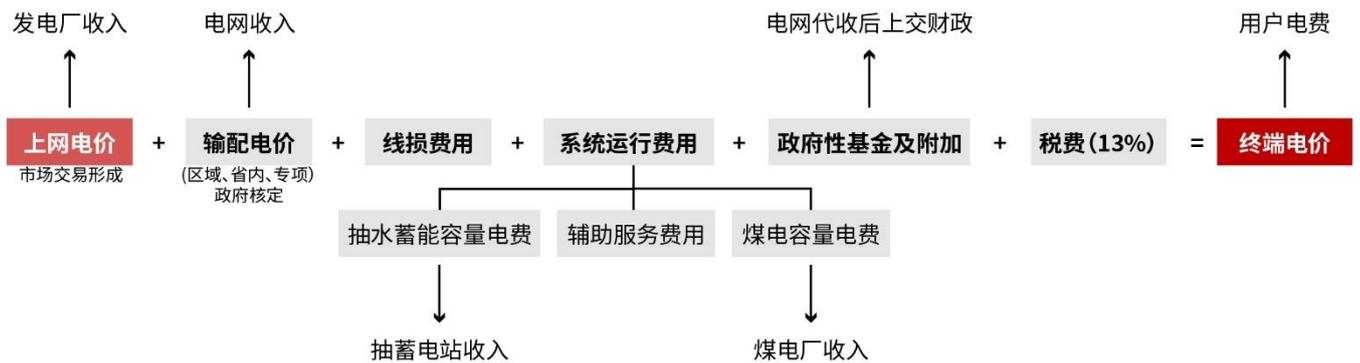
3 现在何方——当前的电力体制架构

从电价说起，终端电价的组成部分

电作为一种特殊的商品，具有不易储存、无形性、同质性等物理特性，电力的生产交割消费，即发输配售用几乎是同时完成，且电力系统需要保持实时平衡。本着“谁受益，谁承担”的公平负担原则，用户理所应当需要为其所消费电力的生产运输平衡成本买单，整个流程中的参与方，例如发电厂、电网、售电公司等也理所应当能回收其合理成本和获取合理收益。

中国的电价机制从过去政府制定目录电价的计划模式，已经逐步过渡到市场化定价模式。典型的工商业用户终端电价的组成可以分为市场化部分和非市场化部分，市场化部分的上网电价通常由电力市场供需双方交易形成，而非市场化的部分，如输配电价、系统运行费用、政府基金及附加则尽可能拆分出来单独核定。

图表 16：终端电价可拆分为市场化部分和非市场化部分



资料来源：国家电网、中国政府网，五矿证券研究所

上网电价：指发电企业提供电能的电力结算价格。在市场化改革前，上网电价属于政府定价，即由政府价格主管部门按能源类别分类定价，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。在电力中长期市场和现货市场建立之后，参与市场的发电机组上网电价由供需双方协商或交易确定。

输配电价：指电网企业提供电力运输服务的结算价格。自新一轮电力体制改革以来，中国输配电价已经经历了三轮监管周期的核定，发改委按照“准许总收入=准许成本+准许收益+税金”的方法先核定电网企业输配电业务的准许收入，再以准许收入为基础核定分电压等级和各类用户的输配电价。

线损费用：指电力输送和分配过程中电能损失的费用，由用户承担。电力在运输过程中，受电线电缆阻抗、导线材质质量、变压器性能等因素影响，不可避免产生电能损耗。国家规定，线损费用根据各省电网统一的综合线损率计算得出，并随着每个监管周期的输配电价文件一并公布。

系统运行费用：指为了维护电力系统安全稳定运行而发生的费用，主要包含辅助服务费用、

抽水蓄能容量电费和煤电容量电费。不同省份系统运行费用构成有所差别，例如江苏省还包含了天然气发电容量电费、电价交叉补贴新增损益等。考虑到中国对居民和农业的保障性供电，所以系统运行费用主要由发电侧和全体工商业用户承担。

- 辅助服务费用：指为了维持电力系统安全稳定运行，根据电力调度机构指令，可调节发电机组或电力负荷等并网主体接受调度后所获得的补偿。根据 2021 年出台的新版“两个细则”，电力辅助服务的种类可分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急恢复服务，有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等。辅助服务是偏计划性但是必要的调节机制，过去主要由发电侧分摊，而发电侧“零和博弈”也导致了火电灵活性改造和储能投资激励不足。随着风光等不稳定电源增长，辅助服务的需求和费用规模也在快速增长，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，未来用户也理应承担部分辅助服务费用。
- 抽水蓄能容量电费：指抽水蓄能电站两部制电价中的容量电费部分。抽水蓄能是电力系统的主要调节电源，具有调峰、调频、调压、系统备用和黑启动等多种功能。为鼓励抽水蓄能建设，2021 年开始对抽水蓄能电站实行两部制电价，其中容量电价纳入输配电价回收，以保证能回收抽发运行成本外的其他投资成本，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定。
- 煤电容量电费：指燃煤发电电站两部制电价中的容量电费部分。煤电是中国最重要、成本较低的支撑调节电源，煤电经营成本包括折旧费、人工费、修理费、财务费等固定成本和燃煤等变动成本。随着新能源快速发展，煤电的功能逐渐向着基础保障性和系统调节性电源转型，平常时段为新能源发电让出空间，高峰时段继续顶峰出力。随着煤电机组越来越多的时间“备而不用”，通过传统的单一电量电价难以完全回收成本，长此以往可能影响电力系统安全运行。2023 年国家正式出台煤电容量电价机制，根据煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元，根据各省转型进展按不同比例执行，2024 至 2025 年多数省份比例为 30%，2026 年起，各省比例提升至不低于 50%。

政府性基金及附加：指电力生产输送本身之外的考虑公共政策目标，并与能源电力发展有关的专项用途的资金。政府性基金及附加主要包含可再生能源电价附加、国家重大水利工程建设基金、水库移民后期扶持资金、农网还贷基金等，工商业及居民用电价格均包含了政府性基金及附加。

- 可再生能源电价附加：指国家财政设立的用于支持可再生能源开发、利用、系统建设等用途的专项资金。可再生能源电价附加从 2006 年开征，历经 5 次调整后，征收标准从 0.1 分/kwh 提高至 1.9 分/kwh。同样从 2006 年开始，中国开始对可再生能源发电实行固定电价下的补贴政策，尽管可再生能源电价附加不断提高，但仍然远低于新能源装机增长速度，导致可再生能源补贴发放不及时，补贴缺口越来越大，据中国可再生能源学会测算，2021 年底可再生能源补贴累计缺口约 4000 亿元。随着 2021 年新能源进入平价时代，中国整体用电量不断增长，预计未来补贴缺口有望逐步缩小。

计划市场双轨制下的电力市场架构

电力市场是什么？

关于电力市场最权威的定义为：基于市场经济原则，为实现电力商品交换的电力工业组织结构、经营管理和运行规则的总和。建立电力市场旨在通过开放、竞争等市场手段实现电力能源资源的优化配置。所谓基于市场经济原则主要是指电能生产者和使用者本着公平竞争、自愿互利的原则，通过协商、竞价等方式，就电能及其相关产品进行交易，通过市场竞争确定价格和数量的市场原则。

图表 17：电力市场体系与计划体系对比

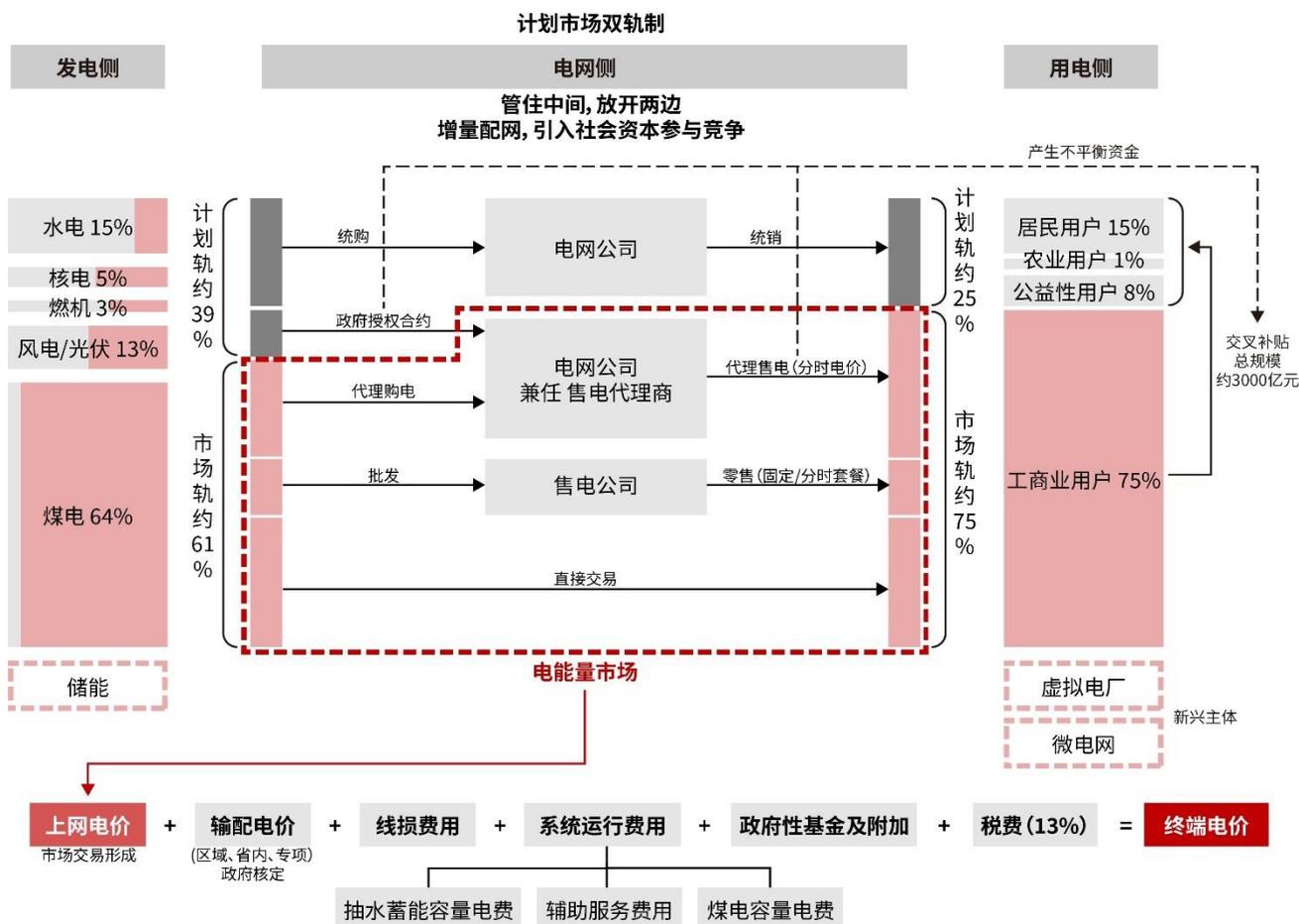
市场体系			计划体系	
市场环节	交易目的	市场执行机构	计划体制环节	承担机构
日前市场	形成次日功率曲线的电量	交易中心	日生产计划	调度中心计划处
实时平衡市场	与日前预计不符的功率或电量偏差	调度中心	实时调度控制	调度中心调度处
辅助服务市场	调频、调压、黑启动、备用	日前为交易中心、实时为调度中心	辅助服务补偿机制	在国家能源局市场监管司主导下，调度中心调度处具体执行
中长期合约市场	电量或电量合约（发用电合同转让）注：财务结算合同或实物交割合同	交易中心	年度发用电计划、大用户直接交易、跨省区电能交易（电网代理） 注：均为实物交割合同	各地政府运行部门做计划，电网公司发策部、交易中心根据计划确定合同，调度中心方式处确定大的潮流走向
容量市场	容量指标	交易中心	分地区电力电量平衡制度和五年规划	能源局电力司
金融市场	金融避险产品	可由交易中心也可由期货交易所	电力价格调整制度和普遍服务义务	发改委价格司和国有企业

资料来源：《推进我国电力市场建设的思考》国家能源局，五矿证券研究所

目前电力体制为计划市场双轨制

目前中国电力行业仍然处在从计划机制向市场机制过渡的阶段，考虑到电力市场的复杂性和电力生产安全第一的原则，政府对于发用电计划改革采取了渐进式有序放开的方式。2021年“1439号文”将所有的煤电机组和工商业用户推入市场，意味着发电侧占比最高的煤电和用电侧占比最高的工商业用户不再执行计划电价，而是通过电能量市场交易形成上网电价。但是目前发电侧仍然有相当数量的优先发电电源按国家核准价格上网（比如带补贴和平价的风光机组、一厂一价的水电核电机组等），用电侧居民、农业和公益性用户仍然执行优先用电的目录电价，这些非市场化主体发用电仍然按电网统购统销的计划模式运作，于是形成了计划市场双轨制电力市场架构。考虑到国情，我们预计未来以市场为主导、计划市场双轨并行的机制将继续存在较长时间，如何合理化解计划和市场的矛盾将是未来电力市场机制需要不断实践探索的课题。

图表 18：目前的电力市场架构为计划市场双轨制



资料来源：Wind、中电联、国家发展与战略研究院等，五矿证券研究所

双轨制必然带来不平衡资金

双轨制不平衡资金是在中国特有的计划市场双轨制模式下产生的，其根本原因在于未参与市场的优先发电和优先购电量仍然执行传统计划模式下的目录电价，由电网企业负责统购统销，而市场化的发电机组和用户的电价则由市场交易产生。由于发用两端市场化电量数量不匹配，将产生一部分市场化发电量在用户侧按计划电价结算，或者是一部分市场化用电量在发电侧按计划电价进行结算，由此导致盈余或亏损。特别是在现货市场环境下，分时价格信号的产生更可能加剧市场电价和计划电价的价差，导致不平衡资金增加。目前双轨制下产生的不平衡资金主要按“谁受益，谁分摊”的原则向全部或部分市场主体进行分摊或返还，各省规则不尽相同。

政府授权合约可有效推动新能源参与市场

存量的优先发电机组采取政府授权合约的模式参与市场交易可以有效解决双轨制衔接问题。国家制定了2030年新能源全面参与市场交易的目标，想要推动存量带补贴新能源机组入市，地方政府可以按照确定的总电量规模，委托电网企业与新能源电站签订中长期差价合约，保障其合理收益，以推动其参与电力现货结算，保障市场的有效性，最终优先发电机组由政府授权合约部分电量按照合约电价与市场参考电价进行差价结算。政府授权合约产生的盈亏由

全体市场化用户分享或分摊，其实和双轨制下的不平衡资金没有太大区别，但可以实现将暗补变为明补，推动更多机组进入市场的同时以市场化手段体现政府对优先发电的保障作用。

解决交叉补贴是一大难题

电价交叉补贴是指部分用户用电价格与其应承担的供电成本存在偏差，而这部分偏差由另一部分用户所承担。中国电价中的交叉补贴主要包括：一是不同类型用户之间的交叉补贴，主要是工商业用户对居民和农业用户的补贴；二是不同电压等级用户之间的交叉补贴，主要是高电压用户对低电压用户的补贴；三是不同地区之间的用户的交叉补贴，主要是发达地区用户对欠发达地区用户的补贴。

中国电价机制中交叉补贴的存在有其历史原因和合理性，2002年“厂网分开”改革前，电力公司作为一个整体，将供电成本（至少包括发、输、配、售电成本）在不同用户之间进行分摊，必须要考虑用户的承受能力，承受能力强的用户（如工业用户）要多承担，承受能力弱的用户（如居民、农业）可少承担。在经济发达地区和欠发达地区，制定不同的用电价格，也是基于同样的考虑。这种以强补弱的做法，实现了电力普遍服务等政府公共政策目标。

随着市场化改革的推进，交叉补贴的弊端也越来越凸显，带来了电价扭曲、资源配置效率降低、工商业负担加重、补贴资金不足等问题。妥善处理交叉补贴将是未来电力体制改革的一大难题，各类交叉补贴之间存在交织重叠，难以准确测算，也是各类输配电成本难以核算的原因之一。我们认为近期可以通过制定不同电压等级输配电价、完善居民阶梯电价等方式逐步减少交叉补贴规模；远期，可改由政府部门向全社会征收电力普遍服务税收，或向全体电力消费者征收普遍服务基金的方式来解决电力普遍服务的资金来源，变暗补为明补。

代理购电仅为临时措施，未来规模将不断缩小

2021年“1439号文”出台推动工商业用户全部进入电力市场，取消工商业目录销售电价，对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电，即电网暂时兼任售电公司，代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成，电网会在每个月月初公布代理购电电价。对于已参与市场交易、后又改为电网企业代理购电的用户，其价格将按1.5倍执行。代理购电只是市场加快放开后所采取的临时措施，未来代理购电范围和规模将不断缩小，以四川省为例，2022年四川代理购电规模为580.8亿kwh，2023年这一数据下降至489.3亿kwh，约占全省市场化交易电量的20%。

现货市场尚未成熟，分时电价机制成为 Plan B

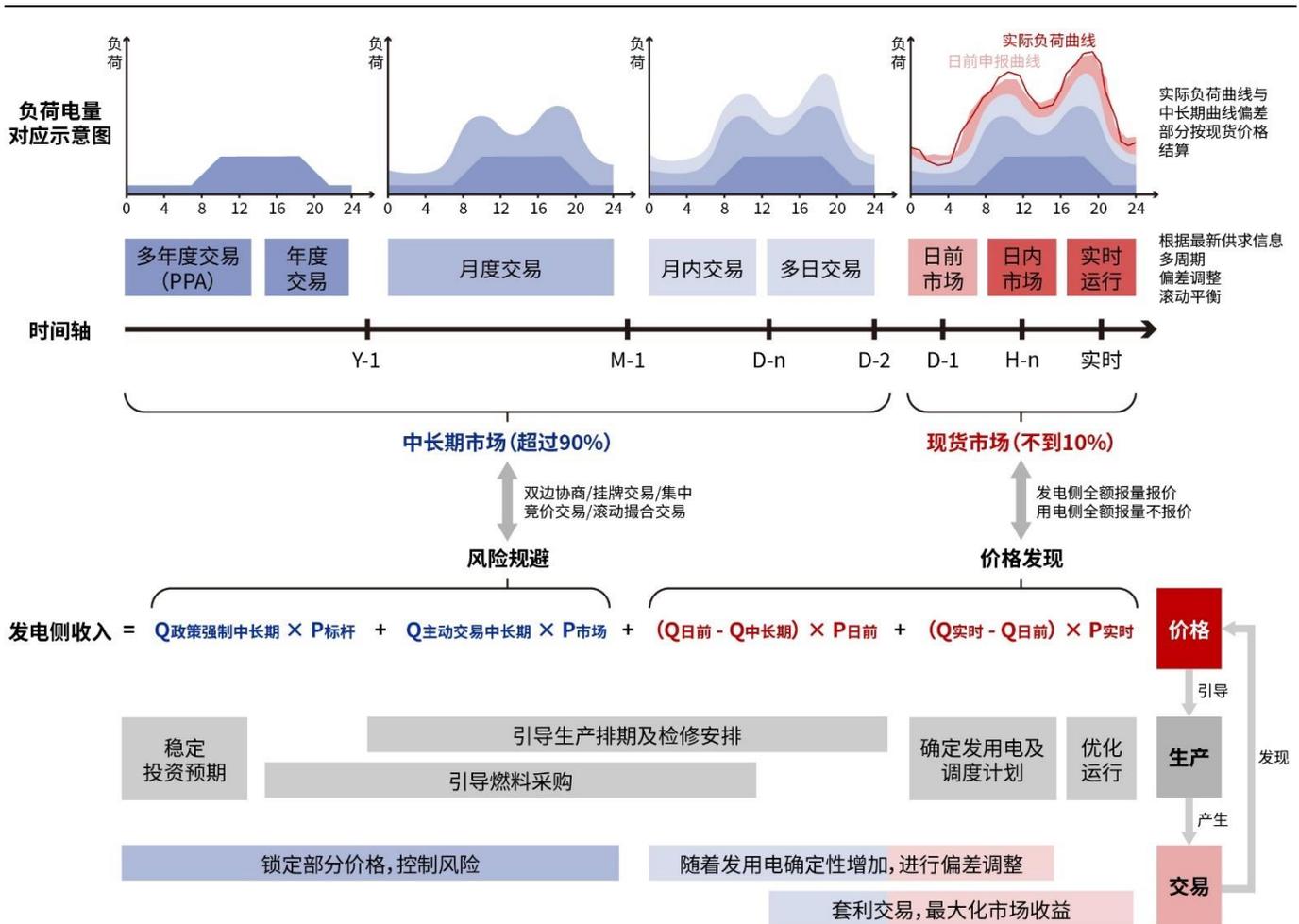
分时电价体系的建立由来已久，自1984年起，国家便开始了峰谷价差的试行，旨在通过高峰高价、低估低价来鼓励和引导电力用户主动改变用电习惯，以达到用电侧移峰填谷和优化电力资源配置的目的。

虽然分时电价机制仍然带有计划性质，但是在当前现货市场尚未成熟，真正的实时电价信号难以形成或传导不畅的情况下，零售侧的分时电价政策可以起到引导用户合理用电，促进谷段平段新能源消纳，缓解高峰期负荷紧张的作用。2021年发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出了分时电价机制的优化和强化执行机制，要求扩大工商业用户执行范围，指导市场主体带曲线带峰谷价差签订中长期交易合同。截至2022年5月，全国已有28个省份发布了分时电价政策，大部分省份峰谷价格较平段上下浮动50%，部分省份峰谷价差会更大，最大达4.5:1。目前各省工商业代理购电用户全部执行分时电价机制，而售电公司通常可为用户提供固定电价套餐和分时电价套餐供其选择。

电力市场按时间维度拆分

由于电能的瞬时性，电力交易均需要提前一定时间完成，现货市场和中长期市场是相对的概念，主要以交易和交割之间的时间长短区分，电力现货市场泛指日前及更短时间内的电能量交易市场。和世界上绝大多数国家电力市场建设以现货市场起步不同，中国电力市场建设从更容易和计划机制衔接的中长期电力市场起步，从 2015 年新一轮电改以来，经历多轮试点实践发展至今，“现货+中长期”的电能量市场架构已初步成型。

图表 19：电力市场按时间维度可拆分为中长期市场和现货市场



资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

目前电力交易仍以中长期市场为主

电力中长期市场指符合准入条件的发电厂、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。对于执行政府定价的优先发电电量，即计划电量，采用电网统购统销的形式，签订厂网间购售电合同，相应合同也纳入电力中长期交易管理范畴。目前中国电力交易电量仍以中长期为主，以 2023 年为例，中国全年完成市场交易电量 56679 亿 kWh，占全社会用电量比重为 61.4%，其中中长期电力直接交易电量为 44289 亿 kWh，占市场交易电量的 78%。

“无现货、不市场”

电力现货市场是实现电力实物交割的终极市场，它在整个电力市场体系，特别是电能量交易环节起着核心的作用，理论上中长期市场、辅助服务市场、容量市场及输电权等细分市场均是因配套电力现货市场而建设的，正所谓“无现货、不市场”。

现货市场地位如此重要的原因：

- 1) 发现价格、引导供需。可真实反映电力商品在时间和空间上的供需关系，引导发用电资源响应时长价格波动，提升电网调节能力、缓解阻塞，同时为中长期交易提供价格风向标。
- 2) 促进竞争、优化配置。以集中出清的手段促进了电量交易的充分竞争，实现了电力能源资源的高效、优化配置。
- 3) 保障运行、管理阻塞。电力系统的物理属性和电力市场的经济属性紧密结合，形成与电力系统运行相适应、体现市场成员意愿的交易计划，为阻塞管理和辅助服务提供调节手段和经济信号。
- 4) 引导规划、量化决策。分区、节点电价能够给出位置信号，有效引导电源、电网的合理规划，为建设投资提供量化决策依据。

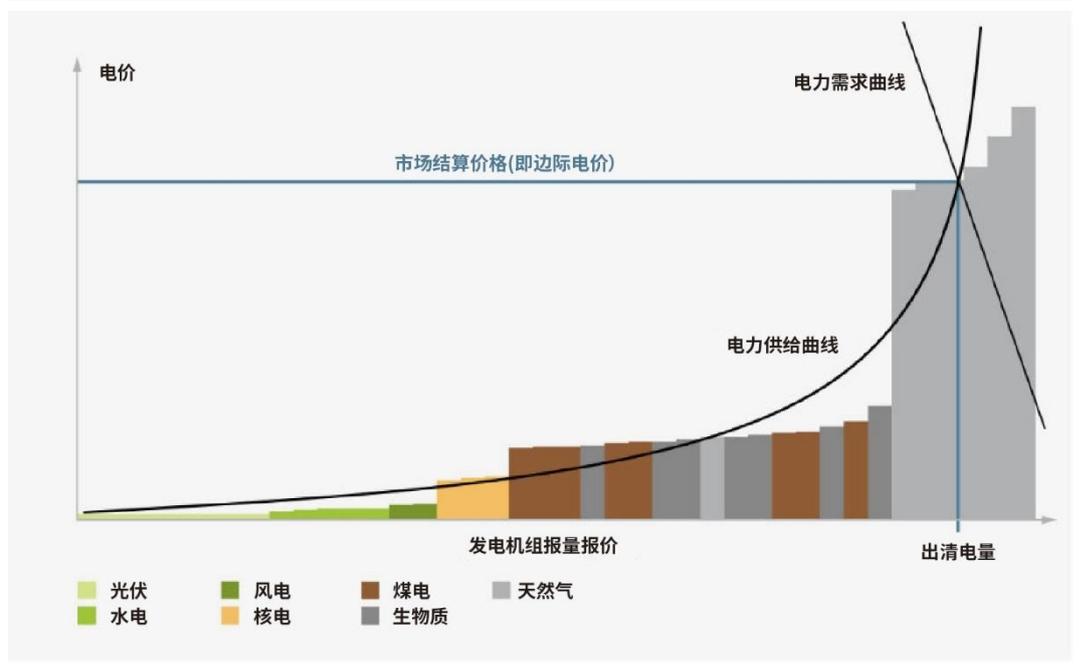
中国于 2017 年和 2021 年开展了两批电力现货试点工作，开展现货市场试点的省份主要采取集中式全电量竞价出清的模式，中长期合同为金融合同并进行曲线分解，中长期合同仅作为结算依据，不进行物理执行，在此基础上，最终上网电价根据现货市场日前、日内、实时出清结果与中长期合同分解曲线进行偏差结算。

2023 年国家连续出台了电力现货市场基本规则和进一步加快电力现货市场建设工作的通知，并为各省的现货市场设定了开展长周期试运行或启动连续结算试运行的时间表，我们预计 2025 年前全国大多数省份均有望启动结算试运行，现货市场有望在全国范围内铺开。

现货市场中的边际成本定价机制

边际成本定价是经济学中最基础的一种定价方法，在电力现货市场中普遍推行，边际成本是指在不改变现有产出的情况下，额外增加一单位输出所引起的总成本的增量。在现货交易过程中，对于每个交易间隔，所有发电厂的报价都堆叠在一条供应曲线中，而需求曲线与供应曲线在某一点上交叉，该交叉点对应的电量和价格成为市场出清的结果。根据市场规则，每个时刻的价格都是边际电价，所有获得出清的发电机组将按该时刻的边际电价结算。目前中国的边际机组主要是燃煤机组，新能源更多以报量不报价方式参与电力现货市场，作为价格接受者优先出清，以实现全额消纳。

图表 20：德国电力市场边际电价机制示意图



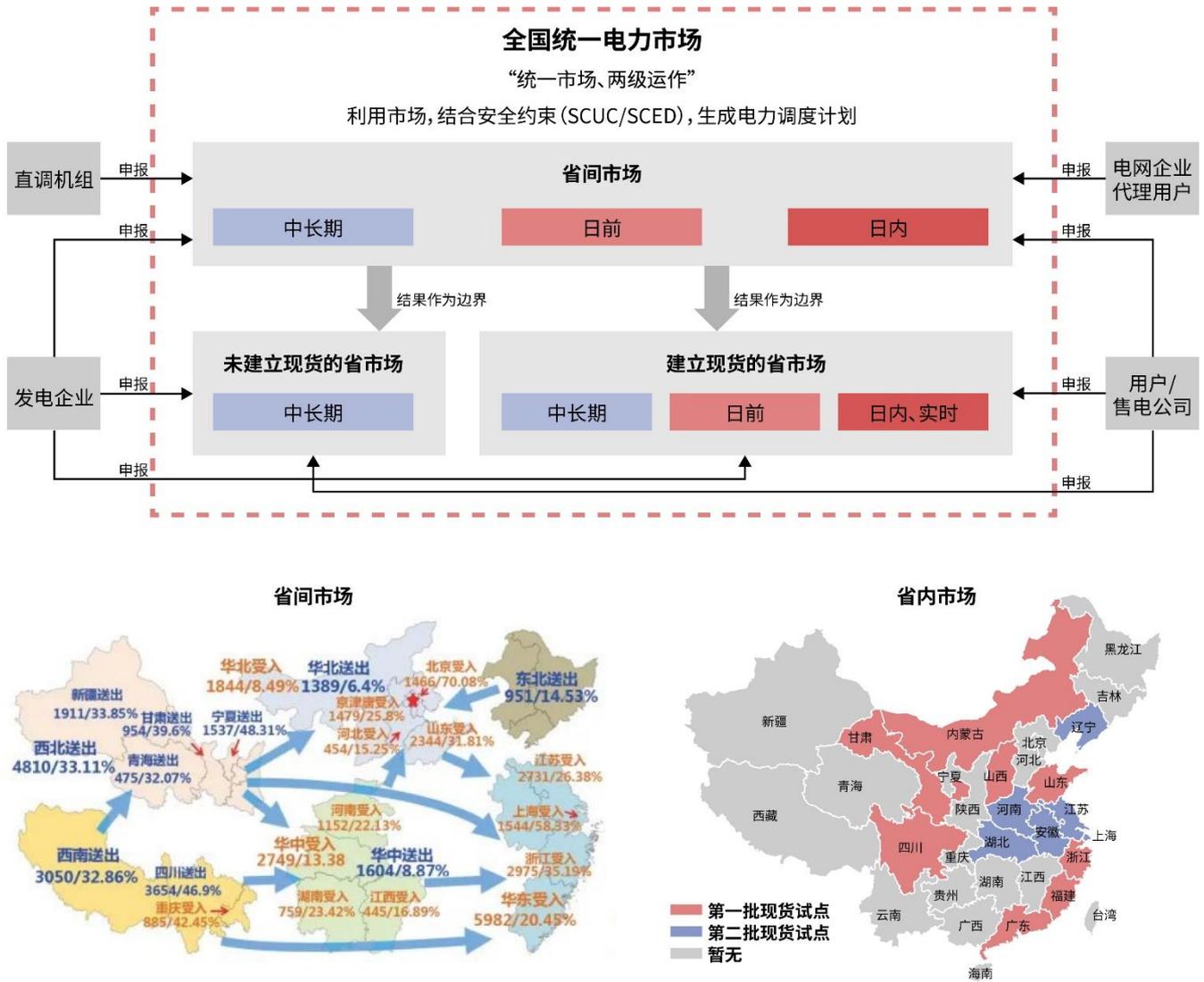
资料来源：DHBW，五矿证券研究所

电力市场按空间维度拆分

现行的“统一市场，两级运作”模式

目前中国电力市场按空间维度主要分为省间和省内两级市场，均包含电能量和辅助服务市场，已经形成了“统一市场，两级运作”的模式。省间电力市场由国调中心（区域中心）负责组织和管理，省内电力市场由省级电网公司调度中心负责组织和管理。

图表 21：电力市场按空间维度可拆分为省间市场和省内市场



资料来源：国家电力调度控制中心、国家电网，五矿证券研究所

省间出清结果为省内市场边界

省间市场基于各省电力电量平衡的预测结果开展跨区域的资源优化配置，省间市场出清结果，作为省内市场的边界条件，按物理合同执行，所以省间市场的时序优先于省内市场。“西电东送”等特高压远距离输送项目多为政府间协议，未来同样可以采取政府授权合约的模式纳入受端优先发电计划安排，在省间市场优先出清，为省内市场出清提供边界条件。省内市场的定位则是在省间市场的边界条件下实现省内的电力平衡。

省间、省内两级市场耦合运行时，省级调度中心既作为省内市场的管理者组织省内电力市场交易，维护电网稳定运行，同时负责统筹省内发用电平衡情况，根据实际需求组织发电企业参与省间市场，以实现跨省跨地区的可再生能源消纳、电力缺余互济和资源优化配置。

注：“省为实体”指省电网公司为自主经营、自负盈亏、独立核算的经济实体。

省为实体理念*的打破

由于中国上世纪 80 年代确定了省为实体的发展方针，在当时严重缺电的条件下确实起到了很好的作用，充分调动了地方投资办电的积极性，后续的电力市场化改革也主要以省为单位推进。但是随着时代变化，省为实体的发展理念在一定程度上也对中国电力市场化改革和能

源转型产生了负面影响，甚至演变成了省间壁垒。中国存在能源资源分部不均的客观地理条件，风光和煤炭资源主要分布在西北地区，水力资源主要分布在西南地区，而用电负荷主要分布在中东部地区，为了保证区域间的电力供需平衡和水风光等可再生能源更大范围消纳，电力必然需要实现跨区域统筹配置，省间电力交易需要从过去的国家指令性计划模式转变为市场化模式，顺应建设“国家统一大市场”的发展理念。

建立全国统一电力市场的时间表

过去省间和省内电力市场缺少标准化的接口，导致只能以时序先后分开运作出清。2021年中国首个省间电力现货交易规则发布，明确了各层次市场动态衔接的办法，即“省间（市场间）电力现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清”。2022年中国发布了加快建设全国统一电力市场体系的指导意见，目标“在全国更大范围内还原电力的商品属性”，并提出了明确的时间表——“到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择”，这标志着电力市场改革将进入整体优化的阶段。

4 向何而去——改革方向与节奏

电力多维价值体现是未来的改革方向

电的价值是什么？

想要捋清电的价值，我们需要回到本源，思考电是什么？电是一种能量形式，是电荷运动所产生的物理现象，是生活生产中不可或缺的资源。通过不同的设备电能可以转换成热能、光能、动能、化学能等多种形式的能量。

电能量价值

正因为电能可以转换成其他形式的能量并创造出经济价值，那么电能量价值就是一度电被生产出来后所具有最基本的物理性的使用价值。理论上在同一时间、同一地点的电，不管它是由什么类型电源生产出来，其所具备的电能量价值应该是相同的，也就是“同网同质同价”的概念。电力的电能量价值主要通过中长期市场和现货市场体现。

灵活性价值

当我们把时间、地点的因素考虑进去，会发现不同时间不同地点电力的供需情况有差异，意味着电的价值也会有区别。同样是一度电，如果可以中午发，也可以晚上发，能灵活调节发电的时间，去匹配用电负荷，这样的电能肯定是有额外价值的，我们可以把这部分价值称为灵活性价值。

根据目前的市场架构，电力的灵活性价值主要通过辅助服务市场和现货市场体现。其中辅助服务市场偏计划性，由调度机构发布需求，符合条件的主体竞价参与，兑现灵活性价值；现货市场则是通过全电量实时竞价的方式，将电能的时间空间差异体现在交易电价中，具备调节能力的机组就能获得更高的结算电价，从而体现出灵活性价值。

可靠性价值

可靠性价值又可以被称为安全性价值。可靠性价值是人关于“确定性”的需要，好比当人们内心确定“明天肯定有饭吃”，就不会为明天能否吃上饭感到恐惧、焦虑，可靠性对应人们满足基本生存的安全感。同样的，如果一度电可以很可靠地在用电顶峰时段发出来，为用户提供一种确定性，这种确定性带来的额外价值，就是可靠性价值。

目前电力的可靠性价值主要通过容量补偿机制体现。2023年中国出台了针对煤电的容量电价政策，对具备可靠性的煤电机组的固定成本进行直接补偿，保障电力系统充裕度和安全性的一块重要拼图落地。目前中国的容量补偿是偏计划性的机制，适用于市场起步阶段，未来可以逐步向容量市场升级，通过市场机制形成容量价格。在海外，如美国德州、澳大利亚等国家地区则采用稀缺电价的机制来保障电力系统的充裕度，稀缺电价是指允许缺电时出现短时极高尖峰电价，但会导致价格波动风险较大，不适用于中国。

绿色环境价值

注：“碳排放配额”指经政府主管部门核定，企业所获得的一定时期内向大气中排放温室气体（以二氧化碳当量计）的总量。

注：“可再生能源消纳责任权重”指按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源电量比重。

注：“碳关税”指主权国家或地区对其他未征收碳税、能源税或者实质性能源补贴国家生产的高耗能产品进口征收的二氧化碳排放特别关税。

如本文开篇所述，人类为了应对气候变化和实现长久可持续发展，踏上了第四轮能源革命的征程，开始积极发展新能源。但是目前对于风电光伏发出来的电，是几乎没有灵活性价值和可靠性价值的，所以一度被称为“垃圾电”。随着技术进步，风电光伏的电能量成本的确在快速下降，但随着系统新能源占比上升，消纳成本也将大幅上升。根据国家电网测算，新能源电量占比超过10%以后，需要大量增加抽水蓄能、新型储能等灵活性资源，新能源电量占比每提升5pct，消纳成本将增加0.088元/kWh。

那我们为什么要发展风电光伏？原因是风光碳排放低，对环境友好，通过发展新能源以抑制温室效应，阻止全球变暖。可以说新能源的绿色环境价值是一种造福于全人类的价值，是一种百年尺度的长期价值，这种价值难以通过“无形的手”实现，需要政府进行干预，所以绿色环境价值本质是一种政府的“创租”行为。每年召开一次的联合国气候变化大会，多数国家制定了碳中和发展目标。中国出台了碳排放配额*考核机制和可再生能源消纳责任权重*考核机制，以及欧洲推出了碳关税*机制，这些政策都会创造绿色电力的购买需求，当需求被创造出来后，新能源的额外的绿色环境价值才能体现。

图表 22：体现电力多维价值是未来的主要改革方向



资料来源：中国政府网、发改委、国家电网等，五矿证券研究所

体现电力多维价值是未来电力市场的主要改革方向

未来随着新型电力系统的发展，新能源逐步成为装机、电量主体，电力的平均生产成本会逐渐下降，系统总成本可能会增加，这需要电力市场能够对电力的多种细分价值进行更准确的定价，才能实现成本合理疏导、推动能源转型。中国的电力市场将从过去以体现电能量价值为主的体系，逐步向体现电能量价值、可靠性价值、灵活性价值以及绿色环境价值等多维价值的体系转变。

- 现货市场：目前仅有五个省份实现长周期连续结算运行，建设进展明显偏慢，需要提速；
- 中长期市场：需要向缩短周期、提升频次、带曲线交易转变，需要将现货市场发现的电力时空价值在中长期市场中体现；
- 辅助服务市场：问题在于调峰费用快速增长，成本不能只在发电侧分摊，需要逐步向用户传导；此外辅助服务市场还存在定价不够合理，难以带动调节性资源发展，以及如何与现货市场衔接等问题；
- 容量机制：目前只覆盖了煤电，未来需要将更多类型电源纳入，并逐步向容量市场过渡；
- 碳市场和绿电绿证市场：处于起步阶段，碳市场需要逐步覆盖更多行业，可再生能源消纳责任权重机制则需要更有效的落实，将消纳责任细化分解至售电公司和电力用户，才能有效带动绿电需求。

不同类型电源价值推演

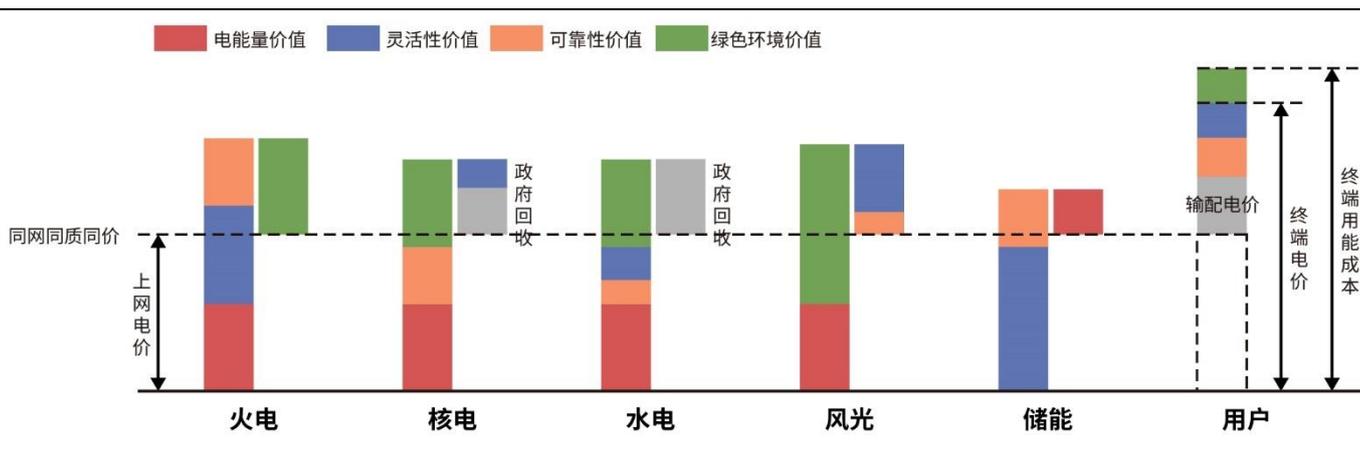
在电力多维价值体系下，我们可以试着推演下理想状况下不同类型电源的价值构成。

- 火电：火电机组可以根据需求调整出力功率，在中午光伏高发，电价低谷时段减少发电，在晚高峰高价时段满功率发电，所以火电有较高的灵活性价值；火电发电确定性高，是晚高峰的电力供应主力，所以也具有较高的可靠性价值；但火电由于发电过程碳排放较高，绿色环境价值为负，目前已被纳入碳市场，未来随着碳配额的减少，需要支付较

高的环境成本。

- 核电：核电属于电力系统的基荷能源，可以提供连续、可靠的电力供应，所以和火电一样具有较高的可靠性价值；核电发电过程不产生任何碳排放，同样被视为一种清洁能源，具备绿色环境价值；核电由于建设成本高，为了保证度电成本有经济性以及确保安全性，核电极少参与调峰，年利用小时数超过 7000h，绝大多数时间以满负荷运行，只能被动接受市场电价，所以现阶段核电可以被看作是缺乏灵活性价值的；由于核电从多维价值的角度分析天然具备更高总价值，参与市场会产生暴利，所以政府可能通过抑制其部分价值的兑现或特别税收的方式将超额收益回收。
- 水电：库容式水电站由于可以拦截一定的水流量，将其储存于上游的水库中，所以水电有一定的调节能力，但是中大型水电站除了发电还需要兼顾防洪、供水、灌溉、航运、生态保护等综合功能，其灵活性价值是打折扣的；水电可以选择在电力供需紧张时段多发电，具备可靠性价值，但同样会受到上述因素限制；水电是清洁能源，和风光有相同的减排效果，所以也具备绿色环境价值；水电面临与核电相同的上述问题，政府可能会将其超额收益进行回收。
- 风光：风光都具备绿色环境价值毋庸置疑；而可靠性价值，风电会比光伏略好，能在晚高峰提供少许出力，光伏则完全无法顶峰出力，但风光都存在由于天气原因无法按事先约定发电的情况，所以可靠性价值都为负；风光均无法自主控制发电时间和发电功率，需要系统调节资源去适应其发电节奏，所以需要付出较大的灵活性成本。
- 储能：储能本身没有发电能力，需要充电，所以其电能量价值可以理解为负；储能可以将中午时段低价甚至是无法消纳的新能源电量挪至晚高峰高价时段发出，具有极高的灵活性价值；储能往往是在晚高峰或者缺电时放电，具有顶峰能力，所以也具备相当的可靠性价值。
- 用户：对于用户来说，用电成本除了包含通过电力市场形成的上网电价和输配电价以外，也需要承担部分灵活性成本（即辅助服务费用、抽蓄容量电价）、可靠性成本（即煤电容量电价）以及绿色环境成本（绿证购买成本或绿电溢价成本）。

图表 23：理想状况下各类电源的多维价值构成推演



资料来源：发改委、国家能源局、中电联等，五矿证券研究所

注：本示意图仅为定性分析

“能源不可能三角”与政策节奏的把握

“不可能三角”理论最早起源于金融政策领域，美国麻省理工教授保罗·克鲁格曼通过对亚洲金融危机的实证分析，得出一个国家在货币政策的独立性、汇率的稳定性、资本的完全流动性之间，只能三选二，不可能三者兼得的结论。2011年，世界能源委员会将这一概念引入能源领域，提出了任何一个能源系统都不可能在安全充裕、经济公平、低碳清洁三个方面同时达到最优的论断，这就是著名的“能源不可能三角”理论。根据这个理论，不少学者和专家谈到电力行业的“双碳”目标时，认为在现阶段如果要保证高可靠性地使用高比例的清洁能源，需要付出经济上的代价，也就是电价上升。可见想要破解“能源不可能三角”难题，技术发展和体制创新缺一不可。

目前中国能源转型和电力市场改革处于初期，未来还需要更多能源政策的推出和完善，在方向、路径已大致明确的情况下，政策出台的节奏则是关键，需要考虑能源的安全充裕、经济公平、清洁低碳三大目标的统筹均衡，不能顾此失彼。根据这一客观规律，我们可以结合当下情况，预判政策节奏以提前对电力行业各参与主体的盈利水平变化作出推测，找到周期拐点或新兴产业崛起的投资机会。

图表 24：能源不可能三角及对应的机制



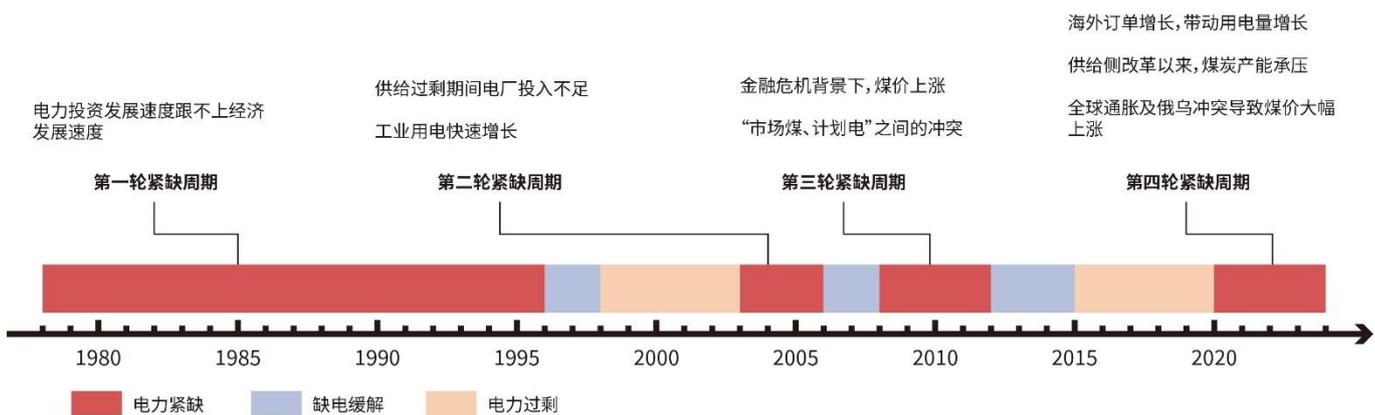
资料来源：发改委、国家能源局、中电联等，五矿证券研究所

当下的挑战

挑战一：电力供需紧平衡，保供任务艰巨

“十三五”期间由于宏观经济“L”型转型，中国电力供需一直处在宽松的氛围当中，但是进入“十四五”后，形势突然180度转弯，出现了多轮电力供需紧张的情况。首先是2020年迎峰度冬期间湖南、浙江、江西等南方省份的限电事件敲响警钟，紧接着是2021年煤价大幅上涨导致了全国更大范围的限电事件，2022年夏天则是由极端高温和来水极度偏枯水电无法出力导致了四川、浙江等省份工商业的大规模有序用电。近几年多轮限电事件反映出当前中国电力系统充裕度不足、抗冲击能力不足的问题，保供任务艰巨。中央针对能源转型提出了“先立后破，稳中求进”的要求，坚决抑制“运动式”“一刀切”的减碳模式，结合后续出台的煤电电价等一系列政策可以看出电力安全保供是现阶段的重点。

图表 25: 改革开放以来, 经历了四轮电力紧缺周期



资料来源: 国家能源局、中国电力网、北极星电力网、新华社、澎湃新闻等, 五矿证券研究所

挑战二: 新能源超速发展, 系统消纳压力陡增

中国风光发展较快的地区如青海、甘肃、吉林、河北、黑龙江、宁夏等省份风光发电量占比均已超过 20%。从 2023 年风光利用率数据看, 部分省份消纳压力开始显现, 尤其是进入供暖季后, 如 2023 年 11 月光伏利用率青海省降至 88.5% (同降 5.8pct), 甘肃省降至 90.2% (同降 9.0pct), 均大幅低于 95% 的预警线, 这背后既有 23 年光伏超速投产的原因, 也有供暖季煤电供暖机组调节能力受限的原因, 但这反映出的根本问题是西北地区存量系统调节资源已明显不足, 风光消纳遇到瓶颈。

图表 26: 2023 年供暖季部分省份风光利用率出现大幅下滑

	全国风电利用率																																		
	21年												22年												23年										
	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11				
全国	96.3%	97.8%	98.6%	98.3%	98.1%	97.2%	96.6%	96.9%	98.2%	96.5%	96.1%	94.8%	94.7%	97.0%	97.9%	98.6%	97.8%	98.1%	97.3%	97.6%	95.5%	98.5%	96.8%	96.1%	96.5%	97.7%	98.4%	97.8%	97.3%	98.0%	96.7%				
青海	88.0%	92.7%	94.7%	91.8%	83.2%	88.0%	90.7%	94.2%	96.0%	90.2%	95.9%	96.2%	93.4%	88.8%	88.5%	96.5%	91.2%	92.5%	89.6%	91.6%	95.0%	97.2%	94.7%	92.6%	96.2%	96.2%	94.0%	94.9%	95.4%	94.8%	87.1%				
甘肃	96.0%	96.6%	98.0%	96.3%	97.2%	92.9%	97.1%	97.5%	98.6%	92.8%	93.8%	92.2%	81.7%	93.2%	94.1%	96.2%	95.8%	96.7%	98.0%	99.6%	97.3%	97.3%	94.7%	93.6%	92.4%	94.0%	95.7%	93.7%	96.0%	95.1%	96.0%				
吉林	96.7%	98.3%	100.0%	100.0%	99.3%	94.8%	97.6%	98.7%	97.8%	96.1%	90.3%	88.9%	93.0%	95.6%	90.9%	99.0%	98.4%	98.0%	94.6%	96.5%	97.1%	96.6%	95.3%	94.1%	94.3%	98.8%	98.4%	99.0%	97.1%	94.2%	95.4%				
河北	94.5%	97.5%	99.4%	99.1%	99.4%	98.6%	93.0%	93.7%	97.7%	96.0%	95.5%	93.0%	95.0%	97.6%	98.9%	98.7%	97.5%	96.7%	92.2%	93.9%	90.6%	97.3%	91.9%	91.9%	96.5%	97.9%	98.5%	99.6%	99.4%	98.6%	93.7%				
黑龙江	99.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	93.8%	96.2%	96.2%	100.0%	99.1%	92.2%	92.1%	98.7%	100.0%	100.0%	100.0%	99.4%	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.4%	98.3%	95.9%	100.0%	99.5%	100.0%	98.1%	98.3%	99.1%				
宁夏	97.6%	99.4%	99.7%	99.0%	97.7%	97.5%	96.6%	98.3%	97.3%	98.2%	96.4%	98.7%	99.6%	99.0%	99.3%	99.7%	99.9%	98.2%	98.4%	97.8%	95.8%	97.6%	97.9%	97.3%	97.5%	98.8%	99.1%	99.6%	97.7%	98.8%	97.4%				
蒙西	91.2%	96.4%	98.8%	97.5%	97.0%	97.7%	90.7%	87.4%	93.5%	86.7%	87.4%	86.0%	85.6%	94.9%	97.7%	99.1%	97.7%	97.4%	95.7%	96.6%	84.8%	96.1%	90.9%	91.6%	92.4%	94.0%	95.9%	98.2%	98.2%	97.0%	93.8%				
蒙东	99.0%	98.0%	100.0%	99.2%	99.2%	96.8%	97.4%	98.5%	98.8%	97.3%	96.4%	85.6%	88.0%	85.9%	93.0%	94.9%	97.8%	90.9%	91.1%	91.2%	88.9%	94.1%	89.7%	85.9%	89.7%	95.0%	94.9%	97.0%	94.6%	95.4%	94.7%				
新疆	99.8%	92.3%	92.1%	93.7%	94.2%	90.3%	92.7%	96.6%	98.6%	94.9%	93.2%	92.0%	92.7%	94.9%	96.5%	96.1%	97.5%	97.4%	97.9%	99.2%	98.8%	98.8%	98.6%	97.6%	94.9%	94.9%	96.4%	95.0%	99.1%	95.4%	95.4%				
山西	97.8%	98.6%	99.8%	99.9%	99.4%	99.7%	97.8%	97.5%	96.2%	95.1%	96.5%	98.3%	98.1%	99.7%	100.0%	99.9%	99.1%	99.5%	99.1%	99.0%	95.9%	99.4%	99.2%	99.2%	99.0%	99.6%	99.8%	100.0%	99.7%	99.8%	98.9%				
辽宁	97.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.7%	94.2%	97.9%	98.9%	99.5%	98.3%	97.8%	95.7%	99.5%	99.4%	99.9%	99.9%	98.7%	99.0%	99.0%	98.1%	98.4%	98.6%	98.4%	96.0%	96.6%	99.4%	99.9%	99.6%	97.9%	97.5%	99.1%				
河南	98.6%	100.0%	100.0%	100.0%	97.3%	94.5%	97.0%	96.9%	97.3%	96.5%	95.1%	98.7%	98.9%	100.0%	99.9%	100.0%	99.9%	98.4%	97.8%	96.8%	94.4%	99.0%	96.3%	95.7%	97.7%	98.8%	99.1%	93.0%	99.1%	98.7%	95.8%				
陕西	97.7%	99.3%	99.1%	99.2%	99.0%	97.5%	96.8%	97.8%	93.5%	96.2%	92.2%	94.1%	96.3%	96.2%	96.3%	96.7%	98.5%	98.0%	96.0%	96.2%	96.8%	96.5%	97.8%	97.7%	97.7%	99.0%	98.8%	99.6%	97.7%	97.8%	95.4%				
山东	99.6%	99.7%	100.0%	100.0%	99.6%	99.3%	97.4%	98.4%	97.6%	90.3%	97.8%	96.6%	96.9%	99.5%	99.0%	100.0%	99.9%	97.7%	99.2%	99.6%	96.9%	99.3%	98.4%	98.2%	96.6%	99.1%	99.9%	100.0%	99.1%	98.5%	94.0%				

	全国光伏利用率																																		
	21年												22年												23年										
	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11				
全国	98.3%	98.8%	98.6%	98.4%	97.6%	97.4%	97.7%	98.2%	98.3%	96.3%	97.2%	97.6%	98.0%	98.6%	98.9%	99.4%	98.5%	98.3%	98.4%	98.8%	96.8%	98.9%	98.2%	97.9%	98.3%	98.7%	98.7%	98.8%	98.2%	97.5%	96.9%				
青海	88.0%	89.5%	85.2%	82.1%	73.9%	77.2%	90.8%	94.2%	95.5%	91.0%	90.2%	89.9%	83.7%	84.8%	87.4%	95.0%	92.8%	95.1%	94.3%	95.8%	96.6%	98.0%	95.0%	89.6%	92.3%	88.1%	86.6%	88.9%	89.7%	92.6%	88.5%				
甘肃	99.3%	99.2%	99.9%	99.6%	99.3%	95.6%	97.6%	98.4%	98.6%	98.5%	97.1%	96.9%	96.2%	98.3%	99.1%	99.4%	97.5%	98.7%	99.2%	99.9%	99.2%	98.9%	97.0%	96.8%	96.5%	98.5%	98.1%	96.8%	97.2%	93.2%	90.2%				
吉林	98.4%	99.6%	100.0%	100.0%	99.7%	98.1%	99.5%	99.2%	99.7%	99.6%	94.6%	95.0%	98.2%	99.2%	100.0%	100.0%	99.2%	99.5%	95.7%	97.5%	97.7%	98.4%	96.8%	92.7%	95.3%	98.4%	99.0%	99.3%	97.1%	97.0%	98.4%				
河北	97.8%	99.1%	99.8%	99.8%	99.2%	98.6%	98.1%	97.9%	98.4%	94.0%	96.3%	96.6%	97.8%	99.3%	99.7%	99.6%	99.1%	98.7%	97.0%	97.5%	91.1%	97.7%	96.4%	96.7%	97.7%	98.5%	99.3%	99.7%	99.5%	99.2%	96.7%				
黑龙江	98.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	97.6%	99.3%	99.3%	100.0%	99.1%	95.6%	94.6%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	99.8%	100.0%	100.0%	99.5%	100.0%	98.2%	98.3%	97.7%	100.0%	99.0%	100.0%	98.8%	98.7%	98.5%				
宁夏	98.3%	99.6%	99.5%	99.2%	96.9%	96.7%	94.4%	98.1%	97.8%	97.8%	94.3%	97.0%	99.2%	98.9%	90.3%	99.3%	93.9%	95.5%	96.9%	97.9%	91.1%	98.4%	97.6%	96.2%	96.8%	99.2%	99.4%	98.5%	94.3%	92.4%	96.2%				
蒙西	97.8%	98.3%	98.1%	97.5%	98.0%	98.1%	96.0%	90.5%	96.7%	90.3%	97.3%	97.5%	97.5%	97.9%	99.3%	99.7%	98.3%	97.9%	97.9%	97.5%	83.8%	97.7%	94.7%	96.0%	97.4%	98.5%	97.9%	99.2%	98.3%	98.5%	96.4%				
蒙东	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.8%	99.1%	99.1%	99.4%	99.7%	97.6%	97.3%	96.5%	99.4%	99.2%	100.0%	99.7%	98.4%	98.5%	98.2%	96.7%	99.3%	98.6%	98.1%	97.4%	99.3%	99.8%	99.9%	99.8%	97.4%	97.5%	98.2%				
新疆	97.2%	98.4%	98.3%	98.8%	98.9%	96.4%	97.1%	98.5%	99.3%	97.5%	98.3%	96.0%	98.9%	99.0%	99.4%	98.0%	93.9%	89.0%	97.2%	95.6%	99.2%	98.6%	98.3%	98.7%	97.6%	98.6%	97.8%	95.9%	92.7%	93.2%	96.2%				
山西	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.2%	99.6%	99.0%	97.5%	98.6%	99.6%	99.4%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.6%	99.8%	96.9%	99.6%	99.4%	99.3%	99.6%	99.7%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	95.9%				
辽宁	99.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	100.0%	99.9%	100.0%	98.8%	98.1%	98.7%	99.7%	99.7%	99.8%	99.9%	99.9%	98.9%	99.5%	99.8%	99.5%	98.1%	98.7%	99.5%	98.8%	99.2%	99.7%	99.9%	100.0%	99.5%	99.0%	99.9%				
河南	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.6%	99.3%	99.7%	99.6%	98.5%	98.3%	99.6%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.3%	99.5%	99.4%	98.1%	99.4%	97.2%	96.1%	98.0%	99.2%	99.2%	99.6%	99.7%	97.1%	98.3%					
陕西	98.5%	99.7%	99.5%	99.5%	97.8%	96.4%	96.6%	99.1%	97.6%	97.5%	96.2%	97.4%	97.8%	98.4%	98.7%	98.5%	98.1%	97.6%	97.2%	97.4%	97.1%	97.9%	97.4%	97.1%	97.4%	98.9%	99.0%	99.2%	97.4%	90.7%	94.3%				
山东	99.6%	99.8%	100.0%	100.0%	99.5%	99.6%	99.3%	98.8%	96.9%	92.5%	97.4%	97.3%	98.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	98.7%	99.5%	99.7%	98.0%	99.6%	99.4%	98.8%	99.5%	100.0%	100.0%	99.7%	99.3%	97.7%					

资料来源: 新能源消纳监测预警中心, 五矿证券研究所

挑战三：宏观经济周期仍在底部，用户电价承受能力较弱

2023年中国面临一系列宏观经济压力，如国际贸易摩擦、房地产下行、地方政府债务等问题，国内工业企业利润增速跌至周期底部。电力作为工商业、大工业用户重要且敏感的生产要素，电价对于生产经营成本有非常大影响，2021年“1439号文”已经将煤电电价较基准价上浮比例上限从10%扩大为20%，2022/23年多数省份均保持顶格上浮，电价已经处在较高水平，再上涨的空间有限。我们预计在经济未明显好转或煤价尚未大幅回落前，新能源发展的灵活调节成本、绿色环境成本不会向用户传导过多。

图表 27：中国工业企业盈利周期仍然处在底部



资料来源：Wind，五矿证券研究所预测

通过“能源不可能三角”把握电改方向和节奏

“能源不可能三角”是个动态平衡的过程，“安全、经济、低碳”在不同阶段有不同侧重。在中国能源转型初期，政策给予了新能源优先发电、优先出清的地位，电力系统尚有较多存量消纳能力，大部分资源向新能源发展倾斜。同时，十三五期间，政府连续三年提及降低工商业电价，所以过去的政策目标更多偏向“低碳、经济”。

但是随着新能源发展规模越来越大，存量调节资源快速消耗，电网稳定性下降，电力充裕度不足，近两年“安全”成为了重中之重；同时煤价仍在高位，宏观经济下行压力仍然较大，工商业用户电价负担较重，系统成本难以疏导，“经济”也是重点考虑的一环；国家规划的2030年风光合计装机目标是12亿千瓦，但2023年中国风光装机就已经超过10亿千瓦，发展速度显著高于规划路线，消纳压力加大，新能源发展机制也从全额保障性消纳向经济性消纳转变。在当前形势下，我们认为未来三年的电改政策节奏和目标将逐渐向“安全、经济”倾斜，具体讲就是需要加快现货市场、辅助服务市场、容量市场改革，保“安全”；加快新能源入市，使其更多承担调节成本，根据煤价情况，调节成本和环境成本适时适度向用户传导，保“经济”。

未来三大产业趋势判断

趋势一：火电成系统稀缺资源，市场化加速其价值重估

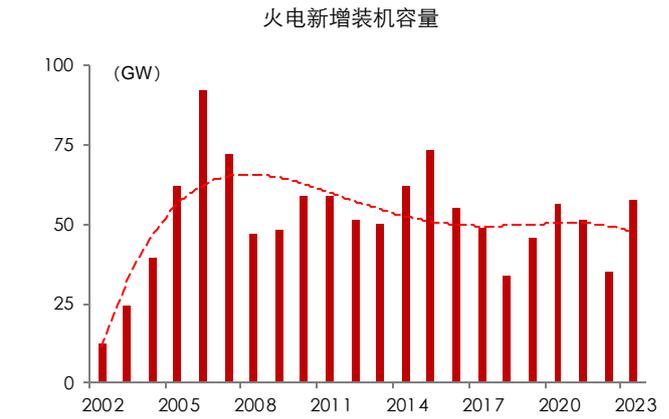
中国火电利用小时中枢已经从“十二五”前的 5000 小时降至 4500 小时以下，可见中国电力供需已经从最初电力建设滞后导致的供给硬缺口，逐渐转变为电力供给总量有余但季节性、突发性、区域性短缺的状况，背后的原因是用电需求呈现冬夏两季尖峰化、日内峰谷差不断拉大的变化。

图表 28：中国火电利用小时数中枢已下降至 4500 小时



资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

图表 29：十三五期间中国火电新增装机容量明显下降

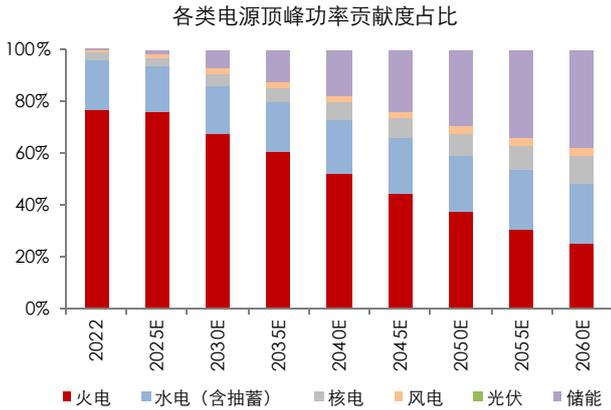


资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

火电正在从发电主体的定位逐步向调节、顶峰支撑的定位转变。从能源转型以来，火电已经义务承担了很多系统调节和安全保供的任务，其灵活性价值和可靠性价值没能充分体现也缺少相应的电力市场机制来体现。但随着现货市场、容量电价机制的推出，煤电一方面回收固定资产成本的预期得到明确，另一方面从煤电机组在各现货试点省份的表现来看，煤电可以依靠其灵活性在现货市场获得比中长期市场更高的结算电价，调节和顶峰价值得到体现。

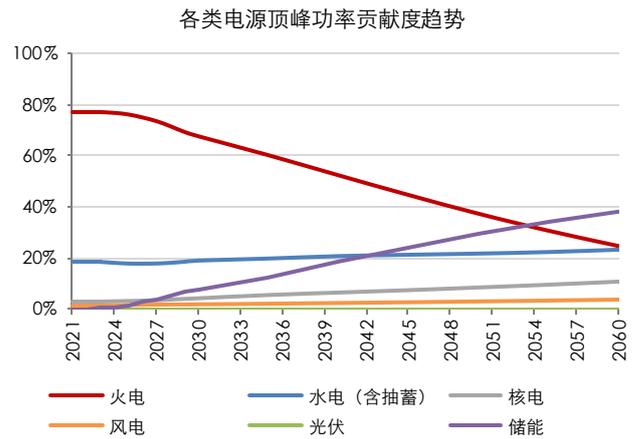
五大六小发电集团均制定了向新能源转型的目标，我们预计未来除了部分大基地配套和保供项目以外，煤电不再成为各大发电集团的优先投资选择，中国煤电总装机量可能在十五五期间达峰。煤电不再大规模新增，不代表存量煤电价值会下降，根据我们测算，预计 2030 年火电顶峰功率贡献度占比仍然高达 67%。在很长一段时间内火电仍将是电力保供主体，且成为系统稀缺性资源，我们认为市场化改革推进将有利于火电价值重估。

图表 30: 2022 年中国火电顶峰功率贡献度高达 77%



资料来源: 中电联, 五矿证券研究所预测

图表 31: 预计中国火电顶峰功率贡献度在 2050 年前难以被超越



资料来源: 中电联, 五矿证券研究所预测

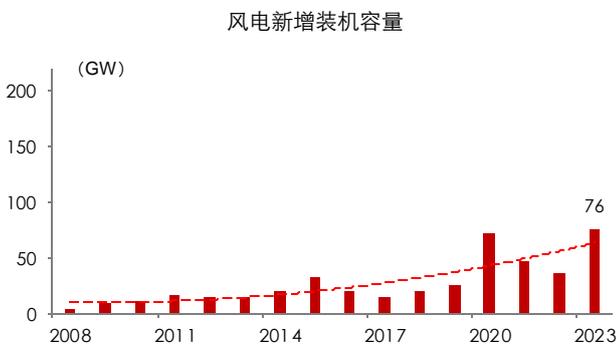
趋势二: 风光入市面临降价风险, 但长期无需过度悲观

2023 年中国风电新增装机 75.9GW, 光伏新增装机 216.9GW, 单年新增装机均为历史最高。国家能源局《2023 年能源工作指导意见》中规划的 2023 年风光合计新增装机规模为 160GW 左右, 最终实现风光合计新增装机 292.8GW, 大幅超出预期。我们认为 2023 年风光超速发展的主要原因为: 1) 过去两年突发公共卫生事件导致部分已核准项目建设进展推迟至 23 年; 2) 硅料、碳酸锂降价, 带动组件和配储成本大幅下降, 之前因经济性所积压的项目得以启动; 3) 目前电网消纳能力尚有余量, 为了避免未来排队并网情况, 已核准项目均加快投建节奏; 4) 十四五过半, 各发电集团为完成十四五规划目标, 开始加快投资。展望未来, 我们预计十四五期间风光新增装机规模仍有望保持相对高位, 但进入十五后, 消纳压力可能将使得项目核准和并网规模出现明显下降。

注: “平价”指执行当地脱硫燃煤标杆上网电价。

中国风光发展经历了 2020 年以前的补贴时代, 2020 年至今的平价*时代, 未来将逐步过渡到市场化时代。过去的风光项目多数都是由电网以固定电价保障性收购, 优先上网, 未来新建风光机组的保障性收购小时数将逐步缩小, 未被保障性收购的电量则需要参与电力市场交易, 由市场来定价。根据全国统一电力市场的规划, 新能源将在 2030 年全面参与市场交易。

图表 32: 2023 年中国风电新增装机 75.9GW, 为历史最高



资料来源: 国家能源局, 五矿证券研究所

图表 33: 2023 年中国光伏新增装机 216.9GW, 为历史最高



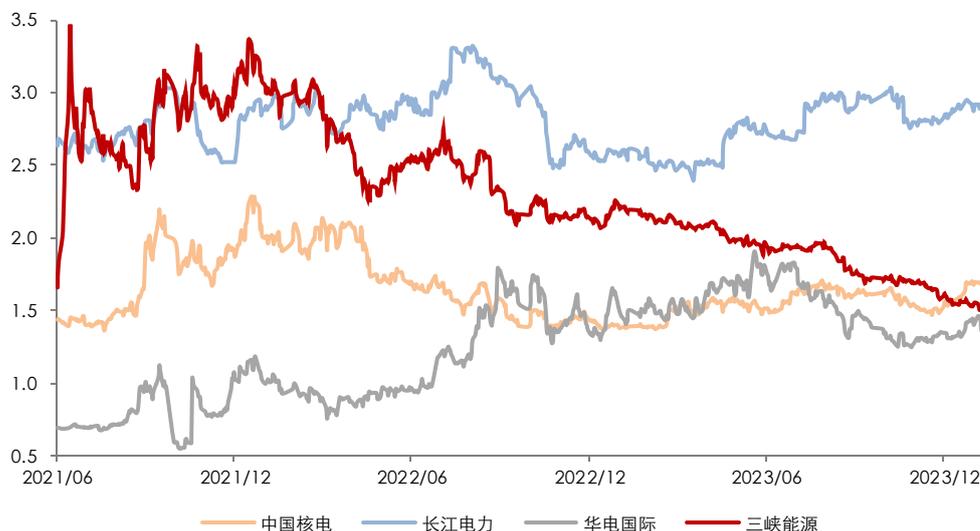
资料来源: 国家能源局, 五矿证券研究所

现阶段市场化风光项目相较平价项目(即以当地燃煤基准价上网的项目)的电价有明显下降。

以光伏为例，由于光伏集中发电的时间段主要为中午时段，而中午对应电力负荷的低谷，导致中午时段电力供大于求，市场电价较低。另外，从电力现货试点省份中新能源参与市场的结算电价数据可以看出，由于新能源长周期功率预测准确率较低影响合约匹配度，短期功率预测不准影响现货报量准确性，产生了大量偏差费用，直接影响综合结算电价，导致新能源参与市场后电价下降明显。

市场对风光电价下降的担忧也是二级市场中风光运营相关标的估值不断下调的主要原因，我们分别挑选风光、火电、水电、核电运营企业中的代表作横向对比，可以发现自 2022 年以来，风光企业三峡能源估值中枢已从 3.0 倍 PB 降至目前 1.5 倍 PB 左右。我们认为现阶段风光降电价的负面预期已较为充分消化，与其他类型电力运营商对比，风光运营商具备较高成长性和绿色环境价值等优势，不必对其长期盈利能力过度担心，风光运营目前估值已具备比较优势，值得关注。“能源不可能三角”的侧重点是不断动态变化的，后续建议关注碳市场及绿电绿证市场相关政策催化。

图表 34：风光运营企业三峡能源估值中枢已从 3.0 倍 PB 下降至 1.5 倍 PB



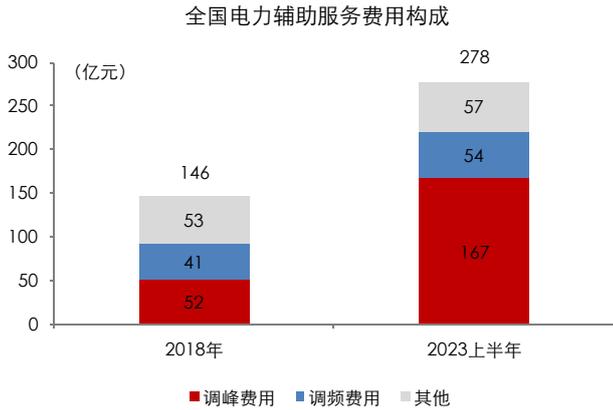
资料来源：Wind，五矿证券研究所预测

趋势三：弃风弃光率可能上升，系统调节资源迎发展良机

在十三五期间，中国弃风弃光现象较为严重，后来东北地区通过辅助服务市场大力推动火电灵活性改造，以及西北地区推动省间电力市场交易，通过大电网将绿电跨省外送至周边省份消纳，中国的弃风弃光率才得以降低至较低水平。

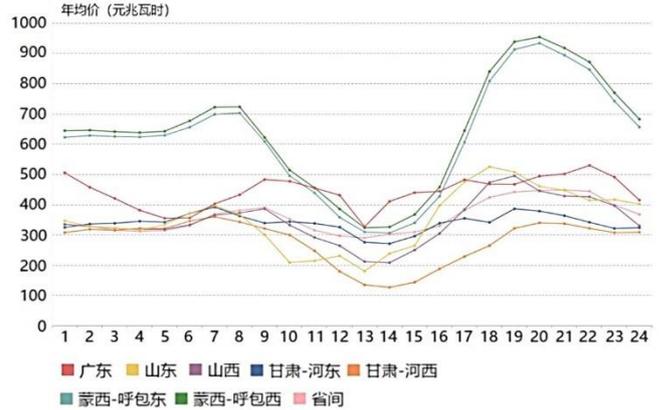
十四五以来，中国风光发展速度和规模均上升了一个数量级，同时中国辅助服务调峰费用 2023 年上半年达到了 167 亿元，是 2018 年全年水平的 3 倍有余，可见电力系统对调节资源的需求也在快速增长。随着低成本的存量调节资源耗尽，未来面临的新能源消纳形势可能比以往更为严峻。上文提到 2023 年供暖季部分西北省份已经出现弃风弃光率上升苗头，此外从各现货省份电价趋势可以发现中午时段越来越多“地板价”甚至“负电价”出现，意味着在越来越多的时点出现了风光无法消纳的情况。这些现象都说明风光消纳的“瓶颈”就在眼前，需要加快电力体制改革，形成良好的投资激励机制，以推动抽蓄、火电灵活性改造、新型储能、需求侧响应等系统调节资源的建设。

图表 35: 中国辅助服务调峰费用快速增长



资料来源: 国家能源局, 五矿证券研究所

图表 36: 2023 年各现货省份呈现午间低价趋势



资料来源: Lambda, 五矿证券研究所

趋势研判如何对应投资机会

电力下游运营行业是个较成熟且重资产的行业, 参与企业主要为央企且均已上市, 产业趋势一、二直接对应的更多是二级市场投资机会。当然对电力体制改革节奏的判断, 也会影响对风光项目投资回报率的判断, 从而影响风光装机增速这一泛新能源行业景气度的“锚”, 对上下游产业链的投资研究同样重要。

因为有了新能源, 系统调节资源才开始被关注被需要。新领域孕育着新机会, 与系统调节资源相关的众多领域如新型储能、氢能、智能微电网、虚拟电厂等还在 0-1 阶段, 处在产业初期, 未来发展拥有极大想象空间。产业趋势三对应投资机会除了二级市场以外, 也可以更多关注一级市场。

为什么电力体制研究对产业投资如此重要?

电力行业特殊之处在于更易受政策变化影响。能源转型的大幕才刚刚拉开, 电改政策层出不穷, 市场机制关系到商业模式, 电价机制关系到盈利能力, 对电力体制的系统认知可以帮助电力及新能源相关投资者在繁杂的政策中找到主线。在机会来临时果断出击。市场不缺观点, 观点背后的分析框架更为重要, 电力钟声系列 1 从投资的角度对电力体制作深度拆解, 科普电力市场相关概念的同时, 尝试梳理框架、形成方法论, 为进一步的产业投研打下基础。

风险提示

1) 电力市场化改革进展不及预期风险; 2) 煤炭等上游能源资源价格波动风险; 3) 宏观经济波动风险; 4) 逆全球化形势加剧风险; 5) 电力系统发展路径测算偏差风险; 6) 政策遗漏或理解偏差风险。

附录：电力体制改革政策文件

序号	政策名称	发布时间	发布机关
1	关于深圳市开展输配电价格改革试点的通知	2014-10-23	国家发展改革委
2	关于进一步深化电力体制改革的若干意见	2015-03-15	中共中央、国务院
3	关于印发电力体制改革配套文件的通知	2015-11-26	国家发展改革委、国家能源局
4	关于推进输配电价改革的实施意见	2015-11-26	国家发展改革委、国家能源局
5	关于推进电力市场建设的实施意见	2015-11-26	国家发展改革委、国家能源局
6	关于有序放开发用电计划的实施意见	2015-11-26	国家发展改革委、国家能源局
7	关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知	2015-12-31	国家发展改革委
8	可再生能源发电全额保障性收购管理办法	2016-03-24	国家发展改革委
9	关于印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知	2016-10-08	国家发展改革委、国家能源局
10	省级电网输配电价定价办法（试行）	2016-12-22	国家发展改革委
11	电力中长期交易基本规则（暂行）	2016-12-29	国家发展改革委、国家能源局
12	关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知	2017-01-18	国家发展改革委、财政部、国家能源局
13	关于有序放开发用电计划的通知	2017-03-29	国家发展改革委、国家能源局
14	关于开展电力现货市场建设试点工作的通知	2017-08-28	国家发展改革委、国家能源局
15	全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）	2017-12-18	国家发展改革委
16	关于进一步推进增量配电业务改革的通知	2019-01-05	国家发展改革委、国家能源局
17	关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	2019-05-10	国家发展改革委、国家能源局
18	关于完善风电上网电价政策的通知	2019-05-21	国家发展改革委
19	关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	2019-06-22	国家发展改革委
20	关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见	2019-10-21	国家发展改革委
21	省级电网输配电价定价办法	2020-01-19	国家发展改革委
22	关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见	2020-01-20	国家发展改革委、财政部、国家能源局
23	关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知	2020-03-26	国家发展改革委、国家能源局
24	电力中长期交易基本规则	2020-06-10	国家发展改革委、国家能源局
25	关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知	2021-06-07	国家发展改革委
26	关于进一步完善分时电价机制的通知	2021-07-26	国家发展改革委
27	关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知	2021-07-29	国家发展改革委、国家能源局
28	关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见	2021-09-22	中共中央、国务院
29	关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知	2021-10-11	国家发展改革委
30	关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知	2021-10-21	国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局
31	关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知	2021-10-23	国家发展改革委
32	关于印发《2030年前碳达峰行动方案》的通知	2021-10-24	国务院
33	关于印发《售电公司管理办法》的通知	2021-11-11	国家发展改革委、国家能源局
34	省间电力现货交易规则（试行）	2021-11-22	国家发展改革委、国家能源局
35	关于印发《电力并网运行管理规定》的通知	2021-12-21	国家能源局
36	关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知	2021-12-21	国家能源局
37	关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见	2022-01-18	国家发展改革委、国家能源局
38	关于加快推进电力现货市场建设工作的通知	2022-02-21	国家发展改革委、国家能源局
39	电力可靠性管理办法（暂行）	2022-04-16	国家发展改革委
40	关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的	2022-08-15	国家发展改革委、国家统计局、国家能源局

通知

41	关于公开征求《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》意见的通知	2022-11-22	国家能源局
42	关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知	2022-12-23	国家发展改革委
43	关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知	2023-05-09	国家发展改革委
44	关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知	2023-05-11	国家发展改革委
45	新型电力系统发展蓝皮书	2023-06-02	国家能源局
46	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	2023-07-25	国家发展改革委、财务部、国家能源局
47	关于印发《电力现货市场基本规则（试行）》的通知	2023-09-07	国家发展改革委、国家能源局
48	关于印发《电力需求侧管理办法（2023年版）》的通知	2023-09-15	国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、国务院国资委、国家能源局
49	关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见	2023-09-21	国家发展改革委、国家能源局
50	关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知	2023-10-12	国家发展改革委、国家能源局
51	关于建立煤电容量电价机制的通知	2023-11-08	国家发展改革委、国家能源局
52	电能质量管理办法（暂行）	2023-12-27	国家发展改革委

资料来源：中国政府网、国家发改委、国家能源局，五矿证券研究所

附录：参考文献

- [1] 推进我国电力市场建设的思考，唐俊、陈大宇，国家能源局，2016
- [2] 问策新型电力市场，中国电力企业管理，2023
- [3] 美国电力市场监管制度演进研究，胡际、陈雯，南方能源建设，2018
- [4] 世界电改演进与中国能源互联网的引领，王冬容，中电国际政研室，2016
- [5] 向低碳电力强国迈进，薛静，中电联，2019
- [6] 火电涅槃，梁卫国，中国电力企业管理，2019
- [7] 售电改革全面激发市场活力，荣健、吴伟，国家电投，2023
- [8] 推行七年，增量配电症结何在？，杨晓冉，中国能源报，2023
- [9] 关于进一步拉大中长期分时段交易峰谷价差的思考，鲁秦圣、王沁，首都电力交易中心，2021
- [10] 分时电价政策分析与完善建议，钟锐、易庚、宋新甫，国家电网，2022
- [11] 全国电力市场体系建设面临的矛盾与相关建议，钟声，广州电力交易中心，2022
- [12] “省为实体”内涵与沿革，万民存，湖南省电力公司，1999
- [13] 绿证配额制要在消费端实施，李俊峰，国家应对气候变化战略中心，2017
- [14] 总体设计 统筹指导 加快推进电力市场建设，杨耀攀，华能集团，2022
- [15] “限电”全透视，翁爽，中国电力企业管理，2023
- [16] 从限电限产透视“能源不可能三角”，陈皓勇，华南理工大学，2021
- [17] 转型格局中的虚拟电厂定位及作用，杨昆，中电联，2022

- [18] 我国和欧美新能源发展进度对比, 王忠会、陈愚、刘清辉, 中国电力企业管理, 2023
- [19] 能源转型下的电力市场发展思考, 史连军, 北京电力交易中心, 2023
- [20] 我国绿色价值唯一凭证方式得以明确, 谷峰, 中国电力企业管理, 2023
- [21] 从电荒形成机理剖析能源安全的长久之治, 吴疆, 中国人民大学, 2021
- [22] 我国电力体制改革总体进展, 纪鹏, 北京电力交易中心, 2023
- [23] 电力现货市场 101 问, 国家电力调度控制中心, 2021
- [24] 我国输配电价机制探讨, 李成仁, 国网能源研究院, 2023
- [25] 我国电力市场交易体系的发展, 刘敦楠, 华北电力大学, 2023
- [26] 南方电力市场发展动态, 朱治中, 南方区域电力市场专委会, 2023
- [27] 河南电力市场化交易发展趋势及思考, 尹硕, 国家电网, 2023
- [28] 山东电力市场基本情况, 杨明辉, 山东电力交易中心, 2023
- [29] 京津唐电网绿色电力交易实践与思考, 喻乐, 北京电力交易中心, 2023
- [30] 绿色电力交易实践分享, 熊汀, 华能新能源, 2023
- [31] 高比例新能源参与电力市场实战, 赵克斌, 中国大唐集团, 2023
- [32] 山东省新能源现货交易经验分享, 王艳军, 华润电力, 2023
- [33] 独立储能电站参与电力现货市场运行经验交流, 汝会通, 三峡能源, 2023
- [34] 新型电力系统与新型能源体系, 辛保安, 国家电网, 2023
- [35] 美国电力市场运行与监管实例分析, 谢开, 北京电力交易中心, 2017
- [36] 国内外电力市场化改革分析报告, 国网能源研究院, 2022

分析师声明

作者在中国证券业协会登记为证券投资咨询(分析师),以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告。作者保证:(i)本报告所采用的数据均来自合规渠道;(ii)本报告分析逻辑基于作者的职业理解,并清晰准确地反映了作者的研究观点;(iii)本报告结论不受任何第三方的授意或影响;(iv)不存在任何利益冲突;(v)英文版翻译若与中文版有所歧义,以中文版报告为准;特此声明。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级(另有说明的除外)。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现,也即以报告发布日后的6到12个月内的公司股价(或行业指数)相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中:A股市场以沪深300指数为基准;香港市场以恒生指数为基准;美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在20%及以上;
		增持	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于5%~20%之间;
		持有	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于-10%~5%之间;
		卖出	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在-10%及以下;
		无评级	预期对于个股未来6个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
	行业评级	看好	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上;
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%~10%之间;
		看淡	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。

一般声明

五矿证券有限公司(以下简称“本公司”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告即视其为客户,本报告仅在相关法律许可的情况下发放,并仅为提供信息而发放,概不构成任何广告。本报告的版权仅为本公司所有,未经本公司书面许可,任何机构和个人不得以任何形式对本研究报告的任何部分以任何方式制作任何形式的翻版、复制或再次分发给任何其他人。如引用须联络五矿证券研究所获得许可后,再注明出处为五矿证券研究所,且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。在刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的同时,也应注明本报告的发布人和发布日期及提示使用证券研究报告的风险。若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。若本公司以外的其他机构(以下简称“该机构”)发送本报告,则由该机构独自为此发送行为负责。

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、价值及投资收入或将产生波动;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。

本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。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。在任何情况下,报告中的信息或意见不构成对任何人的投资建议,投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下,本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利,不与投资者分享投资收益,也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司及作者在自身所知范围内,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。

五矿证券版权所有。保留一切权利。

特别声明

在法律许可的情况下,五矿证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易,也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此,投资者应当考虑到五矿证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突,投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

联系我们

上海

地址:上海市浦东新区东方路69号裕景国际商务广场A座2208室
 邮编:200120

深圳

地址:深圳市南山区滨海大道3165号五矿金融大厦23层
 邮编:518035

北京

地址:北京市海淀区首体南路9号4楼603室
 邮编:100037

Analyst Certification

The research analyst is primarily responsible for the content of this report, in whole or in part. The analyst has the Securities Investment Advisory Certification granted by the Securities Association of China. Besides, the analyst independently and objectively issues this report holding a diligent attitude. We hereby declare that (1) all the data used herein is gathered from legitimate sources; (2) the research is based on analyst's professional understanding, and accurately reflects his/her views; (3) the analyst has not been placed under any undue influence or intervention from a third party in compiling this report; (4) there is no conflict of interest; (5) in case of ambiguity due to the translation of the report, the original version in Chinese shall prevail.

Investment Rating Definitions

		Ratings	Definitions
The rating criteria of investment recommendations The ratings contained herein are classified into company ratings and sector ratings (unless otherwise stated). The rating criteria is the relative market performance between 6 and 12 months after the report's date of issue, i.e. based on the range of rise and fall of the company's stock price (or industry index) compared to the benchmark index. Specifically, the CSI 300 Index is the benchmark index of the A-share market. The Hang Seng Index is the benchmark index of the HK market. The NASDAQ Composite Index or the S&P 500 Index is the benchmark index of the U.S. market.	Company Ratings	BUY	Stock return is expected to outperform the benchmark index by more than 20%;
		ACCUMULATE	Stock relative performance is expected to range between 5% and 20%;
		HOLD	Stock relative performance is expected to range between -10% and 5%;
		SELL	Stock return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%;
		NOT RATED	No clear view of the stock relative performance over the next 6 months.
	Sector Ratings	POSITIVE	Overall sector return is expected to outperform the benchmark index by more than 10%;
		NEUTRAL	Overall sector expected relative performance ranges between -10% and 10%;
		CAUTIOUS	Overall sector return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%.

General Disclaimer

Minmetals Securities Co., Ltd. (or "the company") is licensed to carry on securities investment advisory business by the China Securities Regulatory Commission. The Company will not deem any person as its client notwithstanding his/her receipt of this report. The report is issued only under permit of relevant laws and regulations, solely for the purpose of providing information. The report should not be used or considered as an offer or the solicitation of an offer to sell, buy or subscribe for securities or other financial instruments. The information presented in the report is under the copyright of the company. Without the written permission of the company, none of the institutions or individuals shall duplicate, copy, or redistribute any part of this report, in any form, to any other institutions or individuals. The party who quotes the report should contact the company directly to request permission, specify the source as Equity Research Department of Minmetals Securities, and should not make any change to the information in a manner contrary to the original intention. The party who re-publishes or forwards the research report or part of the report shall indicate the issuer, the date of issue, and the risk of using the report. Otherwise, the company will reserve its right to taking legal action. If any other institution (or "this institution") redistributes this report, this institution will be solely responsible for its redistribution. The information, opinions, and inferences herein only reflect the judgment of the company on the date of issue. Prices, values as well as the returns of securities or the underlying assets herein may fluctuate. At different periods, the company may issue reports with inconsistent information, opinions, and inferences, and does not guarantee the information contained herein is kept up to date. Meanwhile, the information contained herein is subject to change without any prior notice. Investors should pay attention to the updates or modifications. The analyst wrote the report based on principles of independence, objectivity, fairness, and prudence. Information contained herein was obtained from publicly available sources. However, the company makes no warranty of accuracy or completeness of information, and does not guarantee the information and recommendations contained do not change. The company strives to be objective and fair in the report's content. However, opinions, conclusions, and recommendations herein are only for reference, and do not contain any certain judgments about the changes in the stock price or the market. Under no circumstance shall the information contained or opinions expressed herein form investment recommendations to anyone. The company or analysts have no responsibility for any investment decision based on this report. Neither the company, nor its employees, or affiliates shall guarantee any certain return, share any profits with investors, and be liable to any investors for any losses caused by use of the content herein. The company and its analysts, to the extent of their awareness, have no conflict of interest which is required to be disclosed, or taken restrictive or silent measures by the laws with the stock evaluated or recommended in this report.

Minmetals Securities Co. Ltd. 2019. All rights reserved.

Special Disclaimer

Permitted by laws, Minmetals Securities Co., Ltd. may hold and trade the securities of companies mentioned herein, and may provide or seek to provide investment banking, financial consulting, financial products, and other financial services for these companies. Therefore, investors should be aware that Minmetals Securities Co., Ltd. or other related parties may have potential conflicts of interest which may affect the objectivity of the report. Investors should not make investment decisions solely based on this report.

Contact us

Shanghai

Address: Room 2208, 22F, Block A, Eton Place, No.69 Dongfang Road, Pudong New District, Shanghai
Postcode: 200120

Shenzhen

Address: 23F, Minmetals Financial Center, 3165 Binhai Avenue, Nanshan District, Shenzhen
Postcode: 518035

Beijing

Address: Room 603, 4F, No.9 Shoutinan Road, Haidian District, Beijing
Postcode: 100037