

# 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) 在电能量市场之外，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。

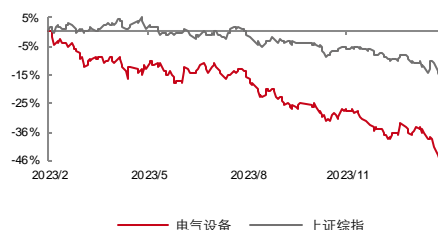
电气设备

评级：看好

日期：2024.02.05

行业表现

2024/2/2



资料：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 .....	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

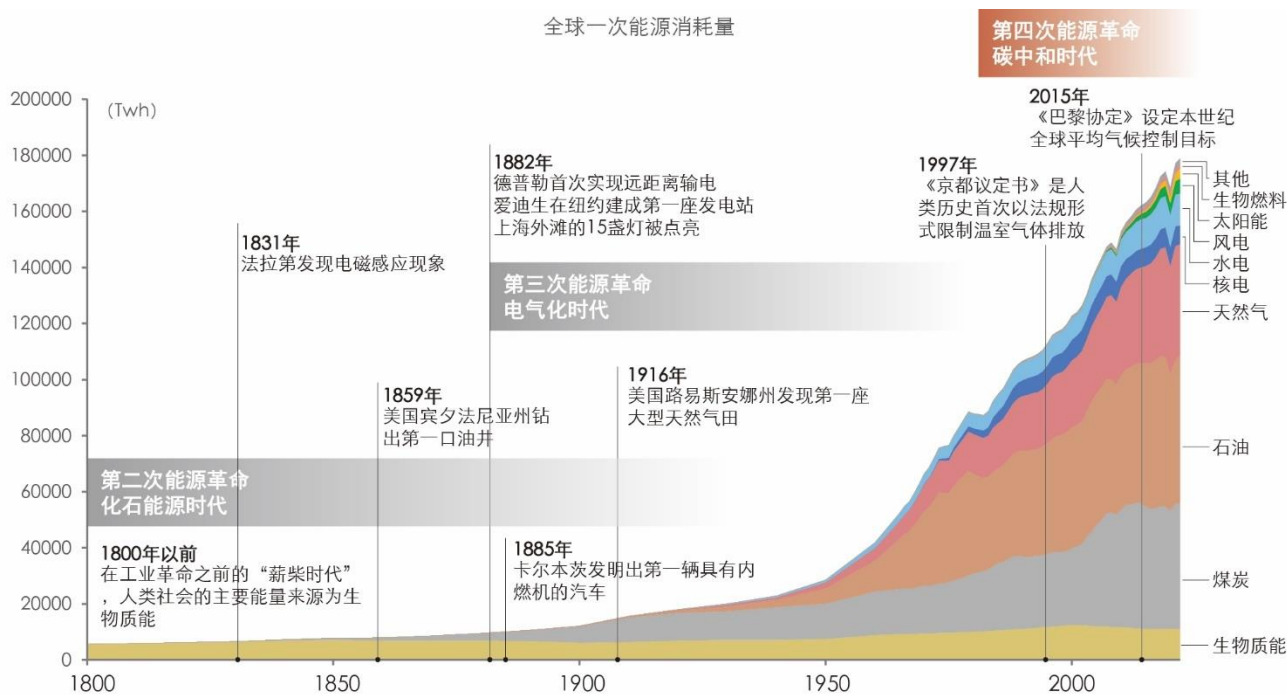
第一次能源革命始于远古时代的钻木取火，人类从此告别愚昧，从原始文明迈向农业文明；

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：Our World in Data, 五矿证券研究所

## 人类共同的目标——碳中和

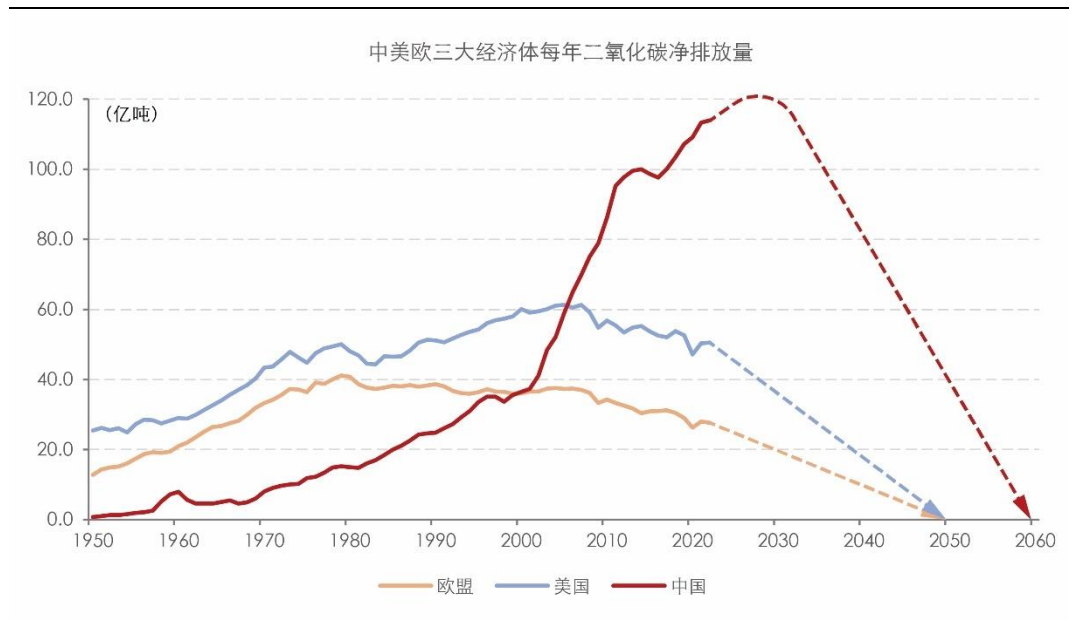
最早关于新一轮能源革命的讨论来自上世纪末，由于社会经济发展对化石能源过度依赖，能源资源面临逐渐枯竭的危险，同时大量碳排放也导致温室效应日益加重，极端天气频发，国际社会一致认为需要采取紧迫且强有力的国际合作以应对气候变化。1992年世界上第一个应对全球变暖的国际公约《联合国气候变化框架公约》诞生，1997年联合国气候变化大会

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，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：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

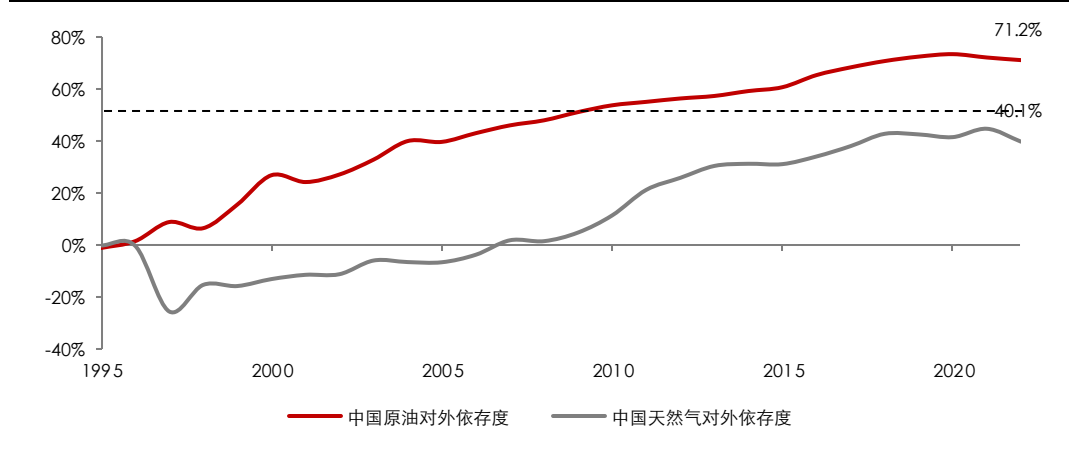
### 挑战与机遇并存，中国全面响应碳中和的底层逻辑是什么？

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



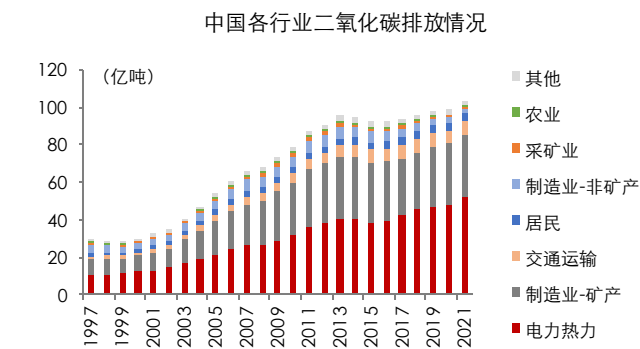
资料：Wind、国家统计局、中国商务部、中国石油报，五矿证券研究所

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

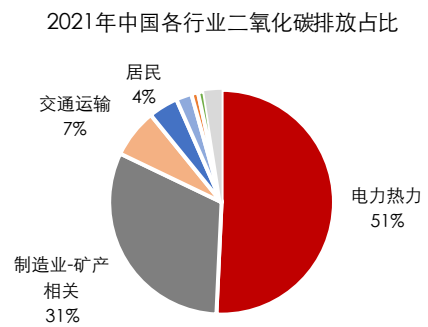
能源是国民经济发展的命脉，也是中国二氧化碳排放的主要来源，2020年中国能源燃烧产生的二氧化碳排放量占全社会总排放量约87%。分行业看，电力热力行业二氧化碳排放量占比最高，2021年占比约51%。2022年中国终端电气化率约26.9%，未来随着电气化率的增长，电力行业对中国碳排放总量的影响将不断提升。可见在双碳目标的实现进程中，降低电力系统碳排放，新型电力系统建设是重中之重。

图表 4：电力行业是中国碳排放的主要



资料：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%

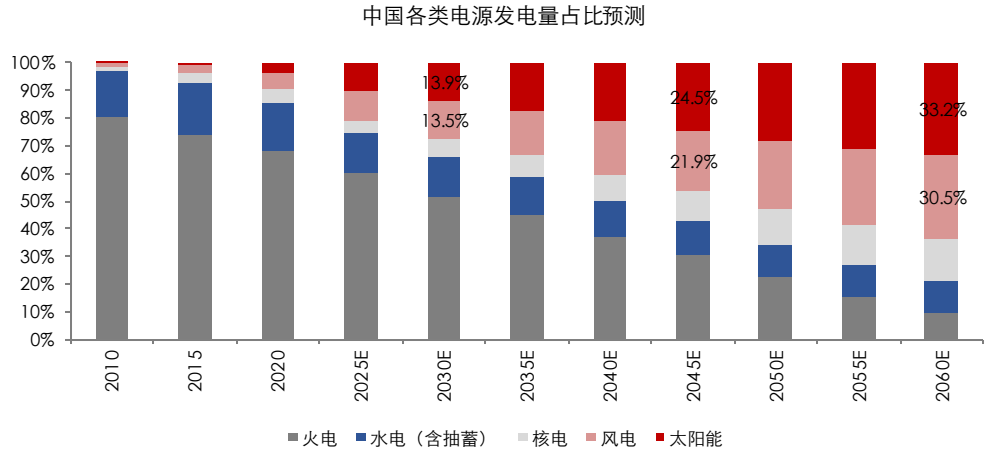


资料：Wind，五矿证券研究所

### 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%



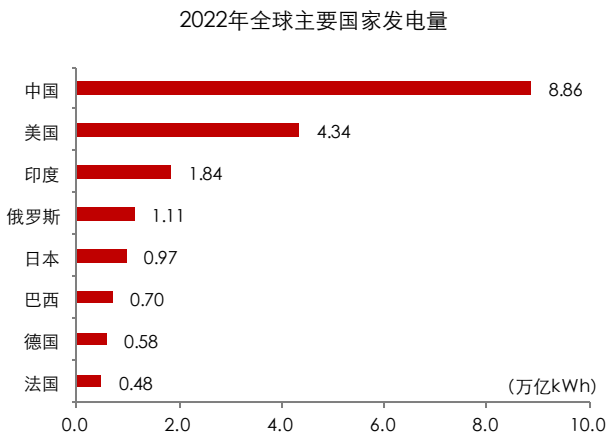
资料 : 历史数据来自中电联, 未来数据为五矿证券研究所预测

### 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。

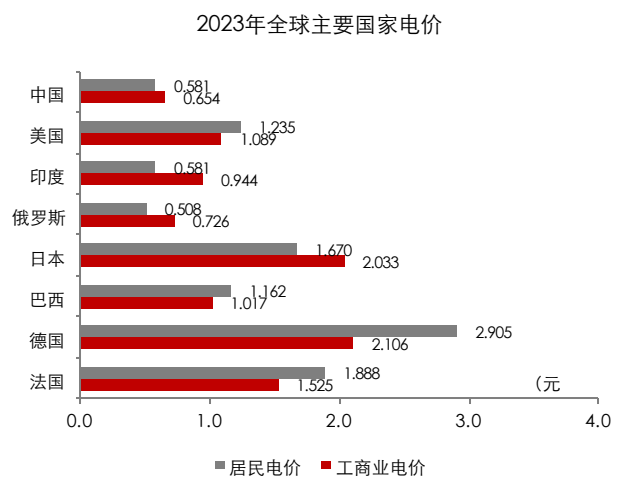
同时, 2023 年全球发电量约 28.4 万亿 kWh, 假设全球平均电价为 1.0 元/kWh, 那么全球每年电力消费市场规模约 28.4 万亿元。如今中国已在许多新能源细分领域构建了全球竞争力, 例如中国光伏组件产量已连续 16 年位居全球首位, 多晶硅、硅片、电池片、组件等产量产能的全球占比均达 80% 以上, 未来中国不仅有能力将自己的“蛋糕”做大, 更有能力成为领导者将全球的“蛋糕”做大。

图表 7: 中国是全球发电量最多的国家



资料 : 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 : 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 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、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

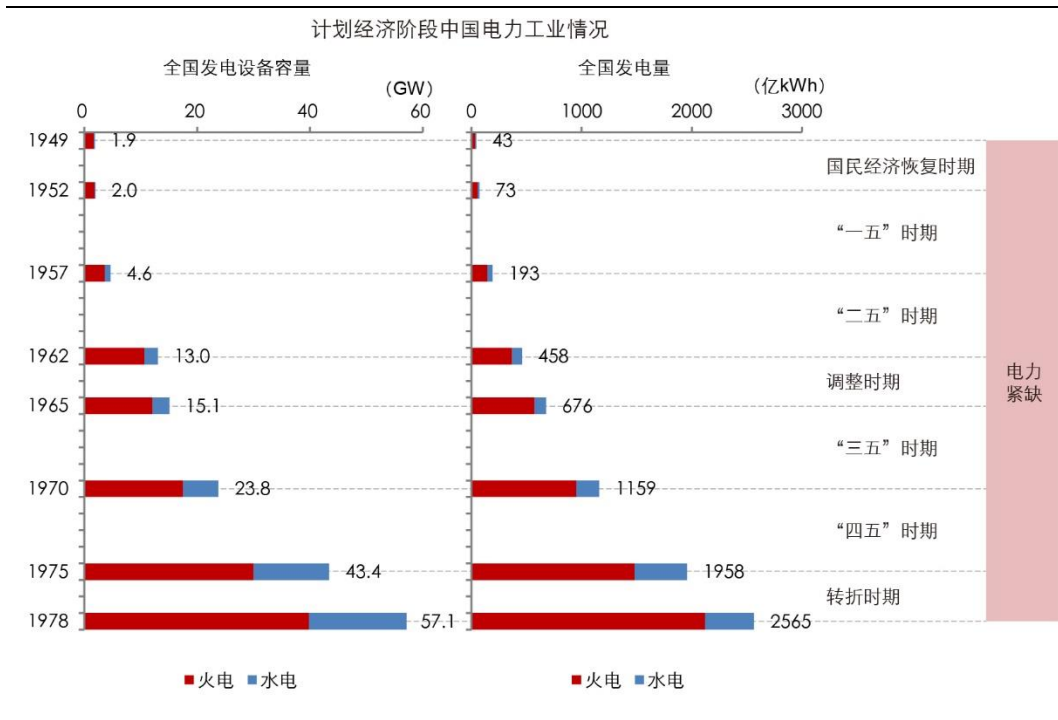
#### 计划经济阶段（1949年-1978年）：国家所有，中央统管

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：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”<sup>\*</sup>，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。

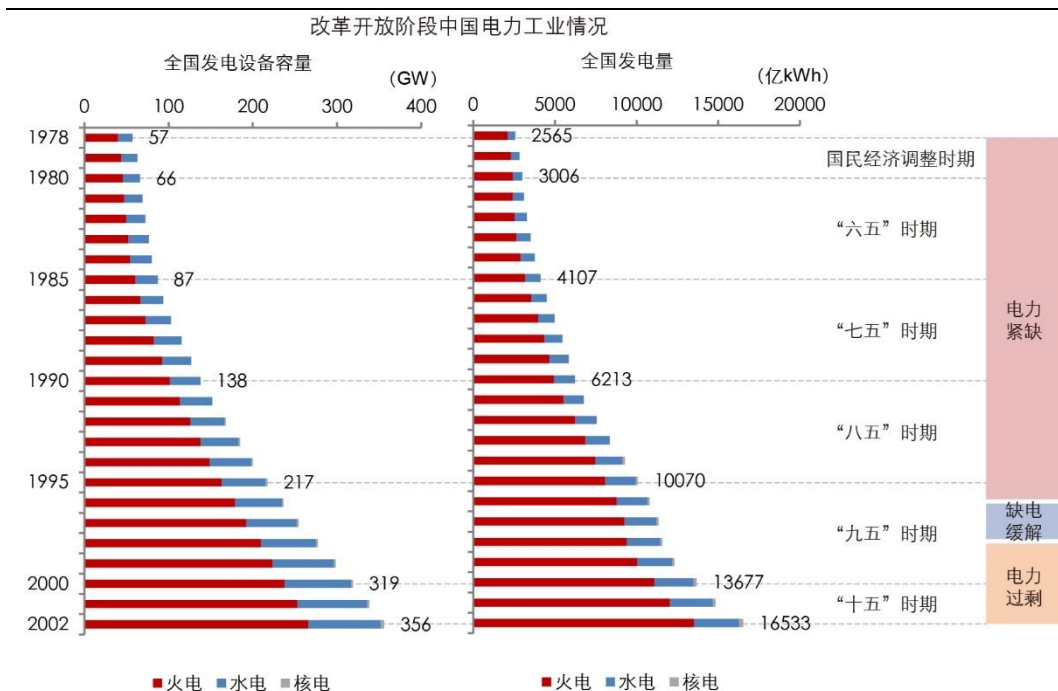
多种电价的实施，打破了电力单一计划价格长期不能调整的局面，使平均电价水平平滑上升，扭转了电价水平与成本水平逆向运行的状况，缓解了电力企业财务每况愈下的状况。还本付息电价、燃运加价、经营期电价、涉外电价等多项电价政策的实行，也激发了各方集资办电的热情，对加快电力建设，促进电力企业效率提升起到了积极作用。

### 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：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：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，报国家审批，国家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 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”。

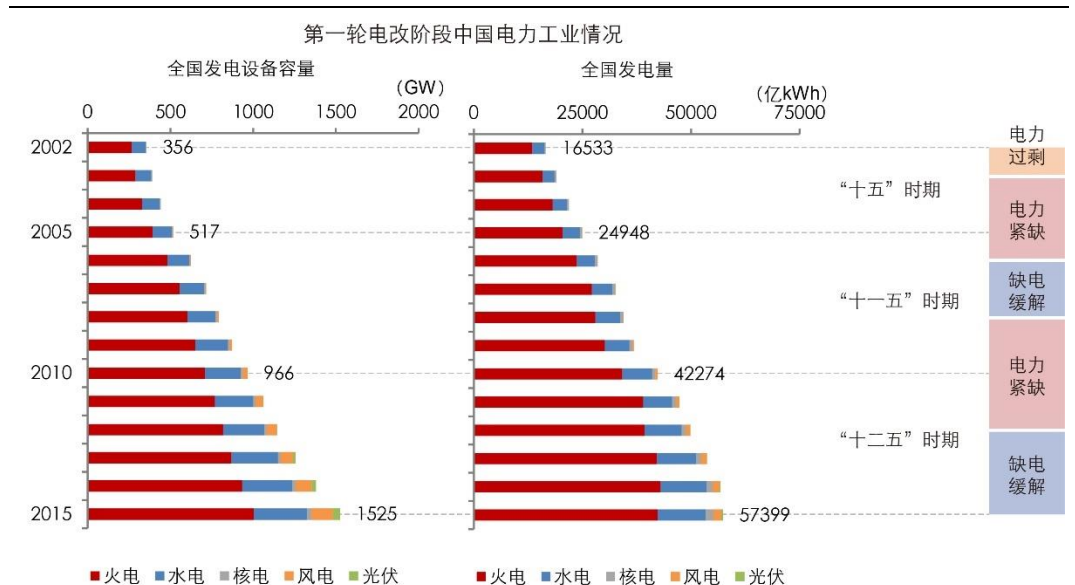
标杆电价制度出台后，为了缓解2002年煤炭市场化改革后煤价快速上涨对电力企业的影响，2004年 颁布了《关于建立煤电价格联动机制的意见》，煤电联动机制规定，以不少于6个月为一个周期，当周期内电煤价格变动幅度超过上一周期的5%时，在电力企业消化煤价变化因素30%的基础上，相应调整上网电价。

“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：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"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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，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。</li> <li>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</li> </ol>

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：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：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

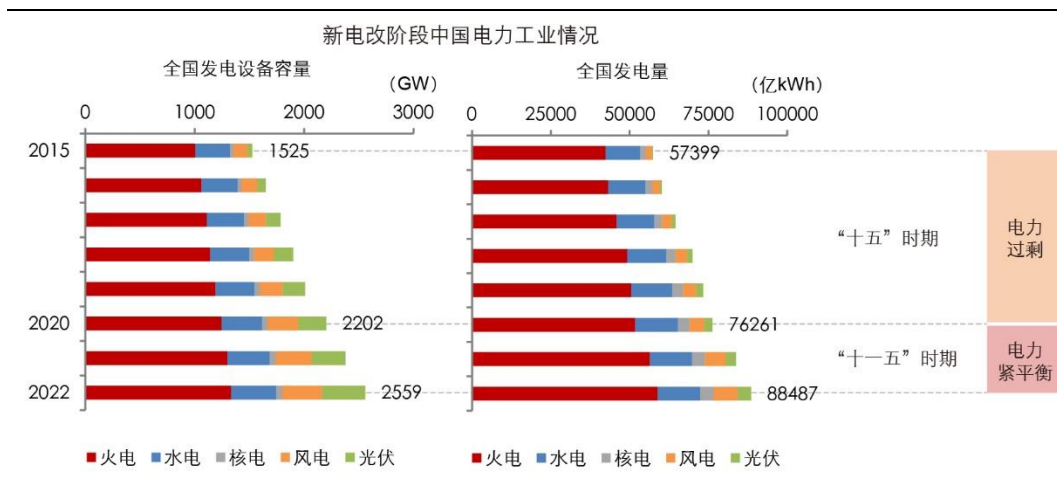
打破垄断，引入竞争，除了发电侧、售电侧以外，“9号文”也提出了电网侧引入竞争的方案，在短期存量难以厘清的情况下，改革从增量入手，提出逐步向负荷条件的市场主体开放增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。增量配电改革的目的是有三：一是引导



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：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。

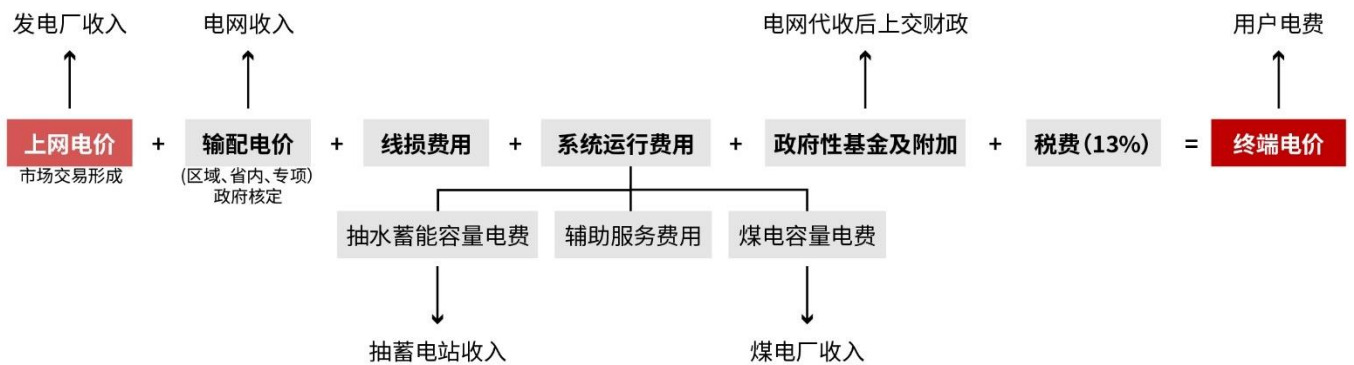
### 3 现在何方——当前的电力体制架构

#### 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：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，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。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/396150035114010045>