

2026 年 08 月 13 日

碳市场专题：全国碳市场开市五周年的回顾与展望

中小盘研究团队

——中小盘策略专题

周佳（分析师）

zhoujia@kysec.cn

证书编号：S0790523070004

李慧祥（分析师）

lihuixiang@kysec.cn

证书编号：S0790526070006

● 全国碳市场已正式运行五周年

碳排放权市场是实现“碳达峰、碳中和”目标的核心市场化工具。自 2021 年 7 月正式上线交易以来，全国碳市场已进入第五个履约周期，制度体系日趋完善，价格发现功能逐步增强，已成为全球覆盖排放量规模最大的碳市场。

● 市场走势较大程度上受政策驱动

第一个履约周期：因配额分配较为宽松，全国碳市场开市后碳价持续走低，履约截止期前价格回升，主要原因系买卖双方议价能力存在差异。第一个履约周期约 87% 的交易以履约为目的，且履约各环节时间节点偏晚，导致“潮汐现象”明显。

第二个履约周期：由于 2022 年无需进行履约清缴，年内成交量较低，年末成交量回升，推测原因系部分公司为优化年度财务状况出售部分配额。相较第一个履约周期，第二个履约周期配额分配收紧，2023 年碳价上行，一度突破 80 元/吨。第二个履约周期“潮汐现象”同样明显，履约属性有所下降。

第三个履约周期：2024 年 1 月《碳排放权交易管理暂行条例》发布，全国碳市场约束力进一步加强，未履约将面临巨额罚款；电力行业基准值加速下调，同等口径下基准值下降 1% 左右，致使 2024 年碳价上升，于 4 月 29 日达到阶段性高点 103.47 元/吨。后因结转政策出台加之旧 CCER 即将过期，2024 年末市场价格反常下行。

第四个履约周期：2025 年全国碳市场正式扩容，但新纳入的三个行业配额分配采取等量分配，未形成实质性履约缺口。与此同时，结转政策显著增加了市场供给，电力行业企业的基础结转量仅为 1 万吨，若配额仅在电力行业内部流转，难以消化市场上的全部盈余配额，因此客观上需要将部分配额出售给新纳入的三个行业。而新纳入行业由于实行等量分配，本身并无购入配额履约的刚性需求，市场转为买方市场，碳价下跌。2025 年末因“潮汐现象”，配额价格出现阶段性回升。

第五个履约周期：2025 年度发电行业综合基准值同比下降 0.35% 左右，降幅较前四个履约周期有所收窄，推测原因系火电降碳难度相对较大。配额结转政策不再延续，碳市场或重新回到卖方市场。预分配比例下调叠加结转政策取消的双重影响，或加剧碳市场“潮汐现象”，并对年末碳价形成上行压力。综合来看，2026 年末市场成交量将或高于历史同期，碳价存在创新高的可能性。

● CCER 价格长期与 CEA 倒挂，核心原因在于供给量不足

理论上，CCER 仅可用于抵消 5% 的履约义务，价格应低于 CEA，然而实际市场运行中，CCER 的市场价格长期高于 CEA，其核心原因在于供给不足。一方面，旧 CCER 已全面退出流通，当前市场可供交易的存量 CCER 较少。另一方面，新增 CCER 供给规模相对有限，截至 2026 年 7 月 31 日，CCER 累计登记减排量为仅 2264.60 万吨，然而仅 2023 年度，全国碳市场 CEA 配额净缺口就高达 2900 万吨。现有 CCER 供给规模与需求之间存在显著缺口，进而推高了 CCER 的市场价格。

● **风险提示：**政策不确定性风险、政策实施不及预期等。

相关研究报告

《碳市场月报：量价齐升，配额政策调整重塑市场格局——中小盘策略专题》-2026.8.5

《碳市场专题：配额分配小幅收紧，结转政策不再延续——中小盘策略专题》-2026.7.30

目 录

1、 全国碳排放权市场基本情况简介	3
1.1、 碳排放权市场是推进“双碳”目标的关键机制	3
1.2、 历经多地试点，全国碳市场于 2021 年 7 月正式成立	4
2、 全国碳市场基本制度建设	5
2.1、 全国碳市场已构建起自上而下、层次清晰的多层级法律架构	5
2.2、 全国碳市场已形成相对完善的政策体系	6
3、 市场运行状况与走势分析	8
3.1、 第一个履约周期（2019-2020 年度）	8
3.2、 第二个履约周期（2021-2022 年度）	9
3.3、 第三个履约周期（2023 年度）	11
3.4、 第四个履约周期（2024 年度）	12
3.5、 第五个履约周期（2025 年度）	13
4、 CCER 市场逐步完善	15
4.1、 CCER 市场概况	15
4.2、 CCER 价格长期与 CEA 倒挂，原因在于供给量不足	16
4.3、 随着方法学逐步完善，CCER 供给量将逐步提高	17
5、 全国碳市场展望	18
6、 风险提示	20

图表目录

图 1： 碳市场使减排责任流向边际减排成本较低的企业	4
图 2： 历经多地试点，全国碳市场成功建立	5
图 3： 全国碳市场已构建完善的法律法规体系	6
图 4： 电力行业配额分配采用基准线法	7
图 5： 钢铁、铝、水泥行业配额分配采用碳排放系数法	7
图 6： 2025 年电力行业履约流程已较为成熟	8
图 7： 第一个履约周期：受配额分配宽松影响，开市后碳价持续承压；2021 年末因“潮汐现象”而回升	8
图 8： 第二个履约周期：价格与成交量呈现“前稳后升”的特征	10
图 9： 第三个履约周期：配额收紧推升碳价，结转政策出台后碳价回落	11
图 10： 第四个履约周期：受结转政策影响，碳价下行	13
图 11： 第五个履约周期：预计年末市场成交量将高于历史同期，碳价存在创新高的可能性	14
图 12： CCER 价格长期与 CEA 倒挂	16
图 13： 2027 年全国碳市场将再度扩容	19
表 1： 碳市场的减排效果相较于碳税更具确定性	3
表 2： 碳市场三种交易方式的比较	7
表 3： 2025 年度碳市场电力行业发电基准值下降幅度有所收窄（tCO ₂ /MWh）	14
表 4： 2025 年度碳市场电力行业供热基准值下降幅度有所收窄（tCO ₂ /MWh）	15
表 5： CCER 已登记减排量难以满足市场需求（截至 2026 年 7 月 31 日）	17
表 6： CCER 方法学正逐步扩容	18

1、全国碳排放权市场基本情况简介

1.1、碳排放权市场是推进“双碳”目标的关键机制

碳市场是实现“碳达峰、碳中和”的核心政策工具。近年来，全球气候变化形势日趋严峻，温室气体浓度屡创历史新高，面对日益严峻的气候危机，国际社会先后达成一系列具有里程碑意义的公约与协定。1992年，里约热内卢地球峰会上通过《联合国气候变化框架公约》，标志着全球首个温室气体排放国际公约的诞生。1997年通过的《京都议定书》明确了发达国家的减排义务。2015年世界各国共同签署《巴黎协定》，将减排责任进一步扩大至所有缔约国。2020年，在第七十五届联合国大会上，中国提出将提高应对气候变化的国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。这一承诺标志着“双碳”目标被纳入国家战略层面，成为中国应对气候变化、推动绿色低碳转型的核心任务和长期方向。当前，各国普遍采用的碳减排政策包括碳税与碳市场，两种政策中，碳市场具有减排效果确定性高、以低成本实现减排等优势。为实现“双碳”目标，中国在历经多地试点后，于2021年7月正式建立全国碳市场，此举标志着中国以市场化手段推动温室气体减排的机制迈入实质性落地阶段。

表1：碳市场的减排效果相较于碳税更具确定性

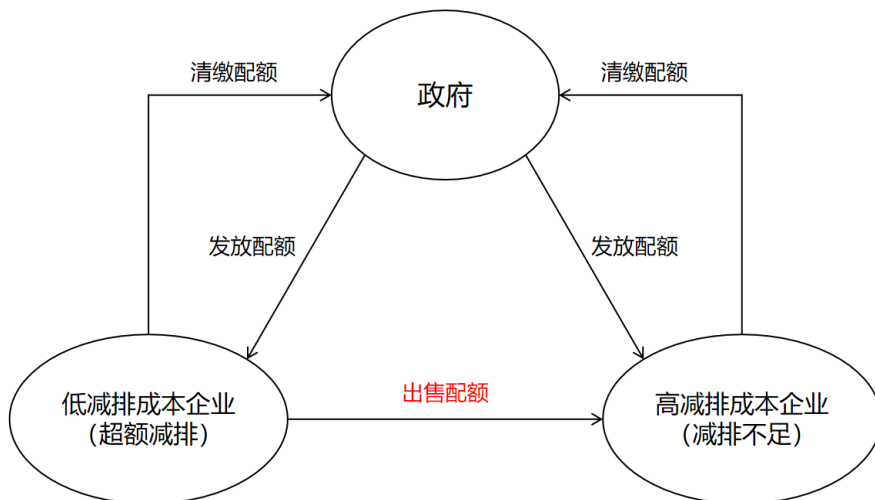
	碳市场	碳税
理论	科斯定理	庇古税
实现机制	政府先确定温室气体排放总量，再由市场机制决定温室气体排放权的价格	政府先决定温室气体排放权的价格，再由市场机制决定温室气体排放总量
优势	1.具有明确的温室气体总量控制目标，提高了减排效果的确定性 2.能以更低成本实现减排目标 3.由碳交易衍生出的碳金融产品可吸引大量资本进入应对气候变化行业 4.碳交易制度逆经济周期性可以起到自动稳定器的作用	1.实施和操作成本低 2.相比碳交易存在控排企业纳入门槛，碳税所能覆盖的企业更广泛 3.可直接增加政府财政收入
存在的问题	1.碳市场的实施具有一定复杂性	1.二氧化碳减排量存在不确定性 2.税率难以确定
当前实施国家	欧盟 27 国、美国、英国等	新加坡、瑞典等

资料来源：《中国经贸导刊》、开源证券研究所

碳排放权市场的核心功能，是以较低的社会总成本实现二氧化碳减排。作为达成“双碳”目标的关键政策工具，碳排放权市场能通过市场化手段，使减排责任自动流向边际减排成本最低的企业，以实现社会减排成本的最小化。具体而言，减排企业获得排放配额后，低减排成本企业愿意通过技术手段实现超额减排，并在市场上出售其盈余的碳配额；高减排成本企业由于其减排成本较高，更倾向于从市场上购买碳配额以履行其减排义务。该机制实现在社会减排总量控制不变的前提下，以最低经济成本实现既定减排目标。例如，假设市场中存在企业 A 与企业 B，其边际减排成本分别为 20 元/吨与 80 元/吨。若需实现 2 吨二氧化碳减排目标，在无碳市场情形下，两企业各减排 1 吨，总成本为 100 元；若建立碳市场，企业 B 可以高于 20 元/吨、低于 80 元/吨的价格从企业 A 购入 1 吨配额，从而将 1 吨减排义务转移至企

业 A。此时，减排总成本降至 40 元，减排总成本显著降低。

图1：碳市场使减排责任流向边际减排成本较低的企业



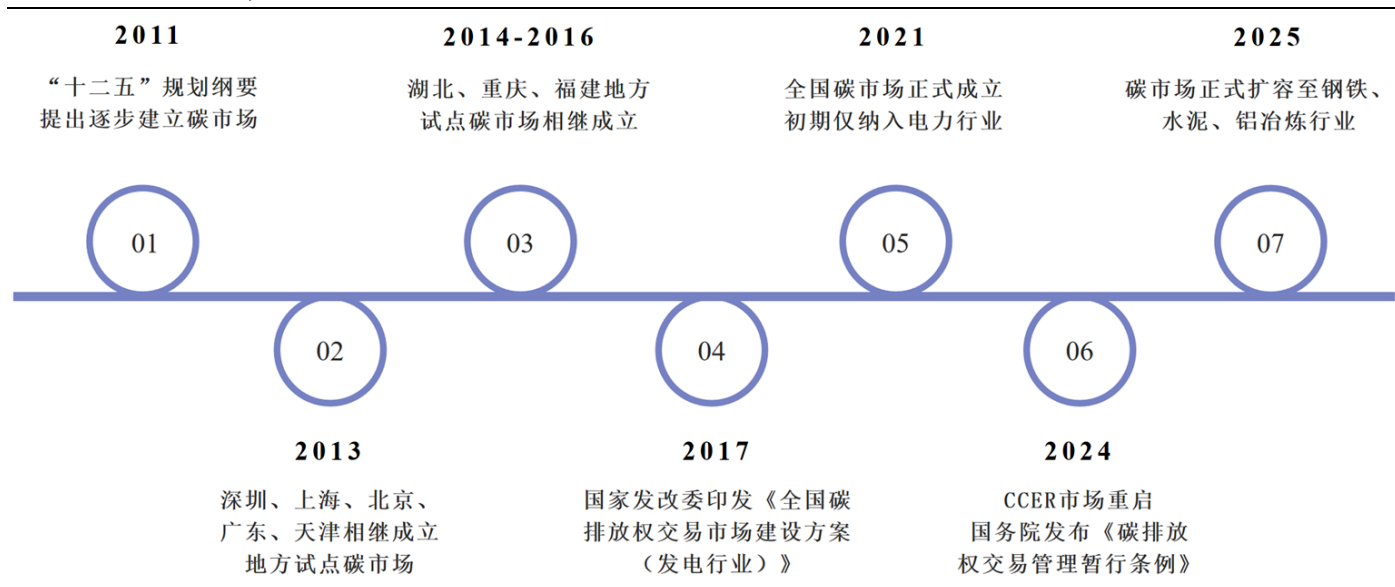
资料来源：开源证券研究所

1.2、历经多地试点，全国碳市场于 2021 年 7 月正式成立

中国秉承“先试点、后推广”的建设思路，在北京、上海等地率先试点建立地方碳市场。2011 年 3 月，“十二五”规划纲要提出逐步建立碳市场，推进低碳试点示范。同年 10 月，国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，批准在北京等七个省市进行碳排放权交易试点。此后各试点地区均在两年内陆续开始交易，并稳步推进地方碳市场建设。2016 年 12 月，福建正式启动碳排放权交易，成为中国第八个地方碳市场。截至 2021 年 7 月全国碳市场正式建立前，中国八个地方碳市场已覆盖发电、钢铁等二十余个高碳排放行业的近 3000 家重点排放单位，累计配额成交量约 4.8 亿吨，成交额达 114 亿元。与此同时，地方碳市场整体保持着较高的履约率，推动市场覆盖范围内的碳排放总量和强度实现双降，为全国碳市场的建成奠定了坚实基础。

受益于地方碳市场积累的宝贵经验，规模更庞大的全国碳市场顺利建成并成为中国实现“双碳”目标的核心政策工具之一。2017 年 12 月，国家发改委印发《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，标志着全国碳市场建设工作正式开始。2021 年 7 月 16 日，全国碳交易市场在上海环境能源交易所正式上线交易，纳入发电行业重点排放单位 2162 家，覆盖约 45 亿吨的碳排放，是同期欧盟碳市场覆盖排放量的 3 倍左右，占中国碳排放总量的约 40%。2025 年 3 月，《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》印发，标志着水泥、钢铁、铝冶炼行业正式纳入中国碳市场，交易主体数量增至约 3700 家，覆盖二氧化碳排放量提升至约 80 亿吨。

图2：历经多地试点，全国碳市场成功建立



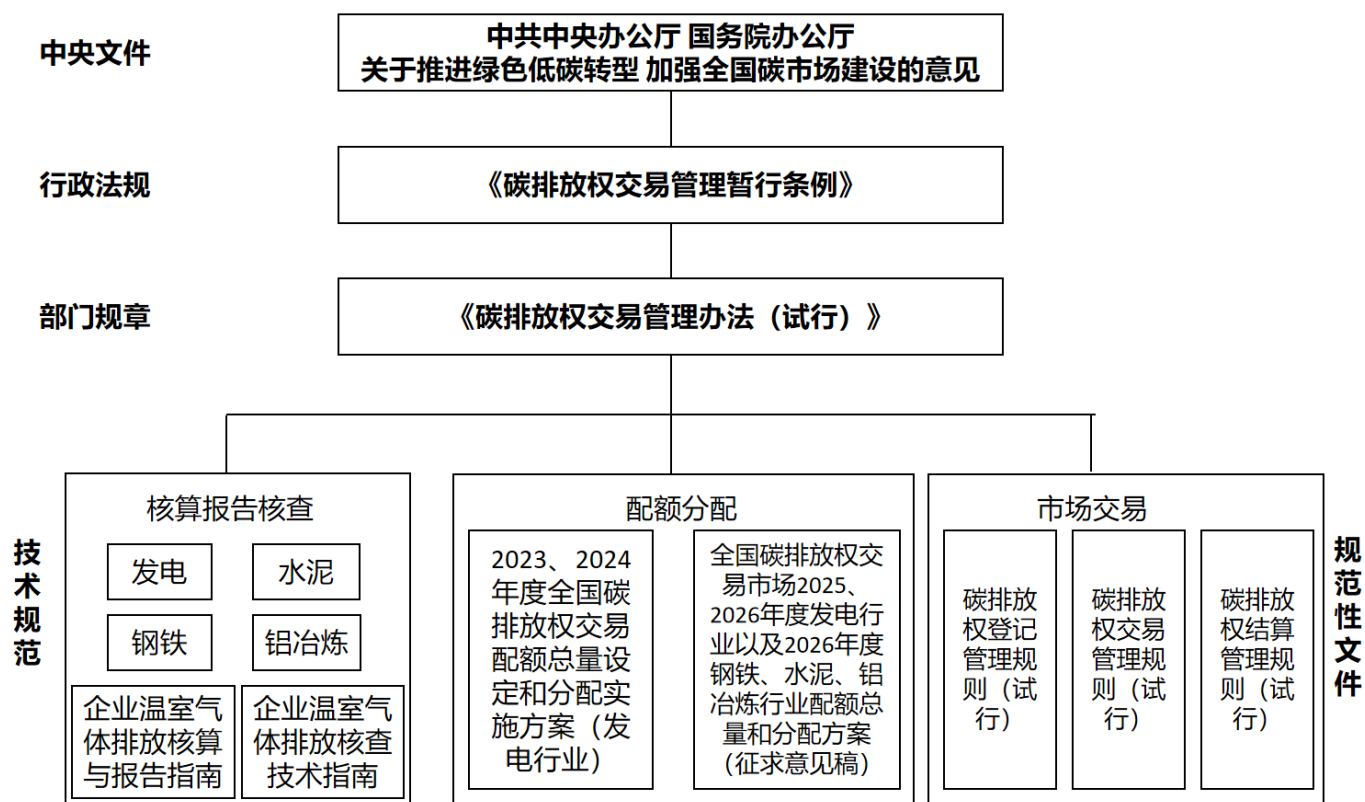
资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

2、全国碳市场基本制度建设

2.1、全国碳市场已构建起自上而下、层次清晰的多层级法律架构

全国碳市场法律体系已形成自上而下、层次清晰的多层级架构。在顶层设计上，2025年5月中共中央办公厅、国务院办公厅发布《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，为碳市场建设提供战略指引与中长期发展路线。2024年国务院出台《碳排放权交易管理暂行条例》，以专门行政法规搭建起基本制度框架。2021年生态环境部发布《碳排放权交易管理办法（试行）》，确立市场运行的基础规则。在技术规范方面，覆盖发电、水泥、钢铁、铝冶炼等重点行业的企业温室气体排放核算与报告指南、核查技术指南相继出台，为数据质量提供技术保障。在配额分配规则方面，最新已发布《全国碳排放权交易市场2025、2026年度发电行业以及2026年度钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案（征求意见稿）》。市场运行方面，2021年发布的碳排放权登记、交易、结算三大管理规则（试行）构建起市场运转的制度支柱，2023年《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》的出台则形成强制与自愿并行的碳管控格局。

图3：全国碳市场已构建完善的法律法规体系



资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

2.2、全国碳市场已形成相对完善的政策体系

截至 2026 年 7 月，碳市场已纳入电力、钢铁、水泥、铝冶炼四个行业，已启用挂牌协议交易、大宗协议交易和单向竞价三种交易方式。全国碳市场共有三种交易方式，分别为挂牌协议交易、大宗协议交易和单向竞价。挂牌协议交易是最常见的交易方式，交易主体通过交易系统提交出售或者买入挂牌申报，意向受让方或者出让方对挂牌申报进行协商并确认成交，具有价格透明的优势，适用于单笔交易量小于 10 万吨的交易。大宗协议交易适用于单笔交易量大于 10 万吨的交易，交易双方通过交易系统进行报价、询价并确认成交，主要服务于大额交易。单向竞价则是指交易主体向交易机构提出出售申请，交易机构发布竞价公告，多个意向受让方或者出让方按照规定报价，在约定时间内通过交易系统成交的交易方式，卖方单笔申报数量需大于 10 万吨。目前碳市场交易主要采用挂牌协议交易和大宗协议交易方式成交，单向竞价交易量较少。

表2：碳市场三种交易方式的比较

	挂牌协议交易	大宗协议交易	单向竞价交易
单笔交易量	小于 10 万吨	大于 10 万吨	卖方申报量大于 10 万吨
交易方式	类似于证券场内交易	类似于证券场外交易	类似于拍卖
价格形成机制	实时挂单价格匹配成交	买卖双方自行协商定价	按买方报价从高到低逐笔成交
价格波动限制	前一日收盘价±10%	前一日收盘价±30%	最高申报价不超过前一交易日收盘价的+10%，卖方可选择前一日收盘价或收盘价的-10%作为底价
适应场景	日常小额交易	大额交易	卖方手握大量配额，但能承接的买方不足
市场占比	较高	较高	较低

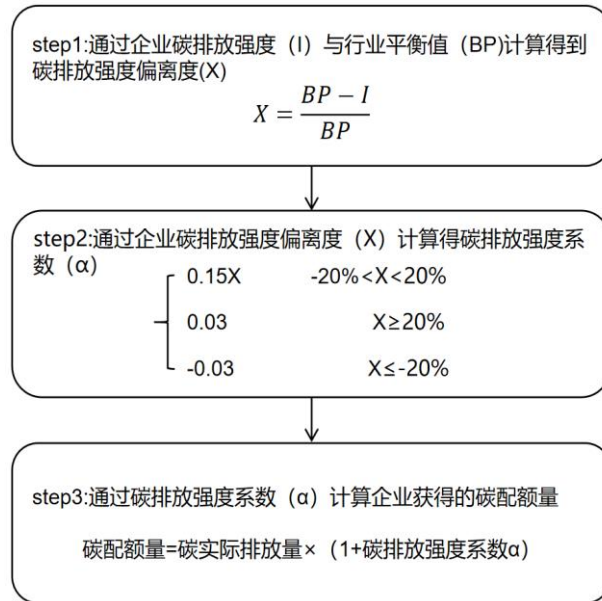
资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

当前全国碳市场以控制排放强度为主，电力行业与钢铁、水泥、铝冶炼行业的配额分配政策和配额结转策略有所不同。总量政策方面，现阶段暂不设上限，根据覆盖企业的实际排放加总形成配额总量。分配政策方面，目前均为免费配额，电力行业与钢铁、水泥、铝冶炼行业的配额分配策略有所不同。电力行业配额政策采用基准线法进行配额分配，即通过行业平均排放强度设定基准线，并根据该基准线与企业实际产出量发放配额。钢铁、水泥、铝冶炼行业则采用碳排放系数法，即通过企业实际碳排放强度与行业平衡值的偏离度计算碳排放强度系数，并以此计算出企业得到的配额数量。

图4：电力行业配额分配采用基准线法

$$\text{企业碳配额数量} = \text{基准线} \times \text{企业发电量}$$

图5：钢铁、铝、水泥行业配额分配采用碳排放系数法



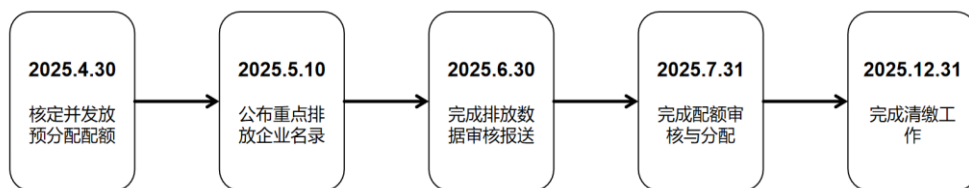
资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

全国碳市场 2024 年后已由“两年一履约”改为“一年一履约”。依据生态环境部于 2025 年 4 月印发的《关于做好 2025 年全国碳排放权交易市场有关工作的通知》，2025 年度电力行业碳配额管理与履约工作明确如下时间节点：4 月 30 日前完成预分配配额发放，5 月 10 日前公示中期排放管控企业名录，7 月 31 日前完成配额的最终审核与发放，12 月 31 日前全面完成年度配额清缴。针对逾期未完成清缴义务的企业，将按其未清缴碳排放配额对应前 1 个月市场交易平均成交价格的 5-10 倍处以罚款。此外，允许控排企业使用不超过应清缴配额总量 5% 的国家核证自愿减排量(CCER)，

冲抵自身年度履约配额缺口。

图6：2025 年电力行业履约流程已较为成熟



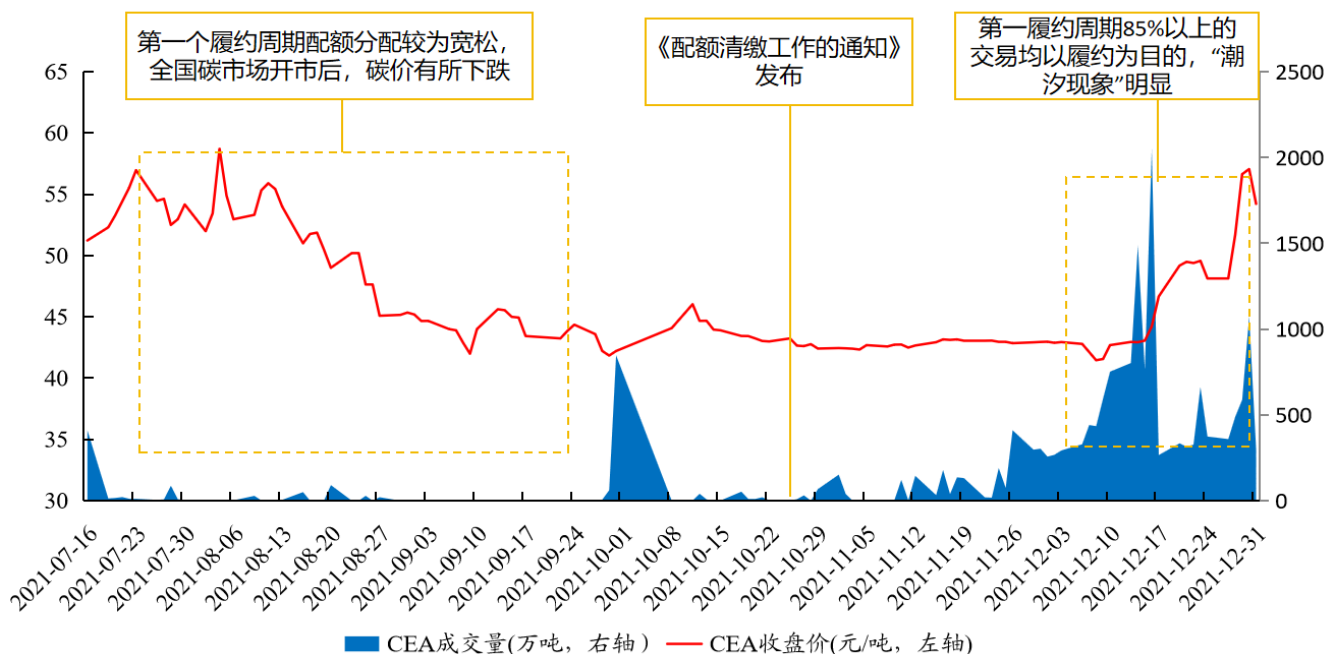
资料来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

3、市场运行状况与走势分析

3.1、第一个履约周期（2019-2020 年度）

全国碳市场第一个履约周期（2019-2020 年度）于 2021 年 7 月 16 日正式启动上线交易，首批纳入发电行业 2162 家重点排放单位，年覆盖二氧化碳排放量约 45 亿吨，成为全球覆盖排放量规模最大的碳市场。第一个履约周期碳排放配额累计成交量 1.79 亿吨，累计成交金额 76.61 亿元，成交均价 42.85 元/吨。履约方面，全国碳市场总体配额履约率达到 99.5%，其中 1833 家重点排放单位按时足额完成配额清缴，海南、广东、上海、湖北、甘肃五个省市全部按时足额完成配额清缴。该周期累计使用国家核证自愿减排量（CCER）约 3273 万吨用于配额清缴抵销，市场运行平稳有序，实现预期建设目标。

图7：第一个履约周期：受配额分配宽松影响，开市后碳价持续承压；2021 年末因“潮汐现象”而回升



数据来源：Wind、开源证券研究所

因配额分配较为宽松，第一个履约周期开市后碳价持续走低，2021 年末因“潮汐现象”碳价出现回升。全国碳市场开市首日 48 元/吨开盘、收于 51.23 元，短暂冲高后一路下行，11 月回落至 41~44 元/吨区间。碳价走低主要原因系配额分配较为

宽松：金融市场数据商路孚特估算，计入用于可履约的 3000 余万吨 CCER，2021 年度全国碳市场配额总盈余约 3.6 亿吨，市场呈现供大于求的格局。临近 2021 年底，因“潮汐现象”，碳价回升至 51-54 元区间。

第一个履约周期配额大量盈余，主要源于实测燃煤元素碳含量的机组数量大幅增加，导致行业碳排放强度计算值显著下降，而配额仍按原先设定的基准线分配。依据《中国发电企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，发电企业温室气体排放量=燃煤消耗量×低位发热量×单位热值含碳量×碳氧化率×(44/12)。未开展实测的机组使用缺省值代替单位热值含碳量，该缺省值带有“惩罚性”，通常高于实际值。2020 年，实测燃煤元素碳含量的机组占比从 2019 年的 66%提升至 93%，致使全国计算得到的行业碳排放强度大幅下调——2020 年各类燃煤机组实际供电碳排放强度较 2019 年降低 5%—13%，实际供热碳排放强度降低 7%—12%。然而，2020 年配额分配基准值仍沿用 2019 年标准，导致全国碳市场第一个履约周期出现大量配额盈余。

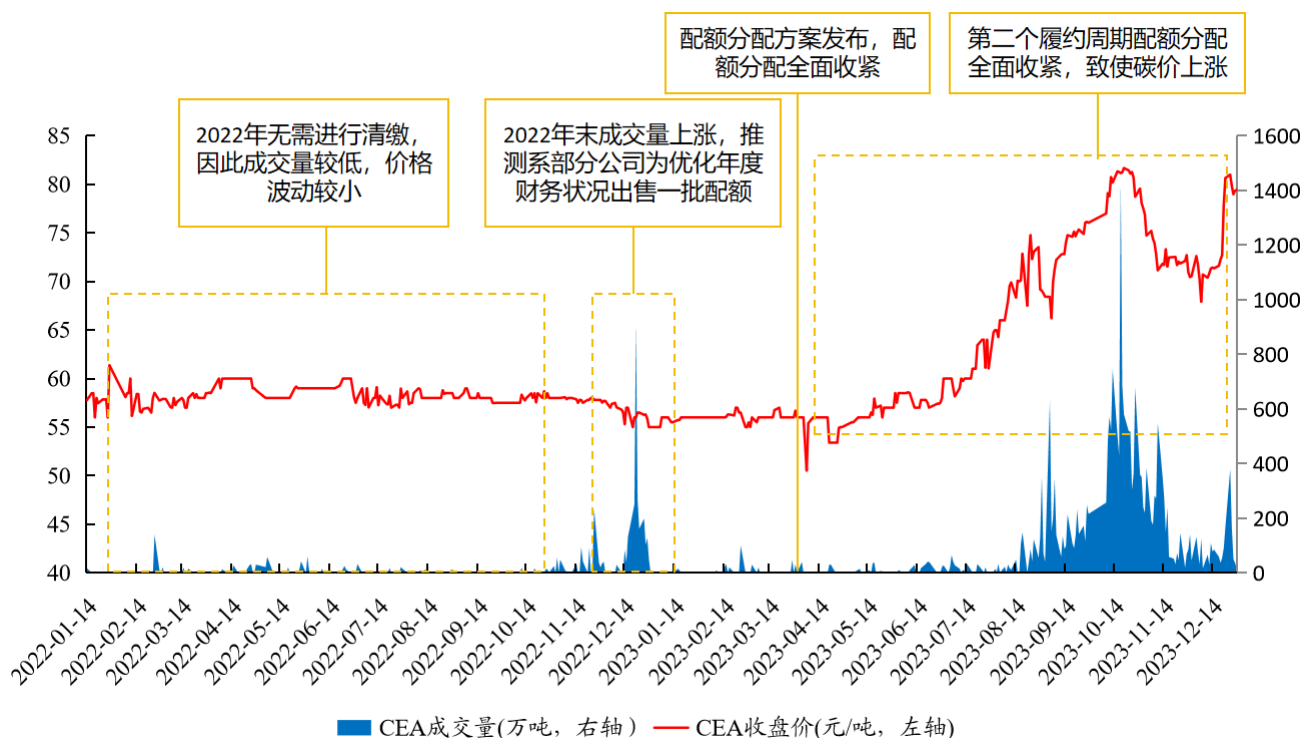
第一个履约周期约 87%的交易以履约为目的，且履约各环节时间节点偏晚，导致“潮汐现象”尤为明显。“潮汐现象”是指成交量集中于履约截止日期前、同时碳价上涨的现象。其成因主要有二：一是**履约各环节时间节点较晚**。2021 年 10 月 23 日，生态环境部发布《关于做好全国碳排放权交易市场第一个履约周期碳排放配额清缴工作的通知》，此时配额核定及清缴配额量确认尚未完成，控排企业尚不确定自身配额盈缺，因此成交量集中于 2021 年末。二是**交易目的单一**。生态环境部数据表明，第一个履约周期共有 847 家重点排放单位存在配额缺口，缺口总量约 1.88 亿吨；扣减使用 CCER 履约的 3273 万吨后，配额短缺企业需从市场买入约 1.55 亿吨配额用于履约。而该周期总成交量仅 1.79 亿吨，意味着约 86.74%的交易以履约为目的，成交量集中于履约截止日前，其余时间成交量较低。

履约截止期前价格上升，主要原因系买卖双方议价能力存在差异。对于配额盈余企业，若未能在履约截止日前出售其盈余配额，不会遭受实际损失（结转政策尚未实施）；对于配额缺口企业，若无法在履约截止日前买入足够配额，将会面临处罚。买卖双方议价能力的差异，致使履约截止日前，配额价格通常上行。

3.2、第二个履约周期（2021-2022 年度）

全国碳排放权交易市场第二个履约周期纳入发电行业重点排放单位 2257 家，年覆盖二氧化碳排放量约 51 亿吨，占全国碳排放总量的 40%以上。2021、2022 年度配额发放量分别为 50.96 亿吨和 51.04 亿吨，经核查的实际排放量分别为 50.94 亿吨和 50.91 亿吨，分别盈余 147 万吨和 1298 万吨，配额分配基本实现盈亏平衡。截至 2023 年底，2021、2022 年度配额清缴完成率分别达到 99.61%和 99.88%，较第一个履约周期进一步提升。该周期内，碳排放配额累计成交量 2.63 亿吨，累计成交额 172.58 亿元，交易规模显著扩大；交易价格稳中有升，2023 年底综合价格收盘价为 79.42 元/吨，较第一个履约周期收盘价上涨 46.48%。

图8：第二个履约周期：价格与成交量呈现“前稳后升”的特征



数据来源：Wind、开源证券研究所

全国碳排放权交易市场第二个履约周期碳排放配额价格与成交量呈现“前稳后升”的显著特征。由于2022年无需进行履约清缴，当年1月至10月市场成交量较小，价格也几乎无波动。2022年末成交量出现上涨，推测系部分上市公司和非上市公司为优化年度财务状况，主动出售一批配额所致。2023年3月15日，《2021、2022年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》发布，配额分配较第一个履约周期明显收紧，此后碳价开始上行，2023年10月一度突破80元/吨。第二个履约周期“潮汐现象”同样明显，交易量集中于2023年底，第四季度成交量达151.34亿吨，占2023年全年成交量的71.61%。受“潮汐现象”影响，2023年底碳价进一步上升，10月中旬价格与成交量同时达到阶段性高点，随后伴随成交量回落而下降。临近履约截止期，碳价再度上涨至80元/吨。

第二个履约周期配额分配相较第一个履约周期明显收紧。从配额总量方面看，全国碳市场2021、2022年度配额发放量分别为50.96亿吨、51.04亿吨，经核查的实际排放量分别为50.94亿吨、50.91亿吨，分别盈余147万吨、1298万吨，基本实现配额平衡。从基准线方面看，2021年度300MW等级以上常规燃煤机组、300MW等级及以下常规燃煤机组、煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组基准值分别下调6.29%、10.38%、18.41%，下调幅度较大。从配额缺口企业数量方面看，第一个履约周期共有847家重点排放单位存在配额缺口，第二个履约周期存在配额缺口的重点排放单位上涨至约1138家，配额盈余企业数量与配额缺口企业数量基本持平。

第二个履约周期市场履约属性有所下降。经测算，全国碳市场第二个履约周期配额缺口共计约1.42亿吨，市场以当期履约为目的的成交占比约54.09%，相较第一个履约周期占比明显下降。2022年末，出现大量非当期履约目的的交易行为，推测

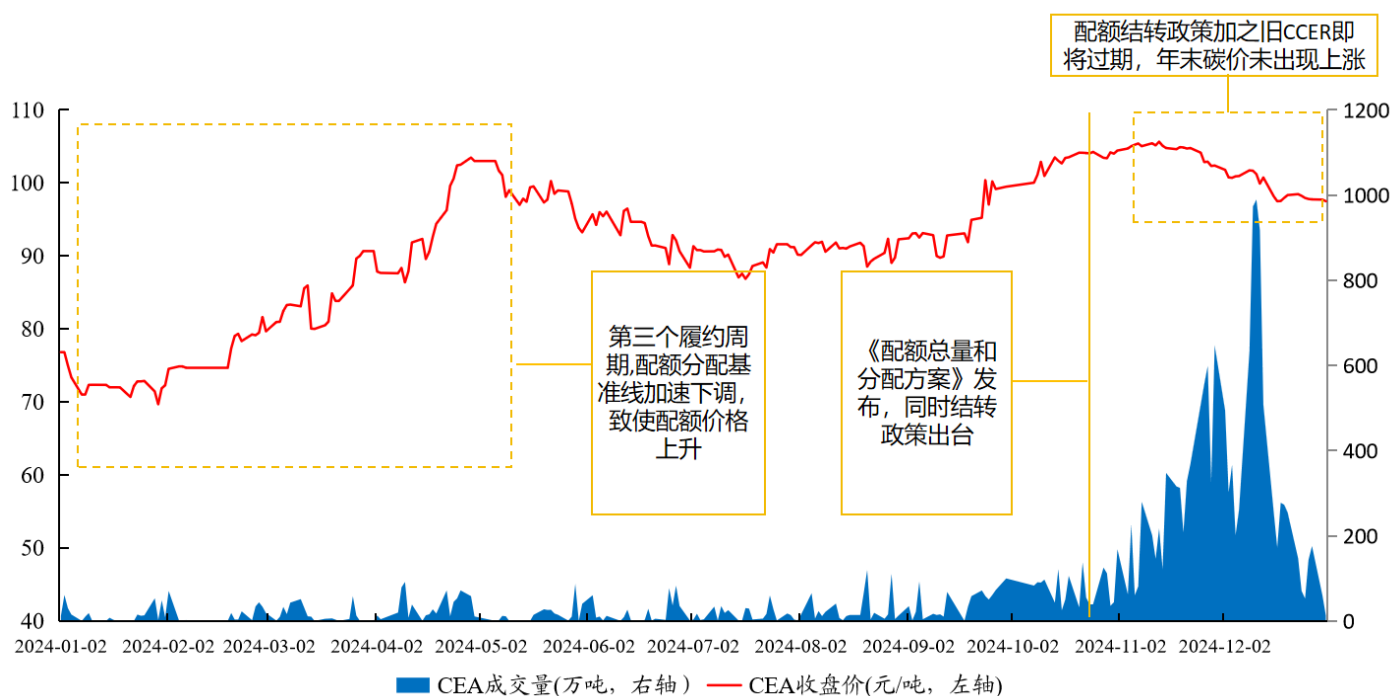
卖方系部分公司为优化年度财务状况，在年末出售部分配额。

3.3、第三个履约周期（2023 年度）

全国碳排放权交易市场第三个履约周期纳入发电行业重点排放单位 2096 家，年覆盖二氧化碳排放量约 52 亿吨。全国碳排放权交易市场第三个履约周期共运行 242 个交易日，碳排放配额日均成交量较上一个履约周期上涨 43.55%，全年累计成交量 1.89 亿吨，碳排放配额年度成交金额达到 181.14 亿元，创 2021 年市场启动上线交易以来年度新高。2023 年度配额发放量为 52.15 亿吨，经核查的实际排放量（应清缴配额量）合计 52.44 亿吨，缺口总量为 0.29 亿吨，占应清缴总量的 0.55%，首次配额盈余为负。

第三个履约周期全国碳市场基准值加速下调，同等口径下基准值下降 1% 左右，受此影响，2024 年初碳价上行，于 4 月 29 日达到阶段性高点 103.47 元，此后在 90-100 元区间内震荡。2024 年 10 月 21 日《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》发布，正式引入配额结转政策。受碳价高位运行、配额结转限制、旧 CCER 即将过期等因素影响，2024 年末碳价未出现上涨情况。

图9：第三个履约周期：配额收紧推升碳价，结转政策出台后碳价回落



数据来源：Wind、开源证券研究所

基准值快速下降、核算方式改变推动 2024 年全国碳市场碳价上涨。前两个履约周期电力行业均基于“供电量”核定配额，2023 年度起，为从源头防范数据质量风险、提升配额分配方法的科学性与合理性，调整为基于“发电量”核定配额。此外，由于间接排放纳入配额管理发挥的减排效果有限，2023 年度起间接排放不再纳入配额分配的范围。全国碳市场第一、二个履约周期基准值均按照年均下降 0.5% 设定，

2023 年同等口径下基准值下降 1%左右，配额净盈余由 2022 年度的 1298 万吨下降至 2023 年度的-2900 万吨，历史首次出现配额净缺口。受此影响，2024 年市场价格高位运行，综合价格收盘价在 69—106 元/吨之间波动，年底收盘价为 97.49 元/吨，较 2023 年底上涨 22.75%。

《碳排放权交易管理暂行条例》签署，全国碳市场约束力得到空前提高，出于履约目的的买入行为对碳价缺乏弹性。2020 年 12 月发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》中规定“重点排放单位未按时足额清缴碳排放配额的，处二万元以上三万元以下的罚款”，由于违约成本较低，部分企业存在消极履约行为，全国碳市场的约束力不足。2024 年 5 月，《碳排放权交易管理暂行条例》正式实施，大幅提高了对未履约行为的处罚力度，未及时履约将面临 5 至 10 倍的高额罚款。2026 年 1 月，宁夏天瑞热能制供有限公司被石嘴山市生态环境局处以 4.24 亿元罚款，为全国首张“亿级罚单”，标志着碳市场履约成为企业生存发展的硬性红线，同时也代表以履约为目的的买入行为对碳价缺乏弹性。

碳价高位运行、结转政策出台加之旧 CCER 即将过期三重因素叠加，年末碳价反常下行。2021 至 2023 年，全国碳市场未设置配额结转限制，当期全部配额均可结转至下一履约年度。2024 年，受基准线大幅下调影响，市场主体对下一年度是否还有充足配额进行清缴持悲观态度，囤积配额行为增加，价格处于高位。为减少企业配额囤积行为、稳定全国碳市场供给，2024 年 10 月 21 日生态环境部发布《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》，首次引入配额结转限制机制。该机制明确电力行业重点排放企业可结转至 2026 年的最大额度为基础结转量 1 万吨与 2024-2025 年净出售配额量的 1.5 倍之和。这项机制意味着配额盈余企业必须在市场上出售一定数量的配额，才能将相应配额结转至 2026 年。配额盈余企业为规避配额失效风险，开始大量出售配额，市场配额供给量增加。与此同时，生态环境部 2023 年 10 月 24 日发布的《关于全国温室气体自愿减排交易市场有关工作事项安排的通告》明确规定：“2017 年 3 月 14 日前已获得国家应对气候变化主管部门备案的核证自愿减排量，可于 2024 年 12 月 31 日前用于全国碳排放权交易市场抵销碳排放配额清缴，2025 年 1 月 1 日起不再用于全国碳排放权交易市场抵销碳排放配额清缴。”企业未避免 CCER 失效，将剩余 CCER 全部用于履约，2024 年共计 647.27 万吨 CCER 用于履约，较 2022 年和 2023 年两年之和增长 74.12%，碳价已处于历史性高位，全国碳市场 2024 年末价格出现反常下行。

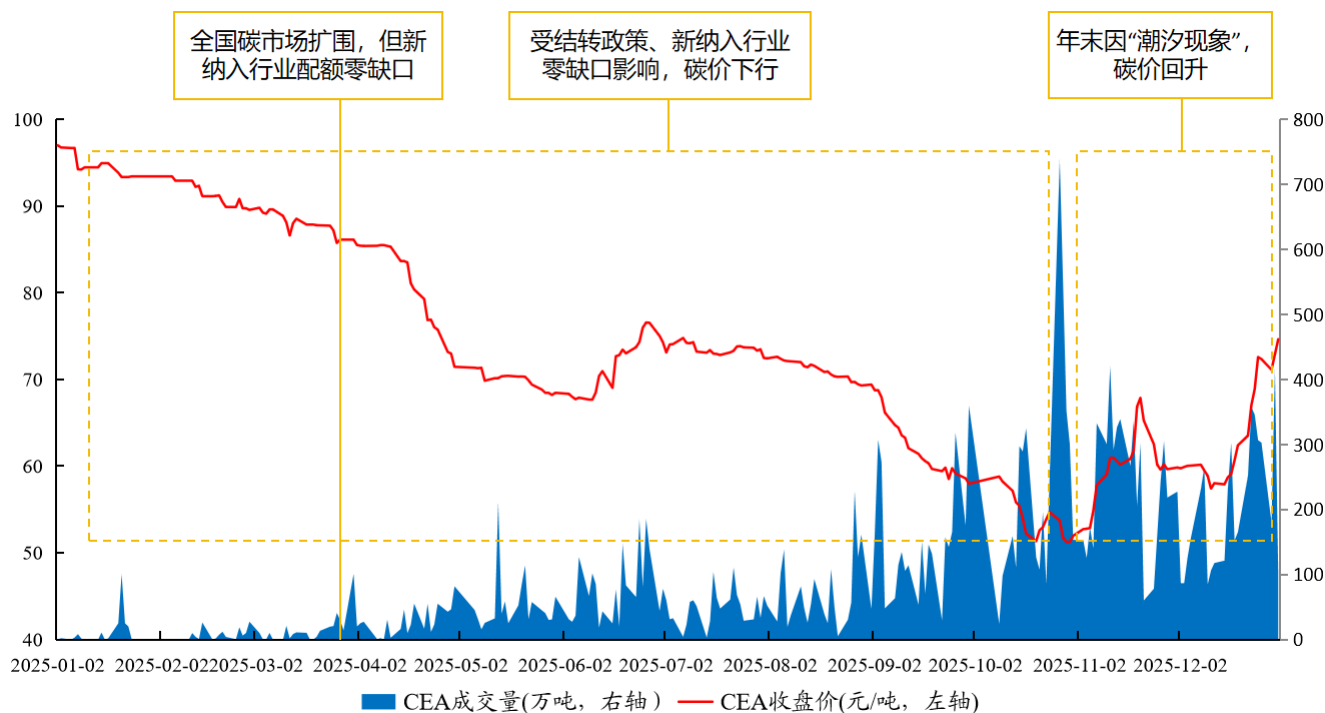
3.4、第四个履约周期（2024 年度）

2025 年，纳入碳排放权交易市场配额管理的重点排放单位共计 3378 家，其中发电行业重点排放单位 2087 家，钢铁行业重点排放单位 232 家，水泥行业重点排放单位 962 家，铝冶炼行业重点排放单位 97 家。市场共运行 243 个交易日，累计交易 2.35 亿吨，总成交额达 146.30 亿元。

2025 年全国碳市场整体呈现下行态势，主要受两方面因素驱动：一是新纳入行业实行零配额缺口管理，二是配额结转政策显著增加了市场供给。具体而言，尽管 2025 年新增纳入 1291 家钢铁、水泥及铝冶炼行业重点排放单位，但配额分配采取等量分配，即企业所获配额数量与其实际排放量相等，并未形成实际的履约缺口。与此同时，结转政策对市场供给产生了显著影响。电力行业重点排放单位的基础结转量仅为 1 万吨，若仅在电力行业内部流转，难以消化市场上的全部盈余配额，因此客观上需要将部分配额出售给新纳入的三个行业。相比之下，钢铁、水泥及铝冶炼行业重点排放单位的基础结转量高达 10 万吨，这一制度安排表明，引导电力行业将

盈余配额出售给新纳入行业是政策设计的明确导向。从市场博弈角度分析，电力企业若未能在 2025 年 12 月 31 日前售出盈余配额，将面临配额损失的风险；而钢铁、水泥及铝冶炼行业企业由于实行等量分配，本身并无购入配额履约的刚性需求。在此格局下，买方议价能力明显强于卖方，导致市场价格持续承压下行。临近 2025 年末，受履约期“潮汐现象”影响，配额价格出现阶段性回升。

图10：第四个履约周期：受结转政策影响，碳价下行

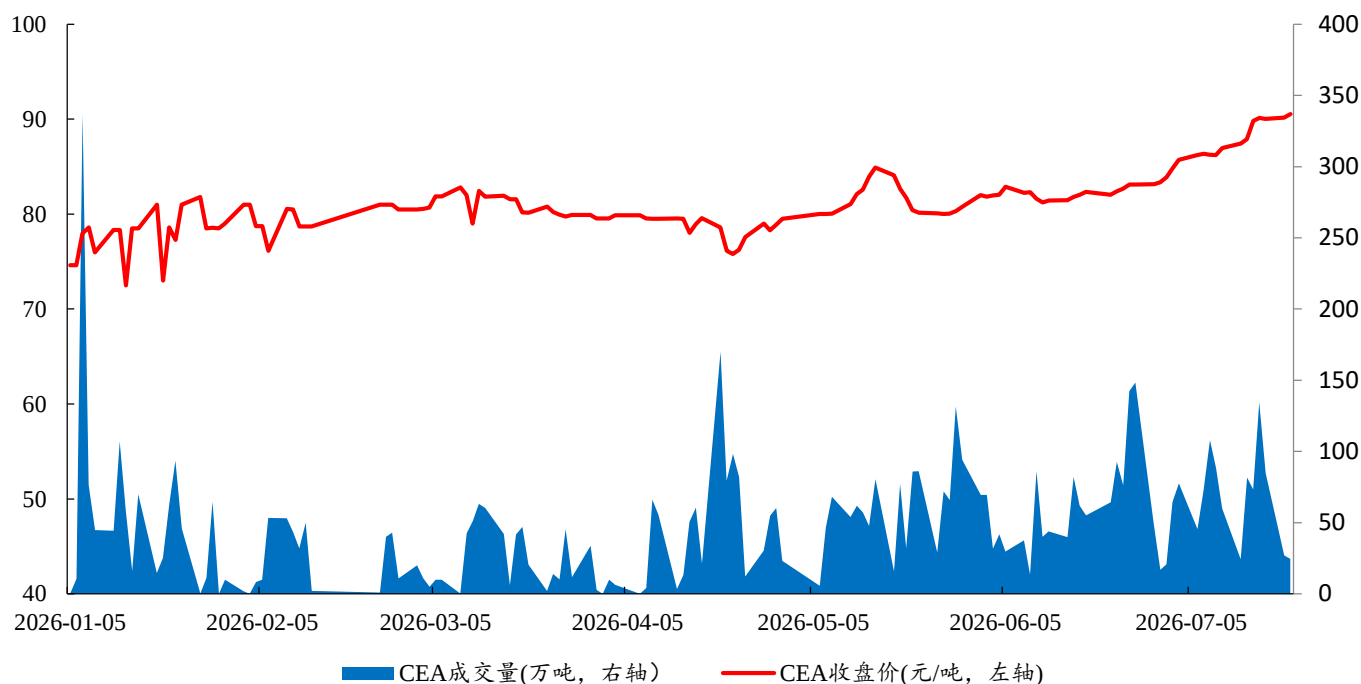


数据来源：Wind、开源证券研究所

3.5、第五个履约周期（2025 年度）

2026 年上半年全国碳市场呈现“量价齐升、震荡上行”的总体态势。碳价年初约 75 元/吨，持续保持稳步上涨，至 7 月中旬已逼近 90 元/吨关口，累计涨幅约 20%；成交量方面，年初出现集中放量后有所回落，随后在 4 月中下旬、5 月底及 6 月底等关键节点多次出现阶段性交易高峰，显示市场活跃度与价格发现功能同步增强。

图11：第五个履约周期：预计年末市场成交量将高于历史同期，碳价存在创新高的可能性



数据来源：Wind、开源证券研究所

2026 年 7 月 27 日，生态环境部印发《全国碳排放权交易市场 2025、2026 年度发电行业以及 2026 年度钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案(征求意见稿)》。

2025 年度全国碳市场配额分配基本平衡，略有缺口。发电行业 2025 年度综合基准值同比下降 0.35% 左右，其中 300MW 等级以上常规燃煤机组的基准值在上一年的基础上下降 0.1%，300MW 等级及以下常规燃煤机组下降 0.4%，非常规燃煤机组下降 1%，燃煤供热机组下降 0.6%，燃气机组基准值保持不变。2026 年度基准值同比下降幅度与 2025 年度相同。钢铁、水泥、铝冶炼行业整体配额基本平衡，各重点排放单位盈缺率控制在较小范围。

表3：2025 年度碳市场电力行业发电基准值下降幅度有所收窄（tCO₂/MWh）

	2022	2023	2024	2025	2026
300MW 等级以上常规燃煤机组	0.8177 (-0.50%)	0.7961 (-2.78%)	0.7910 (-0.50%)	0.7902 (-0.10%)	0.7894 (-0.10%)
300MW 等级及以下常规燃煤机组	0.8729 (-0.50%)	0.8099 (-7.32%)	0.8049 (-0.51%)	0.8017 (-0.40%)	0.7985 (-0.40%)
煤矸石、水煤浆等非 常规燃煤机组	0.9303 (-0.50%)	0.8285 (-10.94%)	0.8244 (-0.49%)	0.8162 (-0.99%)	0.8080 (-0.99%)
燃气机组	0.3901 (-0.48%)	0.3305 (-15.28%)	0.3288 (-0.51%)	0.3288 (-0.00%)	0.3288 (-0.00%)

数据来源：生态环境部、开源证券研究所 注：括号内为同比降幅，2023 年度基准值下调幅度较大，主要原因系核算方式调整

表4：2025 年度碳市场电力行业供热基准值下降幅度有所收窄（tCO₂/MWh）

	2022	2023	2024	2025	2026
300MW 等级以上常 规燃煤机组	0.1105 (-0.54%)	0.1038 (-6.06%)	0.1033 (-0.48%)	0.1027 (-0.58%)	0.1021 (-0.58%)
300MW 等级及以下 常规燃煤机组	0.1105 (-0.54%)	0.1038 (-6.06%)	0.1033 (-0.48%)	0.1027 (-0.58%)	0.1021 (-0.58%)
煤矸石、水煤浆等非 常规燃煤机组	0.1105 (-0.54%)	0.1038 (-6.06%)	0.1033 (-0.48%)	0.1027 (-0.58%)	0.1021 (-0.58%)
燃气机组	0.0557 (-0.54%)	0.0536 (-3.77%)	0.0533 (-0.56%)	0.0533 (-0.00%)	0.0533 (-0.00%)

数据来源：生态环境部、开源证券研究所 注：括号内为同比降幅，2023 年度基准值下调幅度较大，主要原因系核算方式调整

火电降碳难度相对较大，发电行业基准值下调空间有限。中电联发布的《中国电力行业年度发展报告》显示，2023 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约 821 克/千瓦时，2025 年为 823 克/千瓦时，相较 2023 年基本持平，火电降碳难度相对较大。同时，发电行业 2025、2026 年度综合基准值同比下降均在 0.35% 左右，较 2024 年度约 0.5% 的降幅已有所收窄。考虑企业的承受能力，预计发电行业基准值下调空间有限。2026 年 7 月 9 日，国务院印发的《“十五五”碳达峰行动方案》明确提出，“十五五”期间全国碳排放权交易市场覆盖行业单位产品碳排放下降 3% 左右。由此估算，全国碳市场覆盖行业单位产品碳排放需每年下降约 0.6%。考虑到不同行业的减排难度差异较大，发电行业基准值下调空间有限，钢铁、水泥、铝冶炼行业以及化工、石化、民航、造纸等即将被纳入碳市场的行业或将承担更多减排任务。

配额结转政策不再延续，碳市场重新回到卖方市场。为有效解决企业惜售配额、配额缺口企业履约压力较大等问题，《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》暂时性引入了结转政策，企业最大可结转配额量与其净售出货量挂钩，以督促和鼓励配额有盈余的企业出售部分历史结余配额并将剩余配额转化为新年度配额标的。结转政策推动碳市场转向买方市场，2025 年市场流动性明显提升，碳价持续承压。2025 年全国碳市场配额成交量 2.29 亿吨，同比+21.40%；平均碳价 62.15 元/吨，同比-35.27%。《征求意见稿》指出，前期为增加市场流动性而引入的配额结转政策拟不再延续。这一政策调整，叠加全国碳市场的持续扩容与配额分配趋严，将再次改变市场供需格局，推动碳市场从买方市场向卖方市场转变。

预分配比例下调叠加结转政策取消的双重影响，或加剧碳市场“潮汐现象”，并对年末碳价形成上行压力。既往履约周期中，配额预分配比例长期维持在 70%；本次征求意见稿将其下调至 50%，并授权省级主管部门视企业履约风险进一步差异化下调。配额发放向年末集中，市场交易或进一步集中于年末，“潮汐现象”或更加明显。与此同时，结转政策不再延续后，履约截止期临近时市场供需结构将进一步失衡，买卖双方议价能力的将扩大。综合来看，预计年末市场成交量将高于历史同期，碳价存在创新高的可能性。

4、CCER 市场逐步完善

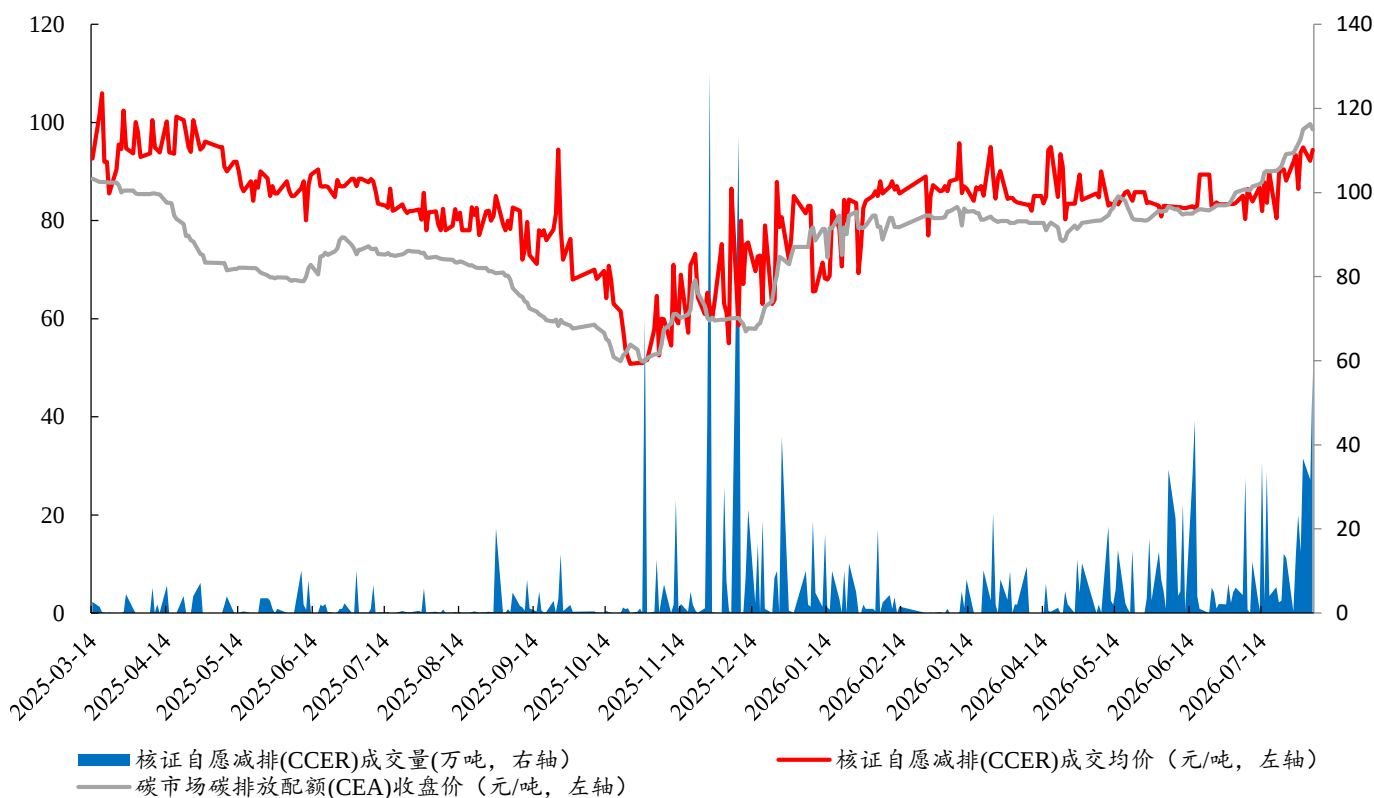
4.1、CCER 市场概况

核证自愿减排量（CCER）是指对中国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。2017 年，由于原 CCER 交易量小、个别项目不够规范等原因，发改委曾暂停 CCER 项目的备案申请受理。2023 年 10 月，生态环境部发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》，同时首批 4 项温室气体自愿减排项目方法学发布；2024 年 1 月 22 日，全国温室气体自愿减排交易市场重启。CCER 作为碳市场的补充机制，可以用来抵消配额或直接参与碳市场交易。重点排放单位每年可以使用 CCER 抵销 CEA 的清缴，目前全国碳市场抵消比例是 5%。

4.2、CCER 价格长期与 CEA 倒挂，原因在于供给量不足

CCER 价格长期与 CEA 倒挂。理论上，CCER 仅可用于抵消 5% 的履约义务，价格应当低于 CEA。若价格高于 CEA，那么买方将放弃购买 CCER 转而购入 CEA。然而实际市场运行中，CCER 的市场价格长期高于 CEA，造成这一现象的根本原因在于 CCER 的签发标准严格、准入门槛较高，导致市场供给相对稀缺，从而推高了其交易价格。

图12：CCER 价格长期与 CEA 倒挂



数据来源：Wind、开源证券研究所

CCER 价格长期高于 CEA，核心原因在于供给量不足。一方面，旧 CCER 已全面退出流通，当前市场可供交易的存量 CCER 较少。另一方面，新增 CCER 供给规模相对有限。自 2024 年初 CCER 重启以来，截至 2026 年 7 月 31 日，累计登记减排量为 2264.60 万吨；其中，2023 年、2024 年及 2025 年分别登记 670.83 万吨、765.41 万吨和 136.87 万吨。然而，仅 2023 年度，全国碳市场 CEA 配额净缺口就高达 2900 万吨。现有 CCER 供给规模与需求之间存在显著缺口，进而推高了 CCER 的市场价格。

表5: CCER 已登记减排量难以满足市场需求（截至 2026 年 7 月 31 日）

项目名称	所属省份	方法学	项目寿命期限	申请登记减排量
国家电投揭阳神泉一（二期）91MW 海上风电项目	广东省	并网海上风力发电	25	255299
中广核汕尾甲子二期 400 兆瓦海上风电场项目	广东省	并网海上风力发电	25	179856
中广核汕尾甲子一期 500 兆瓦海上风电场项目	广东省	并网海上风力发电	25	225714
国华（乳山）新能源山东半岛南 U2 场址一期 306MW 海上风电项目	山东省	并网海上风力发电	25	610117
广恒新能源江苏如东 H14#200 兆瓦海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1062043
盐城国能大丰 H5#206.4MW 海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	837952
江苏新能海力如东 H2#350 兆瓦海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1276244
福能海峡公司长乐外海海上风电场 C 区 496 兆瓦海上风电项目	福建省	并网海上风力发电	25	2524717
中电哈热哈密 50 兆瓦熔盐塔式光热独立发电项目	新疆维吾尔自治区	并网光热发电	25	59722
青海鲁能格尔木多能互补工程 50MW 塔式光热发电项目	青海省	并网光热发电	25	136354
苏交控如东 H5#300 兆瓦海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1087010
中广核汕尾甲子二期 400 兆瓦海上风电场项目	广东省	并网海上风力发电	25	1248132
中广核汕尾甲子一期 500 兆瓦海上风电场项目	广东省	并网海上风力发电	25	1954612
中广核江苏如东 H8#300MW 海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1270804
中广核惠州港口一期 250 兆瓦海上风电项目	广东省	并网海上风力发电	25	967430
敦煌首航节能新能源有限公司敦煌 10 兆瓦熔盐塔式光热发电项目	甘肃省	并网光热发电	30	30925
敦煌首航节能新能源有限公司敦煌 10 万千瓦熔盐塔式光热发电项目	甘肃省	并网光热发电	30	471865
国家能源集团江苏东台 H2 四期 300MW 海上风电项目	江苏省	并网海上风力发电	25	857661
国家电投山东半岛南 3 号 301.6MW 海上风电项目	山东省	并网海上风力发电	25	1243323
福州海峡长乐外海海上风电场 A 区 297.8MW 海上风电项目	福建省	并网海上风力发电	25	1645179
三峡新能源江苏大丰 H8-2#300MW 海上风电场项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1244920
三峡新能源江苏如东 H10（400MW）海上风电场项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1521915
三峡新能源江苏如东 H6（400MW）海上风电场项目	江苏省	并网海上风力发电	25	1499094

资料来源：北京绿色交易所、开源证券研究所

4.3、随着方法学逐步完善，CCER 供给量将逐步提高

全国温室气体自愿减排交易市场（CCER）自 2024 年 1 月重启以来，交易制度与方法学体系持续完善。截至 2026 年 7 月 31 日，CCER 方法学已增至 18 项，覆盖林业碳汇、可再生能源、工业节能、生物质能利用及甲烷回收等领域。随着第五批方法学公开征求意见，以及造林碳汇、红树林营造等方法学修订降低项目开发门槛，CCER 项目的可开发范围正在拓展。截至 2026 年 7 月 31 日，已完成公示、待核查机构补充材料后进入审核程序的减排量共计 579.39 万吨。截至 2026 年 7 月 31 日，全国累计登记项目达 41 个，预计计入期总减排量约 1.48 亿吨。需要说明的是，该数据反映的是项目全计入期的潜在减排规模，并非当前已签发或可上市交易的 CCER 实际供给。随着方法学体系日趋完善、项目开发门槛稳步降低，以及已登记项目逐步进入减排量签发周期，CCER 市场供给有望逐步提升，从而缓解当前供给相对紧张的局面。

表6: CCER 方法学正逐步扩容

批次	方法学名称	方法学编号	发布时间
第一批	并网光热发电	CCER-01-001-V01	2023-10-24
	并网海上风力发电	CCER-01-002-V01	2023-10-24
	造林碳汇	CCER-14-001-V01	2023-10-24
	红树林营造	CCER-14-002-V01	2023-10-24
第二批	公路隧道照明节能	CCER-07-001-V01	2024-12-27
	煤矿瓦斯回收利用	CCER-10-001-V01	2024-12-27
第三批	海上油气伴生气回收利用	CCER-10-002-V01	2026-01-12
	陆上气田试气放喷气回收利用	CCER-10-003-V01	2026-01-12
	陆上油田低气量伴生气回收利用	CCER-10-004-V01	2026-01-12
第四批	滨海盐沼植被修复	CCER-14-003-V01	2026-01-12
	海草床植被修复	CCER-14-004-V01	2026-01-12
	规模化猪场粪污沼气回收利用工程	CCER-15-001-V01	2026-01-12
第五批	中深层地热能井下换热供暖技术应用工程	CCER-01-003-V01	2026-01-12
	可再生能源电解水制氢	CCER-01-004-V01	2026-01-12
	既有公共建筑围护结构与供暖通风空调系统能效提升	CCER-06-001-V01	2026-01-12
	电气设备六氟化硫回收和净化	CCER-11-001-V01	2026-01-12
	淤地坝碳汇	CCER-14-005-V01	2026-01-12
	农业废弃物集中处理工程	CCER-15-002-V01	2026-01-12

资料来源：全国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台、开源证券研究所

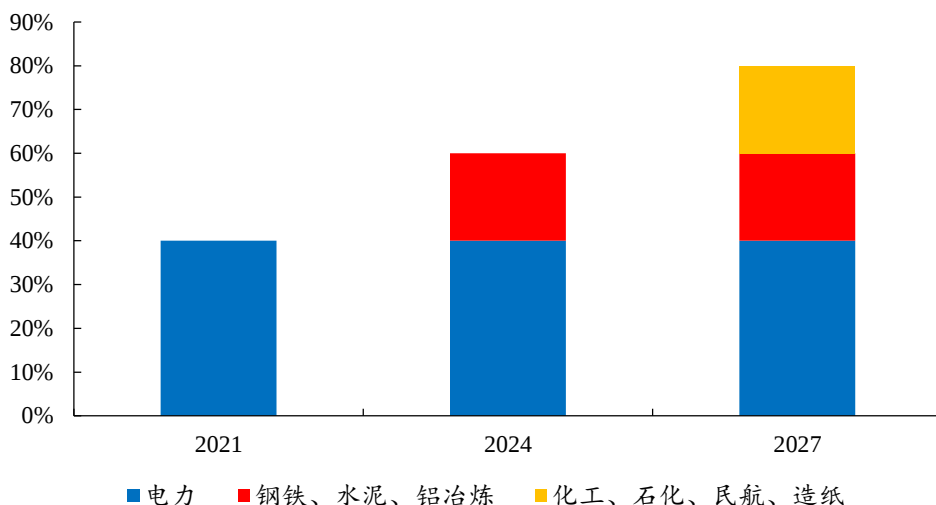
5、全国碳市场展望

配额总量政策将随碳达峰目标临近或将进一步收紧。国务院《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》已明确：“到 2027 年，对碳排放总量相对稳定的行业优先实施配额总量控制”。《2024、2025 年度全国碳排放权交易市场钢铁、水泥、铝冶炼行业配额总量和分配方案》进一步规定：2027 年度以后，钢铁、水泥、铝冶炼行业将实施“对标行业先进水平优化配额分配方法”，这意味 2027 年度开始，钢铁、水泥、铝冶炼行业有可能将实行总量管理。2025 年 12 月 16 日，中央财办有关负责同志详解 2025 年中央经济工作会议精神时亦指出，“2026 年是从能耗双控全面转向碳排放双控的第一年，要进一步夯实碳排放统计核算基础，实施碳排放总量和强度双控制度。”基于上述文件及表态，电力行业 2027 年度可能开始实施总量控制，全国碳市场配额供给总量增长将有所放缓。

全国碳市场预计 2027 年将再度扩容至化工、石化、民航、造纸等行业，预计新增覆盖二氧化碳排放量 31.12 亿吨。2025 年 8 月 25 日，国务院发布《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，明确提出碳市场建设的主要目标是：到 2027 年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点行业全覆盖。为落实《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》提出的目标，2025 年 11 月 18 日，中国生态环境部应对气候变化司负责人表示，生态环境部已启动化工、石化、民航、造纸等行业纳入全国碳排放权交易市场的前期准备工作。下一步，生态环境部将按照“成熟一个、纳入一个”的原则，根据行业降碳贡献、数据质量基础、工作基础条件等因素，稳妥有序地推进碳

市场扩围，逐步将化工、石化、民航、造纸等行业纳入全国碳市场。预计届时全国碳市场需求总量增长幅度扩大。

图13：2027 年全国碳市场将再度扩容



数据来源：上海环境能源交易所、开源证券研究所

全国碳市场将逐步开展有偿分配。2020 年发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》首次提出“适时引入有偿分配”；2024 年国务院公布的《碳排放权交易管理暂行条例》将其上升为法规要求，明确要“逐步推行”两种分配方式结合；2025 年中共中央办公厅、国务院办公厅联合印发的《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》则进一步确立了时间表——到 2030 年基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳市场。有偿分配的价格将为碳市场的价格提供参考，企业通过拍卖等方式有偿获得碳配额时，其支付的价格直接成为其持有配额的成本。如果企业在二级市场上出售这些配额，其定价通常会围绕这一成本价上下浮动。

碳市场的金融化程度将有所提高。国务院《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》明确指出“稳妥推进金融机构探索开发与碳排放权和核证自愿减排量相关的绿色金融产品和服务，加大对温室气体减排的支持力度。建立完善碳质押、碳回购等政策制度，规范开展与碳排放权相关的金融活动，拓展企业碳资产管理渠道。以全国碳市场为主体建立完善碳定价机制，充分利用全国碳市场的价格发现功能，为金融支持绿色低碳发展提供有效的价格信号。”证监会《关于资本市场做好金融“五篇大文章”的实施意见》中同样明确指出，“稳妥有序推进碳期货市场建设和碳排放权期货研发上市。同时，支持符合条件的金融机构在依法合规、风险可控前提下参与碳排放权交易。”此外，截至 2026 年 7 月，已有至少 28 家券商自营业务获证监会批准在境内合法交易所参与碳排放权交易。随着全国碳市场制度持续完善，碳排放配额期货等金融衍生品有望加速推出，券商等符合条件的金融机构将可直接参与全国碳市场交易。

6、风险提示

政策不确定性风险：全国碳市场配额分配政策存在不确定性，如是否实施总量控制等，可能影响市场供需格局与碳价走势。同时，2027 年碳市场扩容至化工、石化、民航、造纸等行业的扩容方案及配额分配方法尚未明确，若政策方向或力度发生变化，可能对市场预期及企业履约策略产生影响。

政策实施不及预期风险：全国碳市场有偿分配机制、碳排放权期货等金融衍生品推出的具体时间与实施细节仍未落地，若推进速度慢于预期，或影响市场流动性与价格发现功能。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师声明

本研究报告的署名人员具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告，并对内容和观点负责。本报告清晰准确地反映了署名人员的研究观点，所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。本报告署名人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数（北交所基准指数为北证 50 指数）、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。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、价值及投资收入可能会波动，过往的业绩表现不应作为其日后表现的预示。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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn