

证券研究报告—深度报告

公用事业

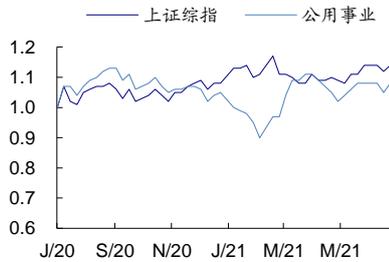
大国碳中和之一文理解“碳定价”

超配

(维持评级)

2021年06月28日

一年该行业与上证综指走势比较



行业投资策略

大势所趋，挖掘碳交易受益标的

●缘起：气候变化需全球合作，碳排放关系国家命运

从《京都议定书》到《巴黎协定》，逐渐构建了国家自主贡献（INDC）下的全球减排机制，形成了2020年后的全球气候治理格局。我国是碳排放大国，此时在气候治理方面做出积极、有雄心的减排计划，有利于在国际社会上取得主动性；同时，能够推进能源革命和产业升级，把能源安全牢牢握在手里。

●寻道：推进碳交易市场，增加排放成本

控制温室气体排放，需要通过碳定价机制提高碳排放成本降低企业碳排放量。碳定价的主要方法包括碳税和碳交易市场体系。碳交易体系价格发现机制完善，长期效果明显，是当前各国努力发展碳定价机制。构建碳交易体系的关键因素主要有：排放上限设置、分配方式和方法、市场调节机制等；而影响碳价的关键因素是供需关系和减排成本。政府设定的排放上限逐年减少，从而向市场释放长期减排信号。

●借鉴全球和欧盟先进经验

欧盟经过四个阶段的发展，碳交易各要素日渐成熟，逐渐成为一个具有较完善价格发现机制、利于促进减排的有效市场。1990-2019年间，欧盟温室气体排放量下降了26%，CAGR为-1%。2019年欧盟碳市场交易量为67.8亿吨二氧化碳，占世界总交易量的77.6%，交易额达到1689.7亿欧元，占世界总额的87.2%。

●中国碳交易市场：步步为营，终有大成

我国碳交易市场以配额交易为主，CCER为重要调节机制。主要经历了三个发展阶段：2005-2012年，通过CDM项目产生CERs参与国际交易；2013-2020年，在9省市开展碳排放权交易试点，并用CCER替代CER建立国内核证减排市场；从2021年开始，建立了全国碳交易市场，首先纳入电力行业。全国碳交易市场覆盖约40亿吨CO₂排放，覆盖比例达到40%，将成为全球第一大碳交易市场

●中国碳市场预测及受益行业梳理

我们通过分析欧盟市场和9省市试点市场的换手率，并参考CCER价格<碳配额交易价格<减排成本<罚款的经济规律，预测全国碳交易市场初期年交易量约为4亿吨，成交额可达约100亿元。

受益行业：实现碳中和带来的节能减排、CCUS和新能源设计服务、运营等链条。

相关研究报告：

- 《周报 202106 第 2 期：新型电力系统发展，电力工程迎风口》——2021-06-21
- 《环保与公用事业周报 202106 第 1 期：2021 年新能源上网不竞价，推荐运营龙头》——2021-06-17
- 《2021 年新能源上网电价政策点评：新建项目电价好于预期，推荐新能源运营龙头》——2021-06-16
- 《公用事业 2020 年 4 月投资策略：煤价下行助力火电盈利提升，水电战略配置价值凸显》——2020-04-09
- 《环保行业二季度投资策略：国常会要求加快专项债发行助力基建，看好环保补短板投资机会》——2020-04-03

证券分析师：黄秀杰

电话：021-61761029
E-MAIL: huangxiujie@guosen.com.cn
证券投资咨询执业资格证书编号：S0980521060002

独立性声明：

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，其结论不受其它任何第三方的授意、影响，特此声明

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2021E	2022E	2021E	2022E
600905	三峡能源	买入	6.89	1,969	0.15	0.22	45.9	31.3
0916.HK	龙源电力	买入	13.40	1,077	0.93	1.05	14.4	12.8
600900	长江电力	无评级	20.64	4,694	1.14	1.2	18.1	17.2
2688.HK	新奥能源	买入	150.00	1,694	7.8	8.89	19.2	16.9

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

投资摘要

关键结论与投资建议

我们通过分析欧盟市场和 9 省市试点市场的换手率，并参考 CCER 价格 < 碳配额交易价格 < 减排成本 < 罚款的经济规律，预测全国碳交易市场初期年交易量约为 4 亿吨，成交额可达约 100 亿元。

受益行业：实现碳中和带来的节能减排、CCUS 和新能源设计服务、运营等链条。节能减排和综合能源服务公司主要有南网能源、涪陵电力；CCUS 标的主要有从事吸附分离材料的蓝晓科技；新能源运营商主要有龙源电力、三峡能源；新能源设计服务主要有苏文电能、永福股份。

核心假设或逻辑

第一，**为什么必须实现碳中和**：作为第一排放大国，此时在气候治理方面做出积极、有雄心的减排计划，有利于在国际社会上取得主动性；同时，能够推进能源革命和产业升级，把能源安全牢牢握在手里。

第二，**发展新能源，拥有资源和技术优势**：我国新能源资源储量巨大，陆地 70 米高度的风能预计可开发量为 50 亿千瓦，50 米水深 70 米高度的海上风电预计可开发量达 5 亿千瓦，陆地太阳能技术可开发量达到 156 亿千瓦。并且随着技术持续进步，新能源成本稳步下降。新能源发电是我国完成“碳中和”最有优势的路径。

第三，**国际比较**：通过国内外对比，我国发展碳交易时机成熟。经过十几年的发展，可以形成一个具有较完善价格发现机制、利于促进减排的有效市场。

与市场预期不同之处

我们通过分析欧盟市场和 9 省市试点市场的换手率，并参考 CCER 价格 < 碳配额交易价格 < 减排成本 < 罚款的经济规律，预测全国碳交易市场初期年交易量约为 4 亿吨，成交额可达约 100 亿元。

我们着重分析了排放上限设置、分配方式和方法、市场调节机制等关键因素对碳价的影响，梳理出影响碳价的关键因素是供需关系和减排成本。

股价变化的催化因素

第一，碳交易市场政策趋严，造成供需紧张，碳价上升。

第二，“双碳”目标超额完成，造成节能减排、CCUS 和新能源等行业超预期高增速。

核心假设或逻辑的主要风险

疫情影响；碳交易相关政策不及预期；减排力度不及预期；电价下行；新能源补贴拖欠；上游材料价格大幅上涨。

内容目录

缘起：气候变化需全球合作，碳排放关系国家命运	5
一个可怕的结论引起的“碳中和”	5
从京都到巴黎，构建全球减排框架	6
中国的应对之道：引领全球气候治理，推进能源革命	7
寻道：推进碳交易市场，增加排放成本	8
碳定价的方法：碳税和碳交易	8
浅析几种碳交易机制	9
影响碳价的关键因素：供需关系和减排成本	9
完善碳交易机制的“自我修养”：覆盖广、调节灵、分配合理	10
前行：碳交易市场持续升温，碳价仍有上升空间	12
碳排放覆盖范围扩大，供给收紧刺激碳价上涨	12
碳价格差异大，覆盖范围不是关键因素	13
全球典范：欧盟市场日渐成熟，减排成效显著	13
欧盟碳市场历经四阶段发展日渐成熟	13
金融市场和交易机制完善，碳价企稳回升	15
中国碳交易市场：步步为营，终有大成	17
中国碳交易市场框架	17
清洁能源发展机制（CDM）率先启动	17
西方不亮，东方亮：CCER 接力 CER	19
配额交易：九省市试点，积累丰富经验	20
全国碳交易市场全面启航	22
欧盟碳交易市场发展对中国的几点启示	23
中国碳市场预测及受益行业梳理	24
中国碳市场的若干预测	24
受益行业梳理	24
风险提示	26
国信证券投资评级	28
分析师承诺	28
风险提示	28
证券投资咨询业务的说明	28

图表目录

图 1: 1951-2010 年期间造成地表温度变化的原因	5
图 2: 1900-2010 年全球平均海平面变化.....	5
图 3: 全球平均温室气体浓度变化趋势.....	5
图 4: 2000-2100 年各温室气体浓度情景下的排放路径	6
图 5: 全球减排路径发展进程	7
图 6: 2020 年世界各国碳排放总量百分比示意图	7
图 7: 全球碳定价机制格局	8
图 8: 2021/4/1 全球碳价情况 (美元/吨 CO ₂ e)	9
图 9: 碳市场交易运行机制示意图	10
图 10: 碳交易体系设计的主要步骤	10
图 11: 全球碳交易覆盖行业统计	11
图 12: 主要碳交易市场的碳价走势 (美元/吨 CO ₂ e)	13
图 13: 2020 年多国碳排放覆盖范围和平均配额价格 (元/吨)	13
图 14: 欧盟主要温室气体排放部门	14
图 15: 历年欧盟温室气体排放量及配额 (亿吨 CO ₂ e)	14
图 16: EU-ETS 拍卖分配比例持续提升 (亿吨 CO ₂ e)	15
图 17: EU-ETS 碳配额供需趋于紧张 (亿吨 CO ₂ e)	15
图 18: EU-ETS 碳配额价格变化趋势 (期货结算价, 欧元/吨)	16
图 19: 中国碳交易市场框架	17
图 20: 中国 CDM 项目发展历程.....	18
图 21: 我国 CDM 项目签发 CERs 量构成.....	18
图 22: 各类型 CDM 项目签发量及比例 (亿吨 CO ₂ e)	18
图 23: 历年新增 CDM 注册项目数.....	18
图 24: CCER 减排量备案项目类型 (项)	19
图 25: CCER 减排量备案项目年减排量 (吨 CO ₂ e)	19
图 26: 全国 CCER 历年成交量 (万吨 CO ₂ e)	19
图 27: 2020 年各试点 CCER 累计成交量 (万吨 CO ₂ e)	19
图 28: 2019 年上海 CCER 交易均价走势	20
图 29: 各试点碳配额累计成交情况 (万吨 CO ₂ e)	21
图 30: 各试点碳配额累计成交量占比.....	21
图 31: 各试点碳配额价格变动情况 (元/吨)	22
图 32: 2021 年 5 月各试点碳配额成交均价 (元/吨)	22
表 1: 两种碳定价机制对比	8
表 2: 《京都协定书》中三种履约机制对比.....	9
表 3: 碳配额免费分配方法	11
表 4: 已实施碳排放权交易机制的主要国家和地区配额方式方法.....	12
表 5: 欧盟碳排放权交易体系发展阶段	14
表 6: 全国碳交易试点交易所规则	20
表 7: 全国碳市场建设相关政策.....	22
表 8: 2019-2020 年各类别机组碳排放基准值	23

缘起：气候变化需全球合作，碳排放关系国家命运

一个可怕的结论引起的“碳中和”

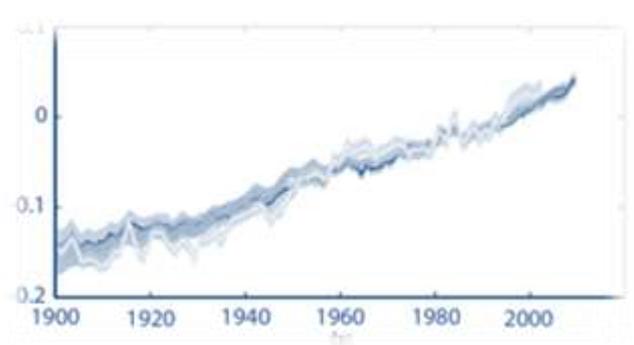
IPCC 第五次评估报告指出，1983-2012 年很可能是过去 800 年里最暖的 30 年时期。气候变化已经对大陆和海洋的自然系统和人类系统产生影响，冰川融化、海平面上升、极端降水和干旱、粮食减产等事件不断发生。而这种气候变化的主要原因是地球能量收支平衡的改变，特别是温室气体浓度的升高导致的温室效应。

图 1：1951-2010 年期间造成地表温度变化的原因



资料来源：IPCC，国信证券经济研究所整理

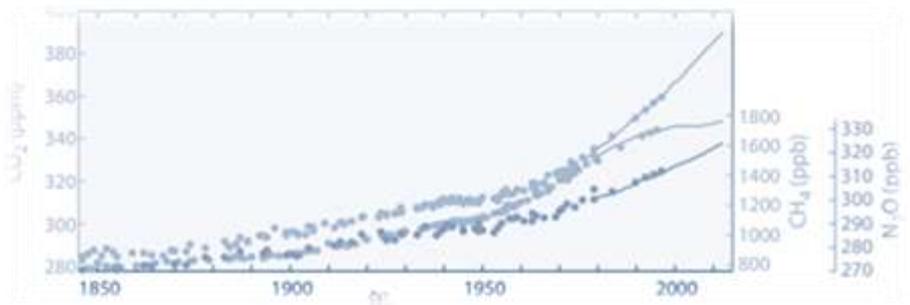
图 2：1900-2010 年全球平均海平面变化



资料来源：IPCC，国信证券经济研究所整理

温室气体的大气浓度已上升到过去 80 万年以来前所未有的水平。自 1850 年以来，温室气体二氧化碳(CO₂)、甲烷(CH₄)和氧化亚氮(N₂O)的浓度均已分别大幅增长了约 40%、150%和 20%，地表温度升高了约 0.85℃，全球平均海平面上升了约 0.19 米。

图 3：全球平均温室气体浓度变化趋势

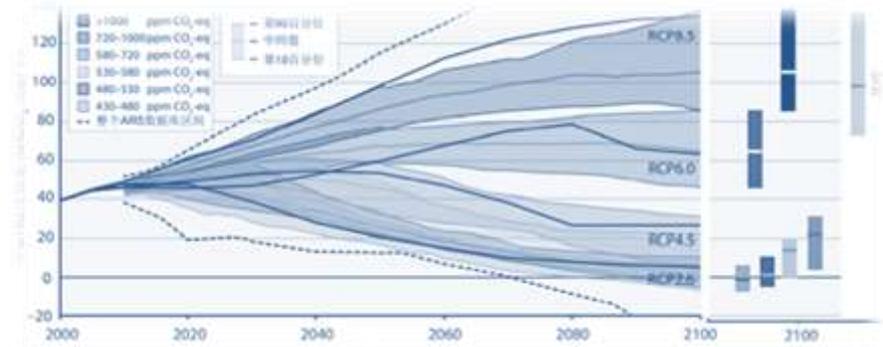


资料来源：IPCC，国信证券经济研究所整理

1.5℃的由来：通过研究和模拟，与 1980-1999 年相比，如果全球平均温度增幅超过 1.5℃-2.5℃，20%-30%的物种可能面临灭绝风险；全球平均温度比 1990 年的水平高 1℃至 2℃(高出工业化前时期约 1.5℃至 2.5℃)，将对包括许多生物多样性热点在内的独特和受到威胁的系统构成显著的风险。因此，2015 年《巴黎协定》确定长期气温目标：把全球平均气温升幅控制在工业化前水平以上低于 2℃之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上 1.5℃之内。

碳中和的由来：IPCC 第五次评估报告指出，有可能将温升控制在 2℃以下的情景要求到 2050 年温室气体排放量要比 2010 年水平减少 40-70%，在 2100 年的排放水平接近零或甚至更低；在 2100 年将温升控制在 1.5℃以内情景要求到 2100 年浓度水平低于 430 ppm CO₂ 当量，2050 年的排放比 2010 年削减 70-95%。

图 4：2000–2100 年各温室气体浓度情景下的排放路径



资料来源：IPCC，国信证券经济研究所整理

从京都到巴黎，构建全球减排框架

《联合国气候变化框架公约》：为了控制温室气体的排放，将大气中温室气体的浓度稳定在防止气候系统受到危险的人为干扰的水平上，1992年在巴西里约热内卢举行的联合国环境与发展大会上制定了《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC，以下简称《公约》）。奠定了应对气候变化国际合作的法律基础，是具有权威性、普遍性、全面性的国际框架。当前已有 190 多个国家批准了《公约》、成为缔约方。《公约》以“共同但有区别的责任”作为原则：要求发达国家作为温室气体的排放大户，采取具体措施限制自身温室气体的排放，并向发展中国家提供资金以支付他们履行公约义务所需的费用；发展中国家则不承担具有法律约束力的控排义务。《公约》规定每年举行一次缔约方大会。

《京都议定书》：1997年，在第3次缔约方大会（COP3）上签订《京都议定书》，标志着首部具有法律效力的温室气体减排条约的落地。它提出将温室气体折算成二氧化碳，建立了旨在减排温室气体的三个灵活合作机制——**国际排放贸易机制（ET）、联合履行机制（JI）和清洁发展机制（CDM）**；对碳排放实施“自上而下”的总量控制，坚持“共区原则”免除发展中国家的减排责任，规定第一承诺期（2008-2012年）内，缔约方（主要为发达国家）的温室气体排放量要在1990年的基础上平均减少5.2%。2001年，美国以“共区原则”权利和义务承担不均等为由宣布放弃实施《京都协定书》。第二期承诺期（2013-2020年），俄罗斯、加拿大、日本、新西兰不参与减排，签约的温室气体排放量仅占全球总量的15%，该承诺失去实质减排意义。

《巴黎协定》：2015年，在第21次缔约方大会（COP21）上签订《巴黎协定》，仍然坚持“共区原则”，但逐渐向“共同责任”演变，从制定总体减排目标转变为设定国家自主贡献，强调“自下而上”的减排体系。同时，《巴黎协定》尊重各国减排的差异性，给予发展中国家减排的适当余地，自主设定减排目标，确保其可持续发展。该议定提出控制全球平均气温在高于工业化前温度2℃以内，逐渐提升减排力度。《巴黎协定》要求建立针对国家自主贡献（INDC）机制、资金机制、可持续性机制（市场机制）等的完整、透明的运作和公开透明机制以促进其执行。所有国家都将遵循“衡量、报告和核实”的同一体系，但会根据发展中国家的能力提供灵活性，形成2020年后的全球气候治理格局。

图 5: 全球减排路径发展进程

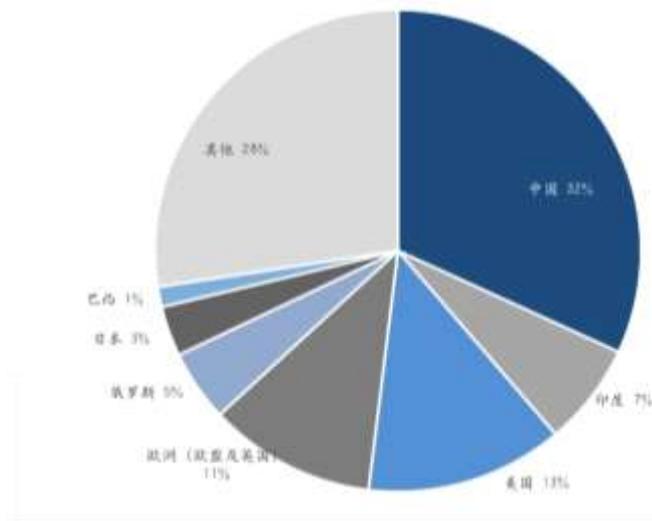


资料来源: UNFCCC, 国信证券经济研究所整理

中国的应对之道: 引领全球气候治理, 推进能源革命

碳排放不仅关系气候变化, 更与国家发展息息相关。2020年, 我国碳排放总量占全球总排放量的32%, 居世界第一位。我国的减排承诺对全球应对气候变化举足轻重。我们在气候治理方面做出积极、有雄心的减排计划, 有利于在国际社会上取得主动性; 同时, 能够推进能源革命和产业升级, 把能源安全牢牢握在手里。

图 6: 2020 年世界各国碳排放总量百分比示意图



资料来源: 全球实时碳数据, 国信证券经济研究所整理

手中有“粮”，心中不慌。我国新能源资源储量巨大，陆地70米高度的风能预计可开发量为50亿千瓦，50米水深70米高度的海上风电预计可开发量达5亿千瓦，全国陆地太阳能资源理论储量1.86万亿千瓦，初步分析全国太阳能技术可开发量达到156亿千瓦。

掌握核心技术，拥有能源变革信心。随着技术持续进步，新能源成本稳步下降。2010-2019年，我国陆上风电平均装机成本由1482美元/kW下降为1222美元/kW，下降18%；光伏发电平均装机成本由3947美元/kW下降为794美元/kW，下降80%。

当前，中国气候外交进入主动引领阶段，成为国际气候规范形成的关键推动力

量，正在努力成为全球气候治理的重要贡献者和引领者。2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上向世界庄严承诺，中国将提高国家自主贡献力度，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。中国在减排方面的努力已得到国际社会的较强认可。

寻道：推进碳交易市场，增加排放成本

碳定价的方法：碳税和碳交易

为控制温室气体排放，许多国家使用经济型、强制型等手段激励减排。其中，经济型手段受到各国青睐，常用的经济刺激型手段是碳定价机制，通过提高碳排放成本降低企业碳排放量。碳定价的主要方法包括碳税和碳交易市场体系。

碳税是最为简单直观的手段，即政府对企业的排碳行为征税，政府规定碳价，促使企业为进行减排，使碳排放量趋近于社会最优排放量。**碳交易市场体系**是政府限制排放水平，通过市场决定碳价的碳排放交易机制。碳税机制短期减排效果明显，但是对碳排放量控制弹性较差；碳交易机制价格发现机制完善，长期效果明显，并且可与其他碳交易体系或碳抵消机制相连，但是需要搭建交易平台和清算结算制度，运作成本高，配额估算难度大。从应用场景来说，碳税政策更适用于管控小微排放端，碳排放权交易体系适用于管控排放量较大的企业或行业，故这两种政策可以结合使用，可对覆盖范围、价格机制等起到良好互补作用。

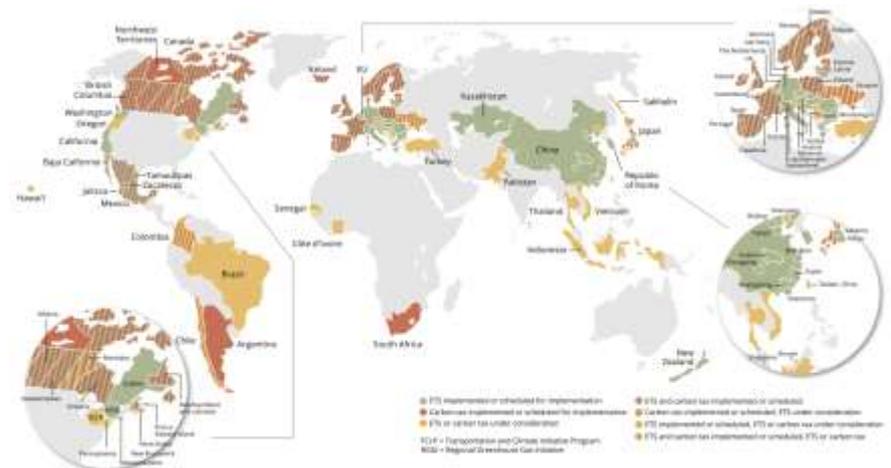
表 1：两种碳定价机制对比

碳定价机制	优点	缺点	主要国家
碳税	短时间实现大幅度减排 实施成本低、碳价格预期稳定	对碳排放量控制弹性差 可能出现寻租问题	日本、南非、南美
碳交易体系	价格发现机制完善 市场效率高、流动性强	运作成本高 配额估算难度大	中国、欧盟、韩国

资料来源：ICAP，国信证券经济研究所整理

当前，世界各地已实施生效的碳定价机制共计 61 个，共覆盖全球温室气体排放量的 22%。其中，30 个使用碳税，要位于日本、南非、南美等国家或地区；31 个选用碳交易体系，要包括欧盟、中国、韩国等国家或地区。

图 7：全球碳定价机制格局

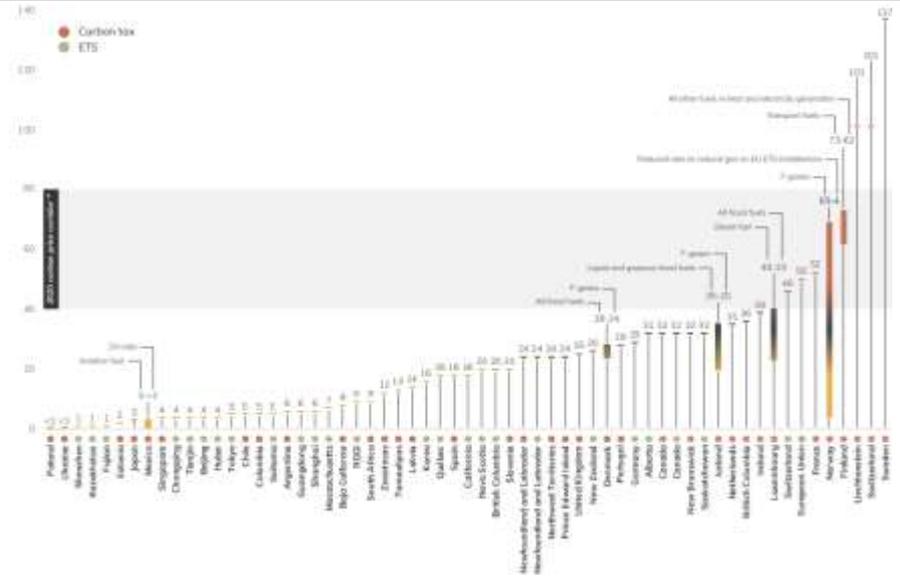


资料来源：世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2021》

截至 2021 年 4 月，全球碳价差异明显，从 1 美元/吨到 137 美元/吨不等。目前

瑞典、瑞士实施碳税政策，碳价处于最高水平，均突破 100 美元/吨。其余多数国家碳价在 30 美元/吨以下。碳交易体系中，欧盟碳价最高，达到 50 美元/吨。

图 8: 2021/4/1 全球碳价情况 (美元/吨 CO₂e)



资料来源: 世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势 2021》

浅析几种碳交易机制

碳排放交易机制最初是由联合国为应对气候变化、减少以二氧化碳为代表的温室气体排放而设计的一种新型的国际贸易机制。1997 年各缔约国签署的《京都议定书》，确立了三种灵活的减排机制：

排放权贸易 (ET) 机制：两个发达国家之间可以进行排放额度买卖的“排放权交易”，同为缔约国的发达国家将其超额完成的减排义务指标，以贸易方式直接转让给另外一个未能完成减排义务的发达国家；

联合履约 (JI) 机制：同为缔约国的发达国家之间通过项目合作，转让方扣除部分可分配的排放量 (AAUs)，转化为减排单位 (ERUs) 给予投资方；

清洁发展机制 (CDM) 机制：履约的发达国家提供资金和技术援助，与发展中国家开展温室气体减排项目合作，换取投资项目产生的部分或全部“核证减排量” (CERs)，作为其履行减排义务的组成部分。

除了《京都议定书》规定的三种机制之外，还有一个自愿减排机制 (VER)，主要是一些企业或个人为履行社会责任，自愿开展碳减排及碳交易的机制。概括来说，排放权贸易 (ET) 机制和联合履约 (JI) 机制都是在缔约方发达国家总配额不变的情况下的交易，ET 机制通过金钱直接购买，JI 项目则通过项目进行，二者都不会创造出新的碳排放配额；清洁发展机 (CDM) 可以通过项目运营创造出新的碳交易单位 CERs。

表 2: 《京都协定书》中三种履约机制对比

履约机制	参与主体	开展形式	是否产生新的交易单位
排放权贸易 (ET) 机制	发达国家+发达国家	直接贸易	否
联合履约 (JI) 机制	发达国家+发达国家	项目合作	否
清洁发展 (CDM) 机制	发达国家+发展中国家	项目合作	是

资料来源: UNFCCC, 国信证券经济研究所整理

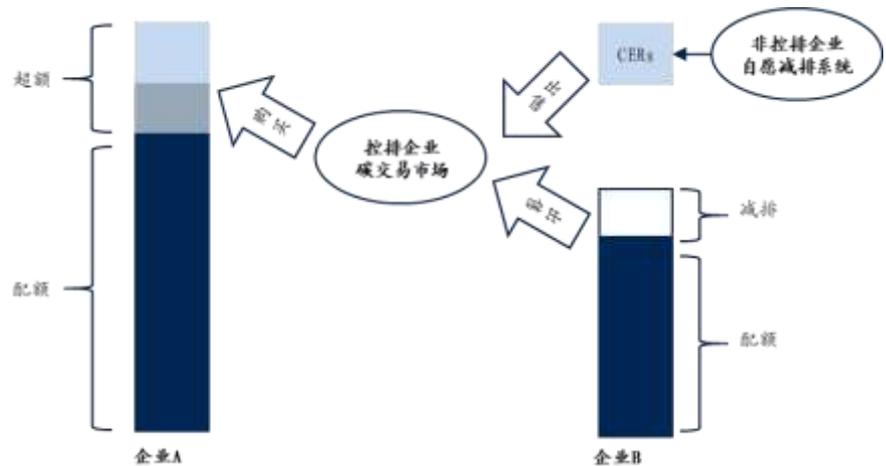
影响碳价的关键因素: 供需关系和减排成本

理解碳交易体系，应从“上限”和“交易”两个方面入手。政府对控排企业的总排放量设定排放上限，并在一级市场将初始碳排放权分配给纳入交易体系的

企业，企业可在二级市场自由交易碳排放权。由于受到经济激励，减排成本相对较低的企业会进行减排，出售多余的碳排放权获取额外收益，同时减排成本较高的企业通过购买碳排放权可降低其达标成本，最终实现社会减排成本最小化。有效碳市场的碳排放权的价格即企业的边际减排成本。政府设定的排放上限逐年减少，从而向市场释放长期减排信号。

非控排企业通过注册的自愿减排项目运营，产生碳信用即核证减排量（CERs）等，控排企业可通过购买碳信用抵销碳排放。自愿减排交易系统作为碳交易市场的有效补充，通过对核证减排量（CERs）抵销比例的限制，来控制碳交易市场供需关系，为碳交易市场的稳定运营起调节作用。配额交易注重碳排放效率，核证减排量（CERs）注重减排质量，两者结合可促进产业升级和能源转型。

图 9：碳市场交易运行机制示意图



资料来源：UNFCCC，国信证券经济研究所整理

完善碳交易机制的“自我修养”：覆盖广、调节灵、分配合理

碳交易体系设计主要包含以下步骤：确定碳交易覆盖范围、设计碳排放总量、分配碳排放配额、明确调节机制、碳排放监测核查、设计履约机制和评估实施情况并改进。另外整个过程还需要相关支持工具、调控机制和金融机构的参与。

图 10：碳交易体系设计的主要步骤



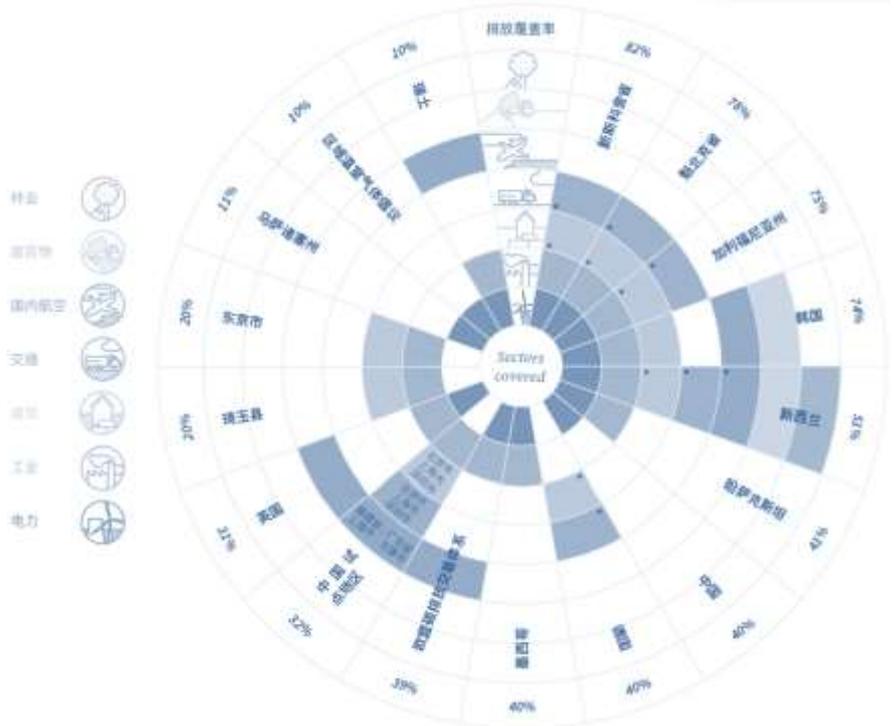
资料来源：UNFCCC，国信证券经济研究所整理

1、覆盖范围：纳入多数温室气体，覆盖多行业

《京都议定书》曾提及 7 种温室气体：二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF₆）和三氟化氮（NF₃）。当前全球碳交易体系均纳入二氧化碳排放，另有美国、新西兰、欧盟、韩国等国家开展其它温室气体的交易。

碳交易市场主要覆盖的行业包括电力、工业、建筑、交通等。加拿大新斯科舍省排放覆盖率达到 82%，中国和欧盟的排放覆盖率分别为 40%、39%。理论认为覆盖行业和气体范围广的碳交易系统是最有效的，但因部分行业排放难以跟踪，多数国家碳交易的覆盖范围有限。

图 11: 全球碳交易覆盖行业统计



资料来源: ICAP, 国信证券经济研究所整理

2、配额分配: 合理设置上限, 提高拍卖比例

政府分配碳交易配额的方式主要分为**免费分配**和**拍卖分配**。政府免费将配额发给企业, 即为免费分配, 该方法容易实行, 但易出现寻租问题。将碳配额拍卖, 出高价者得的方式即为拍卖分配。目前拍卖分配是最受关注的获得碳排放权的方式。它产生公共收入并激励公司尽早采取行动以应对气候变化, 同时确保受监管的公司为其排放支付费用, 较为公平。

免费分配方式主要有三种方法: **历史排放法**、**基准法**和**历史强度法**。历史排放法以过去年度碳排放数据作为参考, 制定未来碳排放配额, 存在有利于历史排放量大的企业的不公平现象。基准线法用以碳排放效率基准为标杆确定配额, 行业内横向比较。历史强度法综合企业减排系数、历史强度值和产量等指标确定配额, 企业自身纵向比较。

表 3: 碳配额免费分配方法

分配方法	配额分配方式	特点
历史排放法	指以纳入配额管理的单位在过去一定年度的碳排放数据为主要依据, 确定其未来年度碳排放配额的方法。	优点: 计算方法简单, 对数据要求低。 缺点: 不公平, 变相奖励了历史排放量高的企业; 未考虑近期经济发展以及减排发展趋势。
基准法	指以纳入配额管理单位的碳排放效率基准为标杆, 确定其未来年度碳排放配额的方法。即与行业中企业进行横向对比, 例如行业平均值、行业先进值。	优点: 相对公平; 为行业减排树立了明确的标杆, 鼓励效率高的企业。 缺点: 计算方法复杂, 所需数据要求高; 行业间难以衔接。
历史强度法	介于历史排放法和行业基准法之间, 是指根据排放企业的产品产量、历史强度值、减排系数等计算分配配额。即企业自身进行纵向对比, 例如在过去几年平均排放水平上叠加减排系数。	优点: 计算方法相对简单, 对数据要求相对较低, 同时考虑了经济、减排发展趋势。 缺点: 不公平, 变相奖励了历史排放量高的企业。

资料来源: UNFCCC, 国信证券经济研究所整理

当前全球碳交易体系中, 碳配额分配方式主要为免费发放, 分配方法主要是基准法和历史强度法。但拍卖分配是最有市场效率的分配方式, 随着碳交易市场的不断发展, 拍卖分配比例逐年提高。截止 2020 年, 全球碳交易体系通过拍卖配额募集了超过 1030 亿美元。其中, 欧盟碳交易市场拍卖配额占总配额的

57%，2009 年以来拍卖募集收入超 807 亿美元。拍卖收入多用于可再生能源开发和低碳交通。

表 4: 已实施碳排放权交易机制的主要国家和地区配额方式方法

国家和地区	配额分配方式	免费分配方法
欧盟	免费发放+拍卖	产品基准法
新西兰	免费发放	历史强度法
东京 (日本)	免费发放	历史强度法
埼玉县 (日本)	免费发放	历史强度法
瑞士	免费发放+拍卖	产品基准法
哈萨克斯坦	免费发放	历史强度法、产品基准法
韩国	免费发放+拍卖	未公布
马萨诸塞州 (美国)	免费发放+拍卖	历史排放法
新斯科舍 (加拿大)	免费发放+拍卖	历史排放法
加州 (美国)	免费发放+拍卖	产品基准法
魁北克 (加拿大)	免费发放+拍卖	产品基准法

资料来源: ICAP, 国信证券经济研究所整理

3、市场调节机制: 抵销和 MSR 机制

碳市场要具备应对冲击的能力,除了需要强有力的政策框架,还需要有效的市场调节机制。过去几年中,全球各主要碳市场都实施(或调整)了其市场稳定措施,设定了价格调控工具,帮助支持碳市场持续有效运行,并适应结构性的供求失衡。主要是通过控制碳抵消和信用的数量,碳配额的储备、回购和拍卖等方式进行市场调节。碳抵消和信用主要来自核证减排量 CER 和联合履约(JI)减排量。

以欧盟为例,2019 年欧盟启动碳交易市场稳定机制(MSR),规定当市场流通碳配额数超过 8.3 亿吨时,未来碳配额拍卖量中的 24%将被储备 12 个月,不再参与流通;当市场流通碳配额数低于 4 亿吨时,将在储备中拿出 1 亿吨进行拍卖,以此平衡碳市场供求关系。

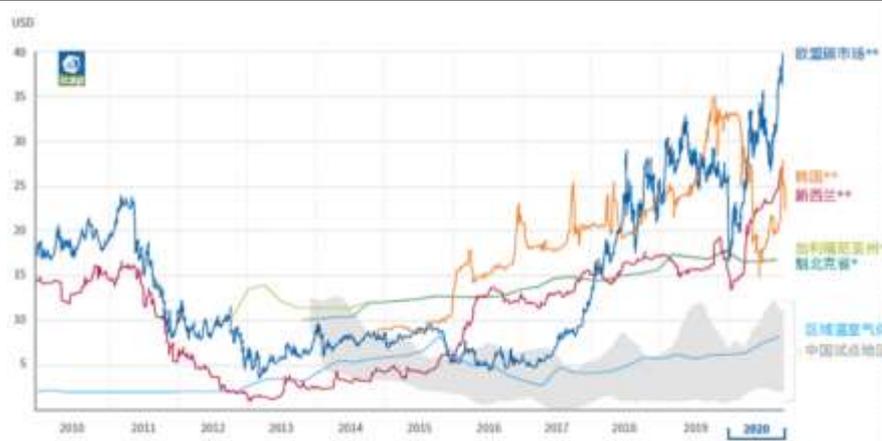
前行: 碳交易市场持续升温, 碳价仍有上升空间

碳排放覆盖范围扩大, 供给收紧刺激碳价上涨

2020 年,全球共有 24 个运行中的碳市场,覆盖了全球 16%的温室气体排放。全球实施碳交易政策的国家包括欧盟、魁北克、加州、新西兰、韩国、澳大利亚等。2005 年建立的欧盟碳排放交易体系是全球首个国际碳排放交易体系,也是当前最成熟的碳交易系统。随着全球碳交易市场不断发展,2021 年中国、德国、英国等纷纷建立新的碳交易体系,使得 2005 年以来全球碳排放覆盖比例扩大 3 倍。

2010 年以来,全球碳交易价格经历了先降后升的趋势。2011 年爆发欧债危机,碳价大幅度下跌;2013 年,各国收紧碳信用数量,加强减排力度,并纷纷建立市场稳定机制,欧盟、新西兰、北美区域等的碳市场价格触底回升。2020 年全球碳价收入高达 530 亿美元,相较于 2019 年提高 80 亿美元,尽管如此,全球多数地区碳价仍然过低,现有碳定价机制所覆盖的碳排放量中约一半都低于 10 美元/吨 CO₂e。据碳定价高级别委员会估计,要想低成本高效益地实现《巴黎协定》温控目标,每吨二氧化碳定价在 2020 年前至少需达到 40-80 美元,在 2030 年前达到 50-100 美元。

图 12: 主要碳交易市场的碳价走势 (美元/吨 CO₂e)

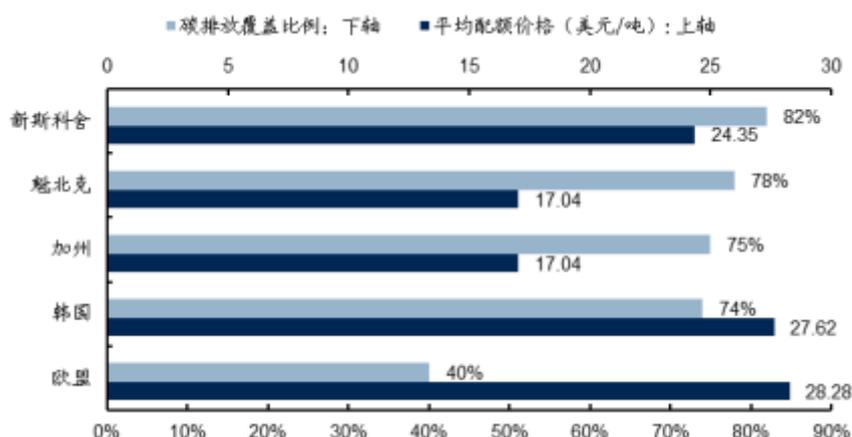


资料来源: 世界银行《碳定价机制发展现状与未来趋势》

碳价格差异大, 覆盖范围不是关键因素

2020年, 全球主要碳交易市场的平均碳配额价格基本处于 15-30 美元/吨。欧盟碳交易价格最高达到 28.28 美元/吨, 其次为韩国 27.62 美元/吨。碳交易价格和碳排放覆盖比例没有必然联系, 加拿大新斯科舍省碳排放覆盖比例高达 82%, 但 2020 年碳交易平均价格为 24.35 美元/吨, 低于欧盟和韩国。由此可见, 覆盖范围广并不是碳价高的关键因素。

图 13: 2020 年多国碳排放覆盖范围和平均配额价格 (元/吨)



资料来源: ICAP, 国信证券经济研究所整理

全球典范: 欧盟市场日渐成熟, 减排成效显著

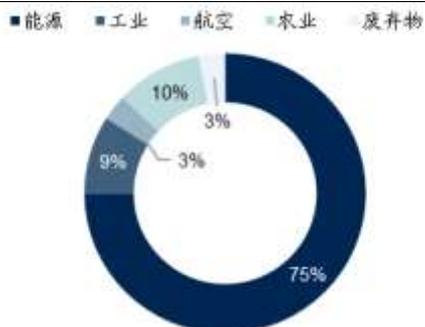
欧盟碳市场历经四阶段发展日渐成熟

欧盟碳排放权交易体系 (EU-ETS) 是全球最早、发展最为成熟的碳交易市场, 覆盖了欧盟 27 个成员国, 约 40% 的碳排放量; 欧盟也是当前最大的碳交易市场, 2019 年欧盟碳市场交易量为 67.8 亿吨二氧化碳, 占世界总交易量的 77.6%, 交易额达到 1689.7 亿欧元, 占世界总额的 87.2%。从排放来源看, 2018 年欧盟 27 国温室气体排放总量为 38.93 亿吨 CO₂e, 其中能源部门排放量最高, 占总排放量比重达 75%; 其次为农业部门, 占总排放量比重为 10%。; 工业、航空、废弃物部门排放量占比分别为 9%、3%、3%。

据 EEA 统计, 欧盟实施碳交易以来, 温室气体排放量持续下降, 1990-2019 年间, 欧盟温室气体排放量下降了 26%, CAGR 为 -1%; 同时, 通过配额拍卖为

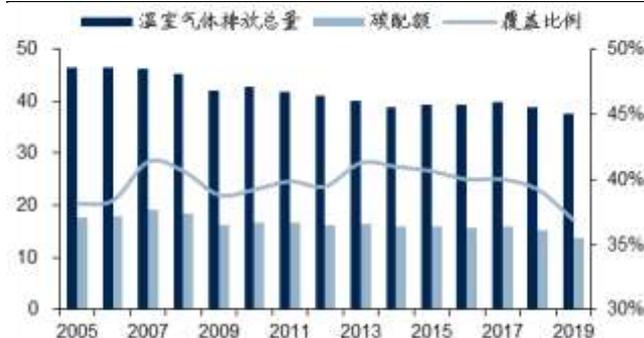
欧盟募集收入超 807 亿美元,用于可再生能源开发和低碳交通等环保事业。2020 年,欧盟碳配额拍卖收入 218 亿美元,平均价格为 28.28 美元/吨 CO₂e。

图 14: 欧盟主要温室气体排放部门



资料来源: EEA, 国信证券经济研究所整理

图 15: 历年欧盟温室气体排放量及配额 (亿吨 CO₂e)



资料来源: EEA, 国信证券经济研究所整理

欧盟碳交易市场已经历了三个发展阶段,目前正处在第四个发展阶段:

第一阶段 (2005-2007),《京都议定书》签订之后,第一个承诺期之前。主要覆盖电力及能源密集型工业,每年碳配额上限为 20.96 亿吨 CO₂e;根据历史排放法免费分配碳配额;无限量允许 CDM、JI 项目产生的碳信用参与抵销。

第二阶段 (2008-2012),《京都议定书》第一个承诺期,航空业加入覆盖范围,每年碳配额上限为 20.49 亿吨 CO₂e;90%的碳配额根据基准免费分配,10%的碳配额拍卖;限制土地利用、林业、核电、20MW 以上水电等 CDM、JI 项目用于抵销,并限制数量不超过 50%的减排量。

第三阶段 (2013-2020),《京都议定书》第二个承诺期,扩大工业覆盖范围,2013 年碳配额上限为 20.84 亿吨 CO₂e,每年递减 1.74%;43%的碳配额根据基准免费分配,57%的碳配额拍卖;2012 年后,只允许最不发达中国家 CDM 项目抵消,其他国家只允许 2012 年以前的 CDM 项目用于抵销;建立 MSR 市场稳定机制。

第四阶段 (2021-2030),《巴黎协定》第一个十年,2021 年碳配额上限为 15.72 亿吨 CO₂e,每年递减 2.2%;43%的碳配额根据基准免费分配,57%的碳配额拍卖,行业基准每年递减 0.2%-1.6%;不再允许 CDM、JI 项目用于抵销。

表 5: 欧盟碳排放权交易体系发展阶段

	第一阶段(2005-2007)	第二阶段(2008-2012)	第三阶段(2013-2020)	第四阶段(2021-2030)
碳配额上限 (亿吨 CO ₂ e)	20.96	20.49	2013 年 20.84	2021 年 15.72
减排速率	NA	NA	1.74%	2.2%
覆盖范围	电力、能源密集型工业	新加入航空业	扩大工业范围	NA
分配方式	免费分配	90%免费分配, 10%拍卖	43%免费分配, 57%拍卖	43%免费分配, 57%拍卖
分配方法	历史排放法	基准法	基准法	基准法 (递减 0.2%-1.6%)
市场调节	CDM、JI 项目可用于抵销	限制 CDM、JI 项目质量, 并限制抵销数量	进一步限制 CDM、JI 项目质量, 建立 MSR 机制	不允许抵消
惩罚机制 (欧元/吨 CO ₂ e)	40	100	100	100

资料来源: ICAP, 国信证券经济研究所整理

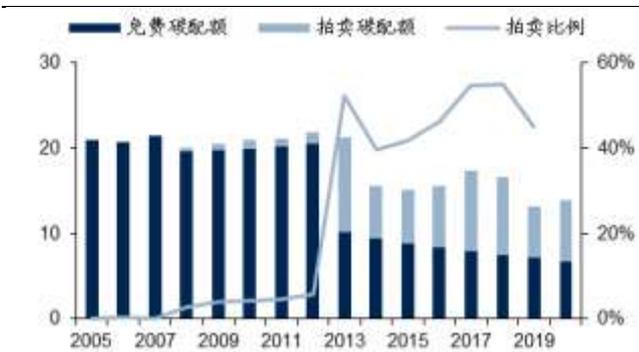
经过前三个阶段的发展,欧盟碳交易各要素日渐成熟,逐渐成为一个具有较完善价格发现机制、利于促进减排的有效市场:

1、覆盖范围不断扩展: 第一阶段,纳入碳交易体系的公司仅包括发电厂、装机超过 20MW 的企业(危废处置和城市生活垃圾处置设施除外),以及炼油厂、焦炉、钢铁厂等各类工业企业。第二阶段增加航空公司进入控排范围,同时交易体系也扩展到了冰岛、列支敦士登和挪威。第三阶段扩大工

业企业控排范围，纳入碳捕捉和储存设施、石化产品生产、化工产品生产、有色金属和黑色金属冶炼等单位。理论认为覆盖行业和气体范围越广的碳交易系统越有效。

- 2、拍卖分配比重提高：**碳配额初始分配机制由全部免费分配逐步转变为 57% 通过拍卖分配，其余通过行业基准法免费分配。第四阶段中，电力行业碳配额 100% 通过拍卖分配。拍卖分配不仅可以增加政府收入，用于减排和能源转型，还可以使分配更有效率。
- 3、调节机制灵活：**抵销机制越来越严格，第一阶段可以无限量使用 CDM、JI 项目产生的碳信用参与抵销，第二、三阶段逐渐限制其质量和数量，到第四阶段不可使用抵销机制，抵销机制的取消减少了可履约碳供给；2019 年建立市场稳定储备（MSR），规定当市场流通碳配额数超过 8.3 亿吨时，未来碳配额拍卖量中的 24% 将被储备 12 个月，不再参与流通；当市场流通碳配额数低于 4 亿吨时，将在储备中拿出 1 亿吨进行拍卖，以此平衡碳市场供求关系。

图 16: EU-ETS 拍卖分配比例持续提升 (亿吨 CO₂e)



资料来源: EEA, 国信证券经济研究所整理

图 17: EU-ETS 碳配额供需趋于紧张 (亿吨 CO₂e)



资料来源: EEA, 国信证券经济研究所整理

金融市场和交易机制完善，碳价企稳回升

欧盟碳金融市场品种多样，交易量活跃。欧盟碳市场是在高度发达的金融市场背景下发展起来的，碳市场主体不仅包括控排企业，还有众多的商业银行、投资银行等金融机构，以及政府主导的碳基金、私募股权投资基金等各种投资者。碳衍生品种类丰富，主要包括基于 EUA (普通碳配额)、CER (抵消机制中 CDM 碳配额)、EUAA (航空业碳配额)、ERU (抵消机制中 JI 碳配额) 碳排放权的远期、期货、期权、掉期、价差、碳指数等。市场体系完善，碳金融服务发达，金融机构向碳市场参与者提供金融中介服务，或直接参与碳交易——将碳市场作为投资渠道。同时市场交易活跃，根据欧洲能源交易所 (EEX) 数据，2018 年碳衍生品合约交易量为现货交易量的 6 倍左右。

交易机制完善，碳价企稳回升。通过不断完善市场政策，配额过剩问题得到有效解决，碳价逐渐回升。具体政策包括缩减配额、限制/取消抵消机制、完善碳配额的储备与预存机制、加大惩罚机制等等。

第一阶段，由于采用免费分配机制，配额供给过度，碳价一度跌近 0 欧元/吨；受全球金融危机影响，第二阶段碳配额市场再次出现供给过剩，加上 CER、ERU 供给增加，碳价在 2009、2011 年出现两次大幅下跌；第三阶段开始，碳配额总量每年递减 1.74%，拍卖分配比例不断提升，并限制 CER、ERU 的质量和数量，配额供需失衡状况有所缓和，碳价开始回升；2019 年，欧盟碳交易市场稳定机制 (MSR) 启动，配合其他收紧措施，碳配额市场供求关系得到有效平衡；进入第四阶段，碳配额总量每年递减 2.2%，并且不再允许 CER、ERU 抵参与抵销，碳价持续走高。2021 年以来，EUA 交易价格由 34 欧元/吨 CO₂e 增长至 51 欧元/吨 CO₂e，涨幅达 50%。

图 18: EU-ETS 碳配额价格变化趋势 (期货结算价, 欧元/吨)



资料来源: EEA, 国信证券经济研究所整理

碳交易价格主要由供需和减排成本决定。 缩减配额、限制/取消抵消机制、储备与预存机制等都是减少碳排放供给, 从而推升价格; 碳交易将最终实现社会减排成本最小化。有效碳市场的碳排放权的价格即企业的边际减排成本。

2020年12月, 在布鲁塞尔举行的国家首脑会议上, 欧盟商定温室气体减排新目标, 即到2030年将欧盟区域内的温室气体排放量比1990年减少55%, 与前期减少40%的目标相比降幅显著提高, 并提出在2050年实现“碳中和”。根据欧委会发布的量化评估报告, 碳中和目标下, 碳市场减排力度大约会提升到62-65%, 意味着配额总供给下降的更多, 碳价将继续上涨。

从长期角度来看, 决定碳价的主要参数仍是减排成本。随着配额供给的收紧以及电力脱碳, 减排责任将逐渐从电力行业转向工业部门, 减排成本将进一步提高, 碳价仍然上升空间。欧盟2030气候目标评估报告基于欧盟能源系统长期模型展示了对碳价的预测: 满足55%的减排目标下, 欧洲碳市场的价格在2030年会达到32欧元或者最高65欧元/吨。

中国碳交易市场：步步为营，终有大成

中国碳交易市场框架

我国碳交易市场主要分为配额交易市场和自愿减排量（CCER）交易市场，配额交易为主，CCER 为重要补充。从时间发展上看主要经历了三个阶段：2005-2012 年，通过 CDM 项目产生 CERs 参与国际交易；2013-2020 年，在北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳、福建、四川 9 省市开展碳排放权交易试点，并用 CCER 替代 CER 建立国内核证减排市场；从 2021 年开始，建立了全国碳交易市场，首先纳入电力行业。

图 19：中国碳交易市场框架



资料来源：生态环保部，发改委，国信证券经济研究所整理

清洁能源发展机制（CDM）率先启动

2005-2012 年，我国通过 CDM 项目参与国际碳交易。 清洁发展机制（CDM）是《京都议定书》建立的一种减排机制，发达国家通过与发展中国家项目合作，换取核证减排量（CERs）。2002 年荷兰政府与中国政府达成 CDM 项目合作意向，拉开了国内 CDM 项目发展的序幕；2004 年，科学技术部颁布《清洁发展机制项目运行管理暂行办法》，为 CDM 项目在中国的发展提供了政策支持和法律保障；2006 年，中国就超过印度和巴西，成为 CDM 项目第一大国；2011 年，国家发改委发布《清洁发展机制项目运行管理暂行办法》修订版，完善了项目申报程序 and 法律责任；2012 年，我国新增 CDM 注册项目数达 1819 个，同比增长 187%，占全球新注册 CDM 项目比重达 56%。2012 年以后，《京都协定书》第二承诺期遇冷，加上欧盟碳交易市场对国际项目的抵消机制趋严，我国 CDM 项目注册数急剧下降，2016 年以后基本再无新增。

图 20: 中国 CDM 项目发展历程

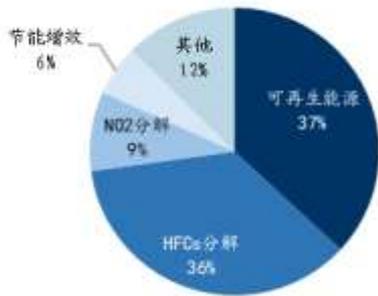


资料来源：中国清洁发展机制网、国信证券经济研究所整理

清洁发展机制项目 CER 交易资金应具备额外性。洁发展机制的重点领域主要为节约能源和提高能源效率、开发利用新能源和可再生能源、回收利用甲烷。其中有一点需要明确的是，国外合作方用于购买清洁发展机制项目减排量的资金，应额外于现有的官方发展援助资金和其在《公约》下承担的资金义务。

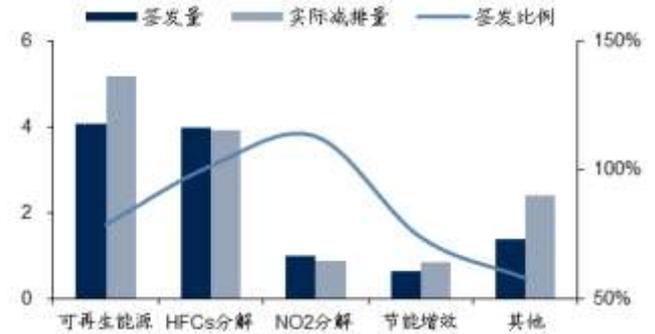
根据联合国环境规划署数据，截至 2020 年 4 月，我国已注册备案 CDM 项目数量达 3764 个，其中可再生能源项目 2994 个（其中风电、水电、光伏项目分别 1512、1322、160 个），HFCs 分解项目 11 个，NO₂ 分解项目 47 个，节能增效项目 238 个，其他项目 474 个。CERs 签发量合计 11.1 亿吨 CO₂e，其中可再生能源、HFCs 分解分别占比 37%、36%；总体签发比例为 84%，其中 HFCs 分解和 NO₂ 分解的签发比例最高，分别为 102%、113%。

图 21: 我国 CDM 项目签发 CERs 量构成



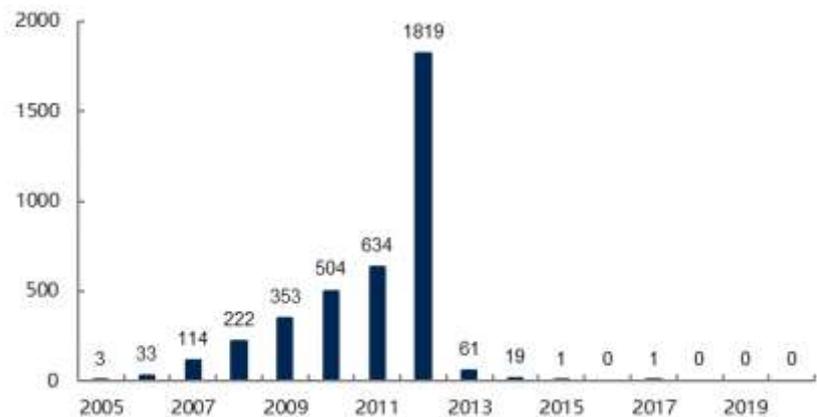
资料来源：联合国环境规划署，国信证券经济研究所整理

图 22: 各类型 CDM 项目签发量及比例 (亿吨 CO₂e)



资料来源：联合国环境规划署，国信证券经济研究所整理

图 23: 历年新增 CDM 注册项目数



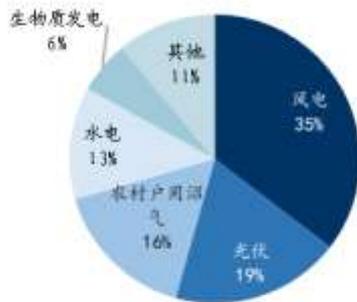
资料来源：联合国环境规划署，国信证券经济研究所整理

西方不亮，东方亮：CCER 接力 CER

2013-2017 年，CCER 快速发展。2012 年，国家发改委出台了《温室气体自愿减排交易管理办法》，确立了国内的自愿减排交易机制，提出了核证减排量交易（Chinese Certified Emission Reduction，即 CCER），区别于清洁发展机制下的 CER。2013 年后，CDM 项目逐渐退出历史舞台，国内自愿减排交易信息平台发布第一个 CCER 项目，我国自愿减排市场开启。此后，CCER 审定项目数迅速增长。2017 年，国家发改委发布公告暂缓自愿减排项目备案申请，新项目审核陷入停滞。

截至 2021 年 4 月底，累计公示 CCER 审定项目 2871 个，已获批备案项目 861 个，获得减排量备案并公示项目 254 个，合计备案减排量 5283 万吨。其中，风电、光伏备案项目数较多，水电备案项目减排量最大。从获得减排量备案并公示的项目类型看，主要为风电、光伏、农村户用沼气及水电类项目，其中风电项目最多，占比 35%；从项目预计年减排量来看，水电项目年减排量最多，占比 25%，风电项目其次，占比 24%。

图 24: CCER 减排量备案项目类型 (项)



资料来源：中国自愿减排交易信息平台，国信证券经济研究所整理

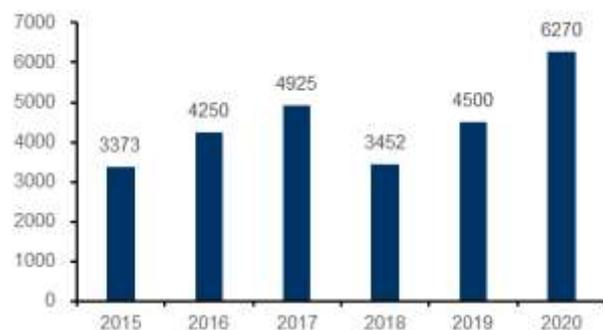
图 25: CCER 减排量备案项目年减排量 (吨 CO₂e)



资料来源：中国自愿减排交易信息平台，国信证券经济研究所整理

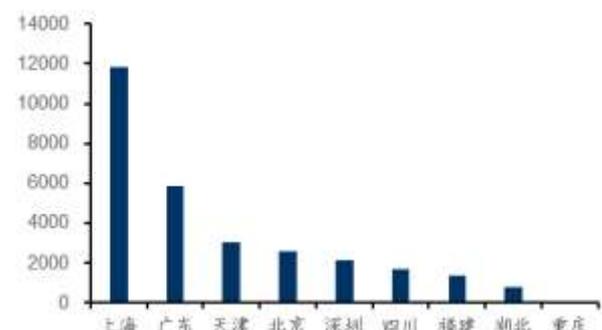
CCER 二级市场成交量持续升温，上海市场成交量最大。2015 年以来，全国 CCER 年成交量基本呈上升趋势，2018 年出现小幅下跌主要是由于注册系统升级，各试点暂停 CCER 交易。2020 年，全国 CCER 成交量同比增长 39% 至 6270 万吨，为历年来峰值。从试点交易量来看，截至 2021 年 5 月，上海 CCER 累计成交量领跑全国，达 11862 万吨，占全国累计成交量比重 40%；广东 CCER 累计成交量 5885 万吨，占总成交量比重为 20%。

图 26: 全国 CCER 历年成交量 (万吨 CO₂e)



资料来源：各碳交易市场网，国信证券经济研究所整理

图 27: 2020 年各试点 CCER 累计成交量 (万吨 CO₂e)



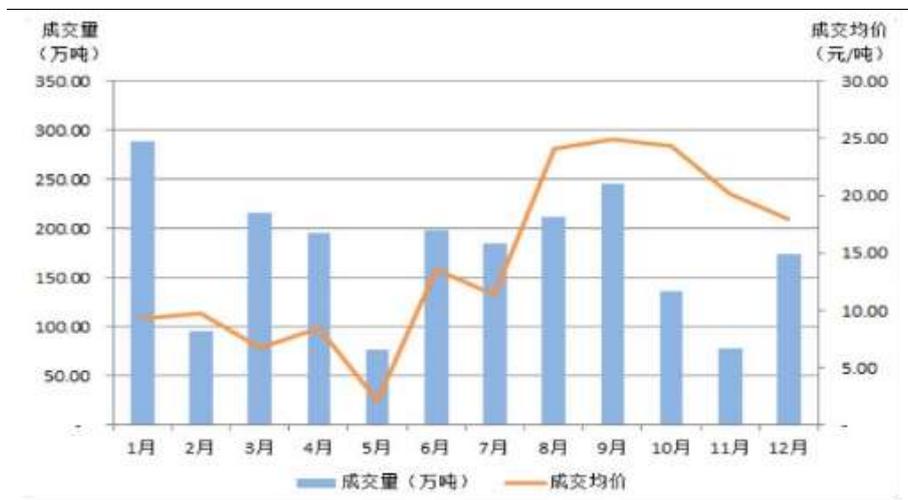
资料来源：各碳交易市场网，国信证券经济研究所整理

CCER 成交价明显上涨。2020 年，上海碳市场 CCER 成交均价为 20.35 亿元/吨，同比增长 175.76%，其中长三角可履约 CCER 均价为 24.86 元/吨，同比增长 299.14%，CCER 价格涨幅较大。CCER 价格持续上涨一方面是由于 2017 年以后停止签发新项目，仅靠存量项目支撑的可履约项目数逐年下降，导致交易价格上涨；另一方面则是由于 2019 年后上海试点 CCER 可抵消比例由

1%提高到 3%，CCER 交易量明显增加。

CCER 成交价普遍低于碳配额价格。2020 年，上海碳市场 CCER 成交均价为 20.35 亿元/吨，较同时期碳配额价格（39.98 元/吨）仍偏低。主要由于 CCER 市场尚不成熟，大部分为协议转让交易，价格透明度差；CCER 市场没有内部交易机制，具有天然寄生性，只能依附于配额交易市场。

图 28: 2019 年上海 CCER 交易均价走势



资料来源：上海环境能源交易所

配额交易：九省市试点，积累丰富经验

2011 年，国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，确定了北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳七省市碳交易试点；2012 年，《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》发布，我国的自愿减排项目机制确立。2013 年起，七个碳排放权交易试点陆续投入运行，国内碳交易市场转变为以试点碳配额+核证减排量（CCER）交易的方式进行。

各试点交易机制灵活。各试点碳交易主要依据各地《碳排放权交易管理办法（试行）》进行，在覆盖行业、配额分配、惩罚机制及 CCER 抵消机制等规定上有所不同。从实行配额管理的行业来看，主要包括电力、交通、建筑等高排放行业，同时各省依据地方发展特点对纳入行业进行调整。各地配额分配主要以免费分配为主，根据不同行业特点采用基准法、历史强度法等确定配额分配数量。部分省份如深圳、上海、天津预留一定配额用于竞价发放。针对未足额清缴碳配额的企业，各试点确定了罚款及配额扣除两种惩罚机制，其中北京市罚款力度最大，对超额排放量处于市场均价 3 至 5 倍罚款；广东、天津、湖北、福建均要求在下一年度扣除双倍碳配额。

表 6: 全国碳交易试点交易所规则

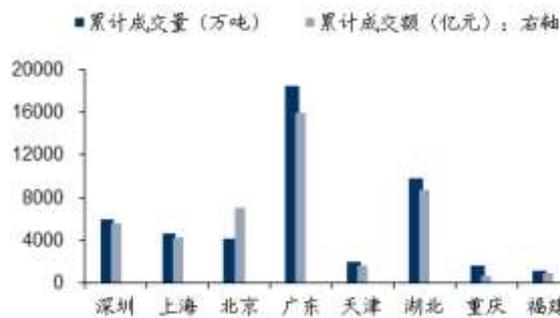
地区	配额总量	覆盖范围	配额分配机制	惩罚机制	抵消机制
深圳	4000 万吨 (2015 年)	发电、供水、大型公共建筑和制造业、公共交通行业	采用历史排放法、行业基准法免费分配；预留 3% 用于拍卖	补交等于超额排放量的配额，并缴纳等于三倍碳价罚款	CCER 履约比例不超过年度碳排放量的 10%
上海	1.05 亿吨 (2020 年)	发电、电网、供热；工业、航空、港口、水运、自来水生产；商场、宾馆、商务办公、机场	采用行业基准线法、历史强度法、历史排放法免费分配，并对部分储备份额竞价发放	由相关部门责令履行配额清缴义务，并可处以 5 万元以上 10 万元以下罚款	CCER 使用比例不得超过企业年度碳排放量的 3%
北京	-	电力、石化、热力、水泥、城市公共交通运输、民用航空运输、其他服务业	历史总量法、历史强度法、基准法、先进法免费分配	根据违规碳排放量，按照市场均价的 3 至 5 倍予以处罚	用于抵消的碳减排量不高于企业当年碳排放配额的 5%
广东	4.65 亿吨 (2020 年)	电力、钢铁、石化、水泥、造纸、民航	电力、航空免费分配比例分别为 95%、100%，其他行业免费分配比例为 97%；有偿分配不超过 500 万吨	在下一年度配额中扣除未足额清缴部分 2 倍配额，并处 5 万元罚款	CCER 履约比例不得超过本企业上年度实际碳排放量的 10%，且 70% 以上为本省自愿减排项目产生

天津	-	电力、热力、建材、造纸、钢铁、化工、石化、油气开采、航空	采用历史强度法、历史排放量免费分配；部分配额有偿竞价发放	差额部分在下一年度分配的配额中予以双倍扣除	抵消量不得超出其当年实际碳排放量的 10%
湖北	2.56 亿吨 (2018 年)	电力、热力、玻璃、陶瓷、有色金属、钢铁、化工、水泥、石化、汽车及设备制造、供水、纺织、造纸、医药、食品饮料	采用标杆法（水泥、电力）、历史强度法（热力、造纸、建材）、历史法（其他行业）免费分配	按照当年配额市场均价，对差额部分处以 1 倍以上 3 倍以下，但最高不超过 15 万元的罚款，并在下一年度配额分配中予以双倍扣除	抵消比例不超过该企业年度碳排放初始配额的 10%
重庆	1.00 亿吨 (2017 年)	电力、化工、建材、钢铁、有色、造纸	采用历史排放法免费分配	按照清缴期届满前一个月配额平均交易价格的 3 倍予以处罚 在下一年度配额中扣除未足额清缴部分 2 倍配额，并处以前一年配额市场均价 1 至 3 倍的罚款，但罚款金额不超过 3 万元	每个履约期 CCER 使用数量不得超过审定排放量的 8%，且对减排项目类型有所要求
福建	-	电力、钢铁、化工、石化、有色、民航、建材、造纸、陶瓷	采用基准线法、历史强度法免费分配		用于抵消的林业碳汇项目减排量不得高于企业当年经确认排放量的 10%，其他项目减排量不得超过 5%

资料来源：各省发改委、生态环境局，试点碳排放权交易网站，国信证券经济研究所整理

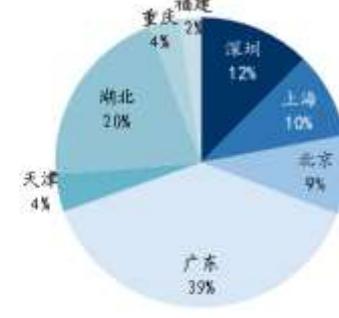
从碳交易量上来看，广东、湖北累计交易量排名靠前。截止 2021 年 5 月，我国各试点碳配额累计成交量达 4.78 亿吨，其中广东省累计成交量 1.85 亿吨，占全国总成交量比重 39%；湖北省累计成交量 0.98 亿吨，占总成交量比重为 20%。我国各碳试点中，只有广东在配额初始分配机制中采用免费+有偿分配方式，在一定程度上促进了碳市场交易。湖北省碳控排体系中覆盖行业范围最广，涉及电力、热力、钢铁、水泥、化工等 16 个行业，373 家企业，同时对于违约企业惩罚措施较为严格，试点碳配额成交量较大。

图 29: 各试点碳配额累计成交情况 (万吨 CO₂e)



资料来源：各试点交易所网站，国信证券经济研究所整理

图 30: 各试点碳配额累计成交量占比



资料来源：各试点交易所网站，国信证券经济研究所整理

从碳价波动情况上看，试点碳配额价格波动大，北京碳价最高。2013-2017 年，各试点碳价基本呈下降趋势，2017 年以后，北京、湖北、广东、重庆试点碳价有所回升，其中北京碳价在 2020 年达到峰值，为 87.13 元/吨，远高于试点平均碳价 33.9 元/吨。2020 年以后，北京碳价迅速下降，与各试点价格差距有进一步缩小趋势。

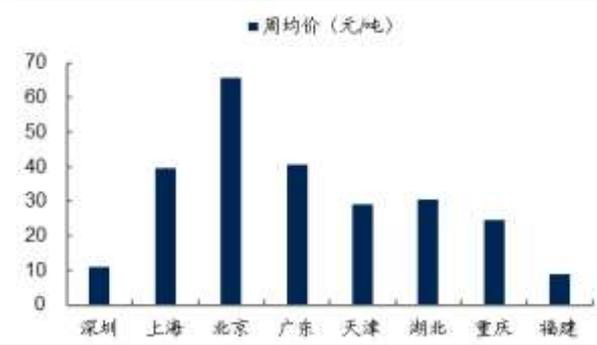
我国碳配额价格远低于其他国际碳市场价格。从各试点 5 月份最新成交均价来看，目前我国碳配额价格在 9-70 元/吨价格范围内波动，其中福建碳价最低，为 9.0 元/吨，北京碳价最高，为 65.8 元/吨。而同期欧盟碳市场配额价格在 50 欧元/吨左右，是我国碳价的 7-50 倍；美国加州 2020 年碳均价为 17.04 美元/吨，为我国碳价的 2-14 倍。

图 31: 各试点碳配额价格变动情况 (元/吨)



资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

图 32: 2021 年 5 月各试点碳配额成交均价 (元/吨)



资料来源: 各试点交易所网站, 国信证券经济研究所整理

从履约情况上看, 各试点城市履约状况良好, 全国性市场蓄势待发。我国不同的碳交易试点城市具有不同的未履约处罚方法, 但从履约率上来看, 除重庆外的 6 个试点城市的历史履约率均在 96%, 国内的碳市场履约机制较为完善。但值得关注的是, 七个试点碳市场的流动性仍然很低, 良好的价格机制尚未形成。这主要表现在总交易量在配额总量中的占比较低, 换手率不到 5%, 每年履约期前一两个月交易量出现爆发式增长, 其他月份交易冷清。因此, 建设全国碳交易市场迫在眉睫, 2021 年开始, 我国进入全国碳交易市场建设阶段。

全国碳交易市场全面启航

2016 年国家发改委发布《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》, 明确全国碳市场第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等八大重点排放行业。2017 年, 国家发改委发布《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》, 提出以发电行业为突破口率先启动全国碳排放交易体系, 并于 2020 年确定纳入配额管理的发电企业名单及机组类别。

表 7: 全国碳市场建设相关政策

政策名称	发布日期	主要内容
国家发改委《关于落实全国碳排放权交易市场建设有关工作的通知》	2015/6/7	各试点省市稳步推进下一阶段试点工作, 完成建立全国碳排放权交易市场各项具体的准备工作, 确保试点与全国的顺利衔接。
国家发改委《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》	2016/1/11	明确全国碳排放权交易市场第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业。
国家发改委《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》	2017/12/18	提出以发电行业为突破口率先启动全国碳排放交易体系, 明确分三个阶段推进碳市场建设工作, 推进区域碳交易试点向全国市场过渡。
国家发改委《2019-2020 年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)》	2020/12/30	确定纳入配额管理的重点排放单位、机组类别; 明确对 2019-2020 年配额实行全部免费分配, 并采用基准法核算重点排放单位所拥有机组的配额量; 明确按照机组 2018 年度供电(热)量的 70%进行配额预分配, 并根据实际量最终核定。
生态环境部《碳排放权交易管理办法(试行)》	2021/1/5	明确全国碳交易市场的重点排放单位、碳排放配额总量确定与分配方案、排放交易、核查与配额清缴规则、监督及惩罚机制等。
生态环境部《企业温室气体排放报告核查指南(试行)》	2021/3/9	规定了重点排放单位温室气体排放报告的核查原则和依据、核查程序和要点、核查复核以及信息公开等内容。
生态环境部《碳排放权登记、交易、结算管理规则(试行)》	2021/5/17	明确全国碳排放权注册登记机构成立前, 由湖北碳排放权交易中心承担全国碳排放权注册登记系统账户开立和运行维护等具体工作; 全国碳排放权交易机构成立前, 由上海环境能源交易所承担全国碳排放权交易系统账户开立和运行维护等具体工作。

资料来源: 国家发改委, 生态环境部, 国信证券经济研究所整理

根据 2021 年 1 月, 生态环境部发布《碳排放权交易管理办法(试行)》, 全国碳市场第一个履约周期正式启动。此次履约周期时间为 2021 年 1 月 1 日至 12 月 31 日, 根据属于全国碳排放权交易市场覆盖行业、年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量两个原则, 共纳入全国 2225 家发电企业, 碳排放配额分配以免费分配为主。2021 年 5 月生态环境部印发《碳排放权登记、交易、结算

管理规则（试行）》，明确了登记、交易、结算等规则，全国碳交易市场版图已经明晰：

- 1、**覆盖范围：**以发电行业为突破口率先启动全国碳排放交易体系，第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等八大重点排放行业。第一个履约周期根据属于全国碳排放权交易市场覆盖行业、年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量两个原则，共纳入全国 2225 家发电企业，覆盖约 40 亿吨 CO₂ 排放，覆盖比例达到 40%，将成为全球第一大碳交易市场。
- 2、**分配方式与方法：**碳排放配额分配以免费分配为主，可以根据国家有关要求适时引入有偿分配。发电行业分配方法为基准值，分为 300MW 以上机组、300MW 以下机组、非常规机组、燃气机组四类，供电基准值分别为 0.877、0.979、1.146、0.392 tCO₂/MWh，燃煤机组供热基准值为 0.126 tCO₂/MWh，燃气机组供热基准值为 0.059 tCO₂/MWh。

表 8：2019-2020 年各类别机组碳排放基准值

机组类别	机组类别范围	供电基准值 (tCO ₂ /MWh)	供热基准值 (tCO ₂ /MWh)
I	300MW 等级以上常规燃煤机组	0.877	0.126
II	300MW 等级以下常规燃煤机组	0.979	0.126
III	燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组(含 燃煤循环流化床机组)	1.146	0.126
IV	燃气机组	0.392	0.059

资料来源：生态环保部，国信证券经济研究所整理

调节机制灵活：重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴，抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%。相关规定由生态环境部另行制定。用于抵销的国家核证自愿减排量，不得来自纳入全国碳排放权交易市场配额管理的减排项目。当交易价格出现异常波动触发调节保护机制时，生态环境部可以采取公开市场操作、调节国家核证自愿减排量使用方式等措施，进行必要的市场调节。

- 3、**惩罚机制：**重点排放单位未按时足额清缴碳排放配额的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正，处二万元以上三万元以下的罚款；逾期未改正的，对欠缴部分，由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门等量核减其下一年度碳排放配额。

欧盟碳交易市场发展对中国的几点启示

对比中欧碳排放权交易市场建设状况，欧盟排放交易体系建于 2005 年，是目前全球最大的排放交易体系，占国际碳交易总量的四分之三以上。中国碳排放交易市场试点成功，正开展全国建设，中欧领土面积上二者相似，GDP 总量相仿（2019 年数据），也都存在着区域发展不均衡的问题，因此欧盟的碳交易体系建设经验对于我国有重要的参考意义。

- **完善碳金融体系，丰富碳金融产品。**随着中国各试点碳市场的发展，北京、深圳、上海、广东等碳交易所也进行了碳金融产品方面的创新，但由于市场和监管的制约，试点碳金融产品的交易和使用并不活跃，碳金融产品的创新往往停留在首单效应。参照欧盟碳金融体系特点，我国应加强全国碳排放交易市场的流通性，增强碳金融产品的市场需求，同时相较于欧盟碳市场，试点碳市场的碳金融创新还处于萌芽状态，应继续探索成熟的碳期货产品。
- **设置必要调节机制，防范配额总量超额。**欧盟碳市场的多项改革措施都致力于解决碳配额的供求失衡，直到市场稳定制度的公布，使市场的配额供求有了可观的把握，碳价也进入稳定上涨通道。因此，中国在全国碳市场

建立时可以借鉴欧盟的相关配额储备制度，设置类似的柔性机制，实现配额总量适度从紧，确保碳价稳定在可观水平，促使企业从被动履约过渡到主动减排。

- **关注 CCER，拓宽自愿减排项目渠道。**中国已做出“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”的承诺。碳中和目标下，新能源项目将迎来高速发展，能源脱碳背景下，CCER 将成为国内碳交易的热点。依据欧盟碳市场的实际运行经验，碳市场会采取限制措施避免过多的 CCER 对碳市场的冲击，立足国情，我国应尽快明确 CCER 规则。

中国碳市场预测及受益行业梳理

中国碳市场的若干预测

2019 年，欧盟 27 国温室气体排放总量为 37.5 亿吨 CO₂e，欧盟碳市场交易量为 67.8 亿吨二氧化碳，交易换手 1.8 次；交易额达到 1689.7 亿欧元，平均成交价格 24.9 欧元/吨，约为罚款（100 欧元/吨）的 1/4。

我们认为碳交易中的价格基本满足 CCER 价格 < 碳配额交易价格 < 减排成本 < 罚款的经济规律。考虑到我国碳交易市场开启初期，惩罚机制较为温和，平均成交价格应该略高于当前试点市场，预测约为 20-30 元/吨；初期覆盖 CO₂ 排放量约为 40 亿吨，约为 9 个试点省市覆盖范围的 3 倍，2019 年全国 9 个碳市场总交易量 1.31 亿吨，预计全国碳交易市场初期年交易量约为 4 亿吨。因此，我们预计全国碳交易市场初期年成交额可达约 100 亿元。随着市场的完善、覆盖范围的增加，交易将越来越活跃，2030 年全国碳交易市场交易或将达到 1000 亿以上规模。

受益行业梳理

我们的投资策略是按照两条路径挖掘：1、实现碳中和带来的行业增量：节能减排、碳吸收、新能源产业链条；2、碳交易影响排放大户行业供需格局和价格，从而带来龙头集中效应。

1、节能减排：降低单位 GDP 能耗促进合同能源管理快速发展。2020 年，我国单位 GDP 能耗为 0.57 吨标准煤/万元，同比下降 2.6%；同期，美国、法国、德国、日本、英国分别为 0.27、0.19、0.19、0.19、0.14 吨标准煤/万元。预计 2030 年、2060 年我国单位 GDP 能耗分别降至 0.36、0.15 吨标准煤/万元。这将大力促进合同能源管理（EMC）的发展，2019 年末，节能服务市场规模达到 5222 亿元，预计 2030 年市场规模将达到 1.5 万亿元。

南网能源：背靠南方电网，是一家专注综合能源业务的公司。公司从事的工业节能业务和综合资源利用业务涉及通过利用分布式光伏、余热余压、煤矿瓦斯、生物质及农光互补等新能源发电形式为客户提供节能减排服务或提升资源利用率。截至 2020 年 12 月 31 日，公司工业节能服务、综合资源利用等业务中在运营的发电项目共 174 个，总装机容量约 1,196.37MW。2020 年，营业收入 20.09 亿元，同比增长 33.18%；利润总额 4.73 亿元，同比增长 46.57%；归属于上市公司股东的净利润 3.99 亿元，同比增长 44.29%；ROE 为 9.3%，净利率 21.1%。

涪陵电力：背靠国家电网，主营电力供应业务、配电网节能业务。配电网节能业务主要是针对配电网节能降损提供节能改造和能效综合治理解决方案。主要包括配电网能效管理系统、多级联动与区域综合治理、配电网节能关键设备改造等。主要采用合同能源管理（简称 EMC）模式，为用户提供节能诊断、改造

等服务，并以节能效益分享等方式回收投资和获得合理利润。2020年，公司实现营业收入 26.54 亿元，同比增长 1.2%；利润总额 4.31 亿元，同比增长 3.5%；净利润 4.01 亿元。同比增长 1.0%；ROE 为 19.8%，净利率 15.1%。

2、新能源产业链：

“碳中和”确立新能源高增赛道。“双碳”背景下，我们测算 2020-2025 年，风电、光伏发电量 CAGR 分别为 16%、20%；2020-2030 年风电、光伏发电量 CAGR 分别为 12%、17%；2020-2060 年风电、光伏发电量 CAGR 分别为 6%、8%，同期 GDP 年均复合增速预计为 3.3%左右，新能源发电行业将成为确定的高增速行业。新能源发电的发展将带动发电运营商、发电设备、设计服务、工程 EPC 的高速发展。

技术持续进步，成本稳步下降。2010-2019 年，我国陆上风电平均装机成本由 1482 美元/kW 下降为 1222 美元/kW，下降 18%；LCOE（平准化度电成本）由 0.07 美元/kWh 下降至 0.047 美元/kWh，下降 33%；大直径和大容量风机提升发电效率，主流风机单机容量不断提升，单瓦价格呈下降趋势。2010-2019 年，我国光伏发电平均装机成本由 3947 美元/kW 下降为 794 美元/kW，下降 80%；LCOE（平准化度电成本）由 0.301 美元/kWh 下降至 0.054 美元/kWh，下降 82%；光伏电站造价将随电池转换效率提升而持续降低，CPIA 在《中国光伏产业发展路线图（2020 年版）》中预测，2020-2030 年，PERC P 型单晶电池效率将从 22.8%提升至 24.1%，N 型单晶异质结电池效率将从 23.8%提升至 25.9%；之电池转换效率提升，我国地面光伏系统初始全投资也将从 2020 年的 3.99 元/W 降至 2030 年的 3.15 元/W。

新增项目带来稳定现金流，金融支持政策盘活存量应收账款。可再生能源发电补贴政策坚持以收定支原则，新增项目不新欠，带来稳定现金流；2021 年 3 月，国家发展改革委等五部门联合印发《关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》提出，各类银行金融机构均可在依法合规前提下向具备条件的可再生能源企业在规定的额度内发放补贴确权贷款，并通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本。以龙源电力为例，为了盘活存量资产，公司成功发行一期、二期 ABS，分别募集人民币 7.13、10.3 亿元；通过保理等业务，2020 年出表 34.4 亿元。随着新建平价/竞价机组的投产，ABS、保理、确权贷款等金融工具的利用，新能源运营商的现金流将迎来改善。

龙源电力：背靠国家能源集团，是一家以开发运营新能源为主的大型综合性发电集团，拥有风电、光伏、生物质、潮汐、地热和火电等电源项目，业务分布于国内 32 个省区市以及加拿大、南非、乌克兰等国家。截至 2020 年底，控股装机 2468.1 万千瓦，其中风电 2230.3 万千瓦，火电 187.5 万千瓦，光伏 44.3 万千瓦，地热、潮汐、生物质 6 万千瓦。自 2015 年以来，公司风电装机稳居世界第一，已成为世界第一大风电运营商。2020 年，公司克服疫情影响，实现营收 286.7 亿元，同比增长 4.1%；经营利润 100.6 亿元，同比增长 1.1%；归母净利润 47.3 亿元，同比增长 9.3%；ROE 为 8.6%，净利率为 19.8%。

三峡能源：背靠三峡集团，主营业务为风电、光伏以及中小水电。截至 2021 年 4 月，该公司累计装机规模超过 1600 万千瓦，其中风电装机量为 880 万千瓦，光伏装机量约 700 万千瓦，中小水电装机量约 22 万千瓦。公司具有资金优势、技术优势、资源优势显著。

苏文电能：公司紧紧围绕电力服务，依托电力设计优势打造 EPCO 全产业链布局，逐步构建起集设计咨询（E）、设备服务（P）、安装建设（C）以及智能运维（O）为一体电能综合服务模式。“双碳”目标下新型电力系统建设，为相关行业发展提速，电力勘测设计及 EPC 企业正发展成为 EPCO 综合电力服务商，将是重要受益对象。2020 年，公司营业收入 13.7 亿元，同比增长 38.2%；利润总额 2.8 亿元，同比增长 83.9%；归母净利 2.4 亿元，同比增长 86.5%；ROE

为 39.8%，净利率为 17.4%。

永福股份：公司为客户提供电力能源系统集成解决方案和服务，服务涵盖能源与电力工程投资、规划咨询、勘察设计、工程建设、软件开发、运维管理等电力全生命周期。2020 年 12 月宁德时代新能源科技股份有限公司入股公司，将发挥联动效应，开展“光伏+储能”核心技术研发，提供具有竞争力的综合智慧能源系统集成和整体解决方案。2020 年，公司营业收入 9.8 亿元，同比下降 31.9%；利润总额 0.6 亿元，同比下降 32.7%；归母净利 0.5 亿元，同比下降 30.4%；ROE 为 5.0%，净利率为 4.9%。

3、“负碳”科技—CCUS 和 BECCS：CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）是指将二氧化碳从排放源中分离后或直接加以利用或封存，是一项拥有“负碳”科技的碳吸收工业过程；BECCS 是一项将生物质燃烧或转化过程中产生 CO₂ 进行捕集和封存，实现捕集的 CO₂ 与大气的长期隔离的碳吸收工程。据国际能源署报告，为实现净零碳排放，2018 年到 2060 年间，全球需要 CCSU 解决 1150 亿吨的二氧化碳排放，到 2030 年，CCUS 项目必须担负每年减缓 15 亿吨的排放量。目前，CCUS 成本较高，典型的火电厂进行碳捕集成本大约在 300-500 元/吨，驱油封存成本约在 120-800 元/吨，咸水层封存的成本约为 249 元/吨。以华能集团上海石洞口项目为例，安装 CCUS 运行时的发电成本较之前提升 0.24 元/kwh。但预计随着全国示范项目的扩大，低成本、低能耗的 CCUS 技术体系和产业集群有望加速建成；此外，国家加大对电力和建筑行业捕碳、储碳环节的税收抵免也是另一个可行路径。

蓝晓科技：公司主营业务是研发、生产和销售吸附分离材料以及围绕吸附分离材料核心形成的应用工艺技术、配套系统装置、技术服务，为下游客户提供一体化的柔性解决方案。公司是行业内唯一提供“材料+设备”的整体解决方案供应商，产品广泛应用于湿法冶金、生物医药、食品加工、环保、化工、超纯化、水处理等领域，市场覆盖中国、美洲、欧洲、东南亚等区域。2020 年，公司实现营业收入 9.23 亿元，同比下降 8.82%；实现归属于上市公司股东的净利润 2.02 亿元，同比下降 19.59%；ROE 为 14.9%，净利率为 21.90%。

风险提示

疫情影响；碳交易相关政策不及预期；减排力度不及预期；电价下行；新能源补贴拖欠；上游材料价格大幅上涨。

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	2020
600905	三峡能源	买入	6.89	0.18	0.15	0.22	54.9	45.9	31.3	3.0
00916	龙源电力	买入	13.40	0.71	0.93	1.05	22.8	14.4	12.8	1.7
600900	长江电力	无评级	20.64	1.19	1.14	1.2	17.4	18.1	17.2	2.7
02688	新奥能源	买入	150.00	6.75	7.8	8.89	26.8	19.2	16.9	4.7

数据来源：wind、国信证券经济研究所整理

注：长江电力、新奥能源暂采用 Wind 一致预期

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032