

中国与欧盟碳市场建设理念与实践比较研究： 历史沿革、差异分析与决策建议

文 亚¹, 张 弢²

(1. 全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院, 北京 100031;

2. 清华大学人文学院, 北京 100084)

摘 要: 全球越来越多国家利用市场机制作为治理气候环境的重要工具, 推动了碳排放权交易市场的快速发展。迄今为止, 欧盟碳市场减排成效最显著, 交易规模最大; 中国在提出双碳目标后也加速启动了全国碳市场建设。在梳理欧盟与中国碳市场的历史沿革与发展状况的基础上, 聚焦碳市场设计的关键环节进行比较分析, 剖析市场设计差异背后的深层原因, 以期对中国碳市场今后的发展提供建议。中国的碳市场必须在经济发展与碳减排之间找到恰当的平衡点, 逐步优化产业结构, 激励行业绿色技术升级替代与低碳转型, 以较小的社会成本实现减排效益的最大化, 提高碳市场在实现国家碳达峰目标及碳中和愿景中应发挥的作用。

关键词: 碳市场; 碳减排; 中国碳市场; 欧盟碳市场; 碳排放权交易机制

中图分类号: F410 **文献标识码:** A **文章编号:** 1005-0566(2023)05-0012-11

Comparative study on the concept and practice of China and EU carbon market: Historical evolution, difference analysis and decision-making suggestions

WEN Ya¹, ZHANG Tao²

(1. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Beijing 100031, China;

2. School of Humanities, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: More and more countries use market mechanisms as an important tool for climate and environmental governance, which has promoted the rapid development of the emissions trading markets around the world. Among them, the EU ETS has by far the best emission reduction effect and the largest scale of transactions. China has also accelerated the construction of a national carbon market after proposing its carbon peaking goal and carbon neutrality vision. This article systematically introduces the historical evolution and development of the EU and China's carbon markets, conducts a comparative analysis of the two markets by focusing on the key aspects of a market design. It also analyzes the underlying reasons behind the differences in market design, with a view to providing suggestions for the future development of China's carbon market. The conclusion shows that the construction of China's carbon market must find an appropriate balance between economic development and carbon emission reduction. In this way, the carbon market mechanism can gradually optimize the industrial structure, encourage the industry to upgrade and replace green

收稿日期: 2022-09-14 修回日期: 2023-04-17

基金项目: 国家社会科学基金重大项目“环境史及其对史学的创新”(16ZDA122); 清华大学基础文科发展项目。

作者简介: 文亚(1980—), 男, 北京人, 全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院研究员, 博士, 研究方向为能源与环境金融、碳市场、电力市场。

technologies and achieve low-carbon transformation, maximize emission reduction benefits at a small social cost, and help achieve the national carbon peaking goal and carbon neutrality vision.

Key words: carbon market; emission reduction; China; EU ETS; emission trading mechanism

一、研究的缘起

气候变化问题长久以来受到全世界的广泛关注,已成为当今影响人类社会且亟待解决的重大事项。联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)作为气候变化评估最为权威的机构,在其2021年8月发布的第六次评估第一工作组报告中,进一步强调人类活动产生的碳排放影响全球气候变暖,是毫无争议的事实^[1]。

降低人类活动产生的碳排放刻不容缓,各国政府在联合国推动下于1992年共同签署了《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC),此后又陆续出台了《京都议定书》《Kyoto Protocol》(1997年)与《巴黎协定》《Paris Agreement》(2015年)等一系列具备法律约束力的国际条约,推动国际社会应对气候变化的行动不断走向新高度。《京都议定书》首次提出了碳交易模式,倡议构建碳市场,并于2005年正式实施,旨在以市场机制实现各国碳减排,推动碳交易在全球范围的开展。此后,欧盟、澳大利亚、美国、加拿大、日本、韩国、新西兰、哈萨克斯坦、中国等主要排放国家及地区相继构建碳市场,开展碳排放权交易,部分国家还实现了碳市场的联合。

在上述碳市场中,欧盟碳市场(EU ETS)与中国碳市场具有较强的代表性,两个市场均以覆盖碳排放占比高、市场规模大、对全球碳减排影响力广为特点。欧盟于2005年《京都议定书》生效时,同时启动了欧盟碳市场,经过17年的发展完善,至今已形成全球交易规模最大、市场活跃度最高的碳市场。期间,欧盟进行了一系列市场改革,积累下较为丰富的经验。中国的全国碳市场于2017年年底宣布启动,于2021年7月正式开展市场交易,未来仍将面临一系列的挑战^[2],也必将经历一个

逐步走向完善的过程。将中国与欧盟这两个具代表性的市场进行比较分析,参考成熟市场的成功经验,并结合中国国情提出适合自身发展的政策建议,既有学术性也有现实意义和实践价值。

二、欧盟与中国碳市场发展情况

(一) 欧盟碳市场

欧盟于2003年10月出台了《欧盟排放权交易体系指令》^[3]的基础性法律文件,并于2005年启动了欧盟碳市场。其市场设计遵循“总量控制及交易”原则,在对碳排放总量设置绝对上限的基础上,允许排放者相互之间开展碳排放权的自由交易,实现碳排放资源的自由流通配置。欧盟碳市场覆盖欧盟27个成员国^①以及挪威、冰岛和列支敦士登共计30个欧洲国家,即欧洲经济区的全部成员国。碳市场管控超过1.2万个固定排放设施,覆盖欧盟约50%的温室气体排放。市场覆盖了电力、石油、钢铁、水泥、玻璃及造纸等排放密集型行业部门,管控的温室气体主要涵盖二氧化碳(CO₂)、氧化亚氮(N₂O)及全氟化物(PFCs)^②。

欧盟碳市场经历过3个发展阶段。第一阶段(2005—2007年)为试运行阶段。主要目的是测试市场运行效果。这个阶段欧盟对控排企业几乎免费发放全部的碳配额。企业在每年的履约初期获得数量充足的免费配额,并在履约末期将与该履约年排放数量相等的配额进行上缴。若企业实际排放数量超过所获得的配额数量,又没有及时在市场上购买额外配额,导致无法履约,将面临40欧元/t碳的违约罚款。试运行阶段的市场盈余配额不能转存到下一期使用。

第二阶段(2008—2012年)为发展完善阶段。欧盟通过增加市场覆盖国家范围^③,扩大市场管控

① 英国于2020年1月脱欧,同时退出欧盟碳市场。但以下涉及欧盟碳市场的政策演变特别是历史数据分析中,研究对象仍包含英国。

② 各类温室气体最终需折算为相应数量的二氧化碳当量,记为CO₂e。

③ 第一阶段覆盖了当时的欧盟27个国家,第二阶段新增了挪威、冰岛、列支敦士登。

的温室气体种类^④,丰富交易品种^⑤,市场交易规模进一步扩大^[4]。此阶段 10% 的配额以有偿拍卖的方式发放给控排企业,所得收入用于支持欧盟的应对气候变化行动。欧盟大幅提升未履约的罚金,从原先的 40 欧元/t 碳提高到 100 欧元/t 碳。

第三阶段(2013—2020 年)为全面运行阶段。该阶段市场覆盖国家^⑥、覆盖气体^⑦、管控行业^⑧进一步扩大。欧盟推动了一系列改革措施。首先,由原先各成员国制定分配方案的方式转变为由欧盟设立统一的配额总量,配额数量以每年 1.74% 线性递减。其次,进一步削减免费配额的比例,取消了电力行业的全部免费配额。再有,推动市场改革,从 2019 年开始,欧盟实施市场稳定储备计划(MSR),通过建立碳配额池,每年自动调节市场中流通配额的总量,调整市场供需平衡。

目前,欧盟碳市场运行已进入第四阶段(2021—2030 年)。2021 年 7 月,欧盟委员会公布了名为“Fit for 55”的一揽子气候计划,广泛包含能源、工业、交通、建筑等部门在内的 13 项改革提案,其中若干项提案涉及欧盟碳市场改革^⑨。首先,欧盟大幅提升了碳市场减排目标。原定目标是到 2030 年,与 2005 年相比,碳市场实现减排 43%,新目标则提高至 61%,为此欧盟调整了每年配额总量递减比例,由原来每年 1.74% 调整为 2.2%。其次,进一步扩大碳市场覆盖行业范围。欧盟提议将碳市场扩展至航运、建筑供暖及公路运输部门,从 2026 年起将航运纳入欧盟碳市场,并设立单独市场完成建筑供暖及公路运输这两个部门的企业履约。再有,调整现有市场分配方式。欧盟长期以来为钢铁、水泥、铝和化肥等能源密集型工业行业免费配发大量碳配额,降低“碳泄漏”风险。但从 2026 年起,欧盟计划将逐年减少上述行业的免

费配额,直至 2035 年前完全取消免费配额,并同时提出建立碳边境税机制,要求欧盟以外的企业在进口产品时支付相应的产品碳排放费用,以保护本土企业的市场竞争力。

(二) 中国碳市场

中国碳市场从发展进程上看可分为试点市场与全国市场两个阶段,2011—2017 年为试点碳市场时期。根据 2011 年国家发展改革委《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》要求,深圳碳市场于 2013 年 6 月启动,随即一年内上海、北京、广东、天津、湖北、重庆试点市场相继建立,到 2016 年新增福建碳市场,全国试点碳市场增至 8 家。截至 2020 年年底,试点碳市场共覆盖全国超过 3 000 家重点排放单位,管控范围包含电力、钢铁、化工、石化、水泥、有色、建材、造纸等 20 余种行业,覆盖年排放量超过 20 亿 t。试点市场履约率历年来一直保持在较高水平,为全国碳市场的筹备建设提供了宝贵经验^[5]。

2017 年 12 月,全国碳市场宣布正式启动。全国碳市场围绕碳排放监测、报告、核查制度建设等方面全面推进。2021 年 1 月,生态环境部发布《碳排放权交易管理办法(试行)》,标志着全国碳市场进入第一个履约周期。之后,生环部陆续发布《企业温室气体排放报告核查指南(试行)》《碳排放权登记管理规则(试行)》《碳排放权交易管理规则(试行)》和《碳排放权结算管理规则(试行)》,对碳市场核查、交易和履约的关键性、原则性规则进行了明确说明。全国碳市场于 2021 年 7 月正式开展交易,初期只纳入电力行业,管控全国 2 160 家发电厂,覆盖碳排放量约 45 亿 t。全国碳市场建立后,不再新增地方市场,现有 8 家试点碳市场仍然保留,未来一段时期内将与全国市场并行。

④ 第一阶段只管控二氧化碳,第二阶段新增了氧化亚氮。

⑤ 分别新增了《京都议定书》下的清洁发展机制(CDM)中的核证减排量(CER),以及联合履行机制(JI)中的减排单位(ERU)。

⑥ 克罗地亚于 2013 年 7 月加入欧盟,随即加入欧盟碳市场。

⑦ 覆盖温室气体又纳入了全氟化物(PFCs)。

⑧ 航空业从第三阶段被纳入市场管控范围,仅限于管理欧盟内部航线的碳排放。

⑨ 具体内容参见 Council of the European Union, Fit for 55 package, 2021. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14585-2021-INIT/en/pdf>。

全国碳市场在国家提出碳达峰、碳中和目标的背景下加速启动,不断推动市场政策、机制设计、能力建设等方面的进一步完善。为加强碳排放权交易的立法保障,生态环境部将联合司法部,推动更高层级的法律文件《碳排放权交易管理暂行条例》出台,完善市场相关技术法规、标准、管理体系。在市场覆盖范围方面,全国市场将按照成熟一个纳入一个的原则,在确保发电行业健康运行后,进一步扩大行业范围至石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空等部门。在能力建设方面,我国于2021年3月将碳排放管理员列入《中华人民共和国职业分类大典》,通过设置有针对性的专门培训课程,为各级生态环境主管部门、技术服务机构和相关行业企业建设人才队伍。

三、欧盟与中国碳市场设计比较分析

(一) 市场设计核心要素

碳市场是利用市场机制解决环境污染问题的实践活动。在Dales^[6]最早提出的排放权交易理论中,环境管理者向污染排放者发放一定数量的排放权,并允许污染排放者相互之间进行排放权的交易,通过市场自由流通生成价格信号,达到资源的最优配置。这个理论最早被用于美国的“酸雨计划”(Acid Rain Program),用以指导美国国内发电厂二氧化硫的排放控制,取得了较好的效果。在此之后,欧盟利用这个机制控制二氧化碳为主的温室气体排放,形成了全球交易规模最大、市场流动性最高的碳市场。

碳市场本质上是一种政策工具,其设计是一个系统性工程,完善的市场设计不仅能对一国的碳减排作出贡献,也会对本国的环境治理、经济建设及社会发展带来显著成效,助推经济转型与可持续发展。在碳市场具体设计中^[7-8],需结合国家经济产业结构、气候环境条件、政策环境、法律体系框架,乃至社会民生的实际情况量体裁衣。学术界虽然对全国碳市场的设计已有相关研究^[9-10],但尚且缺乏比较视角之下的市场设计分析以及原因诠释。本文聚焦碳市场设计的核心环

节,分别从总量设定、配额分配、市场交易、市场履约及调节机制着手开展比较分析,并剖析两个市场设计差异背后的深层原因。

(二) 市场设计比较及影响分析

1. 总量设定

欧盟碳市场采用绝对总量的设定,其总量上限由欧盟的长期减排目标决定。欧盟根据其长期减排目标首先划定碳市场在其中承担的减排任务,由此制定出目标年份碳市场所承担的排放总量上限,再根据当前市场配额数量划分出市场配额逐年递减的额度。图1展示了欧盟碳市场配额总量的设定原理。

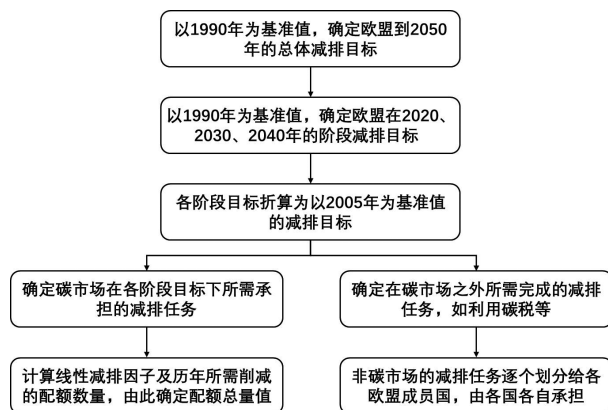


图1 欧盟碳市场配额总量的设定原理

中国碳市场采用相对总量的设定,实施的是基于强度的碳排放权交易,其目的是降低经济活动中的碳强度,而非直接减少碳排放量。我国的配额总量采用企业—本省—国家逐级上报方式,省级生态环境主管部门根据本省内重点排放单位的实际产出量,结合配额分配方法及碳排放基准值核定排放单位的配额数量再进行加总,形成省级行政区域配额总量,将各省级行政区域配额总量加总,最终确定全国配额总量^⑩。

从设计思路看,中国碳市场实际上是一种多行业可交易的碳排放绩效标准^[11],这是我国碳市场与其他主要国家碳市场最显著的设计差别。对各阶段设置绝对总量即确定了分阶段的减排任务,因而可以制定出明确的减排路径,再利用市场

⑩ 参见生态环境部《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)》,条款三。

机制实施碳减排,可精确把控减排效果。而设置相对总量则是确定了一个可估算的、有一定浮动区间的配额总量,其减排效果不可提前精确预估^[12],因而也无法制定出清晰的减排路径,但优势是企业履约所需的排放量可根据实际经济环境调整,以更为灵活的总量设置降低社会履约成本^[13]。碳排放强度与碳减排量之间存在一定的关联关系,即便在碳强度目标达成的条件下仍需计算评估实际减排效果。在实践中,存在因经济产出增加而导致减排效果达不到预期目的的风险。

2. 配额分配

欧盟碳市场对电力行业准入门槛设置为规模在 20 MW 以上的燃烧设施。对管控行业的配额分配采用免费与有偿相结合的方式。“祖父法”具备操作性较好的特点^[14],因此欧盟在第一、第二阶段的免费分配采用以“祖父法”为主^①,逐步扩大基准线法所占配额比例的做法,同时引入一定比例的配额有偿拍卖。在第三阶段,欧盟大规模实施配额有偿拍卖,对电力行业实行全额拍卖,并进一步提高了工业行业的有偿拍卖比例,但对有“碳泄漏”风险的行业仍保留了相当高比例的免费配额。此外,欧盟将行业基准线法确定为计算各行业配额比例的主要方法^[15]。

中国全国碳市场成立初期只将发电行业纳入管控对象,市场准入门槛设置为年排放达到 2.6 万 t 二氧化碳当量(即综合能源消费量约 1 万 t 标准煤)及以上的企业。配额分配方式以免费分配为主,采用基准线法核定排放机组的配额量,提出根据国家有关要求适时引入有偿分配。不同于欧盟碳市场一次性对配额的分配措施,中国碳市场加入了预分配流程,由省级生态环境主管部门根据配额计算方法对发电机组按照年度供电量的 70% 进行配额预分配,在完成年度碳排放数据核查后,再按机组年实际供电量对配额进行最终核定,多退少补。

与欧盟相比,中国利用电力行业数据基础较

好的优势,在全国碳市场直接采用基准线法,是一种类似于向行业排放技术最先进的梯队看齐的方法,企业配额获得量由行业整体排放强度为基准,设备先进、排放强度低的企业获得更多的配额收益,相比于“祖父法”有更强的减排激励作用。但在分配方式上,中国全国碳市场虽提出适时引入有偿分配^②,但并未出台具体规定,在实际运行时仍采取免费分配的方式,存在对排放企业过度补偿的风险^[16]。免费分配虽然是在一级市场的配额发放,但由于缺乏有偿拍卖机制,实际碳价格是在二级市场通过交易形成的,这使得价格的形成仅依赖二级市场的流动性,若是在配额超发严重时,控排企业对配额的需求量降低,会导致市场流动性不足、交易意愿低迷的情况,从而造成价格风险。

3. 市场交易

欧盟碳市场主要交易产品包括一般碳配额(EUA)、航空业碳配额(EUAA),和与抵消机制相关的核证减排量(CER)和减排单位(ERU)的现货产品,以及和上述产品相关的远期、期货、期权、互换等金融衍生品;在交易主体方面,除了履约企业外,允许金融机构与个人投资者参与;在交易方式方面,通过建立一级市场组织碳配额的拍卖,也在二级市场通过场内交易所挂牌及场外协议完成配额的再分配。

中国全国碳市场初期仅以碳配额现货(CEA)为主要交易标的,允许使用部分国家核证自愿减排量(CCER)作为碳配额的抵消量;在《管理办法》中明确了市场交易主体是重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和个人,但对后者并未给出明确的市场准入规则,在实际交易中只有控排企业参与;交易方式采取挂牌协议交易、大宗协议交易及单向竞价的方式,由于尚未开展配额有偿拍卖,交易实际仅发生在二级市场中,交易机构对碳配额的价格实行涨跌幅限制制度,规定挂牌协议交易的成交价格在上一个交易日收盘价的

① “祖父法”指根据控排企业的历史碳排放量确定其在总碳排放权分配中的份额。

② 参见《碳排放权交易管理办法(试行)》第十五条。

±10% 浮动,大宗协议交易的成交价格在上一个交易日收盘价的 ±30% 浮动^⑬。此外,根据监管机构的要求,全国碳市场采用的是 T+5 交易模式^⑭,即非连续的交易模式。

中国碳市场现阶段对发展金融市场持稳妥推进的态度,对价格涨跌、交易主体及交易模式都规定了限制措施,对价格浮动设置上、下限能够在价格出现大幅震动时降低市场风险,进而减小对减排效果的波动影响^[17]。相比之下,欧盟碳市场更加侧重发挥其金融属性,对市场价格变动不进行过多的直接干预,对参与主体及交易模式设计上也更灵活多样。开发多元化的金融衍生产品更加利于社会资本加入,提高市场流动性,形成较为稳定的价格预期。同时,市场金融化程度高,给企业更多以金融方式配置资产的可能性,利用金融衍生产品为市场风险管理提供了工具。但金融市场复杂程度远超一般性市场,对企业的相关能力建设也提出更高要求,金融工具带来更加复杂的交易策略及资产组合和方案,一般传统控排企业与金融机构相比并不具备在金融交易领域的优势,容易在复杂的交易环境中处于不利地位,从而造成经营损失。

4. 市场履约

欧盟碳市场形成完整的履约闭环,见图 2。控排企业需在每年 4 月底上缴上一年度的配额,并可“储存”或“预借”碳配额。储存即企业在当年获得的碳配额允许转存至下一个交易周期使用,这赋予了碳配额可以被储存的特性。同时,由于在履约环节企业于每年 2 月底获得当年所需免费配额,并于 4 月底执行对上一年度的配额清缴,这使得获得免费配额的控排企业可以通过使用当年的配额量抵充上一年的排放量,实现配额的预借。

中国碳市场已执行两个完整的履约周期,履约流程见图 3。我国在 2021 年全国碳市场启动后

先执行 2019—2020 年的碳配额清缴,即履约期定为两年,具体规定各省份需在当年 12 月 15 日前完成过去两年 95% 的重点排放单位的配额履约,12 月 31 日前全部重点排放单位完成配额履约。

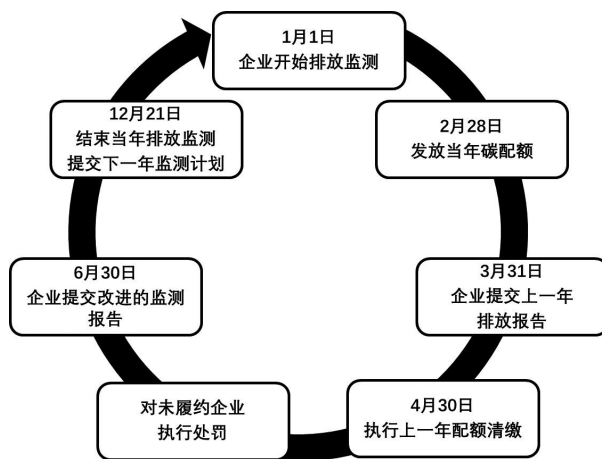


图 2 欧盟碳市场履约流程^⑮



图 3 我国碳市场首个履约周期的履约流程^⑯

中国碳市场要求配额清缴的时间截点定在次年的 12 月底,在目前的政策中尚未明确剩余配额是否可以无限期储存。从 2021 年的相关规则看,从企业排放数据的核查及上报到要求清缴的时间间隔为 6 个月左右,与欧盟相关机制设计相比,控排企业在最终确定自身碳排放水平后有更为充足的时间筹备清缴。两年期的履约时间也使履约主体有更为充分的时间准备。一方面,企业获得更多的灵活性开展碳资产管理,有较充足的时间配置资产,可降低管理成本与投资成本;另一方面,履约企业不会被迫强制在一个较短时间内集中购买碳配额,有利于减小市场价格波动,维护市场稳定。

⑬ 参见上海环境能源交易所《关于全国碳排放权交易相关事项的公告》。

⑭ 根据《国务院办公厅关于清理整顿各类交易场所的实施意见》第二条第三款规定。

⑮ 根据欧盟官网与《EU ETS Handbook》整理获得。

⑯ 根据生态环境部《碳排放权交易管理办法(试行)》《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)》《关于加强企业温室气体排放报告管理相关工作的通知》等材料整理获得。

对于到期未履约的控排企业,两个市场也均有明确的处罚措施。欧盟目前对企业的每 t 超额排放征收 100 欧元罚金。同时,对拖欠的配额实行追缴,超额的排放量将从企业第二年的配额中扣除。此外,欧盟将公布违规企业名单。中国全国碳市场对未履约行为的处罚有明显不同,对未按时履约的企业由相关地方生态环境主管部门责令限期改正,并处 2 万元以上 3 万元以下的罚款;逾期未改正的企业所欠缴的配额将在下一年度碳排放配额发放中等量核减。

未履约处罚机制设计的差异对控排企业形成不同的约束力,欧盟碳市场罚金数量与超额排放量挂钩,排放超额越多所面临的罚金额度越高。这样,理性的企业会选择从市场购买配额而规避罚金,以此降低未履约行为而承担更高的市场成本。中国碳市场对未履约行为采用固定罚金的方式,当企业面临偏高的市场碳价格及较高数量的未履约碳排放量时,可选择放弃对超额部分的履约而直接缴纳罚款。以此作为一种成本更低的应对方式,使得罚金机制成为企业短期应对价格变动的一种非常规措施,并不利于维护市场秩序。

5. 调节机制

调节机制是指当市场出现异常、价格严重波动时,通过市场规则稳定价格走势,恢复市场秩序的保护手段。调节机制可以是政府对市场的直接行政干预,也可以通过预先制定规则对碳交易价格或者排放权数额进行调整,最终目的是保证市场供需的动态平衡,维持价格稳定。

欧盟碳市场建立了配额拍卖削减及市场稳定储备机制作为市场供需调节的工具。欧盟碳市场在进入第三阶段后,市场过剩配额已超过 10 亿 t,导致碳价持续低迷。于是采取以下两项措施调整市场供需:一是削减了 2014—2016 年的 9 亿 t 配额拍卖量,在未来分阶段返还给市场;二是从 2019 年开始实施市场稳定储备机制,通过建立一个碳配额储备池,将市场过剩配额临时储存并冻结,在

市场配额短缺时再释放回市场,以此调整配额拍卖量的供给,确保碳价格的长期稳定和逐步走强。

中国全国碳市场规定,当交易价格出现异常波动而触发调节保护机制时,主管部门可采取公开市场操作、调节国家核证自愿减排量使用方式等措施,对市场进行必要的调节。在全国交易中心公布的具体规则中,规定碳配额的成交价格浮动限定在上一个交易日收盘价的 $\pm 10\%$ ^①。

对比可见,欧盟碳市场主要调节市场供给,通过供需关系的变化影响价格。中国碳市场启动初期尚不能对未来长期供需情况作出精准预测,因此在现阶段以灵活方式应对市场突发风险,公开市场操作是对价格的直接干预,调节国家核证自愿减排量使用方式是对市场供需的调整,不同措施对市场在时间尺度上的影响也不同。我国在必要情况下通过综合运用经济调控、法律调控及行政调控手段进行市场调节,更多体现出一种对现有市场条件下的综合考虑。

四、两个市场设计差异的原因剖析

(一) 历史发展阶段不同

中国与欧盟均提出碳中和目标,欧盟于 2020 年以立法形式明确到 2050 年实现碳中和,温室气体净排放量降为零。实现碳中和的前提是先使碳排放达峰,即上升的碳排放达到峰值后出现拐点,然后呈现下降趋势。欧盟主要国家碳排在碳市场启动的 2005 年前已基本达峰,在 2010 年前全部实现碳达峰。图 4 展示了主要国家历史碳排放水平。

不同经济发展阶段对碳排放进行限制带来的影响不同。在碳排放持续下降的条件下,采用绝对总量控制,限制碳市场发放的配额总数,更偏近于一种“顺势而为”的做法,有利于激励企业积极参与减排活动,加速低碳转型,使经济发展与降低碳排放脱钩。从欧盟的经验来看,这一做法取得了较好的效果,2005—2018 年碳市场运行期间,欧盟总体 GDP 增长 34.2%,而碳排放量下降 17.7%,单位碳排放强度从 2005 年的每 GDP 美元

^① 参见上海环境能源交易所《关于全国碳排放权交易有关事项的公告》。

0.293 kg 下降至 2018 年的每 GDP 美元 0.179 kg^⑮, 经济发展与碳排放脱钩效果明显。

同一期间,我国在控制碳排放上已取得显著成效。2019 年碳排放强度比 2005 年下降 48.4%。我国当前碳排放主要来源于化石能源的利用过程,能源活动约占全国二氧化碳排放的 86.8%^⑯。我国能源结构以化石能源为主,能源转型仍面临极大难度,实现碳达峰仍面临严峻挑战。碳排放呈现上升趋势源于我国相对其他国家较快的经济发展速度以及相对传统的产业结构特征。若此时对各行业的排放量采取绝对量的限制,强行使碳排放出现拐点,将造成对经济发展的巨大影响。因此,我国必须在经济发展与碳减排之间找到平衡点,在保障经济维持在一个稳定增速的前提下逐步优化产业结构,支持绿色技术创新,推进清洁生产,稳步降低碳排放^[18-19]。有鉴于此,采用强度控制的方式设计碳市场,有利于避免因强行限制碳排放而抑制经济发展的弊端,以付出较小的成本为代价达成气候目标。

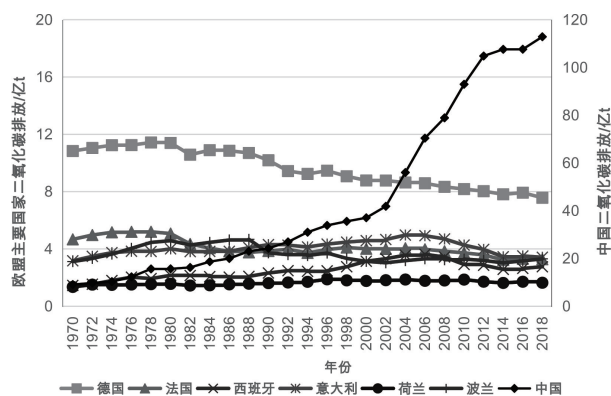


图4 中国及欧盟主要国家碳排放比较^⑰

(二) 市场定位不同

欧盟重视开发碳市场的金融属性,强调通过市场金融化发展实现对社会资本的吸引,建立规模更大、流动性更充分的市场。中国则更加重视碳市场对控排企业的减排激励作用,市场定位更偏重于建立一个履约市场,对市场金融化持稳步

推进的态度。

首先是对市场风险的考量。金融衍生品是市场的双刃剑,既提供套期保值等风险对冲功能,也因为其投机、套利作用带来一定市场风险,易造成价格波动,在管理不当时成为市场的“大规模杀伤性武器”^[20]。因此,能否维护碳市场稳定是中国引入金融工具的重要考量因素。欧盟认为引入金融衍生品与允许金融机构参与市场并不会导致碳价的波动和市场无序,欧盟碳市场从建立之初至今经历的几次价格暴跌均受市场基本面驱动,都是由于市场供需平衡被打破而产生的价格大幅波动。2020 年,参与欧盟碳市场交易的基金公司超过 250 家,当年配额拍卖的 43.7% 由投资及信贷机构购买,且这一比例仍呈逐年上升趋势,金融机构为提升市场活力作出了重要贡献,但尚无证据显示有由于金融工具被滥用引发的市场动荡^[21]。

其次是历史传统及政策环境的影响。欧洲经历百年金融传统,英国、荷兰均是全球性的金融中心,荷兰更是期货、期权市场的发源地,金融化的大方向是欧盟发展市场的自然考虑。对此,欧盟也建立了较为完备的金融监管政策环境。从碳市场启动之初,欧盟就将碳配额衍生品交易纳入金融法规监管的范围,并从 2018 年 1 月起,在修订后的金融工具市场指令(MiFID2)中将碳排放权配额定义为可交易的金融工具。目前,碳配额交易受到欧盟金融工具市场指令(MiFID2/MiFIR)和市场滥用规则(MAR/CSMAD)的严格监管,与其他能源类金融产品一样,碳排放权交易成为能源金融市场的一个重要组成部分。

(三) 法律规范不同

欧盟及我国碳市场在相关法律法规效力及立法推行规范上的差异,客观上决定了市场规则设计的明显差别,也影响到市场主体的实际行为规范。指导欧盟碳市场运行的基础法律文件为 2003 年通过的《欧盟排放权交易体系指令》,是欧盟法

⑮ 根据世界银行数据库数据计算获得, <https://data.worldbank.org/cn/>。

⑯ 数据来源:生态环境部《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》。

⑰ 根据欧盟环境署排放数据库整理获得, https://edgar.jrc.ec.europa.eu/dataset_ghg60。

律体系中具备强制约束力的法律法规,在欧盟碳市场启动前已正式生效。从法律位阶上看,欧盟法律的源头是各项条约,对欧盟的目标、组织及运作方式作出基本规定;次之是在条约基础上的二次立法,是基于条约制定的欧盟各领域基本政策和法规。在二次立法中包括允许各成员国确定具体实施方式的指令(directive),其在欧盟的法律位阶较高,指令的实施需成员国转换成各自的国内法,一旦完成转换,对该成员国所有公民都形成约束力。欧盟在通过《欧盟排放权交易体系指令》后,又陆续颁布了若干市场指令完善碳市场规则。

中国全国碳市场在政策制定上呈现“政策先行,立法滞后”的特点。目前指导全国碳市场运行的基础文件为《碳排放权交易管理办法(试行)》。从法律位阶和效力上看,此管理办法排在宪法、法律、行政法规、地方性法规之后,属于我国法律体系中等级最低的第五位阶,实际为国务院的部门规章。国务院已于 2014 年着手制定具备较高法律效力的《碳排放权交易管理暂行条例》,其属于行政法规,但目前始终处于立法过程中。较低的法律位阶决定了对碳市场主体的权利、义务和罚则的设定权限有限,在对法律主体的行为约束上存在一定的局限性,在未履约罚则的规定上对市场主体活动加以规制的力度显得不足,对市场违规违法行为所需承担的不利后果设置较弱,造成了以下关键影响。

一是限制了碳排放权作为一项权利的应用范围。发电企业是拥有大量碳排放权的市场主体,为降低经营成本,对碳排放权有质押需求,这就要求碳排放权本身具备“权利”属性。碳排放权这一概念在我国产生较晚,我国法律中尚未对其性质进行明确定义。而我国在《民法典》中规定,只有法律、行政法规具备规定可以出质财产的权利^②。这就造成了《管理办法(试行)》作为较低法律位阶的部门规章无法对碳排放权的权利属性进行明确定义,使企业无法开展质权交易,限制了企业的经

营活动和参与市场的积极性。

二是对于未履约的罚金设定宽松,对市场主体约束力不足。《国务院进一步贯彻实施〈中华人民共和国行政处罚法〉的通知》中,规定“尚未制定法律、行政法规,因行政管理迫切需要依法先以部门规章设定罚款的,设定的罚款数额最高不得超过 10 万元,且不得超过法律、行政法规对相似违法行为的罚款数额”。这就导致目前的管理办法无法设置较高的罚金标准,最高仅 3 万元的未履约罚金显得力度不足,企业在面对大量未缴纳碳配额时可选择以缴纳罚金代替履约,这样可以降低企业成本,但破坏了市场秩序。

三是缺乏高阶规范来处理不同立法在制度安排上产生的不协调。目前部分地方试点市场的管理规则要严格于当前全国市场的《管理办法(试行)》,但其中又明确规定纳入全国碳市场的重点排放单位不再参与地方碳交易试点市场,这就容易造成政策间的运行冲突,导致碳市场实际减排效果不增反降。

(四) 能源价格形成机制不同

电力行业是碳市场重点管控行业,对市场整体减排效果起到决定性作用,发挥电力价格与碳价格的协同作用是有效激励行业减排的关键。欧盟各国于 2000 年前后相继推进电力市场化改革,经过 20 多年的发展,电力市场规则和交易方式日益完善,已建成发、输、配、售环节高度市场化的统一电力市场。欧盟电力市场与碳市场已形成较为通畅的碳价格向电价格的传导机制^[22-23],火电企业发电的碳排放成本能够有效传导至终端用户侧,通过向电力消费者转嫁碳排放成本,激励终端用户改变用能习惯,倒逼电力系统清洁化转型。

中国电力市场化改革仍处于不断推进过程中。2015 年,国务院出台了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》,为避免价格大幅波动,对市场化电价采用了“基准价+上下浮动”的价格形成机制。政府尚未放开全部燃煤电厂参与市场化

^② 参见《民法典》第四百四十条第(七)款。

交易,基准价仍以审批电价为准,允许一定比例的价格上下浮动范围^②,市场化价格仍存在“管制”的身影^[24]。对电价的浮动范围设定阈值,实际上限制了碳成本向电价的传导作用,一部分上涨碳价无法通过对电价的上调疏导至终端侧。以天津为例,2021 年政府核定标杆上网基准电价为 0.365 5 元/kWh,考虑机组类型为大于等于 300 MW、排放强度为 1 005 g/kWh 的亚临界燃煤机组,在不同市场碳价格水平及配额缺口的条件下,现有电力价格机制对碳排放成本传导的制约作用通过计算可得,见表 1。结果显示,当电力行业采取全额配额拍卖时,碳价格在 120 元/t 的水平下火电机组绝大部分的排放成本无法传导至终端用户方。可见当碳价不断上涨,免费配额比例逐步收紧时,电力价格机制对碳成本的传导抑制作用将十分明显。我国在试点市场中采用了将电力行业间接排放纳入市场管控的做法^[25],以此解决排放成本传导不畅问题,但又会给减排量的核算带来更大的挑战。此外,我国电力市场运行规则及价格形成机制由国家发展改革委制定,而碳市场相关政策由国家生态环境部制定,两个市场的政策在不同主管部门制定下尚无法做到充分统筹协调。从市场设计角度看,若碳市场对电力行业的减排激励作用无法通过成本传导的方式顺畅达成,反而会对电力系统安全保障供应造成一系列问题。

表 1 不同碳价格水平对电力行业成本传导作用比较

年份	机组类型	排放强度 /g · kWh ⁻¹	市场碳价 /元	配额缺口 /%	度电成本 追加 /元 · kWh ⁻¹	价格 传导率/%
2025	≥300 MW 亚临界	1 005	90	50	0.045	81
2028	≥300 MW 亚临界	950	120	100	0.114	32

五、对中国碳市场的政策建议

基于上述对中国和欧盟碳市场的比较分析,笔者尝试在以下 5 个方向上对我国碳市场的建设和发展提供建议。

第一,制定明确清晰的碳市场减排路径。将碳市场减排目标与国家双碳目标统筹考虑,确定碳市场实现全社会零碳排放所需承担的减排比

例,科学制定碳排放总量测算方法及逐年减排目标。

第二,加快立法进程,完善配套细则。尽快推动高位阶的《碳排放权交易管理暂行条例》正式出台,以行政法规的形式明确市场主体的法律责任,完善市场监管机制,为市场主体经营行为扫清障碍。

第三,扩大碳市场行业管控范围。逐步纳入更多行业进入碳市场,降低企业准入门槛、提高碳市场覆盖全社会排放量的比例,制定重点行业纳入市场的具体时间表。

第四,推动电力市场与碳市场协同发展。加强电力交易与碳排放权交易的制度衔接,建立有效的电价与碳价联动机制,加强主管部门间沟通协调与统筹规划。

第五,逐步推动市场金融化发展。开发更加丰富的金融衍生品种、降低市场准入门槛,加强市场监管,完善风险管理制度,发挥市场为主导的碳定价功能,吸纳社会资本加入,创造市场繁荣。

参考文献:

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change, Working Group I. Climate change 2021: the physical science basis. Summary for policymakers [R]. Gif-sur-Yvette: The IPCC Working Group I, 2021: 4-5.
- [2] 潘家华. 碳排放交易体系的构建、挑战与市场拓展[J]. 中国人口·资源与环境, 2016(8): 1-5.
- [3] European Commission. Directive 2003/87/EC of the European parliament and of the council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the community and amending council directive 96/61/EC (text with EEA relevance) [Z]. Brussels: European Commission, 2003: L275/32-L275/46.
- [4] 傅京燕, 章扬帆. 国际碳排放权交易体系链接机制及其对中国的启示[J]. 环境保护与循环经济, 2016(4): 4-11.
- [5] PANG T, DUAN M. Cap setting and allowance allocation in China's emissions trading pilot programmes: special issues and innovative solutions [J]. Climate policy, 2016, 16(7):

^② 国家发展改革委《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》规定,燃煤发电标杆上网电价浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。在《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》中又进一步调宽了标杆上网电价的浮动比例。

815-835.

[6] DALES J H. Pollution, property & prices: an essay in policy-making and economics [M]. Toronto: University of Toronto Press, 1968: 1-136.

[7] International Carbon Action Partnership, World bank's partnership for market readiness. Emissions trading in practice: a handbook on design and implementation [R]. Berlin: International Carbon Action Partnership, 2016: 1-264.

[8] 清华大学能源环境经济研究所. 全国碳排放交易体系实务手册(生态环境部应对气候变化司审定教材)[Z]. 北京:清华大学,2021:1-104.

[9] 范英, 莫建雷, 朱磊. 中国碳市场: 政策设计与社会经济影响[M]. 北京: 科学出版社, 2016: 2-5.

[10] 张希良, 张达, 余润心. 中国特色全国碳市场设计理论与实践[J]. 管理世界, 2021, 37(8): 80-94.

[11] PIZER W A, ZHANG X. China's new national carbon market [J]. AEA papers & proceedings, 2018(108): 463-467.

[12] QUIRION P. Historic versus output-based allocation of GHG tradable allowances: a comparison [J]. Climate policy, 2009, 9(6): 575-592.

[13] BURTRAW D, FRASS A, RICHARDSON N. Tradable standards for clean air act carbon policy [J]. The environmental law reporter, 2012, 42(4): 10338-10345.

[14] GROENENBERG H, BLOK K. Benchmark-based emission allocation in a cap-and-trade system [J]. Climate policy, 2002, 2(1): 105-109.

[15] BENZ E, LOESCHEL A, STURM B. Auctioning of CO₂ emission allowances in phase 3 of the EU emissions trading scheme [J]. Climate policy, 2010, 10(6): 705-718.

[16] HINTERMANN B. Market power, permit allocation and efficiency in emission permit markets [J]. Environmental and

resource economics, 2011, 49(3): 327-349.

[17] GOULDER L H, SCHEIN A R. Carbon taxes vs. cap and trade: a critical review [J]. Climate change economics, 2016, 4(3): 1350010(1-28).

[18] MONTERO J P. Permits, standards, and technology innovation [J]. Journal of environmental economics and management, 2002, 44(1): 23-44.

[19] KERR S, NEWELL R G. Policy-induced technology adoption: evidence from the U.S. lead phasedown [J]. Journal of industrial economics, 2003, 51(3): 317-343.

[20] BUFFETT W. Berkshire Hathaway's 2002 annual report [R]. Omaha: Berkshire Hathaway Inc., 2002: 15.

[21] International Bank for Reconstruction and Development / World Bank. State and trends of carbon pricing 2021 [R]. Washington DC: International Bank for Reconstruction and Development, 2021: 16.

[22] SIJM J, NEUHOFF K, CHEN Y. CO₂ Cost pass-through and windfall profits in the power sector [J]. Climate policy, 2006, 6(1): 49-72.

[23] CLUDIUS J, DE BRUYN S, SCHUMACHER K, et al. Ex-post investigation of cost pass-through in the EU ETS: an analysis for six industry sectors [J]. Energy economics, 2020 (91): 104883(1-19).

[24] TENG F, WANG X, Lv Z. Introducing the emissions trading system to China's electricity sector: challenges and opportunities [J]. Energy policy, 2014(75): 39-45.

[25] JOTZO F, LOESCHEL A. Emissions trading in China: emerging experiences and International lessons [J]. Energy policy, 2014(75): 3-8.

(本文责编:辛 城)