

“电-碳-证”市场协同联动发展路径探讨

邹昊飞 张建红*

(中国国际工程咨询有限公司, 北京, 100048)

摘要: “双碳”目标下, 我国的“电-碳-证”市场协同发展还存在诸多瓶颈, 既有内在协同问题, 也有国际互认问题。欧盟的电-碳市场协同经验为我们做好电-碳-证市场协同提供了参考。我国的“电-碳-证”市场协同联动, 既具有必要性, 也具备协同运作的现实条件。针对存在的三个市场尚不健全且相对独立、各环境权益产品之间尚未有效衔接、多层次市场模式缺乏协调而影响节能减碳协同作用的发挥、市场化价格形成机制仍不充分、市场治理体系与数据管理条块分割以及国际互认问题等瓶颈, 提出了强化市场顶层设计与协同治理、完善绿电交易市场、拓宽绿证应用场景、完善绿证与可再生能源消纳责任权重机制、推动碳市场整合与有效性建设、滚动优化电碳价格传导机制、推动建立权益产品间的协同规划及衔接认证体系、降碳与“碳关税”对话磋商互认“两手抓”等八大措施。

关键词: “电-碳-证”市场; 协同联动; 瓶颈; 欧盟经验; 路径

Exploration on the path of coordinated and coordinated development of the electricity-carbon-certification market

Zou Haofei Zhang Jianhong*

(China International Engineering Consulting Corporation, Beijing 100048)

Abstract: Under the "dual carbon" goal, there are still many bottlenecks in the coordinated development of China's electricity-carbon-certification market, including both internal synergy issues and international mutual recognition issues. The EU's experience in electricity carbon market synergy provides us with a reference for doing a good job in electricity carbon certificate market synergy. The collaborative linkage of China's electricity-carbon-certification market is both necessary and has the practical conditions for collaborative operation. In response to the three existing markets that are not yet sound and relatively independent, the lack of effective connection between various environmental rights and interests products, the lack of coordination in multi-level market models affects the synergistic effect of energy conservation and carbon reduction, the insufficient market-oriented price formation mechanism, the segmentation of market governance system and data management, and international mutual recognition issues, it is proposed to strengthen market top-level design and collaborative governance, improve the green electricity trading market. Eight major measures include expanding the application scenarios of green certificates, improving the responsibility weighting mechanism between green certificates and renewable energy consumption, promoting the integration and effective construction of the carbon market, continuously optimize the transmission mechanism of electricity and carbon prices, promoting the establishment of a collaborative planning and certification system between equity products, and promoting dialogue and mutual recognition between carbon reduction and "carbon tariffs".

收稿日期:

作者简介: 邹昊飞, 男, 博士, 研究员, 研究方向为经济管理、产业经济、“一带一路”投融资、后评价, E-mail: zhf@ciecc.com.cn;

*通信作者: 张建红, 男, 正高级工程师, 研究方向为生态环境、绿色金融, E-mail: 1596032841@qq.com

Keywords: Electricity-carbon-certification Market ; Collaborative linkage ; Bottleneck ; EU Experience ; Path

2021年3月15日，在中央财经委员会第九次会议上，习近平总书记提出要构建以新能源为主体的新型电力系统。能源行业碳排放量超过全国碳排放总量的80%，而电力行业碳排放又超过了能源行业碳排放量的40%。能源领域是实现“双碳”目标的主战场，电力行业是主力军，因此，电力行业绿色低碳转型发展对实现国家“双碳”战略目标起着举足轻重的作用，而新能源在未来电力市场交易中会愈加重要。

电力市场、绿证市场与碳市场的协同发展是我国打造统一的要素和资源市场不可或缺的条件。环境目标是三个市场协同的先导，政府通过市场机制优化配置电力和环境资源，以最优的成本实现经济社会高质量发展与生态环境高水平保护的协调。推动三个市场的协同对于构建全国统一大市场和推进“双碳”目标实现具有重要的现实意义。

一、“电-碳-证”市场发展概况

当前，我国正在锚定“双碳”战略目标，构建绿色低碳循环经济体系，电力市场、绿证市场、碳市场是三个主要的市场化支撑工具。目前，我国电力市场已覆盖中长期电能量、现货、辅助服务等几大主要功能，其中，2021年9月7日启动了全国绿色电力交易试点，相关机制正在逐步完善。绿证市场于2017年启动，初期作为可再生能源电力财政补贴的替代机制，目前已涵盖补贴绿证、平价绿证、绿电绿证三类交易品种。全国碳市场由八个地方试点市场起步，2021年7月16日全国碳市场启动运行，目前形成地方碳市场与全国碳市场并存的格局^[1]。

表 1. 各可交易减排价值权证价格和市场规模比较

Table 1. Comparison of prices and market size of tradable emission reduction value warrants

品种	价格	碳减排溢价/(元/tCO _{2e})	交易量	等价交易量/tCO _{2e}	统计范围	统计时间
消纳量	6-9元/(MW·h)	10.33-15.49	2716MW·h	1578	仅南方区域1 例数据	2021年度
补贴绿证	128.6-745.4元/(MW·h)	220.24-1276.59	7.9万MW·h	4.62万	全国	2017年-2022年2月底
平价绿证	32.2-80.0元/(MW·h)	55.15-137.01	94.3万MW·h	55.06万	全国	2017年-2022年2月底

绿电凭证	400-520 元/ (MW·h)	685.07-890.55	2009.9 万 MW·h	1173.57 万	全国	2022 年度
碳配额	40.40-59.00 元/tCO _{2e}	40.40-59.00	1.79 亿 tCO _{2e}	1.79 亿	全国碳 市场	首个履约周期 (2021.1.1-12.31)
CCER	19-52 元 /tCO _{2e}	19-52	1.72 亿 tCO _{2e}	1.72 亿	全国	2021 年度
用能权	400 元/tce (基准价)	153.85	167.6 万 tce	453.76 万	浙江	2018 年-2022 年 2 月底
	213 元/tce	81.92	0.3 万 tce	0.78 万	四川	2016 年-2022 年 2 月底
	10-199.06 元 /tce	3.85-76.56	2.5 万 tce	6.5 万	河南	2019 年-2020 年 12 月 29 日
	14.87 元/tce	5.72	123.72 万 tce	321.67 万	福建	2022 年度

注：上表参考王心昊等（2023），《可交易减排价值权证比较分析和衔接机制研究》，部分数据进行了更新。

作为实现我国能源资源配置和气候治理的高效手段，绿电市场、绿证市场与碳市场具有共性特征和关联性。绿证交易和碳交易分别发生在电网的发电端和用电端，而绿电交易连接着发电和用电。从成因上看，碳市场是政策驱动的，政府对企业的限排规定形成市场需求；而绿电交易主要是需求驱动的，用户对绿电的需求形成了绿电交易市场。尽管两者形成根源不同，绿电交易和碳排放配额交易之间也无直接联系，但是两者通过碳电价格传导机制产生间接联系。除了绿电、绿证、碳配额，消纳量、CCER 和用能权等与电力行业减排相关的几种可交易减排价值权证之间^[2]，也都存在一定的关联性。

二、打造统一的要素和资源市场面临的挑战

当前，打通绿电市场、绿证市场、碳市场，建立统一的要素和资源市场，还存在诸多瓶颈。

（一）内在协同问题

一是三个市场尚不健全且相对独立。首先，我国绿电市场在跨省交易方面还不成熟，也不活跃。我国跨省跨区电力交易按年度、月度和周开展，合同电量转让交易主要按月度和周开展主。2022 年，全国各电力交易中心累计交易电量 52543.4 亿千瓦时，其中省间交易^②电量为 10362.1 亿千瓦时，占比仅为 19.7%。2022 年，全国绿电交易共计结算电量 200.99 亿千瓦时，基本上以省内交易为主^③。其次，虽然我国实施了可再生能源消纳责任权重制度，但大部分省份尚未将

^② 2021 年 11 月 16 日，国家发改委和国家能源局批复国家电网有限公司《省间电力现货交易规则》。

^③ 省间绿电交易刚有起色。2022 年 6 月，北京首都交易中心宣布将常态化组织向临近省区购买绿电，为有

责任指标分解至具体用户，电力用户主动消费绿电的动力不足。再次，绿证应用场景较少。企业通过参与绿电绿证交易持有绿证，用途很少，而且时常遇到不能抵减碳排放量的问题，严重制约了企业购买绿电绿证的意愿。此外，从企业层面出发，采购绿电的目的、规模、方式迥异，当前的绿电交易模式不够灵活难以支撑差异化需求，在交易平台选择、采购地域范围、合同时间长度、绿电技术类型等方面均有障碍。最后，全国碳市场要素与交易机制尚不完善，交易主体、碳金融产品种类相对单一，市场交易具有潮汐性，成交量主要集中在12月份，活跃度低，全国碳市场交易换手率在3%左右，低于国内试点碳市场5%的平均换手率，远低于欧盟碳市场^④。

二是各环境权益产品之间尚未有效衔接。目前，不少参与绿电交易的企业为外贸、汽车制造等外向出口型企业，这些企业希望通过参与绿电交易，证明自身产品制造过程中使用的是零碳电力，降低出口产品可能面临的碳关税。然而，按照《中国发电企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，控排企业的外购电力会按区域电网排放因子核算间接碳排放量。因此，不管是外购绿证还是绿电都不能帮助企业实现降碳。由于绿电、绿证、CCER等环境权益产品之间缺少衔接机制，绿电交易企业虽然支付了环境溢价，但在碳市场中核算碳排放时，绿电仍被看作普通电力计入间接排放，导致绿电的环境价值丧失。目前，将相关市场主体付出的外部性成本纳入碳市场履约已基本形成共识，但产品衔接的范围、规模、计量规则等还未形成共识。

三是多层次市场模式缺乏协调而影响节能减碳协同作用的发挥。目前，地方碳市场与全国碳市场并存，“证电合一”与“证电分离”多种绿证模式并存以及新能源未完全进入可再生电力市场的格局，对于不同市场主体可能产生完全不同的碳减排约束与价格信号，以价格引导资源配置、以减排约束推动产业结构、生产方式绿色低碳转型的协同作用有待强化。

四是市场化价格形成机制仍不充分。燃煤发电基准价上下浮动范围放宽之后，多省市2022年的年度、月度火电中长期交易价格同比上涨10%-20%，绿电交

需求的企业开辟跨省交易通道，而后不久，北京与山西之间达成了2100万千瓦时的跨省跨区绿电交易。2022年8月，国网上海电力公司也助力三家电力用户开展了首笔甘肃—上海的跨省绿色电力交易，成交量超1800万千瓦时。2022年9月，华东电网内首次跨省绿电交易顺利完成，多家上海企业，向安徽、江苏多家光伏发电企业购得四季度2300万千瓦时绿电，相比用燃煤机组供电，可节约标煤6900吨，减排二氧化碳约1.8万吨。

^④ 有说417%的，也有说超过500%的

易价格也因此受到波及。当前全社会尚未形成绿色消费习惯，用户侧消费低碳能源的积极性尚未被充分调动起来，消费者不太愿意支付绿色产品环境溢价，由于电碳价格传导链条不畅通，企业难以通过抬升下游产品价格，把溢价成本传导至消费端，最后增加的这一部分成本往往由企业独自承担，因此对溢价的接受程度有限。

五是市场治理体系与数据管理条块分割。目前，三个市场分头管理、独立运行，在运行机制、考核标准等方面缺乏协同；绿色消费认证方式也存在多类并存、多头管理的问题。各市场数据登记、统计、报告等相对独立，在一定程度上影响市场的协同。不同市场制度间信息壁垒的存在，也使重复计算成为可能^⑤。当前，绿电（证）、碳市场之间未联动，新能源企业在参与碳市场的同时，也可以参与绿电或绿证交易，这就意味着同一个新能源项目有可能从不同市场得到重复补贴。

（二）国际互认问题

欧盟碳边境调节机制（CBAM）于2023年4月底通过立法。我国是外贸出口大国。欧盟海关数据显示，2022年中国出口欧盟钢铁389万吨^⑥，出口额151亿欧元、铝45亿欧元、化肥产品3.3亿欧元、水泥1146万欧元、氢3134万欧元。以上5项都纳入了CBAM范围，占我国2022年对欧盟出口总额6260亿欧元的3.2%。

范铁军（2023）认为^[3]，短期来看，由于中国与欧盟在钢铁生产上的排放差距较大，欧盟实施CBAM后，预计我国钢铁行业出口欧盟的成本将增加4%-6%左右^⑦，每年需要向欧盟支付“碳关税”约2—4亿美元，我国钢铁行业的成本优势将会缩小，短期影响基本可控，但长期影响肯定更大。

吕学都（2023）认为^[4]，CBAM过渡期铝的出口成本预计将增加约9%。过渡期后，CBAM所覆盖的产品范围可能会大幅扩大，其影响将会严重和深远得多。据相关研究，按照2015—2019年我国出口欧盟的产品类别，仅考虑CBAM范围扩展到欧盟碳市场涉及的所有部门和行业，我国出口欧盟受影响的贸易额将占出口欧盟总额的12%，其中受影响最大的是石油化工品和钢铁。

江婷等（2023）以外贸强省广东为例开展了相关研究。广东省是全国最大的

^⑤ 赵俊华.《电碳市场协同：夯实数据基础 打通市场连接》，
http://www.tanpaifang.com/tanguwen/2023/0129/94092_3.html，文章来源：能源评论·首席能源观，
2023-01-29

^⑥ 2022年我国出口钢材6732万吨，其中出口欧盟钢材约389万吨，占出口总量的5.8%

^⑦ 吕学都（2023）初步分析显示，CBAM可能导致中国向欧盟出口的钢铁成本增加约25%。

外贸省份，出口规模占全国近 20%。按 2022 年的数据，广东省受 CBAM 影响的出口产品为钢铁、铝，涉及出口额约 82 亿元人民币；如果今后 CBAM 纳入塑料、有机化学品等行业产品，广东省出口产品中将有超过 400 亿元产品受 CBAM 影响，外贸产品在国际市场上的比较优势将受到影响^[5]。

目前，欧盟对中国碳排放相关数据库持不认可态度^[3]。CBAM 的实施，初期对我国影响最大的是钢铁和铝。长期来看，CBAM 的影响会非常深刻和复杂，特别是如果发达国家形成统一碳关税壁垒、碳关税覆盖行业和产品大幅度扩大，我国的外贸出口将面临较大压力。

三、国外经验借鉴及启示

（一）欧盟电-碳市场协同的经验

欧盟电-碳市场协同，减排成果显著，值得借鉴。多年来，欧洲一直在推动碳市场和电力市场向竞争市场转型。欧盟碳市场（EU-ETS）逐渐从免费分配配额转向以拍卖为主的方式，要求市场主体参与碳市场交易，这将做不仅提高了企业减排的积极性，也可以避免减排投入过大导致社会成本大幅提升。欧盟电力市场受欧盟《第三能源法案》规制，要求“垂直一体化”公司拆分，同时对电力行业垄断行为加强监管，提高了电力市场的竞争性，使发电企业自发地提高能效，社会成本不断降低。

欧盟注重多市场的相互连接。在碳市场，参与企业可通过欧盟各大碳交易所进行跨国的碳交易。欧洲内部区域性碳市场也在相互合作，如 2020 年 EU-ETS 成功连接瑞士碳交易市场，加快欧洲实现整体减排目标。在电力市场，欧洲拥有由区域市场和跨国电网组成的统一的电力市场，区域电力市场既有企业也有个人消费者，跨国电网把各区域市场连接起来。欧盟碳市场和电力市场都朝着统一、竞争性发展，交易品种功能相似，低成本、高效率地促进电力行业绿色低碳转型的根本目的一致，一些交易中心如欧洲能源交易所（EEX），既开展电力交易，也开展碳资产交易。

通过这些基础工作，碳市场和电力市场具备了耦合的条件，达成优势互补、强强联合的目标。如火电相比绿电更低、排放更高，但由于成本优势一度成为欧盟电力市场的主要产品；当欧盟由免费发放碳配额向有偿拍卖转变后，碳配额成为稀缺资源，碳市场就会倒逼电力企业低碳转型，电力用户也会倾向购买绿电，

电-碳耦合后碳市场有效弥补了电力市场的缺点，促进欧洲更快更好地减排。2020年，欧洲电力市场交易总量达到12亿兆瓦时，交易规模和市场主体数量逐年增长；欧盟EU-ETS中，全部碳交易量在70亿吨以上，占全球碳交易量的近80%；其中两类碳衍生品欧盟排放配额（EUAs）和欧盟航空排放权配额（EUAs）的交易量就高达7.29亿吨二氧化碳当量。欧盟碳排放交易体系第三阶段（2013~2020）的碳交易量比第二阶段（2008~2012）增长了13.15%，交易活跃度有了明显的增强。

（二）启示

欧洲的经验说明，电力企业的决策受到碳市场和电力市场的共同影响。碳市场把二氧化碳排放的成本内部化，相当于增加了化石能源发电成本，也就缩小了化石能源发电对于新能源发电的成本优势。而电力市场增大了新能源发电企业的比较优势，引导更多绿电进入电力市场，绿电份额逐步扩大。通过市场这个“看不见的手”，可再生能源利用的财政补贴也大大减少。

欧洲电-碳市场耦合经验值得我国参考。电-碳市场耦合促使电力企业在保障电力能源安全、可靠供应的前提下积极减排，加快了电力行业的清洁低碳转型^[6]。

四、“电-碳-证”市场协同联动的必要性与可行性

1. “电-碳-证”市场协同联动具有必要性

一是有利于形成绿色低碳转型合力。出于履行企业社会责任、维持出口竞争力等需要，企业会采购绿电或绿证，这些资金可为开发可再生能源电力项目提供支持，促进可再生能源项目落地，新增可再生能源又可以减少电力碳排放；碳市场以价格信号主动引导企业选择成本最优的减碳手段，以市场化方式促使产业结构在从高耗能向低耗能转型。三者推动绿色发展的目标导向上高度一致。

二是有利于体现绿电正环境价值及碳排放负外部性。电力市场发现价格信号，引导不同类型可再生能源合理有序发展，并为扩大消纳空间寻求最经济的手段；然而，电力市场不能体现绿电的清洁价值。绿证是可再生能源环境正外部性价值的体现，绿证市场以边际替代或等量减排等方式，通过价格机制体现绿电的清洁价值，绿电消纳责任权重也可凭借绿证交易实现市场化流转。通过总量控制、碳价格机制，碳市场形成具有约束和激励作用的市场体系，倒逼高排放企业减排或退出，以经济成本引导全社会减碳。三者存在共同的

价值基础，以市场信号调动全社会节能减碳的内生动力，破解电力经济、可靠、清洁“不可能三角”。

三是有利于推动能耗“双控”向碳排放“双控”转变。当前我国碳市场主要以能耗水平作为控排企业配额分配的依据，这与能耗“双控”制度的政策基础一致。随着能耗“双控”制度向碳排放“双控”制度转变，可再生能源消费不纳入能源消费总量，将推动绿电、绿证和碳交易衔接，探索在间接排放核算中扣减绿色电力相关碳排放量，这也体现了对碳排放“双控”政策的落实。

四是有利于推动转型金融发展。当前，我国绿色金融支持的对象以绿色产业为主，“棕色”产业需求资金缺口大。推动“电-碳-证”市场协同衔接，有助于转型金融的发展。传统生产型企业购买绿电（证）而实现的碳减排数据若得到认可，将带动更多的传统企业进行绿电（证）消费。金融机构则可根据绿电（证）消费的碳减排数据匹配可量化的金融产品，从而扩大转型金融的覆盖面，使电力消费企业获得转型资金支持。

五是有助于打通电碳证国际互认。绿证记录了绿电详细的属性信息，是现成的、精确的碳减排量核销方式，可以与碳交易市场形成良好的衔接。认定绿证具有零碳属性是建立绿证与碳排放配额互认机制的基础，将促进企业积极购买绿电。如果认可企业购买绿电的零碳属性，并允许抵扣部分碳排放量，那么企业购买绿电的积极性将会大大提高。特别是在 CBAM 的影响下，碳配额核算标准将进一步统一，通过“电-碳-证”协同构建统一数据体系，绿证与碳配额的互认和抵扣将有利于降低我国出口商品的碳含量数据，从而节省碳关税费用，保障外贸企业的合法权益、提高国际竞争力。绿证碳减排量获得国际互认，将激发企业积极购买绿电。

2. “电-碳-证”市场协同联动具有可行性

作为实现我国能源资源配置和气候治理的高效手段，电力市场、绿证市场与碳市场具有共性特征，具备协同运作的现实条件。

一是建设目标高度一致。三个市场均有利于促进社会清洁低碳发展、推动能源结构转型、推进“双碳”目标实现。

二是市场主体高度相关。电力市场中，发电行业是首批被纳入全国碳市场的控排主体，而新能源发电主体则是绿证市场的唯一供给方，也是 CCER 的主要

来源^⑧。同时，部分高排放用电企业是地方碳市场主体，而可再生能源消纳责任权重机制下的用电主体也是绿证市场的主要需求方。

三是交易产品相互关联。绿电、绿证、CCER 与碳配额等交易产品均体现了二氧化碳减排的外部性价值，相互衔接具有现实条件；环境权益产品间具有替代性与互补性，其中，减排类与排放类权益产品间为替代关系，减排产品间需求互补，排放产品间需求互替，存在协同作用的基础。

四是市场与经济走势趋同。2021 年我国经济发展增速为 8.1%，据 IEA《全球能源回顾：2021 碳排放》报告，中国的电力需求同期增长了近 700 亿千瓦时，涨幅达 10%，高于经济增速的同时也是历年来最大涨幅。与此同时，我国的碳排放量也出现了明显增加，2019-2021 年间，中国碳排放的增量超过了世界其他地区合计约 5.7 亿吨的减量。中国电、碳市场表现出了一致性，与经济走势基本同步。

五是市场价格呈现正相关性。理论上，碳价会纳入发电企业成本，碳价上涨发电（特别是火力发电）的成本增加，电企将成本端压力转嫁至消费者，电价受到正冲击而上涨，为经济减排或抵消二氧化碳，碳排放配额的需求将增加，传导回碳市场使得碳价上涨。从关系来看，二者基本呈现正相关性。Bloomberg 数据显示，欧盟碳配额期货价格与北欧电力交易所、荷兰阿姆斯特丹交易所的电力期货价格有相同的变化趋势，相关性分别为 78.24%和 82.49%。

五、对策建议

针对电力市场、绿证市场、碳市场协同衔接存在的瓶颈问题，需要放眼世界，综合施策，加强电-碳-证市场的协同，达到与欧洲碳市场与电力市场耦合相似的效果。

一是强化市场顶层设计与协同治理。统筹协调市场体系顶层设计，整体规划电-碳-证市场发展，形成系统性的电-碳-证市场协同运营规则；推进试点建设，通过试点将绿电减排量在碳排放核算中予以抵扣；发挥市场枢纽机构开展跨领域业务协同、对联合治理问题开展研究设计的作用。主管部门间建立跨部门跨领域的常态化协作机制，发挥市场协同的综合调控作用。

^⑧ 截至 2020 年 10 月，国家发改委公示 CCER 审定项目累计为 2856 个，备案项目为 1047 个，获得减排量备案项目为 287 个，合计备案二氧化碳减排量为 5294 万吨。从目前已审批的 CCER 项目来看，数量占比最大的为风力发电，为 90 个，占比 35%。其次为光伏发电，48 个，占比 19%。水电项目数量相对较少，数量占比仅为 13%，但由于水电项目发电量大，减排量高，达 1342 万吨，占总减排量比重为 25.4%。

二是健全绿电交易市场。建立健全符合可再生能源运行特点的电力市场交易体系，建立健全适应大规模高比例可再生能源特征的电力市场机制，适应大规模、高比例可再生能源特征，稳妥有序推进光热发电、海洋能发电等新能源电力纳入市场。完善市场交易体系，与可再生能源运行特点相适应。通过价格机制引导市场主体参与市场建设，响应市场需求。锚定建设全国统一电力市场的目标，鼓励跨省跨区电力交易，可再生能源电力就近消纳和跨区域交易协调。探索基于碳排放交易价格的新能源补贴资金挂钩机制，加快推动新能源补贴的市场化转变。

三是拓宽绿证应用场景。进一步完善绿证制度，明确绿证的功能定位，推动绿色电力证书成为可再生能源消纳唯一计量证书，赋予绿证对于碳减排量的证明作用，扩大绿证核发范围，构建绿电绿证交易账户体系，实现对绿证的全生命周期管理，促进绿证市场流通，更好支撑绿证作为基本凭证，与碳排放量的核算联系起来成为企业计算碳排放量时的重要证明，促进可再生能源电力开发、生产和消费。绿证转让与可再生能源电力配额搭配，有利于绿证跨区域交易机制的建立。探索建立绿证二级市场，通过市场化方式推广绿证交易和应用，增加市场交易量和交易活跃度。

四是完善绿证与可再生能源消纳责任权重机制。逐步建立健全绿证价格独立形成机制，还原绿色价值与电能的流动规律，推动提高绿证市场流动性。强化可再生能源消纳责任权重机制的分解落实，将指标分解落实到电力用户，以强制约束方式推动部分行业企业增加绿色电力消费，通过参与绿电绿证交易完成指标；完善消纳量履约奖惩机制，促进社会消费绿电、绿证潜力。在绿证可转让的情况下，发达地区可以通过购买绿证缓解可再生能源配额约束，这也将提高“三北”地区绿证的议价能力，实现区域经济发展，也将进一步从供给侧推动可再生能源的持续发展。

五是推动碳市场整合与有效性建设。逐步扩大全国碳市场行业和控排企业范围，稳妥扩大市场主体范围，增加碳市场的流动性和活跃度；统一控排企业纳入标准，并根据需要适时调整，分行业制定配额分配方法。以电力数据为抓手打通电-碳-证市场关系，辅助完善监测核查技术，推动提升碳市场的基础技术水平。由于绿证和绿电均无法作为林业碳汇项目和甲烷利用项目的环境价值变现手段，因此，应限制新的新能源发电项目成为 CCER 备案项目，重点推进林业碳汇和甲

烷利用等其他自愿减排项目成为 CCER 备案项目。为避免双重获利，应明确规定已完成备案的新能源发电项目仅能在 CCER 和绿电（带绿证）之中择一出售。推动创新电-碳-证金融衍生品，探索碳金融衍生品的市场设计，丰富碳交易产品种类。

六是滚动优化电碳价格传导机制。科学测算电力行业配额总量与分配方案，滚动开展中长期碳价水平评估预测。遵循“成本覆盖”与“适度传导”原则，适度地放松电价管制，让电价的上升刺激提高能源效率，反映价格引导作用。

七是推动建立权益产品间的协同规划及衔接认证体系。我国绿证制度与可再生能源消纳保障机制、能耗双控、碳市场等政策需要进一步协同衔接落地。应强化绿电市场、绿证市场、碳市场的协同规划，完善电力与各类环境权益市场的建设和推广，加强各市场间的有效衔接。将消纳量、绿证、绿电凭证、碳配额、CCER 和用能权相互连接，有助于统一评估减排价值，避免减排量重复计算，从而提高国内外认可度；也有助于上述减排机制优势互补，降低政策成本。由于上述各权证间均有差异，开展多种环境权益产品的衔接方式研究，设计衔接方案时要规避机制间不兼容的条款，既有市场机制要为其他相关权益产品预留接口。需要进一步理顺绿电、绿证、碳信用交易之间的关系，针对可再生能源发展，以国家碳减排控制目标和能源结构优化调整目标为依据，建立以电力交易为核心，关联各相关系统及绿色产品，把绿证和绿电交易结果相匹配；进一步明确绿证和碳信用的关系，绿色证书作为可再生能源发电的绿色电力属性标识，探索可再生能源发电企业参与的碳市场抵销机制；从协同减排的贡献上对各类机制进行权重设计和作用范围划分，科学设计不同市场的指标互认和抵扣机制，扫清交易障碍。推动建立权益产品间的衔接认证体系，以碳排放量为中介要素、以绿证为体现碳减排外部性价值的基本凭证，完善降碳贡献量化方法，构建兼容不同类型产品的绿色低碳认证体系。

八是降碳与“碳关税”对话磋商互认“两手抓”。对于政府，首先要构建绿色贸易体系。为应对国际变局，赢得更多主动，深入贯彻落实供给侧结构性改革，形成贸易进出口从“大进大出”到“优进优出”新局面，亟需构建以开展绿色经贸合作行动为核心要素的绿色贸易体系，优化贸易结构，打造外贸高质量发展新优势。**其次**，健全全国碳市场机制。完善碳定价机制，加快拓宽行业覆盖范围，有序推进碳排放重点行业纳入全国碳市场，尽快重启 CCER 市场，最大化发

挥市场化机制减碳作用。再次，推动互认核算标准。加强对欧盟碳市场、碳关税制度的研究，优先开展重点排放行业核算方法优化研究，加快完善碳排放核算标准体系建设，逐步建立碳足迹标准、碳计量标准等，将碳排放核算及核查标准与国际接轨，提高核算标准话语权和互认度。需要配套建立国家碳排放数据库和因子库并适时更新，避免外贸出口企业被套用较高排放强度来征税。最后，充分发挥数字化技术优势，推动“绿证”国际互认。加强绿电、绿证和碳市场的数据共享，避免数据造假和重复交易，对接国际“绿证”，提高国际认可度。对于企业，首先应尽量使用清洁能源，以减少碳排放量。当企业完成了内部节能降碳工作后，剩下的就需要从外部购买清洁能源，或购买碳配额、CCER、绿证、绿电，来完成碳抵消。对于范围一短缺的量还可通过购买碳配额与CCER来解决。对于范围二短缺的量，也可通过购买绿电^⑨和绿证加以解决。

六、结语

“双碳”目标下，我国的“电-碳-证”市场协同发展还存在诸多瓶颈，既有内在协同问题，也有国际互认问题。欧盟的电-碳市场协同经验为我们做好电-碳-证市场协同提供了参考。我国的“电-碳-证”市场协同衔接，既具有必要性，也具备协同运作的现实条件。针对存在的瓶颈问题，相信几大措施实施后，有望达到与欧洲碳市场与电力市场耦合相似的效果。

参考文献

- [1] 杨鑫和, 冷媛, 尚楠. 协同发展“电证碳”市场 推进“双碳”目标实现[OB/EL]. https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MjM5MzlwOTM4Ng==&mid=2649595373&idx=2&sn=4f19aaa049d89cd84951dbb3641ec251&chksm=be83b0a889f439be358bd0e10ee52360e3324c1942ee9ad2158a80074596c39bd03e17b9a7c8&scene=27, 2023-02-17.
- [2] 王心昊, 蒋艺璇, 陈启鑫, 等. 可交易减排价值权证比较分析和衔接机制研究[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 594-602.
- [3] 范铁军. CBAM 即将实施, 钢铁行业如何应对[OB/EL].

^⑨ 这里说的绿电是指电证合一的绿电交易，目前要求是平价风光电力，今后会扩大到水电，电厂应在国家可再生能源信息管理中心登记在册、且经当地政府批准。按《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》规定，通过“e-交易”进行，绿电交易含省内绿电交易和跨省绿电交易。国家发改委、财政部、国家能源局联合下发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》，即国家补贴项目也可参与绿电或绿证交易，待细则出台后即可进行交易。

<https://mp.weixin.qq.com/s/c8OY0tZPX-cyFPk7P3PKuw>, 冶金工业规划研究院, 2023-06-10.

[4] 吕学都. 碳边境调节机制对我国出口产业的影响与对策思考[J]. 可持续发展经济导刊, 2023年5月.

[5] 江婷, 沈毅, 张建红. 广东以绿色经贸合作为突破点, 构建绿色贸易体系[OB/EL].

<http://res.cenews.com.cn/hjw/news.html?aid=1054812>, 中国环境, 2023-05-19.

[6] 杨茗月, 冯连勇. 碳市场与电力市场耦合的欧洲经验[OB/EL].

https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MjM5MzIwOTM4Ng==&mid=2649595373&idx=2&sn=4f19aaa049d89cd84951dbb3641ec251&chksm=be83b0a889f439be358bd0e10ee52360e3324c1942ee9ad2158a80074596c39bd03e17b9a7c8&scene=27, 能源评论·首席能源观, 2023-02-16.