

课题：《碳达峰、碳中和相关政策、技术及市场跟踪研究》

研究报告 第三期

智慧节能产业本部

撰写人：技术研究院 牛璐琳 贺迪 张欢

蓄能事业部 刘秀文

职能管理中心 赵建康 邹志刚

审核人：赵晓宇 徐珍喜

2022 年 2 月 25 日

前 言

本报告延续前两期报告，主要涵盖时间范围为 2021 年 11 月 30 日——2022 年 2 月 18 日。

政策篇中，由于第二期报告国务院顶层政策文件已经出台，本期对目前已出台的行业和地方政策分别进行了汇总，补充了部分央企的行动方案，并对“碳达峰碳中和” 1+N 政策体系进行了解读。政策篇后附有政策文件目录，可根据需要索取查询原文电子版。

标准篇分为两个独立的部分，其中产品碳足迹的标准相对成熟，后续将指导我们进行公司自主电子产品的碳足迹核算。关于活动的碳足迹，目前尚未有标准出台，不过已有相关的指南类文件。北京冬奥会的成功举办，使大型活动的碳中和成为当前的一个热点话题，如何在大型活动的策划组织中考考虑碳中和也将会提上议程。

市场篇也分为两个独立的部分：碳价和电价，对碳排放和电力的生产企业产生不同程度的影响，用户的使用选择上也会被引导至不同的市场方向。其中碳价部分主要分析了目前市场对能源企业的成本影响幅度；而电价部分，则是根据我国目前电价政策，自主计算了不同地区集中冷站的年运行费用，并做了详细的定量分析，为公司相关业务的发展规划提供参考。

目 录

政策篇.....	1
1. 党中央国务院关于“碳达峰碳中和”讲话及政策文件	1
2. 各部委及行业碳达峰政策汇编.....	2
3. 各省市碳达峰相关政策及行动方案汇编.....	6
4. 部分央企碳达峰行动方案选编.....	14
5.“碳达峰碳中和”1+N 政策体系解读	16
5.1 “1+N”政策体系形成过程回顾	16
5.2“1+N”政策体系 ^[57]	16
5.3 《意见》与《方案》的关系	17
5.4 《意见》与《方案》内容编排体现了“双碳”工作的阶段性重点	17
6. 本章小节	18
附：政策文件包目录.....	19
标准篇——产品碳足迹.....	21
1. 产品碳足迹的内涵.....	21
1.1 产品碳足迹的核算范围	21
1.2 产品碳足迹的核算边界	22
2. 产品碳足迹相关标准.....	22
2.1 国际标准.....	23
2.2 国内标准	28
3. 产品碳足迹的计算方法.....	29
3.1 生命周期评价法（LCA）	30
3.2 产品碳足迹核算步骤	31
4. 本章小结	38
参考文献	39
附录 A 相关参数推荐值（资料性）	40
附录 B 全球变暖潜势（GWP）（资料性）	42
标准篇——活动碳中和.....	44
1. 活动碳中和相关标准.....	44
1.1 通用标准	44
1.2 地方标准	44
1.3 企业标准	45
2. 活动碳中和实施流程.....	45
2.1 碳中和实施计划的制定与发布	46
2.2 减排行动的实施	46
2.3 温室气体排放核算	47
2.4 碳中和实现	52

2.5 碳中和评价	54
2.6 碳中和实现声明	54
3. 活动碳中和实施案例	54
3.1 国际活动“碳中和”	54
3.2 我国大型活动“碳中和”	56
参考文献	58
附录 A 化石燃料低位发热量等推荐值（规范性）	59
附录 B 电力和热力的排放因子推荐值（规范性）	59
市场篇——碳价	60
1. 基本概念	60
2. 原理与效应	60
2.1 碳交易原理与效应	60
2.2 碳税原理及效应	62
2.3 碳税与碳交易效应比较	63
3. 国际实践	64
3.1 国际碳税实践	64
3.2 国际碳交易市场	64
4. 中国的实践与可行性分析	66
4.1 地方试点和全国碳交易市场概况	66
4.2 CCER 项目开发流程及周期介绍	72
4.3 CCER 项目减碳价值测算	79
4.4 碳交易市场面临的困境	84
4.5 碳市场价格影响因素	86
4.6 我国实施碳税可行性分析	91
5. 产业机遇	92
5.1 碳中和投资框架	92
5.2 双碳相关技术热点及其成熟度	94
参考文献	96
附：碳排放权交易管理办法（试行）	97
市场篇——电价	104
1. 电力政策与电价	104
2. 典型区域电价对供需双方影响分析	107
2.1 项目模型介绍	107
2.2 模型能源输入条件	109
2.3 方案综述	113
2.4 电价对供需双方的影响	117
3. 小结	121

政策篇

(2021.11.30-2022.2.18)

1. 党中央国务院关于“碳达峰碳中和”讲话及政策文件

表 1. 领导人重要讲话及政策文件汇总表

时 间	重要讲话及会议	摘 要
2021 年 12 月 8 日	习近平在中央经济工作会议上的讲话	要正确认识和把握碳达峰碳中和。实现碳达峰碳中和是推动高质量发展的内在要求，要坚定不移推进，但不可能毕其功于一役。要坚持全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险的原则。传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。要狠抓绿色低碳技术攻关。要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解。要确保能源供应，大企业特别是国有企业要带头保供稳价。要深入推动能源革命，加快建设能源强国。
2022 年 1 月 24 日	习近平在中共中央政治局第三十六次集体学习时的讲话	深入分析推进碳达峰碳中和工作面临的形势任务，扎扎实实把党中央决策部署落到实处。
2022 年 1 月 27 日	习近平考察山西瑞光热电等能源公司的讲话	推进碳达峰碳中和，不是别人让我们做，而是我们自己必须要做，但这不是轻轻松松就能实现的，等不得，也急不得。 要积极稳妥推动实现碳达峰碳中和目标，为实现第二个百年奋斗目标、推动构建人类命运共同体作出应有贡献。
2021 年 12 月 28 日	国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知国发〔2021〕33 号	（三）城镇绿色节能改造工程。全面推进城镇绿色规划、绿色建设、绿色运行管理，推动低碳城市、韧性城市、海绵城市、“无废城市”建设。全面提高建筑节能标准，加快发展超低能耗建筑，积极推进既有建筑节能改造、建筑光伏一体化建设。因地制宜推动北方地区清洁取暖，加快工业余热、可再生能源等在城镇供热中的规模化应用。实施绿色高效制冷行动，以建筑中央空调、数据中心、商务产业园区、冷链物流等为重点，更新升级制冷技术、设备，优化负荷供需匹

		配，大幅提升制冷系统能效水平。实施公共供水管网漏损治理工程。到 2025 年，城镇新建建筑全面执行绿色建筑标准，城镇清洁取暖比例和绿色高效制冷产品市场占有率大幅提升。（住房城乡建设部、生态环境部、国家发展改革委、自然资源部、交通运输部、市场监管总局、国家能源局等按职责分工负责）
2021 年 10 月 27 日	中国 应对气候变化的政策与行动 国务院新闻办公室	实现碳达峰、碳中和是中国深思熟虑作出的重大战略决策，是着力解决资源环境约束突出问题、实现中华民族永续发展的必然选择，是构建人类命运共同体的庄严承诺。中国将碳达峰、碳中和纳入经济社会发展全局，坚持系统观念，统筹发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，以经济社会发展全面绿色转型为引领，以能源绿色低碳发展是关键，加快形成节约资源和保护环境产业结构、生产方式、生活方式、空间格局，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路。

2. 各部委及行业碳达峰政策汇编

表 2 各部委及行业政策文件汇编

时 间	政策及通知	部门	节 选
2021 年 10 月 18 日	关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见	发改产业 (2021) 1464 号	<p>到 2025 年，通过实施节能降碳行动，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业 and 数据中心达到标杆水平的产能比例超过 30%，行业整体能效水平明显提升，碳排放强度明显下降，绿色低碳发展能力显著增强。</p> <p>到 2030 年，重点行业能效基准水平和标杆水平进一步提高，达到标杆水平企业比例大幅提升，行业整体能效水平和碳排放强度达到国际先进水平，为如期实现碳达峰目标提供有力支撑。</p>
2021 年 10 月 18 日	石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案 (2021-2025 年)	发改产业 (2021) 1464 号附件 2	<p>（五）推广节能低碳技术装备，鼓励采用热泵、热夹点、热联合等技术，加强工艺余热、余压回收，实现能量梯级利用。探索推动蒸汽驱动向电力驱动转变，开展企业供电系统适应性改造。鼓励石化基地或大型园区开展核电供热、供电示范应用。</p> <p>推动产业协同集聚发展。坚持炼化一体化、煤化工一体化和多联产发展方向。鼓励不同行业融合发展，提高资源转化效率，实现协同节能降碳。</p>
2021 年 10 月 18 日	冶金、建材重点行业严格能效约束推动节能降	发改产业 (2021) 1464 号附件 1	<p>（六）创新发展绿色低碳技术。深入研究钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃等行业节能低碳技术发展路线，加强节能低碳关键共性技术、前沿引领技术、颠覆性技术研发。加快</p>

	碳行动方案 (2021-2025 年)		先进适用节能低碳技术产业化应用，进一步提升能源利用效率。 (九) 加大财政金融支持力度。落实节能专用装备、技术改造、资源综合利用等方面税收优惠政策。积极发展绿色金融，设立碳减排支持工具，支持金融机构在风险可控、商业可持续的前提下，向碳减排效应显著的重点项目提供高质量的金融服务。拓展绿色债券市场的深度和广度，支持符合条件的企业上市融资和再融资。
2021 年 10 月 29 日	《关于开展 全国煤电机组改造升级 的通知》	国家 发改委 能源局 发改运行 (2021) 1519 号	我国力争实现 2030 年前碳达峰和努力争取 2060 年前碳中和的目标，对优化能源结构和煤炭清洁高效利用提出了更高要求。煤电机组改造升级是提高电煤利用效率、减少电煤消耗、促进清洁能源消纳的重要手段，对推动碳达峰碳中和目标如期实现具有重要意义。各地、各企业要高度重视，将煤电机组改造升级作为一项重要工作抓好抓实抓细，切实提高煤电机组运行水平。
2021 年 11 月 6 日	《关于加强 产融合作推动工业绿色 发展的指导意见》	工信部 人民银行 银 保监会 证监 会 工信部联财 (2021) 159 号	到 2025 年，推动工业绿色发展的产融合作机制基本成熟，符合工业特色和需求的绿色金融标准体系更加完善，工业企业绿色信息披露机制更加健全，产融合作平台服务进一步优化，支持工业绿色发展的金融产品和服务更加丰富，各类要素资源向绿色低碳领域不断聚集，力争金融重点支持的工业企业成为碳减排标杆，有力支撑实现碳达峰、碳中和目标，保障产业与金融共享绿色发展成果、人民共享工业文明与生态文明和谐共生的美好生活。
2021 年 11 月 15 日	关于印发 《“十四五” 工业绿色发 展规划》的 通知	工信部规 (2021) 178 号	要求各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化主管部门，各省、自治区、直辖市通信管理局，有关中央企业，部属有关单位，部机关各司局认真贯彻执行《“十四五”工业绿色发展规划》。
2021 年 11 月 15 日	《“十四五” 工业绿色发 展规划》	工信部规 (2021) 178 号附件	提升清洁能源消费比重 ，鼓励工厂、园区开展工业绿色低碳微电网建设，发展屋顶光伏、分散式风电、多元储能、高效热泵等，推进多能高效互补利用。 提高能源利用效率 ，加强高温散料与液态熔渣余热、含尘废气余热、低品位余能等的回收利用，鼓励企业、园区建设能源综合管理系统，实现能效优化调控。 大力发展绿色环保装备 ，研发和推广应用高效加热、节能动力、余热余压回收利用等工业节能装备。 创新绿色服务供给模式 ，打造一批重点行业碳达峰碳中和公共服务平台，面向企业、园区提供低碳规划和低碳方案设计、低碳技术验证和碳排放、碳足迹核算等服

			务。
2021 年 11 月 15 日	关于发布 《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》的通知	国家发改委 工信部 生态环境部 市场监管总局 国家能源局 发改产业（2021）1609 号	为落实《关于强化能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》，指导各地科学有序做好高耗能行业节能降碳技术改造，有效遏制“两高”项目盲目发展，经商有关方面，现发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》。
	高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）	发改产业（2021）1609 号附件	高耗能行业列出了以下 5 大行业： 1.石油、煤炭及其他燃料加工业； 2.化学原料和化学制品制造业； 3.非金属矿物制品业； 4.黑色金属冶炼和压延加工业； 5.有色金属冶炼和压延加工业。
2021 年 12 月 20 日	能源局关于印发《新型储能项目管理规范（暂行）》的通知	国家能源局	为规范新型储能项目管理，推动新型储能积极稳妥健康有序发展，促进以新能源为主体的新型电力系统建设，支撑碳达峰、碳中和目标实现，我们组织编制了《新型储能项目管理规范（暂行）》，现印发你们，请认真执行。
2022 年 1 月 11 日	科技部实施科技支撑碳达峰碳中和行动	科技部	2022 年全国科技工作会议于 6 日在北京以视频形式召开。会议指出，2022 年科技工作要以加快实现高水平科技自立自强为目标，实施科技支撑碳达峰碳中和行动，加快推动绿色低碳转型等。
2022 年 1 月 18 日	发改委印发《促进绿色消费实施方案》的通知	国家发改委 工信部 住建部 商务部 市场监管总局 国管局 中直管理局 发改就业（2022）107 号	为深入贯彻落实《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》有关要求，根据碳达峰碳中和工作领导小组部署安排，国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、商务部、市场监管总局、国管局、中直管理局会同有关部门研究制定了《促进绿色消费实施方案》。
	促进绿色消费实施方案	发改就业（2022）107 号附件	（六）积极推广绿色居住消费。加快发展绿色建造。推动绿色建筑、低碳建筑规模化发展，将节能环保要求纳入老旧小区改造。推进农房节能改造和绿色农房建倡导合理控制室内温度、亮度和电器设备使用。持续推进农村地区清洁取暖，提升农村用能电气化水平，加快生物质能、太阳能等可再生能源在农村生活中的应用。
2022 年 1 月 20 日	关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见	工信部 国家发改委 生态环境部 工信部联原（2022）	确保钢铁行业 2030 年前碳达峰（比征求意见稿推迟 5 年）。 （八）有序发展电炉炼钢，鼓励在中心城市、城市集群周边布局符合节能环保和技术标准规范要求的中小型电炉钢企业，生产适

		6 号	<p>应区域市场需求的产品，协同消纳城市及周边废弃物。</p> <p>（九）深入推进绿色低碳，落实钢铁行业碳达峰实施方案，统筹推进减污降碳协同治理。支持建立低碳冶金创新联盟，制定氢冶金行动方案，加快推进低碳冶炼技术研发应用。</p>
2022 年 1 月 30 日	关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见	国家发改委 国家能源局 发改能源〔2022〕206 号	<p>（十）完善建筑绿色用能和清洁取暖政策。提升建筑节能标准，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展，推进和支持既有建筑节能改造，积极推广使用绿色建材，健全建筑能耗限额管理制度。完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能 and 生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。在具备条件的地区推进供热计量改革和供热设施智能化建设，鼓励按热量收费，鼓励电供暖企业和用户通过电力市场获得低谷时段低价电力，综合运用峰谷电价、居民阶梯电价和输配电价机制等予以支持。落实好支持北方地区农村冬季清洁取暖的供气价格政策。</p> <p>（二十一）探索建立区域综合能源服务机制。探索同一市场主体运营集供电、供热（供冷）、供气为一体的多能互补、多能联供区域综合能源系统，鼓励地方采取招标等竞争性方式选择区域综合能源服务投资经营主体。鼓励增量配电网通过拓展区域内分布式清洁能源、接纳区域外可再生能源等提高清洁能源比重。公共电网企业、燃气供应企业应为综合能源服务运营企业提供可靠能源供应，并做好配套设施运行衔接。鼓励提升智慧能源协同服务水平，强化共性技术的平台化服务及商业模式创新，充分依托已有设施，在确保能源数据信息安全的前提下，加强数据资源开放共享。</p>
2022 年 2 月 3 日	关于发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》的通知	国家发改委 工信部 生态环境部 国家能源局 发改产业〔2022〕200 号	<p>通知要求从以下四个方面推动各有关方面科学做好重点领域节能降碳改造升级：</p> <p>一、引导改造升级；</p> <p>二、加强技术攻关；</p> <p>三、促进集聚发展；</p> <p>四、加快淘汰落后。</p> <p>通知附件给出了 17 个行业的节能降碳改造升级实施指南。</p>
2022 年 2 月 3 日	《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》	国家发改委 工信部 生态环境部 国家能源局 发改产业〔2022〕200 号	<p>1. 炼油行业节能降碳改造升级实施指南</p> <p>2. 乙烯行业节能降碳改造升级实施指南</p> <p>3. 对二甲苯行业节能降碳改造升级实施指南</p> <p>4. 现代煤化工行业节能降碳改造升级实施指南</p> <p>5. 合成氨行业节能降碳改造升级实施指南</p> <p>6. 电石行业节能降碳改造升级实施指南</p>

		附件	7. 烧碱行业节能降碳改造升级实施指南 8. 纯碱行业节能降碳改造升级实施指南 9. 磷铵行业节能降碳改造升级实施指南 10. 黄磷行业节能降碳改造升级实施指南 11. 水泥行业节能降碳改造升级实施指南 12. 平板玻璃行业节能降碳改造升级实施指南 13. 建筑、卫生陶瓷行业节能降碳改造升级实施指南 14. 钢铁行业节能降碳改造升级实施指南 15. 焦化行业节能降碳改造升级实施指南 16. 铁合金行业节能降碳改造升级实施指南 17. 有色金属冶炼行业节能降碳改造升级实施指南
2022 年 2 月 11 日	我国钢铁行业碳达峰实施方案以及碳中和技术路线图基本成型	源自:中国工信产业网 www.cnii.com.cn	《经济参考报》记者获悉,中国钢铁行业碳达峰实施方案以及碳中和技术路线图已基本成型。总体来看,方案突出源头削减、严格过程控制、强化末端治理,直指减污降碳协同增效,促进经济社会全面绿色转型。
2021 年 12 月	工业互联网碳达峰碳中和园区指南(2021)	工业互联网产业联盟	园区作为区域经济发展、产业调整升级的空间承载形式,又是地区社会经济发展水平的衡量标志,在提供了大量基础设施和公共服务的同时也成为了碳排放的主要源头,是我国实现“双碳”目标的重要切入点和着力点。 指南主要分为八个部分。 第一部分介绍了工业互联网双碳园区建设的重要意义、态势和价值。 第二部分提出了工业互联网双碳园区的内涵,以及建设的发展需求。 第三部分介绍了工业互联网双碳园区的关键相关方,明确了整体框架、指导原则和建设要素。 第四部分介绍了工业互联网双碳园区的关键基础理论方法。 第五部分提出了工业互联网双碳园区评价及指标体系。 第六部分介绍了工业互联网双碳园区的建设路径。 第七部分提出了工业互联网双碳园区的碳管理实施闭环方案。 第八部分介绍了工业互联网双碳园区的发展与保障方案。

3. 各省市碳达峰相关政策及行动方案汇编

表 3 各省市政策文件及规划

时 间	政策及通知	省份	节 选
2021 年	关于印发《省生	江苏省生态	(一) 推动制订全省碳达峰行动方案。

5月13日	生态环境厅 2021 年推动碳达峰、碳中和工作计划》的通知 苏环办〔2021〕168 号	环境厅	<p>推进能源、工业、交通、建筑、农业农村、数据中心和 5G 新型基础设施等重点领域以及电力、钢铁、石化、化工、水泥、平板玻璃、纺织印染等重点行业编制专项达峰行动方案。</p> <p>（八）推进低碳城市、低碳园区等示范建设。研究制定《江苏省碳达峰碳中和试点示范申报指南》，联合省发展改革委、省财政厅组织开展不同区域、不同类型低碳试点示范申报工作。</p> <p>（九）推进重点行业、企业低碳化改造。制订《江苏省重点行业、企业低碳化改造技术指南》，开展碳排放对标活动，启动一批重点企业开展低碳化改造试点。</p>
2021 年 6 月 8 日	浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案	浙江省委科技强省建设领导小组	<p>1.加强基础前沿创新引领。围绕可再生能源、储能、氢能、CCUS 等领域，重点开展新一代太阳能电池、电化学储能、催化制氢、直接空气 CO₂ 捕集、化学链载体材料、CO₂ 分子断键与重构、生物直接转化 CO₂ 等方向机制、方法研究。</p> <p>2.强化应用基础研究协同创新。聚焦低碳、零碳、负碳关键技术需求，促进新能源、新材料、生物技术、新一代信息技术等交叉融合，通过协同创新重点推进规模化可再生能源储能、多能互补智慧能源系统、CO₂ 捕集利用协同污染物治理等研究。</p> <p>5.推进零碳流程重塑。围绕化工、纺织、建材、钢铁、石化、造纸、化纤等高碳行业减污降碳需求，着力强化低碳燃料与原料替代、过程智能调控、余热余能高效利用等研究，持续挖掘节能减排潜力，加快推进行业绿色转型。</p> <p>6.低碳技术集成与优化。聚焦低碳建筑、低碳交通、低碳生活等领域需求，通过多技术单元集成与优化，着力发展装配式建筑、交通低碳燃料替代、智能交通、综合能源、碳标签认证等关键技术，协同发展非 CO₂ 温室气体减排技术，推进全社会节能减排。</p> <p>7.超前部署 CCUS 技术。聚焦碳捕集与利用，加快研发碳捕集先进材料、专用大型 CO₂ 分离与换热装备、CO₂ 资源化利用等关键核心技术，突破烟气 CO₂ 捕集、CO₂ 矿化及微藻利用技术，部署直接空气 CO₂ 捕集等负排放技术。</p>
2021 年 6 月 18 日	上海市 2021 年节能减排和应对气候变化重点工作安排	上海市发改委	<p>（七）深化工业信息化节能，促进工业绿色发展。以高耗能行业为重点，全面开展节能诊断和能效对标达标。持续推广余热资源共享模式的创新与实践。持续推进清</p>

	沪发改环资 (2021) 77 号		洁生产，开展绿色制造和绿色工厂建设。推广智慧节能技术、先进绿色制造工艺技术装备，推进节能环保产业发展。逐步提高数据中心、5G 通信基站等能效标准，加强信息化 领域节能。 （十七）节能低碳重点工程。 开展产业园区综合能效提升、重点高耗能行业节能改造等行动，实施数据中心、冷却塔、冷库能效提升重点工程。加快公共机构能效提升，推进城市道路照明节能改造。实施重大节能低碳技术产业化示范工程，开展近零 能 耗 建 筑、碳 捕 集 利 用 与 封 存（CCUS）等示范。
2021 年 8 月 12 日	青海打造国家清洁能源产业高地行动方案 (2021-2030 年)	青海省政府 国家能源局	（九） 稳步推进地热能等其他清洁能源发展。深入推进共和至贵德、西宁至海东地区地热资源、共和盆地干热岩开发利用，实现试验性发电及推广应用。编制核能开发利用规划，完成小堆供热试点项目前期工作，稳妥推进核能开发利用。 （十七） 全力推进清洁取暖工程。继续用好援青政策，协调用好国家“三江源”清洁取暖输配电价政策，进一步完善峰平谷电价，争取国家北方地区清洁供暖政策支持。全力实施“洁净三江源”和清洁取暖示范县工程，按照以供定需和以电定改的原则，循序渐进扩大试点改造范围。构建以可再生能源供暖、地热供暖、电供暖为主导的清洁供暖体系，大力实施去煤供暖，城市城区优先发展清洁集中供暖，农牧区积极发展集中和分布式清洁供暖，逐步淘汰散煤、牛粪取暖，率先实现全省供暖清洁化。
2022 年 1 月 14 日	青海省严格能效约束推动重点领域节能降碳技术改造实施方案 (2021-2025 年)	青海省发改委	(六) 加强技术研发应用。支持企业加强节能降碳先进适用工艺技术装备研发，加大技术攻关集成和成果转化示范。积极跟进节能降碳关键共性技术、前沿引领技术、颠覆性技术研发进展，加快《产业结构调整指导目录》鼓励类及《绿色技术推广目录》等明确的先进成熟绿色低碳技术装备推广应用，鼓励企业适时采用氢还原、惰性阳极、碳捕捉等工艺技术实施改造。鼓励发展循环经济，加强余热、余压回收，实现能量梯级利用。鼓励企业探索从蒸汽驱动向电力驱动转变，开展供电系统适应性改造。鼓励重点行业利用绿色数据中心等新型技术设施实现节能降耗。
2021 年 9 月 27 日	《北京市关于进一步完善市场导向的绿色技术创新体系若干措	北京市 发改委 科委 中关村管委	碳达峰碳中和围绕风电、氢能、新能源汽车、低功耗半导体和通信、光伏、碳捕集利用和封存（CCUS）、近零能耗建筑、资源循环利用、低碳家居等 9 个重点发展方

	施》	会	向，加强支持核心技术攻关、系统集成、成果转化、示范推广、规模化应用、标准制定和知识产权布局等。
2021 年 10 月 29 日	北京市进一步强化节能实施方案	北京市发改委等 11 局委	<p>五、加快实施一批节能技改项目 靠前服务，组织推动一批节能技改项目，开展项目节能量预审，做好项目改造实施过程中的技术服务，加强市区两级节能技术改造奖励资金联动，更好的调动企业改造积极性，尽早形成节能量。（牵头单位：市发展改革委）</p> <p>六、加强石化、水泥、数据中心等高耗能行业用能管理 （三）严格执行国家电价改革政策 落实国家电价改革部署，进一步完善峰谷分时电价政策和尖峰电价机制，引导用户错峰用电、削峰填谷。充分发挥价格杠杆作用，对直接参与电力市场化交易的高耗能企业，市场交易电价不受燃煤发电基准价上浮不超过 20%限制；通过电网企业代理购电的高耗能企业，执行高于电网企业代理其他用户的购电价格，具体幅度以国家代理购电相关规定为准。（牵头单位：市发展改革委）</p>
2021 年 10 月 1 日	企事业单位碳中和实施指南 北京市地方标准 DB11/T 1861—2021	北京市市场监督管理局	<p>本文件规定了企事业单位碳中和实施工作的基本原则和实施流程以及碳中和准备阶段、实施阶段、评价阶段和声明阶段的详细内容和工作要求。</p> <p>本文件适用于企事业单位实施碳中和开展的工作。园区实施碳中和开展的工作可参照执行。</p> <p>2021 年 6 月 22 日发布，10 月 1 日正式实施。</p>
2021 年 9 月 27 日	《天津市碳达峰碳中和促进条例》	天津市人民代表大会常务委员会	<p>本市建立碳达峰、碳中和工作领导小组机制，统筹推动碳达峰、碳中和工作，协调解决碳达峰、碳中和工作重大问题。</p> <p>市人民政府应当科学编制并组织落实本市碳达峰行动方案，实施促进碳中和的政策措施，确保本市碳达峰、碳中和各项目标任务落实。</p> <p>区人民政府应当落实碳达峰、碳中和任务，保证本行政区域内碳达峰、碳中和工作目标实现。</p> <p>市和区人民政府应当每年向本级人民代表大会或者人民代表大会常务委员会报告碳达峰、碳中和工作情况，依法接受监督。</p> <p>条例由总则、基本管理制度、绿色转型、调整能源结构、推进产业转型、促进低碳生活、降碳增汇、减少碳排放、增加碳汇、科技创新、激励措施、法律责任和附则 8 个部分组成。</p>

2021 年 10 月 26 日	天津市生态环境局关于开展低碳（近零碳排放）示范建设工作的通知	天津市生态环境局 津环气候 〔2021〕82 号	天津市低碳（近零碳排放）示范建设（以下简称示范建设）采用“1+N”的模式，即“1”为行政区域、“N”为多个重点领域，行政区域包括区级行政区、功能区、城镇、商务区等综合区域，重点领域包括建筑、企业、工业园区、社区等单个类别。
2021 年 10 月 26 日	天津市低碳（近零碳排放）示范建设实施方案编制指南（试行）	津环气候 〔2021〕82 号 附件 1	行政区域及重点领域中的建筑、企业、工业园区示范建设（详见附件 1《天津市低碳（近零碳排放）示范建设实施方案编制指南（试行）》），应与实施主体的自身条件相结合，重点分析示范建设的基础条件、技术优势和减排潜力，明确组织管理、目标任务、重点项目和保障措施等。鼓励各实施主体结合实际提出近零碳排放目标。
2021 年 10 月 26 日	天津市低碳（近零碳排放）示范社区建设实施方案编制指南（试行）	津环气候 〔2021〕82 号 附件 2	重点领域中的社区示范建设（详见附件 2《天津市低碳（近零碳排放）示范社区建设实施方案编制指南（试行）》），在全市范围分城市既有社区、农村社区两类开展，将低碳理念融入社区规划、建设、管理之中，培育增强居民低碳意识，引导树立低碳生活方式。
2022 年 1 月 6 日	天津市生态环境保护“十四五”规划	天津市人民政府办公厅	五.加快推动城乡建设低碳转型 大力发展节能低碳建筑。制定实施绿色建筑相关标准技术规范，完善绿色建筑评价标识管理制度，新建建筑全部执行绿色建筑设计要求。加强绿色建筑技术标准规范研究，开展绿色建筑技术的集成示范。发展被动式超低能耗、近零能耗建筑，通过建筑布局、立体绿化、建筑材料使用等被动式节能措施，降低建筑能源需求。 加快提高建筑用能效率。持续推动既有建筑、老旧供热管网节能改造，加快公共建筑节能提升改造。加快推广供热计量收费。大力推广能源计量、高效节能光源、供暖空调系统高效运行、新风热回收、节能灶具等节能技术，提高建筑用能效率。促进可再生能源规模化应用，推广太阳能光伏、地源热泵和空气源热泵等技术，探索可再生能源应用和推广模式。农村地区因地制宜推进热泵、燃气、生物质、地热等高效清洁供暖方式。
2022 年 1 月 20 日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》	河北省委 省政府	（六）大力削减煤炭消费。 进一步淘汰煤电落后产能，等容量置换建设大容量、高参数机组，推进煤电升级改造，有序减少发电小时数和耗煤量，推动煤电逐步向基础性、调节型调峰电源转变。谋划建设新的输电通道，大幅提升可再生能源调入比例。推动工业、采暖等领域电能和天然气

			<p>替代，置换锅炉和工业窑炉燃煤。持续抓好农村地区清洁取暖，大力推进分布式光伏取暖。划定高污染燃料禁燃区。严格落实煤炭等量或减量替代政策，严控新增产能的新改扩建耗煤项目。加强煤炭清洁高效利用。</p> <p>（七）积极发展非化石能源。实施可再生能源替代行动，打造张家口、承德、唐山、沧州及太行山沿线等百万千瓦级光伏发电基地，大力发展分布式光伏发电，推进张家口、承德千万千瓦级风电基地建设。完善可再生能源消纳保障机制，推进可再生能源在大数据、制氢等产业和清洁供暖、公共交通领域应用，实施源网荷储一体化和多能互补发展，提高可再生能源就地消纳能力。推进国家氢能示范试点建设，提高制氢储氢运氢用氢能力。因地制宜发展生物质能、海洋能、地热能。建设抽水蓄能重点工程，加快化学储能、压缩空气储能等规模化应用。构建适应非化石能源高比例大规模接入的新型电力系统。推动能源数字化，打造“数字能源”。</p> <p>（十四）大力发展节能低碳建筑。新建建筑全面执行绿色建筑标准，推进既有建筑节能改造。大力发展近零能耗建筑，形成产业链体系。逐步实行建筑能耗限额管理。全面推广绿色低碳建材。推广农村住房建筑导则，支持建设绿色环保的宜居型农房。</p> <p>（十五）优化建筑用能结构与建造方式。推进可再生能源建筑应用，开展整县屋顶分布式光伏开发试点。因地制宜推进清洁低碳供暖。加快建筑领域电气化进程。大力发展钢结构建筑，推动装配式建筑逐步成为主要建造方式。</p>
2021 年 11 月 1 日	关于 2021-2023 年度推动碳达峰、碳中和工作滚动实施方案	黑龙江省生态环境厅办公室	<p>为扎实开展应对气候变化工作，推动减污降碳取得新突破，助力我省实现碳达峰目标和碳中和愿景，结合实际制定 2021-2023 年度推动碳达峰、碳中和工作滚动实施方案。</p> <p>方案文件由参与碳达峰工作顶层设计、推动重点领域绿色低碳循环发展、建设碳排放监测统计体系、深化规划政策与技术研究、加强碳达峰碳中和工作保障 5 部分内容组成。</p>
2022 年 1 月 24 日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》	宁夏回族自治区政府 宁政发〔2021〕39 号	<p>（十四）推动能源体系绿色低碳转型。严格控制化石能源消费，加快煤炭清洁高效转化利用，逐步淘汰燃煤锅炉，实现清洁取暖县级城市全覆盖，减少散煤消费，力争煤炭消费总量在“十四五”末达峰。</p>

			（十七）改善城乡人居环境。大力推动可再生能源建筑一体化发展，因地制宜推动提高太阳能、地热能等在新建建筑中的应用比例。开展超低能耗建筑试点示范，鼓励近零能耗建筑发展。
2021 年 11 月 25 日	宁夏碳达峰碳中和科技支撑行动方案	宁夏回族自治区科学技术厅	<p>2.被动式超低能耗建筑技术研发应用 引进研发被动式超低能耗建筑维护结构保温隔热技术、节能门窗技术、无热桥处理技术、建筑气密性控制技术、建筑信息模型（BIM）、地理信息系统（GIS）、能耗模拟分析技术等建筑设计与建造技术；引进应用建筑光伏发电一体化技术、墙面太阳能集热技术、高效热电储能技术，地源热泵、空气源热泵、热回收新风系统等建筑分布式能源技术。</p> <p>3.建筑运维能耗监测与管控技术研发应用 研发物联网、大数据、人工智能等技术在建筑运维能源管理方面的集成应用；研发应用安全、高效、节能、智慧的建筑能耗监控系统、能源管理系统、能源远程控制系统；引进应用高效制冷、先进通风、余热利用等既有建筑绿色升级改造技术，提升建筑能效水平。</p>
2022 年 1 月 6 日	关于印发云南省加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系行动计划的通知	云南省政府	（三）以做强“绿色能源牌”为重点，加快推动工业绿色化转型。继续做大做强清洁能源发电装机规模，促进源网荷储一体化协调发展。加快推进在适宜地区适度开发风电、光伏发电基地建设。打造金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域“风光水储一体化”可再生能源综合开发基地，继续开展大江干流水电站前期研究。促进大中小水电与光伏、风电优势互补，构建智能、高效、绿色、可靠的智能电网。推动昆明市建设智能电网示范城市。发展电化学储能项目。推进“风光储充放”一体化发展。到 2025 年，全省电力装机总规模达 1.5 亿千瓦以上。
2022 年 1 月 20 日	2022 年贵州省政府工作报告	贵州省政府	<p>统筹做好碳达峰碳中和工作。科学制定碳达峰实施方案，提高煤炭清洁高效利用水平，推动煤炭和新能源优化组合，积极发展可再生能源，加快抽水蓄能开发建设。统筹做好能耗“双控”，推动高耗能行业绿色化、清洁化改造，严控“两高”项目盲目上马。加快先进绿色低碳技术应用，推进资源全面节约、集约、循环利用，降低单位产品能耗物耗水耗。</p> <p>完善绿色发展制度。加快生态产品价值实现机制试点，推动排污权和碳排放权等市场化交易，健全完善生态补偿、生态环境损害赔偿、林业碳汇等机制。常态化办好</p>

			“贵州生态日”系列活动。广泛开展绿色机关、绿色家庭、绿色社区、绿色出行等创建行动。
2022 年 1 月 17 日	2022 年安徽省政府 工作报告	安徽省政府	<p>(九)稳妥有序推进“双碳”战略，推动经济社会发展全面绿色转型。积极推进绿色低碳发展，全面开展减污降碳协同增效，进一步改善生态环境质量，迈出美丽安徽建设新步伐。</p> <p>实施碳达峰行动。出台碳达峰实施方案，推进能源综合改革创新。开展“双碳”科技创新专项，加强绿色低碳技术攻关和推广应用。落实能耗双控制度，实施用能预算管理，探索开展能源要素市场化配置改革。严格审批新增“两高”项目，加强存量项目节能挖潜。推动煤炭清洁高效利用和减量替代，布局建设一批光伏发电、风电、生物质发电等项目，新增可再生能源发电装机 350 万千瓦以上。加快能源基础设施和“外电入皖”项目建设。</p>
2022 年 1 月 17 日	江西省政府工作 报告	江西省政府	<p>(六)有序实施碳达峰碳中和，推进煤炭清洁高效利用，提高清洁能源比重。健全碳达峰碳中和“1+N”政策体系，完善能耗双控制度，形成减污降碳激励约束机制，坚决遏制“两高”项目盲目发展。推广大型活动碳中和做法和“绿宝碳汇”，广泛开展绿色创建行动，支持南昌、赣州、上饶创建绿色出行城市。实施碳汇能力提升工程。推进重点区域生态保护修复，完成退化林修复 160 万亩，探索“矿山生态修复+”融合模式。</p>
2022 年 1 月 17 日	湖北省政府 工作报告	湖北省政府	<p>深入推进绿色低碳发展。认真做好碳达峰、碳中和工作，严控高耗能高排放项目盲目上马,加快发展循环经济、低碳经济，推进垃圾分类和资源化利用，倡导绿色低碳生活，真正让美丽湖北、绿色崛起成为我省高质量发展的鲜明底色。</p>
2021 年 12 月 2 日	四川省委关于以 实现碳达峰碳中 和目标为引领推 动绿色低碳优势 产业高质量发展的 决定	四川省委	<p>(六)有序开发多类型清洁能源。瞄准清洁能源开发利用新领域，前瞻布局发展新型可再生能源，着力技术创新、降低成本、扩大应用，构建多能并举、协同发力的能源供给体系。积极发展氢能产业，统筹推进氢能安全生产和“制储输用”全链条发展，开展氢能运营试点示范，丰富应用场景，建设全国重要的氢能产业基地，支持成都打造“绿氢之都”、攀枝花打造氢能产业示范城市。合理利用林草、秸秆、垃圾等开发生物质能，有序发展生物质发电。推进地热资源勘探开发，因地制宜开展地热资源综合利用示范。</p> <p>(八)持续做强能源装备产业。把清洁能</p>

			源装备产业作为建设制造强省的重要支柱，依托“国字头”能源装备龙头企业，突出关键技术自主化、市场拓展全球化、运维服务一体化，建设国际一流的清洁能源装备制造基地。大力发展成（都）德（阳）高端能源装备产业集群，建设以成都为引领的光伏高端装备产业集聚区，加快打造德阳世界级清洁能源装备制造基地。聚焦水能、风能、太阳能、核能、生物质能、地热能等开发利用，推进发电机组、输变电设备、储能设施、热泵等能源装备发展。
2022 年 1 月 18 日	四川省政府工作报告	四川省政府	加快发展绿色低碳优势产业。落实省委关于以实现碳达峰碳中和目标为引领推动绿色低碳优势产业高质量发展的决定。聚焦清洁能源产业，加快水风光气氢多能互补一体化发展，积极推进“三江”水电基地、凉山州风能发电基地、“三州一市”光伏发电基地建设，打造国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，支持发展氢能。
2022 年 2 月 11 日	山东省《关于推动碳减排支持工具落地见效助力山东省绿色低碳转型的若干措施》	人民银行济南分行、省发展改革委、省科学技术厅、省工业和信息化厅、省生态环境厅、省地方金融监督管理局、省能源局、山东银保监局	《若干措施》从建立工作推进机制、营造政策落地氛围、提升金融服务质效、构建服务组织体系、强化外部激励约束等五个方面提出 10 条务实管用措施。省行业主管部门定期梳理清洁能源、节能环保和碳减排技术三大领域的重点项目清单，组织金融机构按照市场化、法制化原则开展形式多样的银企对接活动，并通过加强政策宣传解读、举办业务交流培训等营造政策落地的良好氛围；金融机构通过优化绿色信贷管理、开展金融产品创新等提升服务质效；各级政府部门、项目单位、评估机构等多方协同推进，保障碳减排支持工具政策精准、高效落地。
2021 年 3 月 8 日	重庆市应对气候变化领导小组办公室关于印发《应对气候变化参阅材料》（2021 年第 7 期）的函	重庆市应对气候变化领导小组办公室	石油、化工、钢铁、水泥等行业，国家电网、宝武钢铁等企业都宣布了各自的碳达峰和碳中和计划和路线图，碳减排目标正在逐渐变为具体行动。文件附件收集了各大企业及行业碳达峰和碳中和行动计划和路线图。

4. 部分央企碳达峰行动方案选编

表 4 各央企碳达峰行动方案政策文件汇编

时 间	行动方案	央企	节 选
2022 年 1 月 4 日	中核集团印发《完整准确全	中核集团	重点任务包括六个方面：一是积极安全有序发展核能产业，更好发挥核能作为清洁能源

	面贯彻新发展理念 做好碳达峰碳中和工作行动纲要》		<p>主力能源的作用；二是加强低碳零碳技术创新，为碳达峰碳中和目标提供有力支撑；三是积极拓展新能源产业，构建中核集团多元化清洁能源供应体系；四是持续优化产业结构，大力推进绿色低碳发展；五是积极探索碳资产经营，发挥绿色金融作用，推动中核集团双碳经济发展；六是努力推动节能降碳，倡导绿色低碳发展的文化理念。</p> <p>《纲要》要求，切实强化碳达峰碳中和工作组织保障。加强党对碳达峰碳中和工作的集中统一领导，成立集团公司碳达峰碳中和工作领导小组。加强政策跟踪研究，成立中核集团碳达峰碳中和研究中心。加强碳资产经营，成立中核集团碳资产经营公司。强化规划引领，建立考核机制，凝聚行业合力，做好宣传引导。</p>
2021 年 3 月	国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案	国家电网	<p>5.加快电网向能源互联网升级。加强“大云物移智链”等技术在能源电力领域的融合创新和应用，促进各类能源互通互济，源网荷储协调互动，支撑新能源发电、多元化储能、新型负荷大规模友好接入。加快信息采集、感知、处理、应用等环节建设，推进各能源品种的数据共享和价值挖掘。到 2025 年，初步建成国际领先的能源互联网。</p> <p>9.拓展电能替代广度深度。推动电动汽车、港口岸电、纯电动船、公路和铁路电气化发展。深挖工业生产窑炉、锅炉替代潜力。推进电供冷热，实现绿色建筑电能替代。加快乡村电气化提升工程建设，推进清洁取暖“煤改电”。积极参与用能标准建设，推进电能替代技术发展和应用。</p> <p>10.积极推动综合能源服务。以工业园区、大型公共建筑等为重点，积极拓展用能诊断、能效提升、多能供应等综合能源服务，助力提升全社会终端用能效率。建设线上线下一体化客户服务平台，及时向用户发布用能信息，引导用户主动节约用能。推动智慧能源系统建设，挖掘用户侧资源参与需求侧响应的潜力。</p>
2021 年 6 月	中能建践行碳达峰碳中和“30·60”战略目标行动方案（白皮书）	中国能源建设集团有限公司	<p>发挥科技创新在碳达峰、碳中和工作中的战略支撑作用，聚焦“30·60”战略目标，瞄准国际前沿，抓紧部署低碳、零碳、负碳关键核心技术研究，围绕新型电力系统、清洁高效火电、新型输电通道、新能源、生态环境综合治理、交通建筑与能源电力融合、绿色生产等领域着力突破一批前瞻性、战略性和应用性技术，大力推进“产技融合”，支撑引领碳达峰、碳中和。</p> <p>积极壮大清洁能源产业，稳步推进大型水电基地建设，安全稳妥推进沿海核电建设，积</p>

			极推动核能综合利用，大力发展风能、太阳能、生物质能、地热能等新能源，加速构建以新能源为主体的新型电力系统，提升风电、光伏发电消纳能力，加快推动非化石能源成为能源供应的主体。
--	--	--	--

5. “碳达峰碳中和” 1+N 政策体系解读

5.1 “1+N” 政策体系形成过程回顾

2021 年 10 月 12 日，在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上，习近平主席指出，中国将陆续发布重点领域和行业碳达峰实施方案和一系列支撑保障措施，构建起碳达峰、碳中和“1+N”政策体系。

2021 年 10 月 24 日，中共中央国务院联合发布了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称“《意见》”），在中央层面对碳达峰碳中和这项重大工作进行系统谋划和总体部署，进一步明确总体要求，提出了构建绿色低碳循环发展经济体系、提升能源利用效率、提高非化石能源消费比重、降低二氧化碳排放水平、提升生态系统碳汇能力等五个方面主要目标。对碳达峰碳中和这项重大工作进行系统谋划。

2021 年 10 月 26 日，国务院正式发布了《2030 年前碳达峰行动方案》（以下简称“《方案》”）。方案聚焦“十四五”和“十五五”两个碳达峰关键期，提出了提高非化石能源消费比重、提升能源利用效率、降低二氧化碳排放水平等方面主要目标。提出将碳达峰贯穿于经济社会发展全过程和各方面，重点实施“碳达峰十大行动”。

2021 年 10 月 27 日，国务院新闻办公室发布《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书。强调了中国实施积极应对气候变化国家战略。不断提高应对气候变化力度，强化自主贡献目标，加快构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系。

5.2 “1+N” 政策体系^[57]

党中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称《意见》）是党中央对碳达峰碳中和工作进行的系

统谋划和总体部署，覆盖碳达峰、碳中和两个阶段，是总管长远的顶层设计。

“意见”在碳达峰碳中和政策体系中发挥统领作用，是“1+N”中的“1”。

国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》（以下简称《方案》）是碳达峰阶段的总体部署，在目标、原则、方向等方面与意见保持有机衔接的同时，更加聚焦 2030 年前碳达峰目标，相关指标和任务更加细化、实化、具体化。

“方案”是“N”中为首的政策文件，有关部门和单位将根据方案部署制定能源、工业、城乡建设、交通运输、农业农村等领域以及具体行业的碳达峰实施方案，各地区也将按照方案要求制定本地区碳达峰行动方案。除此之外，“N”还包括科技支撑、碳汇能力、统计核算、督察考核等支撑措施和财政、金融、价格等保障政策。这一系列文件将构建起目标明确、分工合理、措施有力、衔接有序的碳达峰碳中和“1+N”政策体系。

5.3 《意见》与《方案》的关系

《意见》作为碳达峰碳中和“1+N”政策体系中的“1”，对碳达峰碳中和这项重大工作进行了系统谋划、总体部署。而《方案》作为我国保证实现 2030 年碳达峰目标的行动和操作指南，是对《意见》内容的进一步深化和落实。《意见》内容涵盖了“碳达峰”和“碳中和”两个不同的阶段，而《方案》主要针对的是碳达峰阶段，也就是到 2030 年的重点任务和目标。简而言之，《意见》是“双碳”工作总政策纲领，《方案》是落实《意见》中关于实现碳达峰目标的具体行动措施。

5.4 《意见》与《方案》内容编排体现了“双碳”工作的阶段性重点

在内容编排上，来看下两份文件在重点任务及内容编排上的顺序：

表 1 《意见》与《方案》重点工作内容内容一览

《意见》	《行动方案》
1、推进经济社会发展全面绿色转型	1、能源绿色低碳转型行动
2、深度调整产业结构	2、节能降碳增效行动
3、加快构建清洁低碳安全高效能源体系	3、工业领域碳达峰行动
4、加快推进低碳交通运输体系建设	4、城乡建设碳达峰行动
5、提升城乡建设绿色低碳发展质量	5、交通运输绿色低碳行动
6、加强绿色低碳重大科技攻关和推广应用	6、循环经济助力降碳行动
7、持续巩固提升碳汇能力	7、绿色低碳科技创新行动
8、提高对外开放绿色低碳发展水平	8、碳汇能力巩固提升行动
9、健全法律法规标准和统计监测体系	9、绿色低碳全民行动
10、完善政策机制	10、各地区梯次有序碳达峰行动

根据上表重点任务内容，可看出两份文件的重点任务方向一致，但是在任务的编排顺序上有所不同。

《意见》是对碳达峰、碳中和两个阶段工作的整体部署，因此《意见》更多明确的是国家实现达峰和中和两个目标的步调，更多体现的是国家对于本项工作安排的整体框架和逻辑。

6. 本章小节

《2030 年前碳达峰行动方案》是“N”中为首的政策文件，有关部门和单位将根据《方案》部署制定能源、工业、城乡建设、交通运输、农业农村等领域以及具体行业的碳达峰实施方案，各地区也将按照《方案》要求制定本地区碳达峰行动方案。目前各领域、具体行业及地区碳达峰行动方案大部分尚处于编写或审核状态，截至目前只有江苏、上海、浙江、河北等少数省份公布了行动方案。

2022 年 1 月 11 日，国家发展改革委环资司召开专题会议研究碳达峰碳中和工作，会议要求把碳达峰碳中和摆在发改委环资工作的突出位置，重点工作之一是加快完善碳达峰碳中和“1+N”政策体系，推动有关部门制定出台分领域分行业实施方案和保障措施；衔接各地区碳达峰实施方案，加强调研督导，推进各项工作落实落细。

会议强调，碳达峰碳中和是一场经济社会系统性变革，是一项复杂工程和长期任务，不可能一蹴而就、毕其功于一役。统筹推进碳达峰碳中和工作，既不能搞“碳冲锋”，又不能搞运动式“减碳”。

附：政策文件包目录

- [1] 习近平中央经济工作会议讲话 20221210
- [2] 习近平在中共中央政治局第三十六次集体学习时的讲话 20220124
- [3] 习近平考察山西企业时的讲话：推进碳达峰碳中和 等不得也急不得 2022012
- [4] 国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知 20211128
- [5] 国家发展改革委等部门关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见 20211018
- [6] 石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案 2021-2025
- [7] 冶金建材重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案 2021-2025
- [8] 国家发展改革委 国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知 20211029
- [9] 工业和信息化部 人民银行 银保监会 证监会关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见 20211106
- [10] 工业和信息化部关于印发《“十四五”工业绿色发展规划》的通知 20211115
- [11] 工信部“十四五”工业绿色发展规划 20211115
- [12] 国家能源局发布《新型储能项目管理规范（暂行）》 20211220
- [13] 国家发展改革委等部门关于发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》的通知 20211115
- [14] 《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》 20211115
- [15] 国家发展改革委等部门关于印发《促进绿色消费实施方案》的通知 20220118
- [16] 国家发改委《促进绿色消费实施方案》 2020118
- [17] 科技部实施科技支撑碳达峰碳中和行动 20220111
- [18] 工业和信息化部关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见 20220120
- [19] 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见 20220130
- [20] 《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》解读
- [21] 国家发改委关于发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南》的通知 20220203
- [22] 国家发改委《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级指南 2022》 20220203
- [23] 工业互联网碳达峰碳中和园区指南 2021
- [24] 江苏《省生态环境厅 2021 年推动碳达峰、碳中和工作计划》 20210513
- [25] 浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案 20210608
- [26] 上海市 2021 年节能减排和应对气候变化重点工作安排 20210618
- [27] 青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年） 20210812
- [28] 青海省严格能效约束推动重点领域节能降碳技术改造实施方案（2021-2025 年）
- [29] 北京市关于进一步完善市场导向的绿色技术创新体系若干措施 20210927

- [30] 北京市进一步强化节能实施方案 20211229
- [31] 北京市进一步强化节能实施方案解读
- [32] 北京市企事业单位碳中和实施指南-地方标准 20211001
- [33] 天津市碳达峰碳中和促进条例-地方法规 20210927
- [34] 天津市市生态环境局关于开展低碳（近零碳排放）示范建设工作的通知 20211226
- [35] 天津市低碳示范建设实施方案编制指南 20211226
- [36] 天津市低碳社区示范方案编制指南 20211226
- [37] 天津市生态环境保护“十四五”规划 20220116
- [38] 天津市绿色建筑发展“十四五”规划 20220116
- [39] 河北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》
20220120
- [40] 黑龙江省关于 2021-2023 年度推动碳达峰、碳中和工作滚动实施方案 20211101
- [41] 宁夏回族自治区《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》
20220124
- [42] 宁夏碳达峰碳中和科技支撑行动方案 20211125
- [43] 贵州省政府工作报告 20220120
- [44] 云南省关于印发云南省加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系行动计划的通知
20220106
- [45] 安徽省政府工作报告 20220124
- [46] 江西省政府工作报告 20220117
- [47] 湖北省政府工作报告 20220120
- [48] 四川省政府工作报告 20220118
- [49] 中共四川省委关于以实现碳达峰碳中和目标为引领推动绿色低碳优势产业高质量发展的决定 20211202
- [50] 山东省《关于推动碳减排支持工具落地见效助力山东省绿色低碳转型的若干措施》
20220211
- [51] 重庆市应对气候变化领导小组办公室应对气候变化参阅资料 20210308
- [52] 中核集团印发碳达峰碳中和行动纲领 20220104
- [53] 国家电网“碳达峰碳中和”行动方案 2021315
- [54] 中国能源建设集团有限公司践行碳达峰行动方案白皮书 20210615
- [55] 辽宁省印发《关于深入打好污染防治攻坚战实施方案（征求意见稿）》 20210615
- [56] 《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书 20211027
- [57] 发改委官方解读 2030 碳达峰行动方案
- [58] 《新时代的中国能源发展》白皮书 20201221

标准篇——产品碳足迹

随着碳标识制度的发展，产品碳足迹核算也逐渐普及。一方面，一些国家开始将碳标识强制化，通过建立一定的机制，调动各方面力量（政府采购、品牌和零售商的参与），以在社会上建立可持续的消费与生产；另一方面，许多大公司通过产品碳足迹核算，进行内部和供应链的环境绩效管理与成本控制，实现差异化竞争，与公众和消费者进行交流，引领绿色发展潮流。在这些政策、市场机制和大型企业的推动下，产品碳足迹核算将成为未来企业的环境管理目标和手段之一¹。

1. 产品碳足迹的内涵

“碳足迹”也称碳指纹和碳排量，最早流行于英国。它是指企业机构、活动、产品或个人通过交通运输、食品生产和消费以及各类生产过程等引起的温室气体排放的集合。其中“碳”，就是石油、煤炭、木材等由碳元素构成的自然资源；碳耗用量越大，制造的二氧化碳也就越多，“碳足迹”越大，反之“碳足迹”就小²。

“碳足迹”按应用层次类型可分为个人碳足迹、产品碳足迹、企业碳足迹、国家/城市碳足迹。产品碳足迹是指某个产品（或某项服务）在整个生命周期过程中所释放的直接和间接的温室气体总量。即从原材料开采、产品生产(或服务提供)、分销、使用到最终处置/再生利用等多个阶段的各种温室气体排放量的总和³。

1.1 产品碳足迹的核算范围

在确定产品碳足迹核算范围过程中，应考虑并描述包括但不限于下列各项：

产品（系统）范围：明确产品名称、型号、功能、功能单位和系统边界。

时间范围：选择核算碳足迹有代表性的时间段。

注：与产品生命周期中具体单元过程相关的温室气体排放和清除随时间变化，选择的时间范围应可以确定产品生命周期中温室气体排放和清除的平均值，如：季节性生产的产品应覆盖产品生产的整个时间周期，不能仅使用部分时间段的数据进行核算⁴。

温室气体范围：二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟碳化物（PFCs）、六氟化硫（SF₆）、三氟化氮（NF₃）七种类型⁴。其中前六种是《京都议定书》规定控制的温室气体。为统一度量单位以便比较不同温室气体的温室效应，规定以二氧化碳当量（CO₂e）为度量温室效应的基本单位。

1.2 产品碳足迹的核算边界

系统边界是指由明确的规范所确定的属于产品碳足迹的核算界限。2008年10月，英国标准协会发布了全球首个产品碳足迹方法标准《PAS 2050:2008 商品和服务在生命周期内的温室气体排放评价规范》⁵。PAS 2050:2008 中将商品和服务的碳足迹大致分为两类：一类是从企业到消费者（Business to customer, B2C）过程中的碳排放，此过程核算涵盖了产品整个生命周期内所产生的碳排放；另一类是从企业到企业（Business to business, B2B）过程中的碳排放，此过程核算仅仅考虑到产品到达新商业组织前所释放的温室气体排放量。

B2C：该评价涵盖了从原材料、工艺制造、分销零售、消费者使用到处理或再生利用的整个生命周期的温室气体排放评估。**B2B：**该评价包括原材料从生产到完成后到达一个新的组织，包括分配销售及路途运输整个过程的温室气体排放评价。

产品的碳足迹核算大致分为四个方面：一、企业或部门活动直接产生的碳排放量；二、整个生产过程中能源资源投入使用而产生的碳排放量；三、商品和服务的总供应链所产生的碳排放量；四、包括运输及使用等全部生命周期内的碳排放量⁶。

产品碳足迹是一个实用的衡量指标。通过对产品碳足迹的核算，企业可以了解产品在整个生命周期过程中的排放热源，从而制定相应的减排计划和目标。此外，通过对产品的环境影响之一的温室效应进行量化评价，产品碳足迹核算也为比较同类或是不同类别产品的环境绩效和环境成本提供了依据。因此，产品碳足迹也是企业进行环境管理、低碳设计和产品改进的工具之一¹。

2. 产品碳足迹相关标准

目前许多国家、地区与组织已陆续制定和出台了关于产品碳足迹的核算标准。本

节选取国际、国内范围内应用较为广泛的碳足迹核算标准及生命周期评价标准，对其进行整理与解析，便于更好的应用这些国际标准，为我国碳足迹核算提供方法上的支撑依据。

2.1 国际标准

2.1.1 产品碳足迹核算相关国际标准

国际上广泛应用于产品碳足迹核算的标准有：PAS 2050:2008⁵、GHG protocol（2011）⁷、ISO 14067:2012⁸（如表 2.1.1 所示）。其中，PAS2050:2008 是全世界第一个产品碳足迹核算标准，已经在世界范围内被广泛用于评价产品温室气体排放，并在 2011 年进行了更新，更新后的版本对产品碳足迹核算提供了更加详细的要求和指导。GHG Protocol（2011）是世界资源研究所和世界可持续发展工商理事会于 2011 年正式发布的标准，早在 2010 年时测试版已经被六十余个公司采用，是要求最为详细的碳足迹核算标准。ISO 14067:2012 是由国际标准化组织发布，该标准被认为是更具普遍性的标准，提供了最基本的要求和指导。

表 2.1.1 产品碳足迹核算相关国际标准

标准	标准名称	发布单位
PAS 2050:2008	产品与服务生命周期温室气体评估规范	英国标准协会
GHG protocol（2011）	产品生命周期计算与报告标准	世界资源研究所与世界可持续发展工商理事会
ISO 14067: 2012	产品碳足迹	国际标准化组织

2.1.2 生命周期评价标准在碳足迹核算中的应用

生命周期评价标准是比碳排放核算标准更为基础的一类标准，相关国际标准如表 2.1.2 所示。

表 2.1.2 生命周期评价相关国际标准

标准	标准名称	发布单位
ISO 14040:2006	环境管理-生命周期评价-原则和框架	国际标准化组织
ISO 14044:2006	环境管理-生命周期评价-要求和指导	国际标准化组织
Global Guidance Principles for LCA Database:2011	全球生命周期数据库指导原则-第二部分：单元过程数据开发	联合国环境规划署
Research Guidelines for LCI	生命周期清单指导研究	美国能源部-美国森林和纸协会
U.S.LCI	美国生命周期清单指导	国家可再生能源实验室

国际标准 ISO 14040:2006 和 ISO 14044:2006 是生命周期评价基本标准，包括生命周期评价的四个阶段:目的与范围的定义、清单分析、影响评价和结果解释，该标准为碳足迹核算提供了基本原则和指导及碳足迹核算的方法框架。其中，清单分析阶段是生命周期评价过程最重要的阶段，为该阶段提供单元过程数据收集及计算方法的标准主要有《全球生命周期数据库指导原则》、《生命周期清单指导研究》、《美国生命周期清单指导》，上述标准根据不同的研究目标各建立了一套生命周期清单构建程序，其中术语、原则和方法论框架都与 ISO 14040/ISO 14044 一致。对基于单元过程的数据收集，《全球生命周期数据库指导原则》对数据收集准备、数据收集方法及原始数据到单元过程数据流的转化等作了详细的介绍。PAS2050:2008、GHG Protocol (2011)、ISO14067:2012 为产品层面碳足迹核算提供了详细指导，标准涉及到的产品碳足迹核算方法可供企业或组织层面内产品碳排放核算进行参考。

总结生命周期评价标准的相关规定，可以将碳足迹核算按照生命周期评价方法分为四个阶段，具体核算流程如图 2.1 所示。依据碳足迹核算流程图，进行不同阶段碳足迹核算标准内容的解析。

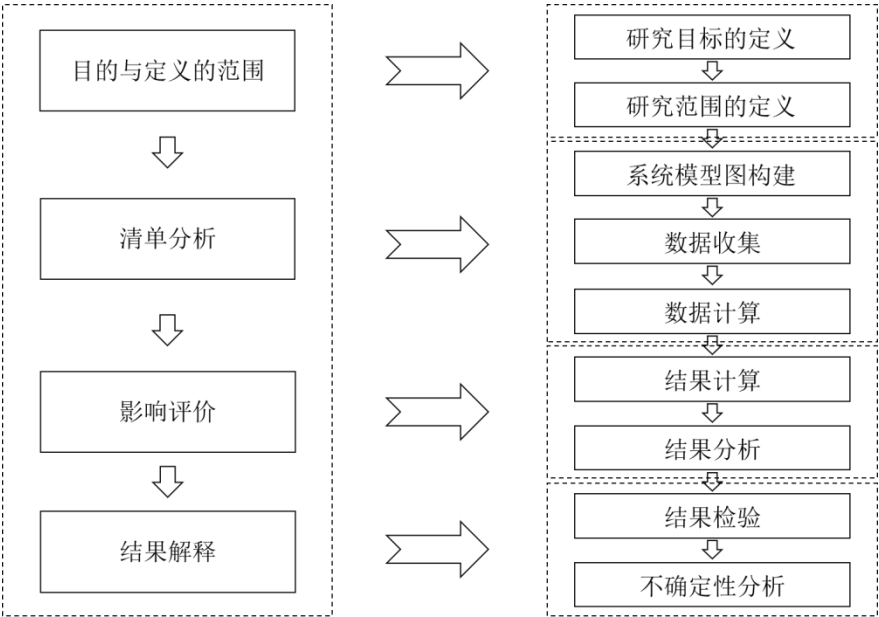


图 2.1 碳足迹核算流程

(1) 目的与范围定义阶段

国际标准中关于该阶段的相关规定，在总体原则是基本一致的。表 2.1.3 为国际标准在目的与范围定义阶段规定的主要对比点。

表 2.1.3 国际标准在目的与范围定义阶段规定的主要对比点

标准名称	温室气体种类	全球变暖潜能值	评价期	温室气体排放源	分配方式*
PAS 2050:2008	IPCC 列出的 60 多种 (有 GWP 值)	引用 (IPCC 2007, 100 年 GWP)	100 年	化石碳源产生的 GHG 排放; 生物碳源产生的非 CO ₂ 排放	避免分配 (单元过程分解或扩大产品系统); 经济分配
GHG protocol (2011)	京都议定书规定的 6 类	引用 (IPCC 2007, 100 年 GWP)	若没有产品相关准则可依据, 则选定 100 年	生物碳源; 非生物碳源	避免分配 (单元过程分解、重新定义分析单位或扩大产品系统); 物理分配; 经济分配; 其他分配
ISO 14067:2012	京都议定书规定的 6 类	引用 (IPCC 2007, 100 年 GWP)	基于产品生命周期期限内	过程 GHG 排放	避免分配 (单元过程分解或扩大产品系统); 物理分配; 经济分配; 再利用循环过程的分配方法
*分配方式, 将过程或产品系统中的输入和输出流划分到所研究的产品系统以及一个或更多的其他产品系统中					

(2) 清单分析阶段

1) 系统模型图构建

系统模型图的构建主要包括系统边界内所包含的过程及过程输入输出的确定。产品层面, PAS 2050:2008 对系统边界内涉及的 GHG 排放过程及过程的输入输出作了较详细的规定。GHG Protocol (2011) 对于产品生命周期系统模型图的构建作了相关指导, 包括与研究产品直接相关的有贡献的单元过程的识别、单元过程组的划分及产品生命周期系统模型图的绘制, 有产品生命周期系统模型图构建示例。ISO14067:2012 关于产品系统边界的界定, 主要依据 ISO14040:2006 进行了原则层面的相关说明, 包括系统边界的界定要与研究目标相一致和边界内单元过程的选择及单元过程的详细水平取决于研究潜在应用意图及结果目标受众。详见表 2.1.4。

表 2.1.4 国际标准在目的与范围定义阶段规定的主要对比点

标准名称	取舍准则*	碳存储	土地利用变化	基础设施
PAS 2050:2008	对碳足迹达到 1% 实质贡献的过程都应包含在内	非生物产品对大气中 CO ₂ 的吸收; 产品中有超过 50% 的生物碳且保留 1a 以上	因农业活动造成的直接土地利用变化产生的 GHG 排放	不包含在内 (存在特殊情况)
GHG protocol (2011)	对碳足迹贡献小于 1% 的过程可被舍掉	生物源对 CO ₂ 的吸收、产品生产过程对 CO ₂ 的吸收	农业、林业活动和土地利用本身变化产生 GHG 排放 (附录提供相应碳排放计算方法)	不包含在内

ISO 14067:2012	舍掉的过程对碳足迹累计贡献不能超过 5%	与评价期相关联(单独报告)	若具有重要贡献则包含在内（依据国际标准方法进行核算，如 IPCC 2006）	未具体涉及
*取舍规则，对与单元过程或产品系统相关的物质和能量流的数量或环境影响重要性程度是否被排除在研究范围之外所做出的规定				

2) 数据收集

ISO14040:2006 对于数据收集过程进行了指导层面的一般性说明，包括数据收集需要对单元过程的彻底了解、单元过程输入和输出的定量和定性表述、考虑分配的情况及数据收集来源。ISO14067:2012 引用了 ISO14040:2006 的部分内容。PAS2050:2008 涉及到数据收集的类型及针对不同数据类型的数据收集的基本要求。GHG Protocol (2011)对数据收集步骤、数据收集种类和数据收集类型，进行了较详细的说明。产品层面数据的收集，依据不同的要求一般涉及到现场数据的收集，对于详细的数据收集方法可参考《全球生命周期数据库指导原则》-第二部分:单元过程数据开发。国际标准中关于数据收集阶段的主要对比点见表 2.1.5。

表 2.1.5 国际标准中关于数据收集阶段的主要对比点

标准名称	数据类型	数据质量	不确定性
PAS 2050:2008	初级数据*; 次级数据*	初级数据（包括贡献超过 10% 的生产过程；若未达到 10%，则需在生产上游找到一个或多个贡献之和达到 10%的过程）	未涉及
GHG protocol (2011)	初级数据; 次级数据	优选初级数据，无法获取时可采用次级数据	提供不确定分析的内容和相关信息，具体分析未说明
ISO 14067:2012	初级数据; 次级数据	优选初级数据，无法获取时可采用次级数据	未涉及
*初级数据，对某个产品生命周期活动的定量测量； *次级数据，从产品生命周期所包括的过程中直接测量以外的来源获得的数据			

3) 数据计算

数据收集完成后，通过数据的计算得到数据清单。基于单元过程的数据收集，数据收集完成后要进行基于单位数据流的转化，然后根据已定的功能单位进行数据的汇总。

(3) 影响评价阶段

影响评价阶段以清单分析为基础，进行碳排放量的计算和碳排放特征的分析。

1) 结果计算

不同层面碳排放量的计算方法，一般依据 IPCC 2006。IPCC 2006 提供了碳排放量计算的基本方程： $\text{GHG 排放} = \text{AD} \times \text{EF}$ （AD 为活动数据，EF 为排放因子），即单位碳排放量乘以消耗量。基于基本方程，提供不同方法层级的碳排放计算方法，依据研究目标的不同进行方法层级的选择。方法层级代表方法学复杂程度，通常有 3 个层级，而且层级越高被认为越准确。除基本方程外，IPCC 也考虑了更为复杂的建模方式和其它相关方法，如质量平衡法。GHG Protocol (2004)和 ISO14064-1:2006 对量化方法的选择均来自于 IPCC 2006。PAS2050:2008、GHG Protocol (2011)和 ISO14067:2012 主要采用基本方程进行碳排放量的计算，基本方程也是应用最广泛的量化方法。不同种类温室气体排放量计算完成后需依据 GWP 值进行二氧化碳当量单一指标的转化，GWP 值一般选用 IPCC 2006 测定值。

2) 结果分析

碳排放特征的分析主要包括贡献分析和敏感度分析。依据标准 ISO14040:2006/ISO14044:2006，贡献分析可以从以下 3 个方面去分析：能源、原材料及生产过程不同碳排放源的贡献分析；单元过程的贡献分析；单元过程组的贡献分析。敏感度分析可用于确定产品碳排放源贡献的关键类别，主要包括能源、原材料及生产过程不同碳排放源的敏感度分析。敏感度分析还可以结合不确定性分析，用于数据的检验及修正。对于碳排放特征分析的具体实现过程，均可以在生命周期评价软件上进行相关操作，如 SimaPro、GaBi、eBlance（中国）等，软件的发展使得碳足迹的计算将节省更多的时间和精力。

(4) 结果解释阶段

碳足迹核算的最后一个阶段是结果解释。依据标准 ISO14044:2006，结果解释的主要内容包括完整性检查、一致性检查、敏感性检查 and 不确定性分析，主要是要对数据的质量和结果的可信度进行说明。ISO14067:2012 对结果解释相关内容的规定与 ISO14044:2006 一致，PAS2050:2008 和 GHG Protocol (2011)对结果解释内容的相关规定只包括 ISO14044:2006 的部分内容，另外 PAS2050:2008 对结果的检查要有独立的声明，GHG Protocol (2011)对于不确定性分析的相关规定较详细⁹。

2.2 国内标准

2.2.1 产品碳足迹核算相关国家标准

国内层面上，我国也在加紧对现行国际碳排放标准的跟踪研究¹⁰。《国家标准化体系建设发展规划（2016-2020 年）》有针对碳足迹标准的相关要求。现基于生命周期评价（LCA）方法已出台国家标准 9 项，详见表 2.2.2。其中 GB/T 24040:2008、GB/T 24044:2008 分别由国际标准 ISO 14040:2006、ISO 14044:2006 转换而来。

为了建立规范、统一的 LCA 体系，保证 LCA 结果的可信度与可比性，国际标准 ISO 14025 进一步提出了制定各类产品 LCA 评价细则（即产品种类规则 PCR，Product Category Rules）的概念和基本要求。PCR 是 LCA 评价细化与规范化、迈向实际应用的重要基础，也是编制环保产品认证(Environment Product Declaration,EPD)报告的准则。目前国内 PCR 涵盖行业少、数量少，现出台 3 项，分别为：GB/T 29156:2012《金属复合装饰板生产生命周期评价技术规范》、GB/T 29157:2012《浮法玻璃生产生命周期评价技术规范》、GB/T 30052:2013《钢铁产品制造生命周期评价技术规范》。

由 ISO 14020:2000《环境标志和声明— 通用原则》系列国际标准转化的 GB/T 24020 系列国家标准，是推动环境标志向我国统一的绿色产品标准、认证及标识体系转化的重要依据和参照。

表 2.2.2 碳足迹核算相关国家标准

序号	标准	标准名称
1	GB/T 24040-2008	环境管理 生命周期评价 原则与框架 (等同采用 ISO 14040:2006)
2	GB/T 24044 2008	环境管理 生命周期评价 要求与指南 (等同采用 ISO 14044:2006)
3	GB/T 29156-2012	金属复合装饰板生产生命周期评价技术规范(产品种类规则 PCR)
4	GB/T 29157-2012	浮法玻璃生产生命周期评价技术规范(产品种类规则 PCR)
5	GB/T 30052-2013	钢铁产品制造生命周期评价技术规范(产品种类规则 PCR)
6	GB/T 24020-2000	环境管理 环境标志和声明 通用原则
7	GB/T 24024-2001	环境管理 环境标志和声明 I 型环境标志 原则和程序
8	GB/T 24021-2001	环境管理 环境标志和声明 II 型环境标志 自我环境声明
9	GB/T 24025-2009	环境管理 环境标志和声明 III 型环境标志 原则和程序

2.2.2 产品碳足迹核算相关行业标准、地方标准

2021 年 2 月，工信部已针对光伏行业在 2021 年 3 月生效的《光伏制造行业规范条件》¹¹中鼓励光伏企业通过 PAS 2050 和 ISO 14067 进行碳足迹认证。除此之外，各行

业、各地方标准化管理机构也积极公布各项行业标准、地方标准。

为使部分电子产品碳足迹的量化和交流具有明确和一致的基础，供政府、相关组织和其他利益相关方在有关活动中采用，由工业和信息化部发布了四项电子行业标准：SJ/T 11717:2018《产品碳足迹 产品种类规则 液晶显示器》¹²、SJ/T 11718:2018《产品碳足迹 产品种类规则 液晶电视机》¹³、SJ/T 11735:2019《产品碳足迹 产品种类规则 便携式计算机》¹⁴、SJ/T 11736:2019《产品碳足迹 产品种类规则 台式微型计算机》¹⁵。

深圳市为了指导本地有关组织、机构等利益相关方开展基于生命周期分析的产品温室气体排放评价及进行产品碳足迹信息通报，指导相关方编制产品碳足迹—产品种类规则，制定标准 SZDB/Z 166:2016《产品碳足迹评价通则》，上海市质量监督局为加强与国际的接轨，制定并发布了 DB31/T 1071:2017《产品碳足迹核算通则》；广东省先后发布了 DB44/T 1449.1:2014《电子电气产品碳足迹评价技术规范 第 1 部分：移动用户终端》、DB44/T 1503:2014《家用电器碳足迹评价导则》¹⁶和 DB44/T 1874:2016《产品碳足迹 产品种类规则 巴氏杀菌乳》¹⁷三项标准；2021 年 6 月，北京市发布地方推荐性标准 DB11/T 1860:2021《电子信息产品碳足迹核算指南》¹⁸，详见表 2.2.3。

表 2.2.3 碳足迹核算相关地方及行业标准

序号	标准号	标准名称
1	SZDB/Z 166:2016	产品碳足迹评价通则
2	DB31/T 1071-2017	产品碳足迹核算通则
3	DB44/T 1874-2016	产品碳足迹 产品种类规则 巴氏杀菌乳
4	DB44/T 1503-2014	家用电器碳足迹评价导则
5	DB44/T 1449.1-2014	电子电气产品碳足迹评价技术规范 第 1 部分：移动用户终端
6	DB11/T 1860:2021	电子信息产品碳足迹核算指南
7	SJ/T 11717-2018	产品碳足迹 产品种类规则 液晶显示器
8	SJ/T 11718-2018	产品碳足迹 产品种类规则 液晶电视机
9	SJ/T 11735-2019	产品碳足迹 产品种类规则 便携式计算机
10	SJ/T 11736-2019	产品碳足迹 产品种类规则 台式微型计算机

3. 产品碳足迹的计算方法

目前，碳足迹没有统一的核算方法，国际上常用生命周期评价法进行产品碳足迹评估¹⁹。

3.1 生命周期评价法（LCA）

生命周期评价法是一项自 20 世纪 60 年代开始应用的重要环境管理工具，为了分析产品和服务而产生。生命周期评价指的是对一个产品系统的生命周期中输入、输出及其潜在环境影响的汇编和评价²⁰，其核算阶段包括完全生命周期(B2C)，即原材料生产、制造、配送销售，使用，废弃等五个阶段；以及部分生命周期(B2B)，其中仅包括原材料生产、制造、配送销售三个阶段。

根据 ISO 14040:1998《生命周期评价原则与框架》，该方法主要包括四个基本步骤：目标定义和范围的界定、清单分析、影响评价和结果解释，每个基本步骤又包含一系列具体的步骤流程。生命周期评价法，采用“自下而上”（bottom - up）模型，基于清单分析，通过实地监测调研或者其其他数据库资料收集来获取产品或服务在生命周期内所有的输入及输出数据，来核算研究对象的总的碳排放量和环境影响。

对于微观层面（具体产品或服务方面）的碳足迹计算，一般采用生命周期法居多。该方法优势在于能够比较精确地评估产品或服务的碳足迹和环境影响，且可以根据具体目标设定其评价目标、范围的精确度。但是由于其边界设定主观性强以及截断误差等问题，其评价结果可能不够准确，甚至出现矛盾的结论²¹。

生命周期评价的基础是生命周期清单（Life Cycle Inventory，简称 LCI）。所谓生命周期清单 LCI 是 LCA 基本数据的一种表达，即产品在其整个生命周期阶段的资源、能源消耗和向环境的排放（包括废气、废水、固体废弃物及其它环境释放物）数据目录。通过建立以产品功能分析单位为表达的产品系统（产品的过程树）的输入和输出，分析者已经可以了解企业的物耗和能耗以及环境表现。所谓影响评价，实质上则是对清单分析阶段的数据进行定性或定量排序的一个过程。根据需要，影响评价可以分为三个阶段，即影响分类（Classify）、特征化（Characterization）和量化（Valuation）。

所谓影响分类，就是首先将从清单分析中得来的数据归到不同的环境影响类型，目前包括资源耗竭、生态影响和人类健康三大类，在每个大类下又包含有许多亚类。如在生态影响这一大类下包含有全球变暖潜能值 GWP、臭氧层破坏、酸雨、光化学烟雾、水体富营养化、淤泥、水中废物、栖息地改变、土壤致密性、离子辐射和噪音等亚类。

所谓特征化，即按照影响类型建立清单数据模型。特征化是通过环境模型将经过分类的物理、化学、生物和毒理学数据描述的各种环境干预，换算成一定的环境效应评分。例如，我们所说的产品碳足迹，就是将归类于全球变暖中的清单物质，乘以特征化因子（温室效应因子）而最终得到。

通过生命周期清单的建立以及对清单的分析（影响分类和特征化），就可以得到产品的环境足迹。例如，了解一个产品在生命周期过程中的碳足迹、水足迹、能量足迹、对臭氧层的破坏等，就可对产品的环境影响有客观的认识。产品之间的环境影响是有差别的，例如：A 产品的碳足迹低，但水足迹高；B 产品碳足迹高，但水足迹低。因此，如果需要对不同产品的环境影响进行比较，还需要进行下一步工作，也就是量化。所谓量化就是加权评估，就是在特征化的基础上，将各项环境影响再乘以权重因子（根据环境影响的重要性等），最终得到产品环境影响的单一数值，从而可以对产品之间的环境影响进行比较。但是，由于在量化评估的过程中，使用的权重因子具有相当大的主观性，因此，目前在进行 LCA 评价时，并不主张将结果进行量化。

我们可以从上述对生命周期评估方法的介绍中了解到，通过 LCA 评估，产品的能耗、物耗和排放在各个阶段的数据都得以量化，并按照环境影响类型进行归类和特征化。因此，利用 LCA 的结果，可以进行单元过程贡献分析，了解哪些环节对产品的环境足迹影响较大；也可以进行清单数据敏感性分析，了解哪些材料、资源或是能源的使用对产品的环境足迹较大。LCA 的这些功能，使得 LCA 成为进行绿色设计以及环境和经济效益评价的辅助工具¹。

3.2 产品碳足迹核算步骤

基于生命周期评价法，产品碳足迹评估可以按照以下步骤执行：

（1）建立产品生命周期流程图

该流程图应包括产品整个生命周期，包括材料、能源和废料，然后根据产品生命周期包含阶段的不同建立起不同的流程图，在建立流程图之前要确定所选产品对象属于 B2C 还是 B2B。

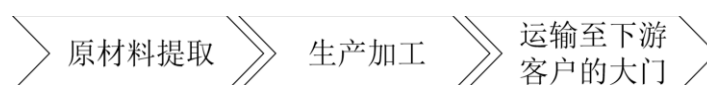


图 3.1 B2B 模式产品的生命周期定义

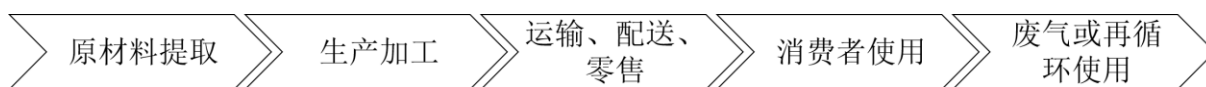


图 3.2 B2C 模式 产品的生命周期定义

（2）确定产品边界

在将拟进行碳足迹核算的产品流程图绘制完毕后，以流程图为基础，确定碳足迹核算边界。边界确定，是指在进行碳足迹计算前，明确产品全生命周期各阶段是否应包含在碳足迹核算范围之内，各阶段所产生的温室气体排放是否属于核算范围。确定边界需秉持的原则是：将从原材料获取、直至销售至消费者或者报废回收环节，所有温室气体排放包含在内。

确定产品碳足迹核算系统边界，可参考相关部门所制定的产品种类规则。产品种类规则是针对能够达到相同功能的、同一类同一款产品制定的一套通用标准。如果拟进行碳足迹核算的产品不存在产品种类规则，在确定核算边界时，应当将所有实质性贡献纳入核算范围。实质性贡献是指某一活动、某一耗能所排放的温室气体量预期占产品碳足迹 1% 以上。不应纳入产品碳足迹核算边界的有：温室气体排放预期占产品碳足迹 1% 以下的排放源；产品生命周期内耗用的人力；消费者去往零售处的交通能耗；运输阶段中动物提供的运输。

（3）收集数据

绘制出产品全生命周期的流程图、确定碳足迹核算范围后，需收集计算碳足迹所需的两类数据：活动水平数据与排放因子数据。对于数据收集，绘制出的流程图和确定的边界，已将产品全生命周期阶段划分为不同功能的单元。对于每一单元内所消耗的原料或是能源等排放源，例如运输燃油、耗用电力等，进行数据收集与记录，便是活动水平数据；此外，还需收集上述能耗单位温室气体排放数据，以将能耗转换为温室气体数据，便是排放因子数据。

1) 活动水平数据

活动水平数据代表的是产品生命周期内各阶段所耗用的物料和能源的数量。活动水平数据按照获得数据的来源的不同，划分为初级活动水平数据与次级活动水平数据。初级活动水平数据获取来源或是产品生产制造企业内部，或者是供应链中上下游商家的直接测量。次级活动水平数据的获取则是并未针对特定产品进行测量，例如通过对同行业的同类产品进行平均测量，将获得的平均数值作为所需数据。因此，在搜集活

动水平数据时，应尽可能搜集到初级活动水平数据，因为初级活动水平数据相较次级活动水平数据更加的精确真实，计算结果更加真实准确，有利于分析碳足迹构成，提出相应减排措施。若无法获取初级活动水平数据，只能使用次级活动水平数据时，数据库中的数据、文献数据以及行业协会的行业报告或汇总数据都可用。

2) 排放因子数据

排放因子代表消耗每单位原料或能耗所排放的温室气体的量。排放因子是一种转换中介，将活动水平数据转换为温室气体排放量。

在边界设置或数据收集时，应尽量避免进行数据分配。若发现至少有一个过程的输入和输出包含多个产品，则总排放量需要在产品生命周期内进行分配。分配的原则如下：

- ❖ 优先使用物理关系参数（包括但不限于生产量、生产工时等）进行分配；
- ❖ 无法找到物理关系时，则依经济价值进行分配；
- ❖ 若使用其他分配方法，须提供所使用参数的基础及计算说明。

在产品碳足迹核算过程中，可规定一套数据取舍准则，舍弃产品碳足迹影响较小的因素，简化数据收集过程。小于产品重量 1% 的零部件引起的排放可舍弃，同类物料（芯片、螺丝钉等）应按合计重量判断，但总共舍弃的重量不宜超过产品重量的 5%。产品生产、使用等过程中人员产生的温室气体排放可舍弃。

(4) 计算产品碳足迹

计算碳足迹一般将所有温室气体排放转换为二氧化碳当量（CO₂eq）表示，通过排放因子法，将单元过程的活动数据乘以对应的排放因子可得温室气体排放量。以电子信息产品碳足迹的核算为例，计算过程应包括制造阶段和使用阶段涉及的所有单元过程，计算见公式 3.2.1。

$$CFP = (E_{\text{制造}} + E_{\text{使用}}) \times 1000 = \sum_i (E_{\text{燃烧},i} + E_{\text{外购电},i} + E_{\text{外购热},i} + E_{\text{过程},i}) \times 1000 \quad (3.2.1)$$

式中：

CFP ——产品碳足迹，单位为千克二氧化碳当量（kgCO₂e）；

$E_{\text{制造}}$ ——产品制造阶段温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$E_{\text{使用}}$ ——产品使用阶段温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

注：产品制造阶段和使用阶段的温室气体排放都可能包含多个单元过程，但通常情况下，电子

信息产品使用阶段的温室气体排放仅涉及电力消耗温室气体排放，即 $E_{\text{使用}} = E_{\text{外购电, 使用}}$ 。

$E_{\text{燃烧}}$ ——单元过程化石燃料燃烧温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂e)；

$E_{\text{外购电}}$ ——单元过程电力消耗温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂e)；

$E_{\text{外购热}}$ ——单元过程热力消耗温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂e)；

$E_{\text{过程}}$ ——刻蚀工序与 CVD 腔室清洗工序的生产过程温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂e)；

i ——单元过程。

1) 化石燃料燃烧排放

化石燃料燃烧温室气体排放量计算见公式 3.2.2。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_i \sum_j AD_{i,j} \times EF_{i,j} \quad (3.2.2)$$

式中：

$E_{\text{燃烧}}$ ——单元过程化石燃料燃烧温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量 (tCO₂e)；

$AD_{i,j}$ ——单元过程化石燃料燃烧活动水平数据，是单元过程 i 燃烧的第 j 种化石燃料燃烧的热量，单位为吉焦 (GJ)；

$EF_{i,j}$ ——单元过程 i 燃烧的第 j 种化石燃料的排放因子，单位为吨二氧化碳当量/吉焦 (tCO₂e/ GJ)；

注：温室气体排放因子优先采用企业直接测量获得或者通过能量平衡、物料平衡等方法测算获得的排放因子实测值或测算值，其次采用附录 A 或相关指南、文件、数据库中提供的排放因子。

i ——单元过程；

j ——化石燃料类型。

化石燃料的活动水平数据计算见公式 3.2.3。

$$AD_{i,j} = FC_{i,j} \times NCV_{i,j} \quad (3.2.3)$$

式中：

$AD_{i,j}$ ——化石燃料的活动水平数据，单位为吉焦 (GJ)；

$FC_{i,j}$ ——化石燃料的消费量，固体和液体燃料的单位为吨 (t)，气体燃料单位为万标准立方米 (10⁴Nm³)；

NCV_{ij} ——化石燃料的低位热值，固体和液体燃料的单位为吉焦/吨（GJ/t），气体燃料的单位为吉焦/万标准立方米（GJ/10⁴Nm³）；

i ——单元过程；

j ——化石燃料类型。

注：化石燃料的平均低位发热量宜采用购买合同等化石燃料供应方提供文件中的数据，或自行测量数据。燃煤热值测量方法遵循 GB/T 213 的相关规定。天然气低位发热值的测量方法遵循 GB/T 11062 的相关规定。以上方式均不可行时，可选择地方或国家主管部门发布的数据。

化石燃料排放因子的计算见公式 3.2.4。

$$EF_i = CC_i \times \alpha_i \times \rho \quad (3.2.4)$$

式中：

EF_i ——化石燃料 i 的排放因子，单位为吨二氧化碳当量/吉焦（tCO₂e/GJ）；

CC_i ——化石燃料 i 的单位热值含碳量，单位为吨碳/吉焦（tC/GJ）；

α_i ——化石燃料 i 的碳氧化率，单位为百分比（%）；

ρ ——二氧化碳与碳的分子量之比，取值 44/12；

i ——化石燃料类型。

注：化石燃料的单位热值含碳量和碳氧化率应通过检测和计算获得。以上方式不可行时，应使用地方或国家主管部门发布的缺省值。常用化石燃料相关参数推荐值可参考附录。

2) 电力温室气体排放量

电力消耗温室气体排放量的计算见公式 3.2.5。

$$E_{\text{外购电}} = \sum_i AD_{\text{外购电},i} \times EF_{\text{电},i} \quad (3.2.5)$$

式中：

$E_{\text{外购电}}$ ——单元过程电力消耗温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$AD_{\text{外购电},i}$ ——各电力消耗单元过程的电力消耗量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电},i}$ ——各电力消耗单元过程的电力排放因子，单位为吨二氧化碳当量每兆瓦时（tCO₂e/MWh）；

i ——单元过程。

3) 净购入热力排放

热力消耗温室气体排放按的计算见公式 3.2.6。

$$E_{\text{外购热}} = AD_{\text{外购热},i} \times EF_{\text{热},i} \quad (3.2.6)$$

式中：

$E_{\text{外购热}}$ ——单元过程热力消耗温室气体排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$AD_{\text{外购热},i}$ ——各热力消耗单元过程的热力消耗量，单位为吉焦（GJ）；

$EF_{\text{热},i}$ ——各热力消耗单元过程的热力排放因子，单位吨二氧化碳当量每吉焦（tCO₂e/GJ）；

i ——单元过程。

4) 过程排放

电子信息产品生产过程排放主要由刻蚀和化学气相沉积（CVD）腔室清洗工序产生，过程中产生的温室气体排放由原料气泄漏与生成副产品（温室气体）的排放构成。

生产过程温室气体排放的计算见公式 3.2.7。

$$E_{\text{过程}} = \sum_i E_{\text{泄露},i} + \sum_{i,j} E_{\text{副产品},i,j} + E_{\text{其他过程}} \quad (3.2.7)$$

式中：

$E_{\text{过程}}$ ——生产过程温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$E_{\text{泄露},i}$ ——第 i 种原料气泄漏产生的温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$E_{\text{副产品},i,j}$ ——第 i 种原料气产生的第 j 种副产品导致的温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$E_{\text{其他过程}}$ ——其他生产过程产生的温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

i ——原料气的种类；

j ——副产品的种类。

刻蚀工序与 CVD 腔室清洗工序的原料气泄漏产生的温室气体排放计算见公式 3.2.8。

$$E_{\text{泄露},i} = (1-h) \times FC_i \times (1-U_i) \times (1-a_i d_i) \times GWP_i \quad (3.2.8)$$

式中：

$E_{\text{泄露},i}$ ——第 i 种原料气泄漏产生的温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

h ——原料气容器的气体残余比例，单位为百分比（%）；

FC_i ——核算期间第 i 种原料气的使用量，单位为吨（t）；

U_i ——第 i 种原料气的利用率，单位为百分比（%）；

a_i ——废气处理装置中第 i 种原料气的收集效率，单位为百分比（%）；

d_i ——废气处理装置对第 i 种原料气的去除效率，单位为百分比（%）；

GWP_i ——第 i 种原料气的全球变暖潜势，可参考附录 B；

i ——原料气的种类。

刻蚀工序与 CVD 腔室清洗工序产生的副产品不完全收集导致温室气体排放计算见公式 3.2.9。

$$E_{\text{副产品},i,j} = (1-h) \times BP_{i,j} \times FC_i \times (1-a_i d_i) \times GWP_i \quad (3.2.9)$$

式中：

$E_{\text{副产品},i,j}$ ——第 i 种原料气产生的第 j 种副产品不完全收集导致温室气体排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

h ——原料气容器的气体残余比例，单位为百分比（%）；

$BP_{i,j}$ ——第 i 种原料气产生第 j 种副产品的转化因子，单位为吨副产品每吨（t 副产品/t）；

FC_i ——核算期间第 i 种原料气的使用量，单位为吨（t）；

a_j ——废气处理装置中第 j 种副产品的收集效率，单位为百分比（%）；

d_j ——废气处理装置对第 j 种副产品的去除效率，单位为百分比（%）；

GWP_j ——第 j 种副产品的全球变暖潜势，可参考附录 B；

i ——原料气的种类；

j ——副产品的种类。

注：原料气的利用率、原料气产生副产品的转化因子优先采用企业直接测量获得或者通过能量平衡、物料平衡等方法测算获得的实测值或测算值，其次采用附录 A 或相关指南、文献中提供的参考值。废气处理装置对原料气与副产品的收集率和去除率优先采用设备厂商提供的数值，其次采用附录 A 或相关指南、文献中提供的参考值。

（5）检验不确定性

不确定性检验是指通过对产品碳足迹核算的原始数据、计算方法进行评估，衡量

计算过程中的不确定性并设法使其最小化，提高产品碳足迹核算结果的准确度，并为进一步更深入的研究提供参考。进行不确定性检验有以下几个裨益：一是能够通过分析数据的精确度设法提高结果的准确性，有助于提高产品间比较结果的可信度；二是能够通过分析计算方法的严谨性，不断认识、改进计算方法，有助于提高碳足迹核算结果的准确度；三是如若将不确定性检验结果披露，有助于信息使用者获得有关产品碳足迹更加准确的信息。

此项工作不是必要的，可以自行决定是否需要进行。如果前期已经过多次不确定性检验，核算方法、数据收集等严谨性、准确性均提高到较高水平，可不进行不确定性检验。

4. 本章小结

随着全球各国纷纷启动减排战略，碳排放核算是所有政策与措施制定的基础与核心，其重要性不言而喻。应用碳足迹评价方法，不仅可从其核算的过程和结果找到碳减排的途径，挖掘碳减排的潜力，还使企业全面了解自身的温室气体排放状况，在提升能源及物料使用效率降低营运成本的同时挖掘最具有成本有效性的减排机会，提高企业产品的低碳竞争力。因此无论是从实现减排的目标出发，还是从增强自身的产品“硬”实力、抵御贸易风险的角度来看，核算产品碳足迹对各企业而言都有着不容忽视的实践意义。

本文在梳理各主流国际、国内标准的基础上，整理出基于生命周期评价法的产品碳足迹核算步骤。可以发现：无论是国际标准化组织，还是各国环保部门，都在积极尝试将 LCA 引入到产品或组织的碳足迹核算中，甚至将其作为唯一指定的方法，碳足迹核算方法显示出主流化、统一化的趋势；虽然不同的标准间存在差异，但其各自的优势和特色也很突出，同时绝大部分标准都呈现出国际化与本土特色相结合的特征；虽然暂时还没有出现一个全球统一的核算标准，但全球实现碳足迹的沟通和交流已是必然。基于生命周期评价不同阶段国际标准的解析，可以具体到每一个阶段在不同标准中的相关规定及逻辑关系，有助于更深入的了解和应用各种标准。碳足迹核算只有基于一致的国际标准方法背景，其核算的结果才具有可信度和可比性。

参考文献

- [1] 张莉,陈云.低碳经济与纺织可持续发展(四)——产品碳足迹核算与生命周期评估[J].印染,2011,37(03):38-41.
- [2] 徐锭明,李怒云.浅谈"碳中和"会议[J].秘书工作,2013(7):2.
- [3] 罗运阔,周亮梅,朱美英.碳足迹解析[J].江西农业大学学报(社会科学版),2010,9(02):123-127.
- [4] DB11/T 1860:2021,《电子信息产品碳足迹核算指南》[S].
- [5] PAS 2050 2008,《商品和服务在生命周期内的温室气体排放评价规范》[S].
- [6] 碳汇、碳足迹、碳配额、碳交易,CCUS、CCER、碳知识大全,国际能源网,2021年5月7日,<https://www.in-en.com/article/html/energy-2304000.shtml>
- [7] GHG Protocol,《温室气体议定书 产品生命周期核算与报告标准》[S].
- [8] ISO 14067:2018,《温室气体 产品碳足迹 量化的要求和指南》[S].
- [9] 白伟荣,王震,吕佳.碳足迹核算的国际标准概述与解析[J].生态学报,2014,34(24):7486-7493.
- [10] 朱核,倪天伶,王争鸣,宁英格.ESG 专题系列:“碳足迹”政策发展及企业面临的挑战 2021.12.13.
- [11] 新版《光伏制造行业规范条件》发布,国家能源局,2018年3月9日, http://www.nea.gov.cn/2018-03/09/c_137026864.htm
- [12] SJ/T 11717:2018,《产品碳足迹 产品种类规则 液晶显示器》[S].
- [13] SJ/T 11718:2018,《产品碳足迹 产品种类规则 液晶电视机》[S].
- [14] SJ/T 11735:2019,《产品碳足迹 产品种类规则 便携式计算机》[S].
- [15] SJ/T 11736:2019,《产品碳足迹 产品种类规则 台式微型计算机》[S].
- [16] DB44/T 1503:2014,《家用电器碳足迹评价导则》[S].
- [17] DB44/T 1874-2016,《产品碳足迹 产品种类规则 巴氏杀菌乳》[S].
- [18] DB11/T 1860:2021,《电子信息产品碳足迹核算指南》[S].
- [19] 董雪,柯水发.国内外碳足迹计算方法、评估标准及研究进展[C]绿色经济与林业发展论——第六届中国林业技术经济理论与实践论坛论文集,2012:97-104.
- [20] ISO14040-2006:International standards: environmental management-life cycle assessment-principles and frameworks[S]. Geneva: ISO, 2006.
- [21] 李楠.产品碳足迹标准对比及其供应链上的影响研究[D].北京林业大学,2019. DOI:10.26949/d.cnki.gblyu.2019.001180.

附录 A 相关参数推荐值（资料性）

相关参数推荐值见表 A.1、表 A.2、表 A.3。

表 A.1 常用化石燃料相关参数推荐值

序号	燃料品种	低位发热量	单位热值含碳量	燃料碳氧化率
		(GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	(tC/TJ)	-%
1	无烟煤	20.304	27.49	85%
2	一般烟煤	19.570	26.18	85%
3	褐煤	14.080	28.0	96%
4	洗精煤	26.334	25.4	96%
5	其他洗煤	8.363	25.4	96%
6	煤制品	17.460	33.6	90%
7	焦炭	28.447	29.4	93%
8	焦炉煤气	173.54	13.6	99%
9	其他煤气	52.27	12.2	99%
10	原油	42.620	20.1	98%
11	燃料油	40.190	21.1	98%
12	汽油	44.800	18.9	98%
13	柴油	43.330	20.2	98%
14	航空煤油	44.100	19.5	100%
15	一般煤油	44.750	19.6	98%
16	液化石油气	47.310	17.2	98%
17	炼厂干气	46.050	18.2	98%
18	石脑油	45.010	20.0	98%
19	石油焦	31.998	27.5	98%
20	其他油品	41.031	20.0	98%
21	天然气	389.31	15.3	99%
22	其他	—	12.2	99%
注：数据来源《北京市碳排放单位二氧化碳排放核算和报告指南》（2020年版）附录一。开展产品碳足迹核算时应注意使用最新数据。				

表 A.2 工业生产过程排放因子和相关推荐值

	原料气的 利用率	废气处理装置 对原料气/副 产品的收集率	废气处理装置 对原料气/副 产品的去除率	原料气产 生CF ₄ 的 转化因子	原料气产 生C ₂ F ₆ 的 转化因子	原料气产 生C ₃ F ₈ 的 转化因子
NF ₃	0.8	0.9	0.95	0.09	—	—
SF ₆	0.8	0.9	0.9	—	—	—
CF ₄	0.1	0.9	0.9	—	—	—
C ₂ F ₆	0.4	0.9	0.9	0.2	—	—
C ₃ F ₈	0.6	0.9	0.9	0.1	—	—
C ₄ F ₆	—	—	—	—	0.2	—
c-C ₄ F ₈	0.9	0.9	0.9	0.1	0.1	—
c-C ₄ F ₈ O	—	—	—	—	—	0.04
C ₅ F ₈	—	—	—	—	0.04	—
CHF ₃	0.6	0.9	0.9	0.07	—	—
CH ₂ F ₂	—	—	—	0.08	—	—
CH ₃ F	—	—	—	—	—	—
注：数据来源《电子设备制造企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录2						

表 A.3 其他排放因子推荐值

参数名称	单位	推荐值
电网供电排放因子	tCO ₂ /MWh	0.604
热力供应排放因子	tCO ₂ /GJ	0.11
注：以上排放因子推荐值请注意采用地方主管部门最新发布的数据或相关计算方法进行计算。		

附录 B 全球变暖潜势（GWP）（资料性）

工业名称或通用名称	化学分子式	100年GWP (tCO ₂ e/t)
二氧化碳	CO ₂	1
甲烷	CH ₄	25
氧化亚氮	N ₂ O	298
氢氟碳化物		
HFC-23	CHF ₃	14,800
HFC-32	CH ₂ F ₂	675
HFC-125	CHF ₂ CF ₃	3,500
HFC-134a	CH ₂ FCF ₃	1,430
HFC-143a	CH ₃ CF ₃	4,470
HFC-152a	CH ₃ CHF ₂	124
HFC-227ea	CF ₃ CHFCF ₃	3,220
HFC-236fa	CF ₃ CH ₂ CF ₃	9,810
HFC-245fa	CHF ₂ CH ₂ CF ₃	1030
HFC-365mfc	CH ₃ CF ₂ CH ₂ CF ₃	794
HFC-43-10mee	CF ₃ CHFCHFCF ₂ CF ₃	1,640
全氟化合物		
六氟化硫	SF ₆	22,800
三氟化氮	NF ₃	17,200
PFC-14	CF ₄	7,390
PFC-116	C ₂ F ₆	12,200
PFC-218	C ₃ F ₈	8,830
PFC-318	c-C ₄ F ₈	10,300
PFC-3-1-10	C ₄ F ₁₀	8,860
PFC-4-1-12	C ₅ F ₁₂	9,160
PFC-5-1-14	C ₆ F ₁₄	9,300
PFC-9-1-18	C ₁₀ F ₁₈	>7,500
三氟甲基五氟化硫	SF ₅ CF ₃	17,700
氟化醚		
HFE-125	CHF ₂ OCF ₃	14,900
HFE-134	CHF ₂ OCHF ₂	6,320
HFE-143a	CH ₃ OCF ₃	756
HCFE-235da2	CHF ₂ OCHClCF ₃	350
HFE-245cb2	CH ₃ OCF ₂ CHF ₂	708
HFE-245fa2	CHF ₂ OCH ₂ CF ₃	659
HFE-254cb2	CH ₃ OCF ₂ CHF ₂	359
HFE-347mcc3	CH ₃ OCF ₂ CF ₂ CF ₃	575
HFE-347pcf2	CHF ₂ CF ₂ OCH ₂ CF ₃	580
HFE-356pcc3	CH ₃ OCF ₂ CF ₂ CHF ₂	110

HFE-449sl(HFE-7100)	C ₄ F ₉ OCH ₃	297
HFE-569sf2(HFE-7200)	C ₄ F ₉ OC ₂ H ₅	59
HFE-43-10pccc124(H-Galden 1040x)	CHF ₂ OCF ₂ OC ₂ F ₄ OCHF ₂	1,870
HFE-236ca12(HG-10)	CHF ₂ OCF ₂ OCHF ₂	2,800
HFE-338pcc13(HG-01)	CHF ₂ OCF ₂ CF ₂ OCHF ₂	1,500
全氟聚醚		
PFPME	CF ₃ OCF(CF ₃)CF ₂ OCF ₂ OCF ₃	10,300
碳氢化合物和其他化合物-直接作用		
二甲醚	CH ₃ OCH ₃	1
二氯甲烷	CH ₂ Cl ₂	8.7
甲基氯	CH ₃ Cl	13
注：来源IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007,Table 2.14。数据仅供参考，开展产品碳足迹核算时应注意使用政府间气候变化专门委员会（IPCC）提供的最新数据，或根据核算目标及核算依据进行调整。		

标准篇——活动碳中和

推进活动碳足迹核算体系的建立对我国实现“双碳”战略目标能提供有力支持。目前，我国关于活动碳中和的研究较少，主要集中在碳中和理念认知和国外碳中和案例的介绍与分析，整个研究领域呈现理论知识碎片化、研究创新滞后化等特点。本篇在整理和归纳我国活动碳中和相关标准后，详细分析在活动碳中和实施流程，为我国今后活动碳足迹核算的实施提供理论基础。

1. 活动碳中和相关标准

1.1 通用标准

国内目前没有针对大型活动碳中和的国家标准和行业标准。

为推动践行低碳理念，弘扬以低碳为荣的社会新风尚，规范大型活动碳中和实施，国家生态环境部于 2019 年 6 月发布了《大型活动碳中和实施指南（试行）》，（以下简称《指南》），但《指南》仅是一个大型活动实施碳中和的指导性文件，描述了大型活动“碳中和”的基本要求和原则、碳中和流程、承诺和评价等，也推荐了大型活动温室气体排放量核算标准和技术规范。《指南》虽给出了评价程序，但没有给出系统的评价方法，也未给出具体的评价指标¹。

1.2 地方标准

2021 年 6 月 22 日，北京市市场监督管理局批准发布了地方标准《大型活动碳中和实施指南》（DB 11/T 1862-2021），该标准规定了大型活动碳中和的基本要求和原则、实施流程、实施计划的制定与发布、实施、排放核算、碳中和实现、评价和实现声明²。该标准侧重于指导大型活动实施碳中和，对大型活动组织者在大型活动碳中和实现后如何进行评价，没有给出具体的评价程序、评价方法和评价指标。而且要求碳中和评价需由第三方进行。对于住宿餐饮排放和活动耗材隐含的排放，其排放因子参考的是英国环境、食品和农村事务部于 2012 年发布的《关于企业报告温室气体排放因子指南（Defra/DECC,2012）》，

而该标准已由英国商业、能源和产业战略部在 2021 年进行了更新。对于新建场馆建设排放，考虑的是全生命周期排放，而一次大型活动产生的排放只占全生命周期排放的一部分，场馆建成后还会服务于其他活动³。

为建设国家低碳试点城市和国际会展之都，成都市质量技术监督局早在 2018 年 12 月就发布了《成都市会展活动碳足迹核算与碳中和实施指南》(DB 5101/T 41-2018)，规定了成都市会展活动碳足迹的核算原则、核算程序、核算边界、核算方法、碳足迹报告内容与格式、碳中和实施程序和碳中和声明等内容，开启了四川省社会活动碳中和标准化的先河⁴。

1.3 企业标准

《大型活动碳中和评价技术规范》(HTB 002—2019)是国内第一个大型活动碳中和评价企业标准，由北京和碳环境技术有限公司制订，已在中国国家标准化管理委员会建立的企业标准公共服务平台备案并发布。该标准规定了大型活动碳中和评价的基本要求、评价内容和评价程序，并在 2019 年 8 月“第二届全国青年运动会”赛事碳中和实践中进行了成功的试验验证⁵。

2. 活动碳中和实施流程

大型活动组织者需在大型活动的筹备阶段制订碳中和实施计划，在举办阶段开展减排行动，在收尾阶段核算温室气体排放量并采取抵消措施完成碳中和。大型活动碳中和流程包括碳中和实施计划的制定与发布、减排行动的实施、温室气体排放核算、碳中和实现、碳中和评价及实现声明。大型活动碳中和实施流程见图 2.1。

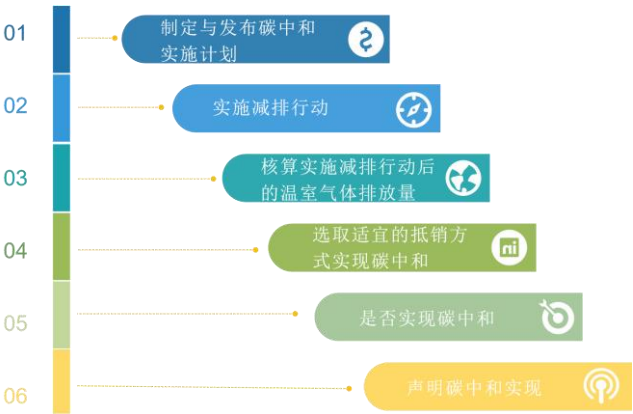


图 2.1 大型活动碳中和实施流程图

2.1 碳中和实施计划的制定与发布

大型活动组织者需在大型活动筹备阶段制定大型活动碳中和实施计划并形成文件，实施计划应包括：

- a) 提出减排措施。大型活动组织者在大型活动的筹备、举行和收尾阶段应当尽可能采取措施减少其温室气体排放，并确保减排措施的有效性；
- b) 确定温室气体排放量核算与碳中和的边界，应至少包括举行阶段的温室气体排放量，鼓励包括筹备阶段和收尾阶段的温室气体排放量；
- c) 明确碳中和的抵销方式³。

策划阶段应界定清楚活动核算边界：

- 地理边界：包括活动举办场地的地理边界和参加活动人员往返交通地点及乘坐交通工具种类；
- 时间范围：包括活动的策划、举行和结尾阶段；
- 设施边界：包括为活动举办场地提供服务的固定源设备（如照明灯、空调、锅炉等）与移动源设备（如公共汽车、小轿车等）⁴。

发布碳中和实施计划，发布内容应包括大型活动名称、举办时间、举办地点、活动内容、减排措施、预估排放量、碳中和的抵销方式及预期实现碳中和时间等。

2.2 减排行动的实施

大型活动组织者在大型活动筹备、举行和收尾阶段应当实施经济可行的减少其温室气体排放的措施，并评估这些行动的有效性。减排行动的实施应满足但不限于下述要求：

- a) 在筹备阶段，制定大型活动温室气体减排措施，包括但不限于采用可在再生能源、减少大型活动耗材使用量、采用节能型高性能设施、考虑大型活动选址以减少交通所产生的温室气体排放量等措施。
- b) 建立适当的流程，对大型活动温室气体减排措施定期进行绩效评估，必要时实施改进措施，以确保最大程度实现大型活动温室气体减排⁶。

2.3 温室气体排放核算

大型活动温室气体排放量核算至少包括其举行阶段的所有可控制和可施加影响部分的温室气体排放量。在条件具备的情况下，应核算其在筹备和收尾阶段所有相关活动产生的温室气体排放量。

2.3.1 《指南》中温室气体排放核算

《指南》对大型活动的排放类型、排放源进行了重点识别，排放类型包括：化石燃料燃烧排放，净购入电力、热力产生排放，交通排放，住宿餐饮排放，会议用品隐含的碳排放，废弃物处理产生的排放。上述 6 个项目的排放量之和，即是大型活动产生的温室气体排放量。在核算大型活动温室气体排放量时，可参考表 2.3.1 获取对应的活动水平数据。

表 2.3.1 大型活动排放源及对应的核算标准与技术规范以及活动水平数据获取方法

排放类型	排放源	核算标准及技术规范	活动水平数据获取方法
化石燃料燃烧排放	固定源：大型活动场馆及服务于大型活动的工作人员办公场所内燃烧化石燃料的固定设施。如锅炉、直燃机、燃气灶具等	国家发展改革委办公厅关于印发第三批 10 个行业企业温室气体核算方法与报告指南（试行）的通知（发改办气候〔2015〕1722 号）中“公共建筑运营单位（企业）温室气体排放核算方法与报告指南（试行）”	根据对应《能源报表》、《生产报表》、《采购发票》等方式获取 ⁷ 。
	移动源：服务于大型活动的燃烧消耗化石燃料的移动设施。如使用化石燃料的公务车等	国家发展改革委办公厅关于印发第三批 10 个行业企业温室气体核算方法与报告指南（试行）的通知（发改办气候〔2015〕1722 号）中“陆上交通运输企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）”	可根据对应《能源报表》《采购发票》、车辆记录里程和单耗计算得出 ⁷ 。
净购入电力、热力排放	大型活动净购入电力、热力消耗产生的二氧化碳排放	国家发展改革委办公厅关于印发第三批 10 个行业企业温室气体核算方法与报告指南（试行）的通知（发改办气候〔2015〕1722 号）中“公共建筑运营单位（企业）温室气体排放核算方法与报告指南（试行）”	以活动期间场地电能表与供热流量计表读取的数据为准，也可采用电力公司和供热公司开具的发票或结算单的数据 ⁷ 。
	服务于大型活动的电动车等移动设施。如电动公务车	国家发展改革委办公厅关于印发第三批 10 个行业企业温室气体核算方法与报告指南（试行）的通知（发改办气候〔2015〕1722 号）中“陆上交通运输企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）”	
交通排放	会议组织方和参与方等相关人员为参加会议所产生的交通活动。如飞机、高铁、	1.联合国政府间气候变化专门委员会于 2006 年发布的《国家温室气体清单指南》（2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories）	往返交通工具可通过在线电子问卷获取，交通距离根据出发点、目的地采

	地铁、出租车、私家车等	2.英国环境、食品和农村事务部于2012年发布的《关于企业报告温室气体排放因子指南》（Defra/DECC, 2012）	用百度地图等 App 测距获取 ⁷ 。
住宿 餐饮 排放	会议参与者的住宿、餐饮等相关活动	1. 国际标准化组织于 2018 年发布的 ISO 14064-1:2018《组织层级上对温室气体排放和清除的量化和报告的规范及指南》 2. 英国环境、食品和农村事务部于 2012 年发布的《关于企业报告温室气体排放因子指南》（Defra/DECC, 2012）	可由主办方提供的酒店名单获取 ⁷ 。
会议用品 隐含的 碳排放	会议采购的其他产品或原料、物料供应的排放	1.国际标准化组织于 2018 年发布的 ISO14064-1:2018《组织层级上对温室气体排放和清除的量化和报告的规范及指南》 2.英国环境、食品和农村事务部于 2012 年发布的《关于企业报告温室气体排放因子指南》（Defra/DECC, 2012）	可由主办方提供的采购清单和赞助清单获取 ⁷ 。
废弃物 处理 产生 的 排放	垃圾填埋产生的甲烷排放 垃圾焚烧产生的二氧化碳排放	国家发展改革委办公厅关于印发省级温室气体清单编制指南（试行）的通知（发改办气候〔2011〕1041号）	可根据活动场地城市环卫收取的垃圾总量获取 ⁷ 。

2.3.2 DB 11/T 1862-2021 中温室气体排放核算

北京市发布的地方标准 DB 11/T 1862-2021《大型活动碳中和实施指南》中也给出大型活动温室气体排放量核算方法。

（1）化石燃料燃烧排放

➤ 固定源：大型活动场馆及服务于大型活动的工作人员办公场所内燃烧化石燃料的固定设施。如锅炉、直燃机、燃气灶具等。

1) 核算方法

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (AD_i \times EF_i) \quad (2.3.1)$$

AD_i ——核算和报告年度内第 i 种化石燃料的活动数据，单位为吉焦（GJ）；

EF_i ——第 i 种化石燃料的二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳当量/吉焦（tCO₂e/ GJ）；

i ——化石燃料类型代号。

2) 排放因子

化石燃料低位发热量、单位热值含碳量、碳氧化率无实测情况下，取值可

参考附录 A 中对应的推荐值。

➤ 移动源：服务于大型活动的燃烧消耗化石燃料的移动设施。如使用化石燃料的公务车等。

1) 核算方法

同公式 2.3.1。

2) 排放因子

移动设施化石燃料低位发热量、单位热值含碳量、碳氧化率无实测情况下，取值可参考附录 A 中对应的推荐值。

(2) 净购入电力、热力排放

➤ 服务于大型活动所需的净购入电力、热力消耗产生的二氧化碳排放。

✧ 电力

1) 核算方法

$$E_{\text{外购电}} = AD_{\text{外购电}} \times EF_{\text{电}} \quad (2.3.2)$$

$AD_{\text{外购电}}$ ——报告主体核算和报告年度内的消耗外购电力电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电}}$ ——电网年平均供电排放因子，单位为吨二氧化碳当量每兆瓦时（tCO₂e/MWh）。

2) 排放因子

电网年平均供电排放因子取值可参考附录 B 中的推荐值。

✧ 热力

1) 核算方法

$$E_{\text{外购热}} = AD_{\text{外购热}} \times EF_{\text{热}} \quad (2.3.3)$$

$AD_{\text{外购热}}$ ——报告主体核算和报告年度内的消耗外购热量，单位为吉焦（GJ）；

$EF_{\text{热}}$ ——热力供应排放因子单位吨二氧化碳当量每吉焦（tCO₂e/GJ）。

2) 排放因子

热力供应排放因子取值可参考附录 B 中的推荐值。

➤ 服务于大型活动的电动车等移动设施。如电动公务车。

1) 核算方法

同公式 2.3.2。

2) 排放因子

电网年平均供电排放因子取值可参考附录 B 中的推荐值。

(3) 新建场馆建设排放

➤ 建材生产

1) 核算方法

同本报告第二期中标准篇公式 1.2.25。

2) 排放因子

建材的碳排放因子取值可参考本报告第二期中标准篇附录 D 中表 D.0.1 的缺省值。

➤ 建材运输

1) 核算方法

同本报告第二期中标准篇公式 1.2.26。

2) 排放因子

单位重量运输距离的碳排放因子取值可参考本报告第二期中标准篇附录 E 中表 E.0.1 的缺省值。

(4) 交通排放

➤ 大型活动组织方和参与方等相关人员为参加大型活动所产生的交通活动。如飞机、高铁、地铁、出租车、私家车等。

1) 核算方法

某人交通所产生的排放可通过某人某种出行方式的单次出行距离、出行次数及对应出行方式的排放因子得到。

2) 排放因子

出行方式的排放因子取值可参考表 2.3.2。

表 2.3.2 出行方式的排放因子 (kgCO₂e/PKM)

出行方式	高铁出行	轨道	公交	出租车	骑行
排放因子	0.25	0.0286	0.054	0.27	0.0072

(5) 住宿餐饮排放

➤ 大型活动参与者的住宿、餐饮等相关活动。

✧ 住宿

1) 核算方法

某人住宿所产生排放量可通过住宿天数乘以住宿排放因子得到。

2) 排放因子

住宿排放因子取值可参考《关于企业报告温室气体排放因子指南 (Defra/DECC,2012)》

✧ 餐饮

1) 核算方法

某人餐饮所产生排放量可通过餐饮次数乘以餐饮排放因子得到。

2) 排放因子

餐饮排放因子可参考《居民食品消费碳排放：影响因素与减排策略》第三章表 3-2 中各种食物二氧化碳折算系数及人均每餐消耗量数据计算得到。

(6) 活动耗材隐含的排放

➤ 活动所消耗的建筑材料之外的耗材隐含的排放。

1) 核算方法

活动耗材隐含的排放可通过第 i 种耗材的活动水平数据乘以第 i 种耗材排放因子得到。

2) 排放因子

耗材排放因子取值可参考《关于企业报告温室气体排放因子指南 (Defra/DECC, 2012)》

(7) 废弃物处理产生的排放

➤ 垃圾填埋产生的甲烷排放。

1) 核算方法

$$E_{CH_4} = (MSW_T \times MSW_F \times L_0 - R) \times (1 - OX) \quad (2.3.4)$$

E_{CH_4} ——甲烷排放量 (万吨/年);

MSW_T ——总的城市固体废弃物产生量 (万吨/年);

MSW_F ——城市固体废弃物填埋处理率;

L_0 ——各管理类型垃圾填埋场的甲烷产生潜力 (万吨甲烷/万吨废弃物);

R ——甲烷回收量 (万吨/年);

OX ——氧化因子。

2) 排放因子

固体废弃物填埋处理率、各类型垃圾填埋场甲烷产生潜力、甲烷回收量、氧化因子可参考《关于印发省级温室气体清单编制指南（试行）的通知》（发改办气候〔2011〕1041号）表 5.1-5.4 中的数据来源或推荐值。

➤ 垃圾焚烧矿物碳产生的二氧化碳排放。

1) 核算方法

$$E_{CO_2} = \sum_i (IW_i \times CCW_i \times FCF_i \times EF_i \times 44/12) \quad (2.3.5)$$

E_{CO_2} ——废弃物焚烧处理的二氧化碳排放量（万吨/年）；

i ——分别表示城市固体废弃物、危险废弃物、污泥；

IW_i ——第 i 种类型废弃物的焚烧量（万吨/年）；

CCW_i ——第 i 种类型废弃物中的碳含量比例；

FCF_i ——第 i 种类型废弃物中矿物碳在碳总量中比例；

EF_i ——第 i 种类型废弃物焚烧炉的燃烧效率。

2) 排放因子

废弃物碳含量、矿物碳在碳总量中的百分比、燃烧效率取值可参考《省级温室气体清单编制指南（试行）》201103 表 5.5 中对应排放因子的推荐值。

2.4 碳中和实现

2.4.1 碳中和实现基本要求

当大型活动碳中和实施计划中所覆盖的核算边界的温室气体排放量小于等于用以抵销的碳配额单位、碳信用额度或（和）碳汇量时，即可判定达成碳中和；反之，则不能判定达成碳中和。

大型活动组织者应保证抵销所用的碳配额/碳信用或（和）碳汇是唯一的，并承诺用于碳中和的碳配额、碳信用或（和）碳汇不作为任何其他用途使用。

2.4.2 碳中和类型

大型活动碳中和类型可分为以下两种：

a) 部分碳中和：将大型活动的三个阶段（筹备、举行和收尾阶段）中部分阶段的温室气体排放量实施抵销。但如申请部分碳中和，应至少包含大型活动举行阶段的温室气体排放量。

b)全部碳中和：将大型活动的三个阶段（筹备、举行和收尾阶段）所有的温室气体排放量实施抵销。

2.4.3 碳中和抵销方式

（1）获取碳配额或碳信用抵销

通过获取碳配额或者碳信用抵销的方式部分或全部中和大型活动筹备、举行及收尾阶段产生的温室气体排放量，其时间不得晚于大型活动结束当日。

采用获取碳配额或碳信用实施碳中和时，应主要使用北京市试点碳市场的碳配额，其余部分按照优先顺序使用以下类型项目的碳信用或碳配额：

- a) 全国碳市场的碳配额；
- b) 北京市生态环境主管部门认可的碳汇项目或其他减排项目产生的碳信用；
- c) 中国自愿减排项目的核证自愿减排量，应优先选取京津冀地区自愿减排项目所产生的核证自愿减排量；
- d) 国际黄金标准减排（GS）签发的中国项目碳信用；
- e) 国际自愿减排项目（VCS）签发的中国项目碳信用。

一旦规定的碳配额或者碳信用被用于大型活动碳中和，对应碳配额或碳信用应在相应的管理机构处被扣减或注销。

（2）新建碳汇林抵销

大型活动可采用新建碳汇林抵销的方式部分或全部中和大型活动筹备、举行及收尾阶段产生的温室气体排放量，其时间不得晚于大型活动结束当日。

采用新建碳汇林实施碳中和时应满足下述要求：

- a) 新建碳汇林产生的碳汇量审定和核证依据按照 AR-CM-001-V01 方法学等由国家或本市应对气候变化主管部门公布的造林/再造林领域温室气体自愿减排方法学进行核算，并经具有造林/再造林专业资质的温室气体自愿减排交易审定与核证机构实施认证；
- b) 新建碳汇林用于中和大型活动的碳汇量，不作为任何其他用途使用；
- c) 大型活动组织者应保存并在公开渠道对外公示新建碳汇林项目的地理位置、坐标范围、树种、造林/再造林计划、监测养护、碳汇量及对应时间等信息。

2.5 碳中和评价

大型活动组织者在大型活动碳中和实现后应进行第三方评价，确认并证明大型活动实现碳中和的实施过程按本文件执行。第三方评价结果可用于向公众公开并证明其声明已按本文件要求进行独立评价的碳中和活动。

2.6 碳中和实现声明

大型活动碳中和实现并经评价后，大型活动组织者应发布碳中和实现声明。碳中和实现声明应包含但不限于以下内容：

- a) 大型活动名称；
- b) 大型活动组织者名单；
- c) 大型活动举办时间；
- d) 大型活动温室气体核算边界和排放量；
- e) 碳中和类型、抵销方式及实现碳中和时间；
- f) 碳中和的评价方式、评价结论、评价机构名称；
- g) 声明组织（人）和声明时间。

3. 活动碳中和实施案例

“绿色低碳”如今已成为国家大型活动举办的主流理念。对大型活动进行“碳中和”，可以在保证大型活动顺利、高水准地完成承办工作的前提条件下，通过节约资源、保护环境，获取更高的经济效益和社会效益，实现可持续发展理念。

3.1 国际活动“碳中和”

3.1.1 会议碳中和

在国际社会积极应对气候变化的背景下，目前实现会议的碳中和已成为一种潮流。我国早在 2010 年联合国气候变化天津会议上就首次实现了大型国际会议碳中和，此后，2014 年 APEC 领导人北京会议、2016 年 G20 杭州峰会、2017

年厦门金砖会议等都实现了会议碳中和。

❖ 项目名称:联合国气候变化天津会议“碳中和”林

项目简述:经清华大学能源经济环境研究所测算,联合国气候变化天津会议的碳排放共计约 1.2 万吨二氧化碳当量。中国绿色碳汇基金会根据国家林业局批准的有资质的林产工业规划设计院的碳汇计量结果,出资人民币 375 万元,在山西省襄垣、昔阳、平顺等县营造 5000 亩碳汇林,未来 10 年可将本次会议造成的碳排放全部吸收。造林资金来自国电集团和山西潞安环保能源开发股份有限公司向中国绿色碳汇基金会的捐赠。预计项目区农民在碳中和林 20 年的管理运行期(计入期)内,可获得 260 万元的劳务收入和相当于 700 多万元的林副产品和木材收益。该会议是我国首次承办的联合国气候变化会议,现已成为我国的首个“碳中和”国际会议⁸。

❖ 项目名称:亚太经合组织(APEC)会议“碳中和”林

项目简述:2014 年 11 月在北京举办的亚太经合组织(APEC)会议据有关方面测算,将排放温室气体 6371 吨二氧化碳当量。国家林业局和北京市、河北省合作,由中国中信集团和春秋航空公司出资,在北京市怀柔区和河北省康保县共造林 1274 亩,在未来 20 年全部抵消此次会议产生的碳排放。成为首个实现碳中和的 APEC 会议⁹。

❖ 项目名称:G20 杭州峰会“碳中和”林

项目简述:据测算,2016 年 G20 杭州峰会将排放温室气体约 6674 吨二氧化碳当量。为此,由老牛基金会和万马联合控股集团有限公司捐资,在杭州近郊的临安市太湖源镇营造 334 亩碳中和林,在未来 20 年将完全吸收本次 G20 杭州峰会排放的全部温室气体,实现峰会零排放的目标¹⁰。

❖ 项目名称:厦门金砖国家峰会“碳中和”林

项目简述:金砖国家领导人厦门会晤期间估计排放 3095 吨二氧化碳当量。根据碳中和项目实施规划,厦门市组织在翔安区下潭尾滨海湿地公园开展红树林造林 580 亩,营造由秋茄、桐花树、白骨壤等珍贵红树树种组成的碳中和林,在未来 20 年完全“吸收”厦门会晤产生的二氧化碳排放¹¹。

3.1.2 活动碳中和

2006 年以来,国内外的大型赛事和活动相继开展了或准备开展“碳中和”相关工作。国外如 2006 年都灵冬奥会、2006 年德国世界杯,国内主要有 2008

年北京奥运会、2022 年北京冬奥会。

❖ 2006 年都灵冬奥会

根据联合国环境规划署 2006 年 1 月发布的环境评估报告，都灵冬奥会带来了超过 10 万吨二氧化碳当量的排放，其中近 70% 的排放已被消抵，消抵措施包括在意大利投入节能和可再生能源项目、在肯尼亚植树造林等¹²。

❖ 2006 年德国世界杯

德国足球世界杯组委会的报告显示，该项赛事共产生约 9.2 万吨二氧化碳当量的排放，而通过在印度和南非支持清洁能源项目等，消抵了约 10 万吨，成为首个实现“碳中和”的足球世界杯¹³。

❖ 2008 年北京奥运会

2008 年 5 月 8 日，在国务院新闻办举行的一次记者会上，科技部部长万钢透露了初步测算的结果：北京奥运会期间，来自世界各地的观众、运动员等增加的排放数量大概是 118 万吨二氧化碳当量，“绿色奥运”采取的一系列措施，包括科技手段，以及植树造林，车辆控制等，可以减少排放 100 到 129 万吨，能够使排放达到基本平衡¹³。

3.2 我国大型活动“碳中和”

3.2.1 山西省

2021 年 9 月 3 日，太原论坛气候主题论坛期间，北京中创碳投科技有限公司作为论坛碳中和项目的执行机构，根据《大型活动碳中和实施指南（试行）》的要求，核算了论坛举办期间以及论坛前后相关交通和住宿产生的碳排放，得出了本论坛的总排放量为 7.6 吨二氧化碳当量，省生态环境厅将通过在五台山新建 3 亩碳汇林，6 年内将本论坛所产生的 7.6 吨二氧化碳全部吸收¹⁴。

3.2.2 四川省

早在 2018 年，成都就植下了首个会议碳中和林。当年 8 月 1 日，第二届国际城市可持续发展高层论坛在成都开幕，经测算，论坛排放温室气体 921 吨二氧化碳当量，成都首次以建森林的方式来抵消论坛产生的温室气体，在龙泉山城市森林公园建设 500 亩碳中和林。这也是成都首个会议碳中和林。同年 9 月 17 日，国家网络安全宣传周网络安全技术高峰论坛举行，论坛测算排放温室气

体 466 吨二氧化碳当量。成都又在龙泉山城市森林公园建设 200 亩碳中和林，用未来 20 年的森林碳汇量抵消论坛产生的全部温室气体排放，实现“零排放”目标¹⁵。

3.2.3 江西省

2018 年 11 月 30 日下午，第五届世界绿色发展投资贸易博览会长江经济带发展论坛在南昌顺利召开。为了展现江西省践行绿色发展理念的决心、行动和担当，在省碳交易中心的积极策划下，对会议实施了碳中和，实现“零碳会议”。此次会议碳中和项目，是江西首次在大型国际会议中实施碳中和项目，对倡导绿色低碳生活方式和培育绿色低碳文化具有示范作用¹⁶。

2019 年 6 月 19 日，由生态环境部与江西省人民政府共同举办的第七届全国低碳日活动在江西南昌成功举办。为积极践行低碳理念，在江西省碳排放权交易中心组织实施下，由江西中创碳投科技有限公司购买北京盛达汇通碳资产管理有限公司开发的江西省乐安县 VCS 标准林业碳汇项目减排量，抵消本次活动产生的全部温室气体排放，实现“零碳”办会¹⁷。

2019 年 10 月 29 日，由江西省发展改革委主办的江西生态文明试验区建设专题培训班在宜春市奉新县召开。本次会议实施会议碳中和项目。按照生态环境部《大型活动碳中和实施指南（试行）》，江西省碳排放权交易中心对培训期间交通、住宿、餐饮、会议等活动产生的温室气体进行了审核，共产生合计 39.82 吨二氧化碳当量。此次碳中和将通过在奉新县组织当地林农种植 546 棵杉树，同时组织学生开展沿南潦河回收垃圾的活动来实现，产生的碳减排量将抵消此次培训的碳排放¹⁷。

2019 年 10 月 30 日，由江西省产权交易所主办、江西财经大学现代产业发展研究院协办的“2019 年江西省国有资产交易研讨会”在江西共青城召开。按照生态环境部《大型活动碳中和实施指南（试行）》，江西省碳排放权交易中心对研讨会期间交通、住宿、餐饮、会议等活动产生的温室气体进行了审核，共产生合计约 30 吨二氧化碳当量，由南昌中乐餐饮管理有限公司购买江西省乐安县林业碳汇项目减排量抵消活动产生的所有排放量¹⁷。

参考文献

- [1] 中华人民共和国生态环境部公告 2019 年第 19 号[J].中华人民共和国国务院公报, 2019(26):53-56.
- [2] DB11T 1862-2021,大型活动碳中和实施指南[S].
- [3] 大型活动碳中和评价规范（征求意见稿）编制说明,河北省生态环境厅,2021 年 7 月 21 日 <http://hbepb.hebei.gov.cn/hbhjt/zwgk/fdgdgknr/zdlyxxgk/ymqhbh/tanpuhui/101626828639251.html>
- [4] 四川发布全国首份碳中和清单和研究报告,四川联合环境交易所,2021 年 8 月 26 日, <https://www.hbzhan.com/news/detail/143164.html>
- [5] 由和碳公司牵头制修订的 2020 年河北省地方标准《大型活动碳中和技术评价规范》正式立项,碳交易网,2020 年 12 月 9 日, <http://www.tanjiaoyi.com/article-32385-1.htm>
- [6] GB/T 31598-2015,大型活动可持续性管理体系 要求及使用指南[S].
- [7] 王彦斌,张丽,孟早明.大型活动碳中和解析[J].能源与节能,2021(04):73-74+132. DOI:10.16643/j.cnki.14-1360/td.2021.04.029.
- [8] [中国绿色碳汇基金会组织实施的碳中和项目,中国绿色碳汇基金会,2020 年 5 月 24 日, <http://www.forestry.gov.cn/thjj/4922/82595/0.html>](http://www.forestry.gov.cn/thjj/4922/82595/0.html)
- [9] 2014 年 APEC 会议碳中和林启动建设,林业局网站,2014 年 11 月 4 日, http://www.gov.cn/xinwen/2014-11/04/content_2774868.htm
- [10] G20 杭州峰会启动碳中和项目确保“零碳排放”,中国政府网,2016 年 8 月 22 日, http://www.gov.cn/xinwen/2016-08/22/content_5101292.htm
- [11] 厦门会晤碳中和项目如何实现“零碳排放”,第一环保网,2017 年 9 月 6 日, <http://www.epwho.com/news/2017-09/06/123760.html>
- [12] “碳中和”的奥运会,中外对话,2008 年 9 月 17 日, <https://chinadialogue.net>
- [13] “碳中和”之国际大型体育赛事盘点,中国碳排放交易网 2014 年 12 月 26 日, <http://www.tanpaifang.com/tanzhonghe/2014/12/26/41215.html>
- [14] 排放多少碳?如何中和?山西首张大型活动“碳中和”证书给答案,山西日报,2021 年 9 月 4 日, https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_14365119
- [15] “双碳”目标下 减排降碳行动按下快进键,成都头条,2021 年 8 月 26 日, <http://news.chengdu.cn/2021/0826/2214805.shtml>
- [16] “绿发会”实施会议碳中和项目成为“零碳会议”,江南都市报,2018 年 12 月 3 日, <https://jndsb.jxnews.com.cn/system/2018/12/03/017250940.shtml>
- [17] 你知道什么是“活动碳中和”吗? 碳交易网,2015 年 11 月 9 日, <http://www.tanjiaoyi.com/article-13689-1.html>

附录 A 化石燃料低位发热量等推荐值（规范性）

表 A 化石燃料低位发热量、单位热值含碳量与碳氧化率推荐值

燃料品种	计量单位	低位发热量 (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	燃料碳氧化率
无烟煤	t	20.304	27.49×10 ⁻³	85.0%
一般烟煤	t	19.570	26.18×10 ⁻³	85.0%
燃料油	t	40.190	21.10×10 ⁻³	98.0%
汽油	t	44.800	18.90×10 ⁻³	98.0%
柴油	t	43.330	20.20×10 ⁻³	98.0%
煤油	t	44.750	19.60×10 ⁻³	98.0%
其他油品	t	41.031	20.00×10 ⁻³	98.0%
液化石油气	t	47.310	17.20×10 ⁻³	98.0%
天然气	10 ⁴ Nm ³	389.310	15.30×10 ⁻³	99.0%

注 1：低位发热量来源于《中国温室气体清单研究》。
 注 2：单位热值含碳量和碳氧化率来源于《省级温室气体清单指南（试行）》。
 注 3：天然气的低位发热量来源于《中国能源统计年鉴 2011 年》。
 注 4：其他油品的低位发热量来源于《万家企业能源利用状况》。

附录 B 电力和热力的排放因子推荐值（规范性）

表 B 电力和热力的排放因子推荐值

名称	单位	推荐值
电网供电排放因子	tCO ₂ /MWh	0.604
热力供应排放因子	tCO ₂ /GJ	0.11

市场篇——碳价

当前各国政策中，影响碳排放价格的主要措施有两个：碳交易和碳税。

1. 基本概念

碳交易是碳排放权交易的简称，碳交易的概念最早出现于 1997 年 12 月签订的《京都议定书》，其中所确定的六种温室气体^a排放量均可折算为二氧化碳当量进行计量，因此温室气体排放权交易被称为“碳排放权交易”，进行此类交易的市场被称为“碳排放权交易市场”，简称“碳交易市场”。

碳税是指针对二氧化碳排放所征收的税。它以环境保护为目的，希望通过削减二氧化碳排放来减缓全球变暖。碳税通过对燃煤和石油下游的汽油、航空燃油、天然气等化石燃料产品，按其碳含量的比例征税来实现减少化石燃料消耗和二氧化碳排放。

碳税与碳交易是目前控制碳排放的两种主要手段，当今世界各国的减排实践也基本都围绕这两种手段开展。碳交易是通过设定碳排放总量额度，并将其碳排放权分配到各个企业，通过市场和价格机制对排放权在不同经济主体间分配进行调整，从而达到以最小成本达到碳减排的目标。简而言之，碳交易的主要优势是直接针对总体排放额进行控制，相对碳税而言，具有更高的灵活性。而碳税本身是一种价格手段，为排放的碳规定固定价格，当单位碳税等于边际社会成本时，税率就达到最优。

2. 原理与效应

2.1 碳交易原理与效应

(1) 碳交易通过明确碳排放权，以市场交易机制实现减排目的

^a 根据中国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会发布的国家标准《工业企业温室气体排放核算和报告通则》(GB/T 32150-2015)，列入的温室气体包括：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) 等七类。

碳交易指对二氧化碳排放权的交易，碳配额、核证减排量（CER）均是碳排放权交易市场交易的原生品。排放权交易的基本思想与理论，可追溯至经济学家关于环境问题的分析。为了解决外部性问题，科斯提出要界定产权并利用市场机制。以此为基础，戴尔斯将产权概念与理论应用到污染控制领域，并首次提出排放权交易的概念。如图 1 所示，MAC1、MAC2 曲线分别表示企业 1 和企业 2 的边际减排成本。若政府分配给每个企业 E^* 的碳排放权，且对企业碳排放量超过 E^* 的部分每单位收取 C^* 的费用。在 E^* 碳排放量的基础上，企业 1 会将剩余的 (E^*-E_1) 个单位的碳排放量，以高于其边际减排成本的价格出售自己的碳排放权；企业 2 仍需要 (E_2-E^*) 个单位的碳排放量，会以低于其边际减排成本的价格在市场上购买相应量的碳排放权。

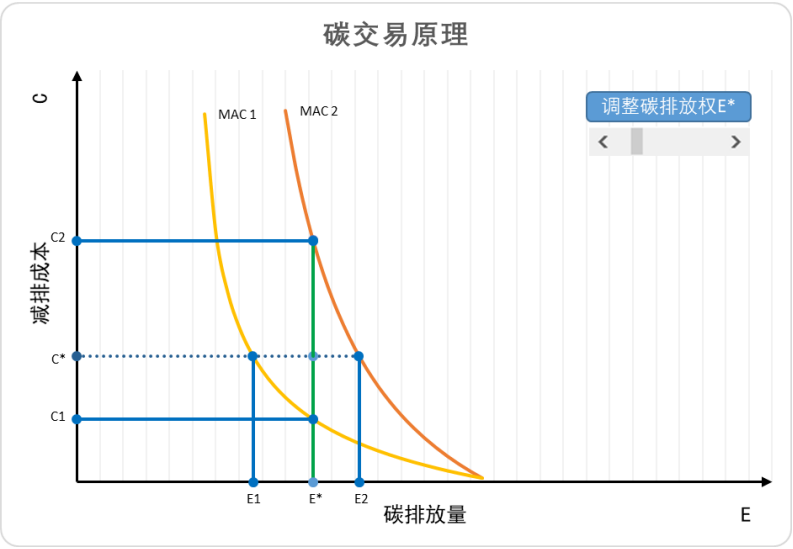


图 1 碳交易原理

（2）碳交易可以发现碳减排成本及碳价，倒逼企业绿色转型，但可能导致碳减排成本的转嫁及投资转移等问题

碳交易的实施一方面有助于发现减排成本及未来碳价、推进企业减排科技创新和行业绿色转型，但另一方面碳交易也会增加纳管主体的成本，可能增加下游企业和消费者的负担，致使企业污染转移。（1）碳交易的正面效应包括：碳排放权市场每日交易价可以体现出最新的减排单位成本，具备减排成本的发现功能，增加了碳配额期货、期权交易的碳市场还具备了未来碳价的发现功能；碳交易的压力也会倒逼企业减排科技创新、产业投资和行业绿色转型。（2）碳交易的负面效应包括：首先碳价的出现增加了纳管主体成本，降低了纳管主体

商品的市场竞争力，不利于纳管主体与未纳管主体之间的公平竞争；其次由碳价造成的成本增加可能被转嫁给下游企业和终端消费者。最后，碳交易机制具有很强的地域性，当碳交易市场机制没有在全球全覆盖时，投资很可能从“碳价约束地”向“碳价未约束地”转移。

2.2 碳税原理及效应

（1）碳税通过填补碳排放私人和社会成本之间的缺口以减少碳排放的负外部性

碳税指对排放的二氧化碳气体征税，政府通过填补碳排放私人成本与社会成本之间的缺口，以达到减少二氧化碳排放负外部性的目的。碳税是庇古税^b的一种典型应用，即对污染环境者征税以增加其私人边际成本，将私人部门的外部成本内部化，最终使得私人成本与社会成本相等。如图 2 所示，MAC 曲线表示企业降低碳排放所需的边际减排成本，曲线向右下方倾斜，碳税税率 T 越高则碳排放量 E 越低。当政府将碳税税率从 $T1$ 提高到 $T2$ ，则企业最优碳排放量可以由 $E1$ 减少至 $E2$ 。

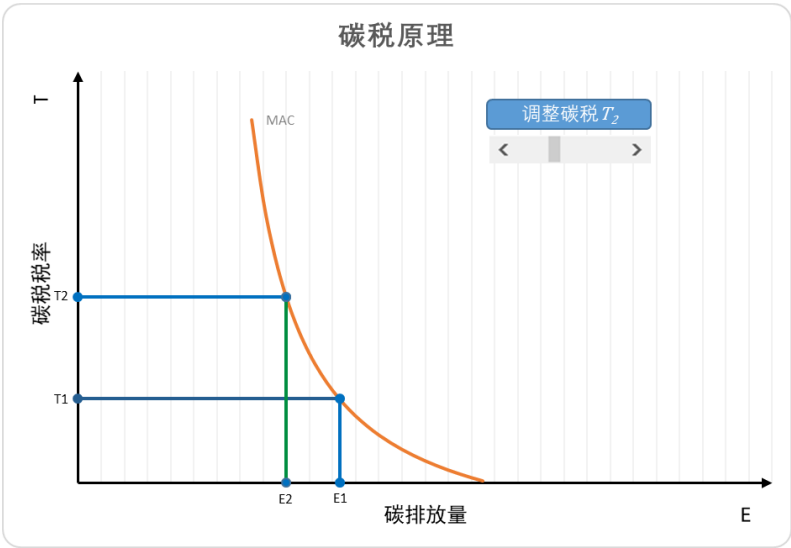


图 2 碳税原理

^b 庇古税是根据污染所造成的危害程度对排污者征税，用税收来弥补排污者生产的私人成本和社会成本之间的差距，使两者相等。由英国经济学家庇古(Pigou, Arthur Cecil, 1877—1959)最先提出，这种税被称为“庇古税”。

（2）碳税在推动企业碳减排技术应用的同时可能也会出现税负转嫁的情况

开征碳税推动减排技术应用也增加了消费者负担。一方面，碳税可以推动碳减排技术应用，催生一批新兴产业，提升就业率，促进高质量低碳发展。另一方面，政府采取碳税机制时，提高了企业的生产成本，企业可能通过提高单位产品价格将部分碳税转移给消费者，也可能通过降低劳动者报酬减少劳动者收入。

2.3 碳税与碳交易效应比较

碳税和碳交易均属于限制碳减排的经济手段，都能够通过降低社会总成本以实现碳减排的总体目标。但两者在实现碳减排的路径上存在差别，碳税是通过价格调控的方式来实现减排目标，而碳交易则是通过配额这一数量调控工具影响价格进而达到减排目的。具体来看，两者适用范围和区别主要体现在以下几个方面：

表格 1 碳税与碳交易效应比较

比较	碳税	碳交易
适用范围	1) 碳税不涉及复杂的机制设计，只需少量的管理和运行成本便能够大范围推行，适合经济发展水平较低的国家。 2) 碳税相对灵活，可以覆盖众多排放量较小或不易监管的企业，有效避免碳泄漏现象，适宜作为全国碳市场的有益补充。	1) 碳交易设计需要高昂的管理、核查、监督等交易成本，同时对从业人员的素质、金融基础设施、金融风险的管控能力具有较高的要求，相对更适用于经济发展水平较高的国家。 2) 一般来说碳交易比较适合排放点集中且易于监管的企业，我国也仅有部分重点行业被纳入全国碳市场。
优点	1) 实施起来简单易行，可以增加政府收入，用于投资开发新减排技术。 2) 相比较碳交易，碳税的交易成本更低。	1) 碳交易直接作用于碳排放量，减排目标明确，效率更高。 2) 改变碳排放量的行政程序通常也相对简单。 3) 有利于全球碳减排体系的链接。
缺点	1) 碳税对碳排放量的影响是间接的，频繁调整碳税税率，既面临复杂的立法和行政程序，又会连续干扰企业预期。 2) 碳税增加了企业税负，有可能导致产业外流。	1) 碳交易存在着高昂的监管成本和道德风险。

我国选择了将碳交易作为减排的主要手段，迄今为止尚未将碳税作为独立税种开征。主要原因有四点：

- 1) 数量型政策工具更易服务于“双碳目标”的实现。
- 2) 碳交易能够更有效地提升资源配置效率。
- 3) 碳交易制度可以为减排带来正向激励。
- 4) 设定合理的碳税税率比较困难。

3. 国际实践

3.1 国际碳税实践

国家上的碳税实践大体分为三个阶段，一是 1990-2004 年，以芬兰、丹麦为代表的北欧国家率先推行碳税，到 20 世纪末形成了单一碳税制度。二是 2005-2018 年，随着欧盟碳排放交易体系(EU ETS)的建立，国家上关于碳税和碳交易两种减排机制的研究实践日益丰硕，日本、澳大利亚、墨西哥等国相继开征碳税。三是 2019 年至今，随着全球在气候变化上共识增强，新加坡、南非等国也逐步实施碳税。

各国碳税价格差异较大，最低的印尼 2.1 美元/tCO₂，高的例如瑞典可达 128 美元/ tCO₂，整体来看大多数国家碳税价格小于 30 美元/ tCO₂，国际货币基金组织预测，为实现 2030 年全球升温 2℃以内的总体温控目标，碳税价格须达到 75 美元/ tCO₂，因此现有碳税制度仍有较大改进空间。^[1]

以 1991 至 2019 年瑞典碳税实施三十年效果分析，该国统计实现了碳排放降低 27%^[2]，并保持了可观的 GDP 增长，普遍认为瑞典碳税政策对 GDP 有一定的促进作用。但也有批评者认为，经济的增长主要应归功于其他税收减免所带来的经济刺激作用。另外，碳税仅覆盖该国仅约 40%的化石能源排放，一些主要排放工业部门由于纳入欧盟碳交易机制（EU ETS）并获得碳税豁免，进而导致碳税政策并未能发挥应有的减排潜力，同时针对部分尚未纳入欧盟碳交易机制的高排放企业的碳税封顶机制也在一定程度上影响了企业减排的动力。以上经验在各国碳税政策设计中应给予足够重视。

3.2 国际碳交易市场

碳排放权交易作为一种运用市场手段限制温室气体排放的政策工具，受到越来越多的国家和地区的采纳。截至 2021 年，全球共有 33 个碳排放权交易体

系已投入运行，覆盖电力、工业、航空、建筑等多个行业。正在运行的碳排放权交易体系的司法管辖区的温室气体排放量、GDP、人口分别约占全球总量的16%、54%、1/3。此外，全球共有 22 个碳排放权交易体系正在计划或建设中。其中，起源于 2005 年欧盟碳排放权交易体系（EU ETS）是目前世界上参与国最多、交易金额最大、发展最成熟的碳排放权交易市场。国际碳交易市场通过持续扩大覆盖的行业和温室气体的范围，不断减少免费配额和加强市场化水平，以及逐渐缩减碳排放许可量等措施，对推动全球降低碳排放发挥了积极作用。了解其发展和特点对我国仍处于发展初期的碳交易市场具有很好的借鉴意义。

国际主要碳交易市场

碳交易体系	基本框架	特色
欧盟排放交易系统（EU-ETS）	<p>时间阶段：第一期（2005-2007），第二期（2008-2012），第三期（2013-2020），第四期（2021-2030）</p> <p>每年履约覆盖范围：参与国家从初期的 25 个欧盟成员国扩大到 31 个国家，温室气体总排放的 40%</p> <p>减排目标：2020 年相比 1990 年下降 20%</p> <p>配额分配及管理：第一、二期绝大部分免费分配，第三期拍卖比例提高到 50% 以上，除第一期外配额可以跨期储存。</p>	<p>1) 跨国性质的碳交易体系；</p> <p>2) 规模及影响力最大；</p> <p>3) 典型的总量控制与交易机制；</p> <p>4) 制度结构分为两层，第二期在制度上最大的特点是分权，欧盟层面负责原则性规定，成员国负责具体的实施，第三期统一性得到增强，欧盟层面权利增大。</p>
美国区域温室气体减排行动（RGGI）	<p>时间阶段：第一期（2009-2014），第二期（2015-2018），履约期为 3 年</p> <p>覆盖范围：发电企业，涵盖美国东北部九个州</p> <p>减排目标：到 2018 年区域内二氧化碳排放量较 2009 年水平下降 10%</p> <p>配额分配及管理：90%的配额拍卖，配额可以储存</p>	<p>1) 地区性碳交易体系，有多个州联合组成</p> <p>2) 仅覆盖单个行业</p> <p>3) 典型的总量控制与交易机制</p> <p>4) 配额拍卖比例高达 90%</p> <p>5) 制度结构分为两层，RGGI 达成示范规则，各成员州需根据示范规则建立相关制度</p>
东京都总量控制与交易计划（Tokyo-CAT）	<p>时间阶段：第一期（2010-2014），第二期（2015-2019），履约期为 5 年</p> <p>覆盖范围：工业和商业，约占东京都总排放的 20%</p> <p>减排目标：工业和商业 2020 年相比 2000 年的水平下降 17%</p> <p>配额分配及管理：基于历史数据减排义务，超额完成可获得超额信用，超额信用只能储存到下一期使用，第三期则作废</p>	<p>（1）地区性碳交易体系</p> <p>（2）覆盖的排放源包括建筑物</p> <p>（3）非典型的总量控制与交易机制，并不直接向纳入排放源分配配额，而是为纳入排放源设定减排义务，当实际排量超过减排义务时将发放超额信用</p> <p>（4）减排措施得力的企业可以降低减排义务</p>
新西兰碳交易体系（NZ-ETS）	<p>时间阶段：2008 年 7 月开始实施，2010.7-2012.12 为过渡阶段，每年履约</p> <p>覆盖范围：从林业开始逐步扩展到所有经济部门</p>	<p>（1）全国范围的碳交易体系</p> <p>（2）NZ-ETS 并未设定总量目标，依托《京都议定书》运行，国外配额和信用占据履约工具的</p>

	减排目标：2020 年相比 1990 年下降 10%-20% 配额分配及管理：林业、渔业、农业和部分工业获得免费配额，企业还可以从政府以固定价格购买配额，配额可以跨期储存	相当比例 （3）覆盖范围采取逐步纳入的方式，农业也将被纳入 NZ-ETS
--	--	---

资料来源：《低碳转型下的中国碳排放权交易体系》，西部证券研发中心

4. 中国的实践与可行性分析

4.1 地方试点和全国碳交易市场概况

我国的碳交易市场建设起始于区域碳市场的先行试点。试点市场的设立始于 2011 年 10 月，国家发改委印发《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，批准北京、上海、天津、重庆、湖北、广东和深圳等七省市开展碳交易试点。从 2013 年中开始，深圳率先启动试点碳市场，之后上海、北京、广东、湖北、广东、重庆试点碳市场相继启动。2016 年，福建省加入，成为国内第 8 个碳排放权交易市场试点；同年，四川碳市场开市，成为非试点地区首家拥有国家备案碳交易机构的省份。自 2013 年以来，我国七个试点碳市场先后启动。地方交易所交易额普遍较小，2020 年全年 8 个地区合计成交仅 16 亿元，其中除广东、湖北和天津外，其他地方市场的成交额均不足亿元（图 3）。从整体碳价变化趋势上看，国内碳试点平均碳价从 2013 年到 2017 年呈下降趋势，2020 年多数地区成交均价在 20-40 元/吨之间波动，仅有北京地区明显较高，可以达到 80 元/吨以上。截至 2021 年 12 月 31 日，七个试点碳市场碳排放配额累计成交量达 4.83 亿吨，成交额达 86.22 亿元。试点碳市场预计还将与全国碳市场持续并行一段时间，逐步向全国碳市场平稳过渡。

2017 年底，中国全国碳市场完成总体设计并正式启动。《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》明确了碳市场是控制温室气体排放的政策工具，碳市场的建设将以发电行业为突破口，分阶段稳步推进。2021 年 7 月 16 日，备受瞩目的全国碳排放权交易市场正式启动上线交易。作为全国碳排放权集中统一交易平台，该系统汇集所有全国碳排放权交易指令，统一配对成交。交易系统与全国碳排放权注册登记系统连接，由注册登记系统日终根据交易系统提供的

成交结果办理配额和资金的清算交收。重点排放单位及其他交易主体通过交易客户端参与全国碳排放权交易。数据显示，首笔全国碳交易价格为每吨 52.78 元，总共成交 16 万吨，交易额为 790 万元。交易首日，全国碳市场交易总量 410.40 万吨，交易总额为 2.1 亿元。到 7 月 23 日，全国碳排放权交易市场已运行 6 个交易日，当日的开盘 价为 56.52 元/吨，收盘价为 56.97 元/吨，累计成交量达到 483.3 万吨，成交额近 2.5 亿元。截至 2021 年 12 月 31 日，全国碳市场碳排放配额（CEA）累计成交量达 1.79 亿吨，成交额达 76.84 亿元。

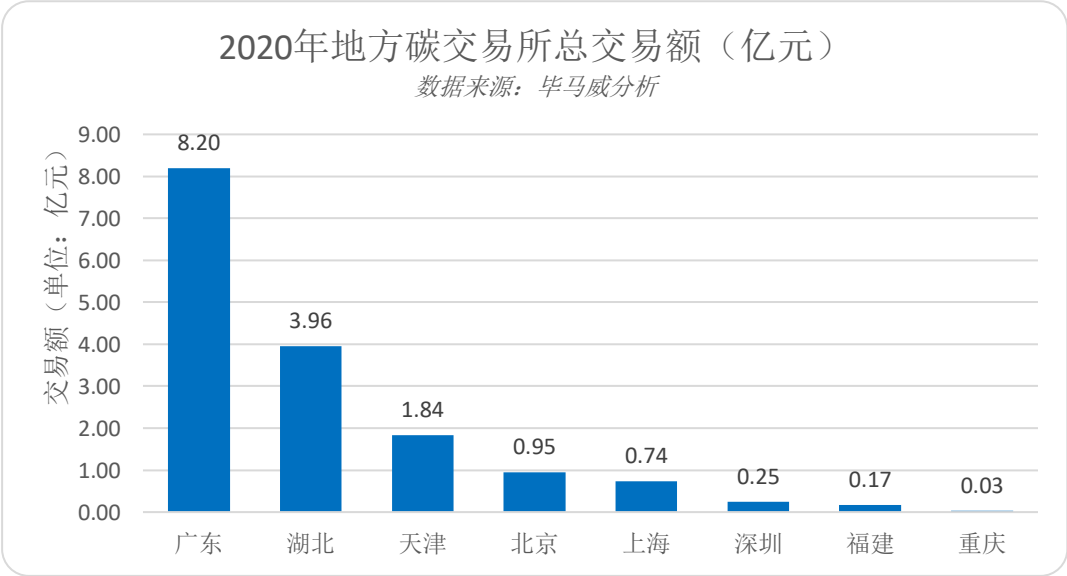


图 3 2020 年地方碳交易所总交易额

全国碳市场建设采用“双城”模式（图 4），即：上海负责交易系统建设，湖北武汉负责登记结算系统建设，其他联建省市自愿共同参与的方式。纳入首批碳市场覆盖的 2000 多家重点排放企业碳排放总量超过 40 亿吨二氧化碳，意味着中国的碳排放权交易市场已经成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。此外，考虑到发电行业直接烧煤且二氧化碳排放量较大等特点，该行业成为全国碳市场的首批启动行业。这一选择首先能够充分地发挥碳市场控制温室气体排放的积极作用；二是发电行业的管理制度相对健全，数据基础比较好。排放数据的准确、有效获取，是开展碳市场交易的前提。

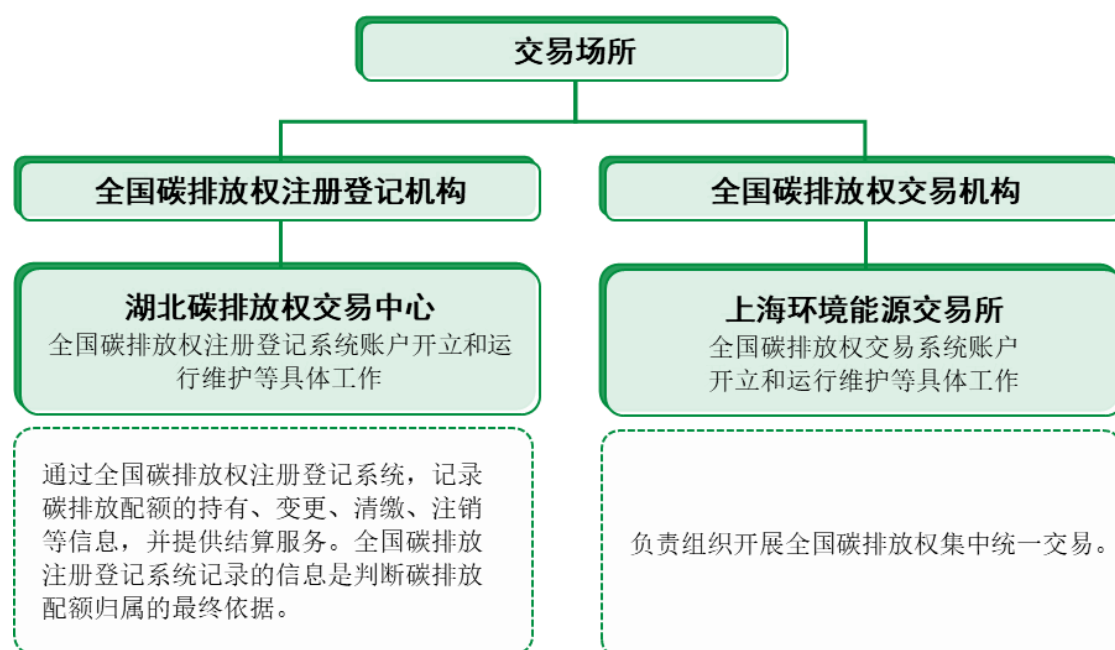


图 4 “双城”模式的碳交易管理机构设置

2020 年 10 月开始，生态环境部等各部委开始陆续出台应对气候变化相关的高级别政策文件。生态环境部在 2020 年 11 月 5 日发布《全国碳排放权交易管理办法（实行）》（征求意见稿）（以下简称《征求意见稿》）后迅速吸收反馈意见并进行了修改完善，于 2020 年 12 月 31 日正式出台《碳排放权交易管理办法（试行）》（以下简称《管理办法》），成为继 12 月 30 日出台的《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）》（以下简称《分配方案》）后又一份重要的全国碳市场顶层设计政策文件，完成了对国家发改委于 2014 年 12 月 10 日出台的《碳排放权交易管理暂行办法》（以下简称《暂行办法》）的替代，适应当前发展阶段，为从 2021 年 1 月 1 日开始的全国碳市场第一个履约周期的平稳顺利运行提供保障。

根据我国《碳排放权交易管理暂行办法》第四十七条规定，碳排放是指煤炭、天然气、石油等化石能源燃烧活动和工业生产过程以及土地利用、土地利用变化与林业活动产生的温室气体排放，以及因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放。参加排放权交易的法定主体在特定时间内依法享有向大气中排放一定数量的温室气体的权利。

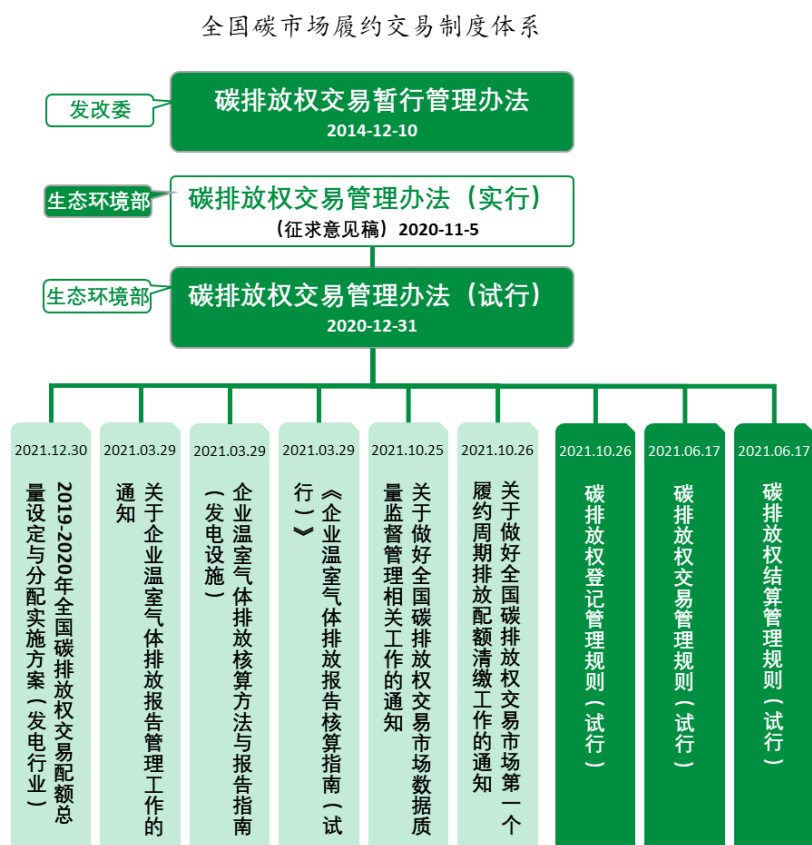


图 5 全国碳交易市场交易制度体系

碳排放权交易在实践中演进为两种设计不同的具体模式：一是总量控制与交易模式（cap-and-trade）；二是信用与交易模式（credit-and-trade）。碳排放权在不同的碳排放权交易机制类型中有不同的称谓和表现。在总量控制与交易类型中，碳排放权被量化为排放配额（allowance），代表权利主体每次可向大气排放一定数量的温室气体的权利[插图]；在“信用与交易”类型中，碳排放权则可具体表现为碳排放“信用”（credit），代表着权利主体在每单位产量/能耗中可以排放特定数量的温室气体。尽管名称和定义不同，每单位的排放配额或者信用一般代表着 1 吨二氧化碳当量的排放权。碳排放权交易市场有两类基础产品。一类为政策制定者初始分配给企业的减排量（即配额-总量控制模式）；另外一类就是 CCER（信用模式），是通过实施项目削减温室气体而获得的减排凭证。在履约过程中，企业如果超出了国家给的碳配额，就需要购买其他企业的，随即形成了碳交易。但也可以通过采用新能源等方式自愿减排，这种自愿减排量经过国家认证之后，就可以称为 CCER。它可以在控排企业履约时用于抵消部分碳排放使用，不仅可以适当降低企业的履约成本，同时也能给减排项目带来

一定收益，促进企业从高碳排放向低碳化发展。

CCER 抵消使用对于全国碳市场建设有着重要的意义，且没有行业准入限制，所以，后面会更详细地介绍其工作流程。

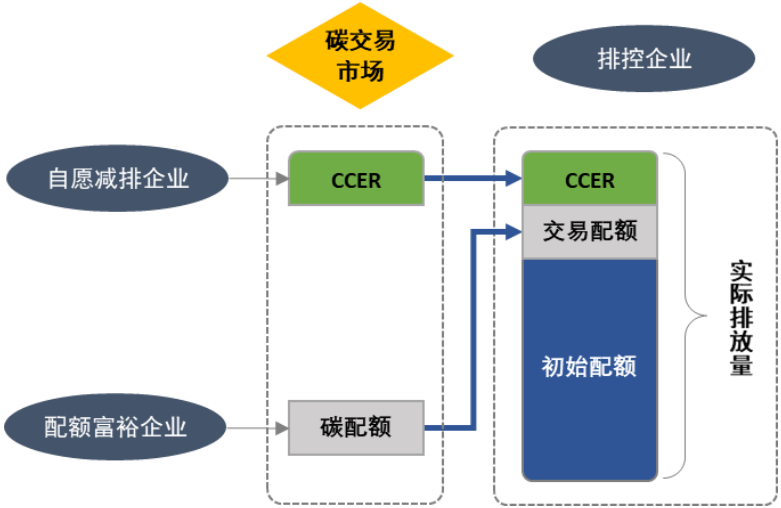


图 6 CCER 交易机理图

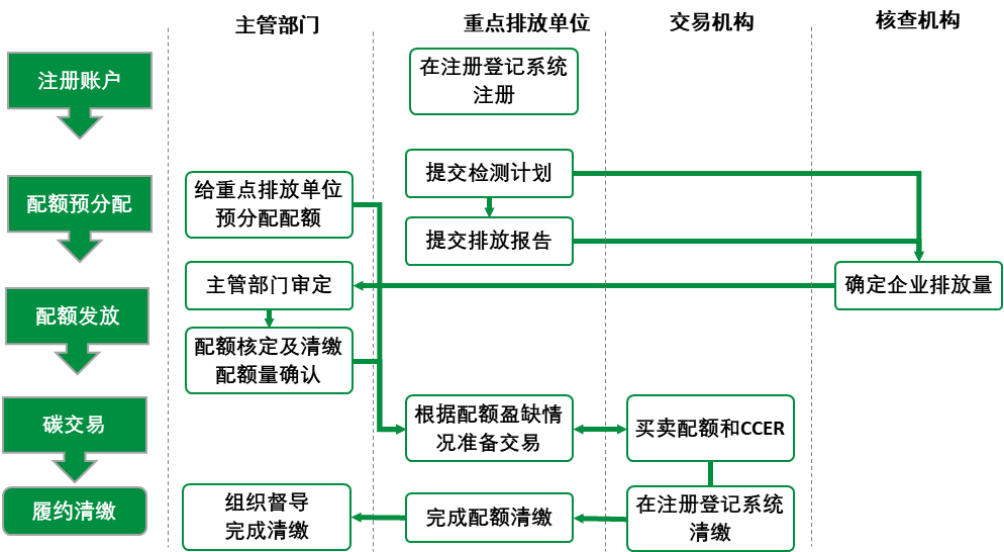


图 7 碳排放交易流程

碳排放权交易机制一般包括以下几个基本环节和要素：（1）政府设定特定时间内的排放总量目标，即可分配给排放单位的配额总量；（2）政府按照一定标准、方法、程序，把配额分配给纳入排放权交易机制的排放单位；（3）对排放单位的排放量进行测量、核定；（4）排放单位及其他允许参与碳排放权交易的市场主体在市场中自由交易配额；（5）排放单位在履约期限之前，根据最终测量核定的排放量向政府缴纳配额以履行义务；（6）政府对于违反排放权交易

规则的排放单位及其他相关主体进行惩罚（见表格4）。

表格2 各试点市场纳入碳交易的行业和数量

省市	纳入行业	纳入标准 (无特殊说明的为年碳排放量)	纳入单位数量
深圳	工业（电力、水务、制造业等）和建筑	工业：3000 吨以上 公共建筑：2 万平以上 机关建筑：1 万平以上	工业：824 建筑：197
上海	工业：电力、钢铁、石化、化工、有色、建材、纺织、造纸、橡胶和化纤； 非工业：航空、机场、水运、港口、商场、宾馆、商务办公建筑和铁路站点	工业：2 万吨以上 非工业：1 万吨以上 水运：10 万吨	298
北京	非工业：电力、热力、水泥、石化、交通运输业、其它工业和服务业	5000 吨以上	947
广东	4 个工业行业：电力、水泥、钢铁、石化（2014 年后将扩大到其它工业行业以及宾馆、饭店、金融、商贸、公共机构等非工业单位）	2 万吨以上（2014 年后：工业降低到 1 万吨，非工业为 5 千吨以上）	246
天津	5 个工业行业：电力热力、钢铁、化工、石化、油气开采	2 万吨以上	109
湖北	12 个工业行业：电力和热力、有色金属、钢铁、化工、水泥、石化、汽车制造、玻璃、化纤、造纸、医药、食品饮料	能耗 6 万吨标煤以上	344
重庆	电力、电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁	2 万吨以上	230
福建	电力、水泥、钢铁、石化、化工、有色、建材、民航	能耗 1 万吨标煤以上	277

表格3 碳交易试点体系要素--MRV、履约

试点	提交监测计划	提交排放报告	提交核查报告	核查付费方式	履约时间
深圳	无	3 月 31 日前	4 月 30 日前	企业出资并自主选择核查机构	6 月 30 日前
上海	12 月 31 日前	3 月 31 日前	4 月 30 日前	政府出资并分配	6 月 1 日至 6 月 30 日
北京	无	2 月 28 日前	3 月 27 日前	2014 年政府出资并分配；2015 年企业自费并自主选择核查机构	6 月 15 日前
广东	无	3 月 15 日前	4 月 30 日前	政府出资并分配	6 月 20 日前
天津	11 月 30 日前	4 月 30 日前	4 月 30 日前	政府出资并分配	5 月 31 日前
湖北	9 月底前	2 月底前	4 月底前	政府出资并分配	5 月底前
重庆	-	2 月 20 日前	3 月 13 日前	政府出资并分配	6 月 20 日前

表格 4 碳交易试点体系要素 --未履约处罚

省市	直接处罚	其他约束机制
深圳	强制扣除，不足部分从下一年度扣除，并履约当月之前连续六个月配额平均价格 3 倍的罚款	<ul style="list-style-type: none"> • 纳入信用记录并曝光，通知金融系统征信信息管理机构； • 取消财政资助； • 通报国资监管机构，纳入国有企业绩效考核评价体系
上海	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	<ul style="list-style-type: none"> • 记入信用信息记录，并向社会公布； • 取消两年节能减排专项资金支持资格，以及 3 年内参与市节能减排先进集体和个人评比的资格 • 不予受理下一年度新建固定资产投资项目节能评估报告表或者节能评估报告书
北京	按照市场均价的 3 至 5 倍予以处罚	暂无
广东	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。	记入该企业（单位）的信用信息记录
天津	暂无	<ul style="list-style-type: none"> • 3 年内不得享受纳入企业的融资支持和财政支持优惠政策
湖北	对差额部分按照当年度碳排放配额市场均价予以 1 倍以上 3 倍以下但最高不超过 15 万元的罚款，并在下一年度分配的配额中予以双倍扣除。	<ul style="list-style-type: none"> • 建立碳排放权履约黑名单制度，将未履约企业纳入相关信用信息记录 • 纳入国有企业绩效考核评价体系，通报国资监管机构 • 不得受理未履约企业的国家和省节能减排的项目申报，不得通过该企业新建项目的节能审查
重庆	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	<ul style="list-style-type: none"> • 3 年内不得享受节能环保及应对气候变化等方面的财政补助资金； • 将违规行为纳入国有企业领导班子绩效考核评价体系； • 3 年内不得参与各级政府及有关部门组织的节能环保及应对气候变化等方面的评先评优活动

4.2 CCER 项目开发流程及周期介绍

根据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，参与自愿减排的减排量需经国家主管部门在国家自愿减排交易登记簿进行登记备案，经备案的减排量称为“核证自愿减排量(CCER)”。

自愿减排项目减排量经备案后，在国家登记簿登记并在经备案的交易机构内交易。CCER 是碳排放权交易市场上的一个交易品种，除 CCER 以外，其它的交易产品还有“配额”，以及 CCER 期货、配额期货（统称“碳期货”）等。

目前，国内碳交易市场已经投入运行的品种有“配额”和“CCER”，碳期货还在研发之中。

截止 2020 年 4 月，国家发改委公示 CCER 审定项目已有 2871 个，减排量备案 254 个约 5000 多万吨。2013-2017 年发改委公示 CCER 审定项目共 2871 个，备案项目 861 个，减排量备案项目 254 个，减排量备案约 5000 多万吨。其中，涉及可再生能源及再生资源板块的包括生活垃圾焚烧、填埋气利用、餐厨处理、生物质能利用、污水处理、废电回收等项目，主要划入的类别为避免甲烷排放（共 406 个项目）、废物处置（共 180 个项目）、生物质能（共 112 个项目）。2017 年 3 月，发改委公告因 CCER 管理施行中存在着温室气体自愿减排交易量小、个别项目不够规范等问题，因此暂缓受理 CCER 方法学、项目、减排量及备案的申请，当时留有 592 个尚未备案的项目申请，目前生态环境部应对气候变化司正在积极制定《温室气体自愿减排交易管理办法》，未来将依据新办法受理相关申请。

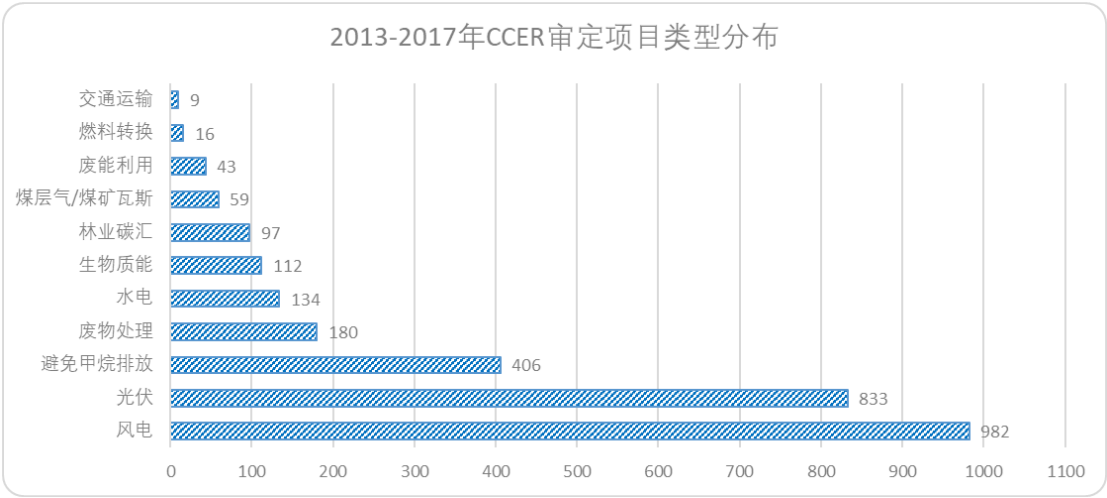


图 8 CCER 审定项目分类

根据各地方碳市场交易机构公布的交易数据，截至 2020 年 4 月，CCER 累计成交量（包括线上交易和协议转让）分别为：上海：96845574 吨；广东：46130606 吨；北京：24739534 吨；深圳：18416664 吨；福建：8524226 吨；湖北：7053954 吨；天津：4988488 吨，重庆无成交（见图 9）。八个地方碳排放加以市场 CCER 累计总成交量为 2.07 亿吨。值得注意的是，在当前各市场 CCER 抵消规则下，风电、太阳能光伏、林业碳汇等项目是比较受欢迎的项目。

根据生态环境部《中国应对气候变化的政策与行动 2019 报告》，截至 2019 年 8 月各地方碳市场累计使用了约 1800 万 tCO₂e CCER 用于配额履约抵消，约占备案签发 CCER 总量的 22%。

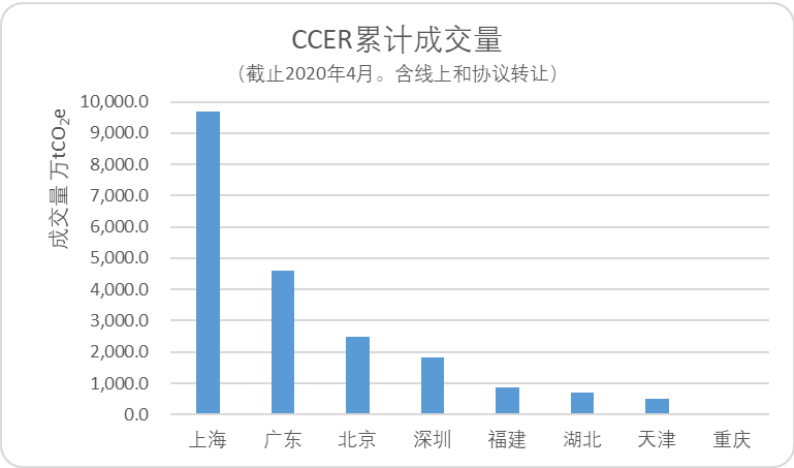


图 9 CCER 累计成交量

预计全国碳市场初期 CCER 需求量约 1.65 亿吨/年，长期需求有望扩容至 4 亿吨/年。首批纳入全国碳市场配额管理的电厂重点排放单位排放总量预计超过 33 亿吨/年，按照 5% 的碳排放配额抵消比例，全国碳市场初期每年 CCER 需求量约为 1.65 亿吨/年。据北京环交所预测，未来全国碳市场扩容至八大行业后，纳入配额管理的碳排放总额规模将达到 70-80 亿吨/年，届时 CCER 需求将达到 3.5-4 亿吨/年。

4.2.1 项目开发参与方及其职责

根据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》（以下简称“《管理办法》”）与《温室气体自愿减排项目审定与核证指南》（以下简称“《指南》”）的规定，国内温室气体自愿减排项目(CCER 项目)开发过程中的主要参与方包括：项目业主、咨询机构、第三方审定与核证机构、省级（国家）发改部门与国家主管机构等，主要参与方与其职责如下表所示。

参与方	相关职责
项目业主	项目的实施与监测
咨询机构	协助业主编制项目设计文件及监测报告
审定与核证机构（第三方机构）	实施项目的审定与核证
省级（国家）发改部门	初审备案申请材料的完整性和真实性

国家主管机构	作为最高决策机构，制定实施细则，备案方法学、审定与核证机构、交易机构，批准项目备案及减排量签发。
--------	--

4.2.2 项目备案类型及途径

《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》（以下简称“《管理办法》”）规定，属于以下任一类别的 2005 年 2 月 16 日之后开工建设的项目可申请备案：

- 1) 采用经国家主管部门备案的方法学开发的自愿减排项目；
- 2) 获得国家发改委批准为清洁发展机制项目但未在联合国清洁发展机制执行理事会注册的项目；
- 3) 获得国家发改委批准为清洁发展机制项目且在联合国清洁发展机制执行理事会注册前产生减排量的项目；
- 4) 在联合国清洁发展机制执行理事会注册但减排量未获得签发的项目。

另外，《管理办法》规定，不同类型的项目业主申请自愿减排项目备案的途径不同：

- a) 国资委管理的中央企业中直接涉及温室气体减排的企业（包括其下属企业、控股企业），直接向国家发改委申请自愿减排项目备案，名单由国家主管部门制定、调整和发布。此名单已在《管理办法》中以附件的形式注明；
- b) 未列入名单的企业法人，通过项目所在省、自治区、直辖市发改部门提交自愿减排项目备案申请，省、自治区、直辖市发展改革部门就备案材料完整性和真实性提出意见后转报国家主管部门。

4.2.3 项目开发的前期评估

项目开发之前需要通过专业的咨询机构或技术人员对项目进行评估，判断该项目是否可以开发成为 CCER 项目，主要依据是评估该项目是否符合国家主管部门备案的 CCER 方法学的适用条件以及是否满足额外性论证的要求。

方法学是指用于确定项目基准线、论证额外性、计算减排量、制定监测计划等的方法指南。截止到目前，国家发改委已在信息平台分四批公布了 178 个备案的 CCER 方法学，其中由联合国清洁发展机制（CDM）方法学转化 173 个，新开发 5 个；含常规项目方法学 96 个，小型项目方法学 78 个，林业草原项目

方法学 4 个。这些方法学已基本涵盖了国内 CCER 项目开发的适用领域，为国内的业主企业开发自愿减排项目提供了广阔的选择空间。

另外，《指南》也规定了国内 CCER 项目开发的 16 个专业领域，如表格 5 所示。

表格 5 CCER 项目开发专业领域

序号	专业领域
1	能源工业（可再生能源/不可再生能源）
2	能源分配
3	能源需求
4	制造业
5	化工行业
6	建筑行业
7	交通运输行业
8	矿产品
9	金属生产
10	燃料的逃逸性排放（固体燃料，石油和天然气）
11	碳卤化合物和六氟化硫的生产和消费产生的逃逸性排放
12	溶剂的使用
13	废物处置
14	造林和再造林
15	农业
16	碳捕获与存储

额外性是指项目活动所带来的减排量相对于基准线是额外的,即这种项目及其减排量在没有外来的 CCER 项目支持情况下,存在财务效益指标、融资渠道、技术风险、市场普及和资源条件方面的障碍因素,依靠项目业主的现有条件难以实现。

如果所评估项目符合方法学的适用条件并满足额外性论证的要求，咨询机构将依照方法学计算项目活动产生的减排量并参考碳交易市场的 CCER 价格，进一步估算项目开发的减排收益。CCER 项目的开发成本，主要包括编制项目文件与监测计划的咨询费用以及出具审定报告与核证报告的第三方费用等。项目业主以此分析项目开发的成本及收益，决定是否将项目开发为 CCER 项目并确定每次核证的监测期长度。

4.2.4 项目开发流程

CCER 项目的开发流程在很大程度上沿袭了清洁发展机制（CDM）项目的框架和思路，主要包括 6 个步骤，依次是：项目文件设计、项目审定、项目备案、项目实施与监测、减排量核查与核证、减排量签发。

1. 设计项目文件

设计项目文件是 CCER 项目开发的起点。项目设计文件(PDD)是申请 CCER 项目的必要依据，是体现项目合格性并进一步计算与核证减排量的重要参考。项目设计文件的编写需要依据从国家发改委网站上获取的最新格式和填写指南，审定机构同时对提交的项目设计文件的完整性进行审定。2014 年 2 月底，国家发改委根据国内开发 CCER 项目的具体要求设计了项目设计文件模板（第 1.1 版）并在信息平台公布。项目文件可以由项目业主自行撰写，也可由咨询机构协助项目业主完成。

2. 项目审定程序

项目业主提交 CCER 项目的备案申请材料后，需经过审定程序才能够在国家主管部门进行备案。审定程序主要包括准备、实施、报告三个阶段，具体包括合同签订、审定准备、项目设计文件公示、文件评审、现场访问、审定报告的编写及内部评审、审定报告的交付并上传至国家发改委网站等 7 个步骤。

另外，项目业主申请 CCER 项目备案须准备并提交的材料包括：

- 1) 项目备案申请函和申请表；
- 2) 项目概况说明；
- 3) 企业的营业执照；
- 4) 项目可研报告审批文件、项目核准文件或项目备案文件；
- 5) 项目环评审批文件；
- 6) 项目节能评估和审查意见；
- 7) 项目开工时间证明文件；
- 8) 采用经国家主管部门备案的方法学编制的项目设计文件；
- 9) 项目审定报告。

国家主管部门接到项目备案申请材料后，首先会委托专家进行评估，评估

时间不超过 30 个工作日；然后主管部门对备案申请进行审查，审查时间不超过 30 个工作日（不含专家评估时间）。

3. 减排量核证程序

经备案的 CCER 项目产生减排量后，项目业主在向国家主管部门申请减排量签发前，应由经国家主管部门备案的核证机构核证，并出具减排量核证报告。

核证程序主要包括准备、实施、报告三个阶段，具体包括合同签订、核证准备、监测报告公示、文件评审、现场访问、核证报告的编写及内部评审、核证报告的交付并上传至国家发改委网站等 7 个步骤。

项目业主申请减排量备案须提交以下材料：

- 1) 减排量备案申请函；
- 2) 监测报告；
- 3) 减排量核证报告。

监测报告是记录减排项目数据管理、质量保证和控制程序的重要依据，是项目活动产生的减排量在事后可报告、可核证的重要保证。监测报告可由项目业主编制，或由项目业主委托的咨询机构编制。

国家主管部门接到减排量签发申请材料后，首先会委托专家进行技术评估，评估时间不超过 30 个工作日；然后主管部门对减排量备案申请进行审查，审查时间不超过 30 个工作日（不含专家评估时间）。

4.2.5 项目开发周期

如前所述的 CCER 项目备案申请的 4 类项目中，第一类项目为项目业主新开发项目，开发周期相对较长；第二类项目虽然获得作为 CDM 项目的批准，但是在开发流程上与第一类项目相同，开发周期同样较长；而第三、四类项目由于是在 CDM 项目开发基础上转化，开发周期相对较短。一个 CCER 项目的开发流程及周期如下图所示。

据此估算，一个 CCER 的开发周期最少要有 5 个月。在整个项目开发过程中，还要考虑到不同类型项目的开发难易程度、项目业主与咨询机构及第三方机构的沟通过程、审定及核证程序中的澄清不符合要求，以及编写审定、核证报告及内部评审等环节的成本时间，通常情况下一个 CCER 项目开发时间周期

都会超过 5 个月。

除上述项目开发流程，一个 CCER 项目成功备案并获得减排量签发，还需经过国家发改委的审核批准过程。由上述项目审定及减排量签发程序，可以推算国家主管部门组织专家评估并进行审核批准的时间周期在 60~120 个工作日之间，即大约需要 3~6 个月时间。

综上累加上述项目开发及发改委审批的时间，正常情况下，一个 CCER 项目从着手开发到最终实现减排量签发的最短时间周期要有 8 个月。

4.3 CCER 项目减碳价值测算^c

依据中国自愿减排交易信息平台，研究者选取了 CCER 自愿减排主要鼓励的可再生能源、甲烷利用及林业碳汇三类项目中 5 种细分类型进行了减碳量及经济效益测算，中性情景假设下，预计 CCER 碳价为 30 元/tCO₂，在可再生能源替代火电发电的垃圾焚烧、填埋气资源化、生物质利用三种项目类型中，填埋气资源化减排及经济效益最为突出，度电减碳量可达 0.00578 吨，度电增收 0.17 元，利润弹性 102%~339%。此外，餐厨处置项目也可以通过产生沼气供气或供热实现减排、利润弹性达 18.75%；林业碳汇项目每亩储碳量 0.90tCO₂，每亩林增收 27 元，利润弹性达 66.73%。

4.3.1 垃圾焚烧：度电减碳增收近 4 分钱，利润弹性约 12%

生活垃圾焚烧 CCER 审定项目 114 个，已备案 24 个，减排量备案 5 个约 55 万吨，头部上市公司产能占比 30%。据我们统计，截至 2017 年底信息平台中已公示的审定项目中有 114 个生活垃圾焚烧项目，合计处理规模达 11.6 万吨/日，已经通过备案的项目达 24 个，减排量备案项目 5 个，备案减排量为 54.8 万 tCO₂e。从审定项目所属企业分布来看，2013-2017 年，光大环境、绿色动力、伟明环保、中科环保、瀚蓝环境、上海环境等公司已有的审定项目规模较高，分别为 0.86、0.715、0.705、0.65、0.635、0.57 万吨/日，合计占整体生活垃圾焚烧公开项目规模的比例达 30%。我们认为自愿减排项目审核流程重新发布后，

^c 资料来自：《2021 年碳交易市场行业研究报告·东吴证券》袁理 清控伟仕咨询

拥有较多审定项目的企业能够优先申请减排量备案，并在交易所进行减排量交易获取附加收入。

垃圾焚烧减碳量测算：以已审定的 114 个项目为样本，生活垃圾焚烧项目兆瓦时温室气体减排量均值为 1.32tCO₂e、单吨垃圾温室气体减排量为 0.36tCO₂e。

生活垃圾焚烧减碳量测算的核心机制如下：

减碳机理：a.与填埋场相比，避免含甲烷填埋气体的产生和排放；b.利用垃圾焚烧发电替代电网中以火电为主的等量电量。

自愿减排方法学：主要为 CM-072-V01：“多选垃圾处理方式”（1.0 版）。

垃圾焚烧减碳经济效益测算：CCER 碳价 30 元情景下，度电 CCER 收入达 0.039 元，对生活垃圾焚烧项目收入端弹性达 4.48%，利润端弹性达 12.01%，净利率提升 2.01pct 至 29.96%；CCER 碳价 60 元情景下，度电 CCER 收入将提升至 0.079 元，收入端弹性增至 8.95%，利润端弹性增至 24.02%，净利率提升 3.87pct 至 31.81%。

依据已审定的自愿减排项目的项目设计方案及北京环境交易所 CCER 碳价，我们对生活垃圾焚烧项目 CCER 碳交易经济效益进行了敏感性测算，具体假设如下：

1、生活垃圾焚烧处理费及年运行天数参考行业平均水平，分别为 65 元/吨及 350 天，上网电价与目前生活垃圾焚烧统一上网电价 0.65 元/度保持一致，单吨垃圾上网电量按 280 度/吨计算。

2、生活垃圾焚烧运行成本按照 1000 吨/日的处理规模，可变成本 1800 万元，固定成本 2500 万元计算，期间费用率假设基准线情景时达 13%，并且 CCER 碳交易不会带来新增的期间费用，所得税率为 25%。

3、本次测算主要选取 CCER 碳价作为调节因子。CCER 交易价格主要参考北京环境交易所碳价，单位上网电量碳减排量以已审定的 114 个生活垃圾焚烧项目设计方案为依据计算其均值，考虑 CCER 碳价分别为 20 元/tCO₂、30 元/tCO₂、60 元/tCO₂、100 元/tCO₂。

4.3.2 填埋气资源化：度电减碳增收近 2 毛钱，利润弹性翻倍

填埋气资源化减碳量测算：以已审定的 16 个项目为样本，填埋气资源化项目兆瓦时温室气体减排量均值为 5.78tCO₂e。填埋气资源化减碳量测算的核心机制如下：

减碳机理：a.收集利用填埋场产生的填埋气，避免含甲烷填埋气体的产生和排放；b.利用垃圾填埋气发电替代电网中以火电为主的等量电量。

自愿减排方法学：主要为 CMS-002-V01 联网的可再生能源发电及 CMS-022-V01 垃圾填埋气回收。

填埋气资源化减碳经济效益测算：CCER 碳价 30 元情景下，度电 CCER 收入达 0.17 元，对填埋气资源化项目收入端弹性达 27.18%，利润端弹性达 101.77%，净利率提升 11.75pct 至 31.78%；CCER 碳价 60 元情景下，度电 CCER 收入将提升至 0.35 元，收入端弹性增至 54.36%，利润端弹性增至 203.54%，净利率提升 19.36pct 至 39.39%。

依据已审定的自愿减排项目的项目设计方案及北京环境交易所 CCER 碳价，对填埋气资源化项目 CCER 碳交易经济效益进行了敏感性测算，具体假设如下：

1、填埋气资源化项目装机容量为 2MW，对应总投资额 1500 万元，折旧年限为 19 年，固定资产残值率 5%，全年发电小时数 7200 小时，上网电价为 0.64 元/度，机组发电效率及厂自用电比例分别为 68%和 6%。

2、填埋气资源化项目经营成本为 250 万元，期间费用率假设基准线情景时达 18%，并且 CCER 碳交易不会带来新增的期间费用，稳定运营期所得税率为 25%。

3、本次测算主要选取 CCER 碳价作为调节因子。CCER 交易价格主要参考北京环境交易所碳价，单位上网电量碳减排量以已审定的 16 个填埋气资源化项目设计方案为依据计算其均值，考虑 CCER 碳价分别为 20 元/tCO₂、30 元/tCO₂、60 元/tCO₂、100 元/tCO₂。

4.3.3 餐厨处置：单吨垃圾减碳增收 18.90 元，利润弹性约 19%

餐厨垃圾处理减碳量测算：以已审定的 2 个项目为样本，其中临沂项目餐厨垃圾厌氧消化产生的沼气作为燃料供热，南宁项目餐厨垃圾厌氧消化产生的

沼气经提纯后制备天然气，餐厨项目单吨垃圾温室气体减排量均值为 0.58tCO₂e。

餐厨项目减碳量测算的核心机制如下：

减碳机理：a.通过餐厨垃圾处理减少甲烷排放；b.使用沼气替代原供热锅炉使用的燃煤或者项目所产生的天然气替代燃气。

自愿减排方法学：主要有 CMS-016-V01 通过可控厌氧分解进行甲烷回收；CMS-001-V02 用户使用的热能，可包括或不包括电能；CM-072-V01 多选垃圾处理方式（第一版）。

餐厨垃圾处理减碳经济效益测算：CCER 碳价 30 元情景下，单吨垃圾 CCER 收入达 18.90 元，对餐厨项目收入端弹性达 5.03%，利润端弹性达 18.75%，净利率提升 2.63pct 至 22.75%；CCER 碳价 60 元情景下，单吨餐厨垃圾 CCER 收入将提升至 37.80 元，收入端弹性增至 10.06%，利润端弹性增至 37.50%，净利率提升 5.02pct 至 25.14%。

依据已审定的自愿减排项目的项目设计方案及北京环境交易所 CCER 碳价，我们以“南宁市餐厨废弃物资源化利用和无害化处理厂”项目为例，对餐厨垃圾处理项目 CCER 碳交易经济效益进行了敏感性测算，项目具体参数及假设如下：

南宁餐厨项目收益包含三部分：1）餐厨垃圾处理费：项目产能为 200 吨/天，年运行天数为 350 天，处理费为 279.50 元/吨；2）出售天然气：年天然气供应量为 187.48 万立方米，天然气价格为 2.2 元/立方米；3）提油收入：地沟油处理产能 22 吨/天，年提油量 660 吨，生物柴油价格 3950 元/吨。

餐厨项目运行成本按照 70000 吨/年的处理规模，可变成本 790 万元，固定成本 950 万元计算，期间费用率假设基准线情景时达 7%，并且 CCER 碳交易不会带来新增的期间费用，所得税率为 25%。

本次测算主要选取 CCER 碳价作为调节因子。CCER 交易价格主要参考北京环境交易所碳价，单吨餐厨垃圾碳减排量以南宁项目设计方案 0.63tCO₂e/吨为依据，考虑 CCER 碳价分别为 20 元/tCO₂、30 元/tCO₂、60 元/tCO₂、100 元/tCO₂。

4.3.4 生物质利用：度电减碳增收近 2 毛钱，利润端弹性达 21%

生物质发电减碳量测算：以已审定的项目为样本，生物质发电项目兆瓦时

温室气体减排量均值为 0.67tCO₂e。生物质发电减碳量测算的核心机制如下：

减碳机理：a.避免生物质遗弃腐烂或无控焚烧带来的温室气体排放；b.生物质发电替代以燃煤发电为主的电网提供的等量电量。

自愿减排方法学：主要为 CM-092-V01 纯发电厂利用生物废弃物发电（第一版）。

生物质发电减碳经济效益测算：CCER 碳价 30 元情景下，度电 CCER 收入达 0.02 元，对生物质发电项目收入端弹性达 2.68%，利润端弹性达 21.49%，净利率提升 1.71pct 至 11.06%；CCER 碳价 60 元情景下，度电 CCER 收入将提升至 0.04 元，收入端弹性增至 5.36%，利润端弹性增至 42.99%，净利率提升 3.34pct 至 12.69%。

依据已审定的自愿减排项目的项目设计方案及北京环境交易所 CCER 碳价，我们对生物质发电项目 CCER 碳交易经济效益进行了敏感性测算，项目具体参数及假设如下：

生物质发电项目发电机组容量及年发电小时数参考行业平均水平，分别为 30MW 及 6500 小时，厂用电率 10%，上网电价与目前生物质发电统一上网电价 0.75 元/度保持一致，单吨生物质（湿基）上网电量按 700 度/吨计算。

生物质发电项目运行成本按照生物质（湿基）27 万吨/年的使用规模，可变成本 9000 万元，固定成本 1600 万元计算，期间费用率假设基准线情景时达 7%，并且 CCER 碳交易不会带来新增的期间费用，所得税率为 25%。

本次测算主要选取 CCER 碳价作为调节因子。CCER 交易价格主要参考北京环境交易所碳价，单位上网电量碳减排量以已审定的生物质发电项目设计方案为依据计算，考虑 CCER 碳价分别为 20 元/tCO₂、30 元/tCO₂、60 元/tCO₂、100 元/tCO₂。

4.3.5 林业碳汇：每亩林储碳 0.9 吨，经济效益额外性较强

碳汇造林储蓄量测算：以已审定的 20 个项目为样本，碳汇造林项目每亩林温室气体储蓄量均值为 0.90tCO₂e。碳汇造林储蓄量测算的核心机制如下：

碳汇机理：森林具有碳汇功能，通过植树造林、科学经营森林等活动、保护和恢复森林植被，增汇减排，是减缓气候变化的重要途径。

自愿减排方法学：主要为 AR-CM-001-V01《碳汇造林项目方法学》（V01）。

碳汇造林经济效益测算：CCER 碳价 30 元情景下，每亩林地 CCER 收入达 27.00 元，对林业碳汇项目收入端弹性达 15.39%，利润端弹性达 66.73%，净利率提升 10.26pct 至 33.33%；CCER 碳价 60 元情景下，每亩林地 CCER 收入达 54.00 元，对林业碳汇项目收入端弹性达 30.79%，利润端弹性达 133.46%，净利率提升 18.11pct 至 41.18%。

依据已审定的自愿减排项目的项目设计方案及北京环境交易所 CCER 碳价，我们对碳汇造林项目 CCER 碳交易经济效益进行了敏感性测算，具体假设如下：

以福建金森 2020 年年报数据为基准，公司 2020 年末林业总面积达 80.7 万亩，总储蓄 650.23 万立方米，木材销售 4.15 万立方米，林业营业收入 1.42 亿元，林业毛利 0.86 亿元。

本次测算主要选取 CCER 碳价作为调节因子。CCER 交易价格主要参考北京环境交易所碳价，单位面积碳储蓄量以已审定的 20 个碳汇造林项目设计方案为依据计算其均值，考虑 CCER 碳价分别为 20 元/tCO₂、30 元/tCO₂、60 元/tCO₂、100 元/tCO₂。

林业碳汇项目额外性较强，经济效应助力可持续发展。我国林业行业普遍存在财政支持力度不足，资金缺口大；银行信贷困难，融资渠道单一；担保机制及配套措施不够完善，国家政策支持力度不够等投融资问题。此外，林业投资单亩投资较高，周期一般较长，在 20-30 年内经济回报低，降低了林业投资的吸引力。因此，林业碳汇项目开发具备较强的额外性，即这种项目及其减排量在没有 CCER 支持情况下,存在具体财务效益指标、融资渠道、技术风险、市场普及和资源条件方面的障碍因素,靠当前条件难以实现。CCER 交易能在短时间内为林业经营带来较大经济收益，同时助力造林增汇、改善生态环境和自然景观，促进地方经济社会的可持续发展。

4.4 碳交易市场面临的困境

碳排放权交易的监管将面临排放数据的真实性、市场交易合法性、价格信号合理性等现实挑战，有可能出现排放数据失真、交易违法、市场失稳等问题。

我国碳市场在发展过程中经历了从地方试点到全国推广的过程，目前全国碳市场存在交易活跃度不够、流动性不足等问题。主要原因有四点：

- 1) 参与主体单一；
- 2) 企业缺乏足够的碳交易经验；
- 3) 碳配额免费分配比例偏高；
- 4) 缺乏投机性需求补充流动性。

抵消产品最早源自 CDM 中的 CER 产品，这种机制是通过清洁发展的机制，使具有额外性的风电、光伏、水电等项目融入 CO₂ 强制减排机制而获取后收益，实际效果与电价补贴一致。

抵消产品的特点是：

- 1) 产品流动性低
- 2) 政策性波动过大
- 3) 需要开发投入，时间成本与经济成本大
- 4) 时效性短

表格 6 地方市场的 CCER 抵消机制设计

地区	使用比例	信用类型	地域限制	时间、类型限制
深圳	不超过年度排放量的 10%	CCER	指定了风力发电、太阳能发电以及垃圾焚烧发电项目的省份； 优先和本市签署碳交易合作协议的省份和地区； 农林项目不受地区限制	可再生能源和新能源项目（风力发电、太阳能发电、垃圾焚烧发电、农村户用沼气和生物质发电项目）、清洁交通减排项目、海洋固碳减排项目、林业碳汇项目，农业减排项目
上海	不超过年度基础配额数里的 3%	CCER	非长三角项目 CCER≤2%	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量； 水电项目除外
北京	不超过当年核发配额的 5%	CCER、节能项目碳减排量、林业碳汇项目碳减排量	京外产生的核证自愿减排量不得超过企业当年核发配额量的 2.5%，优先使用来自本市签署合作协议地区的核证自愿减排量	CCER、节能项目减排量于 2013 年 1 月 1 日后实际产生； 碳汇项目于 2005 年 2 月 16 日后开始实施； HFCs、PFCs、N ₂ O、SF ₆ 气体及水电项目除外

广东	不超过年度排放量的 10%	CCER, 省级碳普惠核证减排量 (PHCER)	70% 以上的核证自愿减排量来自于广东省省内项目	CO ₂ 、CH ₄ 占 50%; 水电、煤、油和天然气 (不含煤层气) 等化石能源的发电、供热和余能 (含余热、余压、余气) 利用项目除外; Pre-CDM 项目除外
天津	不超过年度排放量的 10%	CCER	优先使用京津冀地区产生的减排量	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量; 水电项目除外
湖北	不超过年度初始配额的 10% (未备案减排量按不高于项目有效计入期内减排量 60% 的比例用于抵消)	CCER	长江中游城市群 (湖北) 区域的贫困县 (包括国定和省定)	农村沼气、林业类项目; 计入期为 2013 年 1 月 1B-2015 年 12 月 31 日
重庆	不超过年度审定排放量的 8%	CCER	无	2010 年 12 月 31 日后投入运行 (碳汇项目不受此限); 水电项目除外
福建	林业碳汇项目减排量不得超过当年经确认排放量的 10%; 其他类型项目减排量不得超过当年经确认排放量的 5%	CCER、福建林业碳汇减排量 (FFCER)	福建省内项目	非水电项目产生得减排量; 仅来自二氧化碳 (CO ₂)、甲烷 (CH ₄) 气体的项目减排量

4.5 碳市场价格影响因素

碳价格形成应由碳市场供求关系决定, 供给与需求受到多种因素影响。国内外学者多以较成熟的欧盟碳市场和清洁发展机制交易市场为研究对象, 通过实证和量化分析后认为, 碳价格受配额分配、宏观经济、能源价格、允许使用的减排量抵消、市场势力、市场信息对称和异常天气等因素影响。有少数国内学者对近年试点碳市场的碳价影响因素进行了研究分析, 认为中国区域碳价受汇率、国内外经济环境、石油价格、短期市场不均衡和重大事件等因素影响。本文识别并总结了碳价形成的影响因素, 通过对试点碳市场 4 年运行和碳价格变化趋势的实证和定性分析, 确定了碳交易试点的价格影响因素及其影响程度。

4.5.1 配额分配与管理

配额分配是碳交易制度的核心, 为碳市场和碳价的形成提供了基本条件。

四年来试点碳市场运行显示配额总量、分配方法、拍卖定价、发放方式、调节措施等都对碳价产生了直接影响。

为了减少实施阻力、循序渐进开展总量控制和交易制度，试点地区初始设定的配额总量较宽松，七试点合计年度配额总量约 12 亿 t，覆盖了地方 30%~60% 的温室气体排放量。据保守估算，各试点年度配额供给大于需求约 1%~10%。2013—2016 年期间，试点碳价年均下降率为 24%，符合配额供大于求的基本面情况。

配额分配方法将影响配额总量的确定，有少数试点通过实行较严格的配额分配方法，如北京采用历史强度法中较大幅度的年度下降系数以及对新增产能实行高标准的行业先进值等方法分配，形成配额供给相对较紧缺的局面，碳价相对最高（4 年平均 37.3 元/t）、下跌幅度较小（年均 12.6%）。

配额有偿分配代表企业获得碳配额的成本，间接影响碳配额的价格。试点初期，广东和湖北采取政府制定配额拍卖底价的方式，对二级市场起到了很强的价格引导作用。

配额发放及其存储和借用方式会影响企业每年履约和上缴配额的灵活度，从而影响配额交易的活跃度和价格。大部分试点采取配额年度发放、允许跨年存储不允许借用的方式，个别试点采取一次性发放 3 年配额的方式。2016 年上海和湖北曾出现的碳价格加速下跌情况都与其配额发放和存储方式相关。

配额调节一般指政府根据市场配额供应量的富余或稀缺程度，向市场回购或投放配额的市场调控方式。北京、天津、深圳和湖北等试点进行了相关规定，北京还公布了价格调控区间，对稳定和平抑碳价有较强的作用。湖北还规定控排企业年度碳排放量与初始配额相差 20% 以上或者 20 万 t 二氧化碳以上的，将对差额部分收缴或免费追加，以此间接调节市场配额供需。

4.5.2 抵消机制

抵消机制增加市场供给，起到降低碳价、减少控排企业履约成本并最终降低社会减排总成本的作用。由于配额分配总体宽松，各试点在允许使用抵消比例的规定下又进一步做了限制，供应量从理论上的 1.2 亿 t/a 降至 1100 万 t/a。ccer 是全国性市场，签发量较大，而需求集中在体量较小的七个试点市场，造成 CCER 本身价格不断下跌。自 2015 年 CCER 入市以来，加剧了试点配额市场的供需不平衡，导致配额价格加速下跌。

4.5.3 经济周期

宏观经济形势决定控排企业的实际排放量，进而决定对配额的需求，因此经济因素是影响碳排放权交易价格的重要因素。2013 年以来各试点省市 GDP 增速明显放慢。经济下行、产能过剩、结构调整等致使试点地区纳入的控排企业产量下降、排放减少，造成原本就宽松的配额总量进一步过剩，加剧碳价下跌。

4.5.4 交易制度

交易制度包括交易平台、交易方式、交易规则等组成部分。七个试点规定了不同的交易制度，形成了七个独立、分割的市场和碳价格。各试点的交易方式基本相同，分为场内公开挂牌交易和协议转让两类。两种方式形成的碳价也有较大差异，协议转让价格明显低于公开交易。

交易方式和规则还受到国发 38 号和国办发 37 号文对于碳排放权不能采取包括集合竞价、连续竞价等在内的集中交易方式的限制规定，因此只能采用非连续性交易、“T+5”等模式，造成交易成本高，交易效率低。交易所众多、地方保护倾向以及非连续机制交易等因素稀释了流动性，降低了市场主体的参与意愿，难以形成活跃有效、价格发现充分的碳交易市场。

为防范碳价格剧烈波动，七试点均设置了配额价格涨跌幅制度以直接调控价格，一般为每日 10% 至 30%。2015 年 6 月和 2016 年 7 月，为遏制碳价暴跌的局势，上海和湖北又分别调整了涨跌幅区间。

4.5.5 信息对称

实现公平交易的前提是交易各方掌握的信息对称。试点地区在碳交易基本政策、规定、技术标准以及市场交易方面的信息披露基本完整，但部分信息不公开透明。例如配额总量是碳市场供需的基本信息，但七个试点中仅有广东和湖北正式公布年度配额总量。缺乏官方披露的全面准确的碳市场基本信息增加了交易成本，降低了交易效率和交易主体的参与意愿，较大程度阻碍了碳市场的价格发现功能。

4.5.6 能源价格

碳交易体系管制的电力企业对煤炭、天然气等不同发电燃料的选择对其排放配额的需求产生重要影响，因此会影响碳市场价格。如欧盟碳市场第一阶段

初期，煤炭价格下降、天然气价格上升，使电厂选择烧更多的煤炭，导致排放更多的二氧化碳，因此电力生产商对碳配额的需求增加，碳价格上涨。我国碳交易试点期间，煤炭价格从 2012 年的顶峰到 2016 年下跌了 65%，与碳价趋势相同，与欧美碳市场情况不同。加之碳交易试点覆盖的电力等高排放行业燃料替代性较低，目前缺乏证据证明我国碳价格与主要能源品种价格的关联性。

4.5.7 减排成本

理论上，碳价格是由配额供给和需求相互影响形成的均衡价格，等于企业的边际减排成本，实际成交价格将围绕此均衡价格波动。随着碳市场的推进，企业减排空间减小、减排成本提高，碳价格逐渐上升。根据近年国内减排成本研究结果可以看出，不同减排目标和模型方法计算全国、地区或行业的边际减排成本区间为 38 元/t~2000 元/t 之间，最低区间与试点市场早期碳价接近。总体来说，试点市场碳价格与边际减排成本研究结果差距较大，碳价尚未反映社会减排成本。

4.5.8 其他因素

市场势力。试点市场某些时段曾出现个别拥有较多富余配额的控排企业抛售配额，形成了单寡头市场，造成市场价格急剧下跌，如上海和重庆等。

国际碳市场。2013—2016 年，欧盟碳配额（EUA）现货价格大体在 4 欧元/t~8 欧元/t 区间波动（约折人民币 30 元/t~60 元/t，下同）；美国 RGGI 配额区间为 2 美元/t~7.5 美元/t（12 元/t~46 元/t）；加州碳价区间为 11 美元/t~14 美元/t（62 元/t~87 元/t）；韩国碳价区间为人民币 44 元/t~100 元/t。中国试点市场与欧美等碳市场之间没有任何形式连接，政策、社会经济环境迥异，覆盖范围差距大，虽然价格区间与试点有重合之处，但趋势走向完全不同，国际碳市场对试点碳价影响很小。

综上所述，影响试点碳市场碳价格的强因素有配额分配、经济周期、抵消规定、交易机制、信息对称和市场势力等，见表格 7。其中经济周期是宏观经济的产物，与碳交易政策关系不强；其他强因素和中等影响因素皆为政府政策产物，说明政策制定和政府调控在试点碳市场的价格形成过程中起重要作用；市场势力对个别试点碳价产生较大影响，说明碳市场规模小、流动性低、脆弱度高，受操纵的风险大。弱因素包括减排成本和能源价格等，说明碳市场尚未实现充分竞争，价格发现不充分，未能反应社会减排成本。

表格 7 碳市场价格影响因素

影响因素种类		影响程度衡量		
		强	中	弱
配额分配	总量	√		
	分配方法		√	
	拍卖	√		
	配额发放		√	
	配额调节	√		
经济周期		√		
抵消机制		√		
能源价格				√
减排成本				√
交易机制		√		
信息对称		√		
市场势力		√		
国际碳市场				√

表格 8 试点市场碳价格形成机制总结

项目	内容
碳价决策主体	混合定价机制，即结合市场、政府、中介机构等多方面力量的价格形成机制，政府起主导作用。
碳价格形式	分为一级和二级市场，地方配额和 CCER 在七个交易平台进行公开或协议交易。市场交易分散、价格分化、流动性低、竞争不充分，但价格走势基本反映了供求关系。
碳价调控方式	直接调控：确定开市价格、配额价格日涨跌幅度 10%—30%、设定拍卖底价等。
	间接调控：调整配额总量、分配方法、规定 CCER 入市条件、拍卖或回购配等。

基于以上对碳价格形成的研究和分析，可以认为当前七省市碳交易试点形成了具有一定规模和活跃度的碳市场，碳价格形成基本反映了市场供需关系。政府采取直接和间接调控等干预措施对市场产生影响，参与了碳定价过程。目前碳价偏低并未体现边际社会减排成本，市场优化资源配置的作用尚未充分显现。

政府制定的总量目标和配额分配不仅是碳交易政策能否实现环境目标的关键。试点经验说明，政府制定的总量目标和配额分配不仅是碳交易政策能否实现环境目标的关键，也是碳市场健康、稳定运行的基础，因此对科学决策的要求更加突出。全国碳交易体系建设需要打好数据基础，提高数据质量，运用科学的理论和方法制定配额总量目标，合理地分配和管理配额，并利用配额调节

措施进行动态调整。

在市场建设方面，应以建设公平、公正、公开、透明，且碳价格能够反映边际社会减排成本的碳市场为目标，建立集中统一的交易平台和交易品种，改进交易规则，公开披露信息，保持政策连续性，加强市场监管，提高全社会参与度，减少政府直接干预，不断发挥市场作用，形成活跃有效、价格发现充分的碳市场。

4.6 我国实施碳税可行性分析

2021 年全国碳市场碳排放配额累计成交 1.79 亿吨，成交额 76 亿元，12 月 31 日收盘价 54.22 元/吨，从覆盖面来看目前仅包括 2000 多家电力企业，第二阶段还将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空行业，八大行业全部纳入后预计覆盖全国 50%左右的碳排放。结合地方碳交易试点经验，预计全国碳交易市场在排放监管和能源数据真实性审核方面将十分严格，导致包括交通、建筑、餐饮以及农、林行业短期内都很难被纳入，加之地方试点交易市场前景不明等因素，这些都导致我国现有碳交易市场存在门槛高、交易主体单一、交投不活跃、覆盖碳排放总量有局限等一系列难于解决的问题。加之碳价格总体较低，配额相对过剩等因素都影响了碳交易机制的预期减排效果，同时碳交易监管成本高，相比而言，碳税的覆盖面更广、更为公平。³

对我国而言，于 2018 年开始征收的环境保护税于碳税本质相同，也为碳税征收提供了制度基础和宝贵实践。同时征税的管理体系和运作机制已较为完善，碳税可以依附于已有的征税体系，节省人力、物力和时间等成本。另外，征收碳税可以作为地方财政收入的来源，通过转移支付，激励地方政府推动节能减排和发展绿色产业的积极性。

从外部环境来看，欧盟于去年七月推出一揽子碳边境调节机制(CBAM),其核心目的是通过碳边境调节税避免碳泄露，针对中欧碳交易价格差，可能触发对我国出口欧盟商品施加额外税收。这意味着未来中国的碳价格需要与国际保持一致。目前，我国碳交易市场覆盖面仅是部分电力企业，且短时间内，我国依靠碳市场是没有办法在碳价格上与国际居于同一水平的，这也增加了碳税征

收的可能性。

综上所述，我们认为先碳交易后碳税两步走战略对于我国实现双碳目标具有可行性，尤其是在面对紧迫的碳达峰时间节点前，碳税出台的可能性很大。在两种调节机制并行模式下，碳税的制度设计需要慎重考虑，尽量避免两种政策手段在调控范围上的重叠，以及减排成本或负担等方面的协调问题，综合评估碳税与现有资源税、化石能源的消费税以及环境保护税之间的相互影响，在碳税设计上应重点考虑以下几点：

首先，要合理设定碳税征收范围，避免造成企业双重负担。明确给与纳入碳交易体系的企业碳税豁免，碳税征收范围争取覆盖更多碳交易体系之外的排放源和企业。

其次，在征收形式上，可先期针对化石能源生产环节征收，以降低征管成本，待条件逐步成熟后扩展至消费环节，以期达到更好的减排效果。采用简便易行的计税方式，以碳排放量为基础，直接根据化石能源消耗量和排放系数计算税额，尽可能降低征管成本。

第三，是要充分考虑两种调节机制的相互协调，根据我国碳交易体系实际交易价格情况，合理设定碳税价格，避免企业负担不公平问题。

5. 产业机遇

5.1 碳中和投资框架

气候危机刻不容缓，碳中和助力大国崛起。近年来，全球气候变化对人类生产生活的不利影响越来越突出，应对气候变化已经成为人类社会共同面临的最严峻挑战之一。全球大多数国家已经签署了共同应对气候变化的《巴黎协定》并明确了碳中和的时间节点，英国等国家还通过立法予以明确。改革开放以来，我国经济持续发展，2020年人均GDP已超过1万美元，但经济发展导致的碳排放问题亟需解决，当前我国碳排放已居世界前列，碳排放权成为各国竞争夺取重要的话语权之一，实现碳达峰及碳中和成为全球竞争的重要筹码，因此加快能源结构调整、产业结构升级，加强生态环境保护，有助于实现综合国力的增强，巩固大国地位。

从行业投资框架及环保产业映射角度来看，我们将分别从能源替代、节能减排、再生资源、环境咨询和碳交易等角度指出环保受益双碳目标的板块。

1、能源替代：从前端调整能源结构，使用清洁能源如光伏、风电、天然气、生物质能等替代煤炭，使用新能源装备替代传统燃油装备，从源头减少温室气体的产生和排放。

2、节能减排：从中端提升节能减排效果，包括产业结构转型、提升能源利用效率、加强低碳技术研发及数字化技术应用、完善低碳发展机制、加强管理规划管理等，我们认为在环保领域，节能管理、技术研发及环境规划的推进等将有益于板块发展。

3、循环利用：从后端加强再生资源回收利用，推进垃圾分类与再生资源回收“两网融合”，加快落实生产者责任制度，推进废弃家电、报废汽车、危废等回收处理体系。

4、环境规划：全产业链受益，环境咨询企业为政府部门、控排企业及自愿减排企业提供环境规划、减排设计方案等。

5、碳交易：碳交易是有效控制碳排放及调节资源配置的市场化途径，全国碳市场的统一构建将催生 CCER 自愿减排项目需求：可再生能源（如生活垃圾焚烧、生物质利用等）、甲烷利用（填埋气资源化、餐厨处理、污水处理等）、林业碳汇等项目可以通过申请 CCER（核证自愿减排量）以获取碳减排信用用于抵消控排企业超排配额，从而获取碳减排的附加收入。

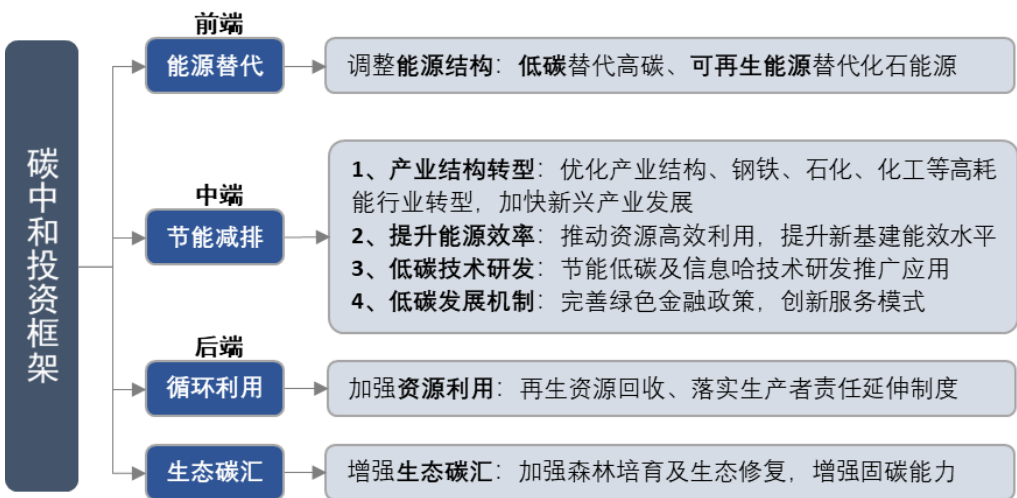


图 10 碳中和下行业投资框架

5.2 双碳相关技术热点及其成熟度

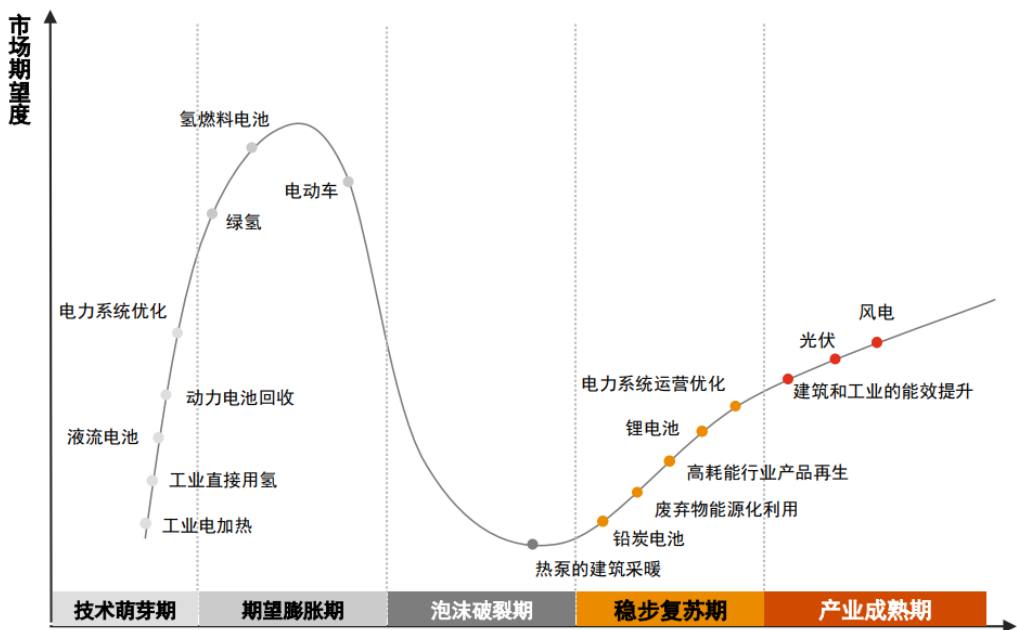
创新技术的发展通常需要经历五个关键阶段，分别是：技术萌芽期、期望膨胀期、泡沫破裂期、稳步复苏期和 产业成熟期，最终形成核心优势。

可再生能源发电方面，光伏、风电等零碳发电技术已经相对成熟，在成本上可以逐渐与传统化石能源形成 竞争优势。未来，随着发电成本的持续降低，风光发 电经济性显著提高，发展空间广阔。

氢能，处于早期增长阶段。其在交通领域的应用带动 了市场关注，在钢铁、化工等重工业领域则还处于技 术萌芽期。未来，需要通过制氢设备生产的规模效应 和日益降低的发电成本，逐步缩小绿氢和灰氢的成本 差距。

能效领域，建筑和工业的能效提升已形成较为成熟的 市场，包括工业部门余热余压利用、通过建筑围护结 构和供暖制冷系统实现的能效提升等。

再生资源利用方面，高耗能行业产品再生，废弃物能 源化利用以及电动车动力电池回收是主要的再生资源 利用减排方式，其中前两者已经进入稳步复苏期，动 力电池回收用于储能则还处在技术萌芽期，需要技术 上突破电池一致性 问题，并建立行业规范



资料来源：《零碳中国，绿色投资》，中国投资协会，落基山研究所

图 11 中国零碳转型产业发展阶段

结合智慧节能本部现有产业来看，随着碳交易市场的扩展和碳税政策落地，都将会对本部现有产业带来显著的积极影响，但作用不尽相同。

首先，随着碳交易中免费配额的逐步收紧，和纳入行业范围扩展，节能减排经济效益明显增长，将提供更多商业机会。对我们的考验是是否能在工业节能领域开拓市场。可信赖的碳排放量计量监测、预测、评价可能形成独立的市场。本部的特许经营业务、余热回收机组、大温差换热机组产品应用可以应用表格 9 所列方法学申请 CCER 获得碳交易补偿。

表格 9 供热项目开发 CCER 和 CDM 需要参考的方法学

减排技术	CDM 编号	CCER 编号
通过废能回收减排温室气体	ACM0012 v4.0.0	CM-005-V02
在工业或区域部门中通过锅炉改造或替换提高能源效率	AM0044 v2.0.0	CM-018-V01
引入新的集中供热一次热网系统	AM0058 v3.1	CM-019-V01
使用地热替代化石燃料供热	AM0072 v2.0	CM-022-V01
供热锅炉使用生物质废弃物替代化石燃料	AM0036 v4.0.0	CM-073-V01
用户侧使用的热能（可包括或不包括电能）	AMS-I.C v19.0	CMS-001-V01
废能回收利用（废气/废热/废压）	AMS-III.Q v4.0	CMS-025-V01
化石燃料转换	AMS-III.B v16.0	CMS-072-V01

对比国内碳交易机制，碳税能够覆盖大量中小企业的碳排放，并覆盖全国碳交易市场短期内难于覆盖的交通、建筑等行业，能够促进更为清洁的城市轨道交通更快发展，显著提升建筑服务领域节能减排意愿，对我们在智慧交通、智慧建筑以及综合智慧能源领域的节能服务产生积极影响。

就供热领域而言，按照 2018 年的统计，我国北方城镇集中供热 45% 来源于燃煤热电联产，现有碳交易机制对这部分热电联产的热源的成本影响相当有限，其余纯供热机组碳排放短期内无法纳入全国碳交易市场，加之地方碳交易市场前景不明，目前的碳交易机制难于刺激供热企业的减排意愿。反观碳税将能覆盖除热电联产供热以外的纯供热排放领域，配合合理的碳税价格将明显提高供热企业节能减排意愿。

下面，我们就以现行全国碳交易市场具体情况来分析一下碳交易机制对北方城镇集中供热中燃煤热电联产成本影响，我国北方城镇集中供热 45% 来源于燃煤热电联产，此部分热源排放明确纳入全国碳排放交易市场。假设电力企业

按照最高 5% 配额交易限制购买排放配额，按照去年 12 月 31 日收盘价 54.22 元/tCO₂ 估算，按照 20.8kgce/GJ 的平均煤耗估算^d，现有碳配额价格对于这部分热源的成本影响在 0.16 元/GJ 左右。考虑大型电力企业具备的技术优势，综合目前免费配额发放机制，造成实际配额盈余，可以认为现有碳交易机制短期内不会对此部分热力成本产生实际影响。反观碳税，假设初期碳税按照 20 元/tCO₂ 征收，按照纯供热燃煤锅炉供热平均煤耗 47kgce/GJ 估算，碳税将增加供热成本 2.6 元/GJ，显然比现有碳交易机制更能刺激供热企业减排意愿，对我们在供热领域的节能服务业务带来积极影响。

另外，碳税征收也将对北方取暖散烧用煤排放也有明显的抑制作用，对热泵煤改电业务也有积极作用，对现有人工环境领域业务带来明显利好。

考虑到碳税的“双重红利”，指在征收碳税的同时降低所得税等其他税收收入，不仅能够实现碳减排目标，也能有利于社会就业、经济持续增长等。未来，我国碳税改革中，极有可能征收碳税与减税降费结合起来，保持宏观税负稳定⁴，加之合理使用碳税收入，主要应用于鼓励、扶植低碳技术的创新及应用等具体措施，势必会我们这类技术型节能减排企业产生积极影响。

此外，碳交易所催生的碳金融市场，也将为我们提供更好的融资渠道。

参考文献

- [1] 碳税制度的国际实践与启示，葛杨，金融纵横，2021(04)
- [2] Looking Back on 30 Years of Carbon Taxes in Sweden, Samuel Jonsson, Anders Ydstedt, Elke Asen, FISCAL FACT 2020(09)
- [3] 在积极推进碳交易的同时择机开征碳税，中国财政科学研究院课题组，财政研究，2018（04）
- [4] 税收如何助力实现碳达峰、碳中和目标，许文，中国税务报

^d 我国供热行业 2020 年度发展报告，江亿，第三届中国供热学会年会

附：碳排放权交易管理办法（试行）

名称	碳排放权交易管理办法（试行）	文号	部令 第 19 号
索引号	000014672/2021-00004	分类	应对气候变化
发布机关	生态环境部	生成日期	2021-01-05

《碳排放权交易管理办法（试行）》已于 2020 年 12 月 25 日由生态环境部部务会议审议通过，现予公布，自 2021 年 2 月 1 日起施行。

部长 黄润秋

2020 年 12 月 31 日

碳排放权交易管理办法

（试行）

第一章 总 则

第一条 为落实党中央、国务院关于建设全国碳排放权交易市场的决策部署，在应对气候变化和促进绿色低碳发展中充分发挥市场机制作用，推动温室气体减排，规范全国碳排放权交易及相关活动，根据国家有关温室气体排放控制的要求，制定本办法。

第二条 本办法适用于全国碳排放权交易及相关活动，包括碳排放配额分配和清缴，碳排放权登记、交易、结算，温室气体排放报告与核查等活动，以及对前述活动的监督管理。

第三条 全国碳排放权交易及相关活动应当坚持市场导向、循序渐进、公平公开和诚实守信的原则。

第四条 生态环境部按照国家有关规定建设全国碳排放权交易市场。

全国碳排放权交易市场覆盖的温室气体种类和行业范围，由生态环境部拟订，按程序报批后实施，并向社会公开。

第五条 生态环境部按照国家有关规定，组织建立全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构，组织建设全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统。

全国碳排放权注册登记机构通过全国碳排放权注册登记系统，记录碳排放配额的持有、变更、清缴、注销等信息，并提供结算服务。全国碳排放权注册登记系统记录的信息是判断碳排放配额归属的最终依据。

全国碳排放权交易机构负责组织开展全国碳排放权集中统一交易。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当定期向生态环境部报告全国碳排放权登记、交易、结算等活动和机构运行有关情况，以及应当报告的其他重大事项，并保证全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统安全稳定可靠运行。

第六条 生态环境部负责制定全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，加强对地方碳排放配额分配、温室气体排放报告与核查的监督管理，并会同国务院其他有关部门对全国碳排放权交易及相关活动进行监督管理和指导。

省级生态环境主管部门负责在本行政区域内组织开展碳排放配额分配和清缴、温室气体排放报告的核查等相关活动，并进行监督管理。

设区的市级生态环境主管部门负责配合省级生态环境主管部门落实相关具体工作，并根据本办法有关规定实施监督管理。

第七条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员，应当遵守全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，并遵守国家其他有关主管部门关于交易监管的规定。

第二章 温室气体重点排放单位

第八条 温室气体排放单位符合下列条件的，应当列入温室气体重点排放单位（以下简称重点排放单位）名录：

- （一）属于全国碳排放权交易市场覆盖行业；
- （二）年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量。

第九条 省级生态环境主管部门应当按照生态环境部的有关规定，确定本行政区域重点排放单位名录，向生态环境部报告，并向社会公开。

第十条 重点排放单位应当控制温室气体排放，报告碳排放数据，清缴碳排放配额，公开交易及相关活动信息，并接受生态环境主管部门的监督管理。

第十一条 存在下列情形之一的，确定名录的省级生态环境主管部门应当将相关温室气体排放单位从重点排放单位名录中移出：

（一）连续二年温室气体排放未达到 2.6 万吨二氧化碳当量的；

（二）因停业、关闭或者其他原因不再从事生产经营活动，因而不排放温室气体的。

第十二条 温室气体排放单位申请纳入重点排放单位名录的，确定名录的省级生态环境主管部门应当进行核实；经核实符合本办法第八条规定条件的，应当将其纳入重点排放单位名录。

第十三条 纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位，不再参与地方碳排放权交易试点市场。

第三章 分配与登记

第十四条 生态环境部根据国家温室气体排放控制要求，综合考虑经济增长、产业结构调整、能源结构优化、大气污染物排放协同控制等因素，制定碳排放配额总量确定与分配方案。

省级生态环境主管部门应当根据生态环境部制定的碳排放配额总量确定与分配方案，向本行政区域内的重点排放单位分配规定年度的碳排放配额。

第十五条 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。

第十六条 省级生态环境主管部门确定碳排放配额后，应当书面通知重点排放单位。

重点排放单位对分配的碳排放配额有异议的，可以自接到通知之日起七个工作日内，向分配配额的省级生态环境主管部门申请复核；省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内，作出复核决定。

第十七条 重点排放单位应当在全国碳排放权注册登记系统开立账户，进行相关业务操作。

第十八条 重点排放单位发生合并、分立等情形需要变更单位名称、碳排放配额等事项的，应当报经所在地省级生态环境主管部门审核后，向全国碳排放权注册登记机构申请变更登记。全国碳排放权注册登记机构应当通过全国碳排放权注册登记系统进行变更登记，并向社会公开。

第十九条 国家鼓励重点排放单位、机构和个人，出于减少温室气体排放等公益目的自愿注销其所持有的碳排放配额。

自愿注销的碳排放配额，在国家碳排放配额总量中予以等量核减，不再进行分配、登记或者交易。相关注销情况应当向社会公开。

第四章 排放交易

第二十条 全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品。

第二十一条 重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和个人，是全国碳排放权交易市场的交易主体。

第二十二条 碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统进行，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。

全国碳排放权交易机构应当按照生态环境部有关规定，采取有效措施，发挥全国碳排放权交易市场引导温室气体减排的作用，防止过度投机的交易行为，维护市场健康发展。

第二十三条 全国碳排放权注册登记机构应当根据全国碳排放权交易机构提供的成交结果，通过全国碳排放权注册登记系统为交易主体及时更新相关信息。

第二十四条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当按照国家有关规定，实现数据及时、准确、安全交换。

第五章 排放核查与配额清缴

第二十五条 重点排放单位应当根据生态环境部制定的温室气体排放核算与报告技术规范，编制该单位上一年度的温室气体排放报告，载明排放量，并于每年3月31日前报生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门。排放报告所涉数据的原始记录和管理台账应当至少保存五年。

重点排放单位对温室气体排放报告的真实性、完整性、准确性负责。

重点排放单位编制的年度温室气体排放报告应当定期公开，接受社会监督，涉及国家秘密和商业秘密的除外。

第二十六条 省级生态环境主管部门应当组织开展对重点排放单位温室气体排放报告的核查，并将核查结果告知重点排放单位。核查结果应当作为重点排放单位碳排放配额清缴依据。

省级生态环境主管部门可以通过政府购买服务的方式委托技术服务机构提供核查服务。技术服务机构应当对提交的核查结果的真实性、完整性和准确性负责。

第二十七条 重点排放单位对核查结果有异议的，可以自被告知核查结果之日起七个工作日内，向组织核查的省级生态环境主管部门申请复核；省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内，作出复核决定。

第二十八条 重点排放单位应当在生态环境部规定的时限内，向分配配额的省级生态环境主管部门清缴上年度的碳排放配额。清缴量应当大于等于省级生态环境主管部门核查结果确认的该单位上年度温室气体实际排放量。

第二十九条 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。

第六章 监督管理

第三十条 上级生态环境主管部门应当加强对下级生态环境主管部门的重点排放单位名录确定、全国碳排放权交易及相关活动情况的监督检查和指导。

第三十一条 设区的市级以上地方生态环境主管部门根据对重点排放单位温室气体排放报告的核查结果，确定监督检查重点和频次。

设区的市级以上地方生态环境主管部门应当采取“双随机、一公开”的方式，监督检查重点排放单位温室气体排放和碳排放配额清缴情况，相关情况按程序报生态环境部。

第三十二条 生态环境部和省级生态环境主管部门，应当按照职责分工，定期公开重点排放单位年度碳排放配额清缴情况等信息。

第三十三条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当遵守国家交易监管等相关规定，建立风险管理机制和信息披露制度，制定风险管理预案，及时公布碳排放权登记、交易、结算等信息。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构的工作人员不得利用职务便利谋取不正当利益，不得泄露商业秘密。

第三十四条 交易主体违反本办法关于碳排放权注册登记、结算或者交易相关规定的，全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构可以按照国家有关规定，对其采取限制交易措施。

第三十五条 鼓励公众、新闻媒体等对重点排放单位和其他交易主体的碳排放权交易及相关活动进行监督。

重点排放单位和其他交易主体应当按照生态环境部有关规定，及时公开有关全国碳排放权交易及相关活动信息，自觉接受公众监督。

第三十六条 公民、法人和其他组织发现重点排放单位和其他交易主体有违反本办法规定行为的，有权向设区的市级以上地方生态环境主管部门举报。

接受举报的生态环境主管部门应当依法予以处理，并按照有关规定反馈处理结果，同时为举报人保密。

第七章 罚 则

第三十七条 生态环境部、省级生态环境主管部门、设区的市级生态环境主管部门的有关工作人员，在全国碳排放权交易及相关活动的监督管理中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的，由其上级行政机关或者监察机关责令改正，并依法给予处分。

第三十八条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，有下列行为之一的，由生态环境部依法给予处分，并向社会公开处理结果：

- （一）利用职务便利谋取不正当利益的；
- （二）有其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊行为的。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，泄露有关商业秘密或者有构成其他违反国家交易监管规定行为的，依照其他有关规定处理。

第三十九条 重点排放单位虚报、瞒报温室气体排放报告，或者拒绝履行温室气体排放报告义务的，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，处一万元以上三万元以下的罚款。逾期未改正的，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测算其温室气体实际排放量，并将该排放量作为碳排放配额清缴的依据；对虚报、瞒报部分，等量核减其下一年度碳排放配额。

第四十条 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。

第四十一条 违反本办法规定，涉嫌构成犯罪的，有关生态环境主管部门应当依法移送司法机关。

第八章 附 则

第四十二条 本办法中下列用语的含义：

（一）温室气体：是指大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（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）。

（二）碳排放：是指煤炭、石油、天然气等化石能源燃烧活动和工业生产过程以及土地利用变化与林业等活动产生的温室气体排放，也包括因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放。

（三）碳排放权：是指分配给重点排放单位的规定时期内的碳排放额度。

（四）国家核证自愿减排量：是指对我国境内可再生能源、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。

第四十三条 本办法自 2021 年 2 月 1 日起施行。

市场篇——电价

1. 电力政策与电价

电力是国民经济的支柱产业，也是重要的公用事业。电价不仅是电力企业的生命线，也关系国民经济和人民生活，与国民经济其他产业成本直接相关。电价作为影响范围最广、调控最为灵活、效果最为直接的价格指标，在宏观调控和转变经济发展方式中发挥着重要作用。我国电价机制和政策表现了明确的政策扶持重点和导向。

实施峰谷分时电价是电力需求侧管理的一个重要措施，采取经济和行政手段激励用户（需求侧）采用各种有效的措施改变其需求方式，减少对电量和电力的需求，从而减少新建电厂投资和一次能源消费量的活动。其中峰谷分时电价的实施成为最有效的手段。在实施分时电价时，要综合考虑供求双方的利益，找出互利的方案，才能调动供需双方积极性。

国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求进一步完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差。要求上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1。此外要建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮不低于 20%。

此前随着国家前两年连续两次“一般工商业电价降低 10%”的调整，部分地区峰谷电价差也有一定程度的缩小，这与国家“拉大峰谷电价差”的要求背向而驰。此次国家再次明确峰谷电价差比例、甚至提出建立尖峰电价机制。《通知》文件鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。

进一步完善分时电价机制，特别是合理拉大峰谷电价价差，有利于引导用户在电力系统低谷时段多用电，并为抽水蓄能、新型储能发展创造更大空间，这对促进风电、光伏发电等新能源加快发展、有效消纳，着眼中长期实现碳达峰、碳中和目标具有积极意义。

2021 年国家发改委、地方政府相继出台各种政策，鼓励削峰填谷，设置储能设施，优化用电结构。充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，进一步完善分时电价机制。部分电价政策如表 1.1 所示。

表 1.1 电价政策

发布时间	政策及会议文件	重点解读
2021 年 7 月 26 日	国家发改委《关于进一步完善分时电价机制的通知》发改价格〔2021〕1093 号	引导节约用电、错峰避峰；鼓励配置储能。规定峰谷差率超过 40% 的地方峰谷电价价差不得低于 4:1，其他地方原则上不得低于 3:1
2021 年 8 月 31 日	广东省发改委《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》	优化时段划分，拉大峰谷比价。
2021 年 9 月 9 日	浙江省发改委《关于进一步完善我省分时电价政策有关事项的通知》	优化峰谷电价时段，拉大峰谷电价差。实施尖峰电价政策
2021 年 9 月 19 日	江苏省发布停限电公告	拉闸限电，倒逼企业升级，实现节能减排，能源“双控”目标。
2021 年 10 月 22 日	《关于调整本市目录销售电价有关事项的通知》京发改〔2021〕1500 号	继续按照《关于调整本市销售电价有关事项的通知》（京发改〔2020〕1708 号）规定目录销售电价水平执行。
2021 年 12 月 1 日	广东省发改委《关于我省电网企业开展代理购电问题的批复》	落实政策对接，广泛施行峰谷电价，蓄冷电价峰平谷 1.65:1:0.25，调整时段，增加 3 小时尖峰时段，尖峰电价上浮 25%。
2021 年 10 月 25 日	关于转发《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》的通知沪发改价管〔2021〕51 号)	燃煤发电现行基准价 0.4155 元/千瓦时基础上上下浮动，原则上不超过 20%。高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。销售电价继续按原目录销售电价水平执行。

国家发改委《通知》一经发布便引起广泛关注，各地发改委相继出台对应的电价机制。新的电价机制会引导用户采取新的技术方案或者技术手段，用以获得最大的政策扶持回报。各地出台的电价政策与《通知》要求密切对接，按照《通知》要求在拉大峰谷电价的同时，还要求“科学划分峰谷时段”。2020 年底各省陆续发布关于 2020-2022 年输配电价和销售电价有关事项的通知，截至目前共有 29 省市区已执行峰谷电价。而这次调价过程中多个省份还进行了峰谷

电价时段的调整。峰谷电价差整理如下图 1.1 所示。

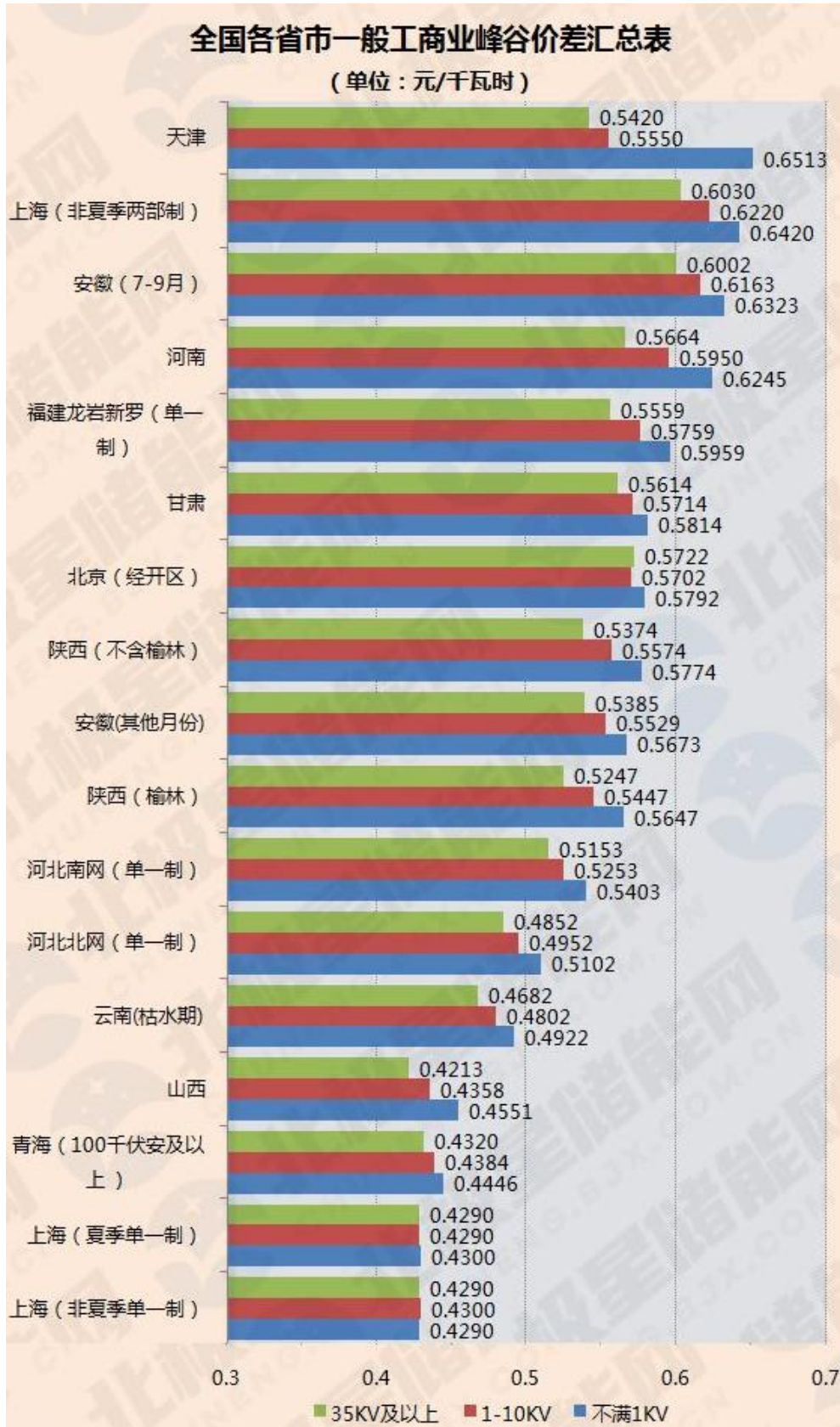


图 1.1 全国各省市一般工商业峰谷价差汇总表

“碳达峰、碳中和”目标提出后，电力供给结构、供需形势将发生显著变化，需进一步发挥市场在电力资源优化配置中的作用。发改委 2021 年 10 月 11 日发布《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》发改价格〔2021〕1439 号文件，于 2021 年 10 月 15 日实施。该文件进一步推进了电力市场化建设。提出了通过电力市场缓解现阶段煤电价格矛盾、保障电力供应安全的解决措施。长期来看，对推进电力市场化建设、明确电网企业责任、保障居民农业用电安全等方面进一步予以明确，并提出了具体举措。

〔2021〕1439 号文指出衔接电力市场价格机制，保障居民农业用电安全，短期内不适宜进入电力市场参与交易，用电继续执行现行目录电价政策。为坚决保障居民、农业用电价格稳定，文件要求由低价电源优先提供居民、农业用电来源。对电网企业是一种责任和承担。不能以经济指标衡量。

〔2021〕1439 号文规范电网企业代理购电方式，明确电网企业责任。工商业目录销售电价取消且全部进入市场后，电网企业责任分工将更加明确，电网收入构成更加清晰，工商业用电价格结构也将更加透明。

2. 典型区域电价对供需双方影响分析

本章对北京、上海、深圳三个典型区域的集中供冷运行成本进行分析。通过对比方案的经济性，分析电价对电力供需双方损益的影响。

2.1 项目模型介绍

拟定项目模型区域供冷建筑规模 100 万平方米，分别由办公楼 70 万平方米，大型商业 20 万平方米，酒店 10 万平方米。建筑负荷按表 2.1 计算。

表 2.1 空调冷负荷统计表

	建筑面积	冷指标	峰值负荷	同时使用系数	实际计算负荷
	(m ²)	(W/m ²)	(KW)		(KW)
酒店	100000	100	10000	0.8	8000
大型商场	200000	150	30000		24000
办公	700000	100	70000		56000
合计	1000000		110000		88000

同时使用系数按照 0.8 记取。

根据供冷区域内的建筑使用功能及运行特点，计算集中供冷逐时冷负荷，见表 2.2 和图 2.1。

表 2.2 空调逐时冷负荷计算表

时间	总负荷	100% 负荷	75% 负荷	50% 负荷	25% 负荷
	(24755RT)	(24755RT)	(18566RT)	(12378RT)	(6189RT)
00:00-01:00	910	910	683	455	228
01:00-02:00	910	910	683	455	228
02:00-03:00	910	910	683	455	228
03:00-04:00	910	910	683	455	228
04:00-05:00	910	910	683	455	228
05:00-06:00	910	910	683	455	228
06:00-07:00	1138	1138	854	569	285
07:00-08:00	9443	9443	7082	4722	2361
08:00-09:00	18271	18271	13703	9136	4568
09:00-10:00	21502	21502	16127	10751	5376
10:00-11:00	22025	22025	16519	11013	5506
11:00-12:00	21593	21593	16195	10797	5398
12:00-13:00	21752	21752	16314	10876	5438
13:00-14:00	24755	24755	18566	12378	6189
14:00-15:00	23891	23891	17918	11946	5973
15:00-16:00	22799	22799	17099	11400	5700
16:00-17:00	21251	21251	15938	10626	5313
17:00-18:00	19886	19886	14915	9943	4972
18:00-19:00	13811	13811	10358	6906	3453
19:00-20:00	11035	11035	8276	5518	2759
20:00-21:00	7827	7827	5870	3914	1957
21:00-22:00	5916	5916	4437	2958	1479
22:00-23:00	1138	1138	854	569	285
23:00-24:00	1138	1138	854	569	285
日总负荷 (RTH):	274631	274631	205977	137321	68665

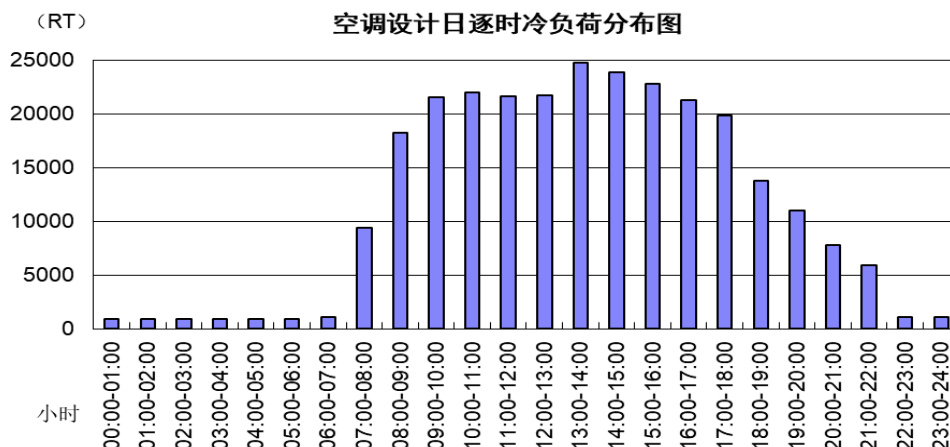


图 2.1 逐时负荷柱状分布图

2.2 模型能源输入条件

能源价格是影响区域供冷的重要因素，常用的制冷技术依靠的能源输入条件基本归结为：1) 电力；2) 天然气；3) 蒸汽。

本方案就按照以上三种能源作为输入条件进行经济性分析。

2.2.1 北京市资源能源价格

《关于调整本市目录销售电价有关事项的通知》京发改〔2021〕1500 号明确继续按照《关于调整本市销售电价有关事项的通知》（京发改〔2020〕1708 号）规定目录销售电价水平执行。能源输入价格见表 2.3。

表 2.3 北京资源能源价格表

能源种类	时段	价格	单位
电力	尖峰 11:00-13:00, 16:00-17:00,	1.3993	元/kW
	高峰 10:00-15:00, 10:00-15:00, 18:00-21:00	1.2710	元/kWh
	平峰 07:00-10:00, 15:00-18:00, 21:00-23:00	0.7523	元/kWh
	低谷 23:00-07:00	0.2849	元/kWh
天然气		2.66	元/Nm ³
蒸汽	饱和, 0.6MPa	220	元/t
自来水		8.15	元/m ³

系统补水用自来水按照商业用水计算。

2.2.2 上海市资源能源价格

关于贯彻落实上海市物价局《关于降低本市大工业用电价格的通知》的通

知，明确 2021 年 1 月 1 日实施的电价进行计算，能源输入价格见表 2.4。

表 2.4 上海资源能源价格表

能源种类	时段	价格	单位
电力	高峰 08:00-11:00, 13:00-15:00, 18:00-21:00	0.888	元/kWh
	平峰 06:00-08:00, 11:00-13:00, 15:00-18:00, 21:00-22:00	0.538	元/kWh
	低谷 22:00-06:00	0.266	元/kWh
天然气		3.06	元/Nm ³
蒸汽	饱和, 0.6MPa	205	元/t
自来水		4.73	元/m ³

系统补水用自来水按照商业用水计算。

2.2.3 深圳市资源能源价格

粤发改价格函[2021]2348 号《关于我省电网企业开展代理购电问题的批复》中明确了 7~9 月份实行尖峰电价，蓄冷电价峰平谷比例为 1.65:1:0.25，同时优化了峰谷时段。深圳电网价格按照调整前和调整后的两种电价进行对比计算，资源能源输入价格见表 2.5。

表 2.5 深圳资源能源价格表

能源种类	时段	价格	单位
2021 年电价 (调整前)	高峰 09:00-11:30, 14:00-16:30, 19:00-21:00	1.0049	元/kWh
	平峰 07:00-09:00, 11:30-14:00, 16:30-19:00, 21:00-23:00	0.6524	元/kWh
	低谷 23:00-07:00	0.2084(0.186 蓄冷)	元/kWh
2022 年电价 (调整后)	尖峰 11:00-12:00, 15:00-17:00	1.3657	元/kWh
	高峰 10:00-12:00, 14:00-19:00	1.0926	元/kWh
	平峰 08:00-10:00, 12:00-14:00, 19:00-24:00	0.7101(0.6622 蓄冷)	元/kWh
	低谷 00:00-08:00	0.2284(0.1655 蓄冷)	元/kWh
天然气		4.49	元/Nm ³
蒸汽	饱和, 0.6MPa	210	元/t
自来水		3.99	元/m ³

系统补水用自来水按照商业用水计算。

2.2.4 资源能源价格对比

北京、上海和深圳电价都执行峰谷电价，电价分布曲线见图 2.2。图 2.2 反应了三地电力分布趋势。

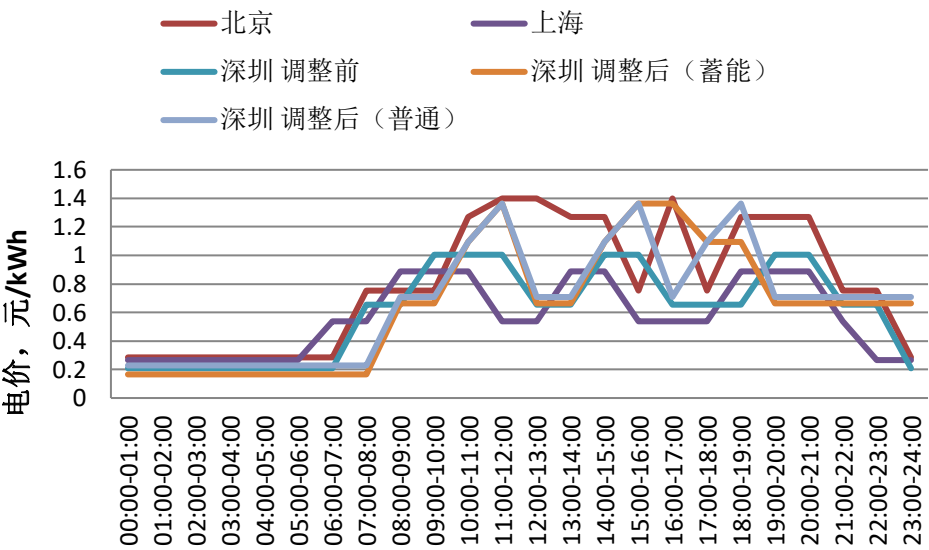


图 2.2 峰谷分时电价分布曲线

北上深三座城市执行的峰谷电价，峰谷比差别较大，图 2.3 为各市电价的对比图。其中深圳市的电价政策有新的调整，并且对蓄冷有优惠电价政策。

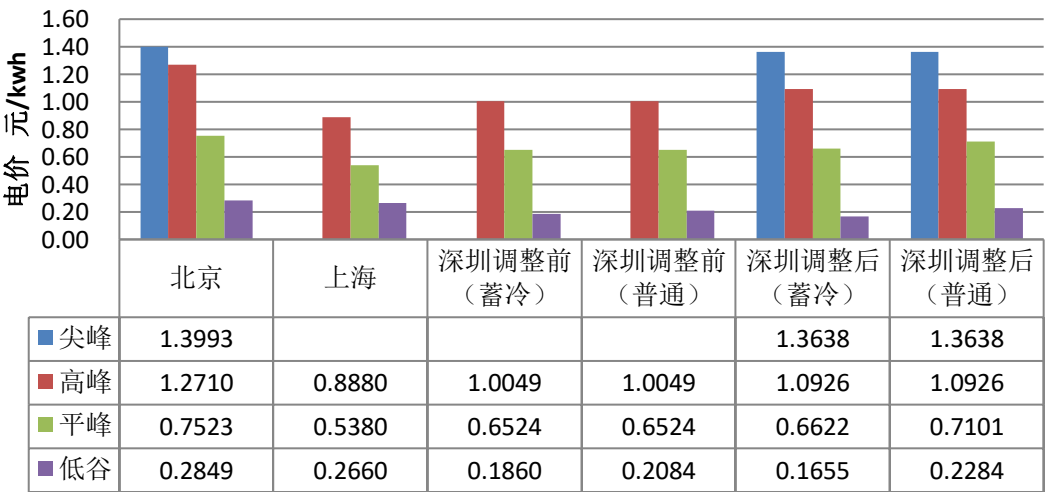


图 2.3 电价对比图

峰平谷电价比例见图 2.4，峰谷电价差见图 2.5。北京市和深圳市执行尖峰电价，深圳市调整了电价比例，将峰谷比例进一步拉大。由图 2.3 可知，上海市峰谷比例最小 3.34：1，北京市其次 4.46：1，深圳市峰谷比例调整前蓄冷 5.4：

1，调整后 6.6：1。由图 2.5 可见，深圳价差最大。深圳市夏季炎热且供冷时间长，电价调整有利于蓄冷系统推广。

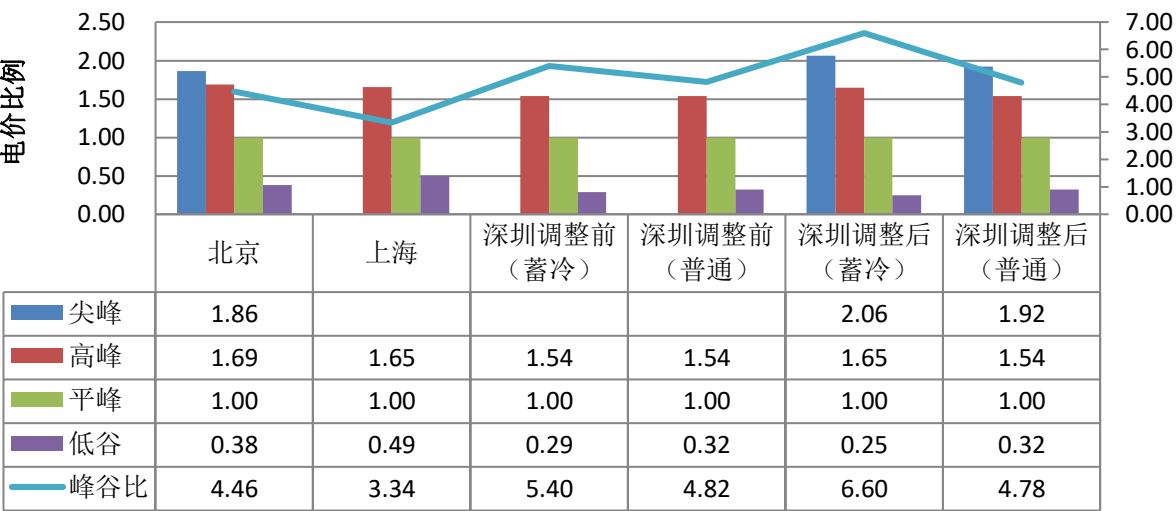


图 2.4 电价峰平谷比例图

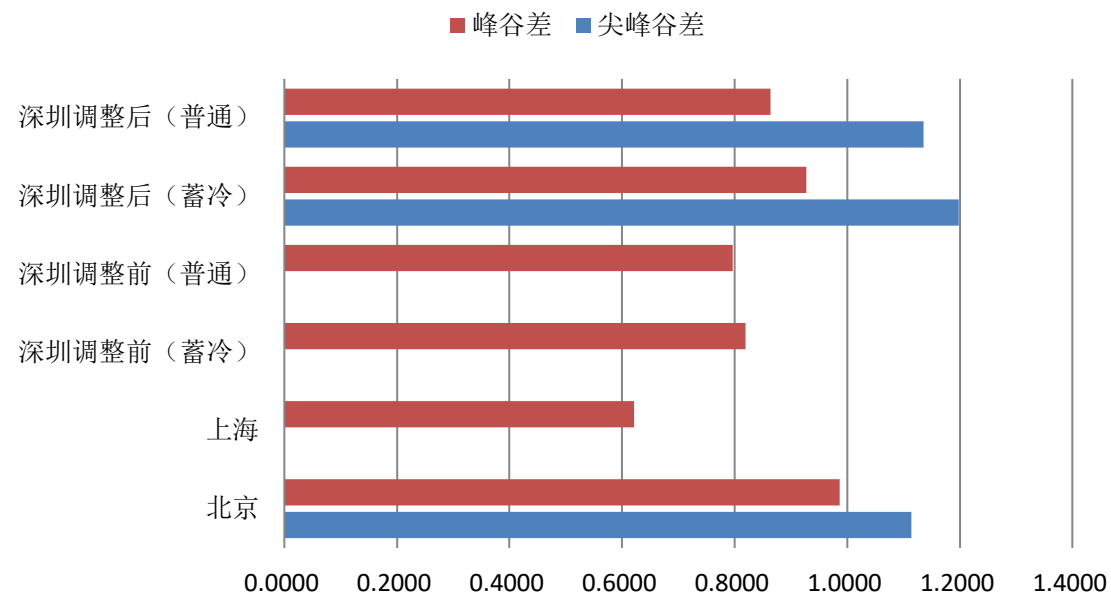


图 2.5 峰谷电价差

集中能源中心的其他能源价格见图 2.6。蒸汽价格北上深价格差距不大，天然气价格差距较大，深圳天然气价格最高，由于没有供热需求，深圳地区不适合采用三联供系统。北京地区水价较高，因此采用节水型冷塔，降低漂水率可以节约用水。

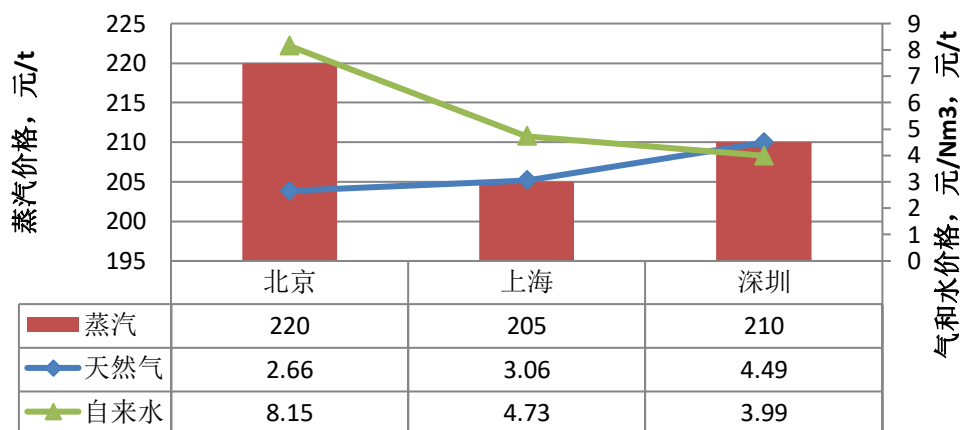


图 2.6 资源价格对比图

2.3 方案综述

为了统一比较标准，对适用于各区域的方案进行筛选，确定如下几种冷源系统方案：1）冰蓄冷系统，2）水蓄冷系统，3）常规电制冷系统（包含冷水机/地源热泵），4）直燃型溴冷机，5）蒸汽型吸收式冷机。对几种方案的初投资和运行费用分析，核算项目运行成本及收益。

根据不同的系统形式确定不同的设计参数，以上几种系统否入水温设计参数如表 2.6。

表 2.6 水路系统设计温度表

系统名称	进口温度℃	出口温度℃
冷冻水系统（冰蓄冷系统）	12	4
冷冻水系统（常规冷机）	12	4
冷冻水系统（水蓄、溴机、热泵）	12	5
冷却水系统（空调工况）	37	32
冷却水系统（制冰工况）	30	33.4

2.3.1 设备装机容量对比

几种方案的装机容量对比见表 2.7。通过对比，发现水蓄冷系统装机容量最小，其次是冰蓄冷系统，其他系统装机容量最高，见图 2.7。

由于蓄能系统降低了冷机装机容量，对应的配电设备电力增容显著降低，见图 2.8。溴冷机(含直燃型和余热型)的能源输入主要为天然气或蒸汽等非电力能源，故电力增容较低。

表 2.7 冷源设备参数表

系统名称	装机容量 RT	备注
冰蓄冷	16800	5 蓄冰机+2 台基载，冰量 66000RTH
水蓄冷	14400	4 台蓄冷机+2 台基载，30000m ³ 水池 77000RTH
常规电制冷/热泵	26400	
溴冷机	26400	

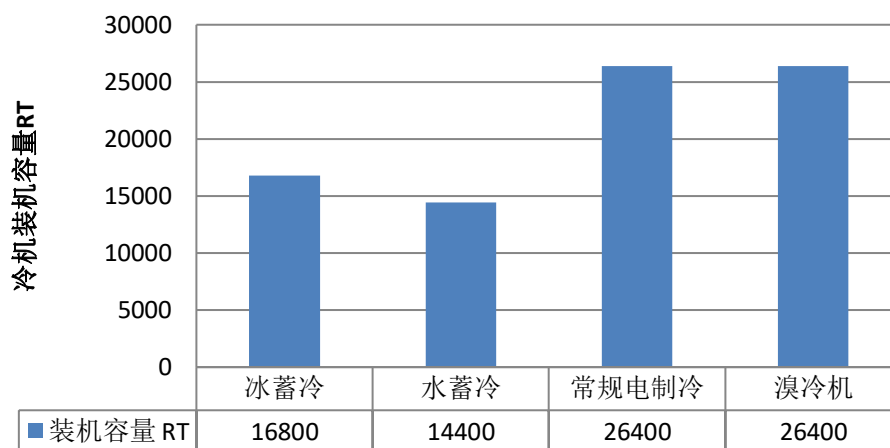


图 2.7 装机容量对比图

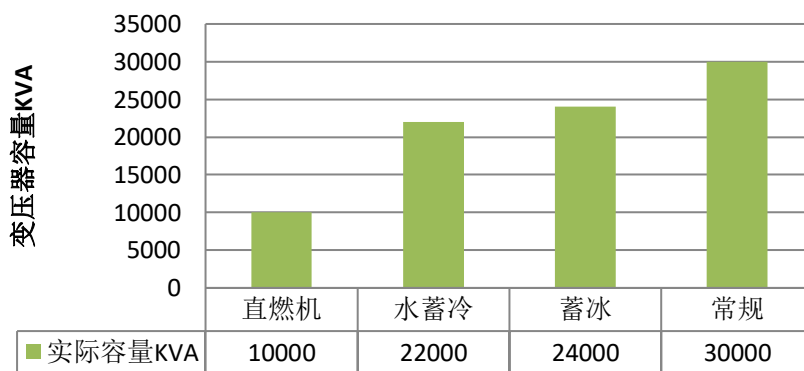


图 2.8 冷源中心电力增容对比图

2.3.2 年运行费用测算

根据能源与资源价格输入计算模型，空调供冷季按不同的运行时间，得出一个供冷周期消耗的电力和水资源费用计入运行总费用。

1. 北京项目年费用测算

根据北京市能源与资源价格输入系统计算模型，供冷期 150 天计算，得出如下结果，见图 2.9 北京项目运行费用分析图。

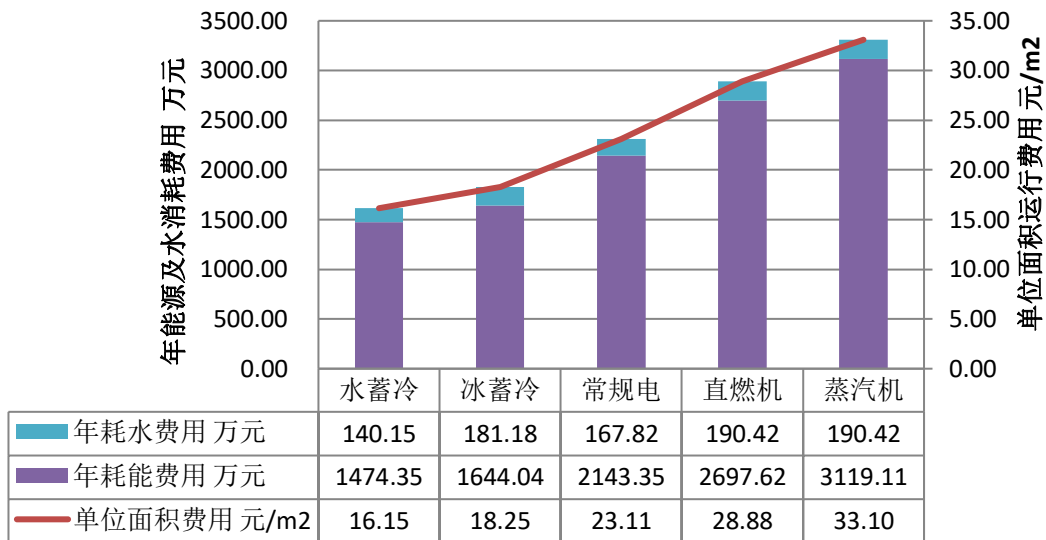


图 2.9 北京项目年运行费用分析图

2. 上海项目年费用测算

根据上海市能源与资源价格输入系统计算模型，供冷期 150 天计算，得出如下结果，见图 2.10 上海项目运行费用分析图。

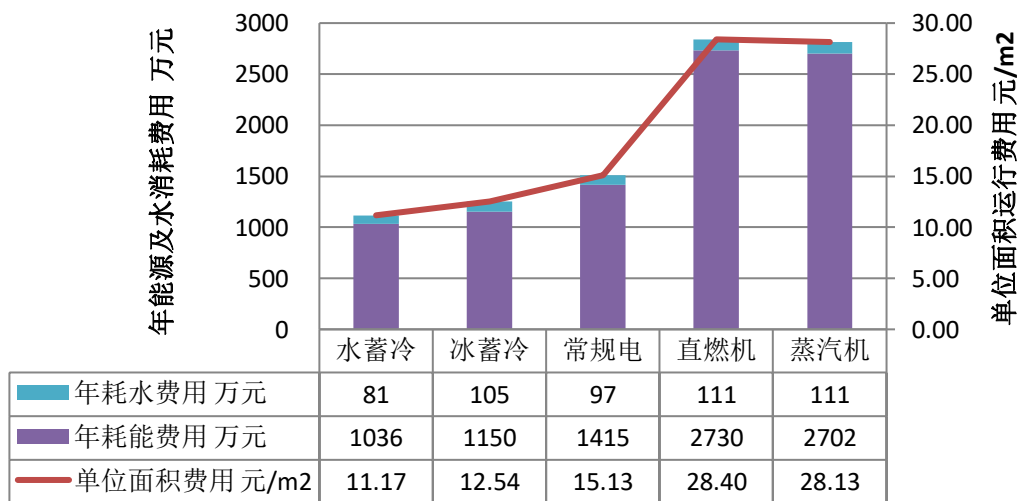


图 2.10 上海项目年运行费用分析图

3. 深圳项目年费用算

根据深圳市能源与资源价格输入系统计算模型，供冷期 270 天计算，将调整前后的电价数据输入计算模型得出如下结果，调价调整前与调整后的费用数据见图 2.11 和图 2.12。

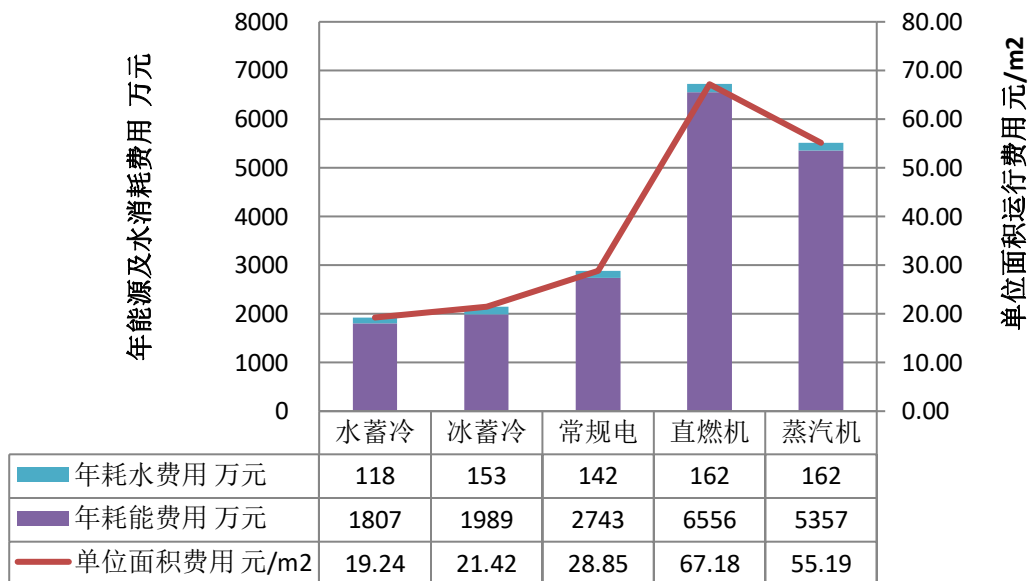


图 2.11 深圳项目年运行费用分析图一调整前

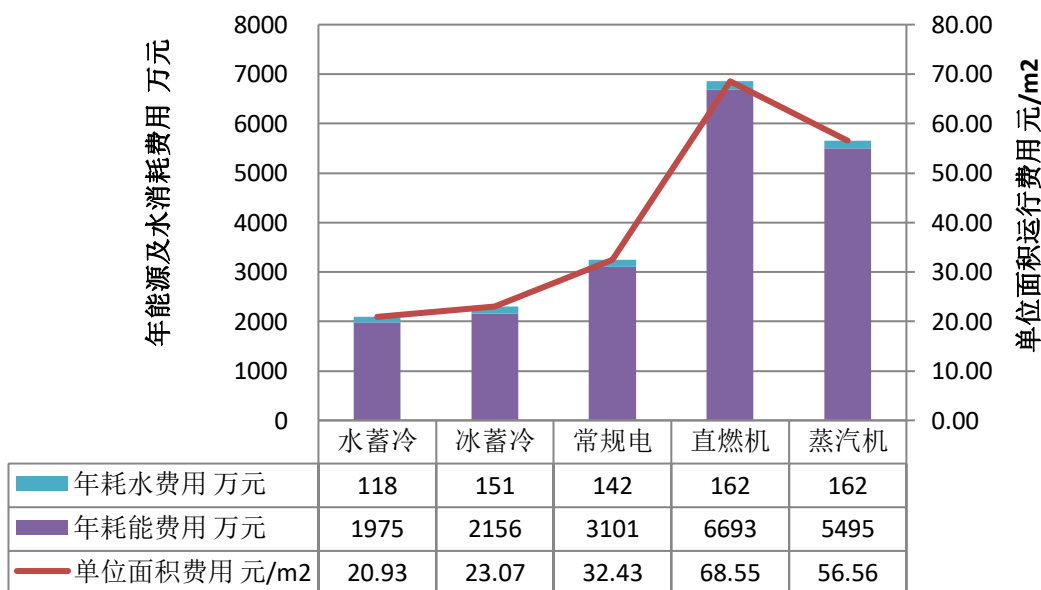


图 2.12 深圳项目年运行费用分析图一调整后

2.3.3 典型区域运行费用对比

区域供冷按照单位冷量收取供冷费用，三个典型区域不同方案单位冷量运行费用对比见图 2.13。对比每 kWh 制冷量消耗的费用成本（含电/燃气/蒸汽费用+水费），可看出：1) 水蓄冷系统是五个方案中单位冷量运行费用最低的，经济效益显著；2) 冰蓄冷系统略高于水蓄冷系统；3) 直燃型和蒸汽型冷机，由

于能源价格较高，单位冷量价格高，并且电价站能源成本比例较低，电价因素对运行费用影响因素较小；4)在电制冷系统中，北京电价最高，电力制冷成本最高；上海和深圳基本持平。

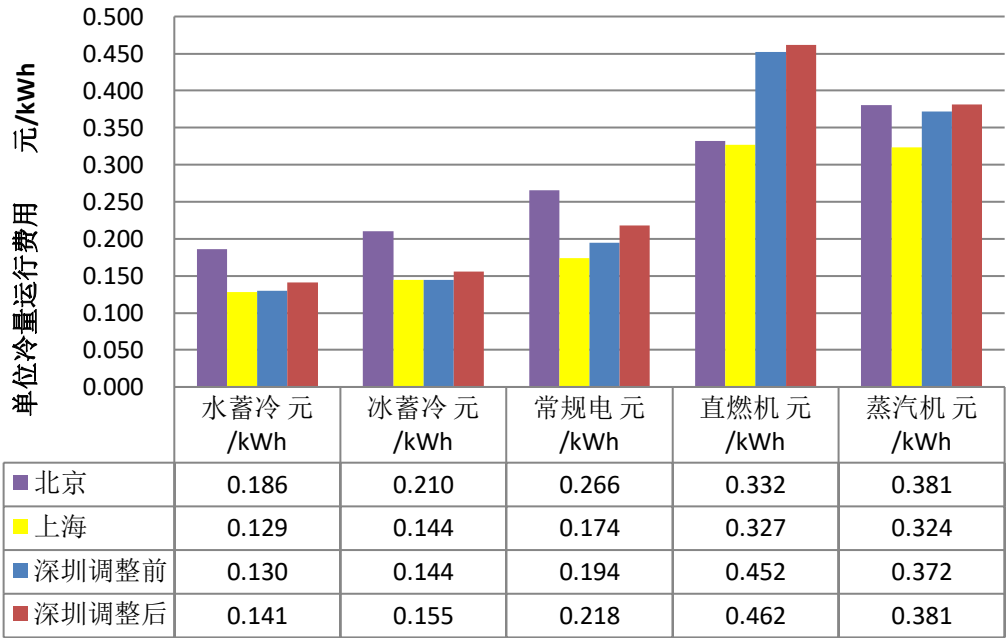


图 2.13 单位冷量运行费用对比图

结论：集中供冷方案的能源输入，在三个典型区域均为优先采用电力能源；在系统选择上，优先采用水蓄冷系统，其次是冰蓄冷系统。

2.4 电价对供需双方的影响

峰谷电价政策已经实施多年，这一政策究竟谁是受益主体一直众说纷纭。有人认为峰谷电价导致了电网平均电价水平下降，电网公司销售收入减少；导致了发电企业和电网企业整体利益的重新分配，电网公司也同样是利益受损的主体，受益者是用户。峰谷电价政策对电力供需双方的影响究竟是怎样的呢?国家发改委《关于进一步完善分时电价机制的通知》继续坚持了一项基本原则，即保持电网企业的销售电价总水平基本稳定，也就是说，进一步完善分时电价机制，对社会总体用电成本影响较小，电网企业不会因此“多收钱”。具体看，由于合理拉大了峰谷电价价差，高峰时段的电价会有所上调，低谷时段的电价

会有所下调，能够错峰用电、在低谷时段多用电成本会下降，在高峰时段多用电成本会有所上升。

对于区域供冷能源系统，电力消耗巨大，电价的高低直接影响到用户的经济效益。本节从经济性上分析供需双方损益情况。

图 2.4 电价峰平谷比例图可知深圳市电价调整前峰谷平比例 1.54: 1: 0.32，调整后尖峰谷平比例 1.92: 1.54: 1: 0.32，增加尖峰价格，整体电费提高。

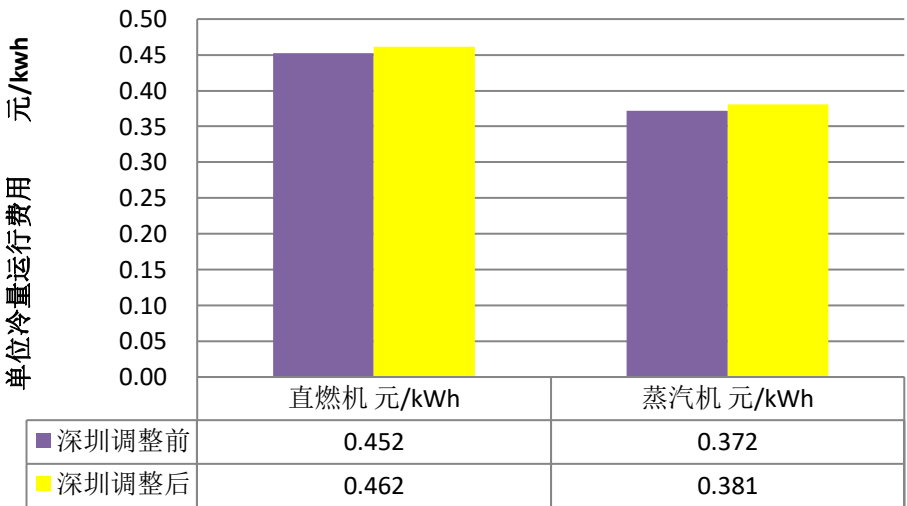


图 2.14 燃气/蒸汽能源单位冷量运行费用对比图

在图 2.14 中可知以天然气和蒸汽为能源的方案，电力价格占整个能源消耗比例较小，不再对非电力能源做具体分析。下面我们仅对以电力为主的能源系统进行损益分析。

2.4.1 电力用户损益分析

通过典型区域供冷的不同方案经济分析我们会发现，针对不同的电力政策，采用何种方案是最优选择。对投资运营方来讲回报和收益是他们关注的重点。从图 2.15 年运行平均电价可以看出，蓄能系统的平均电费低于平电电价，并且同一地区的水蓄冷和冰蓄冷的平均电价接近。常规电制冷系统平均电价高于平电电价。

对电力制冷系统方案运行费用进行汇总分析，见年总运行费用对比图 2.16，在各自地区水蓄冷运行费用最低，冰蓄冷其次，常规电制冷运行费用最高。与常规系统比，北京、深圳节约运行费用率水蓄冷均高于 30%，冰蓄冷均高于 20%。

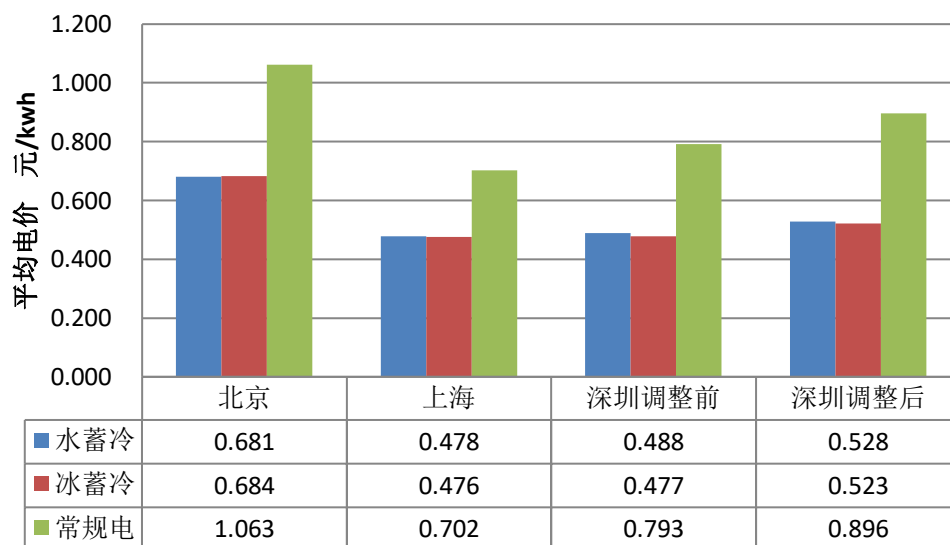


图 2.15 年运行平均电价

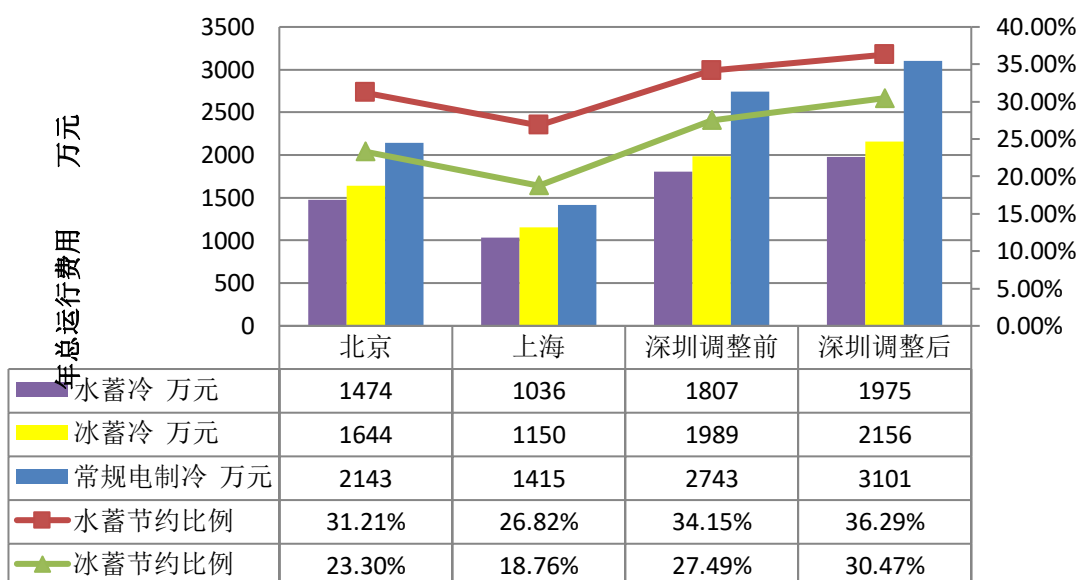


图 2.16 年总运行费用对比图

图 2.16 充分说明蓄能系统移峰填谷，较多的利用了优惠的谷电电价，享受到了电力政策的扶持。电网峰谷电政策利好蓄能系统的发展。由于空调系统的属性，常规电制冷则在峰谷电价政策下用能成本增加。同时也可以看出，深圳地区在调整电价后，增加了尖峰电价，结合图 2.15，蓄能系统的成本与调整前相比也小幅增加，深圳电价调整后电网收益增加。

2.4.2 电网损益分析

以深圳市为例，粤发改价格函[2021]2348 号《关于我省电网企业开展代理

购电问题的批复》颁布了《广东省电网企业代理购电实施方案（试行）》。

《实施方案（试行）》明确了 7~9 月份实行尖峰电价，蓄冷电价峰平谷比例为 1.65:1:0.25，同时优化了峰谷时段。根据发改办价格[2021]809 号文为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。以此为原则，电网采购的低价电优先保障居民和农业，其余低价部分分享给全体工商业用户，同时，采购的高价电分摊给全体工商业用户。

粤发改价格函[2021]2348 号文件发布后，深圳市电价做了相应调整，见图 2.17。调整后蓄冷低谷电价较之前降低，峰电提高，增加尖峰电价。常规电价各时段均比之前要高。新政策下深圳市一般工商业电价上涨。

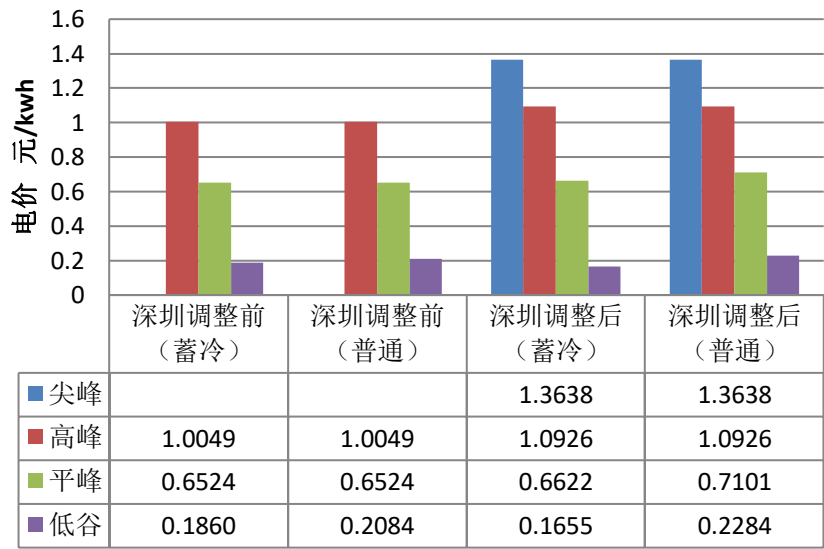


图 2.17 深圳电价调整前后对比图

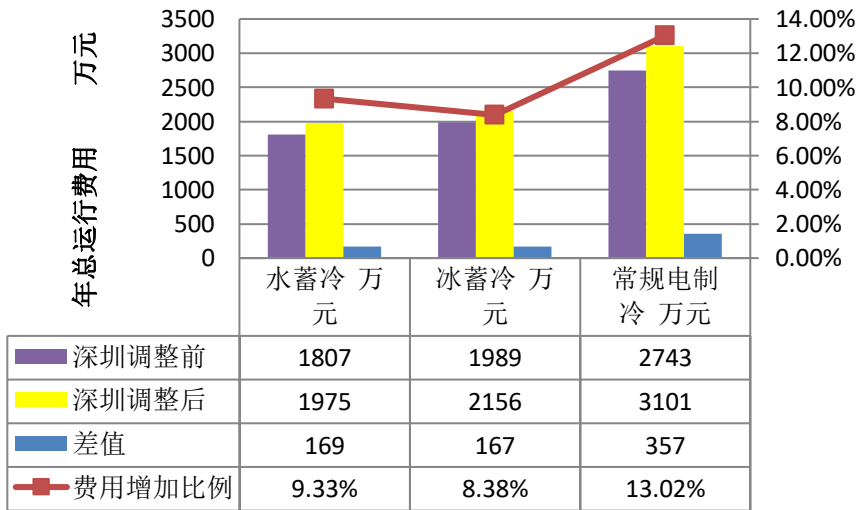


图 2.18 深圳电价调整前后用电费用对比图

在同一个区域供冷计算模型里输入不同的电价条件，得出年运行费用汇总对比，如图 2.18 深圳电价调整前后用电费用对比图。电价调整后各方案电费分别上涨，分别是水蓄冷增加 9.33%，冰蓄冷增加 8.38%，常规电制冷增加 13.02%。同样意味着电网收益分别增加 9.33%、8.38%和 13.02%。

3. 小结

“双碳”目标下，传统电力系统将向新型电力系统转变。未来，将加快向以新能源为主体的新型电力系统转变。电力系统的结构形态发生变化，从高碳电力系统，变为深度低碳或零碳电力系统。政策导向和价格杠杆对电网的电价起到关键作用，政策的不断发布，各地响应号召出台电力政策。国家初衷是保持总体用电价格稳定。但始终有用户会承担高价电力需求。

以北上深三个典型城市的区域供冷能源中心为模型，对电力不同、区域不同、同域不同电价等多种情况进行计算，分析电价对电力供需双方的影响。得出如下结论：

- 1) 区域不同，电价不同，蓄冷系统运行费用最低，且年平均电价低于该地平电电价。区域供冷是峰谷电的受益方。运行费用与常规电制冷相比具有良好的经济优势。
- 2) 同域不同电价的区域供冷系统，蓄能系统的经济性受到峰谷电力政策的影响较大，峰谷价差越大，蓄能系统优势越明显，常规电制冷系统劣势也越明显。
- 3) 增加尖峰电，提高峰电价格，与原有电价相比，各系统运行电费均增加，电网是电力价格调整的受益方。
- 4) 电力供需双方的损益评估需要根据当地的能源价格政策，合理选择区域能源系统，优化区域能源配置结构，才能获取较大的收益。