



推进碳达峰碳中和， 需重视能源碳核算问题

■ 向柳 文新茹 张浩

能源活动既是二氧化碳等温室气体排放的主要来源，也是实现碳达峰碳中和目标的关键领域。近期，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》和《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，进一步凸显了能源活动在积极稳妥推进碳达峰碳中和、促进经济社会发展全面绿色转型中独特而重要的作用。能源碳核算是能源领域降碳重大决策、政策制定和社会实践的重要基础，也是量化评估能源领域绿色低碳转型进展和成效的重要前提。

我国能源领域 碳核算体系初步形成

区域层级，生态环境部门牵头编制的国家和地方温室气体清单单列核算能源活动排放，并作为温室气体排放源五大领域之一。根据《省级温室气体清单编制指南(2025年版)》，能源活动温室气体排放主要包括能源工业、制造业和建筑业、服务业等部门化石燃料燃烧活动产生的二氧化碳、甲烷和氧化亚氮排放，固体燃料和油气系统产生的甲烷逸散排放，以及二氧化碳运输、注入与地质封存产生的二氧化碳排放。同时，将国际航空和国际航海等国际燃料的化石燃料燃烧产生的排放、生物质燃料燃烧产生的二氧化碳排放、电力调入调出的间接排放作为信息项，不计入能源活动排放总量。统计部门牵头开展的区域碳排放统计核算主要服务区域碳排放双控，覆盖范围也包括能源活动中燃料燃烧产生的二氧化碳排放。

企业层级，能源活动温室气体排放核算存在两种情况。在国家标准《工业企业温室气体排放核算和报告通则》中，能源活动的排放包括化石燃料燃烧产生的温室气体排放、购入和输出电力所产生的二氧化碳

排放、购入和输出热力所产生的二氧化碳排放、化石燃料燃烧产生的温室气体经回收作为生产原料自用或作为产品外供并确保持未再次排放所对应的温室气体排放。细分行业的企业温室气体排放核算与报告国家标准也主要参考此做法。而在全国碳排放权交易市场框架下，除发电行业外，纳管的水泥、钢铁、铝冶炼行业的企业温室气体排放核算与报告指南要求核算企业层级和设施/工序层级的化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放，但未要求核算购入或输出的电力、热力产生的碳排放，仅将购入和输出电量、购入和输出热量作为辅助报告项。

项目层级，碳排放量、碳减排量核算均受到关注。随着我国加快构建碳排放双控制度体系，建设项目节能审查、环境影响评价中开始纳入碳排放评价或温室气体环境影响评价，项目能源活动碳排放核算方法主要参考《工业企业温室气体排放核算和报告通则》及细分行业的企业温室气体排放核算与报告国家标准。此外，一些项目(如水力发电、光伏发电、风能发电)也在核算项目的碳减排量，主要通过项目产生电量同等规模电网供电的碳排放进行比较，实际是替代同等电量的减排量。全国温室气体自愿减排交易机制之下，并网光伏发电、并网海上风力发电、可再生能源电解水制氢、中深层地热能井下换热供暖技术应用工程、农业废弃物集中处理工程、煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用等温室气体自愿减排项目方法学明确，通过项目碳排放与基准情景碳排放比较核算项目碳减排量。

产品层级，产品碳足迹是产品全生命周期的所有温室气体排放量与清除量之和，能源活动是产品碳足迹核算的重要方面。根据国家标准《温室气体产品碳足迹 量化要求和指南》及具体产品的碳足迹量化方法要求国家标准，原材料获取、产品制造、产品分销、产品使用、产品生命末期等阶段的温室气体排放通过活动水平数

据与能源碳足迹因子相乘得到。其中，与用电相关的生命周期排放包括上游(如送至发电机组燃料的开采和运输、生物质燃料的种植和加工、风力和光伏发电设备生产制造等)、发电过程和下游(如核电站运行产生的废物处理、燃煤电厂粉煤灰处理等)供电系统生命周期内产生的所有温室气体排放。

当前能源领域 碳核算存在三大挑战

区域层面，跨省输入输出电力排放核算事关地方降碳公平性。“十二五”以来，我国持续开展省级区域单位地区生产总值二氧化碳排放(碳排放强度)降低核算；“十三五”时期，跨省输入输出电力碳排放核算主要通过输入、输出电量(物理电量)乘以对应电力来源省份的电力平均二氧化碳排放因子，这一方法下不需要细分输入输出的电力品种。“十四五”期间，随着全国电力市场的建设完善，开始通过交易电量实现溯源和核算，即跨省净输入电力乘以对应电力品种的平均二氧化碳排放因子进行核算，这一方法下部分水电大省存在“高碳输入、零碳输出”的问题，不利于激发可再生能源大省持续输出绿色电力的积极性。“十五五”时期，将实施碳排放总量和强度双控，亟须平衡电力碳属性的精准性和降碳公平性问题。

企业层面，非化石能源电力碳排放核算处理不统一。相比化石能源，企业电力消费具有流动性“看不见”、溯源难等问题，其中的关键是如何识别非化石能源电力并进行碳排放核算。根据《工业企业温室气体排放核算和报告通则》，企业电力碳排放核算主要涉及三种情况：一是非化石能源电力直供企业使用且未并入市政电网的非化石能源电力消费量的排放因子为零，比如自发自用、绿电直连。二是通过市场化交易购入使用的非化石能源电力消费量的排放

因子可计为零，或根据报告需求方要求单独进行核算与报告。这一方法需获取发电与用电双方签订的商业化交易合同，以及按合同执行的绿色电力证书交易凭证和由省级及以上电力交易机构出具的交易凭证。虽然我国明确将可再生电力绿色证书作为可再生电力环境属性的唯一证明，但尚未获得国际认可，企业碳排放核算存在国内国外不通用问题。三是采用全国电力平均二氧化碳排放因子(不包括市场化交易的非化石能源电量)，这一方法相对简单，但难以实现电力精准溯源。

产品层面，电力碳足迹核算加快电力体系重塑有隐忧。碳足迹核算中，电力排放主要有三种情况：一是内部发电(自发自用)，即产品消耗的电力为内部发电，且未向第三方出售；二是直供电力(一般为“绿电直供”)，即用电方与发电站之间具有专用输电线路，且所消耗的电力未向第三方出售；三是电网电力，即供应商通过合同工具的形式保证电力供应。由于我国电力结构中，以煤电为主的火电长期占据较高比例，电网电力碳足迹因子远远高于以核电或可再生能源电力为主的国家和地区，电力自发自用、绿电直连成为很多企业降低产品碳足迹、提升产品国际竞争力的重要路径，正通过零碳园区建设掀起绿色直连热潮。但这一方法下，存在国际国内碳足迹核算标准不统一、对电力直供认定规则不统一等问题，绿电直连是否有利于应对国际涉碳足迹规则挑战、欧盟等区域或国家的碳边境调节机制仍存在不确定性，需关注绿电直连将增大电力供给脆弱性、增高输电设施投资成本等问题。

亟须完善能源领域 碳核算体系

一是加强顶层设计。目前，我国已发

布《关于加快建立统一规范的碳排放统计核算体系实施方案》《完善碳排放统计核算体系工作方案》《建立健全碳达峰碳中和标准计量体系实施方案》《国家应对气候变化标准体系建设方案》等政策文件，但尚未有专门针对能源碳核算的顶层设计。可加快制定出台能源特别是电力碳核算的指导原则及实施方案、标准指南，进一步厘清区域、行业、企业、项目、产品等层面的能源活动碳排放核算指导原则、规则和方法，减少政策和规则不衔接问题，更好推动绿色低碳能源开发和消纳利用。

二是注重国际衔接。气候变化是全球性挑战，应对气候变化、控制温室气体排放具有较强的国际性，需将我国能源实际与国际规则充分衔接，避免“自说自话”和“内卷”。一方面，积极对接已有能源活动碳排放核算国际标准规则，有序推动不符合发展中国家实际、不符合发展趋势的规定和要求修订完善，着力改变发达国家地区和地区能源数据库、绿电直连定义权和供给垄断；另一方面，积极开展国际标准规则研究和制定，提升我国的国际规则影响力，加快塑造适应新型电力系统和新体系能源体系的未来国际能源核算规则。

三是突出场景适配。区域层面，统筹考虑电力输入输出碳排放公平性问题，在绿色电力绿色溢价尚未充分体现阶段探索建立电力碳排放核算补偿机制，更好调动可再生能源电力输出大省输出绿色电力的积极性和可持续性。企业和产品层面，探索和明确电力自发自用、电力直供、绿色交易、可再生能源绿色电力证书交易等与碳排放核算的关系，特别是可再生能源绿色电力证书与电力碳属性、电力溯源的对应关系，打通堵点和卡点。

四是提升溯源能力。加强能源活动温室气体排放因子和碳足迹因子计量、监测和实景数据收集(比如通过全国碳市场建设引导和推动企业开展化石能源关键参数实测和共享)，提升因子核算发布的及时性、精准性和权威性，提升因子推广应用水平，打破国外因子话语垄断。以电力领域为重点，通过人工智能等数字技术探索核算分时分压电力温室气体排放因子或碳足迹因子，进一步提升电力因子时效性和可追溯性，可优先探索在电力生产和消费大省、电力系统相对封闭的地区等开展先行先试。

【向柳系四川省环境政策研究与规划院(美丽四川建设研究中心)高级工程师；文新茹系四川省环境政策研究与规划院(美丽四川建设研究中心)工程师；张浩系中国质量认证中心有限公司高级工程师】

深化“双储联动”，构建煤炭储备可靠新机制

■ 黄祥宽

当前，国际区域持续动荡，加剧能源供给失衡风险。在我国能源体系中起着兜底保障、“压舱石”作用的煤炭，其供给平衡显得十分重要。“十五五”规划纲要明确提出，“强化能源资源供应保障”“完善煤炭储备体系”。煤炭储备及储备体系建设，已成为重要的国家政策之一。

通过近年来煤炭储备基地建设的加速推进，我国已形成“产品储备+产能储备”双轨并行的体系化发展格局，煤炭产品储备基地静态储煤能力达数十万吨，全国政府可调度煤炭储备能力超1亿吨，煤炭储备体系建设进入新阶段。

为此，应继续深化“产品储备+产能储备”的“双储联动”体系化建设，以产能储备为主，产品储备为辅，以“中央+地方+企业”三位一体为基本格局，推动煤炭储备体系化建设、超前性布局、合理性调配，筑牢国家能源稳定基本盘。

煤炭产能储备是煤炭供给稳定的根本源，在有效应对煤炭供应的周期性和季节性波动方面，更具弹性和韧性，能从根本上提升煤炭应急保障能力，更好地发挥煤炭在能源供应中的“压舱石”和“稳定器”作用。国家发展改革委、国家能源局联合发布的《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》(以下简称《实施意见》)，提出到2030年形成3亿吨/年左右的可调度产能储备，给煤炭产能储备指出了明确方向。

煤炭产品储备，具有快速响应需求、平抑市场价格异常波动、及时保障发电供暖

保民生等重要作用，且调度和释放流程简单直接，在应对短期、突发性需求波动方面，不可或缺。可以说，煤炭产能储备，是保障能源稳定安全的重要支撑。

不过，不管是产能储备还是产品储备，都面临各自的现实困境。

煤炭产能储备最明显的困难是，采煤工作面“备而不用维持难”“产能上去容易下来难”。由于煤矿建设及生产准备的特殊性，时间周期较长。据测算，装备一个大型综采工作面，需要投入高达数亿元的资金，维持年产1000万吨的煤矿处于“热备用”状态，每年需投入约8000万元，对应的成本回收难度很大。而煤炭生产的能力一旦提升上去，不可能“说停就停”。应急状态下的“向上弹性生产”容易，供应充裕时煤矿“向下弹性减产”，却会因为采煤工作面矿山压力影响、设备维护等原因，难以有效及时地停下采煤。

在煤炭产品储备方面，不仅存在大量占用场地、大量占用资金的难题，还存在煤炭易风化变质或自燃、存煤对环境的影响等技术和安全管理方面的难题，同时还面临市场价格风险，甚或可能出现“市场缺煤时储备更缺，市场煤多时储备也多”的怪圈。如何化解这些困难，是深化和完善煤炭储备“双储联动”体系化建设，增强煤炭储备可靠性的关键基础。

不管是哪方面的困难，首先要做好超前性研判、系统性布局、全局性整合，实际上就是一个如何统筹的问题。

“十五五”规划纲要提出，“统筹加强产品、产能和产地储备，推动大宗商品储运基地建设”。这就需要在做好超前研判的基



础上，以产品储备作为应急支撑，以产能储备作为弹性韧性基础，通过政府主导、企业参与、中央和地方协同，从煤炭资源到煤炭产能，再到煤炭产品，运用煤炭储备国家项目、地方基地、企业自备，实现“中央+地方+企业”体系化联动。

诸如燃煤电厂、城市供热这样涉及民生的重点领域，以及缺煤的重点地区，必须有产品储备基地。骨干煤矿企业、重点煤矿企业，必须有产能储备项目。重点运输通道、关键通道必须有突击运输预案。可建立区域性的“电煤中协+省内煤矿+储煤基地+铁路沿线发运站”四位一体保供体系，保证产能提得上、运输跟得上、产品供得上。

在政策支持方面，需要通过财政补贴、专项再贷款、利息补贴等方式缓解企业资金压力。引入社会资本、专项债券等多种渠道筹措资金，降低单一资金来源风险。在场地选择、产能指标等方面提供政策支持，并注重与生态环境保护相协调、与运输加工配送环节相融合。

各煤炭生产、运输、销售、用户企业，应在煤炭储备体系化建设中，主动参与，积极作为。响应政府规划，煤炭生产方、运输方、销售方可联合成立实体企业实施，形成多方合力。

各相关方面还可利用现代信息化、智能化技术，通过建设煤炭产销大数据平台，较早发现煤炭市场异动，提前做好保供应

和储备产能的释放。

根据《实施意见》，到2030年，我国将形成3亿吨/年左右的可调度产能储备。目前，晋、陕、蒙“煤炭三角区”煤炭产能储备项目已相继建立并通过验收，川、鄂等地的多个煤炭产品储备基地投入运行，我国煤炭储备基地建设已从“应急性、临时性”向“常态化、制度化”转变。随着“双储联动”体系的完善，我国煤炭储备将更有利于提升煤炭供给弹性，增强应急保障能力，在应对国际能源市场剧烈波动、恶劣天气多发、供需形势急剧变化等极端情形中，发挥更加积极可靠的保障作用。

(作者供职于四川川煤华荣能源有限责任公司广元分部)