



黄河流域煤炭矿区转型发展大幕开启

■ 张博 孙春升



黄河流域是我国重要的生态屏障、经济带,同时也是我国最重要的煤炭资源富集区、原煤生产加工区和煤炭产品转换区,40%以上的流域面积蕴藏煤炭资源,被誉为“能源流域”。该流域有12个探明储量超过100亿吨的大煤田,包括宁东、陕北、神东、晋北、晋中、晋东、黄陇、河南、鲁西九大国家大型煤炭基地;查明煤炭资源储量约占全国的45%,原煤产量约占全国的60%。黄河流域煤炭资源开发在相当长时期内既保障了国家能源安全,也促进了山西、内蒙古、陕西、宁夏等重点产煤省区经济社会发展。

然而,黄河流域主要处于干旱、半干旱地区,生态环境脆弱。煤炭资源开发集中区域大部分处于黄土高原,土质疏松贫瘠,水土流失严重,生态环境问题突出。加之煤炭资源开发产生采煤沉陷、耕地损毁、水资源和地表生态破坏、生态系统退化等问题,传统单一式、被动式的“末端治理”模式已不能适应现有生态环境治理与绿色发展要求。

因此,践行“绿水青山就是金山银山”的理念,可为客观认识黄河流域煤炭矿区日趋严峻的产业、生态、环境问题,变革煤炭矿区生产、生活方式与社会功能,实现经济发展和人口、资源、环境协调发展等起到重要的指引作用,同时还可丰富生态文明建设的方法论,更好地将建设美丽中国落实到具体的行动方案。

煤炭产业化化 前提是辨识开采全过程的环境影响

产业化化是践行“绿水青山就是金山银山”理念的第一层次。环境容量是具有强制约束性的煤基能源产业发展的前提条件,以往认为煤炭资源开发破坏环境,资源开发与环境保护是对立的关系。而根据“绿水青山就是金山银山”的理念,坚持“生态优先,绿色发展”,产业可以做到生态化,即在开发煤炭的同时,与生态环境保护相统一。

也就是说,煤炭产业化化是促使产业经济活动从有害于生态环境向无害于甚至有利于生态环境的过程转变。作为资源开采型产业,煤炭开发、建设与生产过程给矿区生态环境带来人为扰动与生态破坏。煤炭、覆盖层、水系、地面植被是一个生命共同体,采煤扰动了这个生命共同体,因此,煤炭矿区生态环境治理应覆盖煤炭开发全过程,包括资源勘探、矿井建设、煤炭开采、退出闭坑、生态恢复及深加工利用等方面,通过主动保护、修复甚至重构生态体系,使煤炭开发更有价值。

在行动上,依靠科学技术手段,辨识煤炭开发对生态环境的影响及扰动规律,明确生态-水-植被-土壤-煤系地层破坏特征及关键路径。基于源头控制和过程控制的理念,应协同区域自然生态系统承载能力与煤炭开发产业链的生态环境保护,即开采前进行精细化地质勘探,开采过程中进行精准化减损,开采后进行精确化恢复利用。通过水土保持、水资源保护与利用(如保水开采、建设“海绵矿井”),污染综合治理(如建设“无废矿井”“无废矿区”),生态修复等手段,建立开采过程中同步、同时的生态保护、修复与治理模式。通过妥善处理矿产资源、水资源、地表生态与环境容量之间的关系,建成绿色矿山,打造生态矿区,实现“采煤不

见煤、排矸不见矸、污水不外排、风起不扬尘、车过不起灰”。

为此,应统筹推进产业化化,精准区分煤炭开发的生态损害,变被动治理为主动引导,推动煤炭产业实现从“末端治理”走向“全过程治理”,从“先开采后治理”走向“边开采边治理”,从“先开发后保护”走向“开发协同保护”,建立山水林田湖草沙等系统综合协同治理的方案,构建全要素、全过程、全方位的生态保护模式。

生态产业化化 要求“绿水青山”可计量、考核、获得

生态产业化化是践行“绿水青山就是金山银山”理念的第二层次。在产业开发协同生态保护的基础上,以生态开发促进产业多元发展,既强调生产活动的绿色低碳转型,又强调生态环境的价值转化。生态产业化化不仅要严守生态红线,而且要坚持高质量发展,挖掘、开发、创造生态资源,推动生态产业体系建设,将生态资源优势转化为经济优势。

也就是说,生态产业化化一方面是自然资源的资产化、产业化,另一方面是让“绿水青山”转变为可计量、考核、获得的“金山银山”。不仅要考察自然资源的经济价值,还要考察其生态价值。同时,生态服务、生态产品、生态碳汇也是经济资源,可以转化为“金山银山”。

在行动上,运用现代生态化技术改造、重组、再造生态经济结构,采取井下生产与地面农林业联动、水资源保护与开发利用联动、煤炭清洁生产与清洁转化联动、生态修复与生态产业开发联动等方式,把地下、地上的产业活动纳入矿区生态系统中。按照社会化大生产、市场化经营的方式提供生态产品或服务,推动生态要素向生产要素转变,构建现代生态产业体系。煤炭矿区生态环境的改

善不仅是一种“软实力”,还能成为“硬实力”,以良好的生态环境条件带动其他产业发展,让优质的生态环境成为有价值的资源,像土地、技术、资本、劳动力等一样,成为支撑社会经济高质量发展的生产要素,实现产业活动和生态系统良性循环、可持续发展。

当前,黄河流域煤炭矿区生态产业开发处于零星分散、小规模、低水平状态,还未形成系统的生态产业化思路。一些煤炭企业已经积极行动起来,尝试不同的生态产业化思路,如开发生态农业助力长效脱贫,融合煤炭工业和文化、旅游等产业,将矿区绿化和沙漠治理结合起来,发展土地整治与生态修复科技产业等。对此,应坚持因矿制宜,拓宽生态产业化途径,强调生态价值向经济价值转化,推进资源环境要素向资产化转化,实现生态资源的保值增值,建立生态建设与经济发展间的良性循环机制,实现生态效益、经济效益和社会效益最大化。

生态与产业共生

需完善资源产权、监管等制度体系

生态与产业共生是践行“绿水青山就是金山银山”理念的第三层次。坚持生态环境与经济发展共赢的理念,指引煤炭开发走出“先污染后治理”模式的窠臼,以资源消耗最小化、环境损害最低化、社会经济效益最大化,解决发展中的不平衡、不协调、不可持续等问题。

黄河流域是全面推进乡村振兴的重要区域,特别是中上游地区经济发展有赖于煤炭开发。煤炭矿区生态与产业共生的目的在于推动第一、第二和第三产业协同发展,整合、优化生态资源,突显生态产品的社会价值,打造产业与生态良性循环、协同发展的生态圈,走生产发展、生态良好、生活富裕的道路。

在行动上,要联动企业与地方,积极探索煤炭矿区社会经济发展与环境保护协调发展的模式,构建产业集聚的生态体系,提高社会治理与公共服务水平,使矿区成为可居、可业的发展空间。同时,与矿区的新产业培育、资源型城市转型、城镇化建设、国家和地区发展战略相结合,通过煤炭产业发展积累人才、技术、资金、知识,反哺新兴产业培育与发展,积极谋划未来矿区经济的转型发展,形成“资源开发与承载能力相匹配、生态保护与绿色发展相促进、核心产业和新兴产业相结合、企业进步与社会发展相统一”,以及各具特色、充满活力的生态经济和经济生态。

“十四五”期间,黄河流域煤炭矿区生态保护与高质量发展进入新的历史时期,亟须以“绿水青山就是金山银山”理念为指引,以“生态保护-产业生态-高质量发展”为主线,通过技术手段、制度工具、社会治理模式的创新,切实推动煤炭矿区向产业生态化、生态产业化、产业与生态共生发展。

针对现有煤炭矿区生态环境治理能力与手段落后、现代信息技术应用不足、生态产品价值实现机制不明确等问题,应完善矿区自然资源产权、生态资源监管、生态修复、生态监测评价、生态资源经营与市场配置、生态补偿、财税金融扶持等制度体系,构建核心技术研发应用、高层次专业人才培养及绿色投融资管理等平台,多渠道、多途径、多领域提供政策与资金支持。

如前所述,黄河流域煤炭矿区践行“绿水青山就是金山银山”理念,将改善矿区自然与人居环境,促进矿区经济转型和可持续发展,助力区域城乡协调发展,并为世界矿区可持续发展贡献“中国经验”“中国智慧”。

(张博系中国矿业大学(北京)管理学院教授、博士生导师;孙春升系煤炭工业规划设计研究院有限公司研究员)



电力碳排放核算与监测体系亟待升级

■ 马溪原 陈彬 盘和林 黄彦璐

7月16日,全国碳排放权交易市场正式启动,标志着我国碳达峰、碳中和目标落实进入新阶段。目前,首批纳入全国碳排放权交易市场的2000多家企业均为发电企业,电力作为我国碳排放占比最大的单一行业,减排效果对实现碳达峰、碳中和目标至关重要。2020年电力行业碳排放总量约36亿吨,预计未来将达45亿-50亿吨,在碳达峰、碳中和目标下,需要更有效地推进可再生能源对化石能源的替代,降低电力行业碳排放。其中,电网是连接发电侧与用电侧的枢纽,在推动新型电力系统建设和电力行业低碳转型中将发挥越来越重要的作用。

可分别从发电侧、电网侧、用电侧降碳

发电侧碳减排。过去10年,单位火电发电量二氧化碳排放强度约下降至838克/千瓦时,可再生能源装机占比达40%左右,发电行业低碳转型成果显著,但减排潜力仍很大。为此,一是通过化石能源节能减排创新技术开发与应用实现降碳减排;二是通过提升对可再生能源的消纳,推动可再生能源对化石能源的替代。据统计,2020年南方电网通过可再生能源发电增量与节能发电调度产生的环境效益相当于减排二氧化碳约2.2亿吨,未来可通过新型电力系统建设更有效地推进可再生能源对化石能源的替代,进一步挖掘发电侧减排潜力。

电网侧碳减排。电网企业自身碳排放主要来自于两方面:一是广泛应用于断路器、电流互感器等开关设备的六氟化硫,其温室效应相当于二氧化碳的23900倍,现

选用适合实际情况的电网碳排放因子。电网碳排放因子是指电网覆盖区域单位电量的碳排放水平。显然,区域内的火电比例越高,碳排放因子越大;可再生能源比例越高,碳排放因子越小。

电网碳减排方法学的适用性。随着全国碳市场启动,与电网企业相关的CCER(核证自愿减排量)方法学再度受到关注。

由此可见,电力行业低碳转型是一项具有宏观性、全局性的战略工作。要顺利推进能源低碳转型与电力碳减排,前提是扎实做好电力碳排放核算与监测,主要包括以下内容:

选用适合实际情况的电网碳排放因

目前我国采用的区域电网因子,是由国家发改委应对气候变化司组织国家应对气候变化战略研究和国际合作中心根据2012年的发电量、发电燃料消费量及发电燃料平均低位发热量等数据加权测算得到的,经过“十三五”期间可再生能源的大幅增长与传统火电企业的降碳改造,该数值与实际情况已有较大差异。如南方电网的非化石能源装机量占比从2017年的50.2%提升到2020年的55.6%,2018-2020年通过西电东送累计减少超过1.6亿吨标煤燃烧,平均每年减少约1.4亿吨二氧化碳排放。如何选用适合实际情况的碳排放因子,以尽可能及时、准确、客观评估电力行业碳排放水平,是亟待解决的问题。

科学评估电网碳减排成效。根据《中国电网企业温室气体排放核算办法与报告指南(试行)》,电网企业碳排放主要在于六氟化硫排放和输电线损。实际上,电网企业的六氟化硫回收和循环利用率不断提升,可进一步挖掘的空间有限;电网线损率已接近甚至达国际领先水平,且随着我国工业化、城镇化进一步发展,全社会用电量将进一步提升,通过技术和管理手段降低线损的难度也越来越大。

同时,电网在消纳可再生能源方面发挥着不可替代的作用,对风电、光伏发电等出力具有随机性、波动性、间歇性的新能源而言,电网需配套建设送出工程、提升智能化水平和运行灵活性及配置储能等灵活性调节资源。在这种情况下,如何在电网碳排放的核算边界中明确由此产生的减排成效,值得进一步探讨。

电网碳减排方法学的适用性。随着全

现有的CCER方法学大部分源于《京都议定书》中引入的清洁发展机制,与国内实际情况存在一定差距。以可再生能源并网发电的CCER方法学(CM-001-V02)为例,一方面,该方法学形成的减排碳资产全部归属于可再生能源发电端,没有考虑电网在输电中的作用;另一方面,由于风电、光伏发电的成本大幅降低,可再生能源发电项目将产生一定收益,导致CCER项目的额外性论证存在困难。

因此,需选用更科学、适用的方法学,开展电网碳减排核算,以利于电网企业通过全国碳排放权交易市场提升碳资产的管理与运营能力,进而推进电网对可再生能源的消纳。

需充分发挥电网的平台、网络效应

由此可见,电网企业降碳减排将对整个电力行业低碳转型产生显著的综合作用,有必要优化当前电网的碳排放核算体系,充分发挥电网在电力行业低碳转型过程中的平台效应与网络效应,以提高可再生能源消纳、推动绿色生产生活方式作为电力行业实现碳达峰、碳中和的路径与抓手。具体应从以下三个方面入手:

构建适用于电力碳排放的核算标准与方法学。新的核算标准与方法学应聚焦三个方面:一是充分体现电网对发电侧可再生能源消纳的贡献,以及对用电侧电能替代的引导效果,合理划分电力碳资产的核算边界;二是基于可再生能源装机容量的实际情况,重新测算区域电网碳排放因子,并逐步精确到省、市,以便为各地方政府制定更加科学的碳减

排规划提供依据;三是改良CCER方法学中的额外性认定,减少项目可行性与额外性的论证矛盾,使CCER项目更符合电网实际。

发挥电网大数据优势,构建电力碳监测与追踪平台。电力碳排放核算是一项系统工程,基础在于准确掌握电力系统实时的碳排放数据,因此需通过大数据、云计算、物联网、人工智能等数字技术赋能电网,对风、光、水、火、气等不同能源发电、输电、用电全环节的碳排放数据精准进行监测与追踪,以实现对电力系统碳排放趋势的预测、碳达峰路径的评估。目前,南网电网已启动该项工作,将在电力碳足迹的数据平台建设方面率先突破。

探索建立碳排放权交易市场、可再生能源绿证交易市场、电力交易市场的联动机制。从欧美国家节能减排发展历史来看,可再生能源配额与碳配额、绿证市场与碳市场应形成相辅相成的联动机制。目前国内可再生能源绿证交易市场尚未完全形成,电网对可再生能源的超额消纳不能直接核算为电网企业的碳资产,可再生能源配额与碳配额可能会对发电企业形成重复约束。未来应着力探索上述市场的联动机制,使发电企业、电网企业的碳资产核算更合理、碳配额与CCER的交易价格更准确,并通过多个市场的联动促进可再生能源并网消纳,进而推动整个电力行业低碳转型。

(马溪原系南方电网数字电网研究院绿色能源团队负责人;陈彬系南方电网公司数字化部大数据管理处负责人;盘和林系中南财经政法大学数字经济研究院执行院长、教授;黄彦璐系南方电网数字电网研究院绿色能源团队研究员)