

今年国内煤炭进口能否回升?

■本报记者 杨沐岩

海关总署日前公布的数据显示,2025年我国共进口煤炭49027万吨,同比下降9.6%。2025年由此成为近10年来,除2022年之外第二个进口量负增长的年份,作为主要进口煤种的动力煤进口同比降幅更是达到12%。

2025年,国内煤炭供应量提升,煤炭消费却出现自2017年以来的首次同比负增长。不仅国内对进口煤炭需求收窄,全球煤炭贸易都在2025年呈现下降态势。业内预测,到2030年,全球动力煤贸易量或持续收缩,焦煤有望在冶金需求支撑下显现韧性。进入2026年,海外煤炭主产国或为稳定煤价开始收缩产量,我国煤炭进口总量或延续小幅减量趋势。

国内供应充裕,进口增转降

不同耗煤行业所需的煤种有所不同,因此进口煤炭的来源和品种十分多样。从煤种看,发电需要燃烧稳定的动力煤,炼钢所需的焦煤注重结焦性,而化工用煤则注重反应性,对燃烧要求反而不高。

煤种不同,煤炭出口国的优势也不同。印度尼西亚煤炭低硫、低成本,是我国动力煤进口的重要来源。澳大利亚提供较高热值的动力煤,适合电力和工业锅炉。蒙古国则是我国主要的焦煤进口来源国。

不同国家的进口方式也不同,海运量大、成本低,中国是全球28%海运煤炭的目的地,其中87%是动力煤。陆上输入也是煤炭进口的重要渠道,例如蒙古国与我国接壤,优质焦煤可直接通过铁路运往国内,避免海运费用变动和港口

转运影响。

长期以来,我国一直是全球最大煤炭进口国。2023—2024年,国内煤炭进口量连创历史新高,中国煤炭工业协会统计数据,2024年煤炭进口量同比上涨14.4%,达到5.43亿吨。而在2023年,净进口煤炭4.7亿吨,同比增长达62.5%。

2025年煤炭进口“由增转降”,国内生产供应充裕是重要原因。

2025年全国规模以上工业原煤产量达48.3亿吨,全国煤炭产量已连续9年,但近年煤炭消费需求不断收缩。中国煤炭工业协会党委书记张宏在2026年度全国煤炭交易会上表示,2025年前10个月,电煤消费占比超60%,但燃煤发电量已从长周期较快增长转为波动回落。同期,冶金、建材行业耗煤进入峰值平台期并呈下降趋势,煤化工行业耗煤保持适度增长。

国际市场变化,焦煤显韧性

中国煤炭进口量的变化也和国际煤炭市场有直接关系。国际能源署发布的《2025煤炭报告》指出,全球煤炭贸易在2024年达到15.44亿吨的历史新高后,在2025年下降5%至14.68亿吨,出现自2020年以来的首次下滑。到2030年,全球煤炭进口可能出现大幅下降,发达经济体煤炭进口量预计持续收缩。

2025年,除我国煤炭进口量下降外,作为第二大煤炭进口国的印度,也因需求收缩和国内煤炭产量增长导致煤炭进口增速放缓。动力煤国际价格持续下降,已



接近生产成本,利润不断收缩。煤炭海运费用下降和供需宽松也加剧了出口国的竞争。作为最大煤炭出口国的印度尼西亚,全年出口减少约5000万吨,同比减少9%。哥伦比亚、澳大利亚煤炭出口量也呈现收缩态势。

国际能源署预计,到2030年,全球动力煤贸易量将降至9.36亿吨,相比之下,焦煤贸易将显韧性,有望回升到2024年的水平。特别是印度钢铁行业对进口煤的需求强劲,将刺激全球焦煤贸易需求。

当前,焦煤仍是钢铁生产最重要的原料之一,替代路径尚未形成规模。2025年我国累计进口焦煤1.2亿吨,同比下降3.0%。尽管全年粗钢和生铁产量小幅收缩,但在“以需定产”局面下,金属冶炼仍支撑着我国焦煤的进口需求。2025年12月,蒙古国煤炭出口量达到1062万吨,同比增长67%,创历史新高,我国是其出口主

要目的地,蒙古国也是我国焦煤进口主要来源国。据海关总署统计,2025年12月我国焦煤进口同比增长28.6%。

新一年,进口何去何从

除了蒙古国,印度尼西亚也于2025年12月加大煤炭出口量,我国动力煤进口量随之同比上涨7.66%。焦煤、动力煤进口量同步提升,推动12月煤炭进口总量上涨,较去年同期增长11.9%。

单月煤炭进口量企稳回升的主要原因,在于正值冬季保供,煤炭市场正处旺季。

中国煤炭市场网分析,近期国内部分煤矿加强安全检查,逐步进入减产、停产阶段,国内煤供应减少促进了进口需求。煤炭价格也在1月止跌企稳,巩固了进口煤炭的价格优势。同时,国内对高卡、低硫的优质煤种需求依然旺盛,进口需求从

量走向提质。

但短期煤炭抢运,也反映出海外煤炭供应端长期的不确定因素。长江证券预测,2026年国内煤价中枢有望抬升,而供给扰动事件增加、成本刚性抬升、资源枯竭等海外供给脆弱性因素逐步加剧,进口煤量易减难增,特别是印度尼西亚煤炭面临减量风险。

印度尼西亚近期表示,2026年可能将煤炭生产配额削减至6亿吨左右,远低于2025年实际产出的7.9亿吨水平。2025年印度尼西亚煤炭产量已同比下降约5.5%,加之本国需求快速增长,2026年出口量仍存下滑可能。此外,近10年来,澳大利亚煤炭产量也逐次下行,其到中国的行程相比印度尼西亚更长,开采成本提升、价格压力、煤企闭矿等因素也可能影响价差,使其进口量收窄。市场分析认为,整体看,2026年我国煤炭进口仍存变数。

上接1版

山西以能源蝶变重塑发展新图景



图为2024年10月1日,国网山西送变电公司高空作业人员在山西省临汾市古县陇东—山东±800千伏特高压直流输电线路工程(晋2标)施工现场进行附件安装作业。王浩/摄

系统重构,新型电力系统协同兼具韧性

除了稳固传统基石,山西还提出“风光水火储一体化联动”,加快构建新型电力系统,以空前力度拥抱新能源。这超越了单一能源品种的规模“竞赛”,进入强调协同互补、集成优化的新阶段。

能源“新”系统的构建体现于三个维度——

首先是能源品种的立体融合。除规模化开发风电、光伏,山西发布的相关文件特别部署配套发展氢能、甲醇全产业链,并明确推动新能源集成融合,拓展新能源非电利用途径。这意味着,富余绿电将转化为绿氢、绿醇等易于储存和跨领域应用的二次能源,为交通、化工等领域提供清洁燃料和原料,破解可再生能源的间歇性难题,形成电、氢、醇等多能互补的供应网络。

其次是电力系统的智能化升级。其中,加快构建新型电力系统是核心任务,关键在于“源网荷储”一体化发展。通过科学布局抽水蓄能,大力发展新型储能,建设智能电网,并积极推进分布式新能源、微电网、虚拟电厂开发。未来的山西电网将从一个电力输送的“单向通道”,演变为发电侧、电网侧、用户侧与储能设施实时互动、灵活响应的智慧生态网络。虚拟电厂能够聚合海量的分布式资源,像调度一个传统电厂一样参与电网平衡,以全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平。

中国工程院院士武强指出,能源革命必须从拼“装机容量”转向看“实际发电量”,而实现稳定发电量的关键,在于储能、火电改造、智能电网构成的系统调节能力。最后是基础设施的协同支撑。山西将加码建设新型能源基础设施,并统筹就地消纳和外送,建设完善特高压输电通道,确保新增清洁能源既能服务本地的绿电产业园区、零碳工厂,也能通过“晋电外送”优化全国能源资源配置,将山西的能源转型红利惠及全国。

动力再造,科技策源与市场机制双驱动

蓝图实现,离不开强劲而持久的驱动引擎。山西

将能源转型的动力明确为“科技创新、体制创新和开放合作”三位一体,打造内生性发展能力。

在科技创新层面,目标直指打造能源科技创新重要策源地和成果转化基地,攻关清单既覆盖现实需求,也前瞻未来布局。

一方面,精准突破煤炭智能绿色安全开采、煤铝共采、灵活高效发电、煤层气开发利用等传统领域升级技术;另一方面,全力攻坚新能源、储能技术、“人工智能+能源”、碳捕集利用与封存(CCUS)等前沿与颠覆性技术。这些技术突破,是推动煤炭分质分级利用、现代煤化工高端化以及新型电力系统稳定运行的根本保障。

山西省科技厅党组书记、厅长陈望远公开表示,将立足山西省实际,以全链条创新驱动为核心,形成支撑新型能源体系的系统性解决方案,为能源转型高质量发展注入科技动能。

在体制创新层面,核心是健全适应新型能源体系的市场和价格机制,持续深化电力市场化改革,主动融入全国统一电力市场,同时加快建成辐射全国的煤炭、焦炭交易中心。此举旨在将山西的实体能源优势,转化为市场话语权和价格影响力。

更为创新的思路是做强“绿色能源+”新业态,大力发展“绿色能源+制造、+交易、+认证、+金融”等模式。这意味着,山西将利用规模化、低成本绿电优势,吸引高端制造业聚集,发展绿色金融与认证服务,将能源优势转化为产业竞争优势,形成“绿电—绿产—绿金”相互促进的良性循环。

在产业协同层面,能源转型与建设特色装备和先进制造基地紧密联动。山西将围绕能源开发、绿色矿山、交通物流等领域,突出智能化、绿色化、品牌化发展。这也意味着能源革命将直接拉动山西装备制造产业升级,智能煤机、煤层气装备、电力装备、新能源重卡等产业将获得巨大市场空间。而先进制造业的发展,又为能源系统提供了更智能、更高效的硬件支撑。

从保障国家能源安全的“压舱石”,到全国能源科技创新的“策源地”,再到“绿色能源+”产业生态的“示范区”,山西“十五五”时期的能源征程,将是一场从输出能源到输出方案、从依赖资源到驾驭创新的深刻蜕变,最终指向的是一个更具韧性、更可持续、也更具影响力的能源未来。

上接1版

“三步走”梯次有序推进

《指导意见》提出“实施分阶段梯度培育”,有序推进零碳工厂建设工作。其中,优先选择脱碳需求迫切、能源消费以电力为主、脱碳难度相对较小的行业先行探索,逐步完善相关规划设计、能源供应、工艺技术、管理运营和商业模式,待条件成熟后再向碳排放强度高、脱碳难度大的行业逐步推进。

此外,2026年起将遴选一批零碳工厂,做好标杆引领。到2027年,在汽车、锂电池、光伏、电子电器、轻工、机械、算力设施等行业领域,培育建设一批零碳工厂。到2030年,逐步拓展至钢铁、有色金属、石化化工、建材、纺织等行业领域,探索传统高耗能产业脱碳新路径。

“这种因业施策、循序渐进的工作部署,充分考虑行业发展特点、碳排放特征、脱碳技术难度及成本效益等方面的因素,既在汽车、锂电池等优势领域打造领跑者,又为钢铁、有色等传统高耗能行业探索转型路径,体现了系统观念与底线思维的有机统一。”潘小海指出。

构建全过程全链条降碳体系

“零碳工厂建设是一场制造模式的系统性变革。”潘小海认为,在全球产业竞争格局深度重塑的当下,其内涵与价值已超越单纯的节能减碳范畴,正逐步发展成为驱动制造业绿色转型、提质增效的全新发展模式。

《指导意见》要求,以全产业链提质增效升级和绿色低碳转型为主线,坚持因业施策、创新引领、稳妥有序,推动工业企业生产技术变革和生产方式优化重构,大幅降低碳排放,做强绿色制造业,发展绿色生产力,构筑产业高质量发展新优势。

“《指导意见》立足区域发展实际与行业禀赋特点,明确健全碳排放核算管理体系、加快用能结构绿色低碳转型、提升能源利用效率、开展重点产品碳足迹分析、提升数字化智能化水平,以及开展碳抵消和信息披露六大零碳工厂建设路径,构建起‘源头减碳—过程脱碳—协同降碳’的全过程全链条降碳体系。”潘小海说。

值得注意的是,《指导意见》将“健全碳排放核算管理体系,实现科学算碳”排在首要位置。对此,中国电子技术标准化研究院副院长陈大纪告诉《中国能源报》记者:“通过采用权威、统一的核算规则,确保不同企业‘算同一笔账’,让零碳工厂建设建立在一致、可靠的数据底座之上。同时,《指导意见》鼓励开展重点工业产品二氧化碳排放核算,为未来企业碳排放管理延伸至产业链上下游,涵盖全生命周期管理打好基础。”

“能源使用”仍是零碳工厂建设的“重头戏”,其贯穿“源头减碳”与“过程脱碳”两大关键环节。在前一个环节,《指导意见》重在加快用能结构绿色低碳转型。在保障能源电力安全供应的前提下,持续提高可再生能源使用比例,推进多能高效互补利用,强化清洁低碳氢能应用,提升电气化水平。在后一个环节,则重在提升能源利用效率,紧扣大规模设备更新与技术改造契机,推动生产过程系统性优化,切实打通过程脱碳的关键堵点。

“通过构建以可再生能源为核心的清洁低碳能源系统,打造以低碳化为特征的绿色高效生产工艺,搭建以智能化为支撑的能碳管控服务体系,推动工厂实现全流程自主减排并持续迭代优化,从而始终保持能效最优和碳排放最低的运行状态。”潘小海说。

政策牵引和标准基础是关键

零碳工厂建设是一项兼具创新性与复杂性的系统工程,不仅涉及能源供应和生产过程,还涉及政策标准、管理运营和商业模式的集成创新,不同地区、不同行业的认知、具体实施路径和难度都很大。

“零碳工厂建设还面临评价要求不统一、关键技术待验证、碳排放统计核算基础薄弱等问题,亟需加强方向指引和技术指导,激发企业节能降碳内生动力。”上述工信部节能与综合利用司负责人指出。

在此背景下,《指导意见》强化政策牵引、标准供给和市场驱动,致力于构建产业链与服务链、资金链协同发展的降碳生态。例如,鼓励各地政府、企业、市场等多主体协同创新,探索零碳工厂建设的有效模式,协调解决实施中遇到的困难,利用多种政策手段支持零碳工厂建设。

谈及建设成败的关键,陈大纪坦言,关键在于零碳工厂“怎么减”,落脚点是“有标准可对标”。

近年来,我国零碳工厂标准体系建设呈现出团体标准先行、地方试点活跃的格局,目前已有相关团体标准30余项,相关行业协会、第三方机构等依托相关团体标准开展零碳工厂建设及评价工作,涌现出一批零碳工厂建设的典型案例和先进经验。

“整体看,不同标准对零碳工厂的内涵外延尚不统一,也没有从标准层面对零碳工厂的建设路径及成效等提出明确统一的要求,导致建设结果参差不齐。”陈大纪表示,亟待构建统一权威的国家标准体系,为零碳工厂规模化推广奠定坚实基础。

“一方面,应通过国家通用标准统领,结合重点行业工艺流程、能源结构和排放特征,细化零碳工厂的核算边界、关键指标、重点环节控制要求和主要减排路径,增强针对性和可操作性;另一方面,还需加强与国际通行规则衔接,提高标准国际可比性,便利企业参与全球绿色供应链合作。”陈大纪说。

据了解,中国电子技术标准化研究院已提出《零碳工厂通用要求》国家标准立项申请,进一步明确我国零碳工厂的建设路径与技术要求,为不同地区、不同主体开展建设评价提供统一依据,减少口径不一带来的尺度差异。

工信部节能与综合利用司负责人介绍,零碳工厂通用要求等基础通用标准之外,还将组织相关机构研究制定分行业零碳工厂的建设指南与评价导则,并加强与国际标准的衔接。另外,《指导意见》提出将加快制定针对行业/企业、工序/单元、产品、项目等层面的温室气体排放核算标准和技术方法指南,以及企业温室气体信息披露、产品碳足迹信息披露等相关标准。

零碳工厂迎来国家级「施工图」