

找水比找煤难，西部煤矿如何绿色开采

■本报记者 朱妍

“我国煤炭资源赋存现状是‘西部多、中部富、东部区域枯竭’，今后很长一段时间内，保障供应主要依靠晋陕蒙三地。但西部地区生态环境脆弱，采煤进一步带来地表开裂、区域性水位下降、植被受损等问题。煤炭开采必然产生采动损害，再先进的国家也无法避免。如何实现绿色开采，是煤炭工业高质量发展必须破解的重大难题。”中国工程院院士、西安科技大学煤炭绿色开采地质研究院院长王双明近期在多个场合都表达了这一观点。

在煤炭行业供给侧结构性改革、中东部矿井面临资源枯竭等背景下，以晋陕蒙为代表的西部地区，煤炭产量已占到全国总产量的70%以上。然而，由于西部多处于干旱、半干旱地区，“找水比找煤都难”，加之生态本底脆弱，这些矿井所面临的环境约束与日俱增。如何在开发煤炭资源、保障能源安全的同时，实现可持续发展的绿色开采，已成为行业的严峻挑战。

保供任务艰巨，但水资源严重匮乏

以大兴安岭—太行山沿线为界，以东部地区经济发展活跃、用能需求较大，煤炭资源却已趋于枯竭。王双明表示，新疆虽资源丰富，但因地质条件复杂、运输距离过远，“远煤解不了东部的近用”，现阶段使用较为困难。而晋陕蒙等地集中了我国60%以上的煤炭资源，目前已成为开发主战场。“国家规划的14个大型煤炭基地，有6个就分布在西部黄河流域的‘几’字形湾。”

预测显示，随着生产重心西移，到2035年，西部地区煤炭产量占比将达到

90%，开采随之由浅部向深部转移。“晋陕蒙加上宁夏、甘肃五地，水资源不足全国总量的1/25，年蒸发量是降雨量的6倍左右，水资源短缺是规模开发的关键瓶颈。反过来，煤炭规模开采又引起地表沉降、地面塌陷和裂缝等问题，导致矿区地下水水位大范围、大幅度疏降。”中国工程院院士彭苏萍指出，现有方法和技术，已难以支撑煤炭开采与生态环境的协调发展。

王双明进一步称，西部煤炭富集区主要位于沙漠黄土广覆盖区，地表生态与地下水埋深关系密切。由于当地水资源蒸发量大，水位埋深不可过浅。没有实施煤炭开采前，煤层与地下水层之间存在着隔水岩组，相当于一定厚度的保护层。而采矿工程在地下形成巨大空间，原先的地质条件发生变化，当隔水岩组遭遇破坏，就会导致水位下降、生态退化。

“地表一旦开裂，对植被、农田等造成伤害，恢复困难。”王双明举例，煤炭采空后第2年，影响最为严重；第5年，环境影响可初步改善。直到到第10年才有望明显改善，但依然达不到此前的生态质量，需施加修复等手段。

水问题进一步加剧其他环境影响

记者了解到，作为西部煤炭开采面临的重大问题，水资源进一步加剧大气、土壤等其他环境影响。

中国矿业大学副校长周福宝坦言，因资源丰富且易于开采，西部矿区采煤机械化程度、生产强度普遍较高，井下粉尘排放强度相应较大；由于矿体埋藏深，井下运输多靠防爆柴油机车，在大

幅提升效率的同时，也排放大量尾气、氮氧化物等。“部分矿区粉尘浓度高达3000毫克/立方米，对矿工职业健康造成威胁。”

“恰恰因为煤质好、油性大，西部煤炭资源亲水性差。加上水资源本就匮乏，常规用水来除尘往往存在效率问题。粉尘治理难度大、浓度居高难下，导致西部矿区职业病的发病年龄及其周期，也不同于传统意义上的认识。”周福宝称。

中国矿业大学(北京)土地复垦与生态重建研究所所长胡振琪指出，干旱缺水还导致西部植被稀少，地表覆盖较厚风积沙层，保水保肥能力差，水土流失严重。一旦遭到破坏，生态恢复治理更难。“如果说水是生命之源，土是生命之基，植被就是生命之根。面对水土流失、地表形变与破裂、原始植被破坏等问题，亟须采取减损与生态修复措施，这也是当前技术难题所在。”

对此，神东煤炭集团副总经理、总工程师杨俊哲深有感触。作为亿吨级煤炭生产基地，神东矿区肩负重任。地处黄土高原和毛乌素沙漠过渡地带，矿区生态环境又很脆弱，是国家级水土流失重点监督区与治理区。“若采用传统开采方式，必将破坏地貌、植被等环境，加剧土地风蚀荒漠化趋势，带来地表塌陷、空气恶化、煤矸石污染等问题。如何解决超大规模开采与生态环境保护之间的突出矛盾是一大难题。”

重视全生命周期的绿色服务

在王双明看来，水环境破坏并非单一矿井造成，而是煤炭开发产生的综合问题。“矿区发展带来周边人口聚集，工

业用水、生活用水、生态用水增加，区域性水位随之下降。建议西部地区把地质工作做细，根据矿区不同地质条件的变化规律，以‘煤水共生’研究为基础，以保护生态水位为核心，实施减沉、减损、保水、绿色开采技术。”

彭苏萍也称，理论和技术创新是实施生态环境修复的迫切需求。“根据不同区域的环境与生态现状进行规划，通过人工修复技术与自然界的自修复作用一起，实现从被动防治到主动治理。资源富集区的煤炭开采强度高，需采用先进方法对水资源和生态特征进行系统调查，分析它们与煤矿开采之间的关系，对水资源展开有效保护。”

除了技术，生态环境部环境工程评估中心研究员郭二民提出，应重视煤炭开采全生命周期的绿色服务。具体而言，采前重视科学规划，绿色先导、采治同步，采中注意不沉陷技术、敏感区开采等难点，采后重视承载力修复、复绿复垦等。“充分考虑自然生态条件、沉降影响等因素，定制生态重建与恢复方案，确保与周边生态环境相协调。此外，还要明确恢复的质量标准，做好生态系统稳定性的监控监测。”



郑州：铁路部门持续推进煤炭运输“公转铁”



图片新闻

12月4日，河南郑州，亚洲作业量最大的列车编组站——郑州北站里的货运列车。入冬以来，煤炭及大宗货物运输需求持续提升，中国铁路郑州局集团有限公司发挥河南物流枢纽优势，推进货物运输“公转铁”，全面提升装卸车效率。该公司在11月煤炭发送量同比提升4.0%、零散货物发送量同比提升1.5%。

人民图片

光伏、风电、火电等领域储能成本均大降 储能行业进入快速降本通道

■本报实习记者 韩逸飞

日前，青海光伏竞价项目配套储能项目开标，最低逼近1元/Wh的储能单价刷新整个储能圈。

就在不久前有业内人士预测，最快2021年末储能系统价格将降至15元/Wh，然而此次参与青海光伏竞价储能项目投标的四家企业给出的价格，最高仅为1.23元/Wh。不少业内人士称，“储能降价速度高于预期”，尤其是1.06元/Wh的报价，更是震撼了整个行业。

各领域储能成本均大幅下降

但据记者了解，此次青海光储价格的快速下降，只是储能降本大趋势中的最新案例。事实上，各领域的储能成本都在快速下降。

例如，2020年初，多个风电配套储能项目陆续开标，电池储能平均成本从1月份的2.549元/Wh降至3月份的1.643元/Wh，一个季度内储能成本下降近三成。而作为商业模式较为成熟的火储调频领域，2019年10月广东湛江储能调频项目（规模为21MW/10.5MWh）参

与投标价格最低为6.53元/Wh、最高为8.22元/Wh，而在今年9月开标的广东同一储能调频项目，参与投标的六家企业给出的单价最低为5.75元/Wh、最高为7.59元/Wh，较去年下降了约10%左右。另外，最近开始招标的某储能调频项目最高限价约5.14元/Wh，相较一年前的中标价格也降了21.29%。

“储能行业目前还处于‘发芽阶段’，尤其在‘新能源+储能’应用场景方面，还是依靠政府强力推动新能源必须配套储能。低价策略可以降低一部分新能源厂家配套成本，增强新能源厂家接受度。”梧桐树新能源新材料基金投资总监张大鹏表示。

成本下降得益于锂电大发展

据记者了解，储能成本下降的主要原因在于电池技术的飞速发展。

张大鹏认为，电池成本仍有下降空间，而与之密切相关的储能成本也会继续下降。“彭博新能源财经(BNEF)数据显示，2019年电动汽车动力电池每千瓦

时成本约为156美元，较2010年每千瓦时1100美元的成本下降了85%。随着锂电池行业的进一步规模化发展，未来在上游原材料价格不发生大波动的前提下，电池成本预计还会有20%-30%的下降空间。”

国网能源院新能源所高级工程师胡静表示，以锂离子电池为代表的电化学储能成本的大规模下降，主要是由于动力电池产业链的日趋成熟。新能源汽车的需求加速增长，带来了动力电池企业产能的不断扩张，从而也带动了储能领域锂电池价格的快速下降。除电池成本外，电池外系统成本也在不同程度地下降，这与国外储能市场的拓展，以及国内多省份新能源配储能项目的增加也有一定关系。2012-2018年，电池本体成本年均下降15%，储能项目土建等其它成本年均下降25%。

降本诱发产品质量安全风险

但据胡静介绍，储能成本下降、市场进一步发展繁荣的背后，还存在着一些

安全隐患。“比如，新能源电站如果仅是为了满足储能配置的要求，就有可能选购低价劣质储能产品，一方面不能真正发挥储能的调节作用，另一方面也具有安全隐患。”

“从储能行业过去发生的多起安全事故来看，安全性一直都是影响行业发展的重要因素，使用廉价劣质产品会给项目方带来严重安全隐患。”张大鹏指出，大型储能企业可能希望通过降低短期产品盈利水平，从而达到扩大出货量的目的，同时还可以增加项目交付经验，为后期储能市场的发展打基础。

“但须注意的风险是，如果不具备生产管控或相应实力的中小厂家也进入储能降价的价格战中，就有可能造成劣质产品进入市场，搅浑市场，一旦发生事故会对行业整体发展造成恶劣影响。储能成本快速下降，但安全监测要提升标准，储能厂家还需继续严格把控储能产品的性能、质量等，确保项目投运效果符合预期标准。”张大鹏说。

关注

《2020年中国碳价调查报告》：全国碳市场预计五年内趋于成熟

本报讯 记者李丽曼报道：12月8日，由中国碳论坛、ICF国际咨询以及北京中创碳投共同编写的《2020年中国碳价调查报告》(下称“报告”)在北京发布。报告称，目前我国重点排放企业已在为碳市场建立积极筹备，业内普遍认为，全国碳排放交易体系预计将在未来五年内趋于成熟完善。

据介绍，这一报告收集了567位各行业人士对于中国碳市场预期的反馈。在受访者之中，约有75%来自于重点排放行业，其中有32%的受访者来自于当前我国碳市场试点地区，67%来自于非试点地区。分析认为，此次报告调研的范围已覆盖到全国绝大部分省市，全国各地对碳市场的参与度已越来越高。

报告结果显示，约半数的受访者预计全国碳市场将于2021年正式启动交易，电力行业将是首先纳入交易的重点领域，随后碳市场涵盖范围最有可能纳入水泥、钢铁、化工、电解铝等重点排放行业。同时，超过70%的受访者认为，在2025年前我国能够建立一个成熟完善的碳市场。

据记者了解，此次碳市场调查开展于2020年7月至8月，调查开展后不久，我国就作出了力争在2060年实现碳中和的重要承诺。报告共同作者之一、欧洲环保协会中国办事处首席代表龙迪(Dimitri de Boer)认为，调查结果表明了受访者对中国气候行动的信心。“即使在中国作出碳中和承诺之前，同时也有疫情的挑战，市场仍预期全国碳市场将很快启动。”

报告预测称，在建立之初，全国碳排放权交易价格预期约为49元/吨，到2030年碳价有望达到93元/吨，并于本世纪中叶超过167元/吨。同时，考虑到我国在调查开展之后作出了碳中和承诺，报告作者认为，最新价格预期很可能高于调查结果。

据记者了解，在2013年至2016年期间，我国已在北京、重庆、上海、天津、深圳五个城市以及广东、湖北和福建三个省份相继启动碳市场试点，在配额分配机制、覆盖行业、抵消机制等方面进行了尝试。在今年11月，生态环境部发布《全国碳排放权交易管理办法(试行)》和《全国碳排放权登记交易结算管理办法(试行)》并就两项文件公开征求意见，也成为了自碳市场试点启动以来首次发布的国家层面系统性规则。

我国碳市场建立在即，报告结果却显示，在调查过程中，有超过半数的受访企业准备仍有所不足——“不知何时会被纳入碳交易市场”、“企业领导不够重视”、“没有专职员工负责碳资产管理和排放交易业务”等反馈均出现在报告回复之中。

对此，报告援引一位来自湖北某电力公司受访者的建议称，在加入全国碳排放权交易体系前，“公司内部相关制度建设、部门职责分工需要进一步优化”。同时，也有业内人士建议，纳入碳排放体系的公司需要开展相关法律法规的内部管理和培训。

报告结论称，从近几年的调查结果来看，业内人士普遍认为碳排放权交易体系的建设将对投资决策产生越来越大的影响。龙迪指出，随着气候转型在中国和全球范围内蓄势待发，企业在作出投资决策时，应该将碳价这一重要因素考虑在内。

联合国开发计划署驻华代表白雅婷(Beate Trankmann)在发布会上表示：“碳价反映了燃烧化石燃料的所有成本，是激励低碳经济转型的重要因素，也是我们应对气候变化、实现可持续发展目标所作出的共同努力的一部分。”

能源基金会中国低碳转型项目主管陈灵艳则指出，最近我国提出的碳达峰以及碳中和目标对市场释放了一个强有力的信号，但同时也需要大量的资金和人力投入来实现这一目标。为此，她强调：“要实现气候目标需要公共资金与市场资源形成合力，在‘十四五’期间，建议我国环境部门和金融部门进行更多的对话，更加关注碳市场以及碳金融的衔接，在碳市场的机制设计等方面开展更多的协调工作。”

联合国开发计划署亚太区高级经济顾问赫博霖(Balázs Horváth)也强调，中国碳市场的建立很可能影响到未来可再生能源等行业的投资决策，各大机构以及企业在作出投资决策时，应更多地关注未来碳价预期，而不仅仅局限于当下的碳价。

报告的另一位共同作者——中创碳投公司副总经理钱国刚则表示：“碳价将是推动减排的重要手段之一，这对中国长期到2060年建成一个碳中和社会的长期愿景尤为重要。我们希望全国碳市场能尽快开始交易。”