

户用光伏新增装机榜首易主

昔日霸主山东跌至全国第三

■本报记者 姚金楠

日前,国家能源局发布2022年上半年光伏发电建设运行情况。统计数据显示,今年上半年,在户用光伏方面,河南省以232.3万千瓦的新增装机容量领跑全国,河北省新增装机229.1万千瓦,位居第二位。

成本持续高位 “光伏贷”模式难维系

“成本,最核心的问题就是成本。”在山东省太阳能行业协会常务副会长张晓斌看来,山东户用光伏新增装机量锐减的主要原因便是系统成本的上涨。“成本一再高涨,企业利润下滑,没有利润自然就没有市场。”

有光伏市场分析人士表示,自2021年7月以来,国内光伏系统成本一直处于上涨态势。组件方面,目前总体价格水平处于1.9-2.0元/瓦的高位水平。此外,其他辅材支架、线缆等也始终保持涨势。光伏电站的整内部收益率由此前的10%-15%下降至目前的10%以下。

全国性的供应链高价为何在山东会有如此突出的反应?张晓斌表示,这与山东户用光伏开发广泛采用“光伏贷”模式紧密相关。张晓斌告诉记者,与融资租赁模式长达20-25年的还款周期不同,山

此前常年居于榜首的山东省此次跌落至第三名,新增装机容量为191.7万千瓦。

户用光伏大省山东为何增长乏力?研判全年走势,山东的户用光伏又将迎来哪些挑战?

东“光伏贷”的还款周期普遍在5-8年。“光伏电站每个月的发电收益是固定的。就‘光伏贷’模式而言,如果一户家庭每个月的电费收入是400元,此前每月需要还款350元,就可以有50元的收益。现在系统成本大幅上涨以后,每月可能就需要还500元,不仅没有收益,还要自己贴钱,老百姓肯定是不愿意。但如果采用融资租赁模式,由于周期拉长,每个月需要支付的资金就会相应减少,发电收益仍旧可以覆盖。”

同时,有户用光伏开发企业相关业务人士表示,采用融资租赁模式往往需要前期垫资购买发电设备。“山东企业已经习惯了业主零首付、银行出钱的‘光伏贷’模式,在利润并不高的情况下,大家宁愿停一停、等一等,也不愿意承担垫资的风险。”

根据国网山东电力公司的统计数据,2021年,山东省户用光伏装机全年新增763万千瓦,装机总容量达1593万千瓦,同比增长91.9%,装机增量和总规模实现全国双第一。

对于基础体量较大的山东户用光伏市场而言,变压器容量问题也成为新增户用光伏增长疲软的又一重要原因。

“现在国家号召分布式屋顶光伏采

事实上,近年来,山东户用光伏装机量激增已经给当地电网带来了不小的冲击。

2022年春节前夕,山东省能监办就印发《关于做好2022年春节及重大活动期间电网安全稳定运行工作的通知》指出,春节期间,以保障电网安全和供热稳定为前提,在常规手段无法满足电网调峰需要的负荷低谷时段,要按照“先集中式、后分布式”、“先非户用、后户用”和“公平、

变压器容量不足 新项目接入受限

取整县推进的模式,理想的状态是一个县或者一个区域统一打包,集中汇流,但这种方法成本是比较高的。”某电力央企山东区域相关工作人员透露,当前,户用光伏开发商的做法是先派人到村里摸情况。“变压器容量还剩多少就开发多少,现在在一个村一般也就只能装不到20户。装满了就马上换下一个村,在全民开发的热潮下,变压器容量很快就

占满了。在一波快速增长过后,速度一定会放慢。”

上述某电力央企山东区域相关工作人员表示,电网升级的速度一旦落后于户用光伏的建设速度,未来2-3年,类似的问题很快也会在其他几个装机大省显现出来。“以前,我们在建设大型地面电站时遇到的电网与电源的矛盾,在户用光伏领域也同样适用。”

电网压力激增 升级改造再迎新挑战

公正、公开”的原则,合理安排新能源电力参与调峰,以保障系统安全稳定运行。这也是山东省内户用光伏首次参与春节电网调峰。

不久前发布的《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知(征求意见稿)》还一度提出,自2023年1月起,山东省内新建并网的户用分布式(不含扶贫项目)将纳入市场偏差费用分摊范围。“虽然在终稿《关于

2022年下半年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的通知》中,户用光伏纳入偏差考核的条款被剔除,但这在一定程度上反映出,山东户用光伏给电网带来的压力已经非常大。”

“接入和消纳的确是电网层面存在的问题,但归根结底,电网扩容增压、升级改造,也会推高整体成本,户用光伏必将面临新一轮的成本核算挑战。”张晓斌说。

既省钱 又准时 还减碳

开通新能源汽车运输专列呼声再起

■本报记者 卢奇秀

“我们现在遇到的最大问题就是出口运输难,全靠海运。而海运价格大幅度上涨,时间也没有保障。铁路运输成本低又环保,是对我们很有利的事情,为什么不行?”

“放开铁路运输已经呼吁很久了,希望能解决企业出口困难。”

近日,记者在不同场合听见多家新能源汽车企业和锂电池企业反映,受新冠肺炎疫情、国际关系复杂等多重因素交织影响,国际海运市场运力供需失衡,价格一度飙涨,给需求企业带来了巨大的运输成本,增加了供应链的管理难度和风险,企业深受其累。当前,我国新能源汽车和锂电池企业正踊跃出海,对跨境物流有着极大需求,基于铁路运输能力强、成本低,企业要求打通中欧、中亚铁路运输的诉求强烈。

运力需求大

“近期,全球海运价格自高位有所回落,但去年东南亚至北美东海岸的海运价格每标箱飙涨至2万美元,呈十倍涨幅,甚至出现过一箱难求的疯狂场面。”有车企人士向记者坦言,其出口海外市场的乘用车产品均来自国内生产基地,全部采取海运的运输方式,过去2年受各国新冠肺炎疫情管控政策影响,海外港口拥堵,海运周期紊乱,企业供应压力巨大。

交通运输是产业发展的血脉,这也给企业敲响警钟。当前,我国新能源汽车和锂电池产业正加速出口,今年1-6月,新能源汽车出口量达20.2万辆,同比增长130%,占到汽车出口总量的16.6%。锂电池产品出口量也在快速攀升。如何保持出口优势并持续优化,对交通运力提出挑战。

宁德时代供应链与运营体系联席总裁助理黄斌此前公开预测,到2030年,全球动力电池和储能电池需求量将超过

5800吉瓦时,较2020年增长25倍,年复合增长率38%。届时,锂电池年运输量将达到8700万吨,按照20吨运输标准的集装箱来测算,相当于400万个集装箱货柜的需求,非常庞大。

黄斌介绍,目前,我国境内新能源汽车和锂电池产品公路承担了99%的运力,出口以海运为主,铁路运输暂未开发。而国外铁路运输已运作多年,占比超过20%,部分地区锂电池铁路运输占比甚至高达50%,欧洲、美国海运入境的集装箱锂电池货物,到港后95%以上都接驳铁路进行下一段运输。“如果采用海运、铁路等综合联运的方式,2022-2030年,可以帮助企业节省超过10亿元的运费,提升10%的时效,降低90%左右的碳排放。”

标准更新迫在眉睫

国际货物交通运输主要包括海运、公路、铁路和空运四种方式。其中空运最具时效性,但运力较小,价格昂贵;海运运力较大,但运输周期长,容易受到恶劣天气影响。相较于前两者,铁路在长距离运输方面作用突出,且较为稳定,在碳排放方面也独具优势。

然而,颇为尴尬的现实是,长期以来,含锂新能源汽车和锂电池产品无法通过铁路运输。为企业出口开辟的物流线路——中欧、中亚铁路也禁止新能源汽车和锂电池产品上车。

铁路方面存在安全顾虑。国家铁路局市场监测评价中心主任李先进表示,锂电池具有易燃、爆炸、燃烧会产生毒气、事故后灭火困难等特性。我国铁路运输行车密度大、列车速度快、客货共线,一旦发生事故,将严重影响铁路安全畅通,威胁人民群众的生命财产安全。

然而,参照联合国《关于危险货物运输的建议书规章范本》等规则,锂离子电池属于第9类危险货物,在通过安

全测试的条件下可以采用铁路运输。同样,我国已加入由27个国家组成的国际铁路合作组织,该组织也没有禁止锂电池运输,但现有的运输规定对新能源汽车和锂电池运输缺乏专业、具体标准,致使难以落地执行。

新能源汽车和锂电池运输正呼唤专用标准。黄斌指出,目前实行的锂电池铁路运输行业标准是20年前针对电脑、手机等消费电子产品制定的,随着动力电池产业快速发展,标准更新已迫在眉睫。

“通过各种技术要求与制造标准来保证电动汽车安全,其运输过程中的安全性是可控的。”在2021年全国两会上,吉利控股集团董事长李书福提交的《关于修订行业标准适应电动汽车铁路运输的建议》同样呼吁,对现有标准进行适应性修订,使电动汽车、锂电池散件能够依法合规,通过铁路进行高效、安全、经济的运输。

分类别制定运输要求

一方面是相关部门对安全的高度重视,另一方面是企业运输的内在需求,如何破解二者的矛盾?

开通新能源汽车运输专用班列或是一项好选择。李书福建议,相关部门应根据锂电池、新能源汽车等产品的特性,通过对现有标准进行适应性修订和制定新的产品安全标准与运输管理规程,以新能源汽车运输专用班列等方式,满足市场和企业需求,助力中国新能源汽车产业的国内发展与全球市场开拓。

黄斌认为,相关部门应制定专门针对动力电池的运输安全技术规范,根据不同锂电池的安全特性进行分类分级管理,对安全特性较高的电池适度降低运输要求。

业内人士向记者透露,交通运输部、中国铁路总公司正在推进新能源汽车、锂电池铁路运输的相关工作,将以试点示范的方式逐步开展。

李先进表示,铁路部门已对铁路危险货物品名进行了修订,明确在满足锂含量、包装和包装强度、设备以外启动、标记1.2米跌落实验等条件下,锂电池可以不作为危险货物进行铁路运输,该标准已通过专家技术审查,正在按程序颁布实施。该标准的实施将为铁路安全运输含锂电池产品提供支撑。下一步,将持续跟踪新能源汽车及含锂电池相关产品的运输情况,借鉴国际有关行业运输锂电池的做法,加强与国际铁路合作组织沟通和交流,积极推动锂电池铁路运输相关工作,以满足广大锂电池生产应用企业的需求。

油气行业投身甲烷减排新战线

■本报记者 梁沛然

国际能源署(IEA)研究表明,全球目前每年甲烷排放达7500万吨油当量。据估算,2020年甲烷占全球温室气体排放量的14%,其中超过总排放量54%的甲烷均来自与人类相关的活动。甲烷排放导致的升温效应已抵消了天然气替代煤的减排效应,严重削弱了天然气的环境价值。伴随天然气产业的快速发展,其生产和利用过程中的甲烷排放成为业界关注的焦点。

在日前举办的石油天然气行业的甲烷减排行动论坛上,多家企业表示,甲烷排放的减少和控制将对提高油气产业链的安全性和经济性起到协同作用,有利于行业的可持续发展,但企业仍面临甲烷回收利用率低、经济性较差、核算标准滞后等问题。

企业实践已久

实现碳达峰碳中和目标,甲烷是必须关注的重要内容。早在十年前,国内油气企业就开始积极践行甲烷减排行动。

2011年,中国石化就把绿色低碳发展作为发展战略之一,在温室气体减排、甲烷减排方面做了大量的工作。2014年,中国石油与其他9家大型油气企业携手成立了油气行业气候倡议组织,率先开展了甲烷减排行动。

同时,中国石化作出承诺,到2025年将甲烷排放强度降低50%;中国石油也在此前表示,2025年甲烷排放强度比2017年降低62.3%,实现油气行业气候倡议组织提出的甲烷排放强度控制在0.2%的目标。

“十四五”时期,我国应对气候变化事业进入新的历史时期。将甲烷排放管控纳入到应对气候变化国家战略中,强化国家层面的顶层设计,制定具体的甲烷减排行动计划,将有利于合理开发和有效利用甲烷资源,助力实现全面系统性的温室气体减排。

与会业内人士均表示,甲烷减排可带来经济、环境等多方面收益,更是应对气候变化的重要手段,更是实现“双碳”目标必须完成的任务。油气行业通过技术或者设备升级,可以有效减少或消除设备泄漏和工艺放空,在实现甲烷减排的同时,协同控制挥发性有机物,可获得额外的天然气用于销售和使用。甲烷减排将是油气行业2030年前重要的减排着力点。

标准措施有待细化

在多年实践中,中国石化通过开展套管气回收、抢维修放空气回收、单井拉油和装卸油区域甲烷回收等措施,“十三五”期间累计回收甲烷16亿立方米。

由于排放较为集中,油气行业减排

相对容易,初期成本较低。但到达一定阶段之后,减排成本会呈非线性上升。

“目前企业践行甲烷减排仍面临多道难题。比如,在国内温室气体核查执行相关指南中,检测结果与核算结果存在差异,特别是在开采、处理等环节的逸散排放量存在较大差异,企业面临较高的核算成本。”中国石化能源管理与环境保护部绿色低碳处副处长王之茵称。

北京燃气集团工程师黄丽丽也持有相同观点。“梳理国内外相关指南和标准发展发现,仍存在过于宽泛、不完整或不符合国情等问题,直接套用会导致核算结果与实际情况相差较大。”

“此外,在我们日常甲烷减排工作中,还面临埋地燃气管道甲烷控制难度大等问题。”黄丽丽说,“与长输管线相比,下游城市燃气输配管网如同毛细血管呈网状分布,预判单点泄漏排放量较小,但较为分散。同时,城镇燃气场站数量多,类型多,设施呈复杂、碎片化特点,导致城市燃气场站管理难度大,甲烷排放检测等手段投入成本高。”

清华大学能源与动力工程系博士孙钰也表示,我国油气行业甲烷排放测算有待细化,油气下游缺乏细化的减排措施。“国家公布的数据年份不连贯,排放分类有待细化。开展长时间范围内估计的研究,对排放源的区分不足,不确定性估计有待加强。最重要的是,应对油气行业甲烷排放影响投入更多关注。”

应加大减排和利用

中国海油研究总院工程研究设计院安全节能室主任周伟道出油气企业面临的又一普遍问题,即面临天然气管放点多、来源复杂、来访量变化范围大,天然气回收处理难度大,通过压缩后又液态烃析出,寻找适宜的去处难。“天然气组分多变,部分直接排入火炬燃烧容易导致冒黑烟。目前,国内外没有标准和规范定量判明火炬黑烟浓度,经济有效的回收利用难度大。”

据了解,这是由于我国对甲烷减排的顶层设计不足,现有管控措施多出于安全生产、能源利用等考量,缺乏促进减排行动的纲领性、可操作性制度。多位与会人士表示,甲烷减排兼具环境、安全及社会效益等多重效益,加强甲烷减排和利用才是目标。

生态环境部应对气候变化司司长李高此前表示,“十四五”将是我国控制温室气体排放的关键期。“我们将进一步加强包括甲烷在内的非二氧化碳温室气体排放控制,包括修订煤层气、煤矿瓦斯的排放标准,强化标准执行,同时加强污水处理和垃圾填埋的甲烷排放控制和回收利用,并进一步修订温室气体资源减排机制资源管理办法,更好地利用市场机制进一步推动甲烷的减排工作。”

