

清洁能源利用技术护航南极“绿色考察”

◎本报记者 韩荣

今年是我国极地考察40周年。通过几代科技工作者不懈努力,我国已经形成极地陆海空全方位立体考察体系,成为南极科考大国。能源利用技术是保障南极活动的重中之重,需要长期发展并不断迭代更新。

为给南极清洁能源装备、系统、运维等关键技术研发提供方向指导,建立健全南极能源清洁利用技术体系,《南极清洁能源利用技术十二年发展纲要》(以下简称《纲要》)日前在2024中国极地科学学术年会上发布。《纲要》由中国极地研究中心(中国极地研究所)组织,太原理工大学牵头,联合山西省能源互联网研究院、中电科十八所、清华大学等单位的相关团队共同编制。

如何加速实现南极能源利用绿色转型?怎样攻克南极清洁能源利用关键技术难题?记者对此进行了采访。

极端环境制约能源利用

极寒、极强风、极昼夜,是南极大陆最典型的气候特征。作为地球表面上最寒冷的地区,南极全年分为寒暖两季。寒季期间,南极沿海地区平均气温在零下10至零下30摄氏度,内陆平均气温在零下50至零下70摄氏度。

受极端环境影响,在南极开展科考活动异常艰难。山西省能源互联网研究院科技创新部部长薛屹洵认为,随着南极考察活动增多,人员生活、设施运行的能源保障问题已成为南极活动持续开展的主要瓶颈。

南极是地球最大淡水资源库,也是气候环境演变的航向标,这里拥有上千种鱼类、220多种矿产、数百亿桶石油储量。随着人类在南极活动版图不断拓



图为中国南极秦岭站。新华社发(张体军摄)

展,如何避免污染、维护原生态的极地环境,成为各国南极科考活动的重要关切。太原理工大学电气与动力工程学院副院长姜银科告诉科技日报记者,在2022年世界范围的南极活动中,燃油在能源消费中占比达82%。“以燃油为主的南极能源消费结构引发的环境污染等问题值得注意,开展南极清洁能源利用至关重要。”姜银科说。

为守护南极这片“净土”,各国近年来围绕南极清洁能源发展进行诸多探索,其中,太阳能和风能成为主要开发对象。《纲要》显示,截至2022年,已有20多个南极考察站安装了清洁能源发电装置,其中50%以上利用的是太阳能或风能。目前,我国泰山站建设了80千瓦风力发电与60千瓦光伏发电设施,我国南极秦岭站清洁能源占比也已达到整个站能耗的60%。

不过,在南极的极端环境下,太阳能和风电发电设备往往难以保持稳定高效。“目

前仍缺乏针对南极环境特点的清洁能源技术系统性应用,南极地区清洁能源利用在安全稳定运行方面还无法真正媲美传统能源,这使南极清洁能源利用长期处于尝试阶段。”薛屹洵说。

大力发展清洁能源系统

南极极端环境下的清洁能源系统是以电、热、油等能源资源为主的典型多能流系统。多能流系统是一个集成多种能量流并实现高效利用的复杂能源系统,通过不同能源形式之间的互补和转换提高整体能源利用效率。薛屹洵告诉记者,虽然近年来国内外许多研究机构对多能流系统展开了广泛研究,但其仍面临诸多挑战。

例如,由于南极极端环境下机组产能与负荷用能受环境影响较大,传统多能流能量管理系统无法直接在南极应用。此

外,南极极端天气状况频发,传统多能流系统工作时既难以保证运行调控的稳定性与韧性,又无法确保稳定性与韧性评估结果的精确性。

“发展南极清洁能源系统需要兼顾五大重要特征,即安全高效、绿色便捷、设备可靠、多能互补、智慧融合。”薛屹洵说,要以南极环境下能源装备可靠运行和南极能源系统多能互补为物理基础,以南极环境下信息物理系统智慧融合为数字支撑,实现南极能源系统从建设、运行到运维的安全高效化管理,优化南极科考站、野外观测站、南极交通设施的能源结构。

针对目前南极清洁能源利用的技术难题,是否有解决方向?

太原理工大学校长孙宏斌认为,发展南极清洁能源系统,首先应探索南极清洁能源的共性技术发展趋势,厘清个性化技术的发展方向和重点。其次,深入分析南极能源需求特性至关重要。此外,还需评估地热能、光热能等其他新能源技术对南极清洁能源技术发展的潜在影响。“风力发电和光伏发电要结合南极环境进行技术创新,风光发电产生的‘绿电’如何实现长周期存储也需要进一步思考。”孙宏斌说。

为实现南极清洁能源发展的总体目标,《纲要》提出,到2025年,全面突破清洁能源装备与系统在南极极端环境下的适应性难题;到2030年,全面完成我国南极考察站清洁能源利用的转型升级,基本实现安全高效、绿色便捷、设备可靠、多能互补、智慧融合的目标;到2035年,形成完备的南极科考站清洁能源供给技术体系,助推我国南极考察事业迈上新台阶。

“多年来,我国围绕‘绿色考察’要求开展了广泛的南极清洁能源利用技术研究。”孙宏斌说,未来,我国有望通过南极清洁能源利用技术的支撑,打造世界南极清洁能源领域技术标杆,为我国以清洁能源为主体的新型电力系统成套装备和技术走向南极、走向世界作出积极贡献。

新看点

我国抽水蓄能装机容量居世界首位

科技日报讯(记者刘园园)日前发布的《抽水蓄能产业发展报告2023年度》(以下简称《报告》)显示,截至2023年底,我国抽水蓄能投产总装机容量达5094万千瓦,居世界首位。

《报告》由水电水利规划设计总院联合中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会等单位共同编写。水电水利规划设计总院副院长、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会副理事长赵增海介绍,2023年度全国新核准抽水蓄能电站49座,核准规模6342.5万千瓦,新投产抽水蓄能电站装机容量515万千瓦。

从抽水蓄能相关技术发展情况看,《报告》显示,抽水蓄能交流励磁变速机组自主研发取得突破,机组设备标准化设计制造初步形成,数字化、智能化技术逐步探索应用,中低水头段水泵水轮机水力研发取得进展。

《报告》预计,2024年我国抽水蓄能装机规模将保持稳步增长,全年投产规模在600万千瓦左右。到今年底,我国抽水蓄能总装机规模预计达5700万千瓦。

“抽水蓄能是当前技术成熟、经济性优、可大规模开发的电力系统清洁低碳灵活调节电源。在‘双碳’目标引领下,过去一年,抽水蓄能在发展规模、调度运行管理水平、工程建设技术、发展新模式等方面取得新成效,高质量发展的底色更加鲜明。”国家能源局新能源和可再生能源司司长潘慧敏说,抽水蓄能发展正处于重要战略机遇期。

“新形势下推动抽水蓄能高质量发展需要从高质量规划、建设、运营三方面下功夫。”水电水利规划设计总院院长李昇认为,做好高质量规划,应着眼推进抽水蓄能需求论证研究、站点资源调查、统筹优化布局;推进项目高质量建设,要重视电站勘测设计质量,依法依规做好项目核准开工管理,加强科技创新和工程安全质量;开展高质量运营,应重点做好电价机制研究和调度运行管理,在保持价格政策平稳基础上做好市场化衔接,保障行业平稳有序发展。

潘慧敏表示,下一步,国家能源局将遵循“国家定规模、地方定项目”的基本原则,持续强化规划引领,加强行业监测监管,坚定不移推进抽水蓄能高质量发展。

新技术解决

沼气“产一储一供”一体化调控难题

科技日报讯(记者马爱平)记者9月7日从农业农村部成都沼气科学研究所获悉,该所生物发酵产品质量安全与风险评估科技创新团队基于对5个社区化沼气工程近3年产气和用气速率的连续跟踪研究,提出了沼气社区化发展的“产一储一供”一体化调控新技术,解决了沼气“产一储一供”一体化调控难题。相关研究成果日前发表于国际期刊《自然·通讯》。

论文第一作者、农业农村部成都沼气科学研究所副研究员罗涛告诉科技日报记者,开发高效生产、有效储存和按需供给的“产一储一供”一体化沼气开发与利用系统,可大幅增加生物质能源开发利用率,并从源头上避免有机物质的甲烷排放。

如何构建高效的沼气生产与利用系统?“社区化沼气和利用系统是最可行的方案,能在社区层面根据实时用能需求,实现精准沼气和足额供给。构建沼气‘产一储一供’一体化系统有望实现灵活和灵活的实时能源供应。这一系统尤其在农村地区应用场景广泛。”罗涛说。

该研究通过具体的数值测量和数据分析展示物理量之间的关系或变化过程,分析用户端和生产端沼气流量的动态变化过程,并最终提出了“产一储一供”一体化调控新技术。

“针对粗放的沼气生产一供给模式中普遍存在的沼气供需时空不匹配、使用有效性差等问题,‘产一储一供’一体化新技术通过精准调节沼气生产、合理优化储气系统和有效供给能源等措施,保障沼气工程在独立孤网运行条件下的全量利用。”罗涛说。

“‘产一储一供’一体化新技术可实现沼气系统运行的消费与生产比值接近,实现协同效益最大化,使其有望成为发展中国家的主导能源系统之一。”罗涛说。

图说能源

为设备“体检”保供电安全



日前,在浙江省诸暨市大唐街道骆家村,国网诸暨市供电公司带电作业人员穿着厚重的绝缘服,乘坐绝缘斗臂车升至10米高空,为10千伏线路U477线路4号杆开展隐患治理工作。图为作业人员更换绝缘引流线,为导线安装遮蔽罩,确保设备在大负荷下处于最佳运行状态。

章奇斌摄

实现从“头发丝”中抽取油气

渤海首个千亿方大气田累产天然气超10亿立方米

科技日报讯(记者操秀英)中国海油日前发布消息,我国渤海首个千亿方大气田——渤中19-6气田累计生产天然气超10亿立方米,有力保障了京津冀及环渤海地区的用气需求。

渤中19-6气田位于渤海中部海域,区域平均水深约20米,已探明天然气地质储量超2000亿立方米、探明石油地质储量超2亿立方米,是我国东部第一个大型、整装千亿方大气田。气田按照“整体部署、分期开发、试验先行”的方案开发,试验区 and 一期开发项目分别于2020年10月、2023年11月投产。目前,气田建成海上油气平台6座,高峰日产天然气达到240万立方米。

渤中19-6气田具有埋藏深、储层薄、

裂缝小的特点。气田目前已成钻探两口超深井,地层温度超180摄氏度,井底压力达56兆帕,油气储存在只有0.01至0.1毫米宽的裂缝中,相当于从“头发丝”中抽取油气,对勘探开发技术要求极高。面对钻采难题,油田人员提出“褶皱一断裂一充填”三控优势储层模式规律及预测方法,自主研制抗高温高滑润钻井液,成功破解井下温度高、井内压力系统复杂、井下工具易失效等技术难题,为深层油气藏开发提供解决方案。

渤中19-6气田属于高含凝析油的凝析气藏。在开发过程中,随着地层压力逐渐降低,凝析油会在地下提前析出,导致天然气流动“管道”被堵塞。一旦被堵,天然气就无法到达地面,导致气田油气产量急

剧下降。为解决这个难题,渤中19-6气田建设了一座国内增压能力最大的海上循环注气平台,其搭载的4台高压注气压缩机出口压力可达50兆帕。它能有效补充地下能量,维持天然气顺畅流动,减少反凝析现象导致的凝析油损失,从而确保气田高效稳定生产。

中国海油天津分公司副总经理张春生说,现阶段,渤中19-6气田的开发已进入油气上产关键时期。随着项目建设稳步推进,科研人员对渤中19-6气田储层分布规律和油藏地质特征的认识将进一步加深。这对后续气田的安全高效开发具有重要实践意义,将有力推动渤海海域超深层领域大型油气资源规模化开发。

龙羊峡水电站:水光互补 绿能涌动

◎本报记者 都芑

从青海省西宁市区出发,驾车一路向西行驶,翻过日月山,一片平静宽阔的水域映入眼帘,这便是龙羊峡水电站所在地。8月中旬,科技日报记者在龙羊峡水电站采访时看到,水电站与光伏板在此交相辉映。当地打造的水光互补发电模式,为新能源产业创新发展蹚出一条新路。

龙羊峡水电站是黄河上游第一座大型梯级电站,被称为黄河“龙头”电站,由国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司(以下简称“黄河公司”)建设运行。

黄河公司龙羊峡发电分公司副总经理朱

纲介绍,龙羊峡水电站总装机容量128万千瓦,年平均发电量60亿千瓦时,库容247亿立方米,是黄河上游库容最大、调节性能优良的多年调节水库。同时,作为西北电网的主力电厂,龙羊峡水电站还承担着重要的调频、调峰任务。“截至7月,水电站已完成发电量43亿千瓦时,同比提高46%。”朱纲说。

青海不仅水利资源丰富,太阳能资源也十分充沛。然而,光伏发电的间歇性、波动性、随机性等问题,长期困扰着当地太阳能发电稳定输出。水电机组与光伏电站共同组成的水光互补发电模式有效解决了光伏发电“靠天吃饭”难题。

在距龙羊峡水电站库区不远处的塔拉滩上,坐落着龙羊峡水光互补光伏电站。

该电站由黄河公司海南分公司建设运行,已获吉尼斯世界纪录认证,是全球最大装机容量水光互补光伏电站。

黄河公司海南分公司产业园项目部一班副班长曹军介绍,当太阳光照强时,主要用光伏发电,水电停用或者少发;当天气变化或夜晚时,则以水力发电为主。这种水

链接

做好退役光伏组件回收利用“必答题”

我国现已成为全球最大光伏组件生产国和光伏发电应用国。光伏板使用年限在25年左右,2025年开始,将有大批量光伏组件退役。如何让这些光伏组件有个好去处,成为摆在全行业面前的“必答题”。

作为光伏大省,青海在这方面已开始布局。日前印发的《青海省加力推动大规模设备更新和消费品以旧换新实施方案》提出,支持退役风电光伏设备回收利用。

2021年,国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司便在青海省率先建成全国首条晶硅太阳能电池组件回收中试线,并已形成批量处理能力。目前其综合回收效率可达92.5%以上,形成了一套具有自主知识产权的组件回收工艺技术,为

光互补发电模式能减少天气变化对光伏电站发电的影响,确保稳定可靠的电力输出。

记者了解到,龙羊峡水光互补光伏电站一年可发电约14.94亿千瓦时,相当于一年节约标煤46.46万吨,减少二氧化碳排放约122.66万吨,具有良好经济效益和生态价值。

我国太阳能光伏组件规模化退役回收提供解决方案。

国家电投集团光伏(储能)产业创新中心组件回收中试线研发主管牛力同介绍,该回收中试线针对退役晶硅太阳能电池组件回收,形成了以机械拆除、热切割、选择性分离、热解、湿法提纯工艺为核心的工艺技术路线,并编制了完整晶硅太阳能电池组件回收产业化设备集成方案,已具备年30兆瓦的批量处理能力。

“我们采用‘物理+热解+化学提纯’的综合回收法,确保光伏组件制作过程中全部材料回收,而且全过程绿色环保。”牛力同说,该回收中试线还实现了光伏组件核心材料的高效回收再利用,可满足光伏上下游产业对回收产品的需求,真正实现产业绿色循环。



龙羊峡水光互补光伏电站光伏板。

孙睿(青海分社)中新社