

去年储气库新增储气能力38亿立方米,近20年增量首破30亿立方米

我国储气库调峰储气能力不断升级

■本报记者 渠沛然

“截至2023年,国内已建地下储气库30座,形成调峰能力230亿立方米,占天然气消费量5.8%。中国石油在役储气库20座,调峰能力196亿立方米,占全国能力的85%。2023年,全国储气库新增储气能力38亿立方米,近20年来增量首次突破30亿立方米,不断为天然气保供增添‘底气’。”在日前举行的国家能源地下储气库研发中心第一届学术委员会会议上,一组数据凸显了储气库建设的速度和在保供中的重要角色。

据《中国能源报》记者了解,近年来,我国储气库建设持续提速,库容量不断扩大,调峰能力不断增强。未来,储气库将与地下空间统一规划发展,从天然气“银行”“粮仓”变为“气、油、氢、能、碳”地下综合能源。

■ 储气调峰能力不断增强

《中国能源报》记者了解到,当前我国储气能力快速提升,近5年储气库调峰能力实现翻倍,建库关键指标处于世界前列。

在建设提速的同时,随着天然气需求日益增长,我国储气库的高效运作功能不断增强,储气库削峰填谷作用显著,为调峰保供和气田生产作出重要贡献。

据一位与会专家介绍,面对近年来采暖季极端天气增多、冷暖交替频繁等复杂气候,中国石油储气库按指令多次大气量调节,最大日采气量达1.93亿立方米,保障了市场稳定供应。2023年储气库注气172.6亿立方米,保障了西南、长庆等气区上产。“中国石油储气库已累计采气1012亿立方米,惠及10余省市4亿人口,替代标煤1.33亿吨,综合减排

2.3亿吨。”

值得注意的是,虽然近年我国天然气消费快速增长,由2010年的1076亿立方米增至2023年的3945亿立方米,复合增长率达9.7%,但以目前储气库储气量来说,储气调峰能力仍待提高,储气能力建设仍面临较大压力。

如何进一步提升储气库储气调峰能力?据了解,下一步中国石油将力争“十五五”末新投产储气库11个,满足2040年储气能力建设需求。同时,加快实现技术体系化、标准化、品牌化,更好引领我国储气库科技进步与产业发展。

■ 仍有难关尚待攻克

上述专家表示,在储气库不断发挥作用的同时,未来还有不少难关需要攻克,其中之一就是储气库库址资源日趋多元化和劣质化。“我们初步统计,未来油藏型储气库将占30%左右,常规建库技术已不能满足多元化储气库建设要求,亟待升级。”

会议期间,有业内人士表示,未来储气库地质条件日益复杂,逐步向油藏、低渗气藏、复杂盐层等类型转变,建库难度加大,已投产储气库环空带压存在风险,井下运行管理难度加大。“储气库数字化建设处于起步阶段,全生命周期安全生产管理效率有待提升,要加快推动智能化转型,提升储气库管理与运行效率。”

此外,目前储气库基础理论研究力量较分散,亟需组织多学科联合攻关团队。“需要将一把筷子捆到一起,有序攻克终极难题。”上述专家说,“更重要的是,需要持续攻关来实现科技自立自强。”



对于如何解决储气库建设难度大、成本较高、技术系列与标准体系建设尚不完善以及投资主体单一等难题,多位与会专家建议,未来要构建合适的储气库运营模式,重视人才培养、加强技术交流。还要推进价格改革,提供资金补偿,提高储气库建设质量和效率,以促进我国储气库良好发展。

■ 向地下综合利用发力

未来,储气库的功能将不再是单一

的“天然气银行”,仅限于储存天然气。随着能源结构转型和科技快速发展,地下空间储能已由传统的储油、储气向压缩空气储能、储氢等多方向拓展,功能也由最初的季节调峰、风险应急延伸至节能降碳、清洁能源利用等多个重要途径。

比如,未来深地储氢是地下空间综合利用领域争夺的战略制高点。“目前,美国和欧盟都启动了深地储氢项目,我国深地储氢尚处于起步阶段,制约了氢能产业发展。”上述业内人士指出,“我国储氢、

利用天然气压缩储能等还属于起步探索阶段,事关新型能源体系转型和绿色发展,未来大规模地质储氢也将成为未来向地下综合储能发力方向之一,也是未来必须关注的方向。”

该人士还指出,地下空间综合利用是篇“大文章”,要尽快建立不同类型的储库选址评价标准,开展我国地下空间利用潜力评价,摸清地下空间综合利用家底,充分借鉴储气库建库技术经验,加快发展储氢、储能等理论技术攻关与实践,按照先导试验示范引领城市推广。

现货市场促山西电力资源高效配置

■本报实习记者 杨沐岩

过去一年,电力统一大市场体系建设取得积极成效,市场化交易电量持续上升,电力现货市场建设进入“加速期”。作为现货市场转正运行的“先行军”,山西依托电源种类丰富优势,在新型主体参与市场、辅助服务市场建设等方面不断创新机制。新机制引导下,山西火电机组调节能力得到加强,区域电网枢纽作用有效发挥,送出电量不断增加。同时,伴随新能源装机量不断上升,山西也面临新能源消纳带来的挑战。

■ 电源种类丰富

山西电网是“西电东送”“北电南送”的重要通道,也是华北、华中、华东三大区域电网的联络枢纽。山西电源种类丰富多样,不仅是新能源大省,也是电力送出大省。国网能源研究院研究员唐程辉在接受《中国能源报》记者采访时表示:“山西具有规模较大的火电装机,截至2023年底已接近8000万千瓦,能够覆盖全省最大负荷,电力供应保障相对充足。同时,山西新能源发展迅速,截至2023年底,‘风光’发电均已接近2500万千瓦,此外还具备一定储能和水电资源。”

丰富的电源种类为山西电力现货市场运行打下良好的基础。山西省电力交易中心有限公司(以下简称“山西省电力交易中心”)董事长李宏杰表示,通过近几年建设,山西已形成一个比较完整的市场体系。“形成省间市场和省内市场有效协同,中长期市场、现货市场和辅助服务市场有机融合,绿电和绿证市场协同发展,零售市场和批发市场有序衔接的全覆盖市场体系。”

自去年底正式运行以来,山西现货市场已汇聚156台火电机组、613座新能源场站、200多家售电公司和90余万用户,还有独立储能电站和虚拟电厂各4座。在电力现货交易市场上,价格由发电企业、售电公司、电力用户和新型主体在交易过程中产生。曲线波动、价格变化有效激励了火电、燃气机组顶峰发电,引导电力用户移峰填谷,促进新能源消纳。

■ 调节能力加强

唐程辉表示,山西电力现货通过形成有效反映供需的分时电价,现货价格最高限价为1500元/兆瓦时,最低限价为0元/兆瓦时。“通过‘高峰高价’激励火电机组提升顶峰能力,通过‘低谷低价’引导火电深度调峰,同时激励用户在低谷多用电,为新能源留出消纳空间,提升新能源利用水平。”

据晋能控股电力集团调度指挥中心主任甄树义介绍,目前该集团所属煤电机组已实现全电量参与中长期、现货及辅助服务市场。他指出:“现货市场发现了电力时空价值,新能源大发时段,市场释放低价信号,引导煤电机组主动调峰,拓展新能源消纳空间;供需紧张时段,现货价格较高,引导煤电机组提高机组顶峰保供,保障电网用电需求。同时,发挥煤电机组灵活调节性能,为电网提供辅助服务,对保障电力系统电能质量和安全稳定运行发挥了积极作用。”

唐程辉说,今年迎峰度夏期间,通过山西电力现货、省间电力现货的共同引导,山西在保障自身电力需求的同时,充分发挥

电力送出能力。

山西省电力交易中心统计显示,近两年来,在山西全社会用电量增长10.4%、火电装机仅增加202万千瓦的背景下,山西不仅保障了省内电力可靠供应,省间外送电量累计增长27%,外送省份也由14个增至23个,为全国电力保供作出了积极贡献。2023年,达成全年省间交易电量651亿千瓦时,达到2022年的118%。今年以来,已达成全年省间交易电量618.37亿千瓦时,完成全年目标的109%。

■ 促进新能源消纳

“在新能源消纳方面,山西也走在全国前列。截至目前,山西新能源装机达到5376万千瓦,占省网装机的46.6%,占比超过燃煤火电。去年,山西的新能源市场化成交电量达到269亿,同比增长18%,交易价格的同比也上升31元/兆瓦时。”李宏杰表示,今年以来,山西新能源成交总量已达到280.48亿千瓦时,超过去年全年成交总量。

促进新能源消纳也是山西发电企业的“必修课”。甄树义表示,晋能控股电力集团煤电机组整体仍未走出经营困境,在容量电费、热价调整等方面还需加快步伐,鼓励煤电机组在做好能源保供的同时,进一步促进新能源消纳,提升社会效益。

李宏杰也指出,山西分布式新能源装机容量正快速增长,截至目前已超过900万千瓦,仅2023年新增装机容量就超过200万千瓦。为适应分布式新能源的快速发展,保障新能源有效消纳,山西深化分布式新能源参与电力市场机制研究,推动出台分布式新能源参与电力市场交易相关政策,鼓励分布式新能源入市,开展分布式电源市场化交易试点,以市场化方式推动新能源调峰、消纳等,逐步提升交易范围和规模,促进分布式电源健康、有序发展。

“未来,分布式新能源参与电力市场后,能够更好地体现其在电能量、调节等方面的综合价值,实现以市场化机制优化资源配置,同时能够畅通供给消纳渠道,满足部分用户绿电消费需求,科学引导产业发展节奏和布局优化,助力新能源高质量发展。”唐程辉也表示,分布式新能源参与市场仍要面临政策法规、市场机制、价格机制等多方面挑战。



能源转型背景下,全球储能产业步入发展快车道,装机规模高速增长。但在产业蓬勃发展的同时,安全问题日益凸显,近期美国圣地亚哥天然气和电力公司电池存储设施起火,再次引发业界对于储能安全的讨论。

作为新型储能中发展最成熟、应用最广泛的技术之一,锂电池质量和安全性对储能电站稳定运行至关重要。业内人士认为,未来需要在规范锂电池标准、加强电站运维与安全监测、开发安全属性更强的新兴储能技术等方面努力,进一步保障电站安全稳定运行。

■ 锂电安全面临挑战

保障储能电站安全运行,电池是破题关键之一。当前,全球储能市场以锂离子电池为主,以国内为例,国家能源局发布的数据显示,截至2023年底,已投运锂离子电池储能占比97.4%。不过,储能电站电池数量众多,大量锂电池集中在一起,一旦发生热失控、短路或电解液泄漏等安全问题,相比于电动汽车等其他领域影响范围更广。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会副秘书长陈永翀表示,目前锂电储能存在瓶颈问题,例如电芯级别的本体安全,电芯不能热失控和燃烧爆炸。“锂电储能还做不到这一点,因此大家对锂电用于未来大规模储能心存疑虑。”

“分场景看,源网侧因防火结构要求更严格,加上远离建筑物或人群,有更多时间和时间来应对火灾。相比之下,用户侧、工商业储能系统起火救援难度更大,因为这些场景下储能系统通常位于建筑物内部或附近。”鑫椏资讯高级研究员龙志强在接受《中国能源报》记者采访时指出。

业内有观点认为,磷酸铁锂电池技术是我国锂电储能的主要选择,而以往海外电化学储能装置多配套日韩相关电池企业的产品,且以安全性较低的三元锂电池为主,这或许是储能电站事故多发生在海外的原因之一。“相比三元锂电池,磷酸铁锂电池在安全性和耐高温性能方面的表现更优,但即便如此,也不能保证绝对安全。”龙志强指出。

■ 完善管理制度

在受访人士看来,近年锂电池行业发展参差不齐,部分中低端产品抢占了市场,在安全要求较高的领域,部分产品安全措施不到位,也是导致安全隐患的原因之一。“企业层面要加强原材料以及生产过程中的质量把控,相关监管机构也需进一步加强监管力度,严防低质量的产品进入行业。”龙志强表示。

针对如何进一步保障锂电池储能电站安全运行,厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强告诉《中国能源报》记者,需进一步完善和建立统一且严格的锂电池安全标准。“锂电池储能系统安全问题在某种意义上也是成本问题,储能行业竞争激烈,买家期望在降低成本的同时保证质量,具有一定难度。在此背景下,政府层面可通过制定锂电池及储能系统相关标准,包括材料、设计、生产、运维等方面,规范市场竞争,确保产品质量,平衡价格与质量之间的关系。”

“完善锂电安全标准的同时,也要建立完整的储能电站安全管理制度。在大型储能电站旁边配置一定的救援处理能力,以便在发生安全事故时能够及时响应,包括配备必要的救援设备和物资,以及制定完善的应急救援预案等。”林伯强进一步说。

“储能电站运行三年以上,可能面临设备老化、性能下降等问题,所以要加强储能电站的运维管理,定期开展设备设施及系统的检查,包括对电池系统健康状态进行评估,对电线等设备进行检修和更换等。”龙志强指出。

事实上,近年来我国已针对锂电池出台一系列国家级、地方级规范和标准,同时加强储能电站安全监管。例如,为进一步规范锂电领域消防安全管理标准,精准防范化解锂电产业领域消防安全风险,常州市于今年3月29日发布《锂离子电池工厂消防安全管理规范》(DB3204/T 1059—2024)。

■ 探索储能新兴技术

整体看,保障锂电储能安全,需从电池质量安全、运维安全、消防安全等多个方面综合考虑。龙志强指出,在锂电池运输和使用过程中必须严格遵循一系列的安全要求。储能是个系统层级概念,除涉及电池或组件,还包括整个储能系统的设计、制造、安装、使用以及维护等多个环节,每个环节都需要配合并进行质量控制,才能确保储能系统的整体安全性和可靠性。

另外值得一提的是,在锂电安全标准不断完善、安全监管升级的同时,多家储能企业也在致力于构建更加安全的电池本体,研发难燃、不燃的电池材料,探索新兴储能技术,例如压缩空气储能、飞轮储能等。同时,相关项目建设也在持续推进——我国首座电网侧飞轮储能调频电站——鼎轮能源30兆瓦飞轮储能项目在长治市屯留区成功并网发电,大唐中宁100MW/400MWh先进压缩空气储能项目完成蓄热装置吊装,项目进入主设备安装阶段。

政策层面也在不断支持储能技术创新。今年7月,国家发改委等部门联合印发的《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》提出,围绕不同应用场景对爬坡速率、容量、长时间尺度调节及经济性、安全性的需求,探索建设一批液流电池、飞轮、压缩空气储能、重力储能、二氧化碳储能、液态空气储能、钠离子电池、铅炭电池等多种技术路线的储能电站。

多管齐下护航储能安全

■本报记者 姚美娟