

统筹规划源网荷储各侧调节能力 支撑新型电力系统构建

□ 胡明 刘强 王雅婷
崔阳 任正伟

国家发展改革委、国家能源局日前结合《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》(以下简称《行动方案》)《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》有关要求,印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025—2027年)》(以下简称《实施方案》),明确提出各省(区、市)能源主管部门编制本地区调节能力建设方案。科学规划配置调节能力资源,对于推动新能源合理消纳利用和高质量发展、支撑新型电力系统构建具有重要意义。

系统调节能力建设亟需加强

新形势下,加强调节能力规划意义重大。国家能源局《关于进一步加强和完善电力规划管理工作的指导意见》强调,全国电力规划应包括系统调节能力建设等内容,省级电力规划重点细化本地系统调节能力建设任务,要综合考虑新能源规模和布局、新能源渗透率和合理利用率、技术经济性等因素,统筹确定各类调节资源规模和布局。

新能源大规模集中并网消纳压力增加,系统调节能力建设亟需加强。“十四五”以来,新型电力系统加快构建,电力行业绿色低碳转型步伐加快,新能源发展较“十三五”时期进一步提速。2024年,全国新能源累计装机约13.5亿千瓦,其中“十四五”新增约8.2亿千瓦,约占新能源目前装机的60%。从出力特性来看,新能源发电具有随机性、间歇性、波动性的特征,大规模集中并网导致系统供需平衡和安全稳定运行压力增加,对运行灵活性提出更高要求。

受新能源“跨越式”发展影响,2024年,全国新能源利用率同比下降1个百分点左右,辽宁、黑龙江、甘肃、新疆等省份弃风弃光现象反弹明显,广西、云南等省份开始出现新能源弃电。为支撑碳达峰目标实现,当前至2030年是新型电力系统构建的关键期,“十五五”期间新能源仍将保持高速增长态势,年均新增规模预计约2亿千瓦。为满足电力绿色低碳转型需求,保障新能源合理消纳利用,系统运行灵活性提升成为亟待解决的关键问题。

实现新能源合理消纳利用,亟需推动源网荷储调节资源科学规划。“十四五”时期,国家能源局等部门出台《全国煤电机组改造升级实施方案》《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》《“十四五”新型储能发展实施方案》等专项规划方案,分别提出源网荷储各侧调节资源建设目标。《实施方案》在此基础上进一步加强顶层设计,按照电力系统统一规划的基本原则,将调节能力作为重要组成部分纳入新型电力系统规划,并强调提升调节能力规划的科学性,统一调节能力建设方案编制大纲,因地制宜推动源网荷储各环节调节资源形成优化组合。

近年来,我国新能源利用率始终保持95%以上的较高水平,有效促进了新能源和调节资源整体协同发展。随着新能源大规模发展和系统存量调节能力的基本挖潜,部分地区若保持较高的新能源利用率,需要建设大量的新型储能等调节资源,经济代价较大,将推高全社会用电成本。国家能源局《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》等文件已提出,科学优化新能源利用率目标。



于2024年底建成投运的哈密—重庆±800千伏直流特高压输电线路,是我国“西电东送”重点工程,线路总长约2300千米,穿越甘肃、陕西、四川等5个省市区。图为甘肃省张掖市甘州区2017号铁塔上,电力工人正在进行架线、安装作业。

杨潇摄

《实施方案》以新能源合理消纳利用为导向,强调充分统筹新能源发展规模、技术经济性及电力市场运行等因素,科学确定调节能力需求,对经济高效的新型电力系统构建意义重大。

加强源网荷储各侧调节资源统筹规划

当前,部分地区新能源发展与调节资源配置不匹配,存在调节能力滞后于新能源发展、调节资源布局与新能源错位等情况,不同类型调节资源的规模布局也缺乏统筹考虑。亟需结合新能源增长规模和利用率目标,加强源网荷储各侧调节资源统筹规划,科学确定规模布局,实现新能源合理消纳利用。

一是着力优化火电调节能力。从近期来看,煤电作为传统基础保障性电源仍将发挥重要作用,为系统提供充足的惯量、电压支撑和电力电量保障。随着新能源电量、电力和安全稳定替代能力提升,煤电定位将转变为基础保障与系统调节并重,对机组灵活性提出更高要求。《实施方案》提出,2027年实现存量煤电机组“应改尽改”,探索煤电机组深度调峰,最小技术出力达到新一代煤电升级有关指标要求,并确保煤耗不大幅增加,并鼓励煤电配置调频储能。

二是提升新能源主动调节能力。“十四五”前三年我国新增用电量中,由新能源提供的电量占比约43.5%,新能源已部分实现对传统电源的电量替代。但目前新能源参与电力平衡的容量较小,尚不具备提供规模化电力替代和安全稳定替代能力。系统友好型新能源电站基于长尺度高精度功率预测、风光储智慧联合调控运行等技术手段应用,通过一体化调度运行,可切实提升电站可靠出力水平和调节能力。《实施方案》结合《行动方案》中新能源系统友好型能力提升行动有关要求,提出积极布局系统友好型新能源电站建设,充分发挥新能源主动调节能力。

三是大力提升电网资源配置能力。从全国范围来看,区域间、省间新能源出力曲线、负荷曲线、调节资源类型存在互补特性,抽水蓄能等大型调节资源规划时,也以

服务区域电力系统需求为目标。充分发挥电网大范围资源优化配置作用,有助于从全局角度统筹优化各地调节资源,通过调节能力互济提升系统运行经济高效性。目前,部分地区网架结构相对薄弱,省间联络线输电容量有限,省间互济存在功率瓶颈。不同省份电价水平、经济发展对电力的依赖程度等各不相同,辅助服务补偿费用等合理分摊协调困难。同时,省间电力交易规则尚不完善,交易机制有待健全,影响了省间互济。

《实施方案》提出充分考虑区域间、省间电力供需互补情况,合理提出区域间、省间调节资源优化配置方案,通过加强网架、优化运行方式、健全跨省跨区市场机制等措施,实现各类调节资源共享调配。

四是加快电网侧共享储能建设。电网侧共享储能和系统友好型新能源电站侧配建储能,是新型电力系统中新型储能发展的两大重要模式。目前,全国已建成投运新型储能规模超过6000万千瓦,其中一半约为电网侧共享储能。共享储能布局在系统关键节点,可发挥调峰功能促进新能源消纳,发挥顶峰供电功能支撑电力保供,提供频率和电压支撑、保障电网安全稳定运行,具备系统性、全局性优势,规模化效应和经济效益显著。

《行动方案》在电力系统调节能力优化行动中,重点强调建设一批共享储能电站,提升系统层面的电力保供和新能源消纳能力。《实施方案》针对新能源配建储能利用率相对偏低的问题,进一步推动共享储能电站建设,提出推动具备条件的存量新能源配建储能实施改造并由电力调度机构统一调度运行,或建设一批调度机构统一调度的新型储能电站。同时,需要结合电力系统不同应用场景,优化新型储能技术路线,满足爬坡速率、容量、长时间尺度调节及经济性、安全性等要求。

五是深入挖掘负荷侧资源调节潜力。“十五五”时期,我国电力负荷仍将保持刚性增长,电力负荷“增量达峰”是我国碳达峰的重要特征,尖峰负荷等问题将愈发突出。需求侧响应作为经济高效的手段之一,有助于缓解供需紧张形势、促进新能源消纳。目前,我国电力市场处于加

速建设阶段,现货市场、辅助服务市场等市场体系尚需健全,需求响应资源参与市场机制有待完善。电价峰谷时段划分、价差设置的科学性有待加强,需求响应激励不足。部分地区通过负荷聚合商、虚拟电厂等形式,试点探索了空调负荷、通信基站、用户侧储能、电动汽车充电基础设施等资源聚合调用,但规模相对较小、标准规范参差不齐。

《实施方案》强调以市场化方式引导具备条件的可调节负荷参与电力运行调节。针对虚拟电厂、智能微电网等新业态新模式,明确规范化、规模化、常态化、市场化参与系统调节的方案,并健全完善负荷侧响应资源的调度运行机制和市场交易机制。

强化评估是方案落地实施重要保障

经济性评估是调节能力建设方案评估的重要环节。对于不同调节能力配置方案,需要开展经济性对比分析,对比不同方案的成本与效益,以实现资源优化配置,提升运行效率,提高项目实际落地的科学性和可行性。全国统一电力市场建设背景下,经济性分析需要与电力市场仿真模拟深度结合,模拟电力交易出清结果,评估电价水平。《实施方案》首次提出加强经济性评估,明确调节能力建设方案要基于电力市场供需形势、市场电价水平、系统净负荷曲线等开展长周期仿真测算,评估调节能力经济性和对当地电价水平影响。

加强全国与省级层面的衔接,有助于统筹提升各类调节资源配置的经济合理性。各类调节资源定位存在差别,服务范围涵盖省、区域、跨区域等多个层级。跨省区输电通道、省间互济工程、区域级抽水蓄能电站等调节资源,需要结合不同省份资源禀赋和实际需求,从全国层面统筹优化配置,可进一步提升配置经济合理性。《实施方案》明确,全国电力规划实施监测预警中心按年度动态评估各地调节能力建设方案实施情况和发挥效果,基于各地上报方案统筹优化全国调节资源,开展全国调节能力经济性评估。

(作者单位:电力规划设计总院)

资讯

首个工业天然气掺烧绿氢项目投入运行获好评

本报讯 中国产业发展促进会氢能分会会员单位内蒙古华电氢能科技有限公司开展的“国内首个工业天然气掺烧绿氢示范项目”日前在“公众关注的内蒙古十大科技进展”评选中以总票数13147票获得第三名的好成绩。

由华电氢能在包头市达茂旗实施的工业天然气掺烧绿氢示范项目,成功打通“风/光电解氢+掺氢管道输送+工业供能”流程,顺利点火成功,让同一园区的内蒙古金鄂博氟化工有限公司无水氢氟酸工业生产线上用了掺20%绿氢的天然气。该示范项目采用了中国科学院唐叔贤院士团队的天然气掺烧绿氢方案,天然气掺氢目标比例为20%,每年可消纳绿氢2000吨,能够有效改善二类工业天然气的燃烧和传热效率,大幅度降低二氧化碳、一氧化碳等污染物排放。该项目创下三个之“最”,即国内最早实现工业天然气掺烧绿氢并用于工业供能、实现工业天然气与绿氢最高掺烧比例、2000吨/年的最大绿氢掺烧规模。

该示范项目的成功运行,标志着华电集团有效助力内蒙古自治区绿氢“制储输用”全产业链发展,并将为内蒙古自治区包头市全力打造中国首座全场景绿氢自循环创新之城和全国重要的氢能装备制造基地提供支撑。

(陈学谦)

明阳氢能与厦钨氢能携手推动固态储氢产业化进程

本报讯 中国产业发展促进会氢能分会会员单位北京明阳氢能科技有限公司与厦门厦钨新能源材料股份有限公司全资子公司厦钨氢能在厦门举行了战略合作协议签约仪式,双方携手开启共赢发展新征程。

根据协议,双方达成长达五年的以协同、协作和共同发展精神为指引的深度战略合作。厦钨氢能总经理陈跃辉在签约仪式上表示,厦钨氢能是全球贮氢合金的龙头企业,是丰田车载贮氢合金粉国内唯一供应商,贮氢合金产品销量连续多年保持国内第一。在长期的研发中厦钨氢能成功开发出常温常压的以钛基为代表的储氢合金粉末投入量产,并在逐步进行升级和完善。

明阳氢能CEO潘永乐表示,明阳氢能自成立以来,一直专注于绿色氢能技术的开发和利用,并和产业界同行、重点高校等积极开展互动合作。厦钨氢能与明阳氢能在业务上高度契合、产业上互相补充,两家公司作为全球氢能材料龙头企业和氢能装备龙头企业,双方通过建立战略合作关系,合力贯通氢能“制—储—运”的难点环节,能够为氢能产业的发展带来具有实质性意义的贡献。

本次战略合作协议的签署,是明阳氢能实现“电—氢—电”一体化产业布局的重要里程碑。明阳氢能作为我国氢能装备的龙头企业,重点布局以碱性电解槽为主的制氢设备。厦钨氢能作为我国固态储氢材料的龙头企业,利用在贮氢合金方面的技术积累成功开发并量产了以钛基为主的固态储氢材料,良好地解决了固态储氢在常温常压下进行充放的需求,显著提高了储氢、运氢的安全性。

展望未来,随着国家对氢能产业的支持力度不断加大和氢能技术的不断进步,氢能产业将迎来更加广阔的发展前景。固态储氢由于具有储氢密度高、安全性能好、成本更低等优势,已被认为是最具前景的下一代储氢技术。明阳氢能和厦钨氢能的战略合作将进一步推动固态储氢的产业化进程,双方将充分发挥自身优势,互惠共赢、共同发展。

(陈学谦)

天海氢能携手鹏飞集团共建氢能源产业生态

本报讯 中国产业发展促进会氢能分会会员单位北京天海氢能装备有限公司与山西鹏飞集团有限公司近日举行战略合作签约仪式。

根据协议,双方将在氢能制、储、运、加、用等领域展开全面、深度合作,搭建绿色低碳供应链,共建氢能源产业生态。在交通场景方面,双方在未来三年内共同推广氢能重卡。天海氢能将为鹏飞集团在氢能交通领域提供定制化供氢系统解决方案,满足其多场景应用需求。

此次合作不仅体现了双方在氢能领域的共同愿景和坚定决心,也标志着双方在推动氢能交通场景绿色低碳转型方面迈出了坚实一步。鹏飞集团依托强大的产业基础和资源优势,积极推动氢能源在交通领域的应用,与天海氢能形成优势互补及产业链协同。天海氢能拥有行业领先的氢能储运装备生产线和先进的技术,将为鹏飞集团持续提供优质的产品及配套服务。

本次签约是对国家氢能产业发展规划的积极响应,也是双方企业为氢能产业发展注入强劲动力、共绘产业链新蓝图的重要举措。双方通过建立战略合作伙伴关系,紧密合作、同向发力,积极探索氢能产业新模式、新业态,共同推动氢能产业创新发展和应用推广,为构建清洁低碳、安全高效的能源体系贡献力量。

(张小宝)

2030年风电年新增装机或超2亿千瓦

本报讯 1月11日,在“2025中国风能新春茶话会”上,中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩表示,2024年中国风电新增并网装机容量约8800万千瓦。截至2024年底,风电累计并网装机容量已达到约5.3亿千瓦,在电源结构中占比超过15%。这一成绩不仅反映了中国风电行业在技术创新、项目建设和市场拓展方面的显著进步,也体现了国家对清洁能源发展的高度重视和支持。

展望未来,秦海岩对中国风电行业的长期发展充满信心。预计2025年中国风电新增装机规模将达到1.05亿千瓦至1.15亿千瓦,其中陆上新增规模

约9500万千瓦至1亿千瓦。到2030年,中国风电年新增装机规模或可超过2亿千瓦。这一预测彰显了中国风电行业持续强劲的增长势头和巨大的发展潜力。

在谈到风电行业的内卷问题时,秦海岩表示,这是当前行业面临的一大挑战。他指出,风电机组价格从2019年抢装潮之后大幅下降,到2024年为止,中国风电机组陆上价格已降至1400元/kW,海上机组价格降至3000元/kW以下。这种价格下降虽然降低了风电项目的建设成本,但也导致了行业内的恶性竞争,影响了企业的利润空间和行业的健康发展。

为了应对这一问题,秦海岩特别提到了行业自律的重要性。他表示,最近两个月,陆上机组价格出现回升,这可能是风能展签订的自律公约在起作用,也可能是因为整机商的利润在大幅下降倒逼所致。从数据来看,2024年三季度整机制造板块的毛利率都在10%以下。秦海岩强调,行业需要建立更加合理、全面的评价机制,综合评估整机商的研发、制造、质量保证等能力,而不是仅仅以价格作为唯一标准。

秦海岩还以10MW机组为例(叶轮直径230m,不含塔筒)进行了成本测算。他指出,该容量机组成本价格线为1200元/kW,其中直接成本(材料、制造费用、运输费用)

为950元/kW,费用(质量投入、研发费用、其他日常费用)为250元/kW。尽管已签订自律公约,但梳理2024年11~12月统计落实到具体项目(以招标量3300万千瓦计)的中标情况,仍有4家整机商报价低于1200元/kW。这进一步凸显了行业自律的重要性。

此外,秦海岩还提到了技术创新在推动风电行业发展中的关键作用。他表示,大容量风机和长叶片技术取得了令人瞩目的进展,轮毂高度已经成功提升至约185米,机组容量也发展到了18兆瓦半直驱海上风电机组——目前,最高塔架高度达到190米,机组最大单机容量已经达到26MW,标志着中国风电技术在全球范围内的领先地位。同时,人工智能和物联网技术在风电运维中的应用正日益展现出其巨大的潜力。

(张小宝)