

新型储能将成破解能源“不可能三角”的密钥

——访中国能源研究会特邀首席专家、国家能源局能源节约和科技装备司原副司长、浙江大学兼职教授刘亚芳

■本报记者 苏南

在国家“双碳”目标深入推进的背景下,新型储能技术已从边缘配角快速走到舞台中央,正成为构建新型电力系统、实现“碳排放双控”目标不可或缺的关键支撑。在第十六届中国国际储能大会期间,《中国能源报》记者专访了中国能源研究会特邀首席专家、国家能源局能源节约和科技装备司原副司长、浙江大学兼职教授刘亚芳,深入剖析新型储能在国家战略中的定位、技术路径选择以及未来产业的机遇。

从“散乱小”到“对症下药”

中国能源报:如何看待目前我国新型储能的发展?

刘亚芳:在很长一段时间里,外界对新型储能的形象往往停留在具象的装备上——无论是锂电池、压缩空气还是飞轮,似乎总是分散、微小且缺乏存在感。过去常有人质疑:发展新型储能是“小题大做”,“这么小、这么散、这么多元的技术,到底指望储能做什么?”

然而,正是这种看似“弱点”的多元化与灵活性,恰恰构成了新型储能应对风光新能源时代的核心优势。传统的大电网是一个高度规范、刚性的系统,遵循“源随荷动”的逻辑,依靠少量抽水蓄能等传统手段即可维持平衡。但随着风光大基地建设、新能源集中式、分布式开发并进,风光发电装机占比的飞速提升,电源发电出力侧的波动性急剧增加,传统的“源随荷动”难以为继,电力系统稳定运行与保障用电负荷需求之间出现了错配。而新型储能的特点就在于,哪里需要就配在哪里,随时需要随时配。

尤其是面对风光新能源分散、能量密度小的属性,新型储能能够“对症下药”,解决其“脾气任性”问题。这正是国家发展改革委、国家能源局当初克服重重困难推动新型储能发展的根本初衷——并非单纯培育电池制造产业,而是有着更高层面的国家能源安全战略考量。

中国能源报:怎么评价“十四五”时期新型储能发展情况?



刘亚芳:经过“十四五”时期的探索验证,新型储能的战略地位不断提高,并被定义为“新质生产力”“战略性新兴产业”。可以将储能比喻为电力系统中的“弹簧”或“催化剂”。它就像润滑油,哪里卡住了,就把它点上去,系统的运转就会更加丝滑、灵活,促进传统电力系统更加灵活高效,渐渐变成新型电力系统。

在“十四五”国家实施碳排放总量和强度“双控”刚性制度的背景下,新型储能的角色愈发关键。风光新能源真正成为高比例、高质量地成为主力电源,没有新型储能是难以想象的。新型储能从人才培养、电力市场化改革到国际交流,再到节能减排,已渗透电力系统的每一个环节,乃至工商业绿色低碳发展、“零碳园区”“智能微电网”建设的方方面面。可以说,新型储能不仅能平抑电力波动,更具备将风光能源转化为氢、热等其他能源形态的“神奇功效”,为国家能源转型提供了无限可能。

在公平竞争中百舸争流

中国能源报:实现新型储能的大规模推广应用,技术经济性是关键。在诸多新型储能技术中,您觉得未来主流技术会花落谁家?

刘亚芳:面对锂电、钠电、压缩空气、液流电池等多元技术路线并存的局面,未来的主流技术究竟花落谁家?我认为,国家战略选择了打开应用场景,让市场去选择,

而非行政指定“优选”。

市场经济就是公平竞争经济,按质论价,按效果付费。“双碳”目标涉及千行百业,场景极其多样,且随着算力中心等新场景的涌现,需求还在不断变化丰富。国家政策应该沿着“114号文”(《关于完善发电侧容量电价机制的通知》发改价格〔2026〕114号)确立的方向,建立公平的竞争环境。无论是自带转动惯量的压缩空气储能,还是成本潜力巨大的钠离子电池,抑或是能够解决非电利用的热储能、氢储能,让所有技术都有机会。政策的核心应该是“正向激励”,即只要能解决问题,就给予相应的回报。

中国能源报:您认为“十五五”时期,我国新型储能成本还有下降空间吗?

刘亚芳:我对“十五五”时期新型储能降本空间充满信心。回顾“十四五”,在没有国家补贴的情况下,储能系统造价已从接近两元降至四五角钱,这本身就是市场驱动的奇迹。随着装机规模的扩大、人工智能技术的加持、调度模式的优化以及技术创新的升级,作为工业化产品,新型储能的成本还有大幅下降的空间。

中国能源报:如何理解“十五五”,新型储能角色?

刘亚芳:“十五五”规划纲要确定了新型储能多元化目标。第二篇的第五章、第七章明确,发展壮大新型储能等战略性新兴产业,加快建设新型能源基础设施,大力发展新型储能,并重点提及绿色氢氨醇产业。从产业链路来看,绿色氢氨醇本质上属于氢储能的核心下游应用品类,是新型储能产业落地的重要延伸场景。

今年6月发布的《新型能源体系建设“十五五”规划》,进一步细化了新型储能产业的量化发展目标,其中多项指标与广义新型储能技术及融合应用场景深度绑定。在主要量化指标中,到2030年实现3亿千瓦新型储能装机规模成为核心锚点,同时车网互动、虚拟电厂等新型能源业态均被纳入量化考核体系。需要明确的是,车网互动、虚拟电厂等创新模式,均以新型储能

技术为核心功能支撑,可以理解为广义的新型储能,脱离新型储能的灵活调节、能量吞吐、功率匹配能力,相关业态将无法落地运行,这也凸显了新型储能在新型能源体系中的基础性、支撑性战略地位。

在新型储能落地应用的量化约束层面,7月发布的《可再生能源发展“十五五”规划》作出了清晰、明确的硬性指标界定,首次以制度化形式明确全国风电、光伏(含配建储能)的标准提法,并提出迎峰度夏用电高峰时段,风光发电量占比需达到20%以上。这个指标意味着将大幅拓宽新型储能的配置空间。

最新发布的《新型电力系统建设“十五五”规划》,进一步完善了新型能源体系的考核指标体系,明确设置新型储能装机、虚拟电厂、车网互动等核心量化指标,与此前《新型能源体系建设“十五五”规划》《可再生能源发展“十五五”规划》形成全面呼应、层层衔接、环环相扣的政策体系。

多场景适配的“千面女郎”

中国能源报:您多次用“千面女郎”比喻新型储能,怎么理解?

刘亚芳:从应用模式来看,行业正在逐步摆脱单一储能技术独立应用的模式,将不同品类的储能技术组合的复合型储能应用日益增多。需要明确的是,复合型储能并非各类储能技术的简单叠加与物理堆砌,而是基于负荷特性、系统需求、深度协同适配应用场景,其运作逻辑如同“中药配方”,通过多技术有机融合、优势互补,化解单一储能技术的性能短板,实现整体系统效能的最大化提升。

目前,储能嵌入电力系统中与电源、电网、负荷,形成火储联调、构网型储能、有源配电网等,新型储能的耦合型应用呈现出多元化、场景化的全域特征,可形象概括为“千面女郎”。当前储能已广泛渗透至电力系统容量扩展、算力网络、新能源消纳、零碳园区、车网互动、虚拟电厂等各类场景,在不同应用场景中可承担分布式光伏消

纳、变压器容量管理、调峰调频、平稳出力、负荷适配、价值套利、优化电力市场报价策略等差异化功能,具备多元赋能、多场景适配的奇妙多元功效和关键核心特质。所以,我认为,新型储能的复合型应用、耦合型应用,可以看成“广义的新型储能”,“十五五”会“无处不在”。

中国能源报:储能场景价值充分释放、实现商业化落地与价值变现的关键是什么?

刘亚芳:在我看来,取决于两方面因素:一是参与主体的综合能力;二是政策与市场给予储能的价值认定。首先,参与主体依托技术集成能力、商业运营能力以及政策研判能力,才能精准挖掘不同场景下的储能核心价值、打造差异化商业模式。整体而言,多技术复合协同、多场景深度耦合的应用模式,叠加算电协同、零碳园区等全新赛道的落地普及,将成为未来新型储能产业最核心、最广阔的增量发展空间。同时,亟须国家政策与市场机制不断完善,随着市场化改革深入推进,促进新型储能价值的价格实现,切实疏导新型储能规模化、产业化、商业应用的合理成本是至关重要的。

如今的储能,不应再是被动等待调度的“工具人”,而应主动参与市场,展现多重价值。未来,“源网荷储一体化”与零碳园区的推进,将赋予园区主责单位更多的调度自主权。这不仅能解决存量消纳问题,更能调动参与主体积极性,进一步让储能支撑助力所在系统扩大绿电开发和消纳,实现绿色低碳安全高效,并且通过调峰、调频、备用容量、现货套利等多途径获取收益。期待随着容量市场的建立与完善,新型储能将更好实现一体多用、分时复用,获得应有的“工资”。

展望“十五五”,随着相关规划提出新增约1.65亿千瓦新型储能和全面提高电力系统源网荷灵活性的目标,新型储能将迎来数倍增长。在公平的市场规则与技术进步的驱动下,新型储能将从补充调节资源加速迈向主力调节资源,成为破解能源“不可能三角”,既绿色、又安全、还经济的终极钥匙。

能聊能说

天合元氢推动“光储氢”高质量融合

■本报记者 杨沐岩

日前,在江苏扬州举办的光储氢一体化技术研讨会上,江苏天合元氢科技有限公司(以下简称“天合元氢”)发布“光储氢一体化”解决方案。天合元氢总经理段顺伟表示:“光储氢一体化作为多能融合的重要形态,将光伏、储能与电解制氢有机耦合,打通‘绿电—绿氢—多元应用’的完整链路,是支撑‘十五五’能源转型,提升非电消纳极具前景的解决方案。”

光储氢系统不是光伏、储能、电解槽设备的简单叠加。从系统协同控制、动态工况适配,到标准化集成方案、全生命周期成本优化、商业化商业模式探索,产业链依旧存在诸多待攻克的难题。

对此,天合元氢建成国内首个兆瓦级光储氢一体化实证测试中心,投用碱性电解槽全自动叠装产线,并推出制氢场站全生命周期数字孪生运营中心、持续破解氢能行业发展“痛点”问题。接下来,天合元氢还将向第三方开放兆瓦级光储氢一体化实证测试中心,联动行业各方攻关、共建标准,推动光储氢高质量融合发展。

一体化发展需要产业协同

我国已构建全球最大、发展最快的可再生能源体系,在绿色氢能供给方面具有巨大潜力。面对可再生能源资源富集地区本地消纳能力有限、大规模远距离电力外送制约等矛盾,亟待拓展氢能等新能源非电利用途径,实现电、热、气、热多能灵活转换、跨区域空间调节。

截至2025年底,我国建成和在建可再生能源制氢产能规模超过100万吨/年。其中,建成投运超25万吨/年,较2024年底增长超1倍,在建超90万吨/年,电解水制氢为主要路线。

业内人士指出,光储氢一体化发展是同步解决新能源消纳、绿氢降本、拓宽收益渠道的核心路径。当前光储氢融合发展的产业重心,已从简单设备堆砌转向系统集成创新、实景实证验证与商业化模式落地。但客观来看,行业仍处于爬坡过坎的关键阶段,普遍存在系统实测数据不足,光储氢耦合控制策略、工况适配技术尚未完全成熟,系统级验证载体稀缺等痛点,致使诸多前沿技术停留在理论与实验室研发阶段。

面对光储氢产业链存在的诸多难题,单一企业、单一环节很难独立打通全链条,产学研协同、上下游深度合作,是行业破局的必由之路。天合元氢相关负责人表示:“依托集团光伏技术积淀,我们坚持以实证驱动技术迭代。我们落地光储氢一体化实证测试平台,持续验证电解装备、储能系统、能源管理策略协同运行能力,不断打磨适配风光场景的一体化解决方案。我们希望通过实证平台为纽带,开放试验场景,联合高校、科研院所、产业链上下游伙伴,共同开展技术验证、标准研究与方案优化。”

测试、运营系统完善

业内专家认为,构建实证测试平台对光储氢协同发展十分重要,平台能够精准模拟新能源波动工况、真实检验制氢系统的运行可靠性与场景适应性,可为电解槽企业提供第三方性能验证与认证测试,支撑行业关键技术攻关与标准体系完善。

天合元氢光储氢一体化业务负责人卞铁铮介绍:“天合元氢已建成国内首个兆瓦级光储氢一体化实证测试中心,填补了系统级耦合测试空白。搭建‘电源—制氢—辅助—监控’协同架构,具备2.5—10兆瓦全规格电解槽检测能力。目前,中心已完成3代产品、20余项全工况测试。”

国家能源局近日发布《中国氢能发展报告2026》提出,推动新能源产业价值链延伸与规模扩容。稳步推动光伏、风电、新型储能产业链向“制氢/燃料电池装备制造+全场景应用”延伸赋能,将我国新能源产业发展优势转化为氢能产业竞争优势。

卞铁铮说,天合元氢“光储氢一体化”解决方案日趋成熟,以构网型储能为支撑,弥补了风光发电惯量不足与调峰缺口,使新能源从被动供电电源转变为可主动调压调频的电网支撑节点。该方案同时还支持并网消纳与离网独立供电,满足了电网调峰和无电网区域独立制氢需求。

此外,天合集团还自主研发了制氢场站全生命周期数字孪生运营中心,打破行业仅售卖硬件的传统模式,构建了“设备交付+平台赋能+订阅运营”新商业模式。平台搭建数字孪生数据中心、可视化看板、随身运维移动端三大体系,融合数字孪生、AI机器视觉、大模型、智能预测四大技术,可实时采集能耗、产气、温度等参数,搭载AI故障自动研判、多级预警、历史回溯,直观演示光储氢系统运行逻辑。

智能技术破解扩产制约

光储氢一体化市场持续扩容,带动制氢装备全产业链需求增长。我国水电解制氢装备正迅速发展,电解槽产能接近全球的60%。其中,碱性电解槽已实现全产业链国产化,单槽最大产氢量突破5000标方每小时。但碱性电解槽的传统生产模式也存在不少痛点,人工、半自动化产线效率低、产品一致性差,制约行业扩产,智能化全自动总装产线成为刚需。

在天合元氢扬州基地,极板自动焊接线、流道自动加工线、板网电极自动焊接线、电解槽自动叠装线,融合自动控制、声光电检测、大数据、云平台等多种技术,实现了自动化生产。机械臂有条不紊地抓起极板半成品放入自动焊接生产线内,桁架样式高速机器人自动开展上下料,触感式水平检测技术自动开展表面处理、平整度检测。

卞铁铮介绍,扬州基地的碱性电解槽全自动总装产线实现了100%替代人工铺装,堆叠效率和精度均大幅提升,相比半自动化产线,解决了传统产线用人多、效率低、精度差、数据断档问题,为吉瓦级制氢装备量产提供支撑。

华工激光氢能产品经理何鹏指出,随着电解槽产能快速扩张,氢能行业对焊接、精密加工、自动化产线需求持续提升。天合元氢扬州基地完整自动化电解槽产线标准化、规模化制造模式,可有效摊薄设备生产成本,契合行业降本大趋势。“我们期待与天合元氢深化装备配套合作,共同提升国产电解槽自动化制造水平。”

“天合元氢愿意持续当好产业的合作者、实践者。”段顺伟说:“我们将坚持开放合作,积极携手产业链伙伴,共同攻克系统耦合关键技术、持续推动绿氢装备降本增效,探索可持续的商业落地模式,合力推动光储氢一体化项目从示范项目走向大规模商业化应用。”

大停电警钟：中亚缺的不是电，是电网韧性

■ 贾渊培

8月14日下午,中亚国家统一电力系统发生大范围扰动,哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、乌兹别克斯坦和塔吉克斯坦部分地区相继出现停电、电压波动或电网解列,阿拉木图、比什凯克、杜尚别等城市受到不同程度影响,一些地区交通、通信和市政设施短时运行异常。

事故因何而起,各方尚有不同表述。哈萨克斯坦国家电网运营商KEGOC认为,吉尔吉斯斯坦托克托古尔水电站两台机组短时退出运行、约600兆瓦发电功率骤然损失,是此次扰动的初始触发因素;吉尔吉斯斯坦方面则强调,初始扰动不能简单等同于其他国家部分电网随后停电的直接原因。目前,各方已成立联合委员会展开技术调查。

在事实彻底厘清之前,真正值得深究的,不是把责任简单归咎于哪个国家、哪台机组,而是一个局部扰动,何以迅速跨越国界,演变为波及四国的区域性电网事件?

答案指向一个更深层的命题:中亚电力基础设施现代化,已经到了必须加速推进的时候。

中亚统一电力系统形成于前苏联时期,其优势在于跨国调剂水电、火电和负荷,实现区域资源互补。但随着设备老化、负荷增长、新能源大规模接入,这套高度互联的系统正面临新的安全考验。世界银行评估显示,上述四国大量电网与发电设施继承自前苏联时期,运行30年以上的设施占比约为44%至75%,部分设备已超过理论使用年限,区域电力损耗总体处于较高水平。乌兹别克斯坦的情况颇具代表性:截至2024年,该国配电网技术损耗约13%,过半配电设施运行超过30年,政府正推进总投资需求约30亿美元的配电网现代化计划。

就此而言,此次停电更像一记警钟。对中亚国家而言,未来电力投资的重心,不能只是“多建几座电站”,而必须从发电侧延伸至输电网、配电网、调度系统、继电保护、储能和数字化控制体系。电网不仅要“输送能力”,更要有“抗冲击能力”;不仅要回答“有没有电”的问题,更要回答“一个节点发生故障之后,整个系统能否迅速隔离、快速恢复”的问题。

在这方面,中国经验具有很强的现实参照意义。经过长期大规模建设,中国已形成世界上规模最大、技术最复杂的交直流混联大电网。截至2025年底,我国已建成投运45条特高压输电通道,“西电东送”能力达3.4亿千瓦,同时支撑超过18亿千瓦新能源接入和消纳。更重要的是,这种优势并不止于某一类设备,而是一种系统性能力——从规划设计到装备制造,从特高压输电到智能调度,再到工程总承包和长期运维,中国已形成完整的电力建设产业链。而这,恰恰是中亚当前最需要的。

吉尔吉斯斯坦能源部在建电站管理机构董事会主席巴克特·巴塔耶夫告诉《中国能源报》,中国能源技术目前在吉尔吉斯斯坦的运行表现可靠,包括南北电网以及比什凯克相关电网项目。中国能源技术处于国际先进水平,因此与中国投资和技术合作相关的能源项目,在吉尔吉斯斯坦具有很强的吸引力。

此次事故发生后,吉尔吉斯斯坦电力系统较快恢复至正常频率,并一度向周边系统提供约250兆瓦功率支援;乌兹别克斯坦方面特别强调,自动化装置和电池储能系统在抑制功率下降、弥补瞬时功率缺额方面发挥了重要作用。这些细节提示我们,中亚电网升级已不能停留在简单“以新换旧”的层面,而应朝着自动化、数字化、储能化、智能化的方向整体跃升。这也意味着,新的合作空间正在打开——从500千伏骨干网架改造到跨国输电通道建设,从老旧变电站升级到智能保护和调度系统,中国企业完全有条件以从单体工程和设备出口为主,转向“规划咨询+设计建设+装备供应+数字化系统+运维服务”的全生命周期合作。

一次大停电,不会改变中亚能源合作的大方向,却提醒各国:现代能源体系的竞争,归根结底不仅是资源和发电能力的竞争,更是电网韧性和系统治理能力的竞争。中亚能源资源丰富,但要真正转化为稳定、安全、可交易的电力,必须有一张更坚强、更智能、更具韧性的现代化电网作为支撑。

从这个意义上说,此次停电传递了一个明确的信号:未来十年,中亚很可能迎来一轮持续时间较长的电网更新和能源基础设施现代化周期。对已经积累全球领先电网技术、完整装备制造体系和大规模工程经验的中国企业而言,这片市场不仅“大有可为”,更应成为共建“一带一路”能源合作从“电站建设”迈向“现代电力系统建设”的重要新空间。