

增量配电网，新能源消纳新可能

■本报记者 苏南

1月22日，由华北电力大学国家能源发展战略研究院组织编写的《2023年度增量配电网发展研究白皮书》(以下简称《白皮书》)正式发布。《白皮书》显示，截至2023年12月31日，在国家批复的五批次459个增量配电网试点中，329个试点完成规划编制，359个试点完成业主优选，256个试点确定供电范围，227个试点取得电力业务许可证。

自2015年“9号文”启动新一轮电改以来，增量配电网改革就成为电改突破口。如今，增量配电网改革试点已推行多年。多年来，配电网改革在曲折中前行。多位受访的业内人士认为，增量配电网改革的这几年来，地方政府推动意愿强烈的、边界条件好的增量配电网改革试点均已陆续落地运营。在已落地运营的增量配电网改革试点中，根据所在区域资源禀赋和用户结构，建设以新能源为主、源网荷储一体化、多能互补、综合能源供应的绿色有源配电网成为共识。目前，增量配电网正在成为构建新型电力系统的重要组成部分。

■ 良性运营依旧面临困难

《白皮书》显示，五批次试点中已完成增量配电网规划编制的共计329个，占比超过试点总量的七成。其中，第一批86个，第二批72个，第三批79个，第四批53个，第五批39个。七年来，五批次试点中已完成增量配电网规划编制的情况是，2018—2022年增速较快，2023年新增1个。

《白皮书》显示，五批次试点中已发布招标公告的共计246个，占比超过试点数量的五成。公开招标和竞争性磋商是试点主要招标方式，两种方式占比超过已发布招标公告试点总量的九成。七年来，五批次试点中已发布招标公告的情况为：2018—2022年增速较快，2023年新增1个。五批次试点中已确定业主的共

计359个，确定业主的试点约占试点总量的八成。

记者采访了解到，2018—2020年是增量配电网改革试点的快速发展期。2021年之后，增量配电网改革试点进展比较慢，原因在于前期都是程序性工作，取得电力业务许可证后的实际落地运营试点项目困难重重、举步维艰。如今，增量配电网改革推进困难。

一位参与《白皮书》编写的不愿具名的企业人士对《中国能源报》记者表示，增量配电网改革作为电改突破口，近8年来，虽然取得一定成绩，但在试点落地过程中，项目的排他性经营权、公平接入上级电网和接入以新能源为主电源的发展权，按照国家政策获取公允合理回报的收益权一直未能得到充分保障和落实，这些因素成为制约和影响试点项目实现良性运营的顽疾。

《白皮书》副主编吴俊宏接受《中国能源报》记者采访时表示，既有的五批次增量配电网项目并没有显示出加快发展的趋势。主要是因为五批次优质项目或者较容易开展的项目，过去几年已经开展了规划编制、业主优选、区域划分、项目建设等相关工作，剩下的项目在可行性或开展难度等方面都存在或多或少的问题。

在业内人士看来，“对于难开展的项目，市场信心不足”直接导致不少此前观望的企业放弃参与增量配电网，而参与试点的企业也有选择退出的。

■ 园区增量配电网是发展趋势

谈及今年增量配电网改革情况，吴俊宏认为，既有的五批次增量配电网项目，仍然会根据各自自身的情况按部就班向前推动，一旦项目需求或条件发生变化，可能会突然加速某个项目的进展。

榆林电力投资有限公司总经理贾豫接受《中国能

源报》记者采访时表示，“增量配电网未来的发展，一方面需要政府和监管机构加强监管，尊重维护增量配电网经营、发展、收益三方面的基本合法权益。一些久拖不决的热点、堵点、难点问题已经严重影响和制约了试点项目的发展，严重挫伤了市场主体的信心和积极性。有关部门应高度重视，尽快纠偏；另一方面，已经落地运营的试点项目需因地制宜大力开展以新能源为主的源网荷储一体化绿色有源微电网建设。需要政策支持和鼓励增量配电网改革试点围绕用户安全可靠、绿色低碳、经济高效的用能需求，以新能源为主建设源网荷储一体化的多能互补、综合能源供应的绿色配电网。”

在吴俊宏看来，未来增量配电网发展应该关注因绿色高质量发展和招商引资需要而新开展的“园区型增量配电网+新能源”项目。这类项目在过去一两年已经在个别省份进行了尝试。在目前经济发展需求面前，越来越对多的地方开始支持这类业务模式。虽然这类项目每年新增的数量不会太多，但其质量和投资规模都会比过去的增量配电网更有优势。

以黄冈产业园低碳示范园区为例，其依托泰能智慧电力在园区内投资运营的增量配电网，已累计成功并网新能源项目超53兆瓦，在行业内及同类园区中处于领先水平。这些新能源项目的并网投运，每年可为黄冈产业园提供约6185.1万千瓦时的清洁能源，减少碳排放3.6万吨。

■ 创新配电网体制促进新能源消纳

业内人士认为，过去在增量配电网里接入电源是比较敏感的话题，增量配电网项目甚少考虑新能源电源接入，但是在碳达峰碳中和目标下，为了发展更大规模新能源，按照传统电力系统发展思维对待大规模的

新能源并网，电力系统将面临巨大的建设和使用成本压力。这些压力，一方面来自解决新能源传输和并网的电网投资，另一方面来自新能源波动导致的辅助服务成本需求。因此，在未来增量配电网改革中，迫切需要创新配电网体制机制，以实现低成本的消纳新能源。

贾豫也表示，在加快建设新型电力系统的背景下考虑电力产销体系的优化调整完善，应坚持“远方来”与“身边取”结合、集中式与分布式并举、特高压大电网建设与绿色有源配电网建设并重的原则，在满足安全稳定基本前提下，发挥增量配电网体制机制灵活的优势，大力开展分布式新能源建设和集中式新能源就近接入消纳，降低增量配电网综合购电成本并鼓励向下游终端用户传导价格波动。

“通过社会资本投资建设增量配电网以及相关的新能源并网线路，可以减少电网公司投资电网的成本，进而减少省级输配电价上涨的压力。另外，通过新能源就近接入增量配电网内消纳，减少了传统方式下新能源并网线路接入电网，再通过电网供电线路去负荷端消纳的潮流迂回损耗。”吴俊宏认为，根据对电网设施付费使用的基本原理以及相关政策要求，直接接入增量配电网里消纳的新能源不用缴纳外部电网的输配电价，直接减少了用户对于这部分新能源的使用成本。此外，通过增量配电网对用户侧管理的加强，网内进一步的储能配置，可加强对局部单元源网荷储一体化的互动能力，能够减少新能源波动、负荷波动对于电力系统不平衡的影响，从而降低电力系统消纳新能源以及用户使用新能源的辅助服务成本。

在业内人士看来，“增配电网+新能源”模式能够有效吸引对低电价、绿电有需求的高耗能企业入驻投产，并提升其产品竞争力。这种模式能有效带动负荷增量，而负荷增量正是经济发展和新能源消纳的基础。

江苏连云港：开辟“绿色通道” 保电煤畅通



图片说明

临近春节，江苏连云港为做好迎峰度冬期间能源保供运输，开辟电煤运输“绿色通道”，实行24小时不间断作业，提高电煤卸车和转运速度，满足发电企业春节用煤需求，保障电力供应。

图为1月22日，在江苏连云港煤炭码头，货轮正在卸一批电煤。

人民图片

飞轮储能产业化进程提速

■本报记者 卢奇秀

开年以来，飞轮储能频传利好消息。

1月24日，国家能源局公示新一批新型储能试点示范项目名单，共有56个项目列入，涵盖锂离子电池、压缩空气储能、全钒液流电池储能等技术路线。其中，历来小众的飞轮储能技术，也有包括河北省荆州市100MW/0.833MWh飞轮储能在内的3大项目成功入选。

资本市场方面，沈阳微控飞轮技术股份有限公司(以下简称“沈阳微控”)日前在辽宁证监局完成办理辅导备案登记，拟首次公开发行股票并上市，有望成为我国首个IPO的飞轮储能企业。

业内人士认为，随着项目的规模化部署应用，叠加资本市场的推动，飞轮储能行业即将迎来爆发节点。

■ 小众技术路线

飞轮储能是指利用电动机带动飞轮高速旋转，在需要的时候再用飞轮带动发电机发电的储能方式，具有安全性高、功率密度大、使用寿命长、绿色无污染等优势。

事实上，现代飞轮储能技术自20世纪中期开始，已有超过50年的研发和应用历史，美国在20世纪90年代中后期率先进入产业化发展阶段，向不间断供电过渡电源领域提供商业化产品。目前国际上主要的飞轮储能厂商有VYCON、ActivePower、Beacon、Piller等，我国清华大学、北京航空航天大学、哈尔滨工业大学、中国科学院等高校和科研机构也一直在进行飞轮储能技术研究。

沈阳微控副总裁陈焯向《中国能源报》记者介绍，近年来，飞轮储能作为一项新兴储能技术日趋成熟，在应急电源保障、电能质量治理、节能、电力调频、大功率电源等众多应用场景已进入规模化应用阶段。与此同时，用户对飞轮储能技术特性缺乏了解是行业面临的主要难题，也导致行业发展速度低于业内预期。

数据显示，截至2023年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机31.39GW/66.87GWh。其中，锂离子

子电池储能占比97.4%，飞轮储能占比仅0.2%左右。

在陈焯看来，飞轮储能的技术特点决定了其在装机规模绝对数量上是一种小众技术路线，其机电一体化装置的复杂度使得进入该领域有较高的技术门槛。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇认为，目前飞轮储能仍处于商业化验证阶段，并未达到完全市场化，国内有半年以上连续稳定运营业绩的飞轮储能厂家屈指可数。飞轮储能行业仍以民营企业及少数国有企业为主。

■ 调频独具优势

记者注意到，市场上已有飞轮储能项目投运，且以调频项目为主。

2023年6月，国内首个“飞轮储能+百万千瓦级中间二次再热火电机组联合调频”项目在山东莱芜正式投运，项目采用10台单体600千瓦飞轮储能装置，高1.5米，直径50厘米的大型陀螺高速旋转，最高可达15000转/分钟，标志着我国飞轮储能技术开发取得突破进展；同月，国内首个电网侧飞轮储能独立调频电站项目——鼎科能源科技(山西)有限公司30MW飞轮储能项目破土动工，该站由120个飞轮储能单元组成12个飞轮储能阵列，项目接受电网调度指令，进行高频次充放电，提供电网有功平衡等电力辅助服务；2023年12月，全球规模最大的飞轮+锂电池混合储能项目完成一期项目储能设备吊装。该项目采用50MW预制集装箱式高速磁悬浮飞轮储能装置+50MW磷酸铁锂电池，其中高速磁悬浮飞轮最高转速可达30000转/分钟。

相比传统火电、水电、电化学储能，作为后来者，飞轮储能如何在未来的调频市场获得一席之地？

刘勇认为，火电在未来调频市场的份额占比相对固定，多数火电厂会较为保守地参与调频服务，调频获取的利润只是机组发电的附属产物；水电在调频服务市场更具优势；而锂电占据的调频市场会逐渐被迭

代，磷酸铁锂电池更适合调频，其安全性问题并不适合严峻的调频工况。因此，锂电占据的市场会被以飞轮储能为首、以液流电池为补充的技术路线取代。

飞轮储能作为典型的短时高频次储能技术，应用于电力调频的优势已得到行业认同。与此同时，飞轮储能调频系统也面临一些挑战，比如，目前飞轮储能系统的成本仍数倍于锂电池系统，不同飞轮储能技术路线的实际性能尚需要规模化应用项目的验证。

■ 今年或迎爆发

飞轮储能项目正沿着十兆瓦、几十兆瓦，乃至百兆瓦级方向快速升级。日前，山西省长治市潞城区100兆瓦独立储能电站项目飞轮设备采购中标结果发布，这意味着，我国飞轮储能迈入百兆瓦级时代。

陈焯坦言，目前总体上飞轮储能仍处于产业发展初期，在技术特性的认知、国家标准的制定等方面还有诸多工作要做，设备厂商的成熟度也参差不齐。2024年，国内将有多个百兆瓦级别的飞轮储能项目投运，在应用场景上也更加多元，行业将进入爆发式发展阶段。

成本方面，业内预判，随着整体规模的扩张，通过3—5年的发展，飞轮储能的功率成本有望与电化学储能技术持平。

刘勇同样指出，2024年飞轮储能产业将迈入蓬勃发展的新阶段。今年仅山西、宁夏、山东省就有不小于500MW的潜在飞轮储能装机容量，随着非化石能源占比快速提升，届时庞大的助推力，推动全国调频辅助服务市场蓬勃发展，飞轮储能产业也将顺势而起。

“飞轮储能在全国电力服务辅助市场全部打开后，会有长达十年且每年不低于一万亿元，总额万亿元以上的海量资金持续投入，加速飞轮储能的规模化建设。”刘勇认为，未来飞轮储能会由以民企为首、少量国企为辅迈向民企、国企共同深耕市场的繁荣局面，彼时飞轮储能的投入将成为地方拉动经济建设的新引擎。

关注

国际能源署：明年全球核能发电量将创历史新高

本报讯 当地时间1月24日，国际能源署发布的最新报告预测，2025年全球核能发电量将创历史新高。由于全球向清洁能源加速转型，低排放能源将满足未来3年全球新增电力需求。

一份名为《电力2024》的全球电力市场发展和政策年度分析报告预测，到2025年，随着法国核能发电量攀升、日本几座核电站恢复运行，以及一些国家的新反应堆投入商业运营，预计全球核能发电量将达到历史最高水平。

报告说，到2025年初，可再生能源将超过煤炭，占全球总发电量的1/3以上。到2026年，包括太阳能、风能等可再生能源以及核能在内的低排放能源预计将占全球发电量的近一半。

报告说，2023年由于发达经济体用电量下降，全球电力需求增幅放缓至2.2%，但预计从2024年到2026年，全球电力需求年均增幅将达到3.4%。到2026年，全球电力需求增长的约85%将来自发达经济体之外。

国际能源署署长法提赫·比罗尔指出，目前电力行业的二氧化碳排放量比任何其他行业都多。但令人鼓舞的是，可再生能源的快速增长和核能的稳步扩张将满足未来3年全球新增电力需求。(杨时)

江西寻乌抽水蓄能电站获批

本报讯 近日，三峡集团在赣投资建设的首个抽水蓄能项目——江西寻乌抽水蓄能电站获得江西省发改委核准批复，为2024年项目开工建设创造了良好开局。

江西寻乌抽水蓄能电站，位于江西省赣州市寻乌县境内，由三峡集团所属三峡建工投资、建设及经营，装机容量120万千瓦，是国家《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》“十四五”重点实施项目。电站建成后，主要承担江西电网调峰、填谷、调频、调相、储能及紧急事故备用等任务，每年可吸纳20.2亿千瓦时低谷电量，提供15.1亿千瓦时高峰电能，相当于节省电网燃煤消耗量约46.7万吨，将在满足江西省电力增长需求、改善电能质量、维护电网稳定运行等方面发挥重要作用。

此外，近日，国家能源局大坝安全监察中心到浙江长龙山抽水蓄能电站组织大坝安全注册现场检查。经过严格的实绩考核，长龙山抽水蓄能电站以优异的成绩达到“甲级坝”注册等级。

通过现场实地检查、资料查阅、质询座谈等方式，详细了解大坝安全特性和安全管理情况后，专家组一致认为，长龙山大坝运行性态正常，大坝运行单位部门职责明确，大坝安全管理制度和人员配备满足要求，为长龙山电站安全稳定运行奠定了坚实基础。

长龙山抽水蓄能电站由三峡集团所属三峡建工投资、建设及经营，是华东地区最大的抽水蓄能电站，每年可节约标煤21万吨，减少排放二氧化碳约42万吨、二氧化硫约2800吨，自首台机组投产以来已安全运行近1000天，为华东电网电力保供作出突出贡献。(宗和)