

块头小 能耐大 微电网发力需多补短板

■本报记者 杨晓卉

在各地近期发布的能源产业相关政策中,微电网一词频频出现。

江苏省发改委日前印发的《新型储能项目高质量发展的若干措施(征求意见稿)》提出,支持企业用户建设“微电网+储能”,提高绿电消纳水平;贵州省工信厅等部门近日发布《贵州省有色金属行业碳达峰实施方案》,鼓励企业参与光伏、风电等可再生能源和氢能、储能系统开发,建设企业微电网;广东省东莞市印发《碳达峰实施方案》,鼓励企业参与光伏、风电等可再生能源和氢能、储能系统开发,建设企业微电网;广东省东莞市印发《碳达峰实施方案》,鼓励企业参与光伏、风电等可再生能源和氢能、储能系统开发,建设企业微电网;广东省东莞市印发《碳达峰实施方案》,鼓励企业参与光伏、风电等可再生能源和氢能、储能系统开发,建设企业微电网……

微电网是由分布式电源、储能装置、能量转换装置、负荷、监控和保护装置等组成的小型发电系统,源荷储高度集成,既可与公网并网运行,也能以孤岛电网形式独立运行。在新能源占比越来越高的电力系统中,微电网能够实现分布式电源灵活高效应用以及可再生能源与负荷就地平衡控制,可以解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题,是缓解主电网压力的“利器”。

据《中国能源报》记者了解,微电网虽然优点众多,但目前,其相关政策理念、机制标准、投资落地等仍面临瓶颈。业内人士认为,未来微电网发力需要机制、技术、装备等各层面持续创新,补齐短板。

■ 新型电力系统的“好帮手”

近年来,新能源爆发式增长给电力系统带来能效的同时也带来不小挑战。业内专家指出,波动性电源占比越来越高的发电侧,与以基荷电源为主而设计的传统电

网矛盾进一步凸显,表现出电压波动大、供电可靠降低、调峰难度大等多种挑战。而负荷侧随机、无序移动负荷的大规模渗透,为电网带来较大冲击。

基于此,可以实现区域内部负荷调节、就地消纳,缓解对主电网冲击的发电侧小型系统备受青睐。多地政策支持、投资方的关注,一时将微电网“炒热”。

在新型电力系统中,微电网对提升能源利用率、保证电能的安全稳定具体有何助力?“相对于传统大电网,微电网能源利用形式多样,分散性、灵活性较强,供电可靠性也极高,这些特点符合社会发展对用电的诸多要求。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇说。

目前,微电网主要在企业用户内部配电网,以及在园区级配电网的基础上增加分布式电源、分布式储能、相应的数字化技术后形成。通常在工业园区或企业内部,可能既有充电桩等储能资源,也有光伏等电源资源,加之企业本身的用电负荷,在开启电力市场现货交易或需求侧响应时,区域内负荷的调整就极为复杂。

“在一个园区内,低压并网的一个企业可能就有四五台变压器,每个并网节点可能都不在同一个地方。比如,光伏并网在1号变压器,储能并网在2号变压器,光伏和储能配合出力就需要一套微电网控制系统对内部用电平衡进行调节。”云智能源CEO张勇举例分析。

除了发挥调度平衡作用,微电网可与上级电网实现能量和信息的交换,提升电网末端的安全性和可靠性。“此外,它可以成为用户零碳能源系统的骨干,实现如氢-电耦合、电-热耦合这样的用户内部能量交换。对能源管理、排放计量、能效管

理、电能替代等综合能源业务而言,微电网也是最好的落地载体。”杭州数元电力科技有限公司董事长俞庆表示。

■ 多重难点掣肘发展

针对微电网的应用场景,俞庆向《中国能源报》记者进一步解释:“例如在经济性应用场景中,分布式储能并入用户微电网后,不仅可以参与分时电价的套利,还可以在基本电费的价格政策下,帮助用户降低最大负荷,减少容量电费支出。另外,还可应用于绿色场景,利用综合低压配电网的电源种类多、电网环节多,部分项目还涉及与其他资源能源的耦合,项目规划和可行性论证复杂,项目核准环节涉及管理部门多、审批流程较长,而且涉及股权配置、价格核定、供电区域划分等多个领域,统筹难度大。”刘勇说。

在政策理念方面,俞庆认为,微电网是一个“自下而上”的实现过程,要坚持电力市场化方向、坚持“管住中间、放开两头”。“这样一来,即使没有政策和补贴,价格也会有效配置资源。过于依赖政策和补贴反而会扭曲正常的市场竞争,甚至导致劣币驱逐良币。”

另外,微电网建设投资大致分为源、



变、控、储五个部分,初始投资较大、运营风险高,这在一定程度上限制了社会投资的积极性。“微电网的单位千瓦投资约为1.2万元~2万元,其中约80%为初始投资,而初始投资的85%以上又为电源和储能设备。较高比例的初始投资限制了部分社会资本参与工业绿色微电网的发展,一旦园区入驻企业少或者慢,就会导致用电负荷无法短时间内达到预期,项目回收期将延长,项目初期面临较大资金压力。”刘勇指出。

“过去,电力行业习惯性重投资、轻运营,类似于房地产开发模式,但微电网应重运营、重服务,类似于物业公司模式。所以需要协调好投资、建设、运营三者关系。”俞庆告诉《中国能源报》记者。

■ 遵循逐层递进发展路径

业内人士指出,微电网目前还涉及并网技术、储能技术扩展性不足、标准化模块化程度不高等问题,需要从系统层面进一步优化其规划、运行、能量管理等方面的技术创新。

在刘勇看来,微电网相关制造企业系统集成商、项目设计单位、业主单位、电力公司以及应急管理部门要以实际应用场景为导向,针对工业园区微电网技术研发、清洁能源消费、装备制造技术等全产业链环节,构建覆盖上下游产业链以及全

生命周期管理的完整生态链。“此外,要充分发挥全国多地已经建设的工业园区微电网示范验证平台价值链作用,不仅为政策与标准、工业园区微电网、电力系统产业发展提供实证数据支撑,更要着重打造工业园区微电网应用创新研发、实证研究、系统关键技术联合攻关、人才培养、产业集群发展等融为一体的载体平台。”

“微电网、微电网群的发展是自下而上、逐层递进的路径,首先需要的恰恰不是去开发项目、投资光储充,而是打好用户微电网系统的管理基础,比如电气设备的数字化台账、数字化运营管理、分级计量、负荷监测等。”俞庆建议,微电网区域内有了基础数据和运营管理模型的基础,才能支撑光储充等微电网要素投资的决策分析,逐步使用户配电网有源化、微网化,实现管理-控制协同,再积累足够的负荷侧可调节资源参与电网、市场高级互动。

张勇则认为,未来并网型微电网控制系统会成为微电网发展的主流。“中国具有全世界最坚强的主电网,电能质量和电网稳定性非常高,采用并网型微电网经济性较好。离网型系统要花费大量时间和经济成本做好离网过程管理和离网型系统的切换,与并网型系统相比,成本可能会差十倍以上,且一般情况下,离网型系统利用率也很低。”

全球首座百兆瓦级分散控制构网型储能电站投运



图片新闻

6月27日,由华能集团自主研发的100兆瓦/200兆瓦时分散控制构网型独立储能电站在山东莱芜电厂实现全容量并网,标志着世界首座百兆瓦级分散控制构网型独立储能电站正式投运。

该电站充电一次可储电20万千瓦时,能满足约3万户家庭一天的用电需求。电站投运后将纳入山东电网统一调度管理,年可消纳新能源电量约1亿千瓦时,压减煤炭消费约3.1万吨。图为位于山东莱芜电厂的储能电站。

李文 平小凡/图文

关注 我国抽水蓄能已建在建装机达1.6亿千瓦

本报讯 6月28日发布的《抽水蓄能产业发展报告(2022)》显示,截至2022年底,我国抽水蓄能已建、在建装机规模达1.6亿千瓦,同时还有接近2亿千瓦的抽水蓄能电站正开展前期勘察设计工作。其中,已建规模4579万千瓦,约占全球抽水蓄能装机的26.2%,位居世界首位。

同日发布的《中国可再生能源发展报告(2022)》显示,“十四五”期间,预计可再生能源将继续保持快速增长势头,可再生能源发电量在全社会用电量中的占比达到约33%,电力装机增量预计超过一半来自风电和光伏。

“我国水电、风电、太阳能发电、生物质发电,分别连续18年、13年、8年和5年稳居全球装机首位。”国家能源局新能源司副司长熊敏峰介绍,目前,全国大型风电光伏基地项目全面推进,第一批项目已全面开工,计划今年年底前全部建成并网。(丁怡婷)

去年我国光伏组件出口额同比增长72.1%

本报讯 中国光伏行业协会6月27日透露,2022年我国光伏组件出口额为423.6亿美元,同比增长72.1%。

从产业规模看,截至2022年底,全球组件产能和产量分别达682.7吉瓦、347.4吉瓦,同比分别增长46.8%、57.3%。从组件生产类型看,晶硅组件依然是市场主流。

从组件产业布局看,全球光伏组件生产重心仍然在中国大陆,产能达551.9吉瓦,约占全球总产能的80.8%,产量达到294.7吉瓦,约占全球总产量的84.8%。

从企业生产情况看,去年组件环节产业集聚度持续提升。前五企业市场占有率突破50%,在规模优势、成本优势以及品牌渠道优势加持下,头部企业优势明显。第五名、第十名产能分别从2021年的24吉瓦和10吉瓦提高至2022年的30吉瓦和15吉瓦。

从生产规模看,2022年我国光伏组件产能、产量分别达551.9吉瓦、294.7吉瓦,同比分别增长53.7%、62.1%,产业整体规模进一步扩大。

从进出口情况看,2022年我国光伏组件出口额为246.1亿美元,占光伏产品(组件、电池片、组件)出口总额的86.6%,同比增长44.8个百分点。

2022年,我国光伏组件出口额为423.6亿美元,占光伏产品(硅片、电池片、组件)出口总额的82.7%。光伏组件出口量约为153.6吉瓦,同比增长55.9%,约占我国组件产量的52.1%。(夏骅)

电化学储能电站安全性稳步提升

■本报记者 杨梓

6月27日,国家电化学储能电站安全监测信息平台首批电化学储能电站试点接入。国家能源集团、南网储能公司、广东省能源集团、国网湖南综合能源服务有限公司成为首批接入试点电站的集团级平台和区域级平台典型试点示范单位。

业内人士认为,近年来电化学储能快速发展,但安全问题仍需各方重视,尤其要加强电站安全管理,充分发挥国家电化学储能平台作用,筑牢储能行业安全底线。

■ 投运电站数量快速增长

中电联专委会、专职副理事长安洪光表示,得益于技术进步、市场需求以及有关政策机制的不断完善,以电化学储能为代表的新型储能在新装备研发、储能电站示范项目建设和商业模式探索、标准体系构建等方面均取得实质性进展。

“以锂离子电池为代表的电化学储能建设周期短、调节能力强、发展空间广阔,代表了未来发展的方向。火电灵活性改造、需求侧管理措施以及其他形式的储能具有不同特点和局限性。随着电化学储能应用成本进一步降低,其布局灵

活、响应速度快、能量效率高等优势将不断显现。”国家电网调控中心原副总工程师裴哲义表示。

2022年,电化学储能电站数量、投产运行数量快速增长。中电联此前发布的《2022年度电化学储能电站行业统计数据》(以下简称《数据》)显示,截至2022年底,全国电力安委会19家企业成员单位总计报送500kW/500kWh以上的各类电化学储能电站772座、总功率18.59GW、总能量43.08GWh,其中累计投运电站472座、总功率6.89GW、总能量14.05GWh,同比增长126.79%(在运405座、总功率6.44GW、总能量13.19GWh,同比增长146.48%,停用67座、总功率0.45GW、总能量0.86GWh),在建电站300座,总功率11.70GW、总能量29.03GWh。

《数据》显示,截至2022年底,已投运的电化学储能电站分布在27个省(区、市),排名前十的依次是山东、江苏、宁夏、湖南、青海、内蒙古、河北、西藏、甘肃、新疆,总能量11.61GWh,占比82.58%,其中前五省(区、市)累计总能量均达1GWh以上。

■ 安全问题不容忽视

储能是支撑新型电力系统的重要基

石和基础装备,安全是储能产业健康发展的前提。《数据》指出,2022年新增投运的电化学储能电站通过消防验收比例大大提高,电化学储能行业整体安全态势较好。不过,业内人士认为,导致电化学储能电站起火的原因多样,而随着电化学储能装机规模逐年增长,对其安全不能放松警惕。

2022年4月,国家能源局印发的《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》(以下简称《通知》)指出,要高度重视电化学储能电站安全管理,加强电化学储能电站规划设计安全管理,做好电化学储能电站设备选型,严格电化学储能电站施工验收,严格电化学储能电站并网验收,加强电化学储能电站运行维护安全管理,提升电化学储能电站应急处置能力。

“树立全过程的安全观念,要形成电池本体-电站设计-现场施工-安装调试-运行维护-事故处理的体系。”裴哲义认为,要深入开展电池系统火灾蔓延的影响规律研究,并建立电池热失控预警模型,制定电池系统安全防护体系和防护装置联动控制策略,同时开发清洁高效的电池安全防护装置,有效抑制电池热失控扩散及火灾蔓延。