

新形势下新型储能发展趋势的思考

■ 杨再敏 孙思扬

新型储能是构建新型电力系统的重要基础装备,已成为我国战略性新兴产业。近年来,在国家政策大力推动和技术不断成熟的双轮驱动下,我国新型储能产业高速发展。本文分析了我国新型储能发展面临的新形势,从新型储能的发展方向、成本变化、调度运行等方面研判了新型储能的发展趋势,并提出相关政策建议。

■ 新型储能发展面临新形势

国家和地方政府密集出台政策支持新型储能发展,新型储能已成为我国战略性新兴产业。在国家层面,近年来,国家从加强产业引导、加大技术创新、规范行业管理、健全市场机制、强化调度运用等方面,出台多项支持新型储能发展的政策措施,推动新型储能由商业化初期向规模化发展。近期,国务院国资委、国家发改委、工信部等部门释放出加大力度发展战略性新兴产业的信号,新型储能作为支撑新能源大规模发展的重要装备,已成为我国战略性新兴产业。在地方政府层面,广东省明确要将新型储能产业打造成为广东“制造业当家”的战略性支柱产业,提出到2025年全省新型储能产业营业收入达到6000亿元,到2027年全省新型储能产业营业收入达到1万亿元,装机规模达到400万千瓦。山东省出台支持新型储能参与电力现货市场和容量补偿等政策,山东省已成为我国新型储能装机规模最大的省份。国家和地方政策将新型储能作为战略性新兴产业大力推进,将推动我国新型储能产业快速发展。

当下,市场对新型储能的投资热情空前高涨,大量资本涌入新型储能行业,有望推动新型储能技术和产业进一步成熟。近年来我国新型储能行业持续火热,仅2023年上半年的行业融资总额就达到734亿元,涉及锂电池、钠电池、液流电池、便携式/户储系统、储能安全、电池回收等多个领域。海博思创、蜂巢能源等十余家新型储能产业链企业今年上半年进入上市进程或完成上市。在资本的强力助推下,我国新型储能上下游产业链将不断成熟,新型储能成本有望快速下降。

短期内电力系统对新型储能的需求还不迫切,随着新能源占比逐步提升和新型

储能技术进步,新型储能将在新型电力系统中发挥重要作用。新型电力系统中可开发的调节资源潜力很大。一方面,中央提出要立足以煤为主的基本国情,推动煤电和新能源优化组合发展,未来煤电等传统电源仍将是主要调节资源;另一方面,在交通电气化、建筑用能电气化等背景下,大量的柔性负荷、电动汽车等资源接入需求侧,其调节潜力若能得到挖掘,也将提供大量灵活性资源。2022年,我国风电消纳率为96.8%、光伏消纳率为98.3%,南方五省区新能源消纳率可达99.8%。传统调节资源提供的调节能力已基本满足现阶段新能源消纳的要求,电力系统对新型储能参与调节的需求还不迫切,新型储能在短期内还无法成为系统调节的主力。未来,随着新能源在电力系统中的占比逐步提高,同时新型储能技术快速进步、产业逐渐成熟和成本不断下降,新型储能将在新型电力系统中发挥重要作用。

■ 新型储能发展呈现三大趋势

从发展方向看,新能源配建仍将是新型储能发展的主要方向,电动汽车车网互动或将成为用户侧储能的主要形式。

新能源配建新型储能作为一种产业政策,有其理论和实践上的合理性,仍将是新型储能发展的主要方向。从理论上讲,一方面,新型储能应配建在电力波动大而调节资源不足的地方,从源头上平抑电力波动,才能实现电力系统整体成本最优。风光新能源因其固有的随机性、间歇性和波动性,在新能源场站配建新型储能可以减少弃电、平抑电力波动,实现电力系统的绿色和高效。另一方面,新能源配置新型储能是新能源由跟网型向构网型转变的技术需要,是提升新型电力系统安全的实际要求。从实践上看,近年来风光发电成本快速下降,新能源场站逐渐具备承担一定调节责任的能力,新能源配建新型储能仍将是新型储能发展的主要方向。

电动汽车车网互动或将成为用户侧储能的主要形式。一是电动汽车车网互动提供的调节资源潜力巨大。据估算,2030年我国电动汽车保有量将超过8000万辆,能提供的调节能力可达2.8亿千瓦,占全国统调最大负荷15%以上。二是电动汽车车网互动参与电力系统调节的成本相较于用

户侧储能更低。电动汽车车网互动参与电力系统调节作为其交通工具属性以外的附加价值收益,是优于建设用户侧储能的发展方向。

从成本上看,新型储能的成本未来有望接近抽水蓄能。

近年来锂离子电池储能成本快速下降,未来还有较大的下降空间。在生产规模、制造工艺不断提升以及储能系统高度集成化发展的驱动下,2012年以来锂离子电池储能系统成本已下降约80%。2023年上半年我国储能系统中标均价已降至1.33元/Wh,较去年全年均价水平下降14%。目前,锂离子电池储能全寿命周期度电成本约为0.5—0.8元/千瓦时,考虑锂离子电池技术发展,其度电成本在2025年有望降至0.5元/千瓦时以下,2030年有望降至0.3元/千瓦时以下。

从成本收益上看,新型储能发展应对标以下三个成本:一是对标抽水蓄能成本。抽水蓄能技术成熟,其全寿命周期成本为0.2—0.3元/千瓦时。随着新型储能技术和产业的不断成熟,其度电成本有望接近、达到甚至优于抽水蓄能。二是对标新能源发电成本。储能成本对比弃电成本(新能源发电成本),可以反映新型储能的价值收益。目前,陆上风电、光伏发电的度电成本已低至0.2元/千瓦时,海上风电约为0.5元/千瓦时,新型储能的成本若能接近新能源发电成本,新型储能的价值收益将得到充分体现。三是对标火电调峰成本。我国电力系统调峰主要靠火电调峰机组提供,目前火电灵活性改造后参与深度调峰的成本低于新型储能。考虑到在碳市场建立后,火电的碳排放将带来额外成本,新型储能也有望接近火电调峰成本。

从运行上看,现阶段应尽快推动实现新型储能“统一调度、共享使用”;在市场机制完善后,新型储能可以“自调度”的方式

运行。

目前新型储能的调度运行机制还不完善,新型储能“建而不用”“建而不调”现象十分普遍,利用率较低。究其原因有三:一是目前我国新能源装机与发电量占比仍不高,系统对新型储能参与调节的需求还不迫切;二是目前新型储能成本回收机制不够完善,现有市场机制未能充分体现新型储能价值,新型储能调用运行的收益有限;三是现有新型储能调度运行机制尚不完善,尤其是大量电源侧储能仍未与电网调度部门建立明确的调度关系。

实现新型储能“统一调度、共享使用”,提升新型储能利用率是近期需要重点解决的问题。只有实现对新型储能的“统一调度、共享使用”,才能有效提高新型储能的利用率,从而充分发挥新型储能的价值。在未来电力市场机制完善后,新型储能可作为独立市场主体自主参与全体系电力市场,根据市场价格信号,以“自调度”的形式运行,获得与其价值相匹配的收益。

■ 三措并举推动新型储能产业发展

首先,以需求为导向,有序推进新型储能在电力系统中的应用,大力推动电动汽车车网互动。

系统实际需求是新型储能高质量发展的根本动力。建议以需求为导向,科学推动新型储能在电网中安全、高效、经济和规模化应用,积极推动新能源配建新型储能。加大对电动汽车车网互动的支持力度,充分挖掘电动汽车等新型需求侧资源的调节潜

力,满足电网多元调节需求,为新型电力系统可靠供电提供支撑。

其次,加大新型储能发展科技创新力度,发挥国家能源研发创新平台创新引领作用。

新型储能是构建新型电力系统的重要基础装备,是我国战略性新兴产业。建议坚持新型储能技术多元化发展,推进高安全、低成本、高可靠、长寿命的电池储能本体技术研究,加大压缩空气储能、液流储能、氢储能等长时间尺度储能的研发力度。面向新型电力系统构建需求,以国家能源研发创新平台为依托,推动产学研用全产业链建设,推进新型储能技术研发、成果转化和工程示范,引领新型储能技术发展。

再次,推动建立新型储能调度运行机制,完善新型储能市场和价格机制。

目前新型储能的调度运行和市场机制还不完善。建议加快完善新型储能调度运行机制,实现对新型储能的“统一调度、共享使用”,提高新型储能利用率。建立健全新型储能参与电能量、辅助服务市场的交易机制和实施细则,探索新型储能电站“一体多用、分时复用”的市场交易机制和运营模式。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)



GREEN
绿色生活, 低碳出行

