

R 行业研究

电力要素有效互动,系统灵活性才能提升



■ 代贤忠 韩新阳 张晨 曹子健

编者按

近年来,国内外深入开展“源网荷储”协同互动应用实践,在技术体系、市场机制、政策支持方面积累了宝贵经验,对我国深化“源网荷储”协同互动实践、提升电力系统灵活性、助力建设能源互联网,具有重要借鉴意义。

“源网荷储”互动已积累大量成熟经验

“源网荷储”互动降低能源转型综合成本

能源革命要求从“源网荷储”各环节提高电力系统的灵活调节能力。随着能源革命深入推进,我国新能源装机快速增长,区外来电比例日益提高,负荷峰谷差持续拉大,尖峰负荷持续时间逐步缩短,电力系统实时功率平衡对灵活调节能力的需求提高。但是,当前主要通过传统电源无偿调节、煤电灵活性改造、抽水蓄能、电网侧储能、跨省跨区互济等电源侧和电网侧资源予以应对。“十四五”期间,一方面,我国新能源消纳、电网调峰调频、电网安全运行等将面临更大压力和挑战;另一方面,电动汽车、储能、智能家居、负荷聚合商、综合能源、虚拟电厂等负荷侧新业态蓬勃兴起,为“源网荷储”互动提供了潜在可调节资源和市场机遇。因此,亟需转变“源随荷动”的传统模式,通过“源网荷储”互动提高电力系统灵活性。

“源网荷储”互动能够调动全社会灵活性资源,降低能源转型的综合成本。“源网荷储”互动的本质是:通过先进信息通信技术和多元协调控制技术,综合利用智能电网集成创新技术,综合利用激励机制、价格机制和市场机制,广泛调动“源网荷储”各环节灵活性资源,深度参与电网调峰、调频和备用,转变“源随荷动”的传统模式,实现“荷随源动”“源随网动”“源随源动”和“源随网动”的互动模式,最大化利用全社会海量分布的灵活性资源。在特高压直流故障、省内大电源缺失、全网正负备用不足、调峰能力不足、尖峰负荷激增等情景下,“源网荷储”各环节可调节资源参与电力系统调节,提高新能源消纳能力,提高电力供需平衡能力,推迟电源装机和配套电网建设,实现电网安全稳定、经济高效运行,服务用户经济、优质和可靠用电,降低能源转型的综合成本。

一是强化技术标准引领和智能化技术应用,实现“源网荷储”资源协调控制。

在技术标准制定方面,欧盟发布了智能仪表、通信设备等制造规范和标准;美国、日本发布开放式自动需求侧响应国家标准或接口规范;澳大利亚实施空调、热水器、水泵等需求侧响应接口强制性标准;国内则颁布实施了需求侧响应系统通用标准,但自动需求侧响应、负荷控制调节等标准仍需加快制修订。

在智能化技术应用方面,欧盟各国推广智能电表、智能能量盒和家电“即插即用”系统,提高负荷设备控制和决策响应能力;美国加州电网运营商利用智能逆变控制器双向调节风电场功率,使其具备调峰调频能力;日本利用互联网技术为发电站、储能系统、屋顶光伏、分布式风电等设备分配IP地址,并通过能量路由器灵活调配电力;国内部分地区开展了负荷聚合控制技术示范应用,实现分散式空调、热水器、电开水炉和洗衣机等负荷的聚合控制。

二是完善价格机制和交易机制,利用市

场化方式激励“源网荷储”资源参与调节。

在价格机制方面,英国、法国、芬兰较早采取分时电价,鼓励用户参与需求侧响应;英格兰、威尔士、瑞典、挪威开展需求侧竞价,抑制了负荷尖峰;澳大利亚虚拟电厂运营商参与市场交易获利后,以30%折扣价格向聚合用户出售电力,分享“源网荷储”协同互动红利;我国建立了峰谷电价、尖峰电价和激励补偿机制,部分省区探索了需求侧响应的机制,但受制于分时电价机制缺失,自主响应的路径还不畅通。

在市场交易方面,英国、法国、德国、美国需求侧资源可参与电能量市场、辅助服务市场和容量市场;日本建立“负瓦特”市场机制,引导用户节电降低负荷并在市场中出售获益;澳大利亚需求侧响应可参与批发市场竞价和调频市场;国内京津冀、江苏等少数地区储能已可参与调峰市场,江苏、山东探索了需求侧响应单边竞价模式,但需求侧响应还无法参与电能量市场和辅助服务市场。

三是制定政策和行业规则,为“源网荷储”资源参与调节提供有力支持。

在政策制定方面,欧盟设立了公共效益基金支持需求侧响应技术应用和市场建设,需求侧响应达最大负荷的4%;美国出台政策将需求侧响应上升为国家行动,部分州的需求侧响应达最大负荷的20%,18个州实施了系统效益收费制度,在电价中加收2%-3%费用支持需求侧响应;日本实施能源革新战略和日本再兴战略,为虚拟电厂技术提供补贴,计划2030年需求侧响应达最大负荷的6%;国内稳步推进火电机组灵活性改造,完善电力辅助服务补偿或市场机制,要求需求侧调峰能力占最大负荷的3%,负荷控制能力占最大负荷的10%。

在行业规则方面,法国、德国完善市场规则,降低门槛,鼓励需求侧实体参与市场;美国、丹麦立法支持需求侧资源可等同发电资源,参与电力批发市场;澳大利亚立法激励零售商与发电厂签订合同或直接投资调节资源,与用户签订需求侧响应合同;在国内,山西要求煤电机组灵活性改造容量与新能源装机匹配,河南支持电网企业需求侧响应补贴纳入输配电价核定。

技术、市场、政策仍有完善空间

近年来,国内外结合电网实际需求,借助先进技术,利用灵活市场机制,完善政策措施,在“源网荷储”协同互动方面做了很多实践,取得一定成效。如针对电力供需平衡问题,利用市场机制调动灵活调节电源、跨区调节容量和需求侧响应资源加以解决;针对电网安全稳定问题,通过市场机制调动储能参与调频,补贴激励精准控制毫秒级可中断负荷加以解决;针对可再生能源消纳和电网调峰问题,通过跨区电能交易、平衡市场、分时电价等市场化机制加以解决等。

从国外经验看,各国强调标准引领和智能化技术应用,以能效管理带动负荷侧资源利用业务发展,“源网荷储”资源深度参与电能量市场和辅助服务市场,强化市场机制和政策支持,以稳定的政策和收益预期推动“源网荷储”技术应用和市场培育。虽然我国出台了尖峰电价、补贴激励、有偿调峰等政策,初步探索了需求侧响应竞价机制,但实时需求侧响应和精准负荷控制技术还处于示范阶段,缺乏用户侧资源参与电能量

和辅助服务市场的机制,煤电机组灵活性改造、新能源储能等约束性政策以及补贴资金渠道有待进一步优化。建议下一步在“源网荷储”技术体系、市场机制和政策支持等方面进一步完善提升。

在技术体系方面,一要推动建立负荷侧资源利用技术标准。强化政府、行业和企业协同,加快建立“源网荷储”相关终端设备、通信接口、并网运行和控制等技术标准,打通负荷设备、采集终端、负荷聚合商、虚拟电厂系统、电网调度系统、交易系统之间的数据和控制通道,实现负荷资源可观、可控、可调的闭环集约管理。

二要持续深化可调节负荷精准控制技术。目前我国仅少数地区实现了秒级和毫秒级负荷精准控制。需进一步推动负荷监测系统、负荷聚合平台、负荷自治控制终端

建设,深化负荷聚合调控和精准预测技术应用,提高负荷调节的精度,为可调节负荷参与电力交易和辅助服务提供技术基础。

三要深入开展能源数字技术应用和综合能源服务。发挥能效管理市场的导入作用,通过负荷管理平台,利用能源大数据技术,加强用电数据分析,刻画用户行为和画像,提供能效管理等综合能源服务,提高用户收益,激发用户参与“源网荷储”互动的积极性。

在市场机制方面,一要深化支撑“源网荷储”互动的市场机制设计。将需求侧响应、虚拟电厂等资源纳入中长期、现货和辅助服务市场。完善辅助服务补偿机制,动态优化调整辅助服务最高限价,提高收益水平。加快衔接省间和跨省辅助服务市场。现货市场成熟后,电能量市场融合调峰辅助服务市场

作用,优化配置“源网荷储”调节资源。

二要逐步健全负荷侧资源辅助服务竞价机制。初期,设置独立的负荷侧资源辅助服务市场,由负荷侧资源主体参照标杆价格开展竞价,引导低成本市场主体积极参与,培育市场认知度。后期,随可调负荷资源广泛参与,逐步实现发电侧、负荷侧资源同台竞价,形成统一完整的辅助服务市场。

三要建立常态化实时需求侧响应容量激励机制。针对实时需求侧响应资源制定年度保底容量认定规则,对常年保持有效在线水平的实时需求侧响应负荷资源,按认定保底容量执行常态化年度激励,按实际调控响应量执行单次响应激励,提升负荷资源实时响应参与积极性。

四要建立需求侧响应参与清洁能源消纳的交易机制。按照“谁受益、谁出资”原

则,尖峰电价资金池仅用于削峰需求侧响应激励。针对填谷需求侧响应,建立清洁能源消纳交易机制。由新能源发电商按需发起邀约报价,负荷侧资源响应执行后,按成交价获得相应激励。

在政策支持方面,一要积极争取政策支持持续提升电源侧调节能力。加快出台煤电机组灵活性改造促进政策,积极探索年度煤电机组灵活性改造容量与新增新能源装机容量、煤电发电利用小时数挂钩,推动煤电机组通过技术改造实现最小出力低至30%的深度调节能力。出台新能源联合储能项目优先建设和并网的支持政策。

二要积极争取政策支持持续提升负荷侧调节能力。出台政策支持有条件地区尽快构建占电网最大负荷5%的需求侧响应资源库。探索尖峰电价、偏差考核、跨省购售电、政府专项补贴等资金渠道,鼓励有条件地区将电网企业需求侧响应补贴纳入输配电价核定,加快推动负荷侧资源聚合形成规模化应用。(作者均供职于国网能源研究院)

他山之石

各国氢能发展路线面面观

■ 李欢

氢能可实现跨部门、跨时间和跨地点的灵活转移能源,减少弃风、弃光、弃水,在向可再生能源转型中发挥系统性作用。日本、韩国、欧盟的氢能路线图均对氢能可在移动终端和固定端的应用、加氢站建设和氢气供应作了规划。氢燃料电池汽车(FCV)是氢能应用领域最为重要的一环。但各国(组织)燃料电池汽车的总量目标、车型选择、配套加氢站建设,以及氢气供应策略和固定端氢能应用重点方向各不相同。

燃料电池汽车

欧盟规模最大,韩国最重视

日本、韩国、欧盟在路线图中均提出了FCV累计产量目标,它们之间存在数量级差异。其中,欧盟目标最为宏伟,计划至2050年累计生产5270万辆;韩国次之,计划至2040年累计生产620万辆;日本最低,计划至2030年累计生产80万辆。

同时,日本与欧盟2030年FCV累计产量分别相当于当前汽车年产量的24%和22%,在本国(组织)汽车工业中的重要性相近;韩国与欧盟2040年的这一比例分别为154%和113%,韩国FCV的重要性高于欧盟。但韩国FCV严重依赖出口市场,2040年累计620万辆的FCV产量中有330万辆计划用于出口,其总量目标能否实现与国际FCV市场的发展息息相关。

总的来说,燃料电池汽车产量规模欧盟>韩国>日本,燃料电池汽车在本国(组织)汽车工业中的重要性韩国>日本=欧盟。

车型

日韩侧重乘用车,欧盟商用车优先

日本、韩国、欧盟均以汽车作为氢燃料

电池在移动端应用最重要的领域,但选择的汽车类型各有侧重。燃料电池乘用车是日本和韩国的重点发展对象,丰田Mirai、本田Clarity和现代NEXO三款FCV已实现量产和商业化;而欧盟认为燃料电池乘用车与纯电动车竞争无优势,汽车领域应该优先发展行驶里程更长、负载更重的商用车、出租车、卡车等。

从燃料电池汽车保有量在同类型汽车中的份额来看,日本虽然看好燃料电池乘用车的发展,但目标相对保守,规划2030年燃料电池乘用车保有量份额仅1%;韩国目标相对激进,2040年燃料电池乘用车保有量份额为11%,且韩国更重视氢燃料电池在出租车、公交车、卡车市场的应用;而欧盟对各类FCV的发展都很乐观,提出了较高的FCV保有量目标。值得注意的是,日本不断调整其氢能战略目标,以往对氢能的定位是“未来能源的终极解决方案”,但近年来提“氢能共存”更多。

此外,叉车是日本应用氢燃料电池的一大特色领域,2030年日本将累计生产1万台燃料电池叉车,占叉车保有量的8%。此外,日本、韩国和欧盟都计划研发氢燃料电池火车和船等,欧盟将率先于2030年替换570列柴油火车。

加氢站规划

韩国遥遥领先

日本、韩国和欧盟国土面积差异较大,从加氢站密度来看,日本和欧盟相近,2030年加氢站规划密度均为0.1个/百公里;而韩国远大于欧盟,2040年韩国和欧盟加氢站规划密度分别为1.1个/百公里和0.3个/百公里。从加氢站服务能力来看,欧盟略高于日本,2030年欧盟和日本均站服务车辆数分别为1120辆/个和889辆/个;韩国远高于欧盟,2040年韩国和欧

编者按

氢能成为当前炙手可热的“终极能源”,世界各国正积极布局。但不同国家和地区对于各自氢能发展的重点又有所不同。分析这些特点,发现其中规律,有助于推动我国氢能产业更好地找准国际市场,实现健康有序发展。

盟均站服务车辆数分别为2417辆/个和1420辆/个。综合来看,加氢站规划韩国>欧盟>日本。

然而,与加油站相比,加氢站规划数量还远远不够。日本、韩国和欧盟加油站密度分别为2.8个/百公里、11.3个/百公里和2.2个/百公里,与加氢站规划密度存在数量级差异。

氢气供应

日韩依赖进口,欧盟青睐本土制氢

日本、韩国和欧盟氢气供应策略存在差异。日本和韩国能源匮乏,未来氢能应用成规模后,氢气很大程度上依赖海外供应。日本计划在2030年左右建成商业化规模化的国际氢供应链,年生产能力约30万吨(如果30万吨氢气全部用于发电,相当于一台核电机组的装机容量)。川崎重工已在澳大利亚投资试点褐煤制氢项目。与此同时,日本将在本土发展电解水制氢,充分利用正在快速扩张的可再生能源电力。韩国目前99%的氢气来源为化石燃料制氢,未来将大力发展工业副产制氢、高效电解水

表1 燃料电池汽车总量目标对比

	FCV累计产量目标(万辆)	FCV累计产量目标/当前各类汽车年产量*
日本(2030年)	80	24%
韩国(2040年)	620	154%
欧盟(2030年)	420	22%
欧盟(2040年)	2130	113%
欧盟(2050年)	5270	281%

注:当前各类汽车年产量日本、韩国为2018年数据,欧盟为2017年数据。

表2 加氢站规划情况对比

	加氢站数量(个)	国土面积(万km ²)	均站车辆数#(辆/个)	加氢站密度(个/百公里)
日本(2030年)	900	37.8	889	0.1
韩国(2040年)	1200	10.0	2417	1.1
欧盟(2030年)	3750		1120	0.1
欧盟(2040年)	15000	438.0	1420	0.3
欧盟(2050年)	33000		1597	0.6

注:#为燃料电池汽车保有量除以加氢站数量。

和氢气国际贸易。而欧盟选择本土电解水制氢和蒸汽甲烷重整/自然重整。具体采用哪种技术取决于技术发展和成本下降情况,并且因项目而异。

若可再生电力和电解水系统成本大幅下降,则氢气来源以电解水为主;若碳捕集封存技术成熟且政策允许,则以蒸汽甲烷重整/天然气自热重整为主。

氢能固定端应用

日韩“偏爱”发电,欧盟全面发展

固定端氢能应用主要包括固定式燃料电池、氢气热电联产发电、供热以及作为工业原料等。日本在家庭燃料电池方面取得了较大进展,已开展商业化应用多年,预计2020年达到盈亏平衡。同时,日本也在积极探索氢气热电联产和工商业燃料电池发电;韩国紧跟日本,计划大力发展氢能发电和家庭建筑燃料电池,提出了2040年实现工商业氢能发电装机容量15GW(相当于2018年韩国133GW发电总量的11%)、家庭建筑燃料电池装机容量2.1GW(约94万户)的宏伟目标;欧盟则采取了全面发展的

策略,到2050年,氢能应用中交通运输领域仅占30%,发电、建筑供电供暖、工业能源、工业原料占比将分别达到5%、25%、11%、29%。

对我国启示

因地制宜制定氢能发展策略

我国氢能资源丰富、市场空间广阔、新能源汽车推广经验丰富,在发展氢能领域方面优势显著。但同时也存在技术工艺水平较低、产业链建设薄弱、技术标准/检测体系滞后等短板。我国发展氢能领域要稳步推进、扬长补短、因地制宜,有针对性地制定发展策略。一是加强顶层设计,推动编制氢能发展路线图,健全全产业链体系和监管体系,引领产业健康可持续发展;二是攻克关键核心技术难关,建立完整的氢能产业链;三是实施试点示范工程,开展燃料电池汽车区域示范应用,推进储能、分布式能源等多领域氢能示范。

(作者供职于中国电子信息产业发展研究院)