

整合分散资源 助力能源互联

虚拟电厂成新型电力系统“新宠”

■本报记者 杨晓冉

将煤燃烧成水蒸气推动发电机发电、水力推动发电机发电……这或许是大众对电厂发电的认知。而近期业内热烈讨论的“虚拟电厂”却不同于常规的发电厂,见不到锅炉和烟囱,甚至没有庞大的发电机,就可以参与电力系统,并且任何人都可能是其中的一员。“您家屋顶上的光伏就可能是虚拟电厂的一分子。可以说,虚拟电厂正是大众参与电力行业和能源行业为转型保供作出自身贡献的好机会。”全球能源互联网发展合作组织运行局运行处处长冯利民指出。近日,全球能源互联网发展合作组织举办了“中国虚拟电厂发展前景展望和商业

模式分析”活动,并发布《虚拟电厂技术和商业模式研究》报告。

据了解,所谓虚拟电厂,就是通过先进信息通信和监测控制技术,实现海量分布式新能源、储能系统、可控负荷、电动汽车等资源的聚合和协调优化,作为一个特殊电厂参与电力系统运行和电力市场交易的电源协调管理系统,对外表现为一个可控电源。

多位与会专家表示,在碳中和背景下,虚拟电厂已成为电力供需平衡调整的重要手段。但当前我国虚拟电厂仍处于发展初期阶段,还需政府、企业、用户等各方通力合作和共同努力。

将在电力系统各侧发挥重要作用

冯利民指出,从虚拟电厂的发展阶段来看,往往是从合约型发展至市场型最后到自主型。“第一个阶段往往是由政府通过专项资金、特定合同、补贴刺激等手段激励。发展形成明显规模市场效应后,虚拟电厂就可以通过参与电力现货、辅助服务市场获利。最后在整个行业发展成熟后,虚拟电厂系统就可以实现跨空间自主调度。”

从参与方来看,总体上可分为发电侧、用电侧、电网企业、监管机构及产业链五类。“总体而言,发电侧和用电侧的各类资源被整合,最终表现为一个受控的、协调的、柔性的发电系统呈现至电网公司,它们都是虚拟电厂的参与者。以发电侧为例,一般有发电企业或工业园区投资,还有如应急电源、柴油发电机、居民建筑、储能等,都可以由发电侧进入虚拟电厂。”冯利民分析。

与此同时,虚拟电厂在电力生产各环节

将发挥重要作用。在电网侧其主要价值表现在服务电网安全稳定运行,包括提供电网调峰能力、提供电网调频服务、提供负荷备用服务、提供电网阻塞缓解手段等;在用电侧保证优质供电服务,包括提供参与电力市场机遇、提供用户侧节能服务、提供应急电源服务等;在发电侧,虚拟电厂能够保障电源并网及电力消纳,包括提供海量分布式电源精益化管理手段、提供清洁发展思路等;在监管侧,其功能价值表现在降低电力系统整体运行成本、提供公平多元化市场竞争、提供系统价格稳定能力和提供分布式能源监管手段等;在产业链侧,VPP功能价值表现在创造全产业链和全业态综合收益,包括提供全产业链发展效益、提供能源金融及大数据增值等衍生服务。

国网能源研究院副院长蒋莉萍认为:“虚拟电厂把分散资源聚沙成塔,是符合未来新型电力系统发展需要的一种方式。”

与会专家指出,我国虚拟电厂整体仍处于发展初期,政策机制不甚健全,项目以研究示范为主并由政府引导、电网实施,且普遍聚焦于需求侧响应模式。“从2016年至今虚拟电厂六年多的发展历程来看,我国虚拟电厂面临着用户侧负荷及发电侧资源参与意愿不强、电网侧业务布局和主导发展力度较弱、监管管理体系与市场机制不完善、产业链标准规范和商业模式尚不明朗的境况。”冯利民指出。

国家电投集团综合智慧能源科技有限公司新疆分院副院长张军伟基于

仍处于发展初期

虚拟电厂项目实施咨询及评估过程中的亲身经历指出,制约虚拟电厂发展的因素集中在以下几个方面:“首先在调度关系方面,采用大网调或局域网调涉及电网的安全问题,理论上所有的非公用资源都应该纳入到虚拟电厂里面;其次,由于各省的经济发展水平不同,虚拟电厂补贴也不尽相同,参与电力市场的价格也不尽相同,虚拟电厂的补贴价格标准莫衷一是;此外,虚拟电厂技术越来越先进,但由于一些设备价格较高,使得许多相关项目收益率较低,难以吸引投资;从权属关系方面来说,若

在虚拟电厂系统中建立软件线路,产权又应归谁所有?这些问题普遍存在,还需要相关产业政策进行调整。”

同时,上海交通大学电气工程系教授艾芊提出,从虚拟电厂交易手段方面来讲,还需要点对点交易、高频交易等市场交易技术支持。为保证信息安全,也需要隐私保护手段。“从整体上来讲,虚拟电厂是‘云大物移智链’技术的集大成者,也是其整体解决方案的提供者。但是在能源转型的道路上,还需政府、企业、用户等各方通力合作和共同努力。”艾芊说。

市场需要先行者

日立能源(中国)有限公司首席咨询顾问程濠认为:“虚拟电厂是能源互联网概念落地应用一个非常典型的应用场景。要通过技术手段去挖掘提升它的灵活性可调节能力,进而提升系统的能源效率。”

冯利民进一步建议,从我国虚拟电厂仍处于发展初期的现实而言,首先应完善虚拟电厂的顶层设计及行业标准,明确主管部门及各方职责。此外,要在各省地区、电力市场规则制定中纳入虚拟电厂等新兴市场主体,并出台相关的激励和保障政策,

引导虚拟电厂参与电力市场、电力调峰辅助服务,并逐步引入针对性的市场交易品种。“而从远期来看,行业要严防过度竞争、排他垄断、资本投机、无序竞争等。还要推动相关产能装备技术标准‘走出去’,将我国虚拟电厂产业作为国际化发展的重要内容,并打造国家品牌效应、占据品牌制高点。”

以构建以新能源为主体的新型电力系统为目标,从商业模式而言,张军伟建议以综合智慧能源为切入点发展虚拟电厂和储能。“其一,虚拟电厂+客

户的方式,可将客户可控负荷与储能、分布式电源、充电站等整合,主动控制响应电网、电能平衡和电力辅助服务需求。其二,开发综合智慧项目能源站,使储能更加有效地参与到电力市场当中,产生额外的盈利点,盘活自有综合能源资产和外部客户。其三,虚拟电厂也可通过参与电力现货市场盈利。”

“对当前来说,更需要一个能够进入竞争性电力市场的先行者去尝试打通包括市场监管、定位以及构建市场参与模型等方面的堵点,给其他参与者做一个示范。”蒋莉萍提出。

新型电力系统灵活性资源从哪儿来?

■本报记者 苏南

“在大规模可再生能源并网发电的背景下,要保证电网安全稳定,除了需要煤电深度调峰外,挖掘更多灵活性资源也至关重要。”目前我国灵活性资源明显不足,制约着新能源成为发电侧主体“需要健全市场机制、价格机制,保证灵活性资源的有效释放”……上述观点是记者在7月19日召开的“构建新型电力系统的关键词:灵活性资源挖掘”报告发布会暨研讨会上听到的声音。

与会专家认为,受制于灵活性资源短缺和电力运行机制相对僵化,我国电力系统的灵活性明显不足,导致新能源消纳难题尚无法彻底解决。若不加以重视,未来我国电力系统的灵活性困境或将进一步加剧。届时,灵活性不足,将从制约新能源消纳的单一的发电经济性问题,扩展成为威胁电力供给安全性和经济性的双重问题。

灵活性需求日益扩大

在“双碳”目标下,高比例新能源接入成为未来电力系统的发展趋势和重要特征。以风光为主的新能源虽可提供绿色低碳电量,但需要大规模灵活性资源来保障电网的安全稳定运行。而目前,我国电力系统灵活性明显不足。当前,风光发电量占比约为10%,依靠现有灵活性措施尚可勉强维持电力系统稳定。但未来随着风光发电占比持续提高,将给电力系统的消纳能力带来越来越大的挑战。

“从短时间维度看,源荷侧的高波动性,在灵活性资源快速调节能力不足的情况下,会影响电能质量。”华北电力大学讲师张健分析,从长时间维度看,风电、光伏发电量的不确定性较高,极端情况下,灵活性资源的负荷跟踪能力和电力充裕度不足,会引发电力供需不平衡,进而导致严重切负荷,影响社会的正常生产生活。“如今,电力系统的灵活性需求出现扩大趋势。同时,新型电力系统的构建还要解决经济性、环保性和安全性3个目标。”

在业内专家看来,构建新型电力系统的关键在于对灵活性资源的挖掘,发电机组实施灵活性改造后,可对电力系统起到支撑和调峰作用。随着时代的演变,需求侧资源的功能和内涵外延也在发生变化。

仅靠煤电灵活性改造难以满足需求

新型电力系统需要怎样的灵活性?《电力系统灵活性提升:技术路径、经济性与政策建议》(以下简称“建议”)认为,分析电力系统灵活性应考虑方向性和时间性,从供给和需求两端,提升电力系统短、中、长时间尺度内,向上和向下灵活调节的能力。

“短时间尺度的灵活性对应的是秒级和分钟级,应对的是系统瞬时波动,灵活性体现的价值主要在于功率,功率的速度和调节的灵活性。”张健表示,中时间尺度的灵活性对应的是小时级,日内或者多日,主要作用是通过削峰填谷平衡日内调峰需求,价值体现在功率调节连续改变以及所对应的电能量的转移。长时间

尺度对应的是周、月或者季度,主要作用是满足在更长时间尺度内,比如从夏季到冬季,系统负荷需求和供应之间的变化,价值主要体现在满足跨周、跨月乃至跨季度的灵活调节需求。

建议认为,煤电适合进行小时级、跨日的出力调整,参与深度调峰;气电适合进行秒级和分钟级的功率调整,可缓解或消除风光出力的瞬时变化对电网的冲击;储能和抽水蓄能可在1分钟—2分钟内完成从零至满出力的调整,需求响应规模一般可达最大负荷的3%—5%,其提升系统灵活性的成本低于其他资源。总体来看,灵活性资源的选择需重点关注技术特点和经济性,需求响应和煤电灵活性改造的成本优势明显,而抽水蓄能和短时储能的调节性能占优势。

“相同规模的不同灵活性资源所带来的系统效益不同,因此需合理配置灵活性资源,通过资源优化组合提升综合效益。”张健表示,仅靠煤电灵活性改造难以满足新型电力系统需求,还需提前布局并加快其他灵活性资源的开发建设。灵活性资源的多元化,可兼顾电力系统的安全性、灵活性和经济性,实现电力系统灵活性的整体提升。

要通过市场机制确认价值

业内人士普遍认为,“十四五”期间是能源低碳转型的重要窗口期,也是构建现代能源体系的新阶段。要把握这一重要战略机遇期,推动电力系统灵活性从前瞻性概念探讨转向有规划的周密部署。“应从新型电力系统源网荷储协同的视角来综合考虑灵活性的需求与供应,将灵活性纳入电力规划、调度运行和市场交易各环节,保证灵活性资源在不同时间尺度上的合理配置,在实际运行中高效调用,并通过市场机制确认其价值。”张健认为。

华北电力大学教授袁家海提出,应立足资源的可得性,有序部署灵活性资源,“十四五”期间的首要重点是落实国家的煤电灵活性改造目标,确保达成既定的抽水蓄能投产目标,为实现2035年抽蓄中期规划目标奠定坚实基础。要坚持政策引导和市场机制建设并举,推动新型储能项目在电力系统中的部署,为“十四五”期末基本实现电化学储能的商业化奠定条件。他强调,应特别重视需求响应对系统灵活性的贡献,“十四五”期间应努力实现需求响应的规模化和常态化运行。

国家发改委能源研究所研究员周伏秋认为,建设新型电力系统是一个长期的系统工程。为适应新能源装机占比持续提升这一重大基础性变化,电力系统的各个环节均需重塑、重构、重定位,协同提供维护系统安全、稳定、高效、绿色高质量运行的综合调节能力。新型电力系统的综合调节能力建设既要统筹规划、适度超前,也要因地制宜、优化组合开发利用各类调节资源,同时要遵循综合资源战略规划理论与方法,综合考虑各类系统调节资源的可获得性、技术可行性、经济可持续性和环境友好性等因素。

煤电应“体面”参与能源革命

■本报记者 赵紫原

“在‘双碳’目标下,加快淘汰落后煤电有利于推动煤电结构优化和转型升级,提升新能源消纳能力,助力构建以新能源为主体的新型电力系统目标的实现,同时对减缓气候变化和改善空气质量都有积极作用。”在近日召开的“减煤电,加快淘汰落后煤电,助力减污降碳”研讨会上,有专家如此指出。

对于煤电的角色定位,《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》有明确表述:严格控制新增煤电项目,新建机组煤耗标准达到国际先进水平,有序淘汰煤电落后产能,加快现役机组节能升级和灵活性改造,积极推进供热改造,推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模,新建通道可再生能源电量比例原则上不低于50%。

当前,各地正以煤电为突破口深化能源革命,煤电被委以重任却“难题缠身”,不可或缺但又“充当绿叶”,煤电究竟该如何参与能源革命备受瞩目。

机组持续升级换代

清华大学环境学院助理研究员张诗卉表示,要实现“双碳”目标,采用何种技术路线非常重要。而在各项路线中,煤电转型是重中之重。“一方面,在全世界的降碳实践中,电力通常是最早实现净零排放的行业;另一方面,我国能源结构偏重,高度依赖煤电,煤电碳排放量占我国碳排放总量的近一半。”

煤电在我国属于基础保障性行业,在没有可靠替代的前提下,需要在几十年间完成被革命和自我革命,难度可想而知。在“双碳”目标下,煤电机组已开始积极升级换代。

“十三五”时期,煤电装机从2015年的9亿千瓦增至2020年的10.8亿千瓦。装机虽有上升,但比重持续降低,从59%降至49.1%,这是我国煤电比重首次降至50%以下。

电源侧逐渐低碳化,离不开煤电的大力转型。上述研讨会发布的《重点区域典型省份河南、山东落后煤电淘汰调研与倡导报告》(以下简称《报告》)显示,“十三五”时期,我国实际淘汰落后煤电机组4500万千瓦,是计划淘汰装机的两倍以上。其中,山东、江苏、山西、河南等重点区域淘汰量占全国淘汰总量的一半。

市场机制要跟上

当前,煤电正由提供电力、电量的主体性电源,向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变。

中国能源研究会能源与环境专委会秘书长王卫权表示:“在新型电力系统中,新能源占比将

大幅提升,煤电逐步向调节性、保障性、应急性电源转变。抽水蓄能、新型储能等扮演重要角色,共同平抑新能源发电的间歇性、随机性、波动性。”

此前,我国煤电灵活性改造效果明显不及预期。中电联发布的《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》显示,煤电灵活性改造滞后。截至2019年底,“三北”地区煤电灵活性改造仅完成5775万千瓦,不到规划目标的27%。深度调峰辅助服务补偿标准偏低,已完成的改造项目收益不佳,影响了系统调节能力的进一步释放。

降碳目标提出后,煤电灵活性改造“大步向前”。最新消息显示,陕西省发改委表示,其研究制定了2022年全省煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”任务计划,涉及大唐陕西发电公司、华电陕西能源公司、陕煤化集团、陕西投资集团、国华锦界能源有限公司、德源府谷能源有限公司等的15台机组。

煤电灵活性改造的例子不胜枚举,但新能源装机大幅增长,电力系统的灵活性要求也随之“水涨船高”。王卫权表示,要想释放煤电灵活性,需要完善市场机制。“比如,煤电利用小时数下降了,但如果电价能提高,‘电量×电价’的收益可保障利润,煤电企业就有改造的积极性。但如果电量下降,电价也不提高,煤电长期处于亏损状态,企业的积极性自然会受损。当前,电力市场仍以中长期交易为主,实时交易和现货交易机制不完善,参与调峰的煤电机组没有获得应得的稳定收益。”

安全是第一要务

能源革命是复杂的系统性工程,电源侧清洁低碳转型,不是简单的关停、淘汰煤电,也不是简单的加减计算。业内对煤电之所以慎之又慎,与能源安全密切相关。

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目高级顾问杨富强表示,新型电力系统的难点与挑战首先是安全可靠。“截至目前,非化石能源发电装机占比40%左右,对电力系统的灵活性要求变高。当前,应把安全可靠放在电力系统的首位。在经济性方面,电力系统比之前更复杂,瞬时的灵活性电源要备用待发,发电、输电、用电都会上升,用户的可承受性就成了焦点问题之一。”

在王卫权看来,借助煤电转型深化能源革命,电力市场的作用不可或缺。

“要构建高效运转的电力批发市场。深化电力体制改革,核心目标就是要有效配合新型电力系统的建设进程,保障新能源渗透率不断提升。但新能源装机不断上升,对电力系统的安全性、可靠性带来很大挑战,这就需要建立高效运转的电力市场,有效还原电力的时间价值和空间价值,实现电力资源在全国范围内的优化配置。”王卫权说。