

核能供热还面临哪些“堵点”?

■本报记者 卢彬

中国核能电力股份有限公司近日发布公告称,拟与多家企业共同出资,设立低温堆平台公司“中核燕龙科技有限公司”,以布局低温供热堆技术市场。在此之前,秦山核电与海盐县合作的核能供暖节能工程示范项目于7月28日在海盐开工,成为中核集团首个核能供暖节能工程示范项目。

从商用核电站供热到低温供热堆商业化推广,中核集团近期在核能供热领域的

举动,引起业内对于核能清洁、低碳供热的关注。记者注意到,无论是大型商业核电站的热电联产,还是池式、壳式小型供热堆,都已有较为成熟的技术积累,但目前,真正“开花结果”的核能供热项目只有山东海阳核电站一例。究竟是哪些难题制约了核能供热的发展?碳达峰、碳中和目标指引下,核能行业能否把握机遇,尽快实现核能供热的产业化和规模化发展?

标准未明确 小堆供热落地艰难

根据中核集团此前发布的测算数据,一座40万千瓦的“燕龙”低温供热堆,供暖建筑面积可达约2000万平方米,相当于20万户三居室;运行过程中二氧化碳排放为零,相比燃煤供暖可以显著降低二氧化碳和污染物的大气排放。

纵观国内外,核能供热技术发展至今已超过50年,核电站厂区内供热、试验堆供热也早已实现,为何大面积的工程应用少之又少?

记者了解到,出于对安全性等问题的考虑,大型商用核电站在规划、选址、建设过程中受一系列严苛标准的制约。包括“燕龙”在内,国内核电企业研发的专门用于生产热能的各类供热堆,在常压下运行,安全性高、技术成熟,但在实际工程中,却因为自身标准,不得不采用大型核电站的标准,致使项目推进异常艰难。

“主管部门认为,现在没有落地的项目,标

准制定没有依托,想建标准要先做出项目。”某业内人士告诉记者,“但是,项目推进要开展前期工作,前期工作中的各项审查因为没有供热堆的标准,就只能参照大型核电站,这种‘先有鸡还是先有蛋’的局面一直没有突破。”

在建设定位上的差异,也使大型商业核电站供热比供热堆项目建设走得更快。

“核电站本身已经通过了一系列作为发电定位的标准审批,再开展供热改造的流程就相对简单。”清华大学教授付林认为,“换个角度说,国家每年核准一定规模的核电项目,也为大型核电站开展热电联产这种供热模式提供了保障。根据现有规划,2030年-2040年,连云港以北的北方沿海地区按照1亿千瓦核电装机测算,就可满足50亿平方米的供暖需求,可覆盖北方地区1/4的冬季取暖需求。相比之下,小型供热堆的应用还存在不确定性。”

机制不顺畅 基层缺乏推动意愿

上述业内人士指出,小型堆供热呼声持续多年,很多项目正在立项或已完成立项,但没有实质进展。“国家能源局在积极推进,但地方往往十分谨慎。”

“按照目前的流程,前期工作一年,建设周期两三年,核能供热堆工程周期过长,难以像燃煤、生物质锅炉等其他供暖形式一样立竿见影,这也使各地普遍缺乏上马核能供热项目以解决供暖问题的意愿。”中国

电力发展促进会核能分会副会长田力告诉记者,目前相关部门正在推进相关课题研究,在安全标准不降低的前提下,为供热堆项目打造“绿色通道”,设计单位也在优化设计,希望让供热堆项目在未来像卖锅炉一样,能以商品化的方式快速建设应用。

“供热堆本身是成熟技术的组合,但是核工业出于安全考虑,依然要求其在工程上完成各项试验流程。如果这些成本最后都集中在第一个示范

项目中,而不是通过落地多个项目来摊薄成本,第一个示范工程的业单位很难承受这个压力。”田力说。

“生产关系没有理顺,也制约了供热堆的发展。”一位核能行业专家指出,“核电企业主要力量集中在核电及其他领域,在供热堆投入的力量相对较小,设计方案不科学、工程造价虚高等问题,近年来都曾出现。企业应该凝心聚力,好好做一批项目出来,才能打开这片市场。”

成本待降低 供热价值应受重视

采访中,多位专家均指出核能供热在成本方面需进一步降低,抓住发展机遇的同时,保证企业平稳经营。

付林指出,单从经济性角度看,虽然供热堆在常压下运行,安全性有保障,但其只生产热能只用于供热,不像核电站的供热是利用余热,因此会对其投资经济性产生影响;池式堆承担基础热负荷时效率最高,但非供暖季以及供暖季,热负荷高与低的工况变化会影响其运行经济性,需要与其他常规采暖方式结合。”

“总体而言,消耗价格不菲的核燃料来替代烧煤,最终只用来做民生供热,基本没什么经济性。”一位从事设计的核电专家表示,“现在核能行业发展面临的主要问题不是安全性,而是经济性。核能供热要想谋求经济性,有必要向工业领域延伸,例如小型供热堆可以建在接近工厂的地方,这是大型核电站不具备的优势,在各地减碳目标的激励下,供热堆或将迎来发展契机。”

“能源企业经常把更多注意力

集中在‘电’上,‘热’往往被忽略。实际上热能不仅涉及民生,在工业生产中也不可缺少,核能供热可取代企业自备电厂,保证工业蒸汽供应的同时压减化石能源消耗。除了池式堆可用于民生供暖,壳式堆也能满足低品位工业用热需求,比如高温气冷堆就可以探索供应高品位工业蒸汽,在电力市场之外拓展新的发展空间。”田力表示,“内陆地区若能放开中小型核电站建设,可以同时解决热和电的供应问题。”

广东大埔:发电厂冷却水塔成新景点



图片新闻

近日,位于广东省梅州市大埔县三河镇广东粤电大埔发电厂冷却水塔和烟囱外墙漂亮的“外衣”,融于远山近水,成为当地文化旅游打卡新景点。

大埔电厂内的两座冷却水塔和烟囱是地标建筑。为配合推介大埔红色革命历史、客家文化特色,大埔县与大埔电厂沟通协调,于2019年7月对两座冷却水塔和烟囱外立面进行景观设计、涂装改造,并于今年4月底完工。

人民图片

分时电价要做到因地制宜

行业视点

■张超

国家发改委近期出台的《关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格〔2021〕1093号),对优化分时电价机制、强化分时政策执行等提出了整体要求,同时也强调,各地要结合当地实际研究制定具体机制措施。

各地调整完善分时电价机制是“牵一发而动全身”的工作。一方面,分时电价在引导用户调整生产生活负荷、鼓励用户侧灵活性资源参与系统平衡、提升电力系统的新能源消纳能力方面将发挥重要作用,是构建新型电力系统的关键政策。另一方面,分时电价作为销售电价的一种具体执行方式,将直接影响终端用户的用电成本,考虑不周容易引起不利于推广执行的社会舆论,特别是居民分时政策的设计,更要科学和严谨。因此,无论从长期效果还是即期效应看,分时电价机制都要因地制宜地、用心设计。

峰谷时段:

多因素决定、多轮次调整

发电侧新能源大规模发展,用电侧电力消费结构加快变化,导致电力生产、消费两端双向大幅波动,打破了以往通过“稳定电源出力”满足“固定用电负荷”的模式。在此背景下,峰谷时段的确定不再是简单观察历史负荷曲线的结果,而是与市场价格

准确反映单位供电成本的“内核”相一致,以边际供电成本作为核心决策变量,即高峰尖峰时段对应高供电成本,低谷深谷时段对低供电成本。

电力是供需实时平衡且无法大规模储存的产品,瞬时用电需求越大,对电源出力和电网容量的要求就越高,对应的供电成本也越高,因此负荷曲线是划分峰谷时段的基础。但观察负荷曲线还要尽量在时间维度上拓展;对于生产、生活用电呈现明显季节性特征的省份,可考虑在夏、冬季节设定不同的峰谷时段,充分反映空调负荷等影响;对于负荷曲线在工作日与周末有显著差异的,可以更细致地设计周末峰谷时段,或单独规定周末两天不按峰谷时段执行。

新能源大量接入电力系统后,边际供电成本随电源在不同时间的出力结构改变而发生大幅变化,因此新能源发电占比逐渐成为影响峰谷时段的重要因素。为适应这种变化,美国加州等典型国家及地区,普遍参考总负荷减去“风光”出力后的净负荷曲线划分峰谷时段,以有效应对“鸭形曲线”影响。在新能源高速发展的情景下,净负荷曲线的峰谷特征将更加明显、变化更加快,对及时调整峰谷时段提出了要求。

另外,用户用电行为变化、灵活性调节资源发展等因素,也对边际供电成本构成影响。一方面,新型储能设备及场站在发电、用电环节大规模应用,将提高用户用电响应能力,熨平“风光”出力波动影响,起到调整总负荷、净负荷曲线形态的作用。另一方面,煤电和气电作为调峰电源的占比、外来电比例变化等这些与地区供电能力、系统调节能力发展变化相关的因素,也将影响边际供电成本。

可见,各地划分峰谷时段时,不仅要参考本地负荷曲线、净负荷曲线,还要综合考虑季节与假日负荷、供电与调节能力等因素,并选择真假正率、模糊隶属度、负荷特性聚类合适工具。此外,在政策执行之初,要通过几轮实践调整完善时段划分;在执行过程中,还需定期评价执行效果持续优化。另外,划分峰谷时段还要坚持有利于用户合理安排生产为原则,尽可能控制时段数量、保证时段持续时长。

峰谷价差:

有效激励、收入平衡

用户响应峰谷电价的方式主要有两类:一种是节约用电,通过减少峰时段用电量减少用电开支(短期来看仅增加谷时段用电的情况较少);另一种是调整用电,减少峰时段用电的同时增加谷时段用电。针对这两种响应行为,需综合考虑不同类型用户电力需求价格弹性和用电灵活性的影响,才能最大程度发挥分时政策的激励作用。

电力需求价格弹性是用户用电行为对电价的敏感程度,反映了用户“想不想”节约用电或调整用电。经济层面上,用户是否响应分时政策,取决于收益与成本的相对大小。但用电行为决策不总是一种“经济人”行为,特别是当用电成本占总的生产或生活成本很低时,尽管调整用电方式能够获得收益,仍可能达不到用户的“心理”阈值。一般情况下,生产用电较生活用电、高耗能企业用电较其他企业用电对电价的敏感性更强。所以,设计峰谷价差时,要充分考虑本地用户用电类型结构,以平均需求价格弹性或以主要用电群体的需求价格弹性作为依据,分析价差变化对用电量变化的影响。

用电灵活性是用户用电行为对时段的依赖程度,反映了用户“能不能”节约用电或调整用电。一些用户的用电时间相对固定,例如24小时不停机生产的企业,用电灵活性很低,无法按峰谷时段改变用电时间。设计峰谷价差时,应结合用户用电灵活程度,使价差水平足够激励有调整能力的负荷从峰时段向谷时段转移,同时又能避免缺少灵活性的用户用电成本大幅上升。

分时收入整体平衡是峰谷价差设计的一个基本原则。对不同用户而言,由于需求价格弹性和用电灵活性存在差异,执行峰谷电价后的用电成本较原水平会有高有低。但整体上因政策形成的收入应与机制调整前保持基本稳定,一方面是不会产生明显的超额收入,进而加大用电成本负担;另一方面是不会形成明显的亏空,转而通过输配电价向所有用户分摊分时用电成本,形成不公平负担。

峰谷价差的调整方法包括定峰(谷)调谷(峰)和峰谷同调两种。定峰(谷)调谷(峰)是在平段基础上先定出峰段(谷段)电价,然后根据电量关系确定谷段(峰段)电价,适用于负荷结构简单、峰谷比价约束少、价格引导目标明确的地区采用。峰谷同调则是在平段电价的基础上按一定比例上下浮动确定峰谷价,有助于满足峰谷比价、浮动水平等要求,但要符合收入平衡要求会相对困难。此外,也可以考虑用户需求价格弹性,在峰谷价差中动态反映用电行调整的影响;或在事后结合收入清算及时调整峰谷价差,保持收入长期平衡。

(作者系国网能源研究院高级研究员)

关注

宁夏煤电整合分批完成

本报讯 国家能源集团宁夏电力公司(以下简称“宁夏电力”)近日称,作为国资委煤电资源区域整合和国家能源集团省级电改“双试点”单位,该公司成立一年来,分五批完成包括国家能源集团内部4家企业和其他四大发电集团旗下共10家在宁煤电企业管理整合。目前,公司装机容量达1954万千瓦,同比增长242.8%,其中火电占宁夏统调火电装机容量的65.4%,是国家能源集团规模最大的区域省级电力公司和宁夏最大电力生产企业。

据了解,宁夏电力目前已初步构建起推进电煤一体化供应、发售电一体化协同、联采联储储备一体化、检修运维服务一体化、煤电与可再生能源一体化协同、人才共享一体化的“六个一体化”协同运营新模式,电改活力充分释放,整合效益逐渐显现,主要经济技术指标不断改善,形成国家能源集团在宁煤电企业规模优势。

今年,宁夏电力共获得年度长协电量234.97亿千瓦时,高于容量占比3.9%,同比增收4041万元;实现发电企业电量指标跨省区替代等三个“零突破”,增加边际收益1.63亿元。

2019年12月,国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》,提出由五大发电集团牵头在西北五省5个煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的地区开展首批整合试点,通过区域整合优化资源配置、淘汰落后产能、减少同质化竞争、缓解经营困难,其中国家能源集团牵头负责宁夏地区煤电整合。(安宁)

浙能集团 数字化改革显成效

本报讯 8月16日,浙能集团职工杨某通过浙能财务“码上办”,轻松完成报销手续,这是浙能集团持续推进数字化改革的一个缩影。据悉,浙能集团不断深化“最多跑一次改革”,财务部进行流程再造,开发应用程序,设置“财务报销登记二维码”和“财务报销投递箱”,实现职工日常报销“免接触”“码上办”,大大提高了企业工作效率。

5月19日,浙能集团企业管系统架构成功升级,为“码上办”提供基础支撑,同时提升了平台承载能力、数字安全和用户体验,推动企业高效运行,间接保障浙江省能源安全。

据了解,浙能集团近年以“数字能源”转型为抓手,全力推进涵盖能源保障、节能减排、电力市场等13个应用场景的智慧能源调度运行平台建设,保障能源供应安全。目前,新能源智能控制平台、运行调度系统已上线运行。同时,已开发建成客户管理系统和全媒体互动中心,涵盖燃气、石油等客户数据管理与精准分析。

浙能集团打响数字化改革攻坚战以来,以数字化改革撬动全方位系统性改革,运用数字化技术、思维、认知推进体制机制改革、组织架构创新、生产管理和服务流程再造等,着力构建“管理云”“工业云”“服务云”,努力推动“数字浙能”向“智慧浙能”转变。(黄胡光)