

煤炭清洁高效利用 集群效应凸显

■ 本报记者 朱妍

专家观点:

“组团不仅能够共享资源、降低成本,还有利于实现煤与多种能源资源的协同、梯级利用,促进原料低碳化利用、废弃物源头减量,与‘双碳’工作要求相吻合。”

产煤大省山西近日发布《关于促进煤化工产业绿色低碳发展的意见》,探索煤炭清洁高效利用新路径。该省着重强调加快建设现代煤化工示范基地,将分区域推进产业布局。例如,在太原打造以高性能碳纤维、超级电容炭为主导的产业集群,在长治打造以煤基精细化学品、尼龙为主导的产业集群,在阳泉打造以聚酯和可降解塑料为主导的产业集群等。

走系统化、集约化道路是业内公认的煤炭清洁高效利用趋势。相比以项目为主的“单打独斗”模式,基地成规模、好管理,域内项目还可共享物流、环保等配套设施,减少单体能耗、物耗及成本。在同一基地,多种能源资源耦合利用更具优势,诸如“煤炭+新能源”等组合方式,有助于带动煤炭利用更加清洁高效。据记者了解,这一思路正在多地铺开。

基地化发展成趋势

“荆州本地不产煤,但北煤南运大通道浩吉铁路的日渐成熟,让我们从煤炭紧缺地区转为富集地区。为此,荆州专门建设了大型铁水联运煤炭储备基地,规划每年落地煤炭8000万吨以上。”荆州招商促进中心相关负责人告诉记者,缺煤解决了,随之而来的又是新问题——消纳不了的余量煤炭怎么办?

该人士介绍,以煤炭清洁高效利用为主导的新能源新材料产业基地在荆州应运而生,拟发展煤电一体化、煤制甲醇及下游、煤制合成氨及下游等八大产业。“基地目前初具规模。比如,总投资500亿元的华鲁恒升荆州基地一期项目正在加紧建设,预计明年6月前就能投产。”

为何选择基地化发展?该人士称,除了煤炭,荆州周边石油、磷矿石、卤水等资源丰富,系统发展有助于促进煤炭加工利用与石油化工、盐化工、磷化工等产业融合,实现原料产品

互供,提升产业竞争力。“我们还在积极探索园区低碳化发展,依托大基地,若干节能降碳措施将更好落地。”

该思路得到西北大学兼职教授杨东元的赞同。“组团不仅能够共享资源、降低成本,还有利于实现煤与多种能源资源的协同、梯级利用,促进原料低碳化利用、废弃物源头减量,与‘双碳’工作要求相吻合。”

记者发现,除了宁夏宁东、陕西榆林等老牌基地,山西太原、安徽淮北、甘肃庆阳等多地,近期也纷纷加速相关部署。例如在近日举行的山西省“稳住经济一揽子政策措施”新闻发布会上,该省发改委副主任张翔表示,山西还将加快国家绿色焦化产业基地建设,推动深加工产业链条向高端延伸,支持焦炉煤气、煤焦油、粗苯深加工发展高纯氢、精细化学品等产品。



立足煤又不止于煤

以基地为依托,煤炭清洁高效利用的方式也有了变化。记者注意到,这些以“煤”为主的大型基地,实际发展却又不止于煤,“一煤独大”的僵局正在被打破。

以宁夏宁东基地为例,“十四五”期间,该基地煤化工产业占全部工业的比重将超过60%。但同时,不解决高能耗、高排放等问题,一味延续传统生产方式也不可持续。“宁东开辟了煤以外的‘第二燃料’,也就是氢能,旨在推动煤化工与清洁能源产业互补融合。”该基地相关人士透露,“十四五”期间,

确保煤化工项目煤制氢替代比例达13%以上,绿氢耦合煤化工由示范推广走向规模化。

位于宁东基地核心区的宝丰能源,以煤为原料,建成了集“煤、焦、气、甲醇、烯烃、聚乙烯、聚丙烯、精细化工、新能源”于一体的高端新材料循环经济产业。该公司总裁刘元管告诉记者,为进一步打造现代煤化工产业集群,宝丰能源瞄准了绿氢产业。“以绿氢直供化工系统,替代化石能源生产高端化工材料,从而实现煤炭加工过程中的深度脱碳。”

在杨东元看来,多元耦合正是大

基地的主要优势之一。“煤的特点是碳多、氢少,不少煤化工产品的碳氢比重恰恰与之相反。反应过程不得不变换工段、排碳补氢,这也是煤化工产业碳排放居高的主要原因。而天然气、石油化工的特点在于碳少、氢多,与煤化工项目相结合,得到理想碳氢比,可用于制备相关产品,在用煤的同时降低能耗、减少排放。依托基地,不同项目之间的合作成为可能。再如,使用绿电也是煤化工项目节能降碳的重要措施。部分基地已在建设光伏发电、光热等项目,让‘煤炭+新能源’成为现实。”

需要持续优化升级

建了基地、上了项目并不意味着一劳永逸。“不是简单做项目整合,而是要让不同企业、不同项目之间真正融合、形成合力。”杨东元举例,除了用能端,产品端也可耦合。“这家企业产出的加工废料,可回收利用作为另一个项目的原料,或是不同企业的产品相结合,向下游延伸加工新一代产品。但目前,诸如此类的工作鲜有人专门统筹。基地化发展,不仅仅是上技术、做产品,也要持续优化升级。”

杨东元还称,从已建成的基地或规划来看,产业雷同现象突出。“要么是煤制甲醇、甲醇制烯烃,要么生产

乙二醇、焦化等产品,差异化、梯级化发展方向不明。目前,部分基地已出现产能过剩状况,长期以往难免加剧行业无序竞争。未来,一定要从提供大宗原料、基础产品,向高附加值产品延伸。”

上述宁东基地人士也意识到这一问题。“不光是行业内部竞争,随着东部沿海地区一批石化基地陆续投产,‘十四五’期间,预计新增石油炼化产能过亿吨、芳烯产能过千万吨,以煤为原料的化工产品必然面临更多挑战。当前,以基础化工产品为主,产业链不完善,产品附加值低,市场

竞争力不强等局面亟待转变。”

另有多位人士称,“组团”意味着体量更大,需要物流、环保等配套设施同步跟上。例如,对内对外高效便捷的交通网络、物流体系就是基本保障之一。“对此我们也有考虑。”前述荆州市招商促进中心相关负责人表示,煤化工产品运输路程越远、转换方式越多,越会加剧安全风险。“荆州基地建成后,可以变以往常用的陆运为水运、多次转运为一次运输,缩短运输时间、节约物流成本,大大降低煤化工产品,特别是危化产品远距离运输存在的安全隐患。”

跨区域电力调峰来了

■ 本报记者 苏南

川渝一体化电力调峰辅助服务市场7月6日启动后,当日通过日前市场成交118万千瓦时。业内人士认为,省间电力调峰互济将有效解决新能源消纳压力,我国电力跨省调峰支援响应能力将得到进一步提升。

电力调峰表现形式更多元

近几年,川渝电网一体化特征愈加明显,四川弃电和重庆缺电的电力资源禀赋差异亟需川渝电力一体化发展。“十三五”期间,四川年均弃水电量超100亿千瓦时,重庆年均购四川水电近200亿千瓦时,川渝通道低谷时尚有超过亿千瓦时的输电空间,重庆火电约有100万千瓦调峰能力有待挖掘。据初步测算,川渝市场年交易规模可达上亿千瓦时。

国网西南电力调度中心相关人士曾对记者表示,四川水电弃水和重庆火电调峰矛盾较为突出,亟需构建适应川渝电网的跨省电力辅助服务调峰市场。

中央财经大学绿色金融国际研究院能源金融研究中心主任孙李平认为,川渝地区水电资源丰富,调峰手段多、经济和电力消费增长快,同时,川西高原还是未来的清洁能源大基地,川渝电力辅助服务一体化是推动川西清洁能源大基地建设的重要保障,也可调动更大范围内的负荷侧资源。清洁能源大基地是“十四五”可再生能源规划的重中之重。落实规划目标,电力辅助服务一体化被寄予厚望。

“川渝很早就开始在探讨电力辅助服务调峰一体化。历史上川渝电网本是一家,在电源结构上,四川水电多,重庆火电相对充裕,两省可以水火互济。”中国社会科学院财经战略研究院研究员冯永晟对记者表示,川渝启动一体化电力调峰辅助服务有利于两地资源优势互补,保障两地电力供应,拓展清洁能源消纳空间。

在冯永晟看来,推进跨省跨区域的电力资源优化配置,不只简单涵盖输电、电量交易,广义上更是各种电力资源的互济,可提升电力系统的整体可靠性。“川渝两省启动一体化电力调峰辅助服务市场,更多涉及水火互济。而其他省份的表现形式更为多元,比如,风光大基地建设后,将有风光火互济、风光水互济等多种形式。”

寻求“最大公约数”是重要方向

在受访的业内人士看来,川渝一体化电力调峰辅助服务市场的启动,是推进全国统一电力市场建设的重要探索,有助于实现电力资源在更大范围内的共享互济和优化配置,推进新型电力系统建设。

“中央层面多次强调要用系统性思维实现碳达峰碳中和,协调好各省(区、市)各类型电力资源是应对新型电力系统建设过程中风险挑战的重大举措。作为拥有世界上最大电力装机容量和最大用电量的国家,与欧洲国家相比,我国具有更好地协调资源的优势。”孙李

平对记者直言,然而,受制于按省管理的模式,鲜有从全国层面考虑调峰资源省间互济问题。甚至在大力建设可再生能源基地的过程中,部分地区还存在争夺调峰资源的情形。如果能从全国层面考虑电力调峰、从全局层面考虑调峰成本,可更好地从总体上降低调峰成本,也可提高电力系统安全性。

目前,我国跨省跨区域电力市场建设缓慢。对此,冯永晟认为,跨省跨区域电力市场建设需各方共同参与。但目前参与跨省跨区域电力调峰的地方政府、发电厂和用户均有不同诉求。完善市场机制,兼顾绝大部分市场主体利益,寻求最大公约数,是下一步推进跨省跨区域交易的重要方向。

“无论是电改,还是跨省跨区域电力市场建设,一定要有顶层设计的系统思维。”冯永晟表示,世界范围内的电改始于西方国家上世纪七十年代的石油危机,学术界、政策界开始研究如何推进能源改革,增强能源保障能力。当前的能源危机比彼时更复杂,尤其是气候变化带来的挑战指明了方向——市场化,因为仅依靠政府行政手段,无法应对千变万化的危机,因此需要坚定不移推进电力市场化改革。

建设发电容量充裕度保障机制至关重要

采访中,多位业内人士认为,现在的电改任务已不是简单的建设跨省跨区电力交易,而是要加强电力容量保障能力。

冯永晟表示,容量保障能力表现为两个方面,一是电力容量的充足性。充足的电力容量不一定意味着本地有充足的容量,而是可以通过互济提供,也即从电力系统的宏观角度通盘考虑电力保障能力。二是电力容量的灵活性。很多地方资源匮乏,难以保证有足够的调节能力支撑电力负荷变化,这就需要跨省跨区的互联互通。“从电力保供角度看,川渝两省电力市场建设的重点应放到提升整体电力容量保障能力层面考量。”

记者采访了解到,容量市场以市场竞争的方式形成容量价格,但目前,我国尚未建立完善的发电容量充裕度保障机制,容量市场的设计需进一步完善。

“我国部分试点省份实行的容量补偿机制,仅针对当前系统内的存量机组进行补偿,且度电补偿标准由地方主管部门制定并动态调整,政策的不确定性较大,难以给与市场主体的合理预期,不能作为长期有效的容量成本回收机制。”一位不愿具名的业内人士对记者坦言,在碳达峰碳中和目标下,新能源高比例并网大势不可逆,煤电定位也会随之改变,建设发电容量充裕度保障机制至关重要,短期内可帮助发电资产投资回收成本,长期看可保障电力供应安全和促进电力低碳转型。

业内人士认为,在我国现货市场和金融市场发展尚不完善的当下,可借助容量补偿机制起步,待现货市场和金融市场相对完善后,则应尽快建立容量市场。建议逐步探索建立容量成本回收机制,对于市场建设进度较快的地区,研究建立容量市场或稀缺定价机制,作为保障系统发电容量充裕度的长期有效措施。

三问迎峰度夏中的新型电力系统

■ 本报记者 杨晓冉

当前正值迎峰度夏关键时期,电力可靠稳定保供尤为重要,各地开始施行夏季尖峰电价政策。据记者梳理,自7月1日起,江苏、广东、浙江、四川、安徽、山东等27省市正式开始执行尖峰电价。各地执行尖峰电价的时段稍有不同,执行范围多为大工业及一般工商业用户,价格也大多采取在高峰时段电价基础上上浮20%的执行方法。

业内人士告诉记者,在我国构建新型电力系统的过程中,电力供应紧张时应注重新能源发电与传统能源发电的协同。同时,尖峰电价的设置也要考虑新能源大规模接入导致的电力成本复杂性。

迎峰度夏期间电力供需情况如何?

据国家电网消息,6月中旬以来,我国多地出现高温天气,用电量持续攀升。以江苏为例,截至7月12日,江苏电网调用电负荷已连续24天超1亿千瓦。此外,西北电网、甘肃电网、华北电网用电负荷也创历史新高。据国家电力调度控制中心数据,6月以来,国家电网经营区域内最大用电负荷超8.44亿千瓦,西北、华北等地区用电负荷增速较快,与去年同期最高用电负荷相比,增速分别达8.81%、3.21%。

“历年迎峰度夏期间都是电力供应偏紧的时期。今年电力供应偏紧除受传统因素作用外,还有两大因素叠加。一是新能源在电力系统中的占比越来越高,其不稳定性与不可控性,使电力供应端难度加大;二是国外对中国制造的需求自今年二季度以来呈爆发式增长,对我国工业生产部门的电力供应提出了更高要求。”盛世景智能产业投资总监吴川分析,受这两大因素影响,今年甚至明年后电力负荷需求较高时期的电力供需结构都会偏紧。

“电力尖峰集中在一段时间内,这会给系统运行带来很大压力。系统往往不宜为小段时间内爆发的电力需求而迅速增加电力容量,所以通常会在电力供应紧张时调节用户侧负荷,以需求响应来节约更多社会成本。这就是最初设置尖峰电价的基本逻辑。”中国社会科学院财经战略研究所副研究员冯永晟表示。

新型电力系统如何发力保供?

鉴于风电、光伏发电的不确定性和波动性,业内人士认为,在迎峰度夏阶段,传统能源应发挥更重要的作用。

“从供应角度而言,在未来的新型电力系

统中,应在平段尽可能让光伏、风电等新能源出力发电。而在迎峰度夏这样的关键时期,要让火电、水电这样的可控可调节电源‘顶上来’支撑电力的稳定供应。这就需要电网对整体电力需求及自身供电能力有合理预测,并实现新能源与传统能源的协同互补。同时,电网也需要调动各类配套储能,增强迎峰度夏期间的供应能力。”吴川进一步分析。

同时,业内专家提醒,即便电网有充足的调节性电源作保障,如何协调、激励和调动这些调节性电源也是一大考验。“新能源占比越高,对电力系统中的调节性电源容量的需求也就越大。这些调节性电源面临着不同的发展路径和前景,比如,火电将被慢慢压缩,抽水蓄能的建设周期较长,新型储能仍面临着技术路线的不确定性。因此,在我们可预见的一段过渡期内,电力供应仍会面临迎峰度夏的压力。此外,取暖季也可能出现新的压力。”冯永晟指出。

应怎样设置尖峰电价?

“未来,随着新能源发电占比的升高,电力成本的构成和测算会越来越复杂。迎峰度夏期间,拥有大量新能源电源加储能的新型电力系统可能需要极高的调度成本。”吴川认为,新型电力系统下,电价的设置应充分考虑电力系统成本的复杂性。

“此外,对于一些要持续生产的企业,不论分时电价如何变化,全天都要用电。这时,尖峰电价的调节空间就极为有限。对这类用户,是否应该在分时电价的基础上制定一套更科学更适用的电价评价体系?”吴川指出,尖峰电价的设置应对用户进行更细致的分类、分级。

“电价不能是一个单一的价格,需要一套体系。目前我国尖峰电价的设置是通过政府定价后直达终端用户。而进入电力市场进行市场化交易的用户签订电力合同,恰恰就是为了锁定用电价格、抵御价格波动带来的风险。现在这种价格调整方式,实际上是将政府的干预力量直接渗透到了市场化交易的合同中。”有业内专家坦言,既要让用户看到终端价格信号主动调整需求,同时也要考虑用户进入市场签订电力合同、规避价格波动风险的需求,这就需要在批发市场与零售市场之间的衔接,以及政府和市场作用的衔接等方面作出更多探索。

