

受中央与地方政策积极推动,近期现代煤化工项目进展不断——

煤炭清洁高效利用迈上新台阶

■本报记者 朱妍

中国煤炭工业协会(下称“中煤协”)3月30日公布的数据显示,2021年,现代煤化工四大主要产业——煤制油、煤(甲醇)制烯烃、煤制气、煤(合成气)制乙二醇产能,分别达到931万吨/年、1672万吨/年、61.25亿立方米/年、675万吨/年。其中,除了煤制烯烃同比保持齐平,其他产能均再创新高。

中煤协指出,现代煤化工正在向高端化、多元化、低碳化方向发展,产业化、园区化、基地化发展格局已初步形成。与此同时,碳基新材料研发取得突破,能源转化效率普遍提高,单位产品能耗继续下降,煤炭消费利用空间有力拓展,加速由单一燃料向燃料与原料并重转变。

“产供销”全面开花

近期召开的煤炭清洁高效利用工作专题座谈会、碳达峰碳中和工作领导小组全体会议等重要会议,均强调“推动煤炭清洁高效利用”。受此推动,各地新项目规划建设、老项目升级改造进展不断。

如新疆发改委3月25日公布2022年自治区重点项目清单,包括续建伊泰伊犁能源100万吨/年煤制油示范项目、储备新疆能源集团1000万吨/年煤炭分质分级利

用项目在内,多个煤化工项目入选。

在中央与地方政府力推之下,企业行动也更加有力。宝丰能源近日透露,内蒙古400万吨/年煤制烯烃示范项目审批现已进入最后阶段,待环评批复后即可推进建设事宜;投资12.5亿元的河南平煤神马220万吨/年焦化大型化改造产业升级项目,已通过河南省生态环境厅环评批复,装置即将走向大型化、高效化……

“煤炭用于发电,能源转化效率一般在40%左右。而煤炭作为原料,不仅可以固碳,还能提供高附加值油品和化工品,实现从转化到终端利用全过程最大程度清洁。”新疆庆华能源集团副总经理任延杰向记者举例,用煤炭制备天然气,能源转化效率可达到约60%。该集团已投产一期13.75亿立方米/年煤制气项目,目前正在推进二期年产40亿立方米天然气项目的前期工作。“2020年-2021年冬季,我们向国家管网稳定供气11.32亿立方米,实现煤炭清洁高效利用的同时为能源保供出力。”

一些煤化工产品更已开始走出“国门”。记者从国家能源集团获悉,其下属宁夏煤公司生产的聚烯烃产品,首次打通自营出口渠道,于3月初自主销往泰国。全集团去年累计出口聚烯烃3.66万吨、焦炭6万吨,远销20多个国家和地区,化工产品国

际市场开拓进展喜人。

技术创新体系不断完善

推进煤炭清洁高效利用,加强科技创新是最紧迫任务。记者了解到,去年以来,我国新增省部共建煤基能源清洁高效利用国家重点实验室、大型煤气化及煤基新材料国家工程研究中心等6家重点研发中心,现代煤化工产学研深度融合的技术创新体系正不断完善。

“我们刚刚与西南化工研究设计院签订了13.75亿立方米/年煤制天然气项目CNGC-2气体调节剂和CNJ-8甲烷化催化剂供货合同,标志着煤制气催化剂首次完全实现国产化。”任延杰坦言,我国所有正在运行的煤制气项目,长期采用进口催化剂,受限于制造周期长、运距长、不可抗力影响大等因素,面临“卡脖子”断供的潜在风险。“历经12年,我国煤制气工艺技术与催化剂国产化取得重大突破,终于打破了国外垄断。”

据介绍,相较之下,西南院CNGC-2气体调节剂变换活性更高、稳定性更好,CNJ-8甲烷化催化剂提升了单程甲烷化反应的转化效率,实践证明是更节能、更高效、适应性更强的新型催化剂。“目前,一期

项目已完成国产催化剂侧线实验。我们对国产催化剂很有信心,将实现从低阶煤到天然气流程工艺技术、装备、催化剂100%国产化。”任延杰说。

记者获悉,目前煤化工产业发展仍有诸多技术难题需要攻克。潞安化机集团董事长李广民举例,作为煤炭转化的核心技术,煤气化是煤炭清洁高效利用的重要支撑。但目前,尚不能够广泛适应各煤种的煤气化技术。“不同煤气化技术对煤种有着不同的要求,煤炭性质反过来影响气化结果,要进一步拓展装置的煤种适应性。同时需要根据周边环境和实际情况科学选择配煤技术、科学进料,在充分研究的前提下合理改进气化炉,为稳定运行和节能降耗奠定基础。”

全过程“零碳排放”有待加力

“随着关键装备技术不断突破,完整的技术设备供应链和完善的煤气化商业模式将逐步得以构建,最终将推动形成高效、环保、经济、安全的国际领先煤气化系统,为煤化工产业绿色低碳转型发展和煤炭清洁高效利用作出新示范。”李广民进一步称,虽然当前,煤气化在基础研究、技术开发等方面均

有显著进步,但服务“双碳”“双控”目标,煤炭清洁高效利用技术和装备制造仍需实现新的突破。

如何加快煤炭消费升级——这正是全行业面临的新课题。“用什么标准来衡量是不是高质量发展?”陕煤集团副总经理尚建选认为,碳达峰碳中和目标将促使煤化工回归作为煤炭清洁高效转化利用手段的本质属性。“对此,必须立足原料煤特性,在技术和工艺选择方面要以低能耗、低排放作为衡量标准,满足物耗和能耗最低、排放最少,以及园区实现循环绿色多联产。”

中煤协副会长刘峰就此提出“高端化、多元化、低碳化”的发展思路,建议不断延伸产业链、开发高性能产品,充分发挥差异化发展优势、实现产品多元化,打造“零碳排放”煤化工产业。“研发新型高效催化剂、工艺和过程节能技术,实现煤化工过程源头减碳;突破可再生能源制氢制氧与煤化工合成耦合技术,应用绿氢绿氧,降低工艺过程碳排放;应用可再生绿色能源开展煤化工碳捕捉、封存和利用技术攻关,突破二氧化碳低成本捕集、化工和矿化利用、驱油地质封存技术,开发二氧化碳制芳烃、乙醇、乙二醇等化学品。”

中国海上油气田首次用上绿色电力

图片新闻



近日,来自河北张家口市的1.86亿千瓦时光伏电、风电通过中国渤海首个岸电项目输送至渤海油田,占渤海油田2022年外购电总量的19%,对应实现碳减排16.4万吨。这意味着,渤海油田将有109万吨原油成为生产过程不产生碳排放的“碳中和原油”。图为渤海油田岸电工程组块海上吊装现场。渤海油田/图文

作为提升电站综合效益的重要手段,执行容量电价的呼声不断——

新型储能何时实行容量电价受关注

■本报记者 卢奇秀

“目前,针对抽水蓄能国家已经出台了容量电价机制,但对于发展空间更大的新型储能,却无法同等享受容量电价政策,面临不公平竞争,发展速度和质量严重受限。”宁德时代董事长曾毓群在今年全国两会提案中建议,参照抽水蓄能建立适用新型储能特点的容量电价政策,给企业形成稳定合理的收益空间。

同样都是“储能”,政策为何“厚此薄彼”?对新型储能实施容量电价是否可行?

新型储能遭遇政策不公?

曾毓群认为,当前,以电化学储能为主的新型储能技术具备毫秒级快速响应和双向调节的优势,不受地理条件限制且建设周期短,可提高电网事故快速恢复能力、减少负荷损失,且在电力系统的源、网、荷侧都可需求灵活部署。“容量电价是提升储能电站综合效益的重要措施和手段。应破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒,参照抽水蓄能建立适应新型储能特点的容量电价政策。”

“新型储能对容量电价政策的诉求一直存在,且较为强烈。我们认为既然新型储能和抽水蓄能干一样的活,发挥同样的系统价值,就应当给予同样的政策。”有电力行业从业者向记者表示。

“这听起来好像很公平。”抽水蓄能行业从业者杨耀廷对此持不同意见。他直言,抽水蓄能是最成熟的储能技术,和电化学储能规模存在量级差异。

以河北丰宁抽水蓄能电站为例,其装机容量达到360万千瓦,可满足整个区域

电网系统的调峰需求。“一座装机容量120万千瓦时的日调节抽水蓄能电站,不考虑超发,日设计发电量可达到720万千瓦时。这是其他储能技术无法企及的规模优势。”杨耀廷说。

从使用寿命来看,抽水蓄能使用期限长达百年,而电化学储能循环次数一般为5000—8000次。“以成本监审周期40年计算,电化学储能要和抽水蓄能满足同样市场需求,其全生命周期需要采购3次设备,综合造价成本非常高。其他新型储能技术如压缩空气储能、飞轮储能应用场景更是有限。”杨耀廷进一步说。

一位不愿具名的专家进一步指出,抽水蓄能电站具有公共属性,可以实现电力系统的最优配置。而电化学储能无法体现抽水蓄能调压、系统备用和黑启动等多项辅助服务价值,电网系统不能直接对其进行调度。“新能源侧的电化学储能是为了缓解弃风弃光问题,完成电力上网要求,实际效果与抽水蓄能并不能相提并论。”

“谁来买单”的核心难题待解

值得注意的是,去年7月,国家发改委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确,建立电网侧独立储能电站容量电价机制,逐步推动抽水蓄能参与电力市场;研究探索将电网替代性储能设施成本、收益纳入输配电价回收。

“电网侧独立储能被电网直接调用,这些项目主要靠调峰调频获取辅助服务费,收益较为单一,对政策支持的需求较

为迫切。但是探讨电源侧和用户侧储能的容量电价意义不大。”上述电力行业从业者举例解释,工业园区的高耗能企业自建储能设施,低谷电价充电,用电高峰放电,可减少自身成本支出;对于新能源侧储能配套建设项目,企业在配建之前就需要算好经济账,财务指标预期比较明确。与电网侧储能相比,成本矛盾并不突出。

记者了解到,实际上,虽然政策已经明确,但“谁来买单”这一核心问题尚未解决。

“抽水蓄能容量电价由电网企业支付,纳入省级电网输配电价回收,实际上是由用户买了单。”杨耀廷指出,规模和单位系统造价构成了容量电价的计算基础。电化学储能成本是抽水蓄能成本的3—4倍,如果按照同等收益条件简单计算,其单体成本和系统公平性都将面临挑战。

“相关部门还在研讨,目前没有出台具体的实施方案。”上述电力行业从业者进一步指出,不同于抽水蓄能的“全国一盘棋”便于管理,新型储能技术路线较多、颇为复杂,“容量电价如何实施,需要做好前期规划。”

成本纾解关键在于商业模式

“有必要指出的是,明确规范是政策执行的前提。但目前政策尚未明确储能纳入输配电价的边界与条件,也未建立储能作为电网替代性方案所产生的系统性成本与收益的评估方法。”中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬指出,要对保障电网安全的储能资产进行系统性成本与效益评估,并依据评估结果考虑是否将其纳

入输配电价。未来我国还需针对纳入输配电价的储能建立相应的监管方法与体系,对资产成本、收益来源、投资主体等进行有效监管。

在岳芬看来,我国新能源侧强制或鼓励配套的储能设施,以及参与辅助服务市场的储能设施,其系统性成本与收益,以及相关受益主体尚未得到详细且明晰的估值,成本也有待疏导,以致政策的有效性和可持续性较差。

“电化学储能是重要的灵活性调节资源,盈利不能只靠电价政策,也应从运行角度考虑。”上述专家认为,从这一角度看,容量电价并不是解决电化学储能成本压力的好办法。

岳芬进一步指出,想要纾解新型储能成本,关键在于建立切实可行的商业模式,尽快建立能够反映电力资源稀缺属性的电价机制或现货市场价格机制。在现货市场建设过程中要考虑设计体现时序和地区特性差别的电价机制,“一方面引导用户用电行为与发电规律相匹配;另一方面通过发现价格反映储能等灵活性资源的市场价值。”



关注

国家原子能机构发布2021年核领域十大事件—— 我国核能科技成果正加快转化应用

本报讯 记者赵紫原报道:国家原子能机构3月28日在京举办首届季度论坛,并发布“2021年核领域十大事件”,其中7件与核能科技研发和应用相关——包括“华龙一号”海内外首堆分别投入商业运行,田湾核电站7号、8号机组和徐大堡核电站3号、4号机组开工,中国北山高放废物深地质处置地下实验室开工建设,“暖核一号”在山东海阳投运,我国大陆首座核电站秦山核电站安全发电30年,石岛湾高温气冷堆核电站示范工程并网发电,以及国家分别授予王大中、彭士禄国家最高科学技术奖和时代楷模称号。

国家原子能机构副主任董保同表示,我国核工业从无到有、从小到大,发展至今取得了一系列重要科技成果,成功走出一条自立自强的道路。面对新形势新任务新要求,深入贯彻新发展理念,积极推动我国核能高质量发展,是核工业健康可持续发展的内在要求。

董保同强调,国家原子能机构历来高度重视核科技研发工作,持续加大科研投入力度,推动我国成功掌握第三代压水堆技术、新一代CF3核燃料元件制造技术、三代核电华龙一号、高放废液玻璃固化技术等,为提升我国核科技水平、促进核工业高质量发展发挥了重要作用。

“按照立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展‘三新一高’的要求,我国核工业在加强基础研究、强化原始创新、立足实现核科技自立自强等方面,还有不小差距。”董保同坦言。

作为维护国家主权和安全的战略基石,核科技在大国战略竞争中的地位作用正在进一步凸显。在核科技发展战略方面,中国工程院院士罗璋表示,技术发展的根本遵循是自主创新,实现核科技自立自强的基础在于全方位加强核领域基础研究,在科研经费、人才培养、专项建设、基础研发平台搭建以及创新实验室设立等方面加强投入。

针对我国核能发展现状与趋势,中国工程院院士叶奇蓁指出,随着核电技术不断突破,安全性、经济性进一步提升,核能综合利用范围将进一步扩大,小型模块化反应堆也将为供电、供热、工业制氢、海水淡化等多个应用领域带来重要发展机遇。