

风光氢储助力构建新型能源体系

□ 吴 昊

日前,首届中国产业发展高层论坛在北京召开。中国能源研究会常务理事李俊峰指出,能源转型的目标就是实现可再生能源对化石能源的替代。在未来的新增电力构成中,风光发电的占比将会由2020年的10%左右分别提高至2025年的16%、2030年的25%、2050年的50%和2060年的60%以上。

以新能源逐渐替代传统能源为核心的能源变革,不仅是我国实现“双碳”目标、保障能源安全供给的重要抓手,也是当前经济和产业转型升级的重要组成部分。在这场能源变革中,快速提升可再生能源消费占比,构建以新能源为主体的新型电力系统,并逐步向氢电耦合的能源体系过渡,将是必经之路。

构建多元绿色低碳供应结构

在“双碳”目标引领下,我国能源

变革正快速推进。2022年,我国可再生能源发电装机规模达到12.13亿千瓦,占发电总装机的47.3%,年发电量2.7万亿千瓦时,占全社会用电量31.6%,相当于欧盟2021年全年用电量。电力规划设计总院院长谢秋野表示:“过去10年,我国非化石能源消费比重从9.7%提高到17.5%,增幅是世界同期平均水平的2.1倍。”

谢秋野指出,未来要构建多元绿色低碳电源供应结构。他认为,为实现“双碳”目标,需要大力发展非化石能源发电,2030年非化石能源消费比重应达到25%,2060年达到80%以上。“未来,新能源将成为绿色电力供应的主力军,预计2040年左右新能源装机占比将超过50%,2060年新能源发电量占比将超过50%。”

“发展新能源是保障我国能源安全的必然选择。”国家电力调度控制中心原副总工程师裴哲义表示,随着能源需求稳步增长和煤炭消费占比高、油气对外依存度高、单位产值平

均能耗高等“三高”问题影响日益突出,我国能源电力发展面临保障持续稳定供应和加快清洁低碳转型的双重挑战。他强调,大力发展新能源,是破解能源安全难题的关键之一。

裴哲义同时指出,发展新能源也是实现减排目标、应对气候变化的重要途径。“从行业来看,能源电力领域碳减排任务艰巨,是我国碳减排的‘主战场’。”他认为,随着电能替代深入推进,电力行业还要承接工业、交通、建筑等领域转移的能源排放,电源结构清洁化转型势在必行。

对此,国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心副主任任东明指出,在保障我国能源安全可靠的条件下,要通过推动绿色、低碳为主要特征的新能源技术创新,构建以非化石能源产业为主体的新型能源体系,实现能源生产和消费方式的绿色转型,助力“双碳”目标的实现。他表示,未来,可再生能源、核能、新型储能、绿色氢能、碳捕集利用与封存、能

源数字化智能化、新型电力系统等行业将实现融合发展。

新型电力系统是能源转型关键

随着新能源占比的持续提升,构建电力系统的任务也逐渐提上日程。“高比例风光发电是新型电力系统的基本特征。”李俊峰指出,构建以新能源为主体的新型电力系统是能源转型的关键,而新型电力系统需要支持高比例风光发电安全、稳定、可靠的运行。

在华北电力大学教授、氢能技术创新中心主任、中国产业发展促进会氢能分会专家委员会委员刘建国看来,新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征。新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提,以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标,以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务,以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑,以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台,以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统。

“随着新能源的快速发展,新能源装机已成为我国第二大电源。”裴哲义表示,在一些地区,新能源已成为第一大电源,如冀北、甘肃、青海。同时,在近20个省区,新能源已成为第二大电源。他强调,有的电网新能源发电渗透率超过40%,对电网安全稳定影响日益突出。

面对这一趋势,储能 in 电力系统中发挥的作用日益明显,储能的发展也不断加快。裴哲义指出,截至2023年6月底,中国已投运电力储能项目累计装机70.2吉瓦,同比增长44%。他认为,“以电化学为代表的新型储能具备双向毫秒级快速调控能力,在电力系统灵活性调节、紧急功率支撑、事故备用等方面能够发挥巨大作用,是应对电力电量平衡与安全稳定难题的有效手段。”

对于储能的规模化布局,谢秋野指出,要结合系统需求及技术经济性,积极拓展新型储能 in 源、网、荷各侧应用场景。依托系统友好型新能源电站、基地化新能源开发外送等模式布局电源侧储能,统筹布局电网侧

独立储能及电网功能替代性储能,依托源网荷储一体化等模式灵活发展用户侧储能。

氢电耦合或将是理想能源体系

在构建新型电力系统的进程中,通过氢能的发展,形成氢电耦合的未来能源体系,将是能源转型新的方向,尤其是发展可再生能源电制氢的绿氢,可以有效促进可再生能源的消纳。其中,利用低谷期富余的新能源电能进行电解水制氢并储存,到用电高峰期时利用氢能发电的“氢储能”模式,在未来有着广阔的发展前景。

在刘建国看来,“绿电+绿氢”氢电耦合将是理想的能源体系。绿电可通过绿氢实现储存、运输,实现氢电耦合。“双碳”目标下,绿氢在电力系统具有其它能源产品无法替代的独特作用。可再生能源电制氢是未来氢能发展的主要方向,将应用于新型电力系统“源、网、荷”各环节,呈现氢电耦合发展态势。

同时,刘建国还指出,绿氢可以为脱碳困难行业提供脱碳方案,其主要优点是电解水过程中,电消耗量来自可再生能源,与传统化石燃料制氢相比,在碳减排方面具有显著优势。因此,发展可再生能源制氢,是推动交通、化工或钢铁等碳减排难度较大行业脱碳的重要解决方案。

“氢能的应用领域和场景具有很强多样性,除了用作燃料,还可作为原料应用于多个领域进行深度脱碳,主要包括工业原料、工业供热、交通运输、住宅取暖、发电等。”刘建国预计,到2030年,供给侧绿氢比例为15%,风光制氢比例分别为7.5%,需求侧主要消费在工业领域的化工、钢铁和水泥行业;到2060年,供给侧绿氢比例达75%,光伏开发潜力大于风电,光伏比例占42.9%。需求侧中重型商用车氢能消费比例显著上升。

对于氢能在未来能源体系中的作用,李俊峰指出,能源革命的路径,可以归纳为“电氢”革命。他认为,在未来的“电氢体系”中,电的来源是以可再生能源为主,氢的来源则是以电制氢为主。氢的利用将包括燃料电池、直接燃烧、还原剂、氧化剂等直接利用方式,用于燃料和化肥的氢—氨转换,以及用于燃料和原料的碳氢转换。



特高压苏通GIL管廊跨江送电破千亿

近日,华东特高压交流环网过江的关键节点——苏通GIL管廊跨江送电超1000亿千瓦时。苏通GIL管廊工程起于长江南岸苏州,止于北岸南通,于2019年9月正式投运。该工程采用“紧凑型特高压GIL+大直径长距离水下隧道”穿越长江,江底“埋线”长达5.5公里,总投资47.63亿元。图为国网江苏电力工作人员在苏通GIL管廊开展例行巡检。

新华社记者 季春鹏 摄

能源视线

电力现货市场建设迎来“里程碑”

□ 吴 昊

国家发展改革委、国家能源局近日印发《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》(以下简称《通知》),提出加快放开各类电源参与电力现货市场,按照2030年新能源全面参与市场交易的时间节点,现货试点地区结合实际制定分步实施方案。

《通知》旨在加快全国统一电力市场体系建设,推动构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统,有效助力构建新型能源体系。随着我国电力现货市场建设的持续加快和电力体制改革的快速推进,新型电力系统的构建也将加速迈进。

电力现货市场建设冲刺

今年以来,我国电力体制改革步伐持续加快。7月11日,中央深改委会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》,强调要深化电力体制改革,加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统,更好推动能源生产和消费革命,保障国家能源安全。

7月13日,国家能源局提出,将

全面加强建设全国统一电力市场体系,研究制定电力市场“1+N”基础规则制度,深化辅助服务市场机制;加强电力调度交易与市场秩序监管,规范调度运行、交易组织、电费结算、信息披露等,纠正地方不当干预行为。

在国家的大力推动下,作为新一轮电力体制改革的重要一环,电力现货市场建设也在今年取得重大进展。今年9月,国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本规则(试行)》,进一步指导和规范电力现货市场建设,加快建设全国统一电力市场体系,加快构建新型能源体系,推动能源高质量发展。

该政策明确了电力现货市场建设路径,近期重点推进省间、省(区、市)/区域市场建设,加强中长期、现货、辅助服务交易衔接,畅通批发、零售市场价格传导,推动新能源、新型主体、各类用户平等参与电力交易。中远期现货市场建设要适应新型电力系统运行要求,推动全国统一电力市场体系全面建成。

随着《通知》的出台,电力现货市场建设的“时间表”得到了明确。其中,福建2023年底开展长周期结算试运行;四川结合实际持续探索适应高比例水电的丰枯水季衔接接市

场模式和市场机制;辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西等力争在2023年底前开展长周期结算试运行。

引导作用不断显现

电力市场建设有利于推动火电向基础性、支撑性、调节性电源转型,激励分布式电源、储能等新型主体发展,引导用户由“按需用电”逐步向“按价用电”转变,有效提升电力系统稳定性和灵活性,推动形成源网荷储互动新生态,为新型电力系统建设提供机制保障。

电力现货市场是全国统一电力市场体系的重要组成部分,对于新型电力系统改革意义重大。早在2015年,我国就提出要“逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制”。此后,建立电力现货市场,逐渐成为新一轮电力市场改革的重要环节。

自2017年电力现货市场启动建设以来,已有14个电力现货试点启动试运行,广东、蒙西、山西、山东、甘肃、福建6个试点已开展长周期结算试运行。作为反映电力供需形势的“风向标”,随着电力现货市场试运行周期不断拉长,经营主体逐步多元,

市场价格优化发电行为的引导作用正不断显现。

在电力现货市场中,电力生产组织由计划模式向市场模式转变,促进了市场运营与系统运行深度融合,以社会福利最大化为目标的市场机制推动清洁高效电源多发优发。同时,在促进清洁能源消纳方面,电力现货市场发挥作用明显。

电力现货市场可有效激励灵活调节资源参与系统调节助力新能源消纳,新能源大发时段,通过现货市场价格信号引导火电企业压降出力、电力用户提高用电需求,扩大新能源消纳空间。据了解,随着电力现货市场试点的推进,山西新能源及可再生能源装机占比已超过35%。

有序实现电力现货市场全覆盖

随着电力现货市场建设在多年试点中不断取得突破,扩大电力现货市场建设范围、鼓励新型主体参与电力市场也提上日程。《通知》强调,在确保有利于电力安全稳定供应的前提下,有序实现电力现货市场全覆盖。

根据《通知》,分布式新能源装机占比较高的地区,要推动分布式新能源上网电量参与市场,探索参与市场的有效机制。暂未参与所在地区电

力现货市场的新能源发电主体,应视为价格接受者参与电力现货市场出清,可按原有价格机制进行结算,但须按照规则进行信息披露,并与其他经营主体共同按市场规则公平承担相应的不平衡费用。

《通知》要求,通过市场化方式形成分时价格信号,推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用,探索“新能源+储能”等新方式。为保证系统安全可靠,参考市场同类主体标准进行运行管理考核。持续完善新型主体调度运行机制,充分发挥其调节能力,更好地适应新型电力系统需求。

《通知》明确,加快区域电力市场建设,南方区域电力现货市场在2023年底前启动结算试运行;2023年底前建立长三角电力市场一体化合作机制,加快推动长三角电力市场建设工作;京津冀电力市场在条件成熟后,力争2024年6月前启动模拟试运行。

此外,《通知》还明确,持续优化省间交易机制。省间电力现货市场继续开展连续结算试运行,2023年底前具备连续开市能力。推动跨省跨区电力中长期交易频次逐步提高,加强与省间现货协调衔接,探索逐日开市、滚动交易的市场模式。

重点推荐

中企铺就中亚能源新丝路

在共建“一带一路”过程中,中国能源企业始终坚持“在保护中开发、在开发中保护、环保优先”的原则,展示中国方案和中国智慧,努力实现生产与自然生态和谐共融、互利共赢的能源合作新格局。

能源动态

前三季度发电装机容量近28亿千瓦

本报讯 国家能源局日前发布1月至9月全国电力工业统计数据。截至9月底,全国累计发电装机容量约27.9亿千瓦,同比增长12.3%。其中,太阳能发电装机容量约5.2亿千瓦,同比增长45.3%;风电装机容量约4亿千瓦,同比增长15.1%。

1月至9月,全国发电设备累计平均利用2716小时,比上年同期减少83小时。其中,水电2367小时,比上年同期减少362小时;太阳能发电1017小时,比上年同期减少45小时;核电5724小时,比上年同期增加148小时;风电1665小时,比上年同期增加49小时;火电3344小时,比上年同期增加49小时。

1月至9月,全国主要发电企业电源工程完成投资5538亿元,同比增长41.1%。其中,太阳能发电2229亿元,同比增长67.8%;核电589亿元,同比增长46%;风电1383亿元,同比增长33.4%。电网工程完成投资3287亿元,同比增长4.2%。

我国发现千亿立方米深煤层气田

本报讯 近日,中国海油发布消息,在鄂尔多斯盆地东缘2000米地层发现千亿立方米深煤层气田——神府深煤层大气田,探明地质储量超1100亿立方米。

神府深煤层大气田位于陕西省榆林市,地处鄂尔多斯盆地东缘,煤层主要埋深2000米左右,单层厚度在6.2米至23.3米之间,吨煤平均含气量达15立方米。中国海油目前在该区域共部署了超100口探井,单井最高日产量达26000立方米。

煤层气是指储存于煤层中的天然气,业内通常将埋深超过1500米的煤层气称为深部煤层气。一直以来,我国煤层气勘探开发大多集中在埋深小于1000米的浅煤层。针对深部煤层气增产难题,中国海油因地制宜开展技术攻关,在常规煤层气勘探开发基础上转变思路,运用超大规模压裂技术,不断优化压裂与排采工艺,总结形成适用于神府区块的深煤层开发技术体系,仅用一年半时间,就成功发现了地质储量超千亿方的深煤层气田。

据了解,神府深煤层大气田是中国海油继山西临兴气田后发现的第二个千亿立方米大气田。

大庆油田前三季度油气双增

本报讯 今年前三季度,大庆油田生产经营任务取得了好于预期的阶段成果。其中,生产原油2261.07万吨,同比增加18.43万吨;生产天然气42.49亿立方米,同比增加1.73亿立方米,油气产量实现双增长。

今年以来,大庆油田大力实施勘探增储高峰期工程,油气开发稳中有进。大庆油田有序开展了古龙页岩油国家级示范区建设,随着钻井、压裂、试油等工程技术迭代升级,古龙页岩油钻井周期首次跨进10天以内。

大庆油田加快绿色低碳转型。启动了千万千瓦级“风光气储氢”示范基地建设,与10个省、市、地区签署战略(框架)合作协议,喇嘛甸油田低碳示范区全面开工建设,一批标志性、示范性新能源项目加速落地。

从2003年到2022年,大庆油田国内外油气产量当量连续20年保持在4000万吨以上,创造了领先世界的陆相砂岩油田开发技术水平。

(本组消息由本报记者张海莺编辑整理)