

深化《可再生能源法》修订研究,引领能源绿色转型新篇章

编者按

自2006年实施以来,《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称《可再生能源法》)为我国可再生能源的快速发展奠定了法律基础。在《可再生能源法》等法律体系护航下,新型电力系统建设和新型能源体系建设加速推进,近年来,可再生能源年均保持两位数的增长率。截至2024年底,我国风电装机约5.1亿千瓦,光伏装机约8.4亿千瓦,利用率保持在95%以上,年度新增装机全球占比均在40%以上,为世界绿色发展持续提供动力,为全球绿色转型贡献中国方案、中国力量。伴随“双碳”目标扎实推进,《可再生能源法》亟待适应新形势新要求新格局,法律修订提上日程。为此,《中国能源报》联合清华大学可再生能源法修订专家组、工作组开设专栏,就修法过程中的重要议题、关键制度和相应法条展开讨论,凝聚共识、贡献智慧。欢迎社会各界人士就修法提出宝贵意见和建议,联系邮箱 kzsnyfxd@163.com。



聚焦可再生能源法修订

张希良 康重庆

自2006年《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称《可再生能源法》)施行至今,在政策的配合支持下,形成了全额保障性收购、补贴基金支持和财税减免等主要制度,在促进可再生能源发展方面发挥了巨大的作用。国家能源局数据显示,截至2024年上半年,全国可再生能源发电装机超过16亿千瓦,占我国发电总装机的一半以上,稳居世界第一;我国可再生能源产业已基本实现自主化、在全球具有显著的产能和成本优势。在《可再生能源法》的支持和引导下,可再生能源已经进入新的发展阶段,并将继续为我国维护国家能源安全,实现“双碳”目标发挥重要作用。

然而,在快速发展过程中,我国可再生能源也面临诸多挑战。现行电力系统运行机制与市场体系难以适应可再生能源规模化发展需求,全额保障性收购制度下的可再生能源电力消纳愈发困难,可再生能源入市后基本收益保障、对保供调节能力的经济激励不足;可再生能源发电波动、随机的特性推升了电力系统对输电能力、保供能力、调节能力的需求,凸显出规划建设时序不匹配等问题;可再生能源发展规划与相关保障要素规划衔接

不足,国土空间要素存在供给瓶颈、用地用海困境;面对严峻复杂的外部环境,可再生能源产业同质化竞争激烈,缺乏财政税收和产业政策的有效支持设计。

当前,我国正处于能源转型的关键时期,可再生能源发展形势、电力系统物理形态与运行机制已与《可再生能源法》和2009年第一次修正时发生巨大改变。可再生能源由补充能源逐步转向主力能源,电力系统调度方式由节能发电调度、三公调度为主转向市场化调度手段,电网由分省平衡为主的交流电网转向跨省跨区大规模互济的交直流混联特大型电网,风光等可再生能源由需要补贴转变为平价上网。立足这一新的发展阶段,通过法律修订进一步全面完善《可再生能源法》体系恰逢其时。有必要在修订过程中就一些现存制度是否需要保留、调整或增加等重大问题上建立并达成共识,保障《可再生能源法》修订发布之后,进一步为推动可再生能源高质量发展提振信心、激发动力。

按照《可再生能源法》修改工作部署,清华大学组织相关单位和专家开展系列专题研究,取得阶段性研究成果,主要体现在以下三个方面。第一,充分认识到在可再生能源高速发展的新形势下,《可再生能源法》修订的重要性和紧迫性,特别是迫切需要修改全额保障性收购制度,依法保障发电企业进入电力市场的合法权益,促进可再生能源持续健康发展。第二,充分认识到法律修改的艰巨性和复杂性,需要坚持全局观念、强化系统集成,处理好破与立、价与量、短期与长期、全局与重点、政策保障与市场消纳等多重关系,平衡好各个市场主体间的利益关系。第三,充分认识到法律修改应当达成的主要目标及其关键所在:本次修法核心目的是支撑并促进可再生能源高质量发展,其关键是在可再生能源消纳从政策性保障向市场机制转型过程中,设计好公平合理承担可再生能源消纳责任和分摊系统成本的机制,既要保障电力系统的安全稳定运行,又要做好可再生能源开发

利用的要素保障。

要回答好如何在“以市场引导可再生能源和调节能力的资源配置”和“以政策保障其收益”之间取得平衡,如何明确政府、企业、民众在可再生能源健康发展过程中的权利、责任、义务等重要问题,需要进一步开展修法相关深化研究。应当从可再生能源入市保障机制的比较、可再生能源开发利用总量目标和规划的衔接、适应高比例大规模可再生能源发展的电力市场机制、可再生能源与新型电力系统协调发展、可再生能源用地用海要素保障、支持可再生能源产业发展的措施等六大方向开展《可再生能源法》修改深化研究。

一是可再生能源入市保障机制的比较。随着风光电量占比不断提升,全额保障性收购制度落实难度增大,同时不少地区风电光伏等可再生能源已部分进入电力市场,企业收益入市后存在不确定性。迫切需要统筹可再生能源入市顶层设计,明确入市路径,修改全额保障性收购制度,构建市场环境下的基本收益保障机制,稳定可再生能源发展预期。结合国际经验和我国基本国情,应当对修改全额保障性收购制度的各条路径进行比较研究,探索我国可再生能源保障性收购政策向市场化转型的可行方式。

二是可再生能源开发利用总量目标和规划的衔接。可再生能源开发利用中长期总量目标及其配套的发展规划制度是推动我国可再生能源发展的基础性制度,对于可再生能源发展具有重要的引领作用。因此,有必要开展地方可再生能源规划与国家可再生能源规划之间、可再生能源与其他能源发展规划之间、可再生能源与电网以及调节能力规划之间的衔接机制研究,更好促进资源优化配置、保障能源供应安全。

三是适应高比例大规模可再生能源发展的电力市场机制。随着可再生能源开发利用的中长期总量目标不断提升,相应的能量市场、辅助服务、容量补偿等电力

市场机制必须进行创新与调整,以适应高比例大规模可再生能源的接入。以市场促进可再生能源消纳,以市场指导调节能力与保供能力的优化配置,以市场完成系统成本的疏导,对于在安全稳定的约束下,以可再生能源为抓手,经济高效地完成电力系统清洁低碳转型,具有重要意义。

四是可再生能源与新型电力系统协调发展。现行电力系统已不能适应大规模高比例可再生能源发展,迫切需要加快新型电力系统建设,包括输电能力、保供能力、调节能力等。研究可再生能源电力与新型电力系统其他要素的规划、建设、运行全环节协调机制,有助于引导和促进可再生能源持续健康发展,合理分配源、网、荷、储等环节参与主体的利益,优化电力系统形态。

五是可再生能源用地用海要素保障。锚定“双碳”目标和能源绿色低碳转型,未来较长一段时间内,风电光伏装机容量应继续保持较高增速,用地用海要素的约束以及生态环境约束已不容忽视。未来还需针对可再生能源大规模发展用地用海要素相关问题,加大研究和支持力度,合理释放建设空间,支持可再生能源高质量发展。

六是支持可再生能源产业发展的措施。当前,我国可再生能源产业发展面临外部环境严峻复杂、市场同质化竞争严重等挑战。研究支持可再生能源产业发展的财政税收政策和产业政策,有助于优化可再生能源的营商环境,推动可再生能源的技术创新,促进可再生能源产业的国际合作。

我们期望通过上述六个方面的深化研究,理清可再生能源发展的内在逻辑,凝聚社会共识、形成制度合力,依法支撑我国可再生能源的持续健康发展。

(张希良系清华大学能源环境经济研究所所长、教授,清华大学可再生能源法修订专家组组长;康重庆系清华大学电机系主任、教授,清华大学可再生能源法修订专家组副组长)

助推煤电变绿——

氨煤混燃商业化还有多远

■本报记者 王林

2024年12月12日,国家知识产权局信息显示,国家能源集团科学技术研究院有限公司申请了一项名为“一种氨气与煤混合燃烧方法及系统”的专利,公开号CN119103544 A,申请日期为2024年8月。专利摘要显示,该发明涉及燃煤减排控制领域。就在几天前,全国首个跨兆瓦级氨煤智能混燃共性技术试验平台在京发布。

受政策鼓励和支持,以氨替代部分燃煤,采用氨与煤混合燃烧的方式,成为现阶段降低燃煤机组碳排放比较现实可行的技术选择,这直接推动氨煤混燃技术研发乘上发展“顺风车”。全球范围内,氨作为低碳燃料的研究处于起步阶段,虽然大部分得到实验室验证,但距离商业化规模化仍然任重道远。

政策鼓励性强

2024年7月,国家发改委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》,将煤电低碳化改造和清洁高效利用提上新高度。根据行动方案,煤电低碳化改造路径分为生物质掺烧、绿氨掺烧,以及碳捕集利用与封存。

其中,绿氨掺烧旨在利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力,通过电解水制绿氢并合成绿氨,实施燃煤机组掺烧绿氨发电,替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力,燃煤消耗和碳排放水平显著降低。

彭博新能源财经氢能分析师高瞻表示,绿氨绿醇、绿色航煤燃料,既是化工燃料也是新型清洁能源,目前国内正处于慢慢培育期。当前,绿氨应用政策鼓励性较强,而且没有强制性约束条件,比如受到广泛关注的氨煤混燃技术。“国内对此类绿色燃料的评价体系有待逐步建立,站在消费者层面,考虑到原材料成本、用能价格等,使用意愿仍然需要慢慢培养。”

国信证券指出,绿氨为煤电降碳提供新路径。国家出政策大力推动煤电机组绿氨掺烧,我国80%燃煤电厂或将采用掺烧10%绿氨方案,预计将激发2.39亿吨绿氨需求,超过当前全球合成氨消费总量。

氨的分类依据其合成原料氢气产生的碳排放情况,可以细分为化石燃料制备的棕氨、化石燃料制备碳捕集和封存(CCS)技术制备的蓝氨,以及依靠可再生能源制备的绿氨。其中,绿氨是以可再生能源为动力进行电解水制氢再与氮通过热催化或电催化等技术合成,即以绿氢制备绿氨。

国际能源署指出,低碳氨和绿氨有望作为化石燃料的替代品,在发电、供热、陆地和海上运输以及加工工业等部门脱碳方面发挥作用。

“农业、混烧和发电、船舶燃料是绿氨未来应用的几个领域。”德国曼恩能源方案集团(MAN Energy Solutions)高级副总裁、二冲程业务负责人Bjarne Foldager告诉《中国能源报》记者。

处于实验室阶段

“双碳”目标下,煤电低碳化改造已经成为煤炭行业的“必答题”。

2024年11月24日,全国首个跨兆瓦级氨煤智能混燃共性技术试验平台在京发布,该平台由金隅集团参与投资建设,专注于探索绿氨、绿醇等零碳燃料配煤掺烧技术,系统性开展高灵活动态掺烧燃烧组织、燃料匹配技术及污染物协同控制等研究。

绿氨作为氢的零碳载体,具备存储和运输优势。该平台兼容氨煤、氨醇、生物质等多种燃料体系,结合智能管控云平台,可实现试验数据的动态采集、实时分析和数据共享,耦合机理模型和大数据分析,形成燃烧系统优化反馈,加快工业试验装置设计的迭代过程,将作为第三方公共服务设施为我国发电、水泥、窑炉、供热等燃煤场景的绿色燃料与煤混燃技术研发、煤种试烧提供平台支撑和试烧服务。

2023年底,国家能源集团在中国神华广东台山电厂600兆瓦燃煤发电机组上实施了高负荷发电工况下煤炭掺氨燃烧试验,按照第一阶段试验计划,实现了500兆瓦、300兆瓦等多个负荷工况下燃煤掺氨燃烧平稳运行。

国际上,日本积极推进煤氨混燃技术,计划2030年实现以20%比例与煤炭混合燃烧发电,2050年实现100%氨燃烧。韩国计划从2030年起实现氨燃料发电商业化,将氨燃料在发电领域的占比提高到3.6%。

截至目前,大部分氨掺烧项目仍处于实验和小范围应用阶段。要实现大规模商业化应用,行业需要进一步解决氨掺烧在大容量煤电机组中的稳定性和可靠性,以及绿氨高价值低和运输安全等问题。

经济性待提升

国家电投集团能源科学技术研究院储能与氢能中心业务总监刘炳池指出,煤电低碳化压力较大,技术路径选择、经济可及性等面临非常挑战。

“在技术路径选择上,氨作为气态燃料,会优先考虑燃气轮机联合循环发电方式,不仅启停灵活、调节负荷方便,发电效率可以达到60%以上。”刘炳池说,“对比之下,氨燃气轮机装备制造限制较大,研发进度远远跟不上需求,预计2030年前后技术才可能成熟,届时有望为构建零碳新型电力系统提供重要支撑。”

针对氨煤混燃技术,刘炳池坦言:“煤电加氨发电技术最高效率40%—50%,煤电灵活性很差,加氨以后灵活性更差,氨燃料研究主要集中在稳燃、调节、氧化物排放等方面。不过,在煤炭中掺入一定比例的氨,替代部分燃煤,能够在源头上减少煤炭使用,减少碳排放。”

一方面,成本不具备优势。国内等热值氨和氨价格是常规动力煤的5—10倍,对电厂而言,这样的价格水平打压了加氨意愿,还需要深挖绿色溢价的增值空间。在我国大多数地区,目前绿氨很难与生物质燃料竞争。另一方面,地理位置也不占优势。目前,氨氨基地主要集中在三北地区(东北、西北、华北),在西北“沙漠、戈壁、荒漠”等缺水地区,新能源资源丰富,绿氨掺烧具备一定可行性,但火电厂则普遍位于沿海地区,这种地理空间错配问题给资源调度带来挑战。此外,氨作为一种有毒的危险化学品,运输风险同样需要深度评估。

去年天然气消费量或突破四千亿方

■本报记者 梁沛然

国家发改委的数据显示,2024年1—10月,国内天然气表观消费量3535.9亿立方米,同比增长9.83%。

2024年,国内经济进一步恢复,市场调节作用增强,国内天然气用气结构持续优化,产供销体系建设积极推进,资源保障能力增强。同时,天然气勘探以及扩大生产方面均有明显突破,天然气产量及表观消费实现同步增长,全年天然气表观消费量预计突破4000亿立方米。

此前,国家能源局发布的《中国天然气发展报告(2024)》(以下简称《报告》)显示,截至2024年11月底,国内天然气产量2245亿立方米,同比增加7.0%。近年来,“三桶油”积极响应国家政策号召,在勘探开发生产环节、技术革新、产能建设等方面均有进展,积极推进“增储上产”,使得天然气产量稳步增长。

《报告》指出,全国天然气消费量由2014年的1848亿立方米增长至2023年的3945亿立方米,消费增量占全球总增量的37%。天然气在一次能源消费中的占比提高4个百分点。“宜管则管”“宜罐则罐”,因地制宜,气化人口增加3.0亿人,达到5.6亿人。预计2024年天然气表观消费量4200亿—4250亿立方米,同比增长6.5%—7.7%;天然气产量2460亿立方米,增产持续超过100亿立方米;中俄东线进口气按计划增产, LNG进口维持增长态势。

隆众资讯液化天然气分析师李鑫媛表示,天然气消费重回快速增长轨道,一方面是由于国际天然气市场供应宽松, LNG价格波动区间缩小,为国内推进天然气市场化改革奠定了基础,为带动天然气需求增长创造了有利条件;另一方面,随着国内经济稳步复苏,工业生产逐步恢复,2024年国内商业、工业、交通以及发电等领域均在天然气用量方面有明显增加。

天然气消费节节高,离不开基础设施的保障。2024年,国内积极推进储运设施建设,资源储备以及调控能力加强。

“近年来,我国油气管网基础设施建设加速,2024年西气东输四线、中俄东线连接投产,全国长输天然气管道总里程超12万公里,管道年输送能力进一步提高。同时,加快构建‘全国一张网’,优化天然气输配网络布局,进一步优化资源灵活调度,提升天然气管网互供互保能力。”

其中,中国石化的铜锣峡、黄草峡储气库,中国石化中原24储气库、华瀛 LNG接收站,漳州 LNG接收站、惠州接收站等一批标志性重大储气工程陆续投产,极大地增强了我国冬季天然气调峰保供能力。

此外,政策的引导与保障为天然气产业发展保驾护航。

当前,中国天然气市场仍处于发展期,天然气供给及消费端呈现出多元化趋势。2024年5月,《天然气利用管理办法》正式通过并公布,自2024年8月1日起开始施行。该办法坚持天然气产供销体系协同、有序发展,更加注重市场拉动需求的转变,推动需求有序发展。

这一重要政策的颁布,标志着我国天然气利用管理迈入了新的阶段,为未来天然气利用领域的发展奠定了坚实基础。李鑫媛认为,总体来看,中国天然气行业的发展前景乐观,但仍需关注能源价格波动、地缘政治风险等因素。

业内人士表示,随着不断发展,2035年前天然气仍将快速增长,发展动力是“补煤+融合新能源”,价值贡献以基础能源为主,调峰能源为辅。2035年后,天然气发展进入峰值平台期,发展动力是“融合新能源”,基础能源作用逐渐减弱,调峰能源作用逐渐增强。2040年左右达到峰值,天然气年消费量约6500亿立方米。2050年后,天然气将通过退出分散式利用实现降碳,以集中式利用发挥能源调峰作用为主。

中金公司研报预计,2025年中国天然气表观消费量增速约6.2%,有望达到4584亿立方米,其中城市燃气需求增长或仍维持在中低单位数区间。此外,发电用气需求有望继续维持较快增长,天然气重卡也有望驱动交通用气增速维持高位。