

升级成渝地区双城经济圈“双碳”行动



编者按

2020年1月3日,中央财经委员会第六次会议作出推动成渝地区双城经济圈建设,在西部形成高质量发展的重要增长极的重大决策部署。五年来,成渝地区双城经济圈建设成果斐然。“双碳”既为成渝地区双城经济圈建设提出更高要求,也为其高质量发展提供重要机遇。

■向柳 简高武 王星

推进碳达峰碳中和既是全面推进美丽中国建设、促进经济社会发展全面绿色转型的重要任务,也是促进区域协调发展、实现高质量发展的关键举措。成渝地区双城经济圈是我国西部人口最密集、产业基础最雄厚的区域,在我国经济社会发展全面绿色转型、实现碳达峰碳中和目标进程中具有独特而重要的战略地位。2021年12月以来,四川省、重庆市联合启动成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动,印发《成渝地区双城经济圈碳达峰碳中和联合行动方案》,推动实施“十项联合行动”。

通过三年的努力,成渝地区双城经济圈已在绿色能源设施互联、新能源汽车发展、成渝走廊建设、多层次轨道交通、水陆多式联运、社会参与等方面取得积极成效,但也存在政策机制不健全、能碳控制压力较大、协同潜力释放不足等问题和挑战。建议强化“一家亲”意识、树牢“一盘棋”思维、贯彻“一体化”理念,发挥“双核引领”“区域联动”作用,以深化经济体制和生态文明体制改革为契机,锚定“十五五”启动实施联合行动升级版,积极构建绿色低碳转型工作体系、政策体系、行动体系和保障体系,推动在降碳领域唱好“双城记”、建好“经济圈”,打造全国绿色低碳高质量发展重要增长极。

一是强化区域降碳协作力度。建议建立跨部门跨区域碳达峰碳中和专项工作组,加强涉碳重大问题、重大政策、重大改革、重大项目研究谋划和推动措施。联合开展“十五五”降碳形势研判、问题诊断和需求分析,开展深化碳达峰碳中和联合行动的路径和政策措施研究,制定成渝地区双城经济圈碳达峰升级版行动方案以及“十五五”减污降碳协同实施方案,统筹谋划非二氧化碳温室气体排放控制行动,体系化、量化构建区域降碳指标体系。选择双向具有需求、降碳支撑性较强、具有协同潜力等领域,联合制定节能降碳改造、充电加氢网络建设、内河港口和运输、碳市场

能力建设、控制甲烷排放、碳足迹碳标识、碳信用跨区域消纳等方面的专项政策。

二是加快能源绿色低碳转型。建议深化电力体制、油气体制改革,营造公平竞争的市场环境。加快西南水风光基地、西北风光火基地至成渝地区的输电走廊研究、规划和建设。推动川渝电网一体化建设,提升区域主网架互联互通水平。优化成渝地区油气管网布局,规划建设绿氢生产基地至成都、重庆的管网。开展四川盆地和盆周山区风光资源调查评估,推进川西、大巴山、乌蒙山等成渝地区及毗邻地区水风光氢储资源一体开发,加强抽水蓄能电站和应急调峰电站建设。加强天然气(页岩气)勘探开发合作,联合开展气田碳监测评估研究和数据共享,共同推进油气领域甲烷排放控制。

三是促进重点领域降碳协同。建议选取火电、水泥、钢铁、化工、数据中心等产业,联合开展节能诊断和节能降碳改造行动,推动产业合作示范园区绿色化改造。加快多式联运发展,深入挖掘长江、嘉陵江内河航运潜力。加快成渝地区充电基础设施规划建设,增加密度、提高速度、高效运维,促进新能源汽车与电网融合互动。规划布局新能源客运班车、电动重卡、氢能物流、低空物流等的线路和节点,争取纳入国家氢能产业示范城市群,实现氢能走廊“聚线成网”。推动两地建材和建筑用材市场

一体化发展,推动水泥、玻璃、钢材、铝材等绿色建材产品区域内流通。深化化肥减量增效行动,提升秸秆综合利用水平,打造丘陵地区生态循环农业,控制农业领域温室气体排放。

四是推动降碳体系一体融合。建议统一温室气体清单编制技术规范,推动温室气体排放因子库、碳足迹背景数据库共建共享,融合编制区域温室气体排放清单。共同制定气候投融资项目分类、碳资产抵质押、特色共有产品碳足迹核算等标准,推动四川林草碳普惠、成都“碳惠天府”、重庆“碳惠通”等机制互认,允许特定类型、一定比例的碳信用跨区域消纳甚至交易。联合制定近零碳、零碳示范区建设政策,高标准打造一批绿色低碳标杆。依托成渝综合性科学中心,整合两地绿色科创资源,布局建设国家技术创新中心、国家级实验室,开展碳捕集利用与封存、氢冶金等技术研发示范,联合征集和发布绿色低碳技术、产品和装备目录。

五是提升降碳显示度影响力。建议推动绿色低碳产业链链延链强链,打造水电、光伏、风电、氢能、电池等清洁能源装备制造

产业集群,加快汽车产业结构性调整,大力发展智能网联新能源汽车。推动绿色低碳领域国际性、国家级技术服务企业设立分支机构,提升碳服务辐射西部地区的能力,积极拓展国际化业务。策划和推动两地常态化举办绿色低碳重大展会,搭建高端对话平台,展示绿色低碳技术装备成果。联合举办全国低碳日、全国生态日成渝主场活动,开展经济圈碳达峰碳中和典型案例征集,常态化发布区域碳达峰碳中和进展报告,形成更大的传播力和良好的社会氛围。

【向柳系四川省环境政策研究与规划院工程师;简高武系重庆市应对气候变化发展中心(重庆资源与环境交易中心)高级工程师;王星系重庆市应对气候变化发展中心(重庆资源与环境交易中心)正高级工程师】

降低用电成本,提升绿氢产业竞争力

核心阅读

绿氢是全球能源转型的重要载体。虽然我国具有良好的制氢基础与应用场景,但当前我国绿氢产业发展仍面临经济性难题,用电成本成为风光制氢规模化发展的重要制约因素。建议加大对风光制氢的支持力度、降低风光制氢用电成本,进一步提升绿氢产业竞争力。

■杨雨晴

氢能是未来我国能源体系的重要组成部分,是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体,绿氢发展将为我国经济增长注入新动能。目前,用电成本成为我国绿氢产业规模化发展的重要制约因素。加大对风光制氢项目的支持力度,降低用电成本,对我国积极抢占绿氢发展新赛道、提升产业国际竞争力具有重要作用。

风光制氢是氢能发展的重要方向

氢能是全球能源转型发展的重要载体,全球主要发达国家高度重视氢能产业发展。据测算,到2050年氢能将承担全球18%的终端用能需求,其中超过95%的氢需要通过低碳方式生产。面对全球新一轮科技革命和产业变革发展趋势,氢能产业成为我国战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。《中华人民共和国能源法》首次将氢能纳入能源管理体系,明确国家将积极推进氢能开发利用,促进氢能产业高质量发展。

我国具有良好的制氢基础与大规模应用市场,绿氢发展优势突出。当前,我国已建成具备国际竞争优势的新能源全产业链体系。近年来,我国新能源发电成本快速下降,装机规模快速提升,截至2024年11月底,我国风电、太阳能发电装机合计达到13.1亿千瓦,可再生能源装机占比已超50%。与此同时,新能源消纳问题逐渐凸显。风光制氢可有力推动新能源大规模开发利用,有助于实现电网大规模调峰和跨季节、跨区域储能,加速推进工业、建筑、交通等领域低碳化,对我国构建新型能源体系、打造新的经济增长点具有重要意义。2024年12月发布的《加快工业领域清

洁低碳氢应用实施方案》提出,到2027年,工业领域清洁低碳氢应用装备支撑和技术推广取得积极进展,推动风电、光伏发电等清洁能源富集地区的工业企业、工业园区有序建设“制氢+用氢”一体化项目。加快风光制氢和清洁低碳氢替代应用是推动氢能产业高质量发展、培育新质生产力的重要方向。

风光制氢仍面临多重挑战

当前,我国绿氢产业发展面临经济性难题。在电解水制氢的成本构成中,用电成本占比最高,约为70%,设备投入、其他运行成本等占30%。绿电制氢系统需要稳定、持续的电源以保证其安全高效运行,与离网制氢相比,并网型风光制氢项目在安全性、稳定性等方面具备突出优势,是绿氢产业的重要发展方向。目前,此类项目的落地过程在用电方面主要存在三方面问题与挑战。

一是在用电模式方面,现阶段,并网型风光制氢项目在线路建设、用电费用、余电上网等方面较为复杂,不同地区和项目之间差异明显,电网侧尚未针对风光制氢项目接网模式出台统一的管理办法、实施方案等,新能源直供模式项目落地过程中缺乏清晰的政策指引与支持。很多项目实际上为“全部上网再下网”模式,风光发电部分和制氢用电部分相分离,并未体现项目通过制绿氢促进绿电消纳等优势。

二是在用电成本方面,项目自发自用电量费用缺少统一计算标准。若直接按照“全部上网再下网”计算会显著推高用电成本,难以体现风光制氢一体化项目的特征与优势。自发自用部分的用电成本主要取决于发电成本及费用,如政府性基金及

附加、系统备用费和政策性交叉补贴等,相关费用因区域和具体情况而异。目前每制取1千克氢气,系统耗电量约为56千瓦时,用电成本每下降0.1元/千瓦时,每千克制氢成本可下降超5元。因此,降低用电费用可有效降低制氢成本,绿氢的经济性将明显提升。除自发自用外,并网型项目一般需要电网提供备用支持,用电价格还需考虑容(需)量电价,容量电价按照变压器容量计算,约在20—30元/千伏安·月,使用网电制氢会进一步拉高用电成本。

三是在绿氢认证方面,欧盟《可再生能源指令》要求可再生能源(即绿氢)应满足全生命周期碳排放量不高于3.4kgCO₂/kgH₂,同时明确了绿氢的电力来源要求,详细规定了绿电直供、清洁电网、绿电交易等具体场景。我国现行绿氢标准为中国氢能联盟发布的《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》,要求绿氢应满足单位氢气碳排放量不高于4.9kgCO₂/kgH₂,且制氢能源为可再生能源。我国绿氢标准为团体标准,对于绿氢用电模式、绿电绿证交易等并未提出明确要求,与国际标准存在差距。电解水制氢的电力来源对碳排放具有很大影响,并网型风光制氢项目或面临绿氢认证问题。我国电力平均二氧化碳排放因子约为0.5kgCO₂/kWh,使用网电制氢会大幅增加碳排放,影响绿氢认证及绿色价值的实现。

三措并举提升绿氢产业竞争力

为充分发挥我国新能源资源禀赋与产业竞争优势,加快推动绿氢开发应用,提升绿氢产业竞争力,亟需加大对风光制氢的支持力度。为此,提出三方面建议。

一是尽快明确并网型风光制氢项目用电模式。针对并网型风光制氢一体化项目,尽快出台统一的指导意见、实施方案等,对项目的接网模式、线路建设、上下网电量等方面要求进行明确,为项目落地提供清晰的指引。具体要求可重点考虑以下几方面:项目的新能源、制氢、储能等应为同一投资主体控股,具备独立市场主体地位,作为整体接入电网;项目应以风光发电、自发自用为主,严格限制下网电量,并结合实际情况配置一定规模的储能装置,避免过多使用电网带来的绿氢认证和用电成本问题;项目可在自发自用的基础上适度向电网送电,增加项目新能源发电部分收益,提升风光制氢项目的经济性。

二是对并网型风光制氢项目的用电费用进行减免。随着技术进步和规模化发展,我国风光发电的度电成本显著下降,在风光资源丰富的内蒙古、新疆等地,光伏、风电度电成本可低于0.2元/千瓦时。减免对风光制氢项目自发自用电量收取的系统备用费、

政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用,可显著降低制氢成本。不采用碳捕集的煤气化制氢成本约为1元/立方米,若减免用电费用,使风光制氢的用电成本接近发电成本,内蒙古、新疆等地区的绿氢制备相比于灰氢将初具经济性。目前,内蒙古自治区已出台《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版(试行)》,明确对于自发自用电量暂不征收系统备用费和政策性交叉补贴。建议基于地方良好实践在全国范围内推行费用减免政策,使风光制氢项目用电成本贴合发电成本。

三是进一步加强我国绿氢标准建设。接入电网可为并网型风光制氢项目提供备用支撑,但也会对绿氢认证产生影响。目前,我国绿氢标准仅规定了碳排放量阈值以及制氢能源为可再生能源,并未对接网模式、电力来源证明方式等进行明确。下一步,应综合考虑我国资源禀赋、技术发展等因素,在现有团体标准的基础上,研究制定更具权威性和可操作性的细化标准,详细规定用电模式、电力来源证明、绿电绿证交易等认证要求,建立具有专业性、权威性、独立性的绿氢认证机构。同时,积极参与国际绿氢标准制定,建立绿氢标准国际合作互认机制,推动国内外标准衔接,降低绿氢贸易壁垒。

(作者供职于国家电力投资集团有限公司发展研究中心)

