

完善电网全额收购制度 兜底新能源电量消纳

□ 易跃春

日前,国家发展改革委印发的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》(以下简称《办法》)是对2007年出台的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》(原国家电力监管委员会第25号令)的修订完善。《办法》的出台对促进可再生能源电量消纳,助力能源绿色低碳转型,支撑“双碳”目标落实具有重大意义。

在全额保障性收购等政策作用下,我国可再生能源行业由试点示范阶段,历经规模化发展阶段,全面进入高质量发展阶段。截至2023年底,我国可再生能源发电装机达到15.16亿千瓦,占全国发电总装机的51.9%,可再生能源发电历史性超过火电装机,在全球可再生能源发电总装机中的比重接近40%。

参与市场交易促进消纳

推动能源绿色低碳转型高质量发展是实现“双碳”目标的关键路径,核心是提高可再生能源等非化石能源消费比重。

一是应服务“双碳”目标实现。《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确提出,到2030年,我国非化石能源消费比重达到25%左右,到2060年达到80%以上。因此,需要加强制度建设,保障可再生能源电量应收尽收、应用尽用。

二是应支撑新型电力系统建设。清洁低碳是构建新型电力系统的核心目标,应在推动新能源集中与分散并举、陆上与海上并举、就地利用与远距离外送并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举,构建新能源多元化开发利用新格局的基础上,充分挖掘需求侧潜力消纳风电、光伏等新能源。

三是应参与市场交易促进消纳。可再生能源参与市场交易有利于实现资源大范围优化配置和消纳,国家发展改革委 国家能源局发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》明确,到2030年新能源全面参与市场交易。同时,随着绿色电力证书制度的不断完善,可再生能源市场交易呈现出电力交易与绿色权益交易并举的新发展态势,共同推动可再生能源消纳保障。



中能建广西崇左一体化能源基地项目

李宗品 摄

优化保障性收购制度

面对发展新要求,为有效促进可再生能源高质量发展,全额保障性收购制度需根据新形势,对全额保障性收购范围、收购电量内涵,以及监管重点等进行优化完善。

按照新发展理念要求,《办法》重点从全额保障性收购监管范围、监管内容、监管方式、行政处罚等方面,对通过监管手段提升可再生能源消纳水平提出明确要求,保障“双碳”战略、新型电力系统建设和电力市场建设相关要求的落地实施。

衔接全国统一电力市场建设,优化全额保障性收购范围。2016年,国家发展改革委发布《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》明确指出,可再生能源发电全额保障性收购是指电网企业(含电力调度机构)根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数,结合市场竞争机制,通过落实优先发电制度,在确保供电安全的前提下,全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。

随着电力体制改革的逐步深化,可再生能源市场交易规模不断扩大。2023年,我国可再生能源参与电力市场交易电量占比超过40%,收购方式已由电网公司“统购统销”转变为电网企业、售电

企业、电力用户等多市场成员协同消纳,实现“电从远方来”与“电从身边来”相辅相成。

顺应新发展形势,《办法》对全额保障性收购范围进行优化,提出全额保障性收购包括保障性收购电量和市场交易电量,多方位、多主体协同促进可再生能源消纳。保障性收购电量按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定确定,由电力市场相关成员承担收购义务;市场交易电量通过市场化方式形成价格,由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

由计划向市场平稳过渡

推动可再生能源有序参与市场竞争,确保新能源由计划向市场平稳过渡,进一步发挥市场机制对新能源消纳的促进作用,保障新能源项目开发主体的合理收益。

《办法》细化了电力市场相关成员责任分工,加强保障性收购监管。《办法》从保障性收购、市场交易、优先调度三个方面细化了电网企业、电力交易机构、电力调度机构等电力市场成员在全额保障性收购可再生能源电量方面的责任分工,压实各方责任。其中,电网企业组织电力市场相关成员,确保可再生能源发电项目保障性收购电量的消纳;电力交易

机构组织电力市场相关成员,推动可再生能源发电项目参与市场交易;电力调度机构落实可再生能源发电项目保障性电量收购政策要求,保障已达成市场交易电量合同的执行。

《办法》明确国家能源局及其派出机构对电网企业、电力交易机构、电力调度机构等电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量情况实施监管。同时,允许各派出机构根据辖区实际制定实施细则,因地制宜,增加办法实施灵活性,充分发挥各派出机构监管作用。

此外,《办法》还进一步夯实电网企业责任,助力可再生能源发电项目并网。《办法》提出,电网企业应按照相关规划和规定要求,统筹建设或改造可再生能源发电项目配套电网设施。电网企业要切实承担电网建设发展和可再生能源并网消纳的主体责任,与可再生能源发电企业加强协调,推动网源协同发展。为提升并网服务水平,《办法》要求电网企业为可再生能源发电企业提供接入并网设计必要信息、办理流程时限查询、受理咨询答疑等规范便捷的并网服务,并在并网协议中明确接网工程的建设时间,提高接网服务效率。

(作者系水电水利规划设计总院常务副院长)

资讯

2025年充电桩接入能力将达1200万台

本报讯 日前,在京举行的“电动汽车百人会”上,国家能源局电力司司长杜忠明透露,未来将进一步提升配电网对大规模新能源汽车接入能力,力争到2025年配电网承载能力和灵活性显著提升,具备1200万台左右充电桩的接入能力。

杜忠明表示,近年来,我国充电基础设施规模持续扩大,农村地区的充电网络加快完善。截至2023年底,我国充电基础设施总量达到859万台,同比增长65%,有6328个服务区配建了充电设施,占服务区总数的95%。北京、上海、河北、安徽等15个省份的高速公路服务区已经全部具备充电能力。同时,国家能源局会同有关部门出台了相关举措,聚焦农村地区的充电短板,积极推动农村地区的企事业单位、商业中心、交通枢纽、聚集村落、旅游景区等地点布局充电设施,截至2023年底,广东、海南、江苏等12个省份已率先实现了充电桩县县全覆盖,充电桩乡乡全覆盖的建设目标。

杜忠明称,下一步,国家能

源局将从以下4个方面加快推进充电基础设施网络建设工作:一是加强充电基础设施网络体系的顶层设计,统筹谋划体系建设的重点任务,加强细化制定政策保障,持续提升充电保障水平,更好地支撑新能源汽车快速发展;二是优化完善充电基础设施网络布局,持续优化城市公共充电网络的建设布局,加快补齐县城、乡镇建设短板,推动新建居住社区落实配建要求,优化既有居住社区的充电条件;三是提升配电网对大规模新能源汽车接入能力,要打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统,力争到2025年配电网承载能力和灵活性显著提升,具备1200万台左右充电桩的接入能力;四是支持车网融合发展和技术创新,推动车网互动,光储充换一体站的示范试点,加强对大功率充电基础设施建设的引导和规范,推动我国充电基础设施体系提质升级。(张小宝)

爱旭拟投建15GW TOPCon 电池项目

本报讯 日前,上海爱旭新能源股份有限公司(以下简称“爱旭股份”)宣布与安徽省滁州市全椒县人民政府签署投资合作协议,拟投资60亿元在滁州建设一期15GW N型TOPCon 高效晶硅太阳能电池项目。这标志着爱旭电池业务将正式由PERC升级迭代为TOPCon,随着下半年项目陆续投产,公司将以高效率高品质的TOPCon 电池,满足客户对于N型电池产品的需求。

N型电池以其转换效率高、光衰低、温度系数低、双面率高等优势,正逐步替代P型PERC 电池,2024年市场占有率预计将达70%。此次电池业务升级,是公司谋定而后动的战略举措,通过投资滁州基地,以最快

速度将更成熟的TOPCon 电池技术推向市场,进一步巩固爱旭在电池业务上的领先地位。

爱旭股份基于市场对高效、高性价比、高可靠性TOPCon 电池产品的需求,在滁州项目中引入更为先进的工艺路线,预计产出电池较行业同类产品高0.2%的转换效率,更具市场竞争优势。

爱旭股份表示,ABC技术近期持续获得新突破,组件效率2月创下25.15%世界新纪录,并在欧洲、澳新、日韩等海外市场连续斩获新订单。本次TOP-Con 电池新项目投产后,公司有信心在N型时代中,凭借领先的光伏产品科技与工程制造创新能力,将会在ABC组件和电池两大业务领域持续为客户带来最大化价值。(陈学谦)

阳光电源布局构网型储能市场



阳光电源发布2000V系统技术 (阳光电源光储集团供图)

本报讯 光储行业“降本增效”瓶颈日前进一步被突破,光伏电站经济性有望大幅提升。全球光伏巨头阳光电源日前再秀创新“肌肉”——正式发布光储高压2000V系统技术,又一次刷新此前光储系统1500V的高压纪录。

日前,国家发展改革委 国家能源局发文指出,在具备条件地区推广车网协调互动和构网型新能源、构网型储能等新技术。随后,浙江等省份密集出台相关配套举措。“不过,由于每个区域推行不同的政策,导致千差万别,给企业拓展市场造成了不小的困扰。”阳光电源光储集团储能事业部总裁徐清表示,阳光光储干电池电网技术今年已得到电科院认证,公司正积极与各地政府沟通。徐清认为,构网型储能推行规范应由中央政府出台顶层标准和统一指引,避免各省市区出台的执行举措及规定互相冲突。

长期征稿邮箱:ceeq66@sina.com

随着构网技术不断成熟与演进,工商业储能将被重新定义。“目前,我国仅在西藏、新疆、宁夏等西北地区有微网建设,构网技术真正推行范围还很小。”徐清表示,其实工商业储能已经完全具备构网条件,随着可再生能源在电网中渗透率不断提升,构网今后将是新能源发展的必备技能和刚需,储能系统向构网转型是未来趋势,特别是工商业储能应全面转向构网。当然,由于过网过流需要相应的惯量支撑和1.2倍持续过载能力,构网型储能需增加专门的核心部件,投入成本比跟网型储能要提高10%。

“十多年前,阳光电源即启动研发构网技术研发,目前公司40%产品已覆盖构网技术。”徐清建议,国家应推动构网型储能向沿海发达地区应用,工商业储能逐步由集中式向分布式转变。(李宗品)

四大领域需求旺盛 绿氢未来十年步入黄金期

——“氢能科普”专题系列之五

□ 张益国 姜海 余官培 苏鑫

我国氢能政策体系日趋完善,氢能产业发展总体向好——产业链逐步完善、与国际先进水平差距逐步缩小、国内外合作进一步加强……我国现阶段氢产量主要来自灰氢,而随着新型能源系统快速转型,绿色氢能需求将快速提升。专家预测,氢能未来十年将进入产业发展的黄金期,并拉动多产业融合,未来我国灰(蓝)氢产量,在2030年、2040年、2050年将分别降至2340万吨、2010万吨、910万吨,直至2060年全面被绿氢取代;与此同时,我国绿氢需求量稳步上升,2030年、2040年、2050年和2060年绿氢需求量将分别达到2300万吨、6900万吨、9100万吨、1.2亿吨。

绿色氢基能源未来主要用途集中在工业、交通、电力、建筑四大领域。

工业领域:绿氢原料需求快速增长

工业领域氢基能源需求主要集中在合成工业用氢、合成工业用甲醇、石油化工、冶金还原剂等领域。专家预测工业领域绿氢原料需求在2030年、2040年、2050年、2060年将分别达到800万吨、2100万吨、3000万吨、3850万吨。具体分析看:

合成工业用氢方面。我国当前合成氨产量约5900万吨,多以煤炭和天然气制的灰氢作为原料,但是随着碳约束的逐步收紧,可以预见合成氨的氢来源将

大规模由绿氢替代。经研判,2030年化工合成氨的绿氢占比可达到20%左右,2060年化工合成氨的氢来源将全部来自绿氢。

合成工业用甲醇方面。目前,我国化工甲醇产量约为8000万吨。现有甲醇生产多以化石原料作为基础,以绿氢为原料合成甲醇可减少化石能源的使用,是未来化工领域脱碳的重要技术路线。经研判,2030年以绿氢为原料合成的甲醇占比可达到总化工甲醇的15%左右,到2060年将逐步提升至100%。

石油化工方面。石油炼制是仅次于合成氨和制甲醇的氢消费领域,石油炼化过程中的加氢来源也将逐步从煤制氢和天然气制氢转变为可再生氢制绿氢。经研判,2060年,我国石油炼化行业的加氢需求除炼化过程中自产副产氢之外,将全部被绿氢所替代。

冶金方面。冶金行业是二氧化碳排放的重要源头,绿氢被视为冶金行业碳减排的关键原材料。经研判,氢直接还原将成为原生钢铁冶炼的主要脱碳技术,2030年左右氢直接还原技术将开始逐步走向商业化阶段,2060年市场渗透率将逐步提升至60%。

交通领域:氢基能源全面“开花”

交通领域氢基能源需求主要集中在公路运输、铁路及轨道交通、航空领域、航运等领域,专家预测交通领域绿氢原料需求在2030年、2040年、2050年、

2060年将分别达到50万吨、1200万吨、2700万吨、3800万吨左右。

公路运输方面。以绿氢为原料合成的绿甲醇、绿氨等绿色燃料替代化石能源是交通领域实现深度脱碳的基本路径之一。目前,我国重型机动车年燃油消耗量为8500万吨左右,未来仍有50%以上的上升空间。预计绿色氢基能源在我国重型机动车领域在2030年左右实现商业化,2040年左右达到20%市场份额,2050年、2060年市场份额逐步提升至40%、50%。

发展可持续航空燃料将是实现减碳目标最重要的措施之一。我国航空煤油年消费量在3500万吨左右,未来航空领域的能源需求增长将超过100%,预测2060年我国基于绿氢制成的绿色航空煤油在航空领域的渗透率将达到50%左右。

绿甲醇是另一种极具潜力的船用动力来源。包括日本、新加坡等国家都已明确,将可再生甲醇作为船舶运输零碳排放的燃料。目前,我国航运燃油消费量约为3200万吨,航运作为成本最低廉的运输方式,未来将有较大的增长空间。预测2060年我国航运需求将比当前水平提高1倍左右。

电力领域:气电与煤电掺氢比例将提至20%

电力领域氢基能源需求主要集中在气电掺氢、煤电掺氢等领域,专家预测在电力领域绿氢原料需求在2030年、2040年、2050年、2060年将分别达到1460万吨、

3540万吨、3280万吨、4390万吨左右。

气电掺氢与燃气轮机的发展具备强耦合关系,目前美国通用电气公司在全球已有超过100台采用低热值含氢燃料机组在运行,累计运行小时数超过800万小时,其中部分机组的燃料含氢量超过50%。专家普遍认为,未来燃气轮机100%掺氢,在技术上是完全可以实现的。考虑到输氢管道技术难度与成本,保守估计我国燃气发电的掺氢比例将在2060年达到20%左右。

未来能源用氢的主要需求将集中在煤电掺氢领域。煤电掺氢是除碳捕集与封存外另一个煤脱碳的重要技术。根据技术现状研判,2030年火电掺氢比例可达2.5%左右,到2060年火电掺氢的比例将达到20%左右。

建筑领域:燃气中氢气占比将匀速提升

建筑领域能源需求主要用于供暖(空间采暖)、供热(生活热水)等的能源消耗。短期内氢气可借助较为完善的家庭天然气管网,以小于20%的比例掺入天然气实现低成本向建筑终端运输。目前,我国建筑部门的天然气消费量为1200亿立方米,占总天然气消费量的33%。到2060年,我国建筑领域燃气需求将增长至2400亿立方米左右,考虑到氢气的安全性问题,到2030年左右建筑领域燃气中氢气占比可达1%左右,至2060年匀速提升至10%。

(作者单位:水电水利规划设计总院)