

分布式光伏参与碳交易难在哪?

■本报记者 姚金楠



3月25日,浙江省海盐县印发《海盐县整县光伏开发试点工作方案(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》),拟在2022年内新增光伏并网量4万千瓦。《征求意见稿》同时提出,针对2022年1月1日起至2023年12月31日期间建成并网发电的居民屋顶光伏项目,对屋顶所有方给予0.2元/瓦的一次性投资补助,单户最高不超过2000元。

截至3月底,今年内,已有安徽芜湖、陕西西安、浙江金华等多地陆续推出针对分布式光伏项目的地方补贴政策,补贴年限从2年到5年不等。在地方补贴政策的支持之下,分布式光伏发展持续加速。然而,在可再生能源实现平价上网的过程中,分布式光伏应该如何迎接“后补贴”时代?又该怎样通过市场化手段获得更大的发展空间呢?

启动试点,探索碳排放交易新业态

去年4月,浙江省温州市乐清市能源数据中心启动分布式光伏碳资产聚合试点,温州市正式开启分布式光伏碳资产国家核证自愿减排量CCER交易工作。

记者日前从国网乐清市供电公司了解到,在试点过程中,公司已聚合12家用户的碳减排量资源在国家自愿减排交易登记簿进行登记备案,经过相应“绿色认证”后,在全国碳排放权交易市场进行交易。

选择温州作为试点,与当地分布式光伏市场的活跃发展密不可分。温州市能源数据中心的统计数据显示,在试点启动时,温州市域范围内分布式光伏并网项目超1.7万个,合计装机容量约68.56万千瓦,主要分布在乐清、永嘉、瑞安等地。国网温州供电公司相关负责人表示,通过试点工作,可以解决分布式光伏项目单独开展CCER核证成本高、难度大的问题,能够有效汇集零散的CCER资产。据悉,在首批签约的3家用户中,还包含一家居民用户。正泰集团股份有限公司董事长南存辉认为,试点有助于盘活广大零散户用光伏进入碳排放权交易市场,催生碳排放交易新业态。

成本高企,难以推广应用

据记者了解,目前,在全国范围内,分布式光伏发电项目参与碳排放权交易的案例并不多见。为何这种有助于盘活市场、促进产业发展的方式未能实现更大范围的推广应用呢?

“国内碳排放市场启动的时间本来就不长,不要说是分布式光伏,就是集中式光伏电站和大型风电场,现阶段参与交易的项目也是有限的。”河北因能科技股份有限公司技术服

务总监崔胜波表示,虽然市面上有不少相应的认证机构,但对于电站发电量、可交易电量等数据的认证门槛“可以说是高不可攀”。“不仅手续复杂,而且还需要缴纳各种费用。大项目参与起来都有一定的成本,更不要说这一个个户用光伏小项目了。”

碳排放权交易湖北省协同创新中心专家黄锦鹏指出,CCER的开发交易从项目备案

到核证机构的核证再到最终进入市场,要经过多个环节,即便在无需排队的前提下,也要6到8个月才能完成,实际上大多要耗费一年半左右的时间。“其中收费的环节也很多,要给第三方咨询机构支付相应的咨询费,一个项目一般都在10万元左右,核证机构在项目审核和减排量核证两个关键环节也要收取相应的服务费。”

“集合打包”,推动分布式光伏绿色交易

黄锦鹏指出,CCER开发的成本相对固定,分布式光伏项目要参与CCER交易,必须要形成规模,“集合打包”才能有所收益。不仅仅是CCER,在绿电和绿证交易领域,户用光伏也面临类似的情况。

崔胜波建议,日常电费结算等环节都以电网公司提供的数据为准,在分布式电站发电量的认证方面,如果可以由电网公司牵头,将电网侧的相应数据作为核证的重要标准,将会大大简化流程。同时,可以参考当前屋顶分布式

光伏“整县推进”的模式,在分布式光伏的绿证、绿电和CCER等相关交易中,引入合适的市场主体作为中介,将县域甚至市域范围内的项目整体打包,进行统一开发和交易。

国家能源局公布的统计数据显示,2021年,我国光伏发电新增并网容量5488万千瓦,其中集中式光伏电站2560.07万千瓦、分布式光伏2927.9万千瓦,年度分布式光伏装机容量首超集中式项目。南存辉表示,户用光伏已经成为我国如期实现碳达峰、碳中和目

标和落实乡村振兴战略的重要力量。在今年全国两会期间,南存辉就此提交《关于推进户用光伏电力纳入绿电、绿证、碳排放权交易市场的提案》,建议国家发改委、国家能源局建立并完善户用光伏参与交易的长效管理机制。“借鉴试点经验,由电网公司组织整合分散的户用光伏电站,形成规模效应,加快推进户用光伏纳入绿电、绿证、碳排放权交易三类市场,从而提高农户收益,推进分布式户用光伏发展。”

延伸阅读

CCER是中国核证自愿减排量(Chinese Certified Emission Reduction)的缩写,是指依据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》的规定,经国家发改委备案并在国家注册登记系统中登记的温室气体自愿减排量,单位为“吨二氧化碳当量”。CCER作为配额的一种补充

机制,可用于配额清缴,抵消企业部分超额排放量,完成履约。购买每单位CCER可清缴1吨的碳排放配额,一般情况下,用于抵消配额的CCER上限为该企业的配额的5%-10%。

机制,可用于配额清缴,抵消企业部分超额排放量,完成履约。购买每单位CCER可清缴1吨的碳排放配额,一般情况下,用于抵消配额的CCER上限为该企业的配额的5%-10%。

河北平乡:春光好 检修忙



图片新闻

近年来,河北省邢台市平乡县因地制宜发展光伏产业,增加农民收入,加快乡村振兴。图为工作人员在邢台市平乡县寻召乡西游庄光伏电站检修。

人民图片

从“盲目强配”到“市场引导”

新型储能发力全面市场化

本报讯 记者张金梦报道:国家发展改革委、国家能源局近日联合印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》(以下简称《实施方案》),明确了新型储能的独立市场主体地位,提出到2030年,新型储能实现全面市场化发展。

业内人士普遍认为,我国电力体制改革处于攻坚关键期,推进新型储能产业化发展,是统一电力市场体系下构建多层次电力市场构架与机制的必然需求,也是储能产业良性发展的必由之路。记者了解到,当前,我国新型储能市场化发展正由“盲目强配”向“市场引导”转变。“未来10年内,储能产业发展的重要任务是全面实现市场化,需要着重解决成本疏导、分摊机制等难题,以拓宽储能产业收益渠道,最大化发挥储能灵活性价值。”华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华说。

“国家发改委、国家能源局此前发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中,提出‘到2025年,新型储能装机容量达到3000万千瓦以上’的目标,《实施方案》中却没有体现。在电力市场机制相对完善的情况下,储

能产业将会通过市场无形之手达成最优配置。”国电投战略规划部副主任、中国能源研究会储能专委会委员李鹏表示。

促进新型储能产业化发展,可以推动储能产业进一步制定合理的成本分摊和疏导机制。郑华表示:“促进储能系统参与各类电力市场,通过电力市场竞争机制与储能产业深度融合,可以构建全社会成本最低的供求体系与机制,实现能源科学配置。”

中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬认为,新型储能全面市场化指的是在不依靠补贴的情况下,储能可以回收成本并盈利、市场竞争充分、商业模式灵活。强调储能市场化发展,是防止过热现象发生。

“从政策机制来看,《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》、《新版‘两个细则’》(浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务运营规则)《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则(试行)》等国家及省级层面相关政策文件与运营规则相继颁布,市场期待多年的储能参与电力辅助服务的主体地位得以确认,规范

化的市场体制机制正在加速构建。”郑华表示。

甘肃、山东、广东、山西、内蒙古等省区不断修订完善适合新型储能入市交易制度。山东积极推动新型储能参与电能量现货交易、调峰调频等电力辅助服务,不断尝试多品种交易叠加。“从实践中看,甘肃推进新型储能参与弃电期间调峰、非调峰期间可调频等市场机制,充分展现了通过合理储能价格机制可充分发挥新型储能的灵活性价值。”郑华称。

除此之外,拉大峰谷分时电价政策以及“探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收”意见的提出,进一步拓宽了储能多元化收益的渠道。

当前,锂离子储能、压缩空气等储能技术已经具备规模化、商业化发展的能力。新型储能规模化、市场化应用处于启动阶段,成本高、商业模式单一、市场机制不畅、成本疏导难等仍是全面实现市场化发展的棘手问题。

“当前我国电力市场相关运营规则等文件虽已在不断修改完善,市场规则与各类市场主体逐渐成熟,但现货市场试点数量有限、结算周期短、多层次市场

机制间协同不足等问题仍需要进一步优化解决。”郑华坦言。

记者采访发现,尽管全国多地均已在新型储能参与各类电力市场方面有所尝试,但新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制、结算细则等细节问题尚不清晰,试点示范模式还不成熟,地方实践对于全国新型储能市场化发展而言是否具有普适性,还有待进一步考量。

如何建立切实可行的商业模式?岳芬建议建立能够反映电力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,应考虑设计存在时序和地点特性差别的电价机制,一方面引导用户用电行为与发电情况相匹配,另一方面发挥储能等灵活性资源的市场价值。”

一位不愿具名的储能企业负责人建议,应明晰储能相关受益主体,新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准、相关交易、调度、结算细则等。“完善‘按效果付费’的电力辅助服务补偿机制,丰富辅助服务交易品种,增加辅助服务收入电费占比,加快形成储能的收入形成机制。”

关注

内蒙古

发布“十四五”电力发展规划

本报讯 3月29日,内蒙古自治区能源局发布《关于自治区“十四五”电力发展规划的通知》。到2025年,风电累计装机规模达8900万千瓦,光伏累计装机规模达4500万千瓦。

《通知》明确,“十四五”时期,新能源装机规模达1.35亿千瓦以上。其中,风电装机8900万千瓦左右,光伏发电装机4500万千瓦左右,光热发电装机60万千瓦左右,生物质发电装机80万千瓦左右。抽水蓄能开工建设120万千瓦。非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右,新能源装机比重超过50%,新能源发电总量占总发电量比重超过35%。

《通知》还指出,推进新能源基地化建设,加快推动大型沙漠戈壁荒漠风电光伏基地建设,在新能源资源禀赋较好,具备持续整装开发条件地区,推动新能源发电基地化、规模化开发,打造蒙西、蒙东千万千瓦级新能源基地。充分利用边境沿线、戈壁荒漠地区丰富的风能资源,建设一批大型风电基地,推进光伏治沙基地建设,有序推进集中式光伏矿区治理基地建设,优化提升存量通道输电能力,加快推进多能互补和源网荷储一体化发展。(吴越)

四川

推进“三州一市”光伏基地建设

本报讯 3月31日,四川省发布《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实施意见》,《意见》提出加快构建清洁低碳安全高效能源体系。

积极发展清洁能源。科学有序开发水电,稳步推进“三江”水电基地建设。科学布局抽水蓄能电站。加快风能、太阳能资源开发利用,推进凉山州风电基地、“三州一市”光伏基地建设,因地制宜开发利用地热能及农村沼气等生物质能。提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力,构建以水电为主的可再生能源体系,促进源网荷储一体化和多能互补开发。

推进绿色低碳交通示范引领。在省级新区建设交通运输近零碳排放示范区。推动绿色配送示范区、高速公路沿线近零碳服务区建设。以高速公路、枢纽站场、港口码头等大型交通基础设施项目为重点,推进节能降碳示范工程建设。在成都主通道示范建设“电走廊”“氢走廊”。

加快优化建筑用能结构。深入推进可再生能源建筑应用,在太阳能资源丰富的地方开展建筑屋顶光伏行动,推行光伏建筑一体化。加快推动建筑用能电气化和低碳化,积极推广热泵技术在建筑中的应用。在农村建筑中推广应用生物质能、太阳能等可再生能源。(张鲁一)