

新能源 REITs 首秀便获市场青睐

■ 本报记者 姚金楠

新能源不动产投资信托基金(REIT)本月首秀告捷。

3月21日,中航京能光伏REIT和中信建投国家电投新能源REIT发布合同生效公告,两只REITs均于3月20日正式成立,这也是我国新能源领域的首批不动产投资信托基金。

本月中旬,上述两只REITs正式面向公众投资者发售。原定募集期为两天的两只REITs均在首日售罄,募集提前结束。同时,由于认购踊跃,公众投资者认购总量超过发售总量,两只REITs均启动了比例配售。

■ 市场高度认可

REIT又称封闭式投资基金,即通过证券化的方式将不动产资产或权益转化为流动性较强的标准化金融产品并在证券交易所公开交易。

2021年6月底,国家发改委发布《关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点工作的通知》,包括风电、光伏发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等在内的清洁能源项目被正式纳入REITs试点范畴。

试点一经启动,新能源领域的REITs申报也不断升温。2021年下半年至今,已有金风科技、特变电工、华电国际等多家能源企业公开表示发力公募REITs。

此番成立的两只新能源REITs,在募集期限、超额认购倍数、配售比例等多个方面都有不俗的表现。

平安证券行业分析师指出,中信建投

国家电投新能源REIT的网下投资者认购倍数达到84.48倍,创下发行规模40亿元以上的REITs项目认购倍数新高,同时,这也是首个网下认购突破千亿的公募REITs项目。

中航京能光伏REIT方面,上交所3月21日披露的公告显示,中航京能光伏REIT成立规模为29.346亿元,总发售份额达3亿份。其中,战略配售部分中,41家战略投资者有效认购基金份额为2.37亿份,认购金额约23.18亿元,占总份额的79%;网下认购部分中,共81家机构252个有效配置对象认购基金份额达54.09亿份,网下投资者配售比例为0.82%;公众认购部分中,有效认购份额达29.86亿份,公众投资者配售比例为0.63%。特别是在公众投资者方面,中航京能光伏REIT的公众投资者认购金额达292.54亿元,与公众初始发售规模1.85亿元相比,认购倍数高达158倍。

■ 收益相对稳定

两只REITs的底层资产如何呢?

中航京能光伏REIT的招募说明书显示,该产品的基础设施资产为陕西榆林的300兆瓦光伏发电项目和湖北随州的100兆瓦光伏发电项目,底层资产近三年营业收入和经营净现金流相对稳定。

中信建投国家电投新能源REIT则是由江苏公司作为原始权益人,江苏海风担任运营管理机构,底层资产为国家电投江苏公司旗下滨海北H1、滨海北H2海上风电场和配套运维驿站,项目合计装机规模

50万千瓦。其中,滨海北H1项目装机规模10万千瓦,于2016年6月并网发电;滨海北H2项目装机规模为40万千瓦,于2018年6月并网发电,是彼时亚洲单体容量最大的海上风电场项目。

中信证券行业分析师表示,从机制上看,影响新能源REITs底层基础设施收入的主要因素是电量和电价。“电量方面,在保量保价和保量竞价两种模式下,中航京能REIT底层资产的测算电量兼具稳定性和弹性,中信建投国家电投REIT底层基础设施的上网电量整体平稳。电价方面,可拆分为基准电价和国家补贴两部分。由于国补存在,新能源发电价格和毛利率较高,市场化交易价格部分具备弹性。”

具体而言,平安证券行业分析师测试指出,中信建投国家电投新能源REIT的底层资产国补到期时间分布为2036年和2038年,当前其电价构成中的可再生能源补贴部分占比为58%,今明两年的现金分派率约为10.57%与9.79%。中航京能光伏

REIT所涉两项目的国家补贴将于2034年和2035年到期,当前项目电价中国补占比也在58%左右,今明两年的现金分派率约为12.18%与12.45%。

■ 看好上市表现

基于底层资产特性,市场整体看好首批新能源REITs的未来表现。

平安证券行业分析师表示,目前,两只新能源REITs均未公告内部收益率(IRR)水平。但根据目前公告数据粗略测算,中信建投国家电投新能源REIT的IRR约在

6.23%左右,中航京能光伏REIT则在6.87%左右。当前,存量已上市收益权类REITs的IRR均值约为5.36%,新能源领域的两只REITs上市后在二级市场可能仍有不错的表现。

“新能源REITs底层资产在基础发电收入上具备一定稳定性,市场化发电收入上具备一定弹性。尽管国家补贴收入在其收入结构中占比偏高,但国补退坡的影响已经纳入了估值模型的考量。”中信证券行业分析师表示,叠加未来设备改造的想象空间以及当前市场上同类资产的稀缺性,此类标的的未来表现可期。



纬景储能再获亿元融资

本报讯 实习记者林水静报道 3月18日,纬景储能科技有限公司(以下简称“纬景储能”)宣布完成A轮融资,融资金额超6亿元,公司主要专注于锌铁液流电池的研发,这是其继去年9月获得超4亿元融资后的又一笔大额融资。在业内人士看来,此轮大额融资可为整个锌铁液流电池行业的发展带来积极影响。

“纬景储能此次完成超6亿元A轮融资,一方面有利于推动行业技术进步和产业升级;另一方面还有助于加快推动锌铁液流电池行业走上高质量发展之路,助

力中国未来产业稳健发展。”清晖智库首席经济学家宋清辉表示。

锌铁液流电池是电化学储能分支液流电池中的一条技术路线,具有安全、长时储能、循环使用寿命长的特点。与当前液流电池领域产业化发展最好的全钒液流电池不同的是,锌铁液流电池电解液采用的锌、铁两种化学元素都极易获取,不仅储量丰富、价格便宜,还支持更优异的充放电效率。

纬景储能在锌铁液流电池产业化进程中已取得一定成绩。早在2021年10月,纬景储能的示范产品就被中国电建集

团选中,在江西余干的“智慧能源示范项目”中顺利并网。随后,纬景储能的多个储能电池智能制造基地也在陆续规划与建设中。

《中国能源报》记者从纬景储能方面了解到,纬景储能两年前就已布局的全链路数智化生产的智能产线,第一条百兆瓦级“液流电池堆智能产线”已在2023年1月启用,这为纬景储能将智能制造能力快速复制到多个纬景“超G工厂”提供了范式。同时,纬景储能首个吉瓦产能级别的珠海“超G工厂”即将在2023年年中投产,这一生产基地将使液流储能

电池产业进入智能制造新阶段。“公司的智能化体现在采用先进工业物联网系统、精密工业机器人以及多种领先的智慧工厂技术,可将生产效率提升数十倍。”

目前,纬景储能已在江苏盐城、广东珠海、山东、湖北、江西等地区布局数个“超G工厂”。

据纬景储能官网显示,本轮融资由国合新力、珠海大横琴集团联合领投。本次所有募集资金将用于纬景储能多个吉瓦级产能“超G工厂”的建设,以此不断提升企业锌铁液流电池产能,持续降低储能电池成本。

● 关注

本报讯 3月13日,中国银行间市场交易商协会发布《关于2022年“NAFMII研究计划获奖名单的通报》,鼎和保险公司在ESG研究领域的专业能力和研究成果获得社会各界认可,进一步提高了鼎和在金融市场的知名度。

鼎和保险 ESG 研究计划「获奖课题」

《低碳转型的风险应对研究——基于ESG投资的视角》从资管机构低碳转型风险应对的视角入手,分析当前国内资管机构面临的转型风险,介绍了目前国内外机构针对转型风险的度量方式,并探讨资管机构应如何通过ESG投资应对转型风险。从ESG评级框架、组织架构、投资流程、投资策略等角度出发,为资管机构搭建本土化ESG投资体系,应对低碳转型风险提供建议。

为推动金融市场高质量发展,更好服务实体经济、落实国家宏观政策,中国银行间市场交易商协会自2021年起正式推出“NAFMII研究计划”,并面向社会公开征集课题。2022年,银行、证券公司、律师事务所、会计师事务所、评级机构、信用增进机构、评估认证机构、投资机构、高校、智库等主体积极参与。

近年来,鼎和保险公司始终坚持央企金融企业守初心、担使命,与社会经济发展血脉相通、同频共振的责任与担当,积极响应国家创新驱动发展战略,深入践行责任投资理念,以ESG投资作为绿色发展新引擎,成立ESG鼎和实验室,前瞻性开展ESG投资管理研究,积极践行金融央企责任和担当。

下一步,鼎和保险将坚持以“能源行业保险专家”为定位,锚定服务国家战略、服务实体经济的战略方位,探索ESG实践应用新路径,以矢志不渝、笃行不怠的信念,不断创新投资方式,优化投资布局,充分发挥投资引领带动作用,为助力实现“双碳”目标贡献力量。(朱晓辉 赵远飞)

耦合 CCUS 制氢融资市场待激活

■ 本报实习记者 林水静



3月17日,科技部中国21世纪议程管理中心联合国际能源署(IEA)发布的《中国耦合CCUS制氢机遇》报告(以下简称《报告》)指出,氢能和碳捕集利用与封存(CCUS)技术将互为补充地在碳达峰碳中和中发挥重要作用。

氢能是今后长途运输和重工业等行业低碳转型的重要能源。然而,当前我国除副产氢外,大部分氢气都来自化石能源制氢,其中又属煤制氢最多,其制取过程的高碳排放与“双碳”目标背道而驰;我国绿氢发展虽处全球领先地位,但成本仍高于化石能源制氢近10倍,在自由市场并不具有竞争力。

“技术不成熟,成本高昂,绿氢发展受限。耦合CCUS制氢是现阶段实现低碳氢、低成本的双赢之法。”科技部中国21世纪议程管理中心社会事业处处长张贤如是说。

■ 协同作用明显

一直以来,制氢与CCUS技术都存在一些问题亟待解决。若氢气产量多,则储存压力大;若二氧化碳大量捕集不利用,

则封存压力大。将CCUS技术引入制氢,不仅可以通过二氧化碳将氢气转化为液体燃料,解决储存难题,还能同时将捕集到的二氧化碳有效利用,两者相辅相成,具有良好的协同作用。

此外,CCUS与制氢的耦合也为CCUS发展提供早期低成本机会。“化石能源制氢过程中产生的二氧化碳浓度高,碳捕集较易,甚至在某些场景下无需捕集,只要进行简单预处理就可直接使用,极大降低了CCUS的捕集成本。”张贤表示。

在制氢成本方面,虽然化石能源制氢引入CCUS技术后会增加额外成本,但仍远低于可再生能源制氢的成本。据《报告》估计,中国煤气化制氢的成本约为1.1-1.7美元/kg H₂(折合人民币约7-11元/kg H₂);可再生能源电力制氢的成本为3.1-9.7美元/kg H₂(折合人民币约20-62元/kg H₂);而耦合CCUS的煤制氢的成本约为1.4-3.1美元/kg H₂(折合人民币约9-20元/kg H₂),介于前两者之间。

“配备CCUS的制氢方式可在短期内成为中国低排放制氢的一种具有成本效益的途径。”国家能源集团新能源

技术研究院碳中和研究中心主任徐冬分析道。

在碳减排方面,耦合路径的前景也十分可观。“高捕集率和低上游排放对于最大限度地减少结合CCUS技术的化石燃料制氢技术的剩余排放至关重要。”徐冬举例,捕集率为90%-95%的煤制氢二氧化碳排放量可降至1.0-2.2 kg CO₂/kg H₂。

“除碳减排作用外,氢能和CCUS技术的耦合还同时催生了CCUS和氢能产业的基础设施建设。”张贤表示,制氢后储、运、用相结合的一系列设备建设营造了商业模式,为将来绿氢发展做好铺垫;而CCUS技术不论跟氢、电厂还是水泥、钢铁等进行耦合,都需要工程经验的积累和碳捕集工艺的改良,这为后续CCUS技术成本的下降打下基础。在此过程中建设的二氧化碳运输管道、封存井等,为后续其他电厂等接入管道降低了成本,打下了基础。

■ 缺乏价格信号

目前,煤制氢耦合CCUS技术在全球范围内尚未投入示范工程应用,但已有学者对其开展了可行性研究。

“耦合CCUS制氢与公众所理解的可持续发展理念契合度较低,缺乏公众的认可。这或将对未来我国化石能源的相关政策环境造成影响,限制煤制氢与CCUS技术的大规模集成应用。”徐冬表示,当前CCUS技术还面临应对气候变化窗口期关闭的风险。“近年来可再生能源在中国及全球范围内发展迅速,技术逐渐成熟,成本大幅降低,市场占比不断扩大,而CCUS技术在全球范围内进展较慢,部署规模低于预期。煤制氢与CCUS技术的集成应用潜力或将受到制约,这也将影响我国氢能产业的发展。”

在融资方面,因国内缺少区分灰氢、绿氢、蓝氢的市场机制,蓝氢即耦合CCUS制氢的市场活力无法被激发。“市场上对氢气来源无法区分,也尚无明确的具有绿氢、蓝氢倾向的价格信号,这是当

下耦合CCUS制氢路径融资的最大问题。”张贤说。

“随着CCUS技术的发展,国内的CCUS示范项目已从2021年底的49个增长到了2022年底的104个。”张贤认为,接下来,CCUS示范项目的范围将持续扩展,加之国内已制定了低排放氢的标准,积极的市场信号或将释放,耦合CCUS制氢项目或将提上日程。

值得注意的是,目前氢能的主要用途为工业原料,与电市场不同,工业领域的碳市场建设刚刚起步,何时能给出明确碳价备受关注。

■ 需共同发力

“制氢和CCUS的耦合跨领域,涉及许多能源系统的子部门,因此在技术、基础设施和市场各方面均需进行突破,实施相关政策鼓励制氢和CCUS技术协同发展,支持低排放燃料和产品制备。”徐冬建议,一是现有制氢设施的CCUS技术改造动力不足,亟需政策支持;二是加强二氧化碳管道基础设施建设。根据排放源和潜在封存场地的位置,围绕产业集群进行规划,并选择合适的运营模式;三是促进低排放氢市场开发和融资。可通过公共采购、退税、实行低排放氢消费强制性配额等政策工具建立和扩大低排放氢市场,通过可持续债务和过渡金融市场帮助企业筹研发低排放技术。

中国科学院武汉岩土力学研究所研究员魏宁则认为:“经济问题一般需通过技术进步与产业化战略共同解决。一方面,可通过技术进步、规模效应、产业集群化和多能源与资源耦合等过程,大幅降低耦合CCUS制氢成本;另一方面,激励与支持政策、法律法规、低碳与零碳经济的深化将促使蓝氢和绿氢的收益提升,共同解决其面临的经济问题。”

张贤则建议,从技术发展的角度来看,耦合CCUS技术与氢耦合的多重社会效益。在两者技术发展过程中,要统筹兼顾,在协同发展的过程中寻找技术组合的最佳集成方案。