

# 光伏建筑一体化经济性待提升

■本报记者 董梓童

“叫好不叫座”一直是光伏建筑一体化(以下简称“BIPV”)项目的真实写照。虽然早在十几年前,我国第一个BIPV就已建成落地,但截至目前,该类型项目仍没有迎来大爆发。

今年以来,分布式光伏、“整县推进”项目如火如荼,作为分布式光伏的分支之一,BIPV的呼声也越来越高。仅9月以来,就有河南、广东、内蒙古等省区相继发布了鼓

励性政策,明确表示支持BIPV项目的发展。同时,隆基股份、天合光能、晶科能源等光伏头部企业也纷纷发布BIPV产品,抢占市场。

但在一些业内人士看来,BIPV到底能否获得市场认可,实现商业化运营,其关键在于经济性。有多重选择的情况下,消费者无疑倾向于“物美价廉”的一款。在价格方面,BIPV还不具备成本优势。

## 成本高于安装型光伏建筑

BIPV一直被视为光伏产业的小众,然而受欢迎程度却不可小觑。不管是早前试水的英利集团、汉能集团,还是近年才高调入局的隆基股份、晶科能源,都不曾忽略这一市场。

根据中国建筑科学研究院太阳能应用研究中心的测算,我国既有建筑面积可安装光伏4亿千瓦,每年竣工建筑面积可安装4000万千瓦,潜在市场空间达千亿元。开发潜力巨大,但要想打开新的市场大门并不容易。

中国光伏行业协会光电建筑专委会副主任委员何涛指出,目前,与建筑相结合的分体式光伏项目主要以安装型光伏建筑(BAPV)为主,BIPV还是少数。BAPV即在原有建筑物上安装光伏组件,组成小型光伏系统,BIPV则是光伏组件和建筑材料结

合,安装该产品后,既有建筑材料的作用,又可以达到发电的目的。

“虽然业内流传着‘BAPV和BIPV各有千秋,共享市场’的观点,实际上还是BAPV竞争力更强。”一家上市BIPV企业的高管告诉记者,“一是因为这两种安装模式要达到的目的是一致的,也就是说可以互相代替。相较于BIPV这种更麻烦、复杂的新模式,BAPV和大型地面电站的区别并不大,技术也更加成熟。二是BIPV的应用场景有一定限制,更适用于新建建筑,若应用于存量建筑上则需要较大的改动,而BAPV两者通吃。”

华创证券的报告指出,相较于BAPV,由于BIPV产品还要考虑防水、钢板、檩条等建筑工程费用,项目的成本要高出6%—7%左右。

## 半数省市区投资回收期超10年

此前,多家券商测算称,虽然BIPV项目的单瓦成本投资较高,但总体维持在4.5元/瓦左右。与约4元/瓦的大型地面电站以及大型分布式光伏项目平均中标相比,差距不大。加之户用光伏项目仍享有补贴,经济性和收益率比较可观。然而,从今年BIPV项目的中标价格来看,现实很骨感。

9月底,中国石油化工股份有限公司天津石油分公司公示了2021—2023年光伏发电项目框架协议招标工程施工一标段中标候选人。其中,BIPV项目三个候选人中标价格分别为6.5元/瓦、6.98元/瓦和6.8元/瓦,中标均价为6.76元/瓦。而BAPV的报价分别为5.75元/瓦、6.28元/瓦和5.95元/瓦,中标均价为5.99元/瓦。以中标均价计算,BIPV较BAPV高出12.8%。若以今年地面光伏电站以及大型分布式光伏项目的较低中标价格3—4元/瓦相比,BIPV价格翻了一番。

在高成本的推动下,BIPV项目投资回收期也明显延长。据申港证券,在不考虑补贴的情况下,目前,全国BIPV项目的平均投资回收期在9—10年。具体来看,在全国被统计的30个省市区中,仅有吉林、内蒙古、天津等10个省市区BIPV项目投资回收期在10年以下,最短的吉林省在7.8年。湖南、青海、福建等12个省市区甚至超过12年,重庆BIPV项目投资回收期长达23.5年。

申港证券认为,若组件价格持续下降,BIPV项目投资回收期也将缩短。同时,在收益方面,BIPV项目如果可以参与碳交易,则可以在一定程度上降低成本。

## 政策体系需要进一步细化

国家住宅工程中心太阳能建筑技术研究所所长鞠晓磊此前公开表示,建筑集成光伏系统的商业模式没有建立,产业还需要解决成本与效益的问题。光伏系统价格进一步下降,建筑光伏系统综合效益才能进一步提升。

另有业内人士认为,BIPV项目没有迎来爆发的根本原因在于对政策依赖性较强。虽然国家和地方层面面对BIPV的鼓励和支持态度鲜明,但政策体系整体建设还存在很多不完善之处。国务院原

参事石定寰曾向本报记者指出,现阶段我国BIPV支持政策导向更趋于宏观性、号召性,缺少具体操作指南。

据记者不完全统计,今年以来,河南、江苏、广东、河北等10个省市区在发布的相关政策中明确提及了BIPV。但多数都使用了“积极推广”“优先”“支持”等字眼,涉及财政补贴和具体装机目标的较少。即使设置了具体装机目标,其容量也不大。比如,江苏在今年4月发布的《关于推进碳达峰目标下绿色城乡建设

的指导意见》中提出,到2025年,全省新增太阳能光电建筑一体化应用装机容量仅为50万千瓦。

值得注意的是,有地区已经先行试水,提出了较为丰厚的补贴政策。北京市顺义区发布的《关于进一步支持光伏发电系统推广应用的通知》明确,对全部实现BIPV的项目,补贴标准提高至0.4元/千瓦时。在券商看来,若BIPV项目有补贴支撑,则可以有效提升收益率,补贴或成BIPV发展的重要因素。



浙江淳安:光伏发电 助农增收

俯瞰浙江省杭州市威坪镇叶家村农业与光伏互补示范项目,该项目建设容量2万千瓦,其使用的光伏板成为蓝莓植株的天然大棚,园内的山林里养殖土鸡,蓝莓和土鸡成为农户的又一个收入来源。 人民图片

### 观察

## 光伏发电:荒漠治理新路径

■本报实习记者 姚美娟

10月12日召开的《生物多样性公约》第十五次缔约方大会透露出强烈的信号,中国将持续推进产业结构和能源结构调整,大力发展可再生能源,在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目,第一期装机容量约1亿千瓦的项目已于近期有序开工。

在碳达峰、碳中和目标的驱动下,我国正加速构建以新能源为主体的新型电力系统,光伏发电在各类生态场景下的应用探索逐渐增多,将光伏产业与沙漠风情旅游有机结合逐渐成为新的投资热点。

根据美国NASA的研究,沙漠每年接收的太阳能约为2000—3000千瓦时/平方米。如果这些太阳能全部转化为电能,足以让1千瓦的电器使用3000个小时,按照我国家庭年均用电量6000瓦计算,只需2平方米沙漠就能满足一个家庭一年的用电量。仅我国的塔克拉玛干沙漠总面积约为33万平方公里,大部分区域人迹罕至,可开发潜力巨大。

在拥有巨大发电潜力的同时,荒漠光伏产业还具有多种生态功能。“光伏电站可以防风防沙,实践经验表明,安装光伏板后,大量荒漠逐步变成了草地,生态环境修复的效果非常好。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎指出,“荒漠光伏几乎不涉及拆迁等成本,还具备土地价格优势。”

当前,荒漠光伏产业已成为继造林治沙、沙障压沙之后的第三条防沙治沙新途径。“以前的治沙只有投入没有产出,现在产业融合发展思路之中,引入光伏企业治沙,在保护光伏场区的同时,还能选用适合沙漠生长的经济植物,利用沙漠发展有机农牧业,利用沙漠旅游带动沙漠风情旅游,将沙漠变为沙利,提升沙漠荒地的利用价值。”内蒙古达拉特旗能源局副局长刘贵文指出。

虽然我国荒漠光伏未来发展前景广阔,但我国沙漠化地区恶劣的自然环境对光伏设备提出了挑战,尤其是沙尘暴对电站运维及项目综合发电效益的影响不容忽视。如果清扫不及时,灰尘带来的发电损失可能会高达30%—40%,将成为技术攻关的重点方向。

“荒漠化地区分很多类型,一些是暴晒但没有风沙,一些是暴晒且风沙严重,情况各有不同。设备企业应该拿出针对性的方案,在设备选型方面做好充足准备。”彭澎说,“此外,荒漠光伏普遍远离用电区域,城市以及电网线路,需要重视消纳问题。”

## 推动新技术新模式新业态发展——

# 加强能源互联 助力实现碳中和

本报讯 记者董欣报道:10月12—14日,2021国家能源互联网大会在山东省淄博市召开。“我国将陆续发布重点领域和行业的碳达峰实施方案以及一系列支持保障措施,构建起碳达峰、碳中和‘1+N’政策体系。”国家能源局能源节约和科技装备司副司长刘亚芳出席会议并表示,长期以来,国家能源局高度重视能源互联网建设,按照国务院关于积极推进“互联网+行动”的指导意见,会同国家发改委、工信部发布了指导意见,并开展了产业化示范,推动能源互联网新技术、新模式和新业态发展。下一步,将着眼保障能源安全和应对气候变化两大目标任务,继续多措并举,加快推动能源领域碳达峰、碳中和工作。她强调,今年是“十四五”开局之年,我国正奋力推动能源互联网、能源绿色低碳转型等技术的发展。

清华大学副校长曾嵘也表示,能源互联网产业及技术作为实现碳达峰、碳中和目标的关键核心技术来源和重要技术路径,正迎来难得的重大历史发展机遇。

据统计,截至2020年底,全球已有100多个国家提出了碳中和承诺,覆盖了

占全球二氧化碳排放量73%以上和世界经济70%以上的国家。9月22日,清华大学正式成立了碳中和研究院,以打造碳中和和创新战略的科技力量,攻克一批核心关键技术。中国工程院院士、清华大学碳中和研究院院长贺克斌表示,在他看来,我国的碳中和面临“三高一短”的挑战,即高碳的能源结构;高碳的产业结构;发展中国家,工业化、城镇化仍在进程中,碳增量高;同时,跟欧美相比,实现碳达峰、碳中和目标的时间短。

贺克斌强调,碳达峰、碳中和目标涉及生态文明、气候履约、美丽中国、产业竞争等多层面的战略意义,切入点是气候履约,最核心的是产业竞争。他认为:“从全球风光资源的分布看,世界经济正从资源依赖型走向技术依赖型。”全球风光分布较为均匀,谁能更经济更有效地利用好这些资源是关键。

贺克斌认为,从能源结构降碳讲,到2050年,我国非化石能源比例需超过85%,非化石电力在总电量中的比重需超过90%,届时,风电、太阳能装机容量将超过60亿千瓦,约为2020年累计装机量

的11倍。这个进程中,可再生能源经济性快速提升,1990年,光伏发电超过100美元/千瓦时,而到了2020年,已下降至约为1美分/千瓦时。在没有补贴的情况下,我国344个地级市的光伏发电已经可以实现比电网供电更低的价格。

“富煤、缺油、少气不能全面准确描述我国能源资源禀赋,丰富的可再生能源也是重要的组成部分。”贺克斌认为,高比例可再生能源需要系统性升级,可以分为如下四个阶段:第一阶段,通过电网调度基本可以解决;第二阶段,提高备用容量,挖掘系统现有灵活性潜力;第三阶段,需要整体系统的优化,提高整个源网荷储在内的系统灵活性;第四阶段,需要采取先进灵活性技术的保障。这期间,尤为重要是系统优化和系统集成技术,一是需要把握人工智能、互联网、信息通讯技术创新发展的有利契机,将需求减量、智能制造、系统集成、循环链等先进理念和技术融入生产、消费的全过程,从整体和系统的角度实现节能减排;二是大力发展“发、供、用、储”的新型电力系统优化集成技术,支持快速向高比例可再生能源转变

的智能电网技术,支持可再生能源并网、分布式及微电网的规模化储能集成技术;三是加强设备智能化、管理精细化、资源循环利用等提高终端用能效率的系统优化技术。

国际能源署今年发布的《2050年净零排放:全球能源行业路线图》指出,2050年实现净零排放的关键技术中,50%目前尚未成熟。其中,包括能源互联、氢能等18个子类。

根据统计,2021—2025年间,绿色刺激措施和“十四五”规划的重点,已有累计44.6万亿元投资,涉及可再生能源友好的能源电力系统的约为4.7万亿元,其中大量资金投向能源互联网领域,人工智能和大数据中心约为2万亿元,工业互联网投资规模约为8000亿元。北京清能互联科技有限公司首席技术官赖晓文认为,在碳达峰、碳中和目标下,电力系统运行的技术体系也亟待全面革新,电力系统需要充分调动电源侧、负荷侧的多种能源形式协同互动,为新能源消纳提供基础,但实际仍面临着诸多挑战,急需创新技术手段和工具,优化源—网—荷—储系统中的资源配置。