

国际能源署下调增长预期

全球光伏或迎来理性发展期

■本报记者 董梓童

日前,国际能源署将2025年至2030年全球可再生能源发电装机规模预测下调5%。这一调整意味着,未来5年全球新增光伏装机总量约为3.68太瓦,虽仍占同期可再生能源新增规模的近80%,但增速低于此前预期。分析认为,全球光伏产业正从高速增长阶段迈向理性发展阶段。

造成预期下调的原因既包括美国光伏政策调整、部分地区电网接入能力不足等现实制约,也反映出全球能源结构转型在技术、政策与市场层面的不平衡。业内专家指出,这一变化并非产业退潮,而是光伏进入高质量、可持续发展阶段的标志。

欧洲光伏产业协会首席执行官沃尔布加·赫梅兹博格指出,太阳能产业已全面步入发展快车道,但若充分释放潜力,各国应加快构建灵活、智能、全面电气化的能源体系,确保电力系统灵活性规划与太阳能发展实际相协调,以释放太阳能的巨大潜力。

■市场潜力有待释放

国际能源署此次下调预测的主要原因,在于全球光伏市场的结构性变化与关键政策调整叠加影响。数据显示,未来5年,全球可再生能源发电装机规模将比此前预测减少约248吉瓦,其中光伏减少173吉瓦,占比近七成。仅美国一国,未来5年光伏发电装机规模预计将减少超140吉瓦,主要受住宅光伏系统税收减免政策修改影响。相关政策调整削弱了居民安装积极性,使得分布式光伏新增装机显著放缓。

与此同时,电网容量不足、审批程序复杂等问题在部分国家和地区仍较突出。国际能源署指出,一些市场中光伏项目建设周期长、并网受限,已影响新增装机落地速度。英国第三方机构GlobalData分析认为,这一趋势将在2026年至2028年间集中显现,全球光伏新增装机将从2025年的600吉瓦高点逐步放缓,至2029年才有望重新回升至700吉瓦左右。

与美国市场形成对比的是,欧洲地区的光伏发展相对稳健。国际能源署预计,德国、西班牙、意大利、波兰等国通过可再生能源项目公开招标机制,将有效带动欧盟光伏装机规模持续增长。欧洲光伏产业协会在《2025—2029全球太阳能市场前景》中指出,虽然欧盟内部政策执行节奏不一,但产业链成本下降、储能技术进步及居民用电价格上升,仍将推动欧洲光伏需求维持较高水平。

沃尔布加·赫梅兹博格认为,光伏发展正进入全球能源结构调整的关键阶段。尽管各地推进速度存在差异,但普遍共识在于必须构建更具弹性、全面电气化的能源体系,其中储能等关键技术将发挥重要支撑作用。只有在政策、技术与电力系统规划形成协同后,光伏发电的真正潜力才能被释放。

■全球需求韧性犹存

尽管国际能源署下调了光伏增长预测,但业内人士普遍认为,全球光伏市场的基本面依然稳健,需求增长动力依旧强劲。国际能源署预计,到2030年底,可再生能源将成为全球最大的电力来源,占全球发电量的43%,光伏发电将超越水电,成为全球第一大可再生能源。这意味着,未来5年,太阳能仍将是全球能源结构转型的主力。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华指出,2025年至2027年期间,全球电力需求预计以年均3.9%的速度增长,可再生能源将满足全球电力需求增长的95%,其中太阳能光伏贡献将达到一半。这一趋势表明,光伏仍是全球能源体系中最具增长潜力的领域,也是应对气候变化与保障能源安全的关键力量。

第三方行业机构InfoLink Consulting数据显示,2024年全球光伏新增装机约486吉瓦,组件需求约584吉瓦,同比增长26%。虽然较前两年超过60%的增幅明显放缓,但仍保持健康增长势头。分析认



为,这一“降速提质”的变化,是光伏产业从高速扩张转向稳健增长的必经阶段。InfoLink Consulting认为,到2030年全球新增光伏装机将在655吉瓦至763吉瓦之间,组件需求有望提升至758吉瓦至895吉瓦,仍将是推动全球能源转型的重要驱动力。

与此同时,中东、北非、东南亚等新兴市场正成为全球光伏增长的新支点。国际能源署认为,这些地区受制于化石能源价格波动及电力短缺问题,转向光伏发电已成为现实需求。尤其是沙特阿拉伯、巴基斯坦等国,正加速推进国家级光伏项目,推动可再生能源装机规模快速提升。GlobalData也预测,到2030年全球光伏发电装机将达到4.8太瓦,并在2035年增至7.6太瓦。

业内人士指出,虽然欧美市场增速放缓,但在新兴经济体的带动下,光伏产业的全球版图将进一步扩展,产业链的区域分布也将更趋多元化。未来光伏增长的关键,不仅取决于新增装机规模,更取决于电

网接入能力、储能配置水平及系统整体效率的提升。

■期待多元深度融合

国际能源署在报告中强调,要持续激活全球可再生能源市场,必须同步推进电网升级、储能扩建及灵活调度机制完善。当前,光伏装机增长与电网承载能力之间的矛盾日益突出,部分国家出现“装机多、并网难”的现象,导致光伏发电潜力未能充分释放。

为此,国际能源署呼吁各国加大电网投资,完善灵活发电形式,推动储能技术在能源体系中的更广泛应用。沃尔布加·赫梅兹博格指出,光伏发展不仅需要持续的成本下降,更需要系统性支持。全球政策制定者应确保电力系统灵活性规划与太阳能发展实际相协调。储能、电网、智能调度等基础设施的建设,将决定光伏能否真正成为能源转型的中坚力量。

业内普遍认为,当前光伏产业的挑战,

本质上是从“装得多”向“用得好”的转型。随着市场逐步成熟,单纯依靠补贴和政策拉动的增长模式已不可持续,产业竞争正回归技术创新、系统集成和运营效率的比拼。InfoLink Consulting认为,未来5年,光伏组件市场将进入成熟期,增速虽不如以往迅猛,但整体需求将维持稳定增长。

在政策层面,国际能源署指出,美国政策波动频繁,欧盟成员国执行节奏不一,都在一定程度上影响光伏发展信心。如何在全球范围内形成更为统一、透明、长期的政策预期,成为推动光伏产业高质量发展的关键。

经历多年的高速扩张后,光伏产业链的全球布局、市场结构和技术路径正在重新平衡。未来,随着储能成本下降、电网智能化水平提升及政策框架优化,光伏将走出单一发电领域,与储能、电网、氢能等多种清洁能源技术深度融合、协同推进,构建更加安全、稳定、高效的能源体系,继续在推动全球能源转型与应对气候变化中发挥基础性作用。

广西平南大力发展风电产业



■图片新闻

10月16日,位于广西贵港市平南县官成镇一带山脊上的八宝风电场,大型风电机组迎风旋转,源源不断地将风能转化成绿色电能。

近年来,平南县充分利用其境内大瑶山山脉丰富的风能资源,将风电产业作为重点发展的清洁能源产业来抓,取得显著的成效,全县已建成投产风电场10余家,并带动相关产业发展,助力县域经济发展。

人民图片

节能降碳中央预算内投资有了管理办法

本报讯 近日,国家发改委印发《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》(以下简称“办法”)提出,国家发改委根据各类项目性质和特点、所在区域经济社会发展水平、地区节能降碳目标完成情况等,统筹支持各地节能降碳项目建设,适度向碳达峰碳中和、节约能源、发展循环经济工作突出的地区以及国家生态文明试验区等倾斜。

办法提出,本专项支持内容包括重点行业领域节能降碳项目、煤炭消费清洁替代项目、循环经济助力降碳项目、低碳零碳负碳示范项目、碳达峰碳中和基础能力建设等项目。具体举措包括:支持以工业园区、产业集群为载体整体部署并规模化实施的节能降碳改造;支持煤电机组和煤化工项目低碳化改造;支持规模化规范回收站点和绿色分拣中心建设等。(刘志强)

日前,来自内蒙古的绿色电力成功跨越3000余公里输往海南。此次输电任务由北京电力交易中心、广州电力交易中心共同组织实施,依托全国统一电力市场与跨省输电通道,经由华北、华中、广东及琼粤跨海联网通道送达海南岛,完成我国清洁能源配置史上距离最长的跨省输电任务。

据了解,本次交易总电量达833.5万千瓦时,不仅保障了海南电力平稳可靠供应,更实现纵贯南北的“削峰填谷”与“负荷转移”。这不仅标志着我国在跨区域能源资源优化配置领域实现历史性突破,更凸显了内蒙古作为国家重要能源基地在能源转型中的战略地位与发展空间。

作为国家重要能源和战略资源基地,内蒙古长期承担“西电东送”“北电南供”重要使命,外送电量连续多年居全国首位。数据显示,2024年,内蒙古外送电量达3377亿千瓦时,占全国跨省区外送电量的1/6;同年绿电外送量超600亿千瓦时,约占全国跨省绿电外送总量的1/3,绿色转型成效显著。

这一领先地位奠定并非偶然,源于内

蒙电跨越三千公里入琼

清洁能源配置实现历史性突破

■本报实习记者 朱雪蓉

蒙古得天独厚的资源禀赋与绿色转型路径的协同作用。富集的风光资源为内蒙古绿色发展奠定坚实基础。数据显示,内蒙古风能资源技术可开发量达14.6亿千瓦,约占全国的57%;太阳能资源技术可开发量达94亿千瓦,约占全国的21%。在此基础上,内蒙古充分发挥“头上有风光、脚下有煤炭、手中有电网”的优势,锚定“双碳”目标,协同推进新能源开发利用与装备制造产业发展,成功将资源禀赋转化为发展优势。2024年,内蒙古新能源装机占比历史性突破52%,首次超越火电,标志着以新能源为主体的能源供给体系已成型。

绿色动能实现规模化输出,今年1至8

月,内蒙古新能源发电量占比已提升至31.6%。截至目前,“十四五”期间内蒙古累计外送绿电规模已超2700亿千瓦时,且已与8个省份建立绿电互联机制,绿色动能持续服务全国。

与内蒙古丰富的清洁能源资源形成鲜明对比的是,海南在推进“清洁能源岛”建设中,正面临清洁能源需求增长与本地资源开发受限的供需矛盾。作为岛屿省份,海南可用于集中开发新能源的土地有限,导致其新能源装机占比和能源自给率长期处于较低水平。与此同时,随着海南自贸港建设全面推进,全省用电负荷持续攀升,2024年海南“绿电+绿证”交易电量达

14.88亿千瓦时,同比增长超16倍。本地供给不足叠加绿色需求快速增长,使得跨区域绿电引入成为必然选择。

在厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强看来,跨区域绿电长距离输送是保障国家能源安全、推动绿色转型的重要模式。我国丰富的风光资源主要集中于西北,而能源负荷中心多位于中东部地区,这种“资源与负荷”的逆向分布,让跨区域绿电长距离输送成为连接供需两端、优化全国能源配置的关键环节。

不过,将内蒙古的绿电送至海南绝非易事。此次输电任务依托特高压输电技术,需精准协调沿途多个区域电网才得以

成功登岛,同样面临着绿电波动性的挑战。林伯强指出,目前特高压技术对输电功率的稳定性要求较高。“风光的不稳定性导致目前实际输送中,还需配套煤电等稳定电源进行调节,以保障电网安全。”

如何实现更大规模、更纯粹的绿色能源跨区域配置?林伯强提出“绿电+氢能”协同的远期解决方案。“在内蒙古等大型风电光伏基地,由于规模效应,发电成本可以做得非常低廉。利用这些低成本绿电就地制氢,再通过氢能的储存与运输,能为无法直接并网的偏远地区新能源消纳提供全新思路。”他认为,即便计入制氢、储运等新增环节的成本,基于西北地区低廉的发电成本,整个产业链条仍有望形成具有竞争力的综合经济性。

从内蒙古优良的资源禀赋,到贯通南北的输送技术,再到精准匹配的市场机制,此次“蒙电入琼”的成功,不仅验证了内蒙古作为国家能源基地的战略价值,更探索出一条通过市场化手段优化全国电力资源配置、推进全国统一电力市场建设的可行路径,也为“绿电+氢能”等下一代技术实现更大规模新能源消纳奠定基石。