

六部门联合发布《关于促进光伏组件综合利用的指导意见》——

系统推进光伏组件综合利用产业发展

■本报记者 董梓童

在我国光伏装机规模持续攀升、产业链体系日益完备的背景下,如何统筹好“大发展”与“可持续”之间的关系,成为关系行业长远健康发展的关键。

3月3日,工信部等六部门联合发布《关于促进光伏组件综合利用的指导意见》(以下简称《意见》),首次系统性提出从绿色设计、有序退役、高效拆解到产能布局的全生命周期管理体系,并明确到2027年累计综合利用量达25万吨、到2030年形成应对大规模退役潮能力的阶段性目标。

《意见》涵盖了制造、环保、商务、金融、监管、能源等产业链全链条。在解决过去光伏回收“叫好不叫座”的问题上,《意见》将重塑光伏产业链的“最后一公里”。

■绿色设计为回收“预留接口”

《意见》在推进光伏行业绿色设计和制造部分明确提出,提升光伏组件易拆解、易利用水平。鼓励光伏组件生产企业采用易拆解、易分离的胶粘材料,探索非交联结构胶膜材料,为报废后高效拆解利用创造条件;鼓励选用无氟背板、无铅焊带、无铅金属浆料等绿色原材料,降低光伏组件综合利用环保处置成本。

南通日奔环保科技有限公司总经理朱杰在接受《中国能源报》记者采访时表示:“传统光伏组件在设计之初,更多考虑的是25年至30年的耐候性和发电可靠性,内层层压件制造上使用了高粘度的EVA/POE等胶膜材料,电池片焊接上采用了含铅焊料,给后端光伏板回收拆解带来了巨大挑战。《意见》鼓励前端采用易拆解的胶粘材料、无氟背板、无铅浆料,是从行业发展、产品绿色设计、组件全生命周期考虑的重要举措,具有里程碑意义。”

在朱杰看来,前端设计优化将直接影响后端多种技术路径的经济性。物理法流程有望缩短、效率提升;化学法可降低试剂使用强度,确定性更高;热处理法可降低能耗,甚至减少对热解工艺的依赖。“这意味着试错成本、研发成本以及环保处置成本都将下降。”他说。

值得注意的是,部分头部企业已提前布局回收方案。朱杰透露,隆基绿能、晶科能源、晶澳科技、协鑫科技、天合光能等企业已在易回收设计方面开展探索,体现出龙头企业的责任担当与技术实力。但他也坦言,结合当前现状,受限于产线改造成本、新材料稳定性验证以及行业周期性波动等因素,要推动全行业整体从“制造端思维”向“回收端思维”转变仍需时间。

对此,中国光伏行业协会咨询专家吕

锦标指出,成本还是企业布局的主要考量。光伏制造端在成本竞赛中被逼得喘不过气,无暇他顾。目前,产业在易回收设计方面进展缓慢。随着《意见》等相关政策文件综合加持,各牵涉方在绿色生产与回收的布局将落实到产业行动。

■在高效拆解中挖掘资源价值

要让组件真正实现回收再利用,还要回答好“高效拆解与精细分离”的问题,这直接决定了报废组件“能用多少”“值多少钱”。

《意见》指出,研发智能识别多尺寸、多类型光伏组件的自适应拆解系统,加快开发应用移动式、模块化的快拆技术装备,推广“即到即拆”模式,满足多地形高效回收、灵活处理的应用场景,降低搬运、运输等非技术成本。

朱杰表示,“即到即拆”的模式是基于对市场发展客观规律准确认识,对行业现实情况充分调研基础上做出的前瞻性认识。“这是一种对现有固定式回收模式的有效补充,也是组件回收行业史无前例的创新。”

“组件回收具有规模效应、环保效应与经济效益相互平衡的特征。只有充分认识到组件回收的特点、行业发展的规律、客户的独特需求和不同的应用场景之间的特殊性和关联性,才能达到上述三个制约因素之间的动态平衡。”朱杰告诉《中国能源报》记者,2019年其所在的公司就提出了移动式光伏组件回收概念,是全球范围内首家提出移动式解决方案和申请专利的企业。

朱杰补充说,不论是集中式光伏电站,还是分布式光伏市场,移动回收模式的经济性和重要性都在显现。我们研发的移动式设备可以直接开到电站现场进行“粗拆”和“预处理”,剥离铝边框、玻璃等大宗材料,再将高价值电池片集中送往大型基地精细提纯,形成“分散预处理+集中深加工”的梯次布局。这不仅能降低运输费用,还减少二次污染与破损风险,提高整体回收效率,极大地解决单点规模小、分布范围广、小批量处理经济性不足、环保焦虑等问题。

■高值化利用打开市场空间

回收只是手段,再利用才是目的。《意见》提出,拓宽综合利用产品应用领域。聚焦有色金属、建材、化工等重点应用行业,积极扩大硅、银、铜、铝、玻璃、背板、胶膜等光伏组件综合利用产品的应用。

朱杰表示,组件回收得到的物料具备强资源属性,无论是反哺光伏行业,还是流



入其他行业,都现实可行。《意见》列举的金属冶炼、建材生产等领域是典型规模型资源需求代表行业,对组件回收得到的铝、玻璃等再生材料接纳度高。不同纯度的再生铝和玻璃在下沉市场、不同细分行业应用十分广泛,需求量大。“纯度越高,应用越广,价值也就越高。”

在有价金属提取方面,银和硅尤受关注。朱杰指出,光伏银粉和硅料作为稀缺性原料,从回收端获取最经济可行。银价较去年同期翻番,稀缺性和回收价值更加突出;硅价亦呈攀升态势。在全球资源不确定性增强的背景下,从退役组件中提取银、硅等稀缺材料,既是响应资源节约与循环经济战略的需要,也是市场的内生需求。

“另外,组件回收中的胶膜材料也是不可忽略的资源性材料。胶膜作为有机高分子材料,难以降解,不当处置可能带来环境风险。胶膜回收难度大、研发投入高、单片收益不明显,导致不少企业重视不足。”朱杰说,“只有在环保前提下尽可能‘吃干榨尽’组件材料,才能实现绿色闭环。目前我们通过‘物理法+湿法’工艺,实现了硅、银等材料的高效回收,也在胶膜回收方面取得突破。回收的胶膜材料可通过造粒、热塑或热固工艺应用于塑胶产品领域,比如棉帘、缓冲包装材料等,同时其热值接近汽油,也具备作为辅助热源的潜在应用空间。”

吕锦标补充说,报废组件分离的硅料基本为其他行业回收,组件生产需要的高纯硅料主要还是依赖原生工业硅化学提纯路径。当前硅元素的充分利用体现在多晶硅生产过程的封闭循环绿色生产技术上,硅片生产在拉晶环节全部回用边皮料和二次提纯的坩埚底料、废硅片,硅片切割的硅砂浆分离后的硅料也只能其他相关产业回收利用。

■政策破局激活产业“春水”

随着退役规模逐步释放,综合利用产能如何布局,如何与装机分布和制造体系相衔接,成为摆在行业面前的必答题。

《意见》明确,引导综合利用产能合理布局。以西北、华东、华北等光伏电站集聚区为重点,推动光伏组件综合利用产业规模化发展,鼓励就近就地综合利用,降低运输成本。

吕锦标分析,西北、华北是退役组件的集中区域。华东则是电池组件集中生产区域,即拆解后的原料回收利用区域。随着电池组件产能布局逐步向西北、华北转移,以及华东地区分布式光伏项目组件陆续退役,回收产能也将随之调整。“总体而言,回收产能中拆解等物理工序倾向布局在西北、华北等组件退役地,而包括化学的精细分离工艺布局在华东等电池组件生产区域。”

朱杰认为,《意见》区域划分指向明确,是基于资源分布的精准调研和预判。西北是早期大型地面电站集中建设区域,存量组件规模巨大;华东经济发达,消纳能力强,还是分布式光伏发展强盛的区域;华北不仅有大型地面电站,也有分布式光伏项目。

“这些地区光伏装机规模大、并网时间早,退役组件率先进入高峰期,环保处置需求最为迫切。其次,组件运输成本高、合规风险大,‘就近处理’是降低物流成本、保障原料稳定供应的最优解。再者,产能落地在此,有利于快速对接资源、缩短项目周期,推动回收技术与市场需求的深度融合。更重要的是,这有助于汇聚组件持有方、回收企业和技术研发机构,形成优势互补、协同发力的产业生态,为全国探索出可复制、可推广的回收模式。”朱杰判断,未来组件回收的“地图”,将在很大程度上跟随当年的“装机地图”,呈现“产地即销地”的特征。

《意见》提出,到2027年,光伏组件综合利用量累计达到25万吨。“经过技术迭代和工艺升级,我司目前组件回收年产能达1.5万吨,远期8万吨已获审批。”朱杰称,在全行业共同努力下,实现上述目标压力不大。“当然,如何利用好这25万吨实现更大效益,还有很多工作要做,比如材料纯度的进一步提高、经济性的进一步改善、单位能耗的进一步缩减等。”

目前,14个省份发布的2026年政府工作报告提及煤电。山东、陕西、湖南、广东、青海等地均明确提出将开展煤电项目建设或升级改造。山东提出,2026年重点工作是建成投产大唐郓城、华能四期等大型清洁高效煤电项目;河南计划2026年全面完成存量煤电项目优化改造,关停淘汰10万千瓦及以下燃煤机组;天津今年启动杨柳青电厂、完成大港电厂共6台亚临界机组替代;贵州今年将加快推动先进煤电机组布局和现役煤电机组改造,建成投产大湾、盘南等煤电项目;重庆提出,“十五五”时期,实现兜底供电能力再提升,将建成万州煤电二期等一批支撑性电源;黑龙江规划明确“深入实施煤电机组节能降耗、供热、灵活性改造‘三改联动’”……

在“双碳”目标深入推进、风光光伏快速发展的当下,一份份规划明确,我国能源站转型并非简单“去煤化”,煤电正经历一轮新的优化升级与适度扩容。

■仍是电力系统“压舱石”

如今的煤电发展已不是过去“粗放式”的扩张,而是有严格约束条件的“精细化”发展。翻看2026年各省规划蓝图,“保供”与“支撑”是高频词。广东提出建设“支撑调节性煤电项目”;青海明确要建成“格尔木支撑调节性火电”;重庆提出“兜底供电能力再提升”……一系列动作表明,煤电暂时不能完全“退场”,反而要“强身健体”。

资源禀赋决定我国“富煤、贫油、少气”,这意味着相当长时期内煤电仍是能源安全的“压舱石”。内蒙古在2026年重点工作中明确提出,要“建强国家煤炭供应保障基地,煤炭产量稳定在12.5亿吨以上”。12.5亿吨,不仅是数字,更是国家能源安全的生命线。因为新能源虽然发展迅速,但“靠天吃饭”的特性决定其具有间歇性和波动性。遭遇无风无光的极端天气时,电力供应将面临巨大缺口。而此时,稳定可靠的煤电可承担起“兜底保障”的重任。

“保供是底线,也是‘国之大者’,这是

将“碳负担”转化为“碳资源”——

煤电优化升级正当时

■本报记者 苏南

西南区域电力枢纽地位”,这些均表明,通过清洁高效的煤电项目,可实现资源就地转化,延伸产业链,为地方经济发展提供强有力的能源支撑。

■从“主力电源”转变为“调节电源”

透过各省的规划安排能清晰地看到,煤电已不再是过去的粗放扩张,而是被赋予了时代内涵和战略意义。以陕西为例,2026年重点工作中提出“扩大绿电供给、改善火电配比”,这一表述意味着在新型能源体系中,煤电、新能源要协同发展。

目前,煤电正逐步从“主力电源”转变为“调节电源”。即通过煤电的灵活性改造,腾出更多新能源的消纳空间,如今的煤电正在成为连接传统能源与新能源的桥梁,再比如宁夏,其提出的“深入实施‘风光水火’等多能互补工程”,正是协同的具体实践。

“尤其在风光大基地建设,煤电配置主要是提供调峰支撑。”孙李平表示,展望“十五五”时期,煤电的核心功能将发生根本性转变,即从传统的电量供应主体向调节性电源转型。其未来发展主攻方向将聚焦于“调节”,以适应新型电力系统对灵活性的要求。目前,煤电转型的总体指标体现为利用小时数的显著下降。过去,煤电机组年平均利用小时数通常在5000小时以上,如今,已逐步降至4000小时,甚至跌破3000小时。数据的下滑直观反映出煤电在电力系统中角色的根本性变化,不再追求时刻保持高负荷运行,而是转向提供“容量价值”与“调节价值”。

孙李平分析,为满足高频次、深度的

调峰与快速响应的需求,煤电技术在“十五五”时期将呈现“复合化”与“智能化”趋势。一方面,通过煤电机组性能升级,煤电机组改造后可全面提升调节性能,从容应对频繁启停、深度调峰及快速爬坡等挑战。另一方面,未来煤电将不再是单一的发电单元,而是演变为综合能源枢纽,通过内部配置储能系统,如熔盐储热、电化学储能等解决调频考核问题,或与风电、光电等新能源结合形成“风光火储”多能互补模式,构建起更复杂的系统架构,实现从“单一发电”向“多元服务”的跨越。

在此趋势下,不少省份已经提出推动煤电技术迭代升级。例如,山东省提到的大唐聊城项目,定位为“大型清洁高效煤电项目”,其新建机组普遍采用超超临界等先进技术。山西省则将“清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行”列为新一代煤电升级的四大专项,与此同时提出,支持现役煤电机组升级改造,加快新一代煤电试点项目建设。这些举措不仅降低煤电碳排放,也为我国装备制造业迈向高端提供了广阔的发展空间。

■须在绿色、灵活、智能三个维度上下功夫

在业内专家看来,未来煤电发展必须在绿色、灵活、智能三个维度上下功夫。未来几年,煤电仍将是电力系统的“压舱石”,但必须戴上环保的“紧箍咒”。业内认为,淘汰煤电落后产能和加速“三改联动”是方向。河南今年工作明确“关停淘汰10万千瓦及以下燃煤机组”,贵州提出今年推动30万千瓦级煤电机组“上大压小”。这些释放出明确信号,未来的煤电

发展必须是“上大压小”,通过优胜劣汰,提升整个煤电行业的能效水平。黑龙江、天津等地都强调了“三改联动”或机组替代改造。

随着新能源占比提升,煤电的价值将从“电量价值”转向“容量价值”和“调节价值”,而灵活性改造成为煤电的“必修课”。未来煤电项目必须具备深度调峰能力,能够快速响应电网指令。

孙李平认为,当前,虽然我们仍在新增煤电,但其定位已发生深刻变化。原有的煤电模式既要保容量又要保电量,而现代电力系统中,新增煤电的角色更多转向了“容量支撑”。其核心作用是保证系统拥有充足的容量备用,以应对突发状况,而在电量生产上则可能不再作为主力。这种定位的转变,正是为了适应新型电力系统保供与转型并存的新要求。

陈皓勇表示,对于煤电企业而言,最佳的经济状态本是机组持续高负荷运行以快速回收投资。但在新形势下,煤电主要承担调节功能,利用煤炭的可储存性和机组的可控性为系统提供灵活性。由于长时间处于低利用小时数的“待机”状态,企业面临固定成本回收困难的问题。因此,必须通过“容量电价”机制进行补偿,认可煤电机组在“等待”与“备用”期间的安全价值,覆盖其固定成本,确保企业愿意并能承担起“随时待命、系统需时即发”的责任。

煤电发展最大的挑战是发挥煤电优势的同时实现低碳化,如何将“碳负担”转化为“碳资源”是每个煤电厂需要研究的课题。我国煤电正处于关键的历史发展期,需要发展清洁、高效、灵活、智能的“新煤电”。