光伏核心技术出口管理划定新边界

■本报记者 董梓童



商务部、科技部日前发布公告，就修订《中国禁止出口限制出口技术目录》（以下简称《目录》）公开征求意见，并对相关技术实施出口前登记的临时管理措施。此次拟增列的40项技术涉及人工智能、生物医药、光伏三个领域，其中光伏领域包括多晶硅制造、硅片制造、电池制造等环节的12项技术。中国光伏行业协会数据显示，2025年我国多晶硅、硅片、电池、组件产能全球占比分别达到95.3%、96.4%、90.3%、76.2%。

立足我国光伏制造优势，此次技术出口管理将如何划定范围、兼顾产业安全与国际合作，成为能源行业关注的焦点。

■■技术出口管理聚焦核心环节

商务部新闻发言人明确，此次拟列管的多数技术已明确具体技术指标，且利用相关技术制造的产品不在管理范围内，管理范围清晰、精准、有限，为企业划定合规边界。这意味着多晶硅、硅片、电池、组件等光伏产品出口本身不受影响，管控对象是技术及相关工艺包、设备。

清华苏州环境院天工智库特聘新能源专家吕锦标表示，全球多晶硅原料、高性能硅片、高效电池和组件90%以上为中国提供，若囊括中国企业在东南亚的产能，占比则会更高。

“一直以来，中国提供的高效光伏发电产品，以10年降到1/10成本的贡献，为全球包括发达国家和发展中国家和地区提供了平价太阳能电力，大幅加快发达国家的绿色能源转型进程，也通过龙头企业对外投资光伏产业配套工程与产品制造，支持发展中国家和地区的制造升级。”吕锦标说，欧美等发达国家本身是第一代光伏技术的发源地，20年来中国企业通过引进吸收实现全产业链的技术代际升级和装备辅助产业一体化配套。

“欧美在老牌光伏企业退出竞争的情况下，于2010年开始连续通过贸易救济手段和维护国家安全的名义，对中国光伏产品设置贸易壁垒和政令封禁，同时不惜大幅推高国内光伏发电投资成本，政策支持推动制造业回流计划。”吕锦标表示。

中国光伏行业协会认为，近年来，全球光伏产能快速扩张带来供需失衡与“内卷式”竞争加剧，部分海外国家通过产业本地化政策和贸易壁垒推动本土制造业发展，也有部分国家要求中国光伏企业在海外建厂时共享、转让核心工艺。这些情况增加了核心技术外流风险，对我国光伏产业的全球领先优势构成挑战。此次光伏技术出口管控重点关注我国光伏产业链中具备代际领先优势的核心技术，将光伏行业高纯晶硅制备、大尺寸薄片化硅片制备、高效晶硅电池及钙钛矿电池组件制备等先进技术纳入限制出口类技术，体现理性、适度原则，在维护国家安全与产业优势的基础上，尽可能避免对行业造成不必要的影响。

■■多晶硅核心工艺出口管理受关注

此次光伏领域拟增列12项技术，其中禁止出口类5项、限制出口类7项，覆盖多晶硅、硅片、电池三大制造环节。这12项技术分别列入禁止出口、限制出口两部分，每部分各设3个技术条目，管理范围还包含承载相关技术的关键和核心设备。

其中，多晶硅4项，拟限制单线产能≥3万吨/年的多晶硅工程技术，单台还原炉产能≥800吨/年的还原工艺，及其设备制造技术；拟禁止单线三氯氢硅产能≥25万吨/年的冷氢化流化床工艺、单线产能≥2万吨/年的硅烷流化床工艺，均含设备制造技术。硅片4项，厚度≤70微米的硅片制备技术拟禁止出口，含程序代码、算法模型、设备图纸。拟限制单晶硅棒拉制、单晶硅棒机加工和超薄大尺寸硅片制备，指标涉及任一边长≥182毫米、厚度≤130微米、28微米钨丝切片等。电池4项，拟禁止出口边缘钝化技术（硅片边长182—230毫米、厚度≤140微米）和钙钛矿及叠层电池组件生产技术；拟限制TOPCon、XBC及异质结（HJT）电池制备技术。

吕锦标介绍，技术出口分禁止类和限制类。就多晶硅技术而言，单线产能大于3万吨/年的三氯氢硅改良西门子法棒状多晶硅工程技术，和还原工段单台还原炉产能≥800吨/年的还原工艺及设备制造技术，可以列入限制出口控制，有专家建议对友善合作的国家，可以有条件地出口；但单线产能2万吨/年的硅烷流化床工艺，以及改良西门子法和硅烷流化床法生产工艺均有配套的副产物循环处理技术；25万吨/年以上处理能力冷氢化工艺及氢化炉等装备制造技术，两类均是中国多晶硅企业、成套工程设计机构、装备企业完全自主知识产权，应该列入禁止类。

吕锦标表示，管控之后，工厂在美国、但已被韩国企业收购的老一代硅烷流化床颗粒硅项目，将难以获得中国先进工艺和装备。“比如有个项目3年前曾花巨资改造试图重启，但因试生产成本高昂、品质达不到高效光伏电池生产要求而放弃。”在他看来，管控领先工艺和装备出口，是在全面控制国内新增产能的情况下，避免全球范围内产能盲目扩张导致无序竞争。

■■统筹技术保护与产业供需调整

技术出口管理之外，国内光伏产业正处于供需深度调整期，政策效应仍需结合产能变化与市场需求综合观察。

吕锦标认为，近年来多晶硅及光伏各环节产能扩张过快引发供需错配、价格“内卷”，已经引起国家及行业高度重视，正采取行业自律限产，把控生产节奏，以销定产、消化库存，不低价抢单、不低于成本投标、不低于成本销售，行业自律辅以价格和质量监督。技术出口管控，有利于行业在政策引导下的“反内卷”调整免受外部干扰，也有力还击一些国家“贸易保护+政策推动光伏制造回流”的“双节棍”，为中国光伏保持全球领先夯实基础，不仅仅为全球光伏发电服务，而且服务于半导体、人工智能产业发展。“此次管控充分考虑到维护产业安全和支持国际技术交流与协作中的平衡。”

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎表示，我国正处于光伏去产能阶段，以实际行动恢复供需关系、稳定价格。“鉴于相关管控措施已明确宣布，后续或将对海外投资落地产生一定延迟作用。”

彭澎预计，相关产能仍会通过报废等渠道进入海外市场，但对先进型设备的影响相对有限。整个产业供需关系恢复主要仍依靠国内，一方面，企业需要持续研发，推进光储结合，进一步提升效率，通过加配储能缓解相关困难，推动需求端回升；另一方面，目前已有大批产能退出，预计到明年年底，供求关系有望重新实现平衡。

对光伏企业而言，后续仍需根据正式文件明确的技术范围和具体指标，梳理海外投资、产线输出、工艺授权及技术服务等业务中的合规要求。与此同时，国内产业供需关系的改善仍有赖于产能调整、技术创新和需求增长。如何在保护核心技术的同时维持正常国际技术交流与合作，将成为此次政策落地后行业持续关注的问题。

管道提前『体检』 保障城市温暖

六部门联合印发《城镇供热“温暖工程”三年行动方案（2026—2028年）》

■本报记者 渠沛然

日前，住房城乡建设部、国家发展改革委等六部门联合印发《城镇供热“温暖工程”三年行动方案（2026—2028年）》（以下简称《方案》）。住房城乡建设部城建司有关负责人表示，早期建设的供热管网和热力站正在逐渐老化，叠加极端天气，一些地区已出现热源保障能力不足、设施设备发生故障等问题。《方案》明确2028年底前，存量供热老化管网更新改造任务取得明显进展。19项任务的第一项就要求“坚持先体检、后更新”，把运行年限满20年或存在突出风险隐患的管网、热力站纳入改造计划。

截至2025年底，北方采暖地区城镇集中供热面积已达147.5亿平方米，其中居住建筑112.9亿平方米。目前，北方地区使用超过15年的老旧供热管网占比高达40%，管网平均热损失率仍达20%，造成能源巨大浪费。不少老旧小区不仅管网跑冒滴漏现象严重，建筑本体也缺乏节能保温设施。

辽宁大学校长余淼杰此前表示，仅采取“头痛医头、脚痛医脚”的修补式改造，难以支撑人民群众对温暖过冬的基本期待。《方案》把“体检评估”放在改造之前并进行系统检测。对此，余淼杰表示，到“十五五”末将管网平均热损失率从20%压到15%以下，同步解决管网事故频发的安全隐患。

在辽宁朝阳北票市，部分小区长期面临冬季供暖不稳定、管网跑冒滴漏频发的问题。当地投入1.2亿元实施“清洁热源+智慧管网”方案，核心是1座116兆瓦循环流化床热水锅炉，配套智能化控制系统实时监测管网状态、精准调控温度。项目在2025年11月20日完成试运行并正式投用，供热面积净增188万平方米，总覆盖629万平方米，5.2万户居民室温稳定达标，管网损耗率显著下降。

《方案》在热源侧没有押注单一选项，而是推行“多源耦合”。供热是人民群众温暖过冬的重要保障，同时使用传统能源也会产生碳排放，因此要在加强供热保障的基础上不断提升新能源应用的比例，使传统能源和新能源更好地结合。山东过去两年的实践经验为改造提供了参照。

“暖核一号”核能供热项目2025年11月15日将零碳热源送进荣成市区，荣成成为继海阳、乳山之后山东第三个核能供热城市，项目累计惠及40万居民，供热面积达到1300万平方米。

2025年10月26日，“聊热入济”北线贯通，全长110公里、管径1.6米的管道将聊城信发集团信源电厂的余热送入济南中心城区，是目前我国最长、管径最大的长输供热管道。该管道全部投运后，济南主城区54台供热燃煤锅炉将全部关停，每个供暖季减少标煤消耗129.89万吨。信源电厂则从原本要通过冷却塔排掉的“废热”中获得每年保底5亿元收益。

业内专家指出，打破行政区划界限、优化能源资源配置，城市能源供给不断从“单打独斗”转向区域协同共享。信息技术在供热领域落地越来越顺，通过精细化管理使群众房屋的所需和供热企业的所供更好地匹配。

解决管网和热源问题后，供热匀不匀、稳不稳还需要设备和技术的持续助力。

今年1月寒潮期间，北京市怀柔区智能供热服务平台覆盖23家备案供热单位、174个小区、1518栋居民楼，为7441户居民家中安装室温采集器，241万平方米居民供热面积具备智能化供热条件。平台屏幕实时传回水温、室温数据，工作人员根据室外温度加压升温，室温异常的数据会被督促企业核查。此举推动供热管理从“凭经验”向“看数据”转变。

2026年非采暖季，北京市丰台区对精图、正阳、北大地西区等38个小区实施老旧供热管网更新改造，涉及供暖面积621.58万平方米、6.86万户居民，计划改造90公里老旧管线，已完成68公里。与换管同步推进的是智慧化建设——锅炉房加装一氧化碳联动报警装置264套，供热管网加装在线远传温度系统9090套，物联网平衡阀373个。北京全市2026年完成的2000万平方米供热智慧化改造，经测算每个采暖季可节约热量21万吉焦，节约天然气635.3万立方米，减排二氧化碳1.24万吨。

地下空间、热源布局、企业成本和居民承受能力交织在一起，很难靠一次集中施工一劳永逸。《方案》将目标定在2028年底前存量老化管网改造“取得明显进展”，未用“全部完成”的表述。住房城乡建设部城建司有关负责人表示，城镇供热“温暖工程”三年行动的持续推动，将全面提升供热保障能力和服务水平，更好保障人民群众温暖过冬。

核能发展更需注重系统价值与市场机制

■本报记者 张胜杰



中国人民大学应用经济学院能源经济系、中国人民大学全球能源战略研究中心、南方电网能源发展研究院近日联合发布《“双碳”目标下的核能产业：产业链协同与国际合作》报告（以下简称《报告》）。《报告》情景模拟结果显示，在实现“双碳”目标的快速减排情景下，到2060年，我国核电装机占比约为4%，发电量占比约为15.1%。

中国人民大学应用经济学院能源经济课题组负责人表示，随着能源绿色低碳转型不断推进，核电发展不仅需要关注装机规模，更需从电力系统整体出发，综合评价其在稳定低碳供电、能源安全保障和系统运行中的价值，并通过合理的市场机制促进这价值实现。

■■稳定低碳供电与系统支撑并重

截至2025年底，我国在运和核准在建核电机组共112台、总装机约1.25亿千瓦，居世界首位，核电工程建设规模连续19年全球第一。核能利用形式正从发电向供热、工业供汽、制氢和海水淡化等领域拓展。目前，发电仍是核能最成熟、规模最大的利用形式，除此之外，核能已应用于城市集中供暖和工业蒸汽供应，高温气冷堆等先进堆型为核能在工业供热领域的应用提供新的技术选择。

随着“风光”发电占比不断提高，电力系统对稳定低碳电源和系统安全支撑能力的需求日益突出。核电具有发电出力稳定、利用小时数高、碳排放低等特点，常规核电机组还能提供同步惯量和一定的电压支撑，是新型电力系统中重要的稳定低碳电源。

2025年，全国核电机组平均利用小时数达到7809小时，负荷因子89.1%。福建、辽宁、海南、广东4省核电发电量占本省发电量的比重分别达28.1%、20.9%、18.5%和16.9%。核电已成为部分沿海省份电力供应的重要组成部分，在保障稳定电力供应、减少化石能源消耗和推动电力低碳转型方面发挥着重要作用。

核电正从传统基荷电源向新型电力系统的重要支撑电源拓展，其价值不仅体现在稳定低碳电量供给上，还体现在可靠容量、惯量与无功支撑，以及一定的辅助服务能力上。

核电发展潜力在情景模拟中得到进一步体现。《报告》指出，到2060年，基准、中速、快速三种情景下，核电装机占比分别为3.1%、3.5%和4.0%，发电量占比分别达到10.9%、13.0%和15.1%。“装机占比相对较低，但发电量贡献显著，体现核电高利用小时数和稳定出力的特点。”中国人民大学应用经济学院教授周文戟分析，随着碳减排约束不断增强，核电在提供稳定低碳电力方面的作用更加突出。在快速减排情景下，到2060年，电力行业基本实现碳中和，核电与其他低碳电源共同支撑电力系统深度脱碳。

与此同时，核电空间布局也需要统筹优化。情景模拟结果显示，随着碳减排约束增强，核电在一些内陆省份的发展潜力有所提升，但沿海地区仍是核电发展的重点。不同地区的电力供需结构、资源条件和电网特征存在差异，核电发展应与新能源、储能及电网建设统筹协调。未来核电布局还需综合考虑核安全、厂址资源、电力需求和送出条件，合理确定建设规模与时序。

■■核电市场化仍面临现实挑战

在中国人民大学应用经济学院副教授郭伯威看来，核电高固定成本、低可变成本的经济特征，使其投资回收面临较大的长期价格风险。在7%实质折现率、85%容量因子的假设下，新建核电项目的投资、运维和燃料成本占比分别约为71%、17%和12%。“核电项目的经济性对融资成本和利用小时数高度敏感，如何通过合理的市场机制管理长期投资风险，是核电市场化发展面临的重要问题。”

近年来，核电市场化进程不断加快，相关机制仍有待完善。我国核电上网电价先后经历“一厂一价”、标杆电价以及计划与市场电价并存等阶段，市场化交易电量占比持续提高。各省根据电力市场建设进度和核电运行特点，形成了差异化的市场化安排：广东、浙江等地通过政府授权合约等方式衔接市场交易；广西、福建、辽宁等地推动核电参与中长期和现货市场交易，核电电量的市场化比例、交易方式和结算机制存在差异。

《报告》指出，核电市场化仍面临一些现实挑战——高固定成本与短期市场价格波动之间的矛盾、稳定运行特性与电力系统灵活调节需求之间的矛盾，以及核电低碳属性与其环境价值实现机制尚不完善之间的矛盾。

从国际经验看，针对核电投资规模大、回收周期长的特点，各国通过不同的长期机制管理市场价格风险。美国采用电能量市场、容量机制及低碳支持等多种安排，法国通过长期核电生产分配合同及收入调节机制衔接市场，芬兰由股东分担成本并取得相应电量，英国则探索差价合约和受监管资产基础模式。“各国制度设计虽有差异，但核心逻辑具有共性，即通过长期合同或监管机制，在投资者、消费者和政府之间合理分配风险，为核电长期投资提供相对稳定的收益预期。”郭伯威说。

核电行业可持续发展，关键是完善与其经济技术特征相适应的市场机制。《报告》提出，推动中长期交易、现货市场与长期合同机制有效衔接，合理管理价格风险，并根据核电实际提供的系统服务，研究其容量和辅助服务价值的实现机制；探索核电低碳环境价值的合理评价方式，完善相关政策安排；对核能供热、工业供汽、海水淡化和制氢等非电利用，建立合理的成本分摊和长期供能机制，提高核能综合利用的经济性。

《报告》还指出，随着能源绿色低碳转型不断推进，核电发展不仅需要关注装机规模和发电成本，更需要从电力系统整体出发，评价其在稳定低碳供电和能源安全保障中的作用。核电与风电、光伏等新能源具有互补性，是未来低碳能源体系的重要组成部分。

“未来核电发展应以核安全为前提，从电力系统整体出发，统筹考虑核电的经济性、系统价值与能源安全贡献。通过完善电力市场和长期投资风险管理机制，促进核电与其他低碳能源协调发展，更好发挥核电在能源安全和低碳转型中的作用。”中国人民大学应用经济学院副教授刘阳向强调。