

首个省级光热专项支持性政策出台

锚定“中国光热之都”目标，力争2030年装机超500万千瓦

■本报记者 张胜杰

近日，我国首个省级光热专项支持性政策——《青海省关于促进光热发电规模化发展的若干措施》(以下简称《措施》)正式发布，旨在大力推动光热发电规模化、园区化、市场化发展。《措施》提出，到2030年，青海力争光热发电在建在运总规模达到800万千瓦、在运装机规模突破500万千瓦，打造“中国光热之都”。

国家太阳能光热产业技术创新战略联盟副理事长、水电水利规划设计总院新能源研究院陆上能源部主任王昊轶接受《中国能源报》记者采访时说：“青海这一政策的落地将为国家在‘十五五’时期对光热产业的定位提供关键决策依据，推动国家层面进一步明确光热发电作为电力系统长时储能调峰基石的战略定位。”

资源禀赋与产业基础厚积薄发

光热发电兼具调峰电源和长时储能双重功能，能够有效平抑风电、光伏发电等新能源出力的波动性，是加快构建新型电力系统的重要支撑。

青海省能源局局长许海铭近日表示，青海明确每年分批推进100万—200万千瓦光热项目，力争2030年光热装机超过500万千瓦，占到全国规划规模的三分之一以上，提升光热产业国际竞争力，构建以光热为引领的多元绿色调节支撑体系。

那么，该省提出这一目标的底气何在？王昊轶分析认为，首先，青海拥有顶级的光热资源，是全国光热资源最富集的区域之一，技术可开发量高达约10亿千瓦。同时，省内拥有约10万平方公里可利用的“沙戈荒”土地，为光热电站的选址和规模



青海中控德令哈50兆瓦光热发电项目。

建设提供了优越的基础条件。其次，青海拥有雄厚的光热产业基础，是目前国内光热发电最集中的地区。到目前全省已建成光热装机71万千瓦、在建装机135万千瓦，均居全国第一，成为其提出更高发展目标底气所在。

值得注意的是，《措施》在全国率先建立了完整的“电量电价+容量电价”光热电价支持体系，旨在到2030年达到与煤电基本相当的成本目标。王昊轶分析指出，首先，在电量电价方面，青海落实新能源上网电价市场化改革要求，对纳入开发建设方案的增量独立光热项目，支持独立开展机制电价竞价，明确竞价上下限以及竞价电量的确定原则，电量电价收入将取决于光热发电项目的性能及电力市场博弈能力。其次，在容量电价方面，青海也已提出，

2026年对包括光热在内的调节性电源，统一容量补偿标准为165元/千瓦·年。这意味着光热作为“基础性、调峰性电源”的价值定位得到明确。此外，青海还将不断优化光热电站可靠容量评估方法，对机制电价外的容量给予补偿。

技术创新与模式突破并行

记者了解到，多年来，通过对不同技术路线和支持政策开展积极探索，青海已积累了宝贵的实践经验。《措施》的发布，正有利于引导技术向更高效、更低能耗、更低厂用电率方向发展。

从实践经验来看，在塔式技术方面，格尔木350兆瓦塔式光热发电项目于2025年10月开工，是全球单机规模最大、镜场反射

面积最大、储能规模最大的塔式项目，创新采用“三塔一机”设计方案，配置14小时熔盐储热系统，镜场总面积约330万平方米，采用完全自主研发的塔式熔盐储热核心技术。在槽式技术方面，德令哈50兆瓦项目，通过技术攻关，不断提升运维水平，年利用小时数逐年提升，厂用电率不断下降；结合产业需求，积极开展装备技术攻关，实现熔盐大开口槽式技术突破，成功研制了具备自主知识产权的8.6米大开口槽式集热器及配套装备和技术，并在标准化中试平台上进行了验证，实现了技术的自主可控。

值得注意的是，《措施》还特别提出探索自建厂用电。

“这是青海结合资源禀赋和光热发电特性开展的发展模式创新。”王昊轶说，光热发电有别于光伏发电，是优质的调峰电源，应更加充分发挥顶峰能力。目前，光热电站的厂用电量主要来源于电网下电量和自发自用电量，自发自用电量将影响光热发电对电网的支撑能力，通过在光热场区或附近建设离网光伏电站及储能设施，用于满足光热电站自身生产运营用电需要，降低运营成本的同时，也降低在线厂用电率，提升光热发电的顶峰调节能力。

以政策示范引领光热发展

作为全国首个省级光热专项政策，业内普遍认为，《措施》不仅为青海光热产业的规模化发展奠定了坚实基础，更为全国其他光热资源富集省份提供了可复制、可推广的政策参考。

客观来看，青海拥有广阔的“沙戈荒”土地，这是非常宝贵的资源，区域范围太阳能资源富集，新政聚焦省内独立光热发电建设，健全要素保障、强化支持政策、拓展应用场景，聚力科技创新，开展技术示范、强化国际合作，多措并举，推动青海光热发电规模化高质量发展，将有利于促进光热发电的技术进步和成本下降，提升沙戈荒大型风电光伏基地配套光热发电的电源比例，降低基地投资成本，提高基地整体经济性。

在王昊轶看来，青海率先建立清晰的可持续发展价格机制、提出容量电价补偿方案，明确规模化发展目标，为其他省份提供了可借鉴的政策模板。

在提高通道利用率方面，王昊轶进一步指出，光热发电有别于燃煤发电，是绿色低碳电网友好型电源，凭借其储热能力和快速调节特性，可以作为一个巨大的“能量时移器”和“电网稳压器”，能够平滑电源基地的出力曲线，使得输电通道送出的电力更加绿色、稳定、优质，从而大幅提升通道的利用率，显著提高输电通道的利用小时数和绿色电量占比，这对于青海打造国家清洁能源产业高地至关重要。

据介绍，青海在350兆瓦塔式、槽式等技术路线上的实践，将为光热发电的技术进步提供实证数据，引导产业向“大容量、高参数、低成本”方向集中攻关。

“若青海模式在实践中被证明能有效吸引投资、保障项目收益、提升系统稳定性，并进一步推动成本下降，预计其他省区很可能会跟进出台类似省级支持政策，进一步加快促进我国光热发电规模化发展。”王昊轶说。

新规发布

油气开采固废迎来「全生命周期」管控

■本报记者 渠沛然



图片由AI生成

生态环境部日前发布《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》。这部首次出台的国家生态环境标准，将钻头触及地底深处带来的水基岩屑、含油污泥等固体废物，纳入从井口到最终归宿的“全生命周期”管控链条。此前在开采过程中产生的、过去或因界定模糊而游走于监管边缘的废弃物，在管理层面从此有规可依。

强化台账管理 斩断固废不明链条

油气开采每向深处迈进一米，都会裹挟出大量的岩屑与泥浆，而油基岩屑和含油污泥属于危险废物，如何规范处置是油气行业绿色发展路上的难题之一。

新标准像一把“卡尺”，将废物分类的精度提升到前所未有的高度。标准近乎严苛的分类管理，为后续的资源化利用扫清了障碍。

含油废物的处理路径同样清晰。标准将热脱附、热裂解列为主要利用技术，并对工艺环节、参数要求、污染物排放进行了全方位细化。回收来的矿物油也有了明确的“职业规划”，即，优先回配油基钻井泥浆，让资源重新回归生产循环；符合相应标准的，可化身炉用燃料油或石油产品炼制原料，继续贡献能量与价值。

生态环境部固体废物与化学品管理技术中心党委书记、主任李文强在接受媒体采访时指出，我国固体废物面临着产生强度高、流向追溯难、堆存风险大的三重压力。新标准通过建立电子联单、强化台账管理等手段，斩断流向不明的链条，让每一克废物从产生到消纳的路径都暴露在“阳光”之下。

先行跑通路径 倒逼管理、技术升级

在新标准落地之前，油田已开展相关实践。

如中国石化胜利油田印发《“无废油田”建设方案》，将目标锁定在源头减量、资源化利用和无害化处置三个“靶心”上，统筹固体废物、危险废物、建筑垃圾污染防治，持续推进源头减量、资源化利用、无害化处置，全面打造清洁、高效、低碳、循环的绿色油田。

“油泥砂日产日清”就是胜利油田的成功实践。该油田搭建数字化集约管控平台，配备密闭厢式货车，将服务触角直接延伸至生产现场。从井口产出的油泥砂，在24小时内就能完成快速转移和处置，彻底杜绝了长期堆存带来的环境隐患。这套“即时响应、密闭运输、快速处置”的链条，正呼应了新标准对油泥砂在收集、贮存、转移环节的严格管控要求。

业内人士表示，严格的环保标准并非发展的束缚，反而是倒逼管理升级、技术跃迁的“催化剂”。当新标准于7月1日正式实施时，那些已经提前跑通模式的企业，将在新一轮的行业洗牌中占据先机。

推动绿色技术创新 释放油污泥最大价值

在新标准加持下，当资源化利用的路径逐步清晰后，如何让含油污泥里的每一滴油、每一分水、每一克渣得到物尽其用？真正的考验将落在技术端。

中国石油大庆油田采油五厂杏五二含油污泥处理站正在推进一项卓有成效的“技术实践”。这个花园式的作业场所，每天都在“吞”进污泥、“吐”出宝贝。污泥站处理后的含油污泥用来铺路和垫井场，同时油能再回收、水能再利用，产生“一石三鸟”效应。

而在中国石化江汉油田涪陵页岩气田，钻井岩屑则完成了“绿色逆袭”。2018年起，涪陵页岩气田与重庆市涪陵页岩气环保研发与技术服务中心合作，启动研究水基岩屑土壤化技术，两年后成功合成人工土壤，在两个钻井平台应用现场处理水基岩屑3000立方米、合成人工土壤约4400立方米，覆土面积达5000平方米。这些人工土壤质量良好、植物长势喜人，目前已用于工区生态恢复、园林绿化、矿区覆土，从而减少了大量外购鲜土的成本。此外，技术团队还推动了钻井方案的“瘦身革命”，通过小井眼钻井和小套管完井，减少钻井、井筒和套管尺寸，不仅加快了钻井速度、缩短了钻井周期，还有利于减少钢材、水泥用量，并减少钻井油料、泥浆材料消耗，减少岩屑、废液排放。

在技术推动下，多个油田的绿色实践正让每一滴油泥都释放出最大价值。而只有当每一块岩屑、每一克油泥都有了有章可循、路径清晰的“归宿”，油气开采业的“底色”才能越来越绿。

“十四五”时期，95%煤电装机、90%钢铁产能实现超低排放—— 煤电、钢铁超低排放改造“添新绿”

■本报记者 王林

煤电、钢铁、焦化、水泥等行业单个企业排放大、强度高，是治理减排的主战场。《中国能源报》记者在生态环境部日前新闻发布会上了解到，“十四五”时期，以超低排放改造为抓手，我国建成全球最大清洁煤电体系、全球最大钢铁生产体系，同时推动焦化、水泥行业打开新局面。

重点行业清洁运输占比近80%

生态环境部大气环境司司长李天威介绍，“十四五”时期，我国高质量推进重点行业深度治理，完成9.4亿吨粗钢、3.6亿吨焦化、4.7亿吨水泥熟料产能和1.7亿千瓦煤电机组超低排放改造，大幅降低污染物排放的同时，有力促进产业转型升级。

煤炭、钢铁、电力、有色、建材等重点行业一直是大宗货物运输的大户。据测算，承担重点行业货物运输的重型货车约占总量2/3。在重点行业绩效分级和超低排放改造清洁运输要求带动下，2025年，新能源重卡销售量达到19.8万辆，新销售新能源重卡的占比突破20%，重点行业清洁运输占比接近80%，9000多家重点行业企业门禁系统和国家平台实现联网。

治理减排是新质生产力发展的“发动机”。“十四五”时期，我国钢铁行业超低排放改造拉动投资超过4000亿元，带动环保设备、监测仪器、节能技术、清洁运输、新能源汽车等上下游产业和新兴产业增长，催生千亿级绿色制造市场，特别是为新能源重卡创造了广阔的应用场景，打开快速发展通道。

以山东日照港为例，截至2025年，日照港清洁运输比例提升至87.3%，瓦日铁路“重来重回”率达到90%，与2020年相比减少氮氧化物排放超2000吨。

需要明确的是，当下，深度减排压力犹存。传统领域末端减排效益在递减，后续依靠大工程、大项目减排的潜力也在收窄。同时，绿色转型压力还很大，能源消费结构仍以化石能源为主，煤炭消费占50%以上且将持续发挥兜底保障作用。产业结构也仍以重化工为主，高耗能、高排放的特征突出，交通运输结构仍以公路为主，这些都是必须直面的挑战。

95%煤电装机实现超低排放

“十四五”时期，煤电超低排放接续推进，现在全国95%的煤电装机实现超低排放，重点区域35蒸吨及以下燃煤锅炉基本清零，北方地区清洁取暖率达到83%，重点区域平原散煤基本清零；煤电行业的二氧化硫、氮氧化物排放量，由千万吨级下降到百万吨级，建成全球规模最大的清洁煤电体系。

煤炭分散、低效利用的各类“散户”虽然单户体量小，但是量大面广，叠加效应突出，大多数又是低空排放，直接影响了呼吸体感度和空气质量。李天威指出，“十四五”时期，我国持续压缩分散低效煤炭的使用空间，共完成散煤治理1700万户，累计完成4200万户，减少煤炭使用超过8000万吨。

这五年，焦化、水泥行业也打开局面。截至目前，3.6亿吨焦化产能、4.7亿吨水泥熟料产能已经完成超低排放改造。

例如，浙江省长兴县南方水泥通过关停整合、数智化改造、超低排放改造等综合措施，推动现有水泥企业全部实现从矿山开采、生产运行到物流运输的全流程绿色升级，每年节约标煤45万吨，减少碳排放120万吨，减少氮氧化物排放6316吨，减少二氧化硫排放1206吨。该县PM_{2.5}浓度从2023年改造之前的31微克下降到2025年的29微克，改善明显。

钢铁超低排放改造圆满收官

钢铁工业作为国民经济压舱石，是工业领域大气污染治理的重中之重。作为全球第一大钢铁生产国，我国粗钢产量常年占据世界“半壁江山”，生产环节的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放，曾是影响区域空气质量的关键因素。

“十四五”时期，我国钢铁行业全面发力，90%钢铁产能实现超低排放，建成全球规模最大、标准最严、治理最彻底的清洁钢铁生产体系。

根据中国钢铁工业协会数据，“十四五”时期是中国钢铁行业大规模投资改造的5年，仅在超低排放和产能置换方面，钢铁企业累计完成投资1.27万亿元。截至2025年底，中国钢铁行业超低排放改造工程圆满收官，累计投入超过3700亿元，80%以上粗钢产能实现超低排放，投入巨大、减排效果显著。

治理减排是产业绿色转型“推进器”。重点行业超低排放改造以后，单位产品污染物排放量大幅削减50%—90%，排放绩效达到世界领先水平，既提升行业发展质量，也腾出环境容量，为其他实体经济发展夯实“生态根基”。

钢铁超低排放改造让唐山焕然一新，破解了这个城市的空气质量管理难题。一直以来，钢铁行业是唐山的支柱产业，粗钢产能接近1亿吨。近几年，唐山采取综合布局调整、超低排放改造、清洁运输等措施，实现产业提质增效和空气质量改善“双赢”。2025年，该市PM_{2.5}浓度降至34.1微克/立方米，比2015年的85微克/立方米下降了60%；2025年，唐山GDP达到1.05万亿元，比2015年的6103亿元增长了72%，成为河北唯一一个万亿元GDP城市。

