

光伏报废组件产生的有毒气体将对人员和环境造成巨大危害。我国即将迎来组件“报废潮”，但迄今还未形成组件回收处理的国家标准和政策机制——

谨防光伏退役组件诱发环境污染

■ 本报实习记者 董梓童

核心阅读

对废弃光伏组件进行回收再利用，既利于保护生态环境，又利于循环发展和节约资源，还利于形成新产业、催生新经济增长点。但目前国内光伏企业主要关注降本增效，对组件回收和再利用的注意力投入有限；同时，我国仅制定了一些通用性、指南性的技术文件，并不能作为可强制实施的文件。欧洲光伏产业发展较早，已经开始面临一定规模的组件报废挑战，其相关经验值得我们借鉴。

以光伏组件 20 年的使用寿命计算，上世纪 90 年代末期和本世纪初所实施的光伏项目组件即将面临“退役”。和其他垃圾不同，光伏组件含氟，如不进行专业处理，有毒气体不仅危害工作人员，还将对周围地区造成二次污染。在此背景下，组件回收再利用及无害化处理开始受到市场的关注。

“近段时间以来，国家已经开始重视光伏组件的回收处理问题，有关部门正在委托相关机构开展组件回收处理的行业研究工作。”近日，在中国光伏行业协会发起的“废弃光伏组件线上研讨会”上，协会副秘书长王世江透露。

光伏组件“报废潮”来袭

中国光伏行业协会副秘书长王亮告诉记者：“2013 年开始，我国光伏发电装机容量明显扩大且持续提升，以组件 20 年的寿命来计算，预计 2030 年后将迎来一次规模比较大的组件报废潮。”

自 2013 年，我国光伏发电新增装机规模成倍增长，2017 年甚至一度达到 53 吉瓦。截至今年 6 月底，我国光伏发电累计装机达到 216 吉瓦。以每片 300 瓦组件重量约 18 公斤计算，一旦组件“扎堆退役”，如何处理这些成千上万吨的“大块头”将成为产业迫切需要解决的问题。

但值得注意的是，早些年建成投运的一些光伏项目组件近几年来已经出现更换需求。另外，行业分析机构集邦咨询提醒，考虑到人为运维不到位或自然环境造成的损毁与组件本身发电过程中产生的变质、蜗牛纹等问题，光伏项目投运后 5 年开始出现部分组件淘汰、更换，这或将导致组件报废高潮提前到来。

据了解，组件主要由玻璃、铝、塑料、半导体材料等组成，其中九成以上的材料都可以回收再利用。经过无害化处理和资源回收再利用，将有效避免组件有毒气体的产生，合理进行废气、废液和废物的收集与处理。

王世江表示：“对废弃组件进行回收再利用，不仅可以保护生态环境，还将利于产业循环发展，节约资源。”

国际光伏组件回收非盈利组织 PV Cycle 研究显示，在实验室或小规模回收处理后，组件回收率最高可达 96%，平均回收率也有 70%，高于其他行业的回收率。

相关国家标准缺失

面对报废组件挑战，产业内企业正投身于相关研究之中。例如，黄河上游水

电开发有限责任公司正在开展“晶硅光伏组件回收材料分选关键技术研究”“晶硅光伏组件回收硅材料提纯技术研究”“晶硅光伏组件可产业化选择性剥离技术研究”等。

英利集团首席技术官宋登元表示，开展废弃组件回收工作不仅能有效应对大规模组件退役废弃带来的二次污染、降低光伏全产业链资源消耗，还能形成新兴产业、催生新的经济增长点。

前景可期，但据记者了解，目前我国还未形成组件回收处理的国家标准和政策机制。

中国电子技术标准化研究院裴会川介绍：“2017 年，中国光伏行业协会发布过一项团体标准《晶硅光伏组件回收再利用通用技术要求》，其中主要规定了组件回收再利用的术语与定义，收集运输和贮存、拆解、处理、再生利用的基本要求。”

但有业内人士认为，上述标准仅仅是一个通用性、指南性的技术文件，说明了组件回收再利用行业的一些基础性问题，并不能作为可强制实施的文件。

近几年，随着国家开始重视光伏组件的回收处理问题，组件回收处理国家标准《光伏组件回收再利用通用技术要求》《建筑用薄膜太阳能电池组件回收再利用通用技术要求》正在研制。此外，中国光伏行业协会标准化技术委员会特别成立了光伏组件回收与再利用标准工作组，力图联合行业各方，促进产业发展。

欧洲经验值得借鉴

在采访中，记者了解到，目前我国主要光伏企业仍将大部分精力聚焦在降本增效上，对组件回收和再利用工作的精力投入较为有限。当前组件回收再利用的参与方以中小企业为主，且集中在江苏、浙江等南方地区。

记者随机采访了 6 家组件回收再利用企业，得到了两种不同的回收标准。一种是以瓦计算，“现在回收价格大概为 0.5—0.6 元/瓦，具体还要看组件的情况再确定。之前的话，这价格能在 1 元/瓦左右，这两年降下来了。”江苏泰州某光

伏组件回收公司张经理说。第二种是以片计算，295 瓦的组件回收价格大概在 160—200 元/片。若以瓦计算，则回收价格在 0.5 元—0.7 元/瓦之间。

相比之下，我国组件回收价格偏高。据了解，PV Cycle 的组件回收价格仅约 0.2 元/瓦。如果报废组件回收价格定得太高，则会影响回收企业的利润。

由于欧洲光伏产业发展早于中国，其已经开始面临一定规模的组件报废挑战。PV Cycle 作为欧洲较为成熟的组件回收组织，在欧洲范围内有上百个回收站点，建立了经济可行的回收网络，成功回收了上万吨的老旧组件。

据介绍，为促进我国组件回收和再利用产业的发展，中国光伏行业协会正在追踪 PV Cycle 工作模式等。同时，我国光伏企业英利和苏美达也加入了该组织，在欧洲范围内，其组件报废后，将由 PV Cycle 履行回收废弃组件的义务。

在苏美达看来，单个企业研发组件回收技术难度较大，处理成本高，而以 PV Cycle 为代表的组件回收模式对管理数量较大的组件回收市场有借鉴意义。



安徽庐江：挑灯夜战，抢运电煤

图片新闻

9月15日，安徽省合肥市庐江县龙桥镇西河码头，大型机械正挑灯夜战，装卸电厂用煤。受今年汛期长江高水位影响，庐江县境内的西河一度停航。日前随着水位持续下降，工业用煤源源不断运进庐江。龙桥镇西河码头加班加点抢进度，昼夜卸运煤炭，确保用煤企业生产运转正常。 人民图片

《中国天然气发展报告(2020)》：

今年天然气消费增速预计大幅放缓

全年消费量约 3200 亿立方米，同比增长 4.2%，增速下降 4.4 个百分点

本报讯 记者李玲报道：9月18日，由国家能源局石油天然气司、国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、自然资源部油气资源战略研究中心联合编写的《中国天然气发展报告(2020)》(下称“报告”)通过线上形式在京发布。报告总结了 2019 年世界及我国天然气发展状况，并对 2020 年我国天然气发展形势作出展望，预测 2020 年我国天然气消费量约 3200 亿立方米，比 2019 年增加约 130 亿立方米，同比增长 4.2%，增速下降 4.4 个百分点。

报告指出，当前世界天然气供需格局正面临深度调整。天然气资源供应进一步宽松，市场竞争加剧，国际贸易方式更加灵活，价格持续下降。2020 年初以来，新冠肺炎疫情蔓延，世界经济衰退，国际天然气贸易量萎缩，价格大幅波动。保障供应安全、稳定市场消费成为当前世界天然气发展的新焦点。

从全球范围来看，2019 年，世界新增

天然气可采储量 2.1 万亿立方米，约 71.0% 分布在海域；世界天然气液化能力达 4.33 亿吨/年，同比增长 9.5%，增速上升 1.7 个百分点。世界天然气贸易量为 1.29 万亿立方米，同比增长 4.1%，占世界天然气消费量的 32.7%。其中，LNG 进口量排名前三的国家分别为日本（1055 亿立方米）、中国（848 亿立方米）和韩国（556 亿立方米）。

具体到中国天然气发展，报告指出，2019 年，中国天然气勘探开发力度明显加大，储量和产量增幅均创历史纪录。全国油气勘探开发投资达 3348 亿元，同比增长 25.5%，其中勘探投资达 821 亿元；全国新增天然气探明地质储量 1.58 万亿立方米，同比增加约 6000 亿立方米；全国天然气(含非常规气)产量达 1773 亿立方米，同比增加 170 亿立方米，其中常规气产量为 1527 亿立方米，页岩气产量为 154 亿立方米，煤层气产量为 55 亿立方米，煤制气产量为 36.8 亿立方米。

2019 年，中国进口天然气 9656 万吨，同比增加 6.9%。其中，管道气进口 3631 万吨，占比 37.6%；LNG 进口 6025 万吨，占比 62.4%。天然气进口市场主体有所增加，除主要油气企业外，地方国有、民营和港资企业等共进口 LNG 441 万吨，占全国 LNG 进口总量的 7.3%。

截至 2019 年底，中国已建成干线输气管道超过 8.7 万千米，一次输气能力超过 3500 亿立方米/年。全国建成地下储气库 27 座，有效工作气量达 102 亿立方米，同比增长超 30 亿立方米。

2019 年，中国天然气表观消费量为 3064 亿立方米，同比增长 8.6%，在一次能源消费结构中占比达 8.1%，同比上升 0.3 个百分点。从消费结构看，城市燃气和工业用气仍是天然气消费的主力，分别占全国消费量的 37.2% 和 35.0%。

在制度方面，中国天然气市场化改革进程逐步加快。2019 年以来，上游环节放宽市场准入，全面推进矿业权竞争性出让，激发勘探开发活力。中游环节实施

产销分离，组建国家油气管网公司，进一步推进基础设施向第三方公平开放。下游环节深化天然气价格改革，实施减税降费，扩大天然气利用。

2020 年以来，新冠肺炎疫情爆发对我国经济社会和能源发展带来阶段性较大影响。我国天然气需求增速明显放缓，但上半年仍实现 1.5% 的正增长。报告指出，2020 年下半年，面对疫情冲击，中国天然气产业发展面临挑战，但推动天然气产业协调稳定发展的基础条件和支撑因素未变，天然气产业持续稳步发展的总基调不变。同时，国际天然气供需总体宽松，天然气价格低位宽幅震荡，国内增储上产能力显著增强，供气安全保障能力进一步提升；体制机制改革继续深化，产业政策持续改进；疫情催生并推动的新产业、新模式、新业态的不断涌现，为天然气较快发展提供了有利空间。预计 2020 年全国天然气消费量约为 3200 亿立方米，比 2019 年增加约 130 亿立方米。

上接 1 版

今年以来，国家发改委、国家能源局、财政部等相关部委先后发布《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》，要求加快天然气储备基础设施建设，进一步提升储备能力。

在此背景下，储气设施建设进度为何依然缓慢？

“首先就是资金压力很大。”陕西省能源局相关负责人对记者表示，“储气设施建设的主体责任在各地，有的是国有企业投资，有的是民营企业投资，国家给的中央预算内专项资金仅占到总投资额的 7%—8%。另外，土地等相关手续的办理比较困难，也很难找到一个符合要求的建设地点，项目手续拿不到，就没法开工。”

“主要还是因为不赚钱。建一个地下储气库至少需要投入十几亿元，后期运营还得持续‘砸钱’，管道气又受门站价管制，卖不出好价格，所以不能只靠政策推动。”国际清洁能源论坛(澳门)理事姜银涛表示，“现在我国地下储气库绝大多数属于中石油，因为业务覆盖产业链上下游，他们可以靠其他板块的补贴来支撑，更多的是履行央企的社会责任。但地方县市或城镇燃气企业去建设储气库，目前来看不太容易。”

据介绍，目前国内储气库主要依靠国有大型石油石化企业建设、运营，但长期以来，储气库调峰气一直与管道气捆绑销售，未能单独定价，导致储气库缺乏有效的盈利模式，一定程度上影响了储气库的投资和建设积极性。

“如果企业纯粹为了完成调峰任务，建一个地下储气库或几个储罐放在那里，且只在冬天用气高峰时用两次，那么不管是燃气公司还是管网公司，应该都没有兴趣做这种专门的储气调峰设施。”上述佛燃能源内部人士表示。

此外，据了解，储气设施尤其是地下储气库的选址较为困难，要找到一个比较合适的、满足苛刻要求的大型储气库地质体，难度较大。与此同时，用地、环保等要求进一步加大了选址难度，也在一定程度上延缓了储气库的建设进度。

相较于单纯的地下储气库、储罐等储气设施，LNG 接收站运营模式更加成熟，因此也更易于吸引投资。但姜银涛认为，LNG 接收站的储罐主要功能并不是为了储气，而是为了接收和中转，需要一定的周转率，因此增加储气能力主要还得通过储气库。

上述佛燃能源内部人士也表示：“LNG 接收站比较特殊，虽然我们把它当做储气调峰设施，但它是一个商业运营机构，如果没有一定的周转量，其最初的项目立项、可行性研究报告不可行，所以它的基础在于有市场和一定的周转能力，不适合定位为储气设施。”

独立的商业模式不可或缺

面对一系列不利因素，储气设施建设未来路在何方？

从技术路线的角度说，据了解，相较于高压储气罐、LNG 储罐，枯竭油气藏、盐穴等地下储气库是我国天然气大规模储备的优选项。

在中国石油经济技术研究院高级经济师徐博看来，接下来的重点工作是推进气藏型储气库的建设。“气藏型储气库建设投资相对少、调峰规模大，一直是我国储气库的主要建库目标。目前，我国气藏型储气库共 23 座，占储气库总数的 85%。同时要实现储气库的快捷快采，适应天然气储备市场化运营，还必须进一步发展盐穴储气库技术。”

对于经济性问题，在陈新松看来，破题的关键在于形成市场化的运营模式。“要让储气库拥有独立的商业模式，即利用天然气的季节差价就能实现盈利，这样才能吸引社会资本，光靠强制的行政指令是不够的。”

“可以由个别燃气企业或独立第三方集中建设、运营天然气储备设施，这不仅能克服分散建设储气库所带来的土地占用、成本高企、风险剧增等问题，而且利于提高储气设施管理和运营的效率，实现规模经济。储气企业可以与其他企业签订租赁合同，出租储气空间，也可以自营天然气销售业务，获得经济效益。”陈新松说。

据悉，目前河南、湖北等地正在探索天然气储气设施“两部制”气价运营模式，即将价格分成固定费用和容量费用，固定费用是指当储气库为燃气企业、地方政府代储气时，不管燃气企业或地方政府用不用这些气，都应该缴纳一定的固定储气费用；容量费用是指当储气库的气被调用时，要按照调用的气量来计算单价。

“但‘两部制’会牵涉到用气方、代储方等多方成本，是一种复杂的、连环式的价格形成机制。要形成一个合适的价格机制，还需要不断摸索。”郭焦锋说。