

《全球氢能观察 2021》系列研究报告 3： 全球氢气储运与供应链发展趋势观察

今年 6 月，中国石油开工建设中国最长的输氢管道（定州至高碑店 145 公里），设计输氢能力 10 万吨/年；此前，今年 5 月 24 日，由川崎重工建造的世界首艘液氢运输船 suisofrontier（氢先锋号）在神户市向媒体公开。这艘船一次航行可运输 1250 立方米液化氢。同时，计划在今年内启动从澳大利亚到日本的试运项目；同时，在世界的另一端，挪威也致力于在其西海岸建立氢气供应链，利用船舶作为运输工具向加氢站供应氢气。

由此不难看出，各国氢能供应“大动脉”建设正在加快，助推全球工业发展进入快速发展时代。这是《全球氢能观察 2021 年系列研究报告——全球氢储运与供应链发展趋势观察》的第三部分。本文从目前氢气供应链的形式、各种储运方式的成本比较、各种情景下储运网络的发展等角度，梳理了未来全球氢气储运的发展趋势，从而开启氢能的新视野。

未来全球储氢和运输成本可能低于 2-3 美元/公斤

随着氢气产业规模的不断提高，氢气储存、配送和运输在整个氢气供应链中的重要性日益突出。目前的国际供氢网络是由于可再生能源禀赋和利用率的差异造成的供氢成本不均衡，传统化石能源（天然气、煤炭、石油等）的对外依赖性，现有基础设施及其建设的便利性和及时性，以及国家和地区之间的土地使用限制（危险化学品管制），这迫使一些国家使用更多的氢气，但是，氢气供应成本高的国家和地区（如欧洲、韩国、日本和中国部分地区）从供应成本较低的地区进口氢气以满足自身需求（见图 1）。

图 1：全球氢资源和需求中心分布

由于世界不同地区的氢气资源禀赋、氢气应用规模和形式不同，氢气储运可根据实际情

况灵活调整，主要可以构建三种氢气供应链：在可再生能源或传统化石能源（煤、石油、天然气）丰富的地区，大型氢气供应中心采用就地制氢和直接应用的方式，氢气储运成本几乎为零；小型购买者，如加氢站、建筑物和家庭，需要通过短途运输在该地区供应氢气；在缺乏氢源的地区，购买者将依赖进口或长途氢运输网络进行储存和运输（见图 2）。

预计到 2030 年，全球大型绿色制氢基地和交通基础设施将建成。届时，氢气可从澳大利亚、智利或中东地区运输至美国、欧洲、日本等需求中心地区，储运成本有望降低至 2-3 美元/公斤。氢气收购的低成本，加上经济储运的成本，将推动全球氢能贸易格局，释放更多氢能应用需求（如运输、化工、冶炼、原材料等）（见图 3）。下面将对此进行讨论。

基于多形式储运的灵活高效的全球氢气供应网络

氢气可以通过三个载体（管道、船舶或卡车）在世界各地以各种形式储存和运输（氢气、液氢、有机液氢（LOHC）、氨、甲醇、LNG/CO₂（LNG 和液态 CO₂ 两用船）和固态储氢）。在世界范围内，氢气储运模式需要综合运输距离、地理位置和终端应用来确定最佳的储运方案。

对于中短途运输，在现有管道的基础上，可以实现最低的储运成本（500 公里以内的氢气运输成本可以低于 0.1 美元/公斤）。然而，对于没有管道分布或氢气需求不稳定的地区，卡车运输氢气（气体或液体）是最经济的选择（每 300 公里大约 1.2 美元/kg 的储存和运输成本）。根据最终应用和需求规模，可选择高压气态或低温液态储存和运输方式。

对于长距离运输而言，新建或改建的海底氢气管道进行大规模氢气输送比海运成本更为经济，但并不适合所有国家和地区。在没有管道的情况下，主要以液氢、LOHC、氨气的形式储存，通过船舶长途运输。同时，由于三种储运方式成本差距较小，最佳储运方式取决于目的地的终端申请形式、氢气纯度、压力等级等因素（见图 4）。

从长远来看，管道输送氢气是最具成本效益的储运方式。管道输送氢气仅能输送 10 倍

的能量，而其成本仅为输电线的 1/8。另外，氢气管道的使用寿命比输电线长，具有双重功能，可以作为绿色能源的传输介质和储存介质。氢气管道的实际建设成本由材料、距离、管径、压力、社会成本等条件决定。一些国家和地区有鼓励天然气管道改造的政策，具有一定的成本优势。例如，在荷兰，允许企业逐步停止使用天然气，将原来的天然气管道改造成氢气管道。

根据本项目，陆上氢气管道改造费用约 60-120 万美元/公里，新建管道费用约 220-450 万美元/公里；对于海上/海底氢气管道，根据新建或改建的具体情况和施工难度，其成本是陆上管道的 1.3 至 2.3 倍；短距离输配管道由于管径小、压力要求低，其建设和改造成本远低于输配管道（仅占输配管道成本的 15%左右）。然而，只有当未来住宅和商业建筑对氢气的需求超过天然气混合的临界值（20%）时，大规模建设短距离配气管道才具有经济性（见图 5）

对于长距离的海上运输，需要将氢气转化为具有更高能量密度的形式进行储存和运输。目前，液氢、LOHC 和氨气的储运技术更具竞争力。最具成本效益的解决方案取决于终端应用、纯度要求和储存时间。

如果目的地需要液态氢或高纯度氢，则液态氢储运效率最高。与氨水和有机液氢相比，液氢不需要脱氢或裂解就可以转化为氢气，不仅节约了成本，而且不需要净化。液氢的主要缺点是体积能量密度较低，限制了船舶的载氢能力，在储运过程中会有蒸发损失。虽然液氢储运是一项成熟的商业化技术，但大型液氢储运仍处于试运行阶段；氨比液氢具有更高的体积能量密度，因此运输氨比储存和运输液氢更经济。然而，氨裂解制氢成本高，分离氢纯度低。此外，由于氨气有毒，在特定区域会有储存和运输限制；液态有机储氢可以在现有的柴油机基础设施中安全地长期储氢而不造成损失。然而，LOHC 的主要缺点是脱氢过程需要大量的热量，与液氢和氨气相比，其载氢能力有限（图 6 预测了 2030 年从沙特阿拉伯到西欧

的绿色氢气的三个储运成本组成部分，含制氢成本，CIF价 3-5 美元/公斤。)

中国将建设安全、高效、多样化的氢气储运网络

目前，我国液氢、有机液态氢等新型储氢和输氢技术还不成熟，储氢和输氢主要以高压气体的形式进行。目前，该行业正在积极推进液氢储运示范运行，开展天然气调氢、管道输氢、有机液体储运、固体材料储运等技术的开发和布局。

推动 70MPa IV 瓶的引进和产业化应用，实现气瓶用碳纤维的自主化，降低氢气液化的能耗和成本，是未来国内储氢输送技术的主要发展方向，并逐步突破国内民用液氢技术和设备。预计 2025 年将广泛使用 70mpaiv 瓶，液氢设备初步独立，并开展一批液氢储存示范工程；到 2030 年，实现 98mpaiv 型瓶规模化生产，气瓶成本进一步降低。液氢装置可以大规模生产，成本将大大降低。用于中长距离大型储运。远期（2050 年）氢气管网将向城乡密集分布，采用储氢密度更高、安全性更高的车用储氢技术。

我国“三北”地区风光资源特别丰富，也是风光废弃率较高的地区。未来随着国内大规模流通的推进，储运技术的逐步突破，氢能储运网络的不断布局，三北地区将利用丰富的再生资源生产氢气，并通过储运网络输送至氢气集中区。实施“西氢东输”战略，不仅可以解决东部氢源较少的问题，而且可以有效提高三北地区风能、太阳能资源利用率，拓展全国氢产业贸易市场。

敬请期待《全球氢能观察 2021》系列研究报告之四：全球氢能终端应用趋势观察