

绿氢制备技术经济性评价及规模化发展路径研究

周佳乐

大唐内蒙古多伦煤化工有限责任公司 内蒙古锡林郭勒 027300

摘要: 绿氢作为实现能源绿色低碳转型和碳中和目标的关键媒介,其制备技术的经济性是决定其规模化应用的核心因素。本文旨在系统评价当前主流及新兴绿氢制备技术的经济性,分析影响其成本的关键因素,并探讨推动绿氢规模化发展的可行路径。通过梳理电解水制氢(如碱性电解槽AWE、质子交换膜电解槽PEM、固体氧化物电解槽SOEC)的技术特点与成本构成,结合可再生能源发电成本下降趋势,对绿氢的生产成本进行量化分析与比较。研究识别出电价、设备投资、电解效率、规模效应及配套系统集成优化等是影响绿氢经济性的关键变量。在此基础上,从技术创新、产业链协同、政策支持、商业模式和区域布局等维度,提出促进绿氢规模化发展的综合路径建议,包括加速电解槽技术迭代降本、推动风光氢储一体化项目开发、完善储运基础设施、构建多元化应用场景以及制定有针对性的激励政策等。

关键词: 绿氢; 电解水制氢; 技术经济性; 成本分析; 规模化路径; 可再生能源

引言

全球气候变化挑战日益严峻,推动能源结构向清洁低碳转型已成为国际社会的广泛共识。氢能作为一种清洁、高效、灵活的二次能源载体,在能源转型和碳中和进程中扮演着至关重要的角色。其中,利用可再生能源(如风能、太阳能)电力通过电解水制取的绿氢,因其生产过程不产生碳排放,被普遍认为是未来氢能发展的主要方向,在钢铁、化工、交通、电力等难减排领域具有巨大的应用潜力。然而,与传统的灰氢(化石燃料制氢)相比,绿氢目前仍面临制取成本高、经济性不足的挑战,这是制约其大规模商业化应用和市场规模扩大的核心瓶颈。因此,深入研究绿氢制备技术的经济性,准确评估其成本构成与影响因素,并探索有效的规模化发展路径,对于加速绿氢产业化进程、保障能源安全、实现碳达峰碳中和目标具有重要的理论意义和现实指导价值。

一、绿氢与电解水制氢技术概述

(一) 绿氢的定义、特点与重要性

绿氢,作为氢能家族中的一员,特指完全采用可再生能源(如风能、太阳能、水能等)电力,通过电解水等非化石能源方法制取的氢气。其核心特征在于生产过程实现了“零碳排放”,所使用的电力来源清洁、可持续,使得绿氢成为连接可再生能源发电与下游氢能应用的关键桥梁。与依赖化石燃料制氢的灰氢以及通过化石

燃料制氢并伴随碳捕集与封存(CCS)的蓝氢相比,绿氢在应对气候变化、实现碳中和目标方面具有不可替代的优势。绿氢具备高能量密度、可储存、可运输、应用场景广泛等特点,能够有效弥补可再生能源发电间歇性、波动性的不足,通过电解槽将富余的可再生能源电力转化为化学能储存在氢气中,再应用于工业、交通、建筑、能源等多个领域,助力这些领域深度脱碳。因此,发展绿氢对于构建清洁低碳、安全高效的能源体系,保障能源安全,推动经济社会可持续发展具有极其重要的战略意义。

(二) 绿氢的定义与生产方式(可再生能源电解水)

绿氢是指利用可再生能源电力,通过非化石能源途径制取的氢气,其生产过程不产生任何碳排放。其中,可再生能源电解水制氢是目前最主要且技术相对成熟的绿氢生产方式。该技术的基本原理是在直流电的作用下,将水(H_2O)分解为氢气(H_2)和氧气(O_2)。具体过程是在电解槽中,水分子在阴极得到电子被还原生成氢气,同时在阳极失去电子被氧化生成氧气。根据电解槽采用的电解质不同,主流的电解水技术包括碱性电解槽(AWE)、质子交换膜电解槽(PEM)和固体氧化物电解槽(SOEC)。碱性电解槽技术成熟、成本相对较低;PEM电解槽响应速度快、电流密度高;SOEC在高温下运行效率更高。这些电解技术将可再生能源发电(如风电、光伏)产生的富余或波动性电力直接用于水的分解,实

现了“以电制氢”，将不稳定的电力转化为便于储存和运输的氢能，是实现可再生能源大规模利用和能源体系灵活性提升的关键技术路径。

二、绿氢制备技术经济性评价

（一）绿氢成本构成分析

绿氢制备的经济性是决定其市场竞争力和规模化应用前景的核心。对其成本进行精确分析和构成解析是评价的基础。绿氢的生产成本主要由固定成本和可变成本构成。固定成本主要包括电解水制氢设备的初始投资，如电解槽本体、辅助系统（如整流器、冷却系统、氢气纯化与压缩设备）、土建安装费用以及相关的土地成本等。这部分成本通常在项目初期一次性投入较大，但随着项目规模的扩大，单位产能的设备投资成本会有所下降。可变成本则是在项目运营过程中持续发生的费用，其中占比最大的是电力成本，它直接受电价水平和用电量影响；其次是运行维护成本，包括设备日常巡检、备品备件更换、人工费用以及水资源消耗等。

（二）影响绿氢经济性的关键因素分析

绿氢的经济性并非一成不变，而是受到多种内外部因素的动态影响。识别并分析这些关键影响因素对于制定有效的降本策略至关重要。其中，电力成本是最直接且影响最大的因素，约占绿氢总成本的50%–70%，其水平取决于可再生能源发电的边际成本、上网电价机制以及电力市场的供需关系。设备成本，特别是电解槽的制造成本，是另一重要组成部分，材料选择、制造工艺、规模效应和技术成熟度都会显著影响其高低。电解效率（包括电能效率和电流效率）决定了单位电力产出氢气的多少，效率越高，单位氢气生产所耗电力越少，成本越低。项目规模同样关键，大规模项目的单位固定成本摊销更低，具有明显的规模经济效应。此外，运行维护成本、氢气纯化难度、储运方式的选择与成本、以及政策环境（如补贴、碳价、电价政策）和市场因素（如氢气需求、替代能源价格）等，共同构成了影响绿氢经济性的复杂网络。对这些因素的深入分析有助于找到成本优化的突破口。

（三）主流绿氢制备技术经济性比较

当前，碱性电解槽（AWE）、质子交换膜电解槽（PEM）和固体氧化物电解槽（SOEC）是三种主流的绿氢制备技术路线，它们在技术特性、运行性能和当前经济性上各具特点。碱性电解槽技术最为成熟，运行压力和温度适中，设备成本相对最低，因此在当前阶段其制

氢成本通常也最低，但其动态响应能力较差，且使用液态碱性电解质可能存在腐蚀和泄漏风险。PEM电解槽采用固态质子交换膜，具有响应速度快、电流密度高、可模块化扩展等优点，更适合与波动性强的可再生能源（如风电、光伏）耦合，但当前其电解槽及核心部件（如质子膜、催化剂）成本较高，导致单位氢气生产成本相对较高。SOEC在高温下运行（通常700–900℃），理论电能效率最高，尤其在利用工业副产高温余热或与核电耦合时优势明显，但目前技术尚在商业化初期，系统成本高，对材料要求苛刻，整体经济性尚不及AWE和PEM。因此，不同技术路线的经济性存在差异，选择需结合具体应用场景、电力来源、规模需求和技术发展阶段综合考量。

（四）绿氢与灰氢/蓝氢的成本对比分析

将绿氢的成本与目前市场主流的灰氢和蓝氢进行对比分析，是评估绿氢竞争力的重要环节。灰氢是通过化石燃料（如天然气、煤炭）直接制氢，技术成熟、规模巨大，当前其生产成本通常最低，例如，在中东、北美等天然气资源丰富且价格低廉的地区，灰氢成本可低至每千克2–4美元甚至更低。在中国，煤制氢成本也相对较低。蓝氢是通过灰氢生产过程产生的二氧化碳进行捕集、利用与封存（CCS）制得的氢气，其成本在灰氢基础上增加了CCS的成本，通常比灰氢高出30%–100%或更多，具体取决于CCS技术的成本和碳捕集效率。相比之下，当前绿氢的生产成本普遍较高，全球平均成本多在每千克3–8美元之间，虽然在风光资源丰富地区或通过特殊政策支持，绿氢成本可以降低至与灰氢相当甚至更低（如中国部分示范项目），但整体上绿氢成本仍显著高于成熟的化石能源制氢。然而，随着可再生能源发电成本的持续下降、电解槽技术的进步和规模化带来的成本降低，绿氢的经济性正逐步改善，与灰氢的差距正在缩小，未来有望在特定领域和地区实现平价甚至成本优势，从而逐步替代高碳排放的化石制氢方式。

三、绿氢规模化发展路径研究

（一）技术创新驱动路径

技术创新是推动绿氢规模化发展的核心引擎和根本动力。当前绿氢成本高企、效率待提升等瓶颈问题，必须通过持续的技术突破来解决。首要任务是深化电解水制氢技术的研发与迭代，重点攻关低成本、高性能的新型电解槽材料（如耐腐蚀涂层、高效催化剂、新型膜材料），优化电解槽设计，提高电能效率和电流密度，延长

设备使用寿命。同时,积极探索和示范新型电解技术,如阴离子交换膜(AEM)电解槽,以期在未来实现成本与性能的双重突破。此外,技术创新还应涵盖系统集成优化,如开发智能能量管理系统,实现电解负荷与可再生能源发电的精准匹配和灵活调节,提高系统整体效率。还应加强氢能储运技术的创新,研发更安全、经济、高效的储氢介质(如高密度液氢、固态储氢材料)和输氢方式(如掺氢管道、氨氢载体),降低氢能供应链成本。只有通过全方位的技术创新,才能为绿氢的大规模商业化应用奠定坚实的技术和经济基础。

(二) 产业链协同路径

绿氢产业的规模化发展离不开上下游产业链的紧密协同与高效整合。应大力推动“可再生能源+电解水制氢+氢能应用”一体化项目开发模式,将绿氢生产与可再生能源发电项目规划同步,实现能源就地消纳和资源优化配置,降低电力成本和输配损耗。需要加快氢能储运加注基础设施建设,根据绿氢生产基地布局和主要应用场景,合理规划布局液氢工厂、高压氢气长管拖车充装站、加氢站等,构建覆盖广泛、运行高效的氢能基础设施网络。同时,要加强产业链各环节的协同创新与联动,鼓励上游设备制造商、中游制氢企业、下游应用用户及技术服务商建立战略联盟,共同攻关技术难题,优化工艺流程,降低系统成本。还应促进绿氢与现有能源体系、工业流程的融合,例如,将绿氢项目与工业园区、化工基地、钢铁企业等用氢负荷中心相结合,形成稳定的供需关系,拓展绿氢市场空间,提升产业链整体效益和抗风险能力。

(三) 政策支持路径

政府在推动绿氢规模化发展的初期阶段扮演着至关重要的引导和支持角色。需要构建一套系统化、持续性的政策支持体系。财税激励是重要手段,可针对电解槽关键设备研发与制造、绿氢生产、特定应用场景(如交通、工业替代)给予研发补贴、生产补贴、税收减免或绿色电价附加补贴等。应积极探索碳定价机制与绿氢产业的协同,例如将绿氢生产纳入碳市场,或建立绿氢认证与交易机制,赋予绿氢更高的环境价值。强化顶层规划与标准体系建设,制定国家及地方绿氢产业发展规划,明确发展目标、路线图和空间布局,同时加快完善氢能及

绿氢相关的标准规范,涵盖安全、技术、能效、储运、应用等各个环节,规范市场秩序,保障产业健康有序发展。

结束语

综上所述,绿氢制备技术的经济性是其能否实现规模化应用并替代传统化石能源制氢的关键。通过对碱性电解槽(AWE)、质子交换膜电解槽(PEM)、固体氧化物电解槽(SOEC)等主流技术的成本构成与影响因素的分析可以看出,电价是影响绿氢成本最直接、最主要的因素,而电解槽设备成本、电解效率、系统规模以及配套系统集成优化水平也发挥着重要作用。当前,随着全球可再生能源发电成本的持续快速下降,绿氢的经济性正逐步改善,与灰氢的竞争差距正在缩小。要推动绿氢的规模化发展,需要从技术创新、产业协同和政策引导等多方面协同发力。应重点支持电解槽技术的研发攻关与迭代升级,持续降低设备制造成本和提高运行效率;大力推广风光氢储一体化等可再生能源制氢模式,实现绿电与绿氢生产的协同优化;加快氢能储运基础设施建设,降低氢能供应链成本;积极拓展绿氢在工业、交通、储能等领域的应用场景,培育市场需求;同时,政府需制定并完善财税补贴、碳定价、氢能基础设施建设规划等支持政策,营造有利于绿氢产业发展的良好环境。只有通过技术突破、成本下降、市场培育和政策支持的多重努力,绿氢才能真正实现大规模商业化应用,在能源转型中发挥其应有的战略作用。

参考文献

- [1] 宋鹏飞,张超,肖立,等.PTX技术在可再生能源大规模储能和消纳中的应用分析[J].低碳化学与化工,2024,49(3):102-110.
- [2] 徐滨,王锐,苏伟,等.质子交换膜电解水技术关键材料的研究进展与展望[J].储能科学与技术,2022,11(11):3510-3520.
- [3] 王耀伟.燃煤电厂引入生物质燃煤耦合发电技术的措施探讨[J].中国战略新兴产业,2024,(32):79-81.
- [4] 郑妍,姚宣,陈训强.生物质气化耦合发电体系的合成气组分与能量分析[J].发电技术,2023,44(06):859-864.