

六盘水市绿氢产业发展研究

——基于氢能重卡应用场景案例

蒋迪,杨武,蒋乐,唐浩,朱丹

(中国电建集团贵州电力设计研究院有限公司,贵州 贵阳 550081)

摘要 贵州省六盘水市新能源资源丰富,为发展绿氢及电解水制氢储能提供了多能互补的资源条件,有利于绿氢产业多元化发展。同时工业基础较为完善,具备一定的氢能产业发展经验和基础设施,为绿氢的下游应用提供了市场空间。以某燃煤电厂燃煤运输车辆全部采用氢能重卡为例,采取“光伏+储能+制氢”(方案1)和公网下电(绿电交易)制氢(方案2)两种技术路线,进行经济性和不同维度的综合对比。研究发现,方案2无论是制氢成本还是前期投资均优于方案1,在当前技术及市场环境下更易实现短期经济性,核心原因在于方案1初始设备投资高、维护成本高、利用小时数低。未来随着规模化发展、技术创新、电价下降等因素影响,方案1的竞争力将显著提升。目前制约六盘水市绿氢产业发展的主要因素是下游需求不足与氢气价格机制缺失,以及制氢项目需要进入化工园区的政策限制。建议在明确消纳场景和用户后,签订氢气用气价格协议;完善加氢设施配套,强化示范引导与政策扶持。

关键词 六盘水市 绿氢 储能 制氢成本 利用小时数 氢能重卡

1 前言

在应对全球气候变化和能源转型背景下,实现碳达峰与碳中和目标已成为全球共识。在“双碳”目标驱动下,氢能作为清洁、高效、可持续的二次能源,在推动能源结构优化和实现深度脱碳方面展现出巨大潜力,逐渐成为能源转型的重要方向^[1]。

氢按照制取过程及碳排放高低,可分为灰氢、蓝氢和绿氢。灰氢通过化石燃料制取,碳排放高;蓝氢通过化石燃料制取并应用碳捕集、利用和封存技术(CCUS)有效降低碳排放,但仍依赖有限的化石能源;绿氢目前主要通过可再生能源电解水制取且零碳排放,成为实现深度脱碳和能源结构转型的关键路径^[2]。绿氢相较于灰氢和蓝氢环境优势显著,在交通、化工、冶金等领域具有广泛的应用前景。然而,绿氢产业目前仍面临诸多挑战,包括制氢成本较高、关键设备依赖进口、基础设施不完善等。例如,绿氢的制备成本是灰氢的2~3倍^[3,4],氢气存储和运输技术还需进一步突破。

根据国家能源局2025年发布的《中国氢能发展报告》,截至2024年末,中国绿氢产业呈现跨越式发展态势。数据显示,规划建设的可再生能源电解水制氢项目已超过600个(涵盖规划、签约、备案、

在建及建成项目),总产能规模已突破 1100×10^4 t/a。六盘水市作为贵州省的重要城市,在发展绿氢产业方面具有独特优势。首先,作为传统能源基地的六盘水市,长期依赖煤炭产业,面临碳排放强度高、环境治理压力大的双重挑战。绿氢作为零碳排放的二次能源载体,成为衔接传统能源升级与新能源布局的关键突破口。其次,六盘水市的工业基础较为完善,特别是在交通运输、化工和冶金领域,为绿氢的下游应用提供了广阔的市场空间。此外,六盘水市拥有较为丰富的风光资源,地理位置优越,能形成区域性的绿氢产业链。这些优势为六盘水市发展绿氢产业,建设绿电制氢项目奠定了坚实基础。

2 六盘水市绿氢产业发展潜力

2.1 资源禀赋和绿氢需求潜力分析

六盘水市新能源资源丰富,全市风电可利用规

基金项目:中国电建集团贵州电力设计研究院有限公司科技项目“贵州乡村清洁能源综合利用关键技术研究”(编号:GZEDKJ-2022-14)。

作者简介:蒋迪,高级工程师,2013年毕业于华北电力大学热能工程专业,主要从事火力发电厂设计、综合能源系统、氢能及地热能研究工作。E-mail:236647079@qq.com

模在 $400 \times 10^4 \text{kW}$ 以上,平均利用小时数在 2000h 左右;太阳能可开发总量为 $637 \times 10^4 \text{kW}$,利用小时数为 950~1080h,在全省处于较高水平。图 1 为六盘水市风电、光伏装机规模。截至 2024 年底,全市已建成项目总装机规模为 $223 \times 10^4 \text{kW}$ (其中风电 $45 \times 10^4 \text{kW}$,光伏 $178 \times 10^4 \text{kW}$),扫尾新能源项目装机规模共 $56 \times 10^4 \text{kW}$ 。规划新能源项目总装机规模 $637.8 \times 10^4 \text{kW}$,其中包括:在建风电规模 $66 \times 10^4 \text{kW}$,在建光伏规模 $130 \times 10^4 \text{kW}$;已核准(备案)拟建风电规模 $36 \times 10^4 \text{kW}$ 、光伏规模 $83 \times 10^4 \text{kW}$;已下达开展前期工作计划未核准(备案)拟建风电规模 $217 \times 10^4 \text{kW}$ 、光伏规模 $105.8 \times 10^4 \text{kW}$ 。同时,水能资源理论蕴藏量为 $151.0 \times 10^4 \text{kW}$,技术可开发利用量 $130 \times 10^4 \text{kW}$ 。上述资源为发展“绿氢”及电解水制氢储能提供了多源基础、多能互补的资源条件,有利于绿氢产业多元化发展,减少对单一能源的依赖。

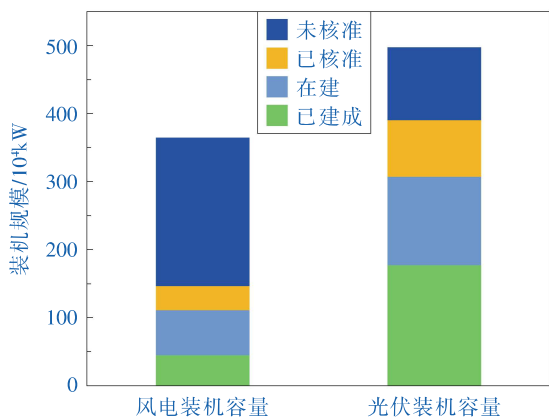


图 1 六盘水市风电、光伏装机容量

数据来源:六盘水市能源局

六盘水市具有完整的氢能产业链,包括制氢工厂、加氢站、氢燃料电池公交车,积累了一定的氢能产业发展经验和基础设施。近期,100 辆 49t 级氢能重卡及 4 辆氢燃料电池公交车正式投运、全国首台商用氢能机车头成功试运行,为氢能的下游应用提供了强有力的支持。然而,六盘水市目前主要通过焦炉煤气制氢,面临节能减碳压力,因此布局绿氢产业具有较大的发展潜力。同时,在储运端目前主要采用长管拖车运输和高压气态储氢技术,这种运输方式具有灵活性高、适应性强的特点,能够满足当前六盘水市氢气运输的需求;但高压气态储氢存在储氢密度低、运输效率不高、服务半径范围窄等问题。相比于长管拖车、液氢运输,使用管道运输能

够实现长期的降本增效。全国首个“氢进万家”重大科技示范工程——城镇燃气掺氢综合实验平台落地深圳,并且已成功为深圳市求雨岭生活区安全供气。作为国内首个可推广、可复制的城镇燃气氢气掺—输—用一体化平台,集成了测试、验证、生产功能,掺氢比达到 20%^[5]。而早在 2019 年,六盘水市就已实现县县通天然气,可利用或改造现有的天然气管网运输氢气,逐步建成覆盖全市的氢气输送管网,实现氢气的高效配送。

2.2 政策扶持释放绿氢潜力

政策在六盘水市绿氢产业发展进程中发挥着极为关键的引领与推动作用。2022 年 3 月,国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》,把氢能列为未来国家能源体系的重要组成部分。2022 年 8 月,首个氢能全产业链标准体系建设指南——《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》出台,明确了近三年国内国际氢能标准化工作重点任务。2024 年 11 月,我国首部《能源法》发布,氢能正式纳入能源管理体系,明确了氢能在国家未来能源体系中的重要地位。

2019 年 9 月,《六盘水市氢能源产业发展规划(2019~2030 年)》明确指出,充分利用六盘水市风、光等可再生能源资源分布广泛的特点发展绿氢,建设以六盘水为中心辐射省内(贵阳、毕节、黔西南、安顺等)、省外(云南、四川、广西等)的氢能源产业核心示范区。2022 年 7 月,《贵州省“十四五”氢能源产业发展规划》正式发布,明确了以六盘水为核心的氢能产业发展核心轴和氢能产业循环经济带。2024 年,贵州省将六盘水市纳入“贵阳—安顺—六盘水”氢能产业核心轴,六盘水顺势编制了《六盘水市氢能产业发展方案(2024—2030 年)》,着力将六盘水打造为全国氢能产业应用示范基地、全国氢能装备制造基地、国家级氢能产业研发推广中心^[6]。

2.3 区域定位与氢能市场需求分析

六盘水市目前正经历从“黑色能源”到“绿色氢能”转型升级的快车道。在交通运输领域,六盘水市通过煤矿技改和产能提升直接带动了矿区至铁路、港口的短途运输需求,为绿氢在交通运输领域的应用提供了广阔空间。基于机会窗口理论和创新生态理论,李占强^[7]提出以氢能重卡产业化推动氢能产业化发展,提升制氢、输氢、储氢、加氢需求,健全完

善氢能产业链。据统计,六盘水境内电煤运输重卡保有量超 27500 辆,且未来两年将增至 40000 辆^[6],车辆运行区域和路线相对固定集中,电煤运输需求超 4000×10⁴t/a,特别适合应用氢能重卡实现短倒运输。在精细化工领域,通过加氢技术可将粗苯等煤化工产品转化为甲苯等高附加值化工产品,延伸发展工程塑料、纺织等产业。在工业领域,发展富氢冶金技术,探索“以氢代碳”,可从源头降低钢铁行业污染和二氧化碳排放。

近日,我国首条跨区域氢能重卡干线投运,途径渝黔桂,全程约 1150km。沿线经过重庆长寿、贵州六盘水、广西百色等氢能资源丰富地区,形成跨省氢能供需网络。预计到 2027 年,渝黔桂线路沿线将建设超过 40 座加氢站,推广氢燃料电池货车超过 1500 辆^[8]。依托西南区域交通枢纽地位,六盘水可辐射云、贵、川、桂四省氢能市场,构建“绿氢生产—储运—应用”区域协同网络。近期依托焦炉煤气制氢抢占重卡市场,远期通过绿电制氢+管网联运覆盖云贵川桂高端应用(如氢冶金、化工原料),最终形成西南氢能循环经济枢纽,为资源型城市转型提供范式。

3 典型制取绿氢方案分析

3.1 典型应用场景

六盘水地区丰富的煤矿资源及完善的产业集群,为氢能消费市场提供了良好的基础条件。结合六盘水地区产业特点及基础设施建设情况,现阶段以某 2×660MW 燃煤发电厂燃煤运输车辆全部采用氢能重卡进行场景分析。

发电厂每天耗煤量为 22450t,现阶段运煤重卡单程平均运距按 30km 计算(往返 60km),往返平均用时 2h(包含装车、卸车时间),每天运载 10h,运载能力 40t/辆。经计算,113 辆氢能重卡可满足电厂的运行需求,综合考虑运输车辆故障、换班、调休等因素,按 120 辆氢能重卡考虑。根据公式(1)计算得到年氢气消耗量约为 900t,对应制氢量约 1000×10⁴m³(标准状态)。表 1 为上述数据汇总表。

$$Q=C \times S \times q \times N \quad (1)$$

式中:Q 为年氢气消耗量;C 为氢能重卡总数量;S 为氢能重卡每天总的运距;q 为氢能重卡百公里耗氢量,取 10kg;N 为年运行天数,设为 250 天。

表 1 典型应用场景数据汇总

序号	项目	数据	备注
1	燃煤消耗量/(t·d ⁻¹)	22450	全部考虑氢能重卡运输
2	单程平均运距/km	30	根据电厂转运煤平均运距选取
3	往返平均运距/km	60	
4	往返平均用时/h	2	包含装车、卸车时间
5	平均每天运载时长/h	10	
6	每天运距/km	300	
7	车辆运载能力/t	40	
8	车辆需求/辆	113	理论计算
9	车辆需求/辆	120	考虑故障、换班、调休
10	百公里耗氢量/kg	10	
11	年氢气消耗量/t	900	

3.2 技术路线

目前,绿氢主要通过电解水制氢技术制取。主流的电解水技术包括碱性电解水制氢(ALK)、质子交换膜电解水制氢(PEM)、固体氧化物电解水制氢(SOEC)和阴离子交换膜电解水制氢(AEM)四种^[9-12],其中碱性电解水制氢和质子交换膜电解水制氢两种技术较为成熟,固体氧化物电解水制氢和阴离子交换膜电解水制氢尚处于实验和研发阶段。

在成本上,碱性电解槽制氢设备具有明显的价格优势,且单台设备出力较大,适用于大规模制氢项目;而 PEM 设备启停时间短,适应范围广,可以更好地在不稳定电源供电情况下运行,造价较高,设备寿命及检修周期长,运行维护费用相对较低,适用于中小规模制氢项目。因此,考虑技术路线成熟度和项目经济性,以下两个方案均采用碱性电解水制氢技术。

设备规格上,市场上的碱性电解槽有 500m³/h、1000m³/h 和 2000m³/h(标准状态)。同规模下,500m³/h 电解槽占地和初期投资更高,运行调度难度更大;2000m³/h 电解槽仅在部分示范项目中使用;相比之下,1000m³/h 电解槽工程应用化程度更高。结合国内落地项目,以下两个方案均采用 1000m³/h(标准状态)碱性电解槽。

3.3 装机方案及投资估算

根据下游用氢需求,结合国内落地制氢项目案例,可采取两种不同的装机方案。

方案 1:采取“光伏+储能+制氢”配置方案,考

考虑到六盘水地区光伏资源水平,制氢系统利用小时数按 2000h 考虑,规划建设 $5 \times 1000 \text{m}^3/\text{h}$ (标准状态)碱性电解水制氢系统,同步配套建设 2 台 1000m^3 低压存储罐(2MPa)及相关增压系统,满足 35MPa 管束车注氢要求。

方案 2:采取公网下电(绿电交易)制氢,制氢系统利用小时数按 5000h 考虑,现阶段项目规划建设 $3 \times 1000 \text{m}^3/\text{h}$ (标准状态)碱性电解水制氢系统(1 备用),同步配套建设 2 台 1000m^3 低压存储罐(2MPa)及相关增压系统,满足 35MPa 管束车注氢要求。

根据国内其他项目经验, $1000 \text{m}^3/\text{h}$ (标准状态)碱性电解槽成本 800~1000 万元/套,储氢系统 250~

350 万元/套,加注系统 300~350 万元/套,辅助设备及其他成本占设备投资约 10%,设备部分在总投资中的占比约为 60%。每标准立方米氢气单位投资按 25000 元计算,方案 1 项目总投资约 12500 万元,方案 2 项目总投资约 7500 万元。

3.4 电解水制氢成本分析

电解水制氢成本主要包括电力成本、设备成本、运维成本、折旧成本和原料成本,其中电力成本为主要的成本来源。分别对上述两种不同装机方案进行分析。图 2 为两种不同装机方案在电价为 0.1~0.5 元/(kW·h)区间的制氢成本,在电价相同时,两种装机方案的电力成本及制氢成本存在差异。

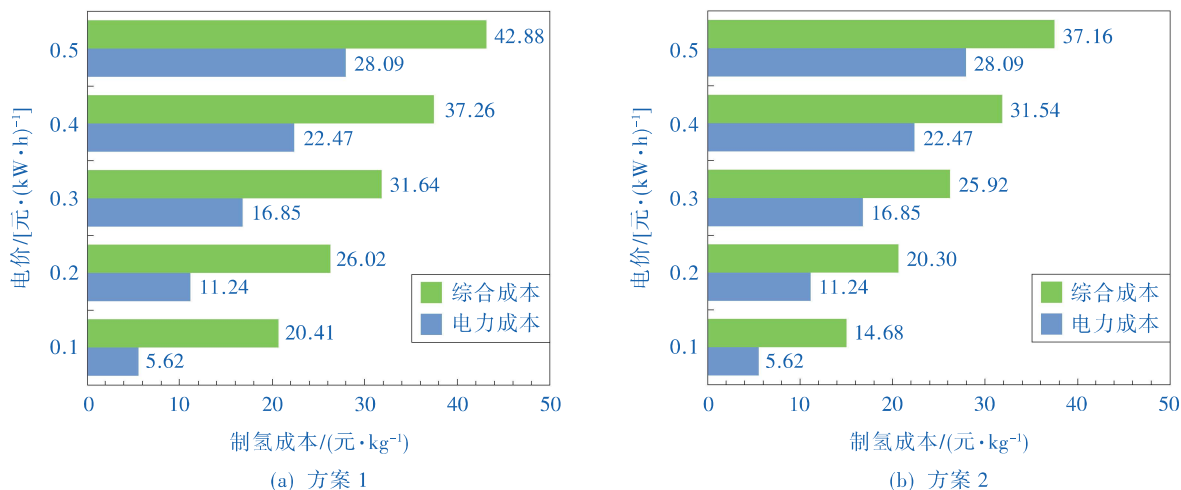


图 2 方案 1 和方案 2 不同电价下制氢成本

从经济层面看,方案 1 的加权平均电价约 0.4 元/(kW·h),对应的制氢成本约为 37.26 元/kg;方案 2 的加权平均电价约为 0.41 元/(kW·h),对应的制氢成本约为 32.10 元/kg,方案 2 无论是制氢成本还是前期投资均优于方案 1。从政策层面来看,国家多项政策都要求制氢工艺必须进入化工园区,而贵州省现阶段并未松绑相关规定和要求,如果采取方案 1,势必会大幅度增加远距离输电线路成本。因此,在其他边界条件不发生变化的前提下,现阶段采用公网下电(绿电交易)制氢的方案更为简单、可靠、可行。

方案 1 成本高于方案 2 的核心原因在于初始设备投资高、设备维护成本高、利用小时数低。尽管方案 1 符合“双碳”目标,且长期降本潜力大,但在当前技术及市场环境下,方案 2 通过规模化利用低价谷电、高利用小时数及低冗余配置,更易实现短

期经济性。此外,随着电价的降低,两种方案趋势一致,制氢综合成本和电力成本占比将随之降低,电价每下降 0.1 元/(kW·h),制氢成本降低 6 元/kg 左右。两种方案不同维度的综合对比见表 2,未来随着规模化发展、技术创新、电价下降[如 2030 年光伏电价降至 0.1 元/(kW·h)]等因素影响,方案 1 的竞争力将显著提升。

3.5 效益及风险分析

表 3 为两种方案的效益分析。若要求达到同样的项目年利润率,在不考虑政府补贴的情况下,氢气销售价格分别为 46.6 元/kg 和 40.1 元/kg;若考虑政府补贴 15 元/kg(年补贴 1350 万元),则方案 1、方案 2 分别对应的氢气销售价格为 29.4 元/kg 和 22.9 元/kg。上述测算均是基于生产的氢气全部被市场所消纳,如果下游消费市场减少,导致制氢系统利用小时数降低,制氢成本也将随之升高。如下

游用氢规模仅达到设计规模的40%,则方案1政府补贴需提升至37.8元/kg(年补贴1361万元),方案2政府补贴需提升至13.6元/kg(年补贴490万元),才能满足项目8%左右的年利润率。

表2 两种方案不同维度综合对比

维度	方案1:光伏+储能+制氢	方案2:公网上电(绿电交易)制氢
能源成本	绿电成本低,但需叠加储能投资	谷电成本可控,需关注电价波动
技术成熟度	需解决光伏间歇性与储能协调问题	碱性电解槽技术成熟,备用设计提升可靠性
政策契合度	符合“双碳”目标,优先享受绿氢补贴	依赖地方工业电价支持,经济性易受政策影响
规模化潜力	需光伏资源持续开发,长期降本空间大	短期内可快速投产,适合中小规模氢能需求

表3 两种装机方案效益分析

序号	项目	方案1		方案2	
		不补贴	补贴	不补贴	补贴
1	补贴状态	不补贴	补贴	不补贴	补贴
2	加权电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.40	0.41	0.40	0.41
3	氢气销售价格/(元·kg ⁻¹)	46.60	29.40	40.12	22.90
4	销售政策补贴/(元·kg ⁻¹)	0	15.00	0	15.00
5	年利润率,%	8.10	8.18	8.04	8.08
6	投资回报年限/a	12.40	12.20	12.40	12.40

注:①政策补贴数据为基于项目模型的测算结果,旨在引导当地政府出台相关政策;②氢气价格均在国内末端售氢价格合理区间内。

4 六盘水市绿氢产业发展面临的挑战与建议

基于上述研究,分析六盘水市绿氢发展面临的挑战并提出相关建议:

① 下游需求不足与氢气价格机制缺失。当前六盘水市氢能下游应用场景较少且规模有限,大规模、稳定、多元化的消纳市场尚未形成。下游需求不足直接导致氢气销售市场狭小,加之贵州省暂未对氢气的售出价格形成一定的指导意见,目前交易完全属于市场行为。从全国范围来看,末端售气价格在20~80元/kg不等,区间较大,不确定因素较多,会对项目前期经济性测算带来一定风险和不确定性。建议在明确消纳场景和用户后,签订氢气的用气价格协议,避免后期因价格波动带来项目损失。

② 运输车辆替代存在阻力,社会参与度低。现阶段发电厂运输服务多由社会外包燃油车辆承担,全面替换为氢能重卡面临较高投资成本、市场接受度不足、关键社会资本(运输公司、个体车主)参与意愿低及运力过渡期风险等因素。已有研究表明,考虑财政补贴后,氢能重卡全生命周期成本比燃油重卡和纯电动重卡分别高20%和10%^[13]。建议政府部门出台具有竞争力的氢能车辆购置及运营补贴政策,分阶段推进车辆替换,同步完善加氢设施配套,强化示范引导与政策扶持,探索创新金融工具(如融资租赁、绿色信贷),降低社会主体初始投入。

③ 政策限制项目选址。在现有的化工行业政策下,制氢项目需要进入化工园区,制氢项目在基础政策上并没有得到足够的支撑。截至目前国内已经有超过10个省份松绑了相关政策,贵州省暂未做相应调整,如果该政策在省内得以松绑,将有助于降低制氢成本和选址难度。

5 结语

六盘水地区新能源资源丰富,为绿氢的发展奠定了坚实基础。未来随着规模化应用、技术创新和电价成本下降,绿氢将更具竞争力。因此,在六盘水地区依托丰富的风光资源,积极推动绿电制氢项目的规划及建设工作具有深远意义。六盘水市绿氢产业的发展,不仅是能源结构转型的关键抓手,更是推动区域经济高质量发展的战略支点。通过“技术突破-政策创新-产业协同-区域联动”四轮驱动,六盘水市有望在2030年前建成全国氢能产业应用示范基地,让绿氢真正成为六盘水从“江南煤都”向“氢能枢纽”蝶变的核心引擎,为西南地区乃至全国的“双碳”目标实现提供可复制的“六盘水模式”。

参考文献:

- [1] 邹才能,李建明,张茜,等.氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J].天然气工业,2022,42(4):1-20.
- [2] 滕越,赵骞,袁铁江,等.绿电-氢能-多域应用耦合网络关键技术现状及展望[J].发电技术,2023,44(3):318-330.

- [3] 王彦哲,周胜,周湘文,等.中国不同制氢方式的成本分析[J].中国能源,2021,43(5):29-37.
- [4] 时伟,伍飞,张珂,等.资源禀赋差异地区绿氢替代灰氢潜力分析[J].现代化工,2024,44(1):1-7.
- [5] 董思,王文利.“氢进万家”进入全新发展阶段[N].深圳商报,2024-01-16(A2).
- [6] 赵庆常.六盘水构建氢能产业全生态链体系[N].六盘水日报,2025-01-12(1).
- [7] 李占强.中国推进氢能重型卡车产业化问题与对策研究[J].能源化工财经与管理,2024,3(3):9-15.
- [8] 丁怡婷,庞革平,王欣悦.我国首条跨区域氢能重卡干线投运[N].人民日报,2025-04-15(14).
- [9] SEBBAHI S,ASSILA A,ALAOUI-BELGHITI A,et al.A Comprehensive Review of Recent Advances in Alkaline Water Electrolysis for Hydrogen Production[J].International Journal of Hydrogen Energy,2024,82:583-599.
- [10] WANG Tongzhou,CAO Xuejie,JIAO Lifang.PEM Water Electrolysis for Hydrogen Production:Fundamentals,Advances,and Prospects[J].Carbon Neutrality,2022,1:21.
- [11] HAUCH A,KÜNGAS R,BLENNOW P,et al.Recent Advances in Solid Oxide Cell Technology for Electrolysis[J].Science,2020,370:aba6118.
- [12] LEE S A,KIM J,KWON K C,et al.Anion exchange membrane water electrolysis for sustainable large-scale hydrogen production[J].Carbon Neutralization,2022,1(1):26-48.
- [13] 陈皓,杨玺,赵煜,等.绿氢下游应用产业经济性分析研究[J].当代石油石化,2024,32(10):47-51.

(编辑 张峰)

Research on Development of Green Hydrogen Industry in Liupanshui City

—A Case Study Based on Application Scenarios of Hydrogen-powered Heavy-duty Trucks

Jiang Di, Yang Wu, Jiang Le, Tang Hao, Zhu Dan

(Power China Guizhou Electric Power Engineering Co., Ltd., Guiyang Guizhou 550081)

[Abstract] Liupanshui City in Guizhou Province is rich in new energy resources, providing multi-energy complementary resource conditions for the development of green hydrogen and water electrolysis-based hydrogen storage, which is conducive to the diversified development of the green hydrogen industry. At the same time, the industrial foundation is relatively complete, with certain experience and infrastructure in the development of the hydrogen energy industry, providing market space for the downstream applications of green hydrogen. Taking the example of a coal-fired power plant where hydrogen-powered heavy-duty truck is used for all the coal transport vehicles, a comprehensive economic and multi-dimensional comparison is made between two technical routes adopted. Scheme 1 is photovoltaic + energy storage + hydrogen production, and Scheme 2 is hydrogen production via grid electricity (green electricity trading). It is found that Scheme 2 is superior to Scheme 1 in both hydrogen production cost and upfront investment. Under the current technological and market conditions, Scheme 2 is easier to achieve short-term economic benefits. The core reasons lie in the high initial equipment investment, high maintenance cost and low utilization hours of Scheme 1. In the future, with the influence of factors such as large-scale development, technological innovation and the decline in electricity prices, the competitiveness of Scheme 1 will be significantly enhanced. At present, the main factors restricting the development of the green hydrogen industry in Liupanshui City are the insufficient downstream demand, the absence of a hydrogen pricing mechanism, and the policy requirements that hydrogen production projects must be located within chemical industrial parks. It is recommended to sign a hydrogen price agreement after clarifying the consumption scenarios and users, while improving the hydrogen refueling infrastructure and strengthening demonstration guidance and policy support.

[Keywords] Liupanshui; green hydrogen; energy storage; hydrogen production cost; utilization hours; hydrogen-powered heavy-duty truck