

充电-加氢综合能源站建设方案 技术经济比选研究

郭东旭^{1*}, 李娜¹, 杨佳霖¹, 戈阳阳²

(1. 国网综合能源服务集团有限公司, 北京 100052; 2. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110004)

摘要:针对当前技术现状与市场情况, 设计了 10 种充电-加氢综合能源站建设设备选方案; 基于 AHP-模糊评价法建立了综合能源站技术经济比选综合评价模型, 包括绝对性的经济可行性分析和相对性的综合比选 2 个环节; 最后结合实际案例进行了方案成本效益测算与方案综合比选应用分析。

关键词:综合能源站; 技术方案; 经济可行性; 综合比选

中图分类号: F426.2

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2023)09-0194-06

DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2023.09.040

Technical and economic comparison of construction schemes for integrated energy stations providing electric charging and hydrogen refueling services

GUO Dong-xu^{1*}, LI Na¹, YANG Jia-lin¹, GE Yang-yang²

(1. State Grid Integrated Energy Service Group Co., Ltd., Beijing 100052, China;

2. State Grid Liaoning Electric Power Supply Co., Ltd., Shenyang 110004, China)

Abstract: In view of current technology and market situation, ten kinds of equipment selection schemes for charging and hydrogenation integrated energy stations are designed. A comprehensive evaluation model for the technical and economic comparison of integrated energy stations is established by using the Analytic Hierarchy Process (AHP)-fuzzy evaluation method, which includes both absolute economic feasibility analysis and relative comprehensive comparison. Based on practical cases, both cost-benefit analysis and application analysis are conducted for the integrated energy station schemes.

Key words: integrated energy station; technical solution; economic feasibility; comprehensive evaluation and selection

发展新能源应用是我国实现碳达峰碳中和目标的重要路径^[1]。2021 年, 住建部发布的新国标 GB 50156—2021《汽车加油加气加氢站技术标准》明确规定了在汽车加油加气加氢站中可设置电动汽车充电设施, 推动了充电设施与加氢站合建发展。目前, 我国正在进入新能源应用基础设施建设时期, 特别是充电站、换电站、加氢站等综合能源站国内在各地开展示范应用, 满足绿色清洁、多元出行的用户需求。

投资是综合能源站建设最受关注的问题, 在不考虑土地成本的情况下, 建设加氢站的成本是传统加油站的 3 倍。其中设备投资占比可达 70%^[2], 主要是加氢站配备的压缩机、储氢罐、加氢机等关键设备过度依赖进口, 致使加氢站的建设成本高昂^[3-6]。综合能源站因盈利结构更加多元, 2022 年的占比在

加氢站数量中已超过 50%, 集加氢、加油、加气及充电的综合能源站将成加氢站的未来发展趋势^[7]。综合能源站的技术路线与组合设置复杂多样, 开展综合能源站技术经济评价方法成为当前亟待解决的问题。

目前, 国内外学者主要聚焦于加氢站技术经济研究, 综合能源站相对较少。首先, 加氢站技术经济研究方面, 已构建了多种加氢站成本模型来对经济性进行分析。如 Weinert 等^[8]提出的甲烷、甲醇、电解水与外购 4 种类型的加氢站成本模型; 国内的成本模型构建更局限于单一类型加氢站, 如对外供氢与现场制氢加氢站进行氢气成本分析^[9]、对电解水制氢加氢站进行成本收益评估^[10]。其次, 聚焦于经济学影响因素研究。如 Reddi 等^[11]、Micena 等^[12]研究发现加氢站加氢能力与当地氢燃料汽车使用数

收稿日期: 2023-05-04; 修回日期: 2023-07-07

基金项目: 国家电网有限公司总部管理科技项目(5400-202228170A-1-1-ZN)

作者简介: 郭东旭(1986-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电氢耦合及综合能源服务, 通讯联系人, sduege@126.com。

量是影响加氢站收益的敏感因素,郑玉华等^[13]基于蒙特卡洛模拟方法对加氢站氢气成本、售价和销量进行敏感性分析。综合能源站研究方面,现有研究成果主要面向技术工艺单一维度,代表性研究如技术规范^[14]、工艺优化^[15]、合建站方案设计^[16-18]。鉴于当前对于充电-加氢综合能源站建设方案及技术经济综合评价的研究需求,本文将围绕充电-加氢综合能源站的选型,设计多技术方案比选方案,通过建立技术经济综合比选模型,结合实际案例开展比选应用。

1 充电-加氢综合能源站技术方案设计

本文中分析的综合能源站为加氢站与充换电设施的合建站。加氢站的定义在最新修订的 GB 50516—2010(2021 版)《加氢站技术规范》中指明是为氢燃料电池汽车或氢气内燃机汽车或氢气天然气混合燃料汽车等的储氢瓶充装氢燃料的专门场所。加氢站按照氢气的供应方式可分为站内制氢和站外制氢加氢站。

站内制氢加氢站,即在加氢站内设有制氢设备,如天然气重整制氢、电解水制氢、甲醇裂解制氢等^[19]。站内制氢需将产生的氢气经纯化、干燥后再

进行压缩机加压、储入站内气瓶组、加注。其中天然气重整制氢技术和电解水制氢应用最多,主要工艺流程如图 1(a)、(b)。

天然气重整制氢工艺简单,制氢技术较为成熟,是目前使用最为广泛的制氢技术,其每生产 1 kg 氢气二氧化碳排放量为 10~13 kg,远低于煤化工制氢的二氧化碳排放量(40 kg),是化石能源制氢中碳排放量最低的技术路径。但制氢的原材料天然气价格高昂且资源匮乏,不具备大规模推广的条件。

电解水制氢是最早使用的绿色制氢技术,所用的水电原材料可以就地取材,若电能来源于风、光等可再生能源,则碳排放量微乎其微,是未来制氢的主流技术。但该技术设备投资成本高、耗电量大。目前市场上的电解水制氢技术主要是碱性水电解槽和质子交换膜水电解槽,国内主要以碱性水电解槽为主。

站外制氢加氢站内无制氢装置,氢气通过长管拖车、液氢槽车或者氢气管道由制氢厂运输至加氢站,经由氢气压缩机增压后输送至高压储罐中,最终通过加氢机加注到氢燃料电池汽车中使用。站外制氢加氢站根据站内氢气存储方式的不同,分为气氢加氢站和液氢加氢站,主要工艺流程如图 1(c)、(d)。

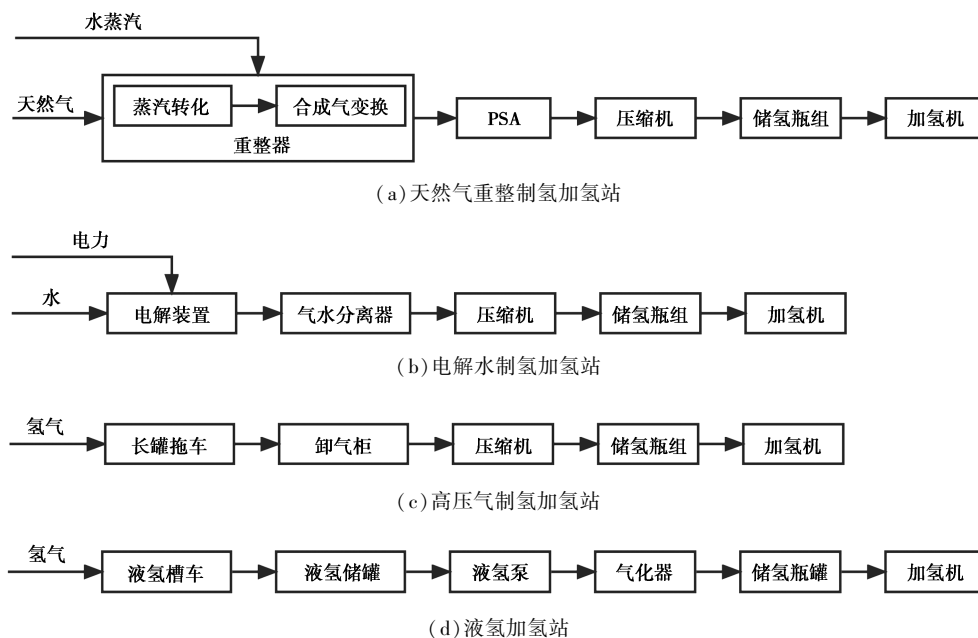


图 1 制-储-运-加氢站工艺技术路线

高压气氢加氢站以高压气态氢气为氢源,因系统结构简单,充放氢气速度快,是现阶段国内较为普遍的加氢站模式,2021 年已建成的 255 座加氢站中超过 95% 是高压气氢加氢站,合建站中更多的也是高压气氢与加油站、充电桩配合的形式出现。

液氢加氢站与高压气氢加氢站类似,相比气氢储运,液氢储能密度高储氢量更大,储运效率高,适合大规模加氢需求。但由于液氢需要保持低温,投资价格高于气氢加氢站且建设难度也相对较大。全球约 30% 为液氢储运加氢站,主要分布在美国、日

本和德国并已规模化应用。

本文将选取以上 4 种主流加氢站模式,结合充换电设施设计成多方案的综合能源站进行对比分析。方案设计在除配备上述 4 种主流加氢站的配套设施外,还配有 6 台充电桩,每台充电桩占 5.3 m×2.5 m 的标准车位,或者配备 3 台充电桩和一座占地 3 个标准车位的换电站,2 种充换电方案占地面积相同。假设综合能源站年运营天数 365 d,设备及服务车辆主要参数见表 1,技术方案设计见表 2。

表 1 设备及服务车辆参数表

名称	参数
制氢负荷/%	60
氢损耗率/%	1
充电负荷/%	20
日换电频次/次	100
电车满电里程/km	300
电车平均百公里耗电量/kWh	18

表 2 综合能源站技术方案设计表

名称	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五	方案六	方案七	方案八	方案九	方案十
合建方式	天然气制氢+充电桩	水电解制氢+充电桩	外供气氢+充电桩	外供液氢+充电桩	外供气氢+充电桩	天然气加氢+充电桩+换电站	水电解加氢+充电桩+换电站	外供气氢+充电桩+换电站	外供液氢+充电桩+换电站	外供气氢+充电桩+换电站
加氢规模/(kg·d ⁻¹)		500			1000		500			1000
加氢压力/MPa		35			35/70		35			35/70
加氢站配置	天然气制氢	水电解制氢	外供气氢	外供液氢	外供气氢	天然气制氢	水电解制氢	外供气氢	外供液氢	外供气氢
充电桩配置	6 台 45 kW 直流快速充电桩					3 台 45 kW 直流快速充电桩				
换电站配置	—					单换电设备,配备 28 块蓄动力电池组以及 28 台直流充电机				
服务车辆规模	50 辆氢燃料电池大巴车/ 62 辆氢燃料电池物流车/ 100 辆氢燃料电池乘用车	30 辆电动乘用车			100 辆氢燃料电池大巴车/ 125 辆氢燃料电池物流车/ 200 辆氢燃料电池乘用车	15 辆电动乘用车			100 辆氢燃料电池大巴车/ 125 辆氢燃料电池物流车/ 200 辆氢燃料电池乘用车	100 辆可换电电动乘用车
年售 H ₂ /t		109.50			219		109.50			219
年售电/kWh			473040					2207520		

2 综合能源站技术经济比选模型

构建的综合能源站方案的技术经济比选模型主要包括 2 个评估环节,首先对方案经济可行性的绝对性评估,通过经济性的方案再开展相对性的综合评价,实现对最优方案的比选。具体步骤如图 2。

2.1 测算依据

根据当前市场行情确定项目营收费用户计取依据与参数。

2.2 成本效益测算

根据当前加氢站、充电桩、换电站的运营数据测算各方案的成本效益。其中,对于年利润额非正值的方案为不具备经济可行性,不参与下一步骤的评价。

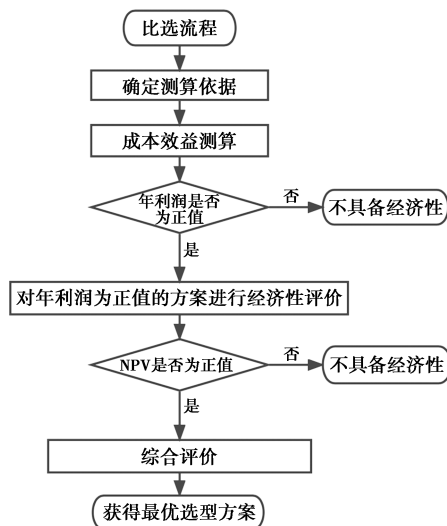


图 2 综合能源站技术经济比选模型评价流程

在项目成本效益测算中,主要计算项目总投资、年均营业收入、年均营业成本、年均利润额^[20]。项目总投资由建设投资、流动资金构成(建设期为1 a,次年还款利息费用计入财务费用,不考虑建设期利息)。年营业收入主要来源于销售收入及补贴收入,销售收入包含售氢收入、充电服务费收入、换电收入3种;补贴来源于加氢站建设补贴以及充换电设施运营补贴。年均营业成本包含经营成本、折旧及摊销费、财务费用,其中经营成本包含制氢和充换电过程中购买的水、电、氢、气等外购原材料、燃料及动力费,以及人工费、修理费、其他费用(含其他管理费、其他制造费)。年均利润额为年均营业收入扣减年均营业成本、增值税及附加以及企业所得税的税后利润额。

2.3 经济性评价

项目需通过经济性评价判断其盈利性,经济性

评价常用的指标包含净现值(NPV)、内部收益率(IRR)、投资回报率(ROI)、静态投资回收期、动态投资回收期等。本文将选取以上经济指标,对不同方案下的综合能源站进行分析。其中,对于NPV非正值的方案为不具备经济可行性,不参与下一步骤的评价。

2.4 综合评价

综合能源站的应用效果除受技术性、经济性影响外还受场站自身运营管理难易度等多维度影响。

对于综合评价,首先根据已有的经济性评价指标与敏感因素,结合设计技术方案数据,构建一套包括经济、技术、管理的3大维度综合评价指标体系,再通过邀请专家打分,根据AHP方法确定指标权重,最后采用模糊评价法对上述可行方案进行综合评估。充电-加氢综合能源站方案比选综合评价指标及权重详见图3。

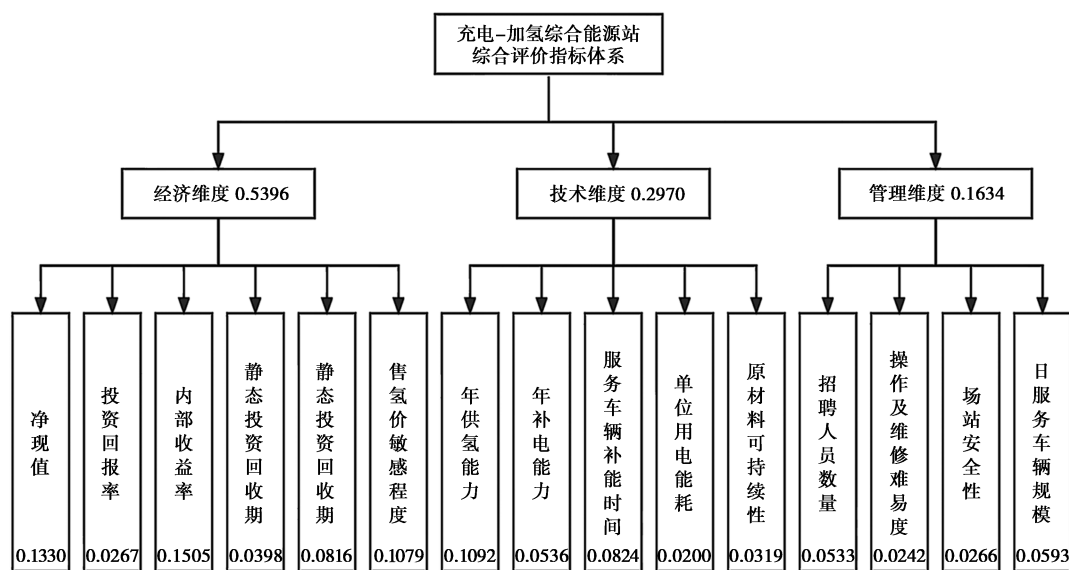


图3 综合能源站综合评价指标体系与权重

3 案例应用分析

根据某市实际项目案例,具体建设需求见表2,假设充电-加氢综合能源站项目计算期为20 a,拟第1年开始建设当年建成,第2年投产运行。建设投资40%为自有资金,60%来自银行贷款。贷款年限10年,次年开始采用等额本金还款方式,贷款利率4.90%。基准收益率8%,项目总投资中未计取建设用地费用。

3.1 测算依据

(1)营业收入:售氢价格按60元/kg;充电桩充电服务费价格为0.8元/kWh;换电价格以公里数

计算,平均每千米换电收入为0.35元,以上价格均含税。

(2)补贴收入:根据《2022年度北京市电动汽车充换电设施建设运营奖补实施细则》,充换电补贴标准为0.2元/kWh;根据《北京市关于支持氢能产业发展的若干政策措施》,按照1000、500 kg/d 2档分别给予500万元和200万元的定额建设补贴。

(3)外购原材料、燃料及动力费:以北京2022年12月为基准期。天然气价格2.1元/m³,参考压缩天然气加气母站供居民用气价格;供电价格按北京电网公司代理购电价,峰、平、谷分时段电价分别为0.866、0.655、0.452元/kWh,用电比例假设分别

为 10%、60%、30%；水价 9.5 元/t，参考非居民用水价格；外供气氢价格 35 元/kg，外供液氢价格 50 元/kg，以上价格均含税。

(4)人工费：方案一至方案五项目定员为 8 人，方案六至方案十项目定员为 10 人(新增 2 人为换电站运营人员)，工资及福利费按普通技能人才平均工资 8.5 万元/(人·a)计取。

(5)修理费：按建设投资 2.4%计取。

(6)其他管理费：按人工费的 40%计取；其他制造费按制造费的 1%计取。

(7)折旧费：采用年限平均法计算，折旧年限为 19 a，残值率为 5%。

(8)财务费用：只考虑年均贷款利息支出。

(9)增值税及附加：按国家规定计取，天然气、

氢增值税：9%；水增值税：9%；电增值税：13%；教育费附加：3%；城市建设维护税：5%；地方教育费附加：2%。

(10)所得税：按国家规定计取为 25%。

3.2 成本效益及经济可行性测算

根据上述测算依据，各方案成本效益测算结果如表 3。从结果数据可以看出，在研究期内方案二和方案四运营均处于亏损状态无法盈利，不具备经济性。表 4 进一步分析了各方案的经济性指标，结果显示，方案七、方案九因 NPV 均小于零，在经济上皆不具备可行性；而方案一、方案三、方案五、方案六、方案八、方案十共 6 套方案 NPV 均大于零，表明经济上可行。其中，方案八经济指标在所有方案中皆为最优，表明方案八经济效益最好。

表 3 各方案成本效益测算结果

万元

序号	名称	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五	方案六	方案七	方案八	方案九	方案十
1	项目总投资	1658	1373	867	2278	2093	2375	2090	1584	2995	2810
1.1	建设投资	1634	1334	834	2234	2034	2341	2041	1541	2941	2741
1.2	流动资金	25	39	33	44	60	33	48	42	53	69
	加氢站建设补贴	200	200	200	200	500	200	200	200	200	500
2	年均营业收入	733	733	733	733	1390	1118	1118	1118	1118	1775
2.1	销售收入	724	724	724	724	1381	1074	1074	1074	1074	1731
2.2	补贴收入	9	9	9	9	9	44	44	44	44	44
3	年均营业成本	517	745	607	886	1130	713	940	802	1081	1325
3.1	经营成本	409	657	552	738	995	558	805	700	887	1144
3.1.1	外购原材料、燃料及动力费	272	524	432	584	843	379	631	539	690	949
3.1.2	人工费	68	68	68	68	68	85	85	85	85	85
3.1.3	修理费	39	32	20	54	49	56	49	37	71	66
3.1.4	其他费用	30	32	32	33	36	38	40	39	41	43
3.2	折旧及摊销费	82	67	42	112	102	117	102	77	147	137
3.3	财务费用	26	22	13	36	33	38	33	25	48	44
4	年均增值税金及附加	36	0	25	12	46	54	18	43	30	65
5	年均所得税	45	0	25	0	54	88	40	68	2	96
6	税后年均利润额	135	-11	76	-164	161	263	120	204	5	289

表 4 各方案经济性分析

合建站方案	NPV	IRR/%	ROI/%	静态回收期/a	动态回收期/a
方案一	165.62	11	11	10.80	14.87
方案三	224.35	17	12	6.36	10.18
方案五	337.97	14	10	9.65	12.30
方案六	826.97	17	15	6.28	9.33
方案七	-326.52	4	8	15.76	—
方案八	885.69	24	17	4.10	5.38
方案九	-2147.84	—	0	—	—
方案十	999.32	19	14	5.35	7.82

3.3 技术经济综合比选

利用模糊综合评价法，以上述 6 套经济性可行方案为评价对象，选择 4 个评语集 $B = \{ \text{优、良、中、差} \} = \{ 90、80、60、50 \}$ ，专家对所有指标进行合理的评价，通过模糊统计方法构建出二级指标评价向量。根据指标隶属度及指标权重，通过集成计算得到方案综合评价结果(见表 5)。根据隶属度原则，评判结果中隶属度数值最大的等级为评语所述级别，方案十的一级指标评价向量所对应的经济、技术、管理评价等级为“优、优、良”，综合评价结果等级为优且评分最高。由评价结果可得，在经济维度上，方案十

的各经济指标排名均靠前;在技术维度上,方案十的设计拥有最大的制氢能力且配有换电站,补能时间短能力强;在管理维度上,此方案日服务车辆规模最大但员工需求最多,并且需要注意场站电池安全,防止因电池问题导致场站出现电氢连环安全事故,因此其管理难度要难于方案一、三、五;从综合来看,方案十的整体评价最优,有较好的应用的效果。

表5 各方案综合评价结果

名称	评价结果向量	评价等级	评价得分
方案一	[0.1622, 0.4379, 0.3339, 0.066]	良	72.30
方案三	[0.2712, 0.4388, 0.2485, 0.0415]	良	76.08
方案五	[0.2353, 0.4782, 0.2421, 0.0444]	良	75.74
方案六	[0.3792, 0.4727, 0.1418, 0.0063]	良	80.70
方案八	[0.435, 0.4489, 0.1161, 0]	良	82.03
方案十	[0.4915, 0.4171, 0.0842, 0.0071]	优	82.94

4 结语

通过针对充电-加氢综合能源站,设计了10种建设技术方案,并基于方案经济可行性及综合比选建立了技术经济综合评价模型,给出了多维度的方案相对性综合评价指标体系。结合案例,分析结果表明,在现有技术下,经济性最好的充电-加氢综合能源站为500 kg/d加氢规模的外供气氢与充电桩、换电站结合,相关企业建设此类综合能源站将拥有较好的经济效益。从综合评价角度来看,1000 kg/d加氢规模的外供气氢与充电桩、换电站结合的综合能源站评价最优,建议成为现阶段充电-加氢综合能源站的主要选型方向。

参考文献

- [1] 凌文,李全生,张凯.我国氢能产业发展战略研究[J].中国工程科学,2022,24(3):80-88.
 [2] 中国氢能联盟.中国氢能及燃料电池产业白皮书2020[R].

(上接第193页)

- [21] 潘如政,臧子豪,黄邦斗,等.微波等离子体辅助溶胶-凝胶法制备Ni/CeO₂催化剂及其甲烷干重整催化性能[J].高压技术,2021,47(16):3696-3704.
 [22] Song H, Cui H, Song H, et al. The effect of Zn-Fe modified S₂O₈²⁻/ZrO₂-Al₂O₃ catalyst for n-pentane hydroisomerization[J]. Research on Chemical Intermediates, 2015, 42(16):3029-3038.
 [23] Zhao Q, Meng S, Wang J, et al. Preparation of solid superacid S₂O₈²⁻/TiO₂-exfoliated graphite (EG) and its catalytic performance[J]. Ceramics International, 2014, 40(16):16183-16187.
 [24] Gu Y. Honeycomb-like mesoporous NiO-SnO₂/SO₄²⁻ solid superacid for the efficient reaction of methanol oxidation[J]. International

Journal of Electrochemical Science, 2020, (15):2481-2498.

- 北京:人民日报出版社,2021.
 [3] 段志祥,管坚,石坤.我国加氢站发展现状综述及问题分析[J].化工装备技术,2021,42(4):5-9.
 [4] 殷伊琳.我国加氢站发展现状及未来展望[J].天津化工,2021,35(2):3-5.
 [5] 许渝峰.加氢站行业发展的机遇与问题分析[J].当代石油石化,2020,28(9):34-37,43.
 [6] 周琼芳,张全斌.我国氢燃料电池汽车加氢站建设现状与前景展望[J].中外能源,2019,24(9):28-33.
 [7] 势银.中国加氢站产业发展蓝皮书2022[R].宁波:势银,2022.
 [8] Weinert J X, Shaojun L, Ogden J M, et al. Hydrogen refueling station costs in Shanghai[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(16):4089-4100.
 [9] 李妍,常皓明,林世响,等.外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析[J].煤气与热力,2022,42(3):26-29.
 [10] 周莎,刘福建.基于全生命周期的加氢站成本收益评估[J].重庆理工大学学报:自然科学,2019,33(7):58-65.
 [11] Reddi K, Elgowainy A, Rustagi N, et al. Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(34):21855-21865.
 [12] Micena R P, Llerena-Pizarro O R, de Souza T M, et al. Solar-powered hydrogen refueling stations: a techno-economic analysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(3):2308-2318.
 [13] 郑玉华,卞安娜,刘兆军.基于蒙特卡洛模拟方法的加氢站投资风险[J].天然气与石油,2022,40(3):138-146.
 [14] 熊亮,纪钦洪,丁一,等.合建式加氢站技术规范分析及建议[J].现代化工,2021,41(11):9-11.
 [15] 王江涛.多种形式加氢合建站建设优化与技术研究[J].现代化工,2022,42(1):7-12.
 [16] 赵青松,郝蕴华,胡周海.液氢汽化加氢加气合建站工艺设计方案[J].分布式能源,2022,7(4):64-73.
 [17] 张旭.油氢合建加氢站建设与设计规范探讨[J].现代化工,2021,41(7):19-25.
 [18] 张彦纯.各类加氢站及加氢合建站的建站模式及特点[J].上海煤气,2022,(1):9-13,17.
 [19] 洗静江,林梓荣,赖永鑫,等.加氢站工艺和运行安全[J].煤气与热力,2017,37(9):51-56.
 [20] 中华人民共和国住房和城乡建设部.《市政公用设施建设项目经济评价方法与参数》[M].北京:中国计划出版社2008.■
 [25] Song H, Zhao L, Wang N, et al. Isomerization of n-pentane over La-Ni-S₂O₈²⁻/ZrO₂-Al₂O₃ solid superacid catalysts: Deactivation and regeneration[J]. Applied Catalysis A: General, 2016, 526(16):37-44.
 [26] 马惠琴.La改性固体超强酸S₂O₈²⁻/ZrO₂-Al₂O₃的制备及催化性能研究[J].材料导报B,2014,28(16):48-64.
 [27] Yin H L, Tan Z Y, Liao Y T, et al. Application of SO₄²⁻/TiO₂ solid superacid in decontaminating radioactive pollutants[J]. Journal of environmental radioactivity, 2006, 87(16):227-235.
 [28] 戴和坤,宋华,秦浩.金属改性固体超强酸催化剂的制备及催化性能研究[J].能源化工,2020,41(16):15-19.■