

DOI: 10.19666/j.rlfed.202409204

大规模可再生能源电解制氢技术 现状及发展研究

杨晓, 姚明宇, 韩伟, 冯鹏辉, 张可臻
(西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054)

[摘要] 利用太阳能、风能等可再生能源制氢已成为新能源消纳及“双碳”目标的重要途径。主要介绍了国内外氢能政策及战略布局, 分析了可再生能源电解制氢技术的优点及技术瓶颈, 并对大规模可再生能源制氢系统的分类、协调控制优化及能量管理进行了梳理。在此基础上, 对目前可再生能源电解制氢装机容量及制氢成本进行了简要剖析, 可为我国可再生能源制氢体系建设及终端能源的清洁替代提供参考。

[关键词] 氢能; 可再生能源; 电解水制氢

[引用本文格式] 杨晓, 姚明宇, 韩伟, 等. 大规模可再生能源电解制氢技术现状及发展研究[J]. 热力发电, 2025, 54(5): 33-43. YANG Xiao, YAO Mingyu, HAN Wei, et al. Review on current status and development of large-scale renewable energy electrolysis hydrogen production technology[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 33-43.

Review on current status and development of large-scale renewable energy electrolysis hydrogen production technology

YANG Xiao, YAO Mingyu, HAN Wei, FENG Penghui, ZHANG Kezhen
(Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: Large-scale hydrogen production technology from renewable energy such as solar power and wind power has become an important pathway for the consumption of renewable energy and the achievement of “dual carbon” goals. The policies and strategic layout of hydrogen energy at home and abroad are introduced, and the advantages and technical bottlenecks of water electrolysis technologies are analyzed. Moreover, the classification, coordination control optimization and energy management of large-scale renewable energy hydrogen production systems are sorted out. In view of the current development status of hydrogen energy in China, a brief analysis of the current installed capacity and the cost is performed, providing a reference for the construction of green hydrogen production system and the clean substitution of terminal energy in China.

Key words: hydrogen energy; renewable energy; hydrogen production by water electrolysis

新型电力系统的建设正在加速推进, 大规模可再生能源消纳成为亟待解决的关键问题。现有储能技术大部分是短时或小时级的, 无法满足可再生能源对超长时储能的需求。可再生能源电解制氢储能可以实现大规模长时能源储存, 同时还可以满足高碳排放的能源及工业企业对绿色燃料和绿色化工原料的需求。发展高效低成本适应大功率波动的电

解制氢技术, 对于新型电力系统建设和“双碳”目标的实现具有重要意义。

近年来, 世界各国加快推进能源清洁化和多元化步伐, 全球主要发达国家均针对氢能产业积极布局并制定了相关发展战略。截至 2023 年, 全球已有 40 多个政府机构制定了氢能发展战略, 预计 2050 年底, 占全球 GDP 总量 80% 的国家均制定了氢能战略^[1]。

收稿日期: 2024-09-04

基金项目: 陕西省重点研发计划项目 (2023-LL-QY-37)

Supported by: Key Research and Development Program of Shaanxi Province (2023-LL-QY-37)

第一作者简介: 杨晓 (1995), 女, 博士, 工程师, 主要研究方向为风光氢储技术, yangxiaoyf@tpri.com.cn。

通信作者简介: 姚明宇 (1977), 男, 博士, 研究员, 主要研究方向为储能技术, yaomingyu@tpri.com.cn。

从目前全球已制定的氢能战略来看,驱动力主要包含减少碳排放、促进经济增长和实现能源安全 3 方面^[2-4]。为提升制氢项目经济性,各国在氢能降本方面也纷纷制定一系列政策及发展规划。其中,日本政府明确了阶段性战略目标,2030 年氢气年供应量达到 300 万吨,氢气成本为 30 日元/m³(约 1.5 元/m³,标准工况下,下同);2050 年氢气年供应量达到 2 000 万吨,氢气成本为 20 日元/m³(约 1.0 元/m³)。美国政府规划 2030 年清洁氢生产目标为 1 000 万吨/a,氢气成本将降低至 1 美元/kg 左右,2050 年氢能占美国能源总需求的 14%。韩国政府计划在 2030 年之前实现氢能等相关技术的商业化应用,2050 年氢能占全国能源消耗的 33%,成为占比最大的能源。欧盟委员会拟加快和推动低碳氢产业发展,2030 年温室气体排放量与 1990 年比净减少至少 55%,并在 2050 年构建起完全成熟的绿氢产业^[5]。综上所述,氢能产业在全球清洁低碳发展战略中意义突出,增长确定性强。

为实现“双碳”目标,我国在绿色、低碳与可持续发展能源布局与规划方面也走在世界前列。近年来,国家出台多项政策明确绿氢发展目标,地方政府制定具体政策落实执行,完善可再生能源制氢上中下游产业链,降低绿氢产业的成本,为可再生能源制氢项目的大规模建设提供了良好的环境。据统计,截至 2023 年 12 月底,国家层面累计出台氢能专项政策 3 项,氢能相关政策近百项^[6]。2024 年,在政府工作报告中首次提到氢能,并将其定位为

“前沿新兴产业”,标志着我国氢能产业发展进入了快车道。我国氢能战略规划分别从战略定位、发展目标 and 多元化应用场景展开,目前我国氢能应用方向主要集中在交通领域。预计到 2025 年,我国氢能汽车保有量达到 5 万辆,绿氢产量达到 10 万~20 万吨,同时实现可再生能源制氢产业在交通、储能、分布式能源以及工业领域的多元化应用。

总体而言,目前国内外均在积极布局氢能并推动项目建设,针对电解制氢电解槽开发及大规模可再生能源电解制氢系统设计与优化方面做了大量的工作,但目前对于大规模可再生能源电解制氢进展及发展趋势缺少系统性认知。鉴于此,本文综述了电解槽技术及关键问题,剖析了大规模可再生能源电解制氢系统分类及设计优化,并在此基础上,对国内外大规模可再生能源制氢项目装机容量及制氢成本进行系统总结,并对未来发展趋势进行了展望。

1 可再生能源电解制氢技术及关键问题

可再生能源电解制氢是当前获得“绿氢”的主要方式之一,分为碱性电解水制氢(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) 4 大技术路线(图 1、表 1)。按照技术成熟度排序:ALK>PEM>SOEC>AEM。目前,国内外大规模应用的技术主要为碱性电解槽制氢,PEM 电解槽制氢集中于小规模示范应用,SOEC 和 AEM 则还处于研究优化阶段。

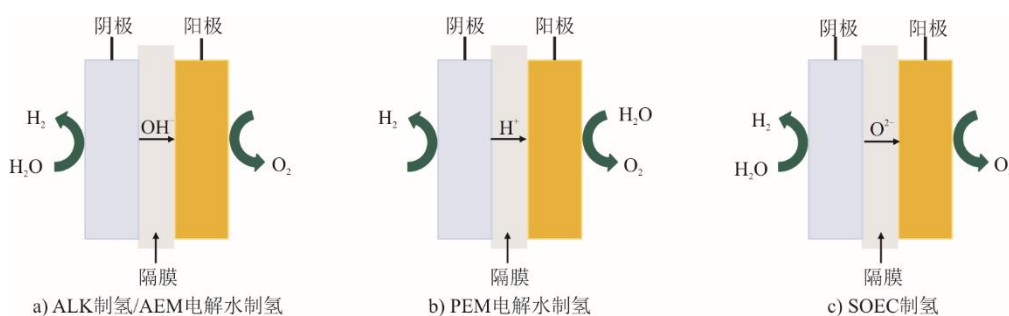


图 1 可再生能源电解制氢技术分类及反应原理

Fig.1 The classification and reaction principle of renewable energy electrolysis hydrogen production technologies

表 1 可再生能源电解制氢技术反应原理

Tab.1 Reaction principle of renewable energy electrolysis hydrogen production technology

项目	ALK/AEM 电解制氢	PEM 电解制氢	SOEC 制氢
阳极反应	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
阴极反应	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{OH}^- + \text{H}_2$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-} + \text{H}_2$
总反应	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2$

1.1 碱性电解水制氢 ALK

ALK 电解槽结构如图 2 所示, 主要由阴阳电极、隔膜、垫片、双极板及两侧端压板组成。电解液通常选用质量分数为 20%~30% 的氢氧化钾或氢氧化钠溶液, 运行温度维持在 70~80 °C, 工作电流密度在 0.25~0.40 A/cm², 产气压力在 0.1~3.0 MPa, 系统效率介于 62%~82%。由于系统工作环境为碱性, 因此催化剂通常采用非贵金属镍基及其合金材料, 对应极板选取非贵金属合金 (如 Ni-Mo 合金) 或电镀镍来防止接触腐蚀, 相对于贵金属材质大大降低了电解槽制造成本。隔膜通常采用石棉、涤纶、尼龙或陶瓷等多孔材质, 起到隔绝两侧气体同时传递离子的作用。电极材料一般为镍网, 并将其表面进行粗糙化或合金化处理。在电解制氢过程中, 水质必须经过处理, 保证电导率低于 5 S/cm。

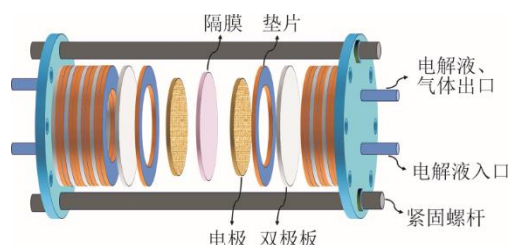


图 2 碱性电解槽结构示意图

Fig.2 Schematic diagram of the structure of an alkaline electrolyzer

ALK 电解槽虽然已得到广泛应用, 但仍存在一些关键技术问题: 1) 碱性电解液如 KOH 容易与空气中的二氧化碳反应, 生成不溶性的碳酸盐附着在催化层附近, 从而导致催化层的堵塞, 影响气体产物和反应物的传递, 降低电解槽系统效率; 2) 由于石棉气体阻隔性较差, 在运行过程中存在两侧气体互窜的现象, 必须时刻保持电解池的阳极和阴极两侧上的压力均衡, 防止隔膜两侧气体混合量太多引起爆炸 (爆炸极限为氧中氢体积分数达到 4%); 3) 由于气体纯度随着电负荷的降低而显著降低, 为保证系统安全, 其最低耐受负荷一般为电解槽额定功率的 20%~40%^[7], 在大功率波动可再生能源电解制氢应用场景中运行工况受到一定限制; 4) 由于产生的气体中含有碱液和水蒸气, 需要通过辅助设备进行处理, 不仅增加了系统投资及能耗, 还可能导致碱液的流失和设备腐蚀。

总体来看, ALK 电解槽制氢技术具有技术成熟度高、制氢成本低等优势, 已实现市场化应用。但由于其耐受风光波动性较差, 因此为保证系统安全

稳定运行, 其应用场景局限于功率输出较稳定的电源, 或者配置相关储能设备。

1.2 质子交换膜电解水制氢 PEM

PEM 电解槽以其高效率、快速启停、高纯度氢气产出及与可再生能源的高效耦合而受到广泛关注。PEM 电解槽采用纯水作为电解液, H⁺作为反应离子透过质子交换膜从阳极转移至阴极获得电子还原为氢气, 因此阴极工作环境为强酸性。PEM 电解槽与 ALK 相比具有较高的电流密度 (通常大于 1 A/cm²), 相同功率下 PEM 电解槽结构更为紧凑。此外, PEM 电解槽具有更高的系统效率 (74%~87%)、氢气纯度 (99.99%) 和产氢压力 (3~4 MPa), 其运行温度一般为 (60±5) °C, 以保证质子交换膜的安全稳定。PEM 电解槽结构如图 3 所示, 主要由质子交换膜、催化剂层、气体扩散层、双极板、集流板和两侧端板组成。其中, 质子交换膜一般采用全氟磺酸膜, 具有密封性好、阻力小、机械化学性能稳定等优点, 可在保证系统效率的前提下维持较大电流密度, 从而大大减小了设备体积和占地面积。此外, 其良好的密封性避免了两侧气体产物的互窜, 因此在运行过程中无需严格控制两侧压差, 能够实现快速启停, 且系统的响应速率和耐受功率波动范围较碱性电解槽也得到明显提升。阴极催化剂通常采用铂等贵金属, 阳极催化剂一般选取铱 (Ir) 或其氧化物, 以保证系统在强酸环境下的稳定性和高催化活性。气体扩散层一般采用碳纤维纸、金属材料等导电性良好的多孔材料, 保证催化剂层和双极板之间电子、气体及液体的高效传输。

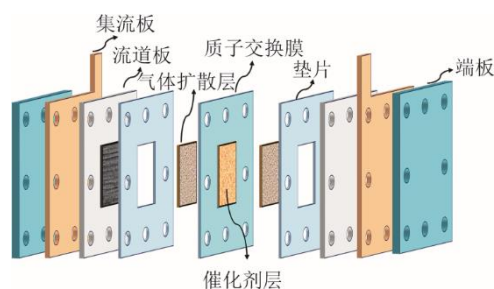


图 3 PEM 电解槽结构示意图

Fig.3 Structural diagram of a PEM electrolyzer

当前我国 PEM 制氢技术较国外先进水平仍有较大差距, 质子交换膜等关键核心器件的研制还存在“卡脖子”问题^[8]。目前 PEM 电解槽需要解决的关键技术问题如下。

1) 由于 PEM 电解槽需在强酸性高电流密度环

境下运行,因此对催化剂及相关部件的材质要求较高。目前,PEM 电解制氢催化剂主要采用铂、钌等贵金属^[9],而这些贵金属除了价格高昂外,我国已探明的储量也十分有限。根据《中国矿产资源报告 2022》,我国铂族金属储量合计为 87.69 t,仅为南非的 0.14%,目前我国铂族金属主要依赖于进口^[10-11]。

2) 目前,广泛使用的质子交换膜为全氟磺酸膜,但由于制备难度大,国内企业与美国和日本相比仍有较大差距^[12]。

3) GDL 是 PEM 电解槽的关键组件,其材料和结构的优化对于提升电解制氢性能、耐久性和耐受功率波动特性方面至关重要。GDL 的制造工艺较为复杂,国内生产商尚未完全掌握关键核心技术。目前,国产 GDL 的电流密度仅为 1.5 A/cm²,与国际先进水平(2.5~3.0 A/cm²)相比仍有差距,且国产 GDL 寿命也较短,亟需通过技术创新提升国产 GDL 的性能。

总体来看,PEM 电解槽已应用于一些示范项目中,目前我国在 PEM 电解制氢技术领域与国外相比仍有较大差距。PEM 电解槽因其耐受功率波动可应用于风光等可再生能源电解制氢场景。由于其电解槽成本较高,在大规模电解制氢项目中技术经济性不佳,未来有望通过技术迭代优化进一步降低电解制氢成本,提升其市场竞争力。

1.3 固体氧化物电解水制氢 SOEC

SOEC 电解槽结构如图 4 所示,主要由固体电解质、氢电极、氧电极和两侧隔板组成。该系统具有结构简单、灵活性高、系统效率高、可通入 CO₂/N₂ 制高附加值化工品等优点,近年来成为研究的热点^[13]。系统工作温度一般为 650~850 °C,且随着温度的升高系统效率明显提升^[14]。由于系统长期处于高温工作环境,因此电解槽相关器件需要具有耐高温性能,且能在高温环境下维持较高的稳定性。电解质通常采用氧化钇稳定的氧化锆(YSZ),氢电极为 Ni-YSZ,氧电极则一般为亚锰酸镧(LSM)-YSZ^[15]。其中,我国氧化钇、氧化锆等材料相较于铂等贵金属储量丰富,因此如果未来规模量产,SOEC 的材料成本有望大幅下降。

该系统存在的主要技术问题有: 1) 由于工作温度较高,系统启停速率慢,且长期运行工况下会导致关键核心材料的腐蚀、毒化等,因此系统性能衰减速率明显高于 AEM 和 PEM^[16]; 2) 由于组件材质不同,其热膨胀系数存在差异,在反复启停及

变工况运行过程中,电解槽密封性会变差导致漏气等现象,研究工作重点应聚焦于提升 SOEC 核心材料的稳定性和耐久性^[17]; 3) 耦合 CO₂ 含碳燃料系统在运行过程中会在电极材料表面产生积碳现象,进一步堵塞活性位点,CO₂ 电还原活性显著降低,此外,CO₂ 气体中含硫杂质会造成催化剂毒化,从而降低系统稳定性^[18]; 4) 对于含碳燃料及氮还原等产物的合成,催化剂开发仍处于实验室研究阶段,在运行过程中存在单程转化率低、法拉第效率差等问题,技术成熟度距离商业化应用还有较大差距^[19]。

与 AEM 和 PEM 电解槽相比,国内外 SOEC 电解槽产业链体系仍不完善,SOEC 电解制氢技术目前仍处于实验室研究及小试阶段。由于 SOEC 电解槽具有余热温度高、系统能量利用效率高等特点,可应用于制氢、热电联产等场景,并可耦合工业余热回收等场景进一步降低系统制氢成本。

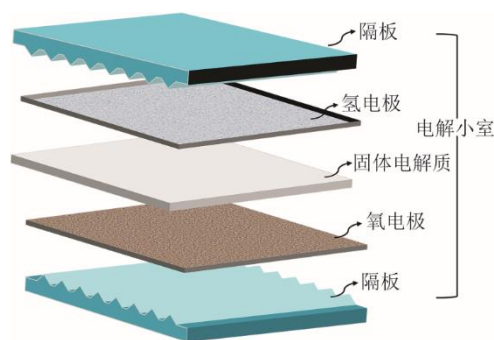


图 4 SOEC 电解槽结构示意图
Fig.4 Structural diagram of an SOEC electrolyzer

1.4 阴离子交换膜电解水制氢 AEM

AEM 电解槽采用阴离子交换膜使系统具备高气密性,解决了 ALK 电解槽在制氢过程中压力低和窜气等问题。AEM 电解槽结构如图 5 所示,与 PEM 电解槽基本一致,但其隔膜采用阴离子交换膜,因此系统工作原理与 ALK 电解槽相似。AEM 电解槽采用纯水或低含量氢氧化钾作为电解液,目前存在系统电流密度及反应速率较低(规模化系统最高电流密度为 0.35 A/cm²)等问题,随着阴离子交换膜技术的进步,电流密度有望大幅提升^[20]。碱性工作环境使得廉价非贵金属催化剂的使用成为可能,阴离子交换膜良好的密封性确保了系统响应速率和高电流密度运行。AEM 电解槽兼具了 ALK 和 PEM 电解槽的优势,近年来受到广泛关注。阴离子交换膜通常由聚合物基体和可提供 OH⁻ 等阴离

子传导的活性基团组成，其中活性基团一般带正电，起到吸引阴离子的作用。阳极催化剂通常采用镍及其合金，阴极催化剂主要为过渡金属氧化物、磷化物及硫化物等。由于 AEM 电解槽尚处于初步研发阶段，其耐久性、稳定性和系统效率仍需进一步深入探究^[21]。

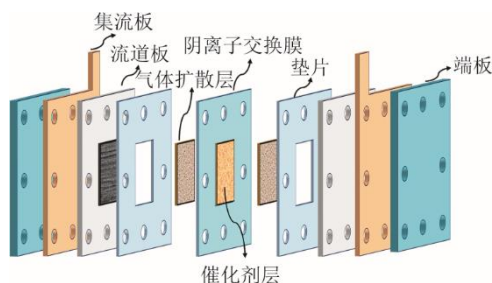


图 5 AEM 电解槽结构示意图
Fig.5 Structural diagram of an AEM electrolyzer

AEM 电解槽目前存在的主要技术问题如下。

1) 相较于质子交换膜，阴离子交换膜的技术成熟度较低且制备工艺更加复杂。研究表明，基于聚芳基哌啉的阴离子交换膜性能表现相对优异，但由于当前生产商尚处于小批量生产、供货阶段，市售膜材料的价格处于较高水平。

2) 由于氢氧根电导率较低，系统电化学性能较差。此外，在反应过程中形成的局域强碱环境会使阴离子交换膜上的季铵阳离子失效，从而降低膜的离子交换容量，增大电解槽电阻^[22]。

3) 目前，电催化剂研制仍处于实验室阶段，其中镍及其合金作为阳极催化剂展示出了优异的 OER 性能，但其稳定性及寿命还需进一步提升。阴极催化剂主要集中于过渡金属氧化物、磷化物及硫化物等，但其催化活性、稳定性及耐久性仍需进一步提升^[23]。

总体来看，AEM 制氢技术结合了 ALK 和 PEM 的低成本和高效率双重优势，应用场景与 PEM 类似，可利用大功率波动的风、光等可再生能源电解制氢。但目前 AEM 还属于前沿技术，国内外尚无大规模应用案例。

2 大规模可再生能源电解制氢系统

2.1 系统分类

大规模可再生能源制氢系统一般包含光伏阵列、风电机组等电源供给单元，电解槽组成的制氢单元，氢气压缩机、储氢系统构成的储氢单元，以及逆变器、电控柜等辅机装置。系统运行流程如下：风电/光伏机组产生的电流经逆变器完成交流/直流转换，供给电解槽装置，完成制氢过程；制得的氢气经氢气压缩机压缩后进入储氢罐或其他储氢装置，供用氢设备进行消纳。

根据可再生能源是否并入电网，可再生能源制氢系统主要分为并网型和离网型 2 种运行方式^[24]。并网型制氢系统如图 6 所示^[25]，根据制氢系统布置在直流侧和交流侧可分为共直流母线和共交流母线 2 种方式。电解制氢系统布置在直流侧时，需通过 DC/AC 变换器与电力系统互动；当可再生能源功率不足时，电网进行补偿；当可再生能源功率冗余时，将通过 DC/DC 变换器为电解水制氢设备供能。电解制氢系统布置在交流侧时，可直接与电网互动，借助大电网的稳定性确保电解制氢系统安全运行，还可以在电价低谷时段运行从而增加设备的年利用小时数，进而提升项目经济性。由于可再生能源的波动性和间歇性，直流侧并网型制氢系统需承受较大的负荷波动，未来需要在系统协调控制方面进行进一步研究^[25]。

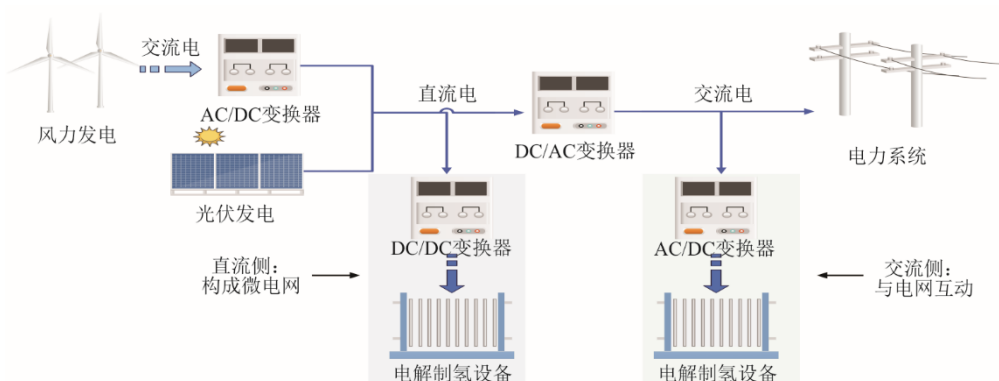


图 6 并网型可再生能源电解制氢系统示意
Fig.6 Schematic diagram of grid-connected renewable energy electrolytic hydrogen production system

离网型制氢系统如图 7 所示^[26], 风/光等可再生能源直接接入制氢系统, 产生的绿电完全用来制取氢气。相较于并网制氢系统, 该制氢方式无需并网辅助设备, 协调控制系统相对简单, 且省去了上网电带来的输配电费用及电力输送成本, 综合制氢成本更有竞争优势。离网型制氢系统可以实现可再生能源的就地消纳, 适合海岛、沙戈荒等偏远地区布局氢能, 是未来极具前景的制氢模式, 但目前技术成熟度有待进一步提升。此外, 由于离网型制氢系统供能方式完全来自于可再生能源, 宽负荷波动性和间歇性使得电解制氢系统的安全性和稳定性受到一定威胁。为提升离网型制氢项目技术经济性, 可采取风光互补制氢方式, 提升电解制氢设备工作时长^[26]。

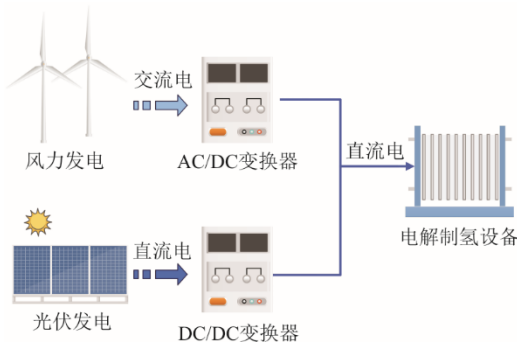


图 7 离网型可再生能源电解制氢系统示意

Fig.7 Schematic diagram of off-grid renewable energy electrolytic hydrogen production system

2.2 系统设计优化

虽然碱性电解槽和 PEM 电解槽都能耐受一定范围的功率波动, 但风光的频繁宽功率波动会导致电解槽长期处于变工况运行状态, 使电解槽的关键核心器件寿命大大降低。研究表明, 电极催化剂在长期负荷波动下会产生高频次“反极化”效应, 进而使得局域微环境及结构稳定性遭到破坏, 电解制氢活性大大降低^[27]。此外, 电流波动会直接影响气体的生成量, 阴阳极气体量的变化会导致膜两侧压差波动, 使膜发生震颤而损坏。文献[28]指出, 初始电流为 50 A 时 PEM 电解槽效率高达 91%, 但频繁启停后在数百小时内电解槽效率即降至 75% 左右。因此, 为保证电解槽在风光等可再生能源接入时长期高效稳定运行, 必须尽可能地平抑电解槽输入端的功率波动。为此, 需对大规模可再生能源电解制氢系统进行优化, 具体优化方式如下。

1) 开发高效快速响应电解槽制氢系统

由于碱性电解槽响应速率与其电热特性有关,

因此文献[29]通过构建并联的模块化结构碱性电解槽, 可实现各单元的热交换利用, 系统能效较传统碱性电解槽提升 16%。此外, 模块化电解制氢单元还可通过协同控制策略可提升动态响应速率, 实现系统宽范围功率下的稳定运行。针对离网型制氢系统, 通过耦合 DC/DC 和 AC/DC 变换器, 优化算法使输入的交流电和直流电一同转变为所需的直流电, 并实现 200 V 电压的稳定输出。该系统可实现电流的波动性匹配, 在 30%~110% 额定负荷范围内动态稳定运行。此外, 该系统响应速率良好, 可在 30 s 内响应 5 倍功率波动。实验结果表明, 该系统可在 30 s 内完成负荷从 30%~110% 及 110%~30% 的切换, 同时保证稳定输出 99.8% 以上的氢气纯度^[30]。

2) 优化电解槽阵列协同控制技术

大规模可再生能源制氢项目往往采用多个电解槽并联方式运行。各电解槽单体之间的协调控制机制尚不明晰, 在实际运行过程中存在电解槽调度不均导致的频繁启停及长期低负荷或超负荷运行等问题, 从而大大降低了电解槽使用寿命及系统安全性。研究表明, 通过建立系统调度模型, 将负荷波动区间、启动时长和爬坡率作为约束条件, 可获得波动负荷下的最佳电解槽运行数量, 提升电解制氢系统经济性。理论计算显示, 最佳电解槽功率为最大负荷的 54%, 在运行期间可有效消纳 89.7% 的富余能源, 电厂总利用率高达 93.7%, 启停次数可平均分布在各电解槽上^[31]。针对碱性电解槽阵列的运行调控问题, 通过建立日前出力优化模型可有效减少启停次数^[32]。此外, 文献[7]通过轮换策略使功率分配尽可能均匀, 使非安全工况运行时间降低 50%, 有效提升了电解槽阵列的运行寿命及系统稳定性和安全性, 为电解槽阵列运行的协调优化提供重要参考。

对风光等可再生能源的出力进行有效预测对于电解制氢系统的经济安全运行至关重要。耦合风能预测模型、电价预测模型和电解槽装机模型建立智能控制策略, 可有效提升风能利用率及系统经济性。研究表明, 该智能控制系统可使风能利用率提升 19%, 电解制氢成本降低 9.2%^[33]。因此, 为实现安全高效经济运行, 并网制氢需要重点优化工艺包和调度包, 实现系统基于多目标优化调度和交易降费; 离网制氢则需提升新能源出力的预测能力, 同时创新在制氢设备启动方式、最低功率运行工况及启停机优先级等方面的协调优化策略, 实现可再

生能源的充分消纳^[34]。

3) 耦合储能电解制氢能量系统管理

在大规模应用过程中, 为保证可再生能源制氢系统安全稳定运行, 无论是离网型制氢还是并网型

制氢系统, 均需配置相应的储能设备。目前, 使用最广泛的短时储能设备有超级电容器、锂电池、铅酸电池和锂离子电池, 上述储能技术应用于电解制氢系统的优缺点见表 2^[35]。

表 2 各储能方式比较
Tab.2 Comparison of various energy storage technologies

储能技术	系统投资成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)	优点	缺点	效率
超级电容	~1 000	功率密度高、内阻低、充放电速度快、寿命长	低能量密度、自放电速度快、容量随温度变化大	>90%
锂电池	~600	能量密度高、自放电速率低、无记忆效应、较环保	安全性差、寿命受循环次数影响、需要保护回路	>80%
铅酸电池	~200	成本低、技术成熟、可回收利用	重量大、体积大、寿命短、自放电速率高、污染环境	~60%
燃料电池	~2 500	能量密度高、噪音低、排放低、可与多种燃料匹配	成本高、寿命短、易堵塞、需要复杂的控制系统	45%~55%

文献[36]针对风电电解水制氢耦合燃料电池和超级电容的混合系统, 可通过能量管理策略协同控制 10 种运行工况, 使能量在“风-氢-储”系统得到高效利用。理论结果显示, 该混合系统可实现出力可控化, 在平抑负荷波动的同时提升富余风能的利用率。此外, 针对“光-氢-储”微网, 通过比例-谐振分散式协同控制策略稳定微网运行及能量消纳^[37]。由于风电和光伏出力具有时空互补特性, 因此采用“风-光-氢-储”系统能提供更加稳定廉价的电力输入, 从而提升制氢效率及系统经济性。通过双层控制策略分别对系统各部分及直流母线电压进行控制, 可有效解决“风-光-氢-储”微网功率分配不平衡等问题, 实现风/光的优先利用和运行工况的平滑切换^[38]。此外, 通过对“风-光-氢-储”微网容量配置进行优化及电-氢协调, 使出力由无序变为有序, 在中长时间尺度下供电可靠性达到

90%, 供氢稳定性达到 77% 的电能和氢能双送出^[39]。“荷随源动”的“风-光-氢-储”微网对构建新型电力系统具有重要意义。

综上所述, 针对宽负荷波动特性的绿电制氢系统的开发近年来取得了一定突破, 但距离全面推广还有一定距离。随着长时低成本储能技术的进一步发展及能量管理策略的迭代优化, 还需进一步提升“风-光-氢-储”微网出力的灵活性和可靠性, 加快推进电网友好型“风-光-氢-储”基地建设。

3 大规模可再生能源电解制氢技术应用及发展趋势

3.1 可再生能源电解制氢成本

目前, 工业制氢技术路线主要包含煤制氢、天然气制氢及甲醇重整制氢, 此外还包含其他化工产业的副产氢。现有制氢技术及成本对比见表 3^[40]。

表 3 现有制氢技术及成本对比
Tab.3 Comparison of current hydrogen production technologies and the costs

制氢类型	技术水平	成本	代表企业
煤制氢	主要包括煤焦化制氢和煤气化制氢, 其中后者技术更成熟	未结合 CCUS: 6.8~12.1 元/kg 结合 CCUS: 19.1~24.5 元/kg	煤化工企业
天然气重整制氢	最成熟的技术, 生产 1 m ³ H ₂ 需消耗 0.45 m ³ 天然气	未结合 CCUS: 7.5~24.3 元/kg 结合 CCUS: 13.7~30.5 元/kg	常州蓝博、四川亚联、上海华西化工等
甲醇重整制氢	较为成熟, 应用广泛	甲醇价格 1 600~4 000 元/t, 制氢成本在 16~37 元/kg	设备制造商包括四川天一、亚联高科等
焦炉煤气副产氢	1 t 焦炭可产生 180 m ³ H ₂ , 除了焦炉加热消耗剩余 40% 放空, 后期需 PSA 提纯	9.3~14.9 元/kg	化工企业
氯碱副产氢	生产 1 t 烧碱可产生 280 m ³ H ₂ , 但回收率只有 60% 左右, 制氢纯度超 99.99%	13.5~20.2 元/kg	化工企业
轻烃利用副产氢	用乙烷裂解方法每生产 1 t 乙烯可产生 107.25 kg H ₂ , 纯度超 95%, 需 PSA 提纯	14~20.2 元/kg	化工企业
合成氨及甲醇副产氢	氢气体积分数在 18%~55%, 需 PSA 提纯	14.6~22.5 元/kg	化工企业
电解水制氢	生产 1 m ³ H ₂ 需消耗 3.5~5 kW·h 电力	电价在 0.1~0.6 元/(kW·h), 碱性制氢成本为 12.6~40.6 元/kg, PEM 制氢成本为 15.4~43.4 元/kg	设备制造商包括苏州竞立、西门子能源等

其中,煤制氢技术成本最低,未结合 CCUS 技术时在 6.8~12.1 元/kg 区间浮动。工业副产氢成本较高,大概为煤制氢成本的 2 倍,但化工产业体量大,制氢产量可根据经济性进行灵活调节,有望成为绿氢产业化的过渡方案。而可再生能源制氢成本受电价影响较大,以碱性电解槽制氢为例,电价约占制氢总成本的 70%。因此,短期可采用弃风弃光电量降低成本,预期市场规模在百万吨级别;中长期则可通过扩大可再生能源平价规模降低制氢成本^[40]。根据预测,到 2030 年,单位千瓦的碱性电解槽制氢投资成本将从 2020 年的 2 000 元降至 1 500 元,绿氢成本有望从目前的 30 元/kg 降低至 13 元/kg,与灰氢成本相当^[41]。

3.2 可再生能源电解制氢项目装机容量

近年来,全球电解槽装机容量增速乐观。2020 年以来,全球电解槽新增装机容量大幅增长,其中 2023 年新增容量达到 1 433.1 MW,同比增长 89.6%,预计未来增速将进一步提升(图 8^[42])。但综合考虑政策、经济性及各产业链成熟度等因素,目前电解制氢装机容量仍较低。据统计,2020 年氢能占全球能源需求占比的 0.1%,多家国际能源机构预测,随着可再生能源制氢技术的不断突破和成本的进一步降低,2050 年氢能占比将达到 12%~22%,实现质的飞跃。

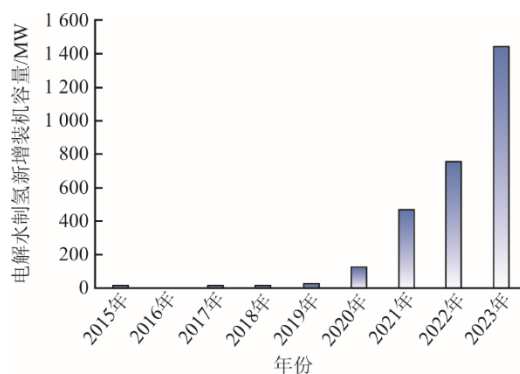


图 8 2015—2023 年全球电解水制氢新增装机容量
Fig.8 The world's new installed capacity for hydrogen production from electrolyzed water in 2015—2023

从建设规模来看,全球电解制氢项目规模发展可分为 3 个阶段:2010 年前后电解制氢项目容量均低于 0.5 MW;2017—2019 年建设电解制氢项目容量基本处于 1~5 MW;2019 年后容量超过 10 MW 电解制氢项目占比逐渐升高。表 4 为国内外大规模电解制氢项目示例。越来越多的国家在可再生能源电解制氢方面开展试点和商业初期项目,尤其关注规模以及电力系统交互性能方面的提升。虽然兆瓦级规模项目已逐步建立并投入商业化运营,但项目的经济性仍需进一步提升,需要在实践中不断对电解制氢设备及运行模式进行更新迭代^[43]。

表 4 国内外大规模电解制氢项目示例

Tab.4 Examples of large-scale electrolysis hydrogen production projects at home and abroad

国家	项目名称	电解槽种类	项目规模	能源类型	建设/运行年份
德国	德国美因茨能源区域项目	PEM 电解槽	6 MW	风电	2017
英国	Hydrogen Mini Grid 项目	PEM 电解槽	180 kW	风电	2015
日本	FH2R 项目	碱性电解槽	10 MW	光伏	2020
加拿大	绿色氢气项目	PEM 电解槽	88 MW	水电	2023
中国	沽源风电制氢项目	碱性电解槽	10 MW	风电	2020

从电解槽类别来看,目前全球仍以碱性电解槽配套 PEM 电解槽建设方案为主。据统计,截至 2023 年 10 月底,全球已投产的可再生能源电解制氢项目总装机容量达到 1 106 MW,其中碱性电解槽容量占比 71%,PEM 电解槽容量占比 20%,其他(以碱性电解槽配套 PEM 为主)装机容量占比 9%。此外,全球在建电解制氢项目容量共 14.1 GW,碱性电解槽容量占比降低为 35%,PEM 电解槽容量占比降至 17%,其他(以碱性电解槽配套 PEM 为主)装机容量占比上升至 48%。全球可研项目共 275 GW,碱性电解槽容量占比仅为 3%,PEM 电解槽容量占比降至 5%,其

他类占比升至 92%。综合来看,碱性电解槽配套 PEM 建设项目既降低了项目的投资成本,又可以满足适应可再生能源功率波动需求,因此在现阶段 PEM 电解槽成本较高且其他新型技术不成熟的情况下,项目建设趋势将以两者配套为主^[44]。

3.3 大规模可再生能源电解制氢展望

目前,可再生能源电解制氢还受限于电解槽技术不成熟、制氢成本高、系统容量配置及能量管理需进一步优化等难题,其中制氢电价和电解槽成本对项目经济性与可行性起到了决定性作用^[45]。以 10 MW 规模电解制氢系统为例,需配置 2 套 1 000 m³/h 电

槽,碱性/PEM 电解槽制氢成本与年运行小时数关系分别如图9所示。

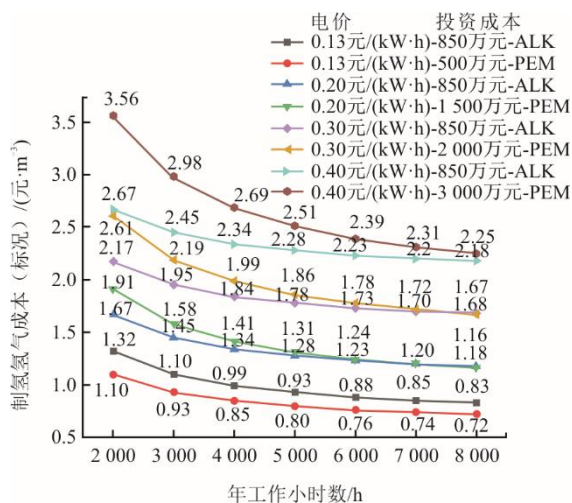


图9 碱性/PEM 电解槽制氢成本与年运行小时数关系

Fig.9 Relationship between the hydrogen production cost of ALK/PEM electrolyzer and the annual operating hours

由图9可知,电解水制氢经济性主要受到电费成本及运行时间的影响,降低电价及缩短运行时间是提高经济性的关键因素。当电价为0.2元/(kW·h),电解槽每年工作时间为8000h时,碱性电解槽制氢成本降低至1.18元/m³,与煤制氢成本相当,具有极强的竞争力;此时PEM电解槽成本降为1500万元时,制氢成本降低至1.16元/m³,与碱性电解槽相比具备竞争优势。此外,当电价为0.2元/(kW·h)、年运行小时数不小于5000h时,随着年运行小时数增加制氢成本降低幅度趋于平缓,且碱性与PEM制氢成本基本相同,因此可针对实际应用场景选取技术路线。

我国在风能和太阳能发电领域拥有全球领先的装机容量,且随着“双碳”目标的推进装机容量还在进一步增加,为大规模低成本可再生能源电解制氢提供了重要保障^[46]。据预测,2030年,我国光伏与风电的新增装机发电成本预计将达到0.2元/(kW·h),碱性电解制氢成本将达到与化石能源竞争的水平,且随着PEM电解槽成本的降低,有望进一步扩大PEM的市场份额。至2060年,绿氢的年产量预计将达到1亿吨,占氢气总需求的80%,可再生能源电解制氢技术在未来能源结构中 will 占领重要地位^[47]。

4 结 论

大规模可再生能源制氢对于新能源的消纳及终端用户的清洁替代具有重要意义。

1) 大规模可再生能源电解制氢对于平抑风能/光伏等可再生能源波动性、提升新能源并网友好性和供电可靠性具有关键作用,风光氢混合发电系统将成为未来发电领域的重要发展方向。同时,为保证项目经济性,中短期内大规模可再生能源电解制氢项目将采用碱性结合PEM电解槽的制氢方式。随着AEM、SOEC电解制氢技术的不断发展和成熟,电解制氢系统朝低能耗、高效率 and 强稳定性方向优化。

2) 并网型制氢较离网型制氢方式具有更优的系统经济性和供电可靠性,但对于海岛、沙戈荒等无法并网或成本过高的偏远地区,离网型制氢具有更高的可行性。但无论是离网型制氢还是并网型制氢系统,均需配置相应的储能设备,以保证系统安全稳定和经济高效运行。

3) 大规模可再生能源电解制氢系统应集中于攻克高效快速响应的电解制氢系统开发、电解槽阵列协同控制技术优化及耦合储能的电解制氢能量系统管理等关键技术。未来“风-光-氢-储”微网出力有望对标火电机组,真正实现对可再生能源消纳及新型电力系统的支撑作用。此外,相较于单一风电/光电制氢,风光耦合制氢技术将成为大规模可再生能源电解制氢发展重要方向,且随着可再生能源发电成本及电解槽成本的不断降低,及电解槽年运行小时数的不断增加,绿氢成本有望实现平价。

[参 考 文 献]

- [1] The World Energy Council Germany. International hydrogen strategies[R/OL]. (2020-09-01)[2024-09-02]. <https://en.lbst.de/wpcontent>.
- [2] 中国氢能联盟. 中国氢能源及燃料电池产业发展报告2020[R/OL]. (2020-10-09)[2024-09-02]. <https://yhp-website.oss-cn-beijing.aliyuncs.com>. China Hydrogen Energy Alliance. China hydrogen energy and fuel cell industry development report 2020[R/OL]. (2020-10-09)[2024-09-02]. <https://yhp-website.oss-cn-beijing.aliyuncs.com>.
- [3] HYDROGEN C. Policy tool box for low carbon and renewable hydrogen[EB/OL]. (2021-11-03)[2024-09-02]. <https://hydrogencouncil.com/en/policy-toolbox-for-low-carbon-and-renewable-hydrogen>.
- [4] 熊华文, 符冠云. 全球氢能发展的四种典型模式及对我国的启示[J]. 环境保护, 2021, 49(1): 52-55. XIONG Huawen, FU Guanyun. Four typical models of global hydrogen energy development and implications for China[J]. Environmental Protection, 2021, 49(1): 52-55.
- [5] 国家能源局. 全球氢能开发利用竞逐正酣[EB/OL]. (2023-03-24)[2024-09-02]. https://www.nea.gov.cn/2023-03/24/c_1310705392.htm. NEA. Global competition for hydrogen energy

- development and utilization is in full swing[EB/OL]. (2023-03-24)[2024-09-02]. https://www.nea.gov.cn/2023-03/24/c_1310705392.htm.
- [6] 国家发展改革委, 国家能源局. 氢能产业中长期发展规划(2021-2035)[EB/OL]. (2022-03-23)[2024-09-02]. https://www.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525755.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Medium and Long-term Development Plan for Hydrogen Energy Industry (2021-2035)[EB/OL]. (2022-03-23)[2024-09-02]. https://www.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525755.htm.
- [7] 沈小军, 聂聪颖, 吕洪. 计及电热特性的离网型风电制氢碱性电解槽阵列优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 463-472.
SHEN Xiaojun, NIE Congying, LYU Hong. Optimized control strategy of alkaline electrolyzer array for hydrogen production from off-grid wind power taking into account the electrical and thermal characteristics[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 463-472.
- [8] 马晓锋, 张舒涵, 何勇, 等. PEM 电解水制氢技术的研究现状与应用展望[J]. 太阳能学报, 2022, 43(6): 420-427.
MA Xiaofeng, ZHANG Shuhan, HE Yong, et al. Current status and application of PEM water electrolysis for hydrogen production[J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(6): 420-427.
- [9] YU J, DAI Y, HE Q, et al. A mini-review of noble-metal-free electrocatalysts for overall water splitting in non-alkaline electrolytes[J]. Materials Reports: Energy, 2021, 1(2): 100024.
- [10] 中华人民共和国自然资源部. 中国矿产资源报告 2022[EB/OL]. (2022-09-21)[2024-09-02]. https://www.mnr.gov.cn/sj/sjfw/kc_19263/zgkczybg/202209/t20220921_2759600.html. Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China. China mineral resources report 2022[EB/OL]. (2022-09-21)[2024-09-02]. https://www.mnr.gov.cn/sj/sjfw/kc_19263/zgkczybg/202209/t20220921_2759600.html.
- [11] CHEN X, LIU J, YUAN T, et al. Recent advances in earth-abundant first-row transition metal (Fe, Co and Ni)-based electrocatalysts for the oxygen evolution reaction[J]. Energy Materials, 2022, 2: 200028.
- [12] PAREKH A. Recent developments of proton exchange membranes for PEMFC: a review[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 956132.
- [13] RABUNI M F, VATCHARASUWAN N, LI T, et al. High performance micro-monolithic reversible solid oxide electrochemical reactor[J]. Journal of Power Sources, 2020, 458: 228026.
- [14] 牟树君, 林今, 邢学韬, 等. 高温固体氧化物电解水制氢储能技术及应用展望[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 7.
MOU Shujun, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Prospect of hydrogen storage technology and application in high temperature solid oxide electrolyzed water[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 7.
- [15] HOUAIJIA A, MARTIN R, NATHALIE M, et al. Solar power tower as heat and electricity source for a solid oxide electrolyzer: a case study[J]. International Journal of Energy Research, 2024, 39: 1120-1130.
- [16] CHEN M, HØGH J V T, NIELSEN J U, et al. High temperature co-electrolysis of steam and CO₂ in an SOC stack: performance and durability[J]. Fuel Cells, 2013, 13(4): 638-645.
- [17] HJALMARSSON P, SUN X, LIU Y L, et al. Durability of high performance Ni-yttria stabilized zirconia supported solid oxide electrolysis cells at high current density[J]. Journal of Power Sources, 2014, 262: 316-322.
- [18] ZHANG H, WANG L, VAN HERLE J, et al. Techno-economic optimization of CO₂-to-methanol with solid-oxide electrolyzer[J]. Energies, 2019, 12: 3742.
- [19] GAN J, HOU N, YAO T, et al. A high performing perovskite cathode with in situ exsolved Co nanoparticles for H₂O and CO₂ solid oxide electrolysis cell[J]. Catalysis Today, 2021, 364: 89-96.
- [20] 清能股份. 清能股份全新 AEM 电解槽, 实测效率高达 95% ! [EB/OL]. (2024-06-17)[2024-09-02]. <https://www.jiemian.com/article/11293738.html>. Clear Energy Corporation. Clear Energy's new AEM electrolyzer with measured efficiency up to 95% ! [EB/OL]. (2024-06-17)[2024-09-02]. <https://www.jiemian.com/article/11293738.html>.
- [21] SUN H, XU X, KIM H, et al. Electrochemical water splitting: bridging the gaps between fundamental research and industrial applications[J]. Energy & Environmental Materials, 2023, 6(5): e12441.
- [22] 王培灿, 万磊, 徐子昂, 等. 碱性膜电解水制氢技术现状与展望[J]. 化工学报, 2021, 72(12): 6161-6175.
WANG Peican, WAN Lei, XU Ziang, et al. Current status and prospects of hydrogen production by alkaline membrane water electrolysis[J]. CIESC Journal, 2021, 72(12): 6161-6175.
- [23] GUO W, KIM J, KIM H, et al. Cu-Co-P electrodeposited on carbon paper as an efficient electrocatalyst for hydrogen evolution reaction in anion exchange membrane water electrolyzers[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(38): 19789-19801.
- [24] 程雅雯, 任晓勇, 李恒东, 等. 电解水制氢研究现状[J]. 机械制造, 2024, 62(7): 37-39.
CHENG Yawen, REN Xiaoyong, LI Hengdong, et al. A review on the development of electrolyzed water to hydrogen technology[J]. Machinery, 2024, 62(7): 37-39.
- [25] 李建林, 李光辉, 梁丹曦, 等. “双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望[J]. 分布式能源, 2021, 6(5): 1-9.
LI Jianlin, LI Guanghui, LIANG Danxi, et al. Review and prospect of renewable energy hydrogen production technologies under the “dual carbon target”[J]. Distributed Energy, 2021, 6(5): 1-9.
- [26] 游梦然, 杨沛豪, 樊常亮. 多谐振变换器直流耦合光伏制氢研究[J]. 热力发电, 2022, 51(11): 174-180.
YOU Mengran, YANG Peihao, FAN Changliang. Study on hydrogen production from DC-coupled photovoltaic with multi-resonant converter[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(11): 174-180.
- [27] KOBAYASHI Y, KOSAKA K, YAMAMOTO T, et al. A solid polymer water electrolysis system utilizing natural circulation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(29): 16263-16274.
- [28] CLARKE R E, GIDDEY S, CIACCHI F T, et al. Direct coupling of an electrolyzer to a solar PV system for generating hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2009, 34(6): 2531-2542.
- [29] SHEN X, ZHANG X, LV H, et al. Structure design and control strategy of a new alkaline water electrolyzer

- based on heat exchange[J]. *International Journal of Energy Research*, 2019, 43(9): 4729-4742.
- [30] 际氢能网. 希倍优氢能: 离网风光耦合制绿氢研究取得重要进展[EB/OL]. (2024-04-23)[2024-09-02]. <https://mh2.in-en.com/html/h2-2435582.shtml>. International Hydrogen Energy Network. Sibiu Hydrogen: important progress in off-grid wind coupled green hydrogen production research[EB/OL]. (2024-04-23)[2024-09-02]. <https://mh2.in-en.com/html/h2-2435582.shtml>.
- [31] VARELA C, MOSTAFA M, ZONDERVAN E. Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: a scheduling approach[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(14): 9303-9313.
- [32] 袁铁江, 万志, 王进君, 等. 考虑电解槽启停特性的制氢系统日前出力计划[J]. *中国电力*, 2022, 55(1): 101-109.
YUAN Tiejia, WAN Zhi, WANG Jinjun, et al. Day-ahead output planning of hydrogen production system considering start-stop characteristics of electrolyzer[J]. *Electric Power*, 2022, 55(1): 101-109.
- [33] GRÜGER F, HOCH O, HARTMANN J, et al. Optimized electrolyzer operation: employing forecasts of wind energy availability, hydrogen demand, and electricity prices[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(9): 4387-4397.
- [34] 张盛, 郑津洋, 戴剑锋, 等. 可再生能源大规模制氢及储氢系统研究进展[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(1): 457-465.
ZHANG Sheng, ZHENG Jinyang, DAI Jianfeng, et al. Progress of large-scale hydrogen production and storage systems from renewable energy sources[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2024, 45(1): 457-465.
- [35] DUFO-LÓPEZ R, LUJANO-ROJAS J M, BERNAL-AGUSTÍN J L. Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems[J]. *Applied Energy*, 2014, 115: 242-253.
- [36] 蔡国伟, 陈冲, 孔令国, 等. 风电/制氢/燃料电池/超级电容器混合系统控制策略[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(17): 84-94.
CAI Guowei, CHEN Chong, KONG Lingguo, et al. Control strategy of hybrid system of wind power/hydrogen production/fuel cell/ supercapacitor[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(17): 84-94.
- [37] 张勇. 储氢微电网下分布式电源的容错与协同控制策略研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2021: 1.
ZHANG Yong. Study on fault tolerance and cooperative control strategy of distributed power supply under optical hydrogen storage microgrid[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021: 1.
- [38] 赖钧杰, 文小玲, 张淇. 风光储直流微电网分层协调控制策略[J]. *武汉工程大学学报*, 2022, 44(6): 675-682.
LAI Junjie, WEN Xiaoling, ZHANG Qi. Hierarchical coordinated control strategy for wind-solar-storage DC microgrid[J]. *Journal of Wuhan Institute of Technology*, 2022, 44(6): 675-682.
- [39] 吴斌, 何冰琛, 张勋奎, 等. 荷随源动的电网友好型风光氢储大基地容量优化配置研究[J/OL]. *中国电机工程学报* [2025-03-21]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240613.1024.002.html>. WU Kun, HE Bingchen, ZHANG Xunkui, et al. Optimization of capacity allocation of grid-friendly wind, hydrogen, and wind power storage bases with load-following-source dynamics[J/OL]. *Proceedings of the CSEE* [2025-03-21]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240613.1024.002.html>.
- [40] 殷雨田, 刘颖, 章刚, 等. 煤制氢在氢能产业中的地位及其低碳化道路[J]. *煤炭加工与综合利用*, 2020, 38(12): 56-58.
YIN Yutian, LIU Ying, ZHANG Gang, et al. The position of coal-to-hydrogen in hydrogen energy industry and its low-carbonization path[J]. *Coal Processing & Comprehensive Utilization*, 2020, 38(12): 56-58.
- [41] 巩宁峰. 国内氢能行业的机遇和挑战[J]. *能源*, 2024, 13(3): 73-76.
GONG Ningfeng. Opportunities and challenges of domestic hydrogen energy industry[J]. *Energy*, 2024, 13(3): 73-76.
- [42] IEA. Global hydrogen energy overview 2023[R/OL]. (2023-09-22)[2024-09-02]. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [43] IRENA. Hydrogen: a renewable energy perspective[R/OL]. (2019-09-01)[2024-09-02]. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>.
- [44] 伏头条. 绿氢项目已规划 387 个! 2023 年电解槽需求超过 3GW! 2023 绿氢行业全面回顾[EB/OL]. (2024-02-21)[2024-10-10]. <https://xueqiu.com/3105420396/279182517>. PV Headlines. 387 green hydrogen projects have been planned! The demand for electrolyzers in 2023 exceeded 3GW! A comprehensive review of the green hydrogen industry in 2023[EB/OL]. (2024-02-21)[2024-10-10]. <https://xueqiu.com/3105420396/279182517>.
- [45] GUO L J, SU J Z, WANG Z Q, et al. Hydrogen safety: an obstacle that must be overcome on the road towards future hydrogen economy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 51(1): 1055-1078.
- [46] DU X. Thoughts on strategies and paths to achieve carbon peaking and carbon neutrality in China[J]. *Frontiers in Energy*, 2023, 17(6): 324-331.
- [47] ZENG W, YE X, DONG Y, et al. Mxene for photocatalysis and photothermal conversion: synthesis, physicochemical properties, and applications[J]. *Coordination Chemistry Reviews*, 2024, 508(6): 215753.

(责任编辑 杨嘉蕾)