第 51 卷 第 5 期：2078-2095 高电压技术 Vol.51, No.5: 2078-2095
2025 年 5 月 31 日 High Voltage Engineering May 31, 2025
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20242046

可再生能源电解水制氢的组网接入与运营关键技术研究综述

林 今[1,2]，程 祥[1]，邱一苇[3]，池映天[1]，宋永华[1,4]
（1. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室(清华大学)，北京 100084；2. 清华四川能源互联网研究院，成都 610213；3. 四川大学电气工程学院，成都 610065；4. 智慧城市物联网国家重点实验室(澳门大学)，澳门 999078）

摘 要：在双碳目标的驱动下，可再生能源制绿氢将成为推动多行业绿色替代和深度脱碳的重要力量。依托可再生能源基地，建设规模化电解水制氢及氢下游利用系统已成为国内外关注的重点。但是，现有相关研究尚缺乏对大规模可再生能源制氢系统的组网接入方式、运营方式与关键技术的详细梳理。为填补上述空缺，首先系统性地梳理了可再生能源制氢系统的典型结构，分析了适用于规模化可再生能源制氢系统的组网方式；其次，梳理了规模化可再生能源制氢系统中接入变换系统的研究现状，明确了面向电制氢机组宽范围快速动态高效运行新需求的电气接入系统发展趋势；然后，针对现阶段规模化可再生能源制氢系统的并网政策边界复杂的问题，总结了并/离网系统的典型运营方式及其特点；最后，展望了支撑可再生能源制氢系统安全、稳定、高效运行的关键技术。
关键词：可再生能源电制氢；绿氢；新能源规模化消纳；组网方式；运营方式；电气接入系统

A Review of Structure Configuration, Integration, Operation and Key Technologies of Renewable Energy Power to Hydrogen System

LIN Jin[1,2], CHENG Xiang[1], QIU Yiwei[3], CHI Yingtian[1], SONG Yonghua[1,4]
(1. State Key Laboratory of Power System Operation and Control, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610213, China; 3. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 4. State Key Laboratory of Internet of Things for Smart City, University of Macau, Macau 999078, China)

Abstract: In the process of achieving the carbon neutrality goals, green hydrogen production from renewable energy will become a crucial driving force for deep decarbonization and green substitution across multiple industries. Leveraging renewable energy bases to develop large-scale hydrogen production and utilization systems has attracted widespread attention both domestically and internationally. However, existing studies on green hydrogen lack a comprehensive analysis of structure configuration methods, operational strategies, and key technologies for large-scale renewable energy power to hydrogen (ReP2H) systems. To address these issues, firstly, this paper systematically reviews the typical configurations of ReP2H systems and analyzes structure configuration methods suitable for large-scale ReP2H systems. Secondly, this paper reviews the current research status of integration systems and clarifies the development trends to meet the new demands of wide-range, rapid, and efficient operation of water electrolysis systems. Thirdly, in response to the policy associated with the grid integration of large-scale ReP2H systems, this paper summarizes the typical operation strategies of both grid-connected and off-grid systems. Finally, this paper explores key technologies essential to ensuring the safe, stable, and efficient operation of ReP2H systems.
Key words: renewable energy power to hydrogen; green hydrogen; large-scale new energy utilization; structure configuration; operational strategies; electrical integration systems

基金资助项目：国家重点研发计划(2021YFB4000500)；国家自然科学基金(U22A20220)。
Project supported by National Key R&D Program of China (2021YFB4000500), National Natural Science Foundation of China (U22A20220).

0　引言

风光等可再生能源电解水生产的绿氢是实现能源、化工、钢铁和交通等领域实现绿色替代和深度脱碳的关键。2024 年全国电力工业统计数据显示，全国累计太阳能发电装机容量约 8.9 亿 kW，风电装机容量约 5.2 亿 kW，同比增长 45.2% 和 18.0%[1]。绿色低碳转型过程中，一方面可再生能源的飞速发展带来了大量的弃风、弃光，仅依靠传统负荷需求增长难以解决可再生能源的消纳问题。另一方面，钢铁、化工等行业的物质和能量大量依赖化石燃料，面临巨大的碳减排压力。2024 年 10 月 30 日，国家发展改革委等部门发布了《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》，在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢[2]。绿氢的规模化生产与应用有望为可再生能源规模化消纳和化工等行业深度脱碳提供全新的技术路线。

近年来，中央和地方政府密集出台政策推动可再生能源电解水制绿氢产业规模化发展。2022 年 3 月，国家发改委发布了《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》[3]，其中明确了氢的能源属性，肯定了氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。2024 年 11 月 9 日，氢能正式作为一种重要的能源形式写入《中华人民共和国能源法》[4]。以内蒙为代表的多个省市自治区出台了一系列政策鼓励可再生能源制氢产业化发展，打造规模化绿氢生产基地。2023 年，内蒙古自治区开工 15 个风光制氢制氨项目，其中 4 个离网型，11 个并网型项目，总可再生能源规模达到 6.31 GW，绿氢产量预计可达 28.2 万 t/年[5]。同年，我国首个万吨级光伏制氢示范项目新疆库车绿氢示范项目正式建成投产。近年来绿氢化工示范项目数量迅速增加，系统规模不断增大。松原氢能产业园(绿色氢氨醇一体化)项目一期建设风电 750 MW，光伏 50 MW，制氢 325 MW，下游配套 20 万吨/年合成氨装置。截至 2025 年初，国内已规划绿色氢氨项目 90 余个，规划产能达 1 500 万 t。目前单个项目电源规模普遍达到百兆瓦至吉瓦级，绿氢产能已至万吨级以上，下游氨醇产能已达十万吨乃至数十万吨级，可再生能源电解水制绿氢已逐渐进入规模化商业开发阶段。

可再生能源规模化制氢工程项目的加速投产引发了对其组网接入与系统运营方式的关注。现阶段大多数工程采用风光源侧“制-储-用”一体化形式建设，已投产工程大多以交流并网型组网接入方式为主。但是，以风电和光伏为代表的大规模强随机性与波动性的可再生能源直接接入电网所引起的系统电压、频率波动为电网的安全稳定运行带来巨大挑战。可再生能源的低利用小时数也降低了投资长距离输电系统的经济性。为了不挤占电网传输资源，保证产品绿色低碳属性，多地出台了一系列针对可再生能源规模化制氢工程运营方式的限制政策。如内蒙古自治区曾出台仅允许全系统 20%绿电净上网的政策[6]。并网型可再生能源制氢一体化项目设计与运营的难点在于其并网边界条件复杂，如何应对复杂多变的政策边界是可再生能源制氢一体化项目规划的面临的重要问题。同时，电网依赖弱甚至不依赖电网运行的弱并网与离网型系统也正在成为绿氢工程所考虑的重要组网方式。部分省份沙戈荒地区第三批风光基地项目将优先申报 100%离网可再生能源制氢项目[7]。风光的波动性与相对平稳的化工生产之间的矛盾在弱并网与离网系统中更加凸显，盲目扩大储能系统容量将导致绿色产品成本过高。

尽管可再生能源制氢已受到国内外的广泛关注，但是目前其组网接入方式及运营优化相关技术仍处于发展的初步阶段。目前，规模化的电解水制氢系统的组网接入拓扑还需进一步梳理、接入变换器技术选择仍存在分歧、低惯量长距离系统稳定性仍存在隐患、不同并网边界下系统运营方式有待进一步研究、系统与场站的协同调控仍需深入探讨。

为填补上述空缺，本文对规模化可再生能源制氢系统的组网方式、电气接入系统、运营方式与关键技术开展详细分析。首先系统性地梳理可再生能源制氢系统的基本结构与典型组网方式，分析各种组网方式的特点与主要应用场景，讨论适用于规模化可再生能源制氢系统的组网结构；然后，针对现阶段规模化可再生能源制氢工程需求，梳理电气接入变换系统的研究现状，分析适用于规模化应用的接入变换器技术路线；最后，探讨离/并网规模化可再生能源制氢系统的运营方式，展望支撑系统安全、稳定、高效运行的关键技术。

1　可再生能源规模化制氢的组网方式

1.1　可再生能源制氢系统整体概述

表 1 列举了国内近年部分规模化风光制氢项

表 1 国内近年部分规模化风光制氢示范项目

Table 1 Selected large-scale wind/solar hydrogen production demonstration projects in China in recent years

时间	项目名称	应用状态	电源规模	制氢规模	下游应用
2022.12	张掖 200 MW 光伏制氢及氢能应用示范项目	一期投产	200 MW 光伏	10 MW	氢能交通
2023.5	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	开工	700 MW 风电、100 MW 光伏	3.2 万 t/年	合成氨
2023.8	新疆库车绿氢示范项目	投产	300 MW 光伏	2 万 t/年	石油炼化
2023.8	德令哈 100 万 kW 光储及 3 MW 光伏制氢项目	投产	1 GW 光伏	3 MW	氢能重卡、交通
2023.9	松原氢能产业园(绿色氢氨醇一体化)项目	开工	共 3 GW 风光，一期工程 800 MW 风光	11 万 t/年	合成氨、醇
2023.12	纳日松新能源制氢项目	投产	400 MW 光伏	15 000 标准立方米/小时	合成氨
2024.2	达茂旗 20 万 kW 新能源制氢示范工程	投产	120 MW 风电、80 MW 光伏	12 000 标准立方米/小时	氢能重卡
2024.3	沧州 10 万 t 新能源制氢合成氨项目	开工	1.09 GW 光伏	2 万 t/年	合成氨
2024.4	赤峰市能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	一期投产	375 MW 风电	一期 8 万 t/年	合成氨
2024.11	鄂托克旗风光制氢项目	开工	500 MW 风电	48 000 标准立方米/小时	合成氨
2025.1	多伦风光一体化制氢项目	投产	120 MW 风电、30 MW 光伏	14 000 标准立方米/小时	甲醇

注：标准立方米是指 0 ℃，1 个标准大气压下的 1 立方米气体。

目。可再生能源制氢系统主要包括风光可再生能源发电系统、电力变换和传输系统、电制氢系统、储运系统及下游应用系统(如合成氨、合成甲醇[8])，一些可再生能源制氢系统还配置有储能系统。

电制氢系统是可再生能源制氢系统的核心，功能包含氢气的产生、分离与纯化。目前主流的电制氢技术有 4 类，即碱性电制氢(alkaline water electrolysis，AWE)、质子交换膜电制氢(proton exchange membrane water electrolysis，PEMWE)、固体氧化物电制氢(solid oxide electrolysis，SOE)，和阴离子交换膜电制氢(anion exchange membrane water electrolysis，AEMWE)。作为被研究时间最长、技术最成熟、成本最低的电解水制氢技术，碱性电制氢的单个电解槽容量可以达到 5~15 MW。通过电解槽模块化和共用辅机，电解槽模组容量可达 20 MW[9]，非常适用于百兆瓦级及以上的规模化制氢站建设。但由于系统存在氢氧混合安全风险，其最小负荷通常被限制在 20%以上[10-11]；同时，其具有的较大的漏电流还会导致低负载时效率显著降低[12]。质子交换膜电制氢系统使用纯水作为电解质，设计紧凑、体积小，电流密度高，技术较为成熟，也已经实现了 5~20 MW 的工业级应用[13]，但其由于使用贵金属催化剂而具有较高成本。固体氧化物电制氢系统通过在高温环境下电解水蒸汽，可以实现高达 80%~90%的系统效率，并方便地在电解模式与燃料电池模式之间切换，是具有前景和高绿色溢价潜力的电解水制氢技术[14]，但其目前仍存在性能稳定性差、寿命较短和成本较高等问题。阴离子交换膜电制氢系统不含贵金属催化剂，有望将碱性电解槽的不苛刻的反应条件与 PEM 电解槽的简单性和高效率相结合，但其仍处于实验研究阶段，兆瓦级产品仍处于测试阶段。

工业规模化应用中的电解水制氢系统主要包括变流设备、制氢电堆和公辅设备，如图 1 所示。变流设备将电能转化为适用于电解槽的直流电流，同时具备改变负载电流和负载功率运行的能力。制氢电堆是实现电氢能量转化的核心部件。公辅设备是电制氢系统中的辅助设备，主要包括纯化干燥设备、压缩机、纯水设备、循环泵、换热器、监测仪表等设备。

电制氢系统用电主要分为电解槽用电和公辅用电两部分。电解槽用电是电制氢系统的主要电气负荷，公辅用电是保障电制氢系统正常运行所必不可少的负荷，主要包括各仪表、泵组、控制系统和厂区生活用电，约占电解槽负荷的 2%。在可再生能源制氢系统中，除电制氢系统外，下游氢应用系统也是重要的用电负荷。以下游合成氨为例，合成氨装置、空分制氮装置、水处理装置等用电负荷约占电解槽负荷的 10%。公辅用电和下游设备用电需要稳定、可靠，以保障全系统的安全运行。

针对电解槽和公辅用电来源、组网模式、运营方式和系统布局结构等不同维度，可再生能源制氢系统具有多种组网方式，如图 2 所示。依据系统中电源种类不同，可再生能源制氢系统能够分为网电制氢系统、光伏制氢系统、风电制氢系统及复合电源制氢系统。依据系统中电力变换和传输系统不同，可以分为直流组网与交流组网可再生能源制氢系统。依据可再生能源制氢系统运营方式和电网连接

方式不同，能够分为全部接入电网的电网支撑型系统、部分接入电网的电网友好型系统、电制氢系统完全利用可再生能源发电的电解离网型系统和电解槽与公辅系统完全不与外部电网连接的全离网型系统。另外，依据电制氢系统和可再生能源发电系统的相对布局位置可以分为集中式电汇集输送、分散式电输送和分散式氢汇集输送型布局[15]；依据系统设计容量能够分为兆瓦及以下的小规模和数十兆瓦乃至百兆瓦级的规模化系统。以下对各典型可再生能源制氢系统进行概述。

1.2　可再生能源制氢系统典型组网方式

1.2.1　网购绿电制氢系统

网购绿电制氢系统结构简单，见图 3，电解槽通过整流器和整流变压器与交流电网连接。交流电网能够为电解槽和公辅系统提供稳定的电能供应。网电制氢系统多用于中小规模氢气生产与应用场合，如发电机组冷却、多晶硅生产和加氢站。网电制氢系统能够通过电力市场交易购入绿电以实现绿氢的生产[16]，并为电力系统提供调峰[17]和调频[18-19]服务以减小用电成本，提升系统经济性，但其产品难以得到绿色认证，仅适用于小规模应用。

1.2.2　光伏制氢系统

由于光伏系统的直流输出特性，光伏制氢系统很早就进入了学者们的研究视野[20]，并诞生了以直流组网为主的丰富的拓扑结构。光伏制氢系统常见的组网方式包含光伏直连制氢系统和光伏直流组网制氢系统。

1）光伏直连制氢系统

光伏直连制氢系统指光伏组件通过一级直流变换器甚至不通过直流变换器，直接与电解槽相连的组网方式，系统中不存在固定电压的直流母线，如图 4 所示。根据是否经过直流变换器，可以分为直接耦合与间接耦合两种方式。

光伏直接耦合制氢系统中，光伏组件直接连接至电解槽，不需要通过中间变换器进行电压转换，减少了中间的能量变换环节，提高能源利用效率并降低了成本[21]，如图 4(a)所示。通过合理配置和动态调整光伏组件串并联数量与电解槽串并联数[22-23]、温度[24]和面积[25]，系统可以实现电压-电流工作曲线匹配和光伏组件的最大功率点追踪。然而，采用较为机械的分档调节方式导致光伏直接耦合系统的最大功率点追踪效果较差，同时电解槽串并联数目的频繁变化和启停切换在工程上实现过于复杂，难以在实际工程中开展应用。

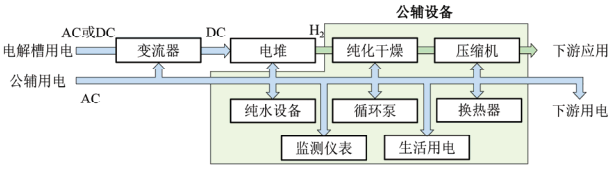


图 1　电制氢系统的主要组成

Fig.1　The main electrical structure of the power to hydrogen system

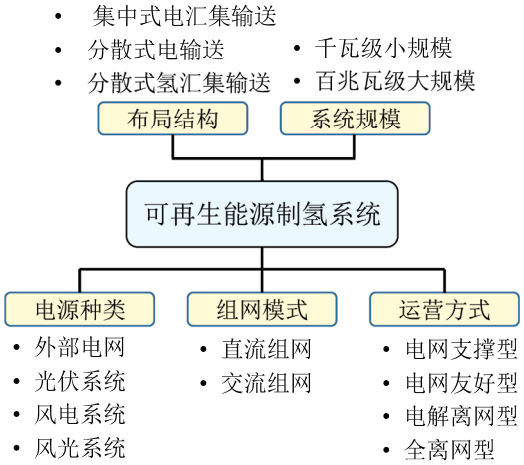


图 2　可再生能源制氢系统组网方式分类

Fig.2　Classification of renewable energy power to hydrogen system

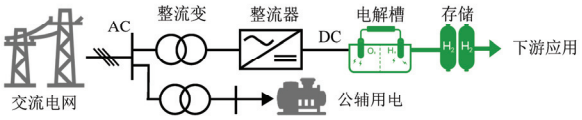


图 3　网购绿电制氢系统

Fig.3　Grid connected power to hydrogen system



(a) 直接耦合



(b) 间接耦合

图 4　光伏直连制氢系统

Fig.4　Power to hydrogen system with photovoltaic systems direct connection

光伏间接耦合制氢系统中，光伏组件通过一级

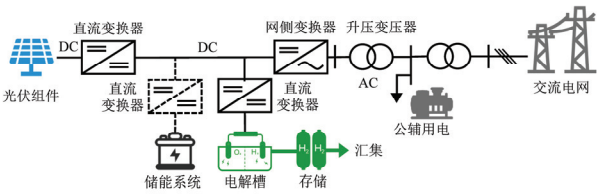
直流变换器连接至电解槽，通过调节变换器的占空比进而调整系统运行点[26]，采用增量电导法[27-28]、扰动观察法[29]等最大功率点跟踪控制算法可使得系统高效运行，无需设备频繁切换。相较于直接耦合，天气条件变化对间接耦合系统的影响更小，具有更高的稳定性和控制自由度，产氢效率更高[30]。然而，光伏直连制氢系统虽然能够相比于组网制氢系统减少变换器成本，并实现日间不依赖储能系统的稳定运行，但是在黑启动、公辅用电等方面依赖于加装储能系统和外部电网支撑。另一方面，系统应对夜间无光时，如果选择将电解槽长时处于热备用状态将带来较大的额外能耗；如果选择关停电解槽，虽然能够降低夜间能耗，但频繁启停将对电堆寿命产生不利影响。

2）光伏组网制氢系统

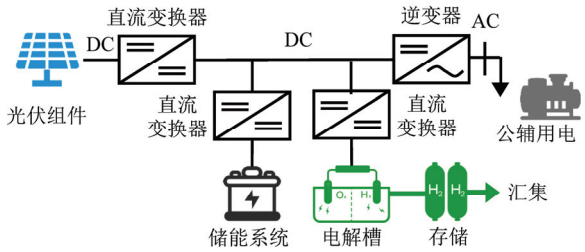
光伏系统和电解水制氢系统均为直流设备，因此光伏制氢系统通常采用直流组网方式。利用光伏与构网型储能系统协同的交流构网方式也正在示范工程中逐步探索。直流组网的光伏制氢系统通常通过两级变换器连接光伏组件与电解水制氢系统，系统中设有固定电压的直流母线。光伏制氢系统主要分为离网型和并网型两种。

光伏并网制氢系统的典型结构如图 5(a)所示，光伏系统和电制氢系统通过直流变换器接入直流母线，直流母线通过网侧变换器接入交流电网，公辅系统能够直接从交流电网中取电。由于交流电网的存在，系统不依赖储能系统也能够实现稳定运行，但可以选择性接入储能系统(如电池储能系统[31]、氢燃料电池储能系统[32-33]和超级电容储能系统[34]等)以提升系统灵活性，利用低价谷电制氢并通过优化控制和能量管理等手段降低系统用电成本。但是，并网系统普遍存在产品绿色认证困难与上下网受限于政策的问题，直流组网系统在规模化放大时也面临高压直流输变电和并网设备成本高的问题。

光伏离网制氢系统的典型结构如图 5(b)所示，与并网制氢系统不同，公辅系统需通过逆变器接入直流母线。由于不存在外部电网支撑，为维持系统能量平衡和安全稳定运行，系统需接入较大规模的储能系统(如电池储能系统[35]、氢燃料电池储能系统[36]和混合储能系统[37-38]等)。相较于光伏并网制氢系统，光伏离网制氢系统能够节省并网部分的输变电设备成本，但由于光伏系统整体利用小时数较低，



(a) 并网光伏制氢系统



(b) 离网光伏制氢系统

图 5 直流组网型光伏制氢系统

Fig.5 DC-configured power to hydrogen system with photovoltaic systems

系统整体利用率较低，而配置大量储能将导致系统经济性较差，故难以规模化放大。

1.2.3 风电制氢系统

风电系统利用小时数较高，且单机容量与电制氢系统容量匹配，随着陆上风电与海上风电技术的不断发展，国内外对风电制氢系统的关注度逐渐升高。依据是否连接外电网，风电制氢系统能够分为并网制氢系统和离网制氢系统。

1）风电并网制氢系统

风电并网制氢系统能够依据风电出力与网侧电价灵活运行，提升电制氢系统利用小时数和系统运行经济性，且公辅系统能够得到稳定的电能供应。依据系统中的母线类型，风电并网制氢系统主要分为直流组网型系统与交流组网型系统。

直流组网型风电并网制氢多应用于永磁同步直驱风机系统，如图 6(a)所示。其系统结构为在直驱风机直流母线处通过直流变换器接入电解槽[39]。网侧变换器通常用于控制直流母线电压稳定，机侧变流器实施最大功率点追踪控制侧率。为了进一步提升系统动态响应能力和灵活性，有些系统还接入氢燃料电池系统[40]、超级电容[41]及其他储能系统[42]。直流组网系统结构简单，需要的变换设备少，但电解槽需要就地配置于直驱风机附近，一方面系统中压直流母线电流大、传输距离较长，铜排成本较高；另一方面需要重新设计风机及配套系统结构，电制氢系统占地面积较大，防爆安全要求高，规模

化场景下系统配置难度大。

交流组网型风电制氢系统以交流母线连接风电系统与电制氢系统，如图 6(b)所示。由于采用交流母线，所以该组网方式直驱风机和双馈风机[43]均能够应用。相较于直流组网方式，交流组网方式能够直接采用风机与电制氢系统成套成熟产品，技术成熟度较高，能够实现工业级大规模应用。但是在海上风电和沙戈荒地区等偏远场景下，较远的并网连接线与输变电设备导致规模化并网型风电制氢系统成本难以进一步降低。

2）风电离网制氢系统

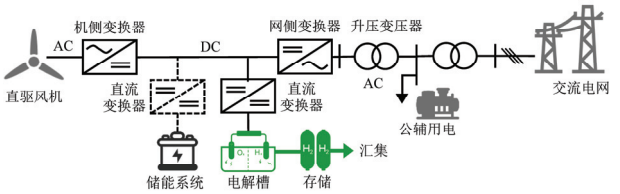
风电离网制氢系统能够发挥电制氢系统与风电系统的容量匹配特性，依托电力电子控制技术实现制氢系统跟随风电系统运行。风电离网制氢系统能够分为直流组网与交流组网两种方式，如图 7 所示。

与并网系统类似，直流组网方式主要应用于直驱风机制氢系统，通过机侧变换器和直流变换器控制，能够利用电制氢系统吸收风电波动，实现系统的无储能稳定运行[44-46]，采用储能系统能够进一步提升系统灵活性和稳定性，应对风电出力的不确定性[47-48]。但是在黑启动、公辅用电等方面依赖于加装储能系统和外部电网支撑。直流组网方式相较于交流组网方式结构简单，但由于中压直流母线电压较低电流较大，铜排成本较高。采用构网型风电技术，离网风电制氢系统也能够采用交流组网方式[49]。交流组网系统技术成熟，但需考虑系统无功谐波与系统稳定性问题。

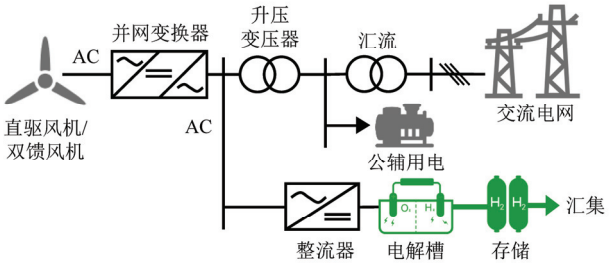
1.2.4　风光制氢系统

1）风光并网制氢系统

风光并网制氢系统主要分为直流组网与交流组网两种方式，如图 8 所示。光伏组件、直驱风机和电解槽能够通过一级变流器接入直流母线[50]。交流电网通过网侧变换器接入直流母线，并维持公辅系统用电。系统中还可以选择性地接入储能系统，以提升系统灵活性，并作为虚拟电厂为电网提供调峰调频辅助服务[51]。但其无法直接批量采购技术成熟的风光装备，直流输变电设备成本较高，规模化存在一定困难。交流组网风光制氢系统中，光伏系统和风电系统通过并网变换器并网，电解槽和公辅系统通过整流器接入交流电网。交流组网方式下，风光系统能够在配电网中分布式布局[52]，结合氢储能系统和电池储能系统等，以虚拟电厂形式优化系统运行[53-54]。但是，并网风光制氢系统同样存在产品绿色认证困难与上下网受限于政策的问题，但相较于直流组网系统，较低的输变电成本使得交流系统更加适用于规模化应用场景。



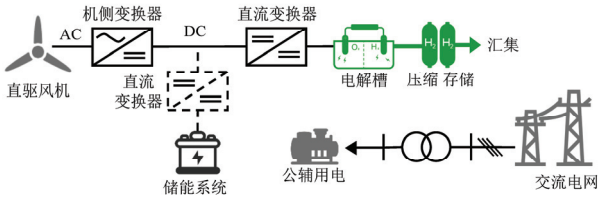
(a) 直流组网



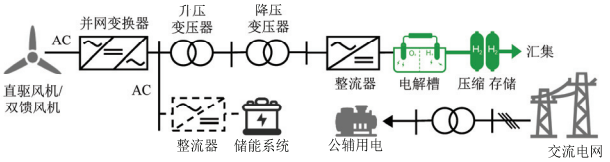
(b) 交流组网

图 6　风电并网制氢系统

Fig.6　Grid connected power to hydrogen system with wind turbines



(a) 直流组网



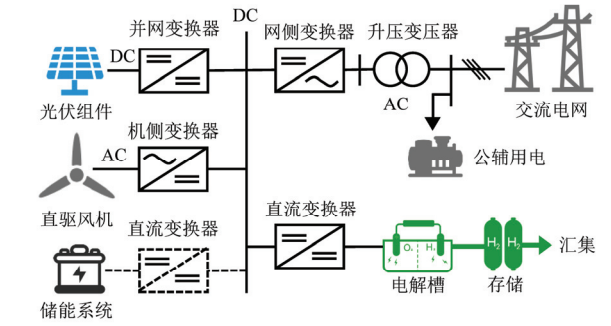
(b) 交流组网

图 7　风电离网制氢系统

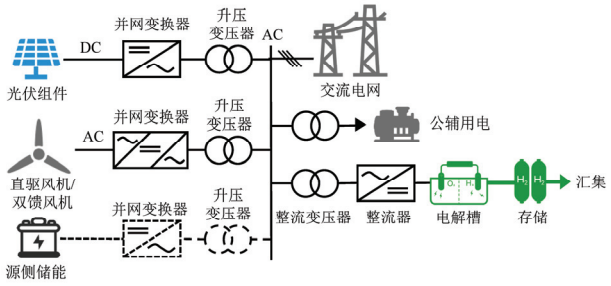
Fig.7　Off-grid power to hydrogen system with wind turbines

2）风光离网制氢系统

见图 9，风光离网制氢系统能够利用风电与光伏系统出力的互补特性，进一步提升电制氢系统的利用小时数。直流组网和交流组网的光伏离网制氢系统配合氢燃料电池储能系统和电池储能系统[55-56]，能够实现较为独立的供电用电微网。但其依赖于配置储能系统维持能量平衡与公辅系统用电，经济性提升较难。



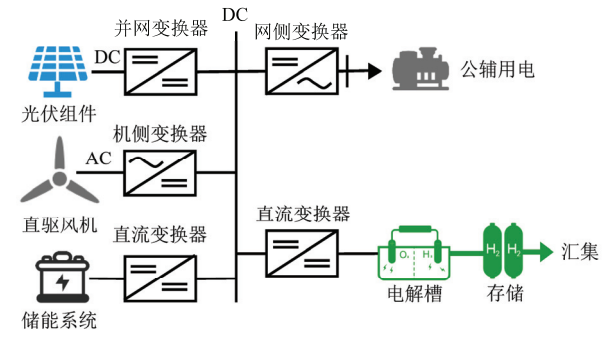
(a) 直流组网



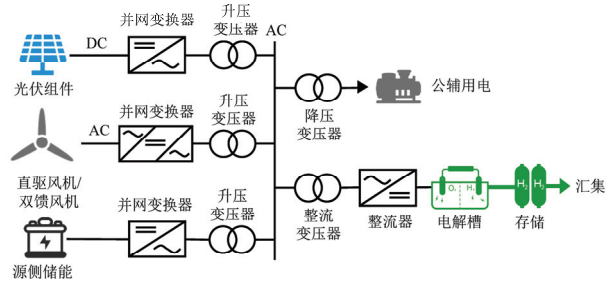
(b) 交流组网

图 8 风光并网制氢系统

Fig.8 Grid connected power to hydrogen system with photovoltaic systems and wind turbines



(a) 直流组网



(b) 交流组网

图 9 风光离网制氢系统

Fig.9 Off-grid power to hydrogen system with photovoltaic systems and wind turbines

1.3 组网方式对比与适用性分析

表 2 总结了 1.2 节中可再生能源电解水制氢系统典型组网方式规模化后的主要不足与典型适用性场景。就光伏制氢系统而言，间接耦合方式的发展潜力将远远大于直接耦合方式，但由于间接耦合系统的高压母线电压形成依赖于光伏组件的串联，难以提升电压以供远距离传输，间接耦合方式在就地式中低压直流布局的制氢汇集输送系统中具有应用前景。直流组网型光伏制氢系统受限于规模化后高压直流输变电设备成本高，以中低压直流组网方式为主，能够应用于小规模微网系统。并网光伏制氢系统有望在用户侧分布式综合能源系统、车网互动等场景中开展应用。

就风电系统而言，直流组网方式结构简单，但其依赖于重新设计风机及配套系统结构，无法直接批量采购技术成熟的标准化装备，大规模组网困难，多用于就地式小规模微网系统。风光直流离网制氢系统在海岛、偏远地区小规模供电中具有应用前景。

交流组网系统由于技术成熟，有望成为低成本大规模绿氢基地建设采用的主要组网方式[57]。但交流并网系统上下网电量受政策限制，提升了系统运营的难度，需要针对性地开展深入研究。交流离网系统依赖电池储能系统，并配置较大储氢系统以维持系统电力平衡与电量平衡，其容量配置方法、稳

表 2 可再生能源制氢组网方式小结

Table 2 Summary of renewable energy hydrogen production configuration technology

组网方式			光伏	风电	风光	局限性
并网型系统	网电制氢		适用于非风光资源地区小规模制氢			
	直流并网		规模化后高压直流输变电和并网设备成本高，适用于多能微网系统	需要重新设计风机及配套系统结构	规模化后高压直流输变电和并网设备成本高，适用于多能微网系统	绿色认证困难，上下网电量受限
	交流并网		技术成熟度好，适用于规模化应用			
离网型系统	直流离网	直接耦合	不适用于工业应用	需要重新设计风机及配套系统结构，适用于海上风电制氢汇集输送场合	规模化后高压直流输变电设备成本高，适用于边无地区微网系统	依赖电池等储能系统，经济性难以保证
		间接耦合	规模化就地式中低压布局，氢汇集输送			
		直流组网	规模化后高压直流输变电设备成本高，适用于边无地区微网系统			
	交流离网		利用小时数较低	技术成熟度好，适用于规模化应用		

定性分析与系统级优化控制方法已经成为制约其在实际工程中应用的主要问题，亟待进一步研究。

2　适用于可再生能源规模化制氢的接入变换器拓扑

2.1　可再生能源规模化制氢接入系统结构

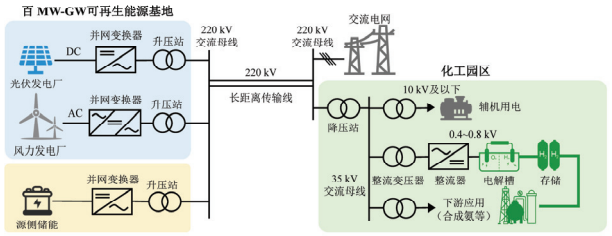
由于现阶段高压直流输电技术成本高，可再生能源规模化制氢系统多采用交流组网方式。由于可再生能源发电基地与制氢化工园区位置均相对偏远，分别建设大规模电力传输线连接至主电网成本高，利用小时数低。通过“制-储-用”一体化布局有助于可再生能源就地消纳，降低大规模可再生能源直接并网对电网的冲击，并减小大容量输电线路投资成本。如图 10 所示，依据组网接入方式不同，可再生能源规模化制氢系统能够分为并网型和离网型系统。百兆瓦至吉瓦级可再生能源基地电能经汇流后送往升压站升压，由于输电容量大，现阶段实际工程多选择升压至 220 kV 将电能输送至附近的化工园区制氢。化工园区制氢工程中设有降压站，将母线电压从220 kV 电压降至35 kV 等较低电压等级。特别地，在并网型系统中，降压站通常还设有输电线至附近电网接入点变电站，以供电解水制氢系统利用网电制氢。

可再生能源规模化制氢系统的接入变换系统主要包括整流变压器和整流制氢电源。规模化电制氢场站常用单堆 5 MW 电解槽组成模块化的电制氢单元，如“四进一”20 MW 电制氢单元。为提升电解效率，电解槽都具有显著的“小电压，大电流”的特点[58]，其端口电压通常为 400~800 V，但其电流可达 6 000~12 000 A。小电压、大电流的负载特性也给接入变换器的设计带来了挑战。

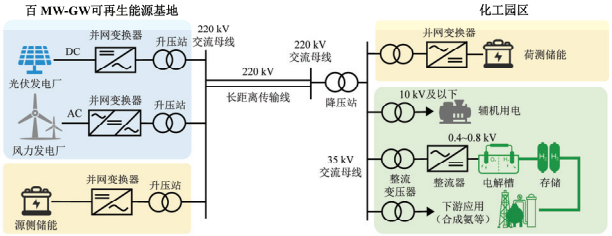
2.2　接入变换器研究现状

当前，适用于工业规模化制氢的接入变换器拓扑主要包括图 11—图 14 所示的 4 种技术路线。在这四种主流技术之外，文献[59]和[60]还针对传统整流电源提出了改进方案，通过并联辅助变换器补偿直流电流的波动，但其主要结构还是基于图 11 所示的技术。

传统晶闸管器件适用于大电流应用场景，晶闸管多脉波整流是如今工业制氢电源的主要形式。图 11 展示了传统的晶闸管 12 脉波整流电源的结构。与之类似，通过增加晶闸管整流桥的并联回路数和改变移相变压器的移相角度，能够得到 24、48 乃至



(a) 并网型



(b) 离网型

图 10　可再生能源规模化制氢系统典型结构

Fig.10　Typical structure of renewable energy power to hydrogen system

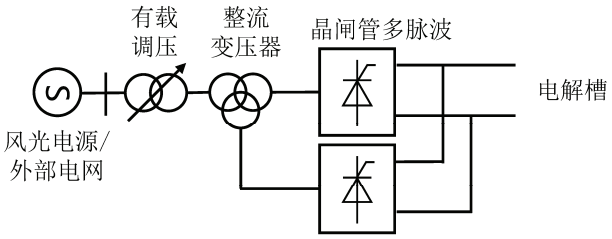


图 11　晶闸管多脉波整流制氢电源

Fig.11　Multi-pulse thyristor rectifier

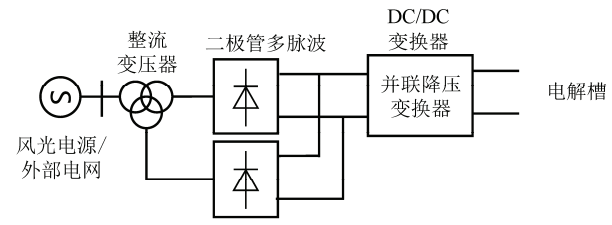


图 12　二极管多脉波+并联 DC/DC 整流制氢电源

Fig.12　Multi-pulse diode rectifier +parallel DC/DC converter

96 脉波及以上的晶闸管整流电源。脉波数越多，整流电源在直流侧的波动越小，电能质量越好。晶闸管制氢电源具有额定点效率高的特点，但是其宽范围动态调节能力不足。相较于基于绝缘栅双极晶体管(insulate gate bipolar transistor, IGBT)的制氢电源，一方面晶闸管多脉波整流电源的直流纹波较大，且随晶闸管开通角变大而增大；另一方面，晶闸管整流电源的交流侧功率因数较低，谐波较为严重，

不仅需要有载调压开关频繁动作，而且需要额外配备无功补偿设备和滤波设备[58]，增加了系统投资与运维成本。

随着电力电子技术的发展，逐渐诞生了更多基于 IGBT 器件的制氢电源。但是，IGBT 器件通流能力有限，大电流应用场景下需要采用多路并联的形式[61]。图 12 展示了二极管多脉波整流与并联降压直流 DC/DC 变换器组合构成的整流电源。二极管整流的采用使得整流器的交流侧谐波与功率因数相较于晶闸管制氢电源都有明显提升。由于制氢负载电压普遍较低，采用降压 Buck 型 DC/DC 变换器能够提升电源中部直流母线的电压，降低交流侧电流，以减少变压器和铜排等设备的投资。研究[62]提出直流变换部分可以利用移相全桥隔离式 DC/DC 变换器，但是隔离式 DC/DC 中的变压器的体积和投资较大，不适用于大电流大功率需求。在制氢电源中，主要器件为 IGBT 的 Buck 型降压 DC/DC 变换器需要进行多组并联，其能够通过将 PWM 控制中基准比较信号的相角错开一定的角度，组成交错并联 Buck 变换器，极大程度地降低直流侧的纹波[63]。

图 13 展示了一种基于 IGBT 的电压源型变换器(voltage source converter, VSC)和并联降压 DC/DC 变换器级联而成的变换器。其中 DC/DC 变换器部分与图 12 中相同。文献[58]也尝试不采用后级 DC/DC 变换器，直接采用 VSC 变换器。但是，电压源型变换器的输出直流侧电压高于输入侧电压，属于升压型变换器，电制氢电堆的“大电流，小电压”特性将导致交流侧的电流过大，电压过低，极大增加交流侧设备投资成本，并显著降低其容量利用效率。网侧变流器采用 VSC，结合和脉宽调制(pulse width modulation, PWM)技术，能够实现网侧的有功-无功解耦，从而实现网侧单位功率因数和可调的无功输出[64]。高频 IGBT 电源的使用，使得网侧谐波也得到较好的抑制。与前两种方案相比，宽范围无功与谐波方面优势较大。

图 14 展示了一种新兴的电流源型变换器(current source converter, CSC)，多用于降压整流场合[65]。与电压源型变换器相同，电流源型变换器也主要由 IGBT 构成，并采用 SVPWM 的控制方式，也能够实现有功-无功解耦和功率因数控制。由于电流源型变换器的降压特性，后级无需级联并联 DC/DC 系统，这进一步降低了电源的成本，具有相当的发展前景。

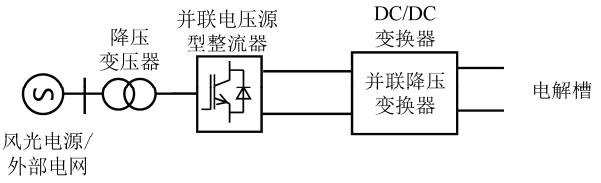


图 13 并联 VSC+并联 DC/DC 制氢电源

Fig.13 Parallel voltage source converter+parallel DC/DC converter

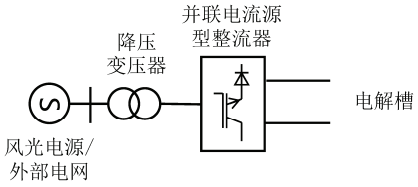


图 14 并联 CSC 制氢电源

Fig.14 Parallel current source converter

2.3 接入变换器技术对比分析

在可再生能源制氢系统中，电制氢系统的宽范围变负载运行以跟随可再生能源系统出力的能力对于降低制氢成本非常关键[66]。电制氢系统的运行模式由传统的额定点稳定运行，过渡到主动维持系统平衡的宽范围波动运行。这一重要变化也对制氢电源提出了新的要求。传统稳定运行模式主要看重制氢电源的投资成本与额定工况稳态效率，其稳态功率因数与网侧谐波能够通过固定的无功补偿设备和滤波器进行针对性消除。但是在宽范围快速波动运行的新需求下，需要制氢电源在宽范围内都具有高效率。同时，其宽范围交直流侧电能质量、动态调节特性、系统稳定控制能力与模块化设计也逐渐成为实际工程中关注的重点，如表 3 所示。

制氢电源宽负载范围内的不同表现也将成为实际应用中技术路线选择的重要依据。表 4 中对于前文所提的 4 种常见制氢电源进行了详细的横向对比。由表可见，在传统稳态运行情况下，晶闸管多脉波整流器由于其成本低，稳态效率高，安全性高的特点而脱颖而出，成为了当前电制氢系统的首选电源。但是未来弱并网与离网可再生能源制氢系统对于宽范围效率、动态变负载调节速率与电能质量的要求高，且电网过于薄弱可能无法满足晶闸管整流器稳定换相条件，以上特性对传统晶闸管整流器的设计控制策略提出了挑战。在 3 种基于全控器件 IGBT 的制氢电源技术路线中，二极管多脉波

+DC/DC 整流器以较高的宽范围效率和功率因数，快速的调节速率和较低的控制复杂度，有望成为未来重要的制氢电源拓扑方案。大规模并联 VSC+并联 DC/DC 整流方案已经在一些可再生能源制氢工程开展示范应用。大规模并联 CSC 方案制氢电源因现阶段较高的成本和较低的技术成熟度而暂未得到大规模的推广应用。利用 VSC 与 CSC 的有功与无功解耦控制的能力，有望在未来弱连接并网与离网可再生能源制氢系统中发挥无功电压支撑与故障穿越作用。

3　可再生能源规模化制氢系统的运营方式

并网型规模化可再生能源制氢一体化项目设计与运营的难点在于其并网边界条件复杂。其外部边界条件，特别是电网交互边界受到政策影响比较大。以内蒙古风光制氢一体化示范项目为例，2020 年第一批项目允许净上网 20%，对实际的上网和下网比例没有明确的约束。而 2022 年第二批项目则明确并网型项目仅允许上网 20%，不允许从电网购电[7]。2023 年以后的项目放宽了下网限制，允许下网 10%；同时增加了诸如“上网功率不超过新能源装机规模的 40%”和“月度上网电量不超过 30%”的限制[5]。2024 年 12 月，政策提出建立上网电量退坡机制，保持新能源规模配置比例 (1:1.2) 不变，提高投产初期上网电量比例。风光制氢一体化项目上网电量占发电量比例 2025 年不超 40%、2026 年不超 30%、2027 年及之后年份不超 20%[67]。可再生能源制氢系统的并网容量与上下网交易电量受限，购电通常用于维持公辅用电，绝大部分绿电需要就地消纳，避免从电网大量购电直接用于制氢[68]。

在组网方式的基础上，依据系统运营方式及上下网政策边界条件，能够对现阶段可再生能源规模化制氢系统运营方式进一步分类。其中并网型系统能够分为强连接并网型、弱连接并网型、半离网型和离网型运营方式，如表 5 所示。

强连接并网型运营方式下的系统主要依靠电网调峰，上网电量比例最高可达 40%，而下网电量通常无限制，如吉林和内蒙古早期核准的相关项目。系统在白天光伏大发时高功率制氢，余电上网；夜晚采购绿证网电低功率制氢。强连接并网型系统主要利用电网电量调节生产，通常不设置大规模储氢。

弱连接并网型运营方式下的系统与电网的交互能力进一步受限，通常存在于缺乏电力市场机制、不允许在同一并网点同时上下网，或由于政策限制只能下网采购电量的区域电网。此类项目多采用利用小时数较高的风电电源，但其随机性和波动性都显著强于光伏电源。出于经济性考虑，弱连接并网型系统往往设置大规模储氢罐(>8 h)作为缓冲，以应

表 3　电制氢接入系统技术需求

Table 3　Technical requirements for the power supplies of power to hydrogen systems

分类	技术要求
可再生能源耦合运行能力	宽变负载运行范围 高全负载范围效率 快速变电流/功率负载能力 支持频繁启停(启动过流抑制、关机反向电流抑制) 支持电解槽寿命检测
系统稳定控制能力	支持负荷有功频率控制 支持系统无功电压控制 高系统故障穿越能力
交/直流侧电能质量	宽负载范围高功率因数 宽负载范围低谐波畸变 宽负载范围低输出纹波 高电流/功率控制精度
系统成本因素	低变压器造价 低整流器造价 低无功补偿设备造价 低滤波设备造价
其他	电源模块化与高拓展能力 低设备占地面积与运维成本 高设备防爆安全性

表 4　制氢电源技术对比

Table 4　Comparison of hydrogen production power supply technologies

技术指标	晶闸管多脉波整流器	二极管多脉波+并联 DC/DC	并联 VSC+并联 DC/DC	并联 CSC
稳态效率	高	较高	较高	较高
稳态功率因数	需额外补偿	较高	可控	可控
网侧谐波	需滤波设备	需滤波设备	低	低
直流质量	较低	高	高	高
宽范围效率	较低	高	高	高
宽范围电能质量	较低	高	高	高
动态调节速率	较慢	快	快	快
控制复杂度	低	中	高	高

表 5　系统运营方式分类

Table 5　Classification of system operation strategies

是否连接电网	电网交互限制	分类	有无储氢罐
并网	允许上网，下网电网无限制	强连接并网型	无
	仅能下网或与电网交互水平低	弱连接并网型	有(大容量)
	只允许部分上网，不允许下网	离网/半离网型	有
离网	电解槽不接入外电网	离网型	有

对上游电源出力波动。为应对上游氢产量波动，下游如合成氨工段采用多稳态柔性工艺。

离网/半离网型运营方式下的系统只被允许部分电量上网，被严格控制不允许下网，甚至更进一步被要求并网点严格无电量交换。离网/半离网型运营方式下还被要求部分辅机(如大型泵组、压缩机)离网，需要利用氢燃料电池等储能系统保证高可靠经济性供电。典型项目如内蒙古自治区 2023 年以后核准的项目。为应对上游氢产量波动并减少网电使用，氢下游如合成氨工段采用连续调节工艺。强连接并网型、弱连接并网型和离网/半离网型系统对电网依赖度和碳排放强度逐渐下降。

离网型运营方式下的系统全部用能来源于可再生能源绿电，是未来绿氢产品的理想生产方式。离网型运营方式下电解槽不接入电网，完全利用绿电制氢，但公辅系统可以接入电网以保证系统安全稳定运行。进一步，通过配置氢燃料电池和锂电池储能系统，有望实现电解槽、下游设备和公辅系统的全离网运行[69]。系统优先利用风光发电，在风光不足时利用锂电池发电，最后利用氢燃料电池发电乃至氨发电。氢燃料电池可以直接复用可再生能源制氢项目中已有的储氢环节以及配套的公辅设备，可降低氢发电环节投资，从而提升整体的经济性。

4 可再生能源规模化制氢关键支撑技术

为支撑可再生能源规模化制氢系统的发展与商业化应用，需要形成从装备级到系统级的相关配套技术。本章综述了其中潜在的关键支撑技术。

4.1 适应宽范围快速波动运行的高效电制氢技术

4.1.1 电极衰减抑制与健康监测技术

在可再生能源制氢系统中，电制氢系统需要频繁地启停以适应能源供应的不稳定性，这无疑加剧了电极退化的风险[70]。电极会因化学因素和物理因素而发生性能退化，其中化学因素主要涉及催化剂的腐蚀、溶解，以及在电极表面形成催化活性较低的钝化层。而物理因素则包括催化剂颗粒因机械应力或热冲击而发生的碎裂和脱落[71]。为了提高制氢效率，现阶段已推出的如镍铁、镍钼、镍铬、镍钒在内的多种合金电极虽然在催化活性上有所提升，但在稳定性上却往往不如传统的雷尼镍电极。特别是过渡金属的溶出问题，更是加速了电极性能的衰减。例如，有研究采用铁同位素研究镍铁电极铁元素流失情况，指出镍铁电极存在较为严重的铁元素流失，造成了电极的显著退化[72]。此外，实验表明频繁启停操作会导致电解槽效率显著下降，500 次启停循环后效率降幅可达 15%以上[73]。现有文献中缺乏在全负载范围内启停与波动运行等不同操作模式对电极退化情况的研究，以指导如何有针对性地调整运行操作和系统设计以减缓电极退化。未来需要深入研究碱性电解槽电极在连续波动运行和启停间歇运行模式下的性能退化机理，并研究电解槽电极健康状态在线监测方法，以便为电制氢设备的长期安全稳定高效运行提供有力保障。

4.1.2 电制氢系统结构优化设计技术

可再生能源规模化制氢场景中的碱性电解槽需应对较宽的功率波动范围，因此对其结构进行优化，以便在宽功率范围内实现综合性能最优显得尤为重要。极板乳突尺寸对电解槽电化学性能及流体压降的影响明显，通过优化乳突尺寸能够提升运行性能[74]。极板流道尺寸在不同负载率条件下对电流效率和流道压降的影响表现不同，以系统效率最优为目标、流道最大压降为约束，能够对极板流道尺寸进行优化设计[12]。电解槽单元数目与极板面积对能量效率也有重要影响。仿真结果表明，增大单元数目会提高漏电流从而降低电流效率，但同时减少气泡覆盖率，有助于提升电压效率[75]。然而，当前的结构优化设计多基于仿真研究，缺乏系统性实验验证，不同设计方案在实际应用中的性能比对仍显不足。同时，未来的电解槽结构设计应更加注重电堆与接入变换器等多组件协同优化，以系统总经济成本为目标函数开展优化设计，从而进一步推动宽功率波动下的高效电制氢技术发展。

4.1.3 电制氢系统模块化设计技术

由于材料机械强度极限和密封设计等问题，电解槽单个小室面积和单个电解槽的最大串联小室数存在上限，导致单个电解槽尺寸存在上限。过大的单个电解槽不仅增加了组装难度，也增加了电解槽出厂、安装和运维成本，同时更大的产氢速率要求更大的歧管直径以满足将气体带离电解槽的需求，而这带来更大的旁路电流损失，降低电解槽的法拉第效率。电制氢系统模块化设计技术是未来的重要发展方向。一种模块化的设计方法是采用多个小槽单独供电，来保证每个小槽都有较高的法拉第效率。每个小槽都可以运行在工作、热备和停机 3 种模式[76]，因此可利用启停机的机组组合策略实现更宽的调节范围[77]。但该设计方式下每个小槽独立运行

需要大量的电力接入设备和辅机设备，提高了设备成本。为了降低辅机设备成本，可以将多个单独供电的电解槽共用一套辅机设备[78-80]，这种共用辅机的设计在现阶段实际工程中得到了广泛应用。

电解槽的“小电压，大电流”特性对电力电子设备的通流能力提出了很高要求，并需要大量金属铜来承载大电流，提升了接入变换器的成本。电力接入设备降本与提升供电效率要求提高电解槽的端口电压，降低输出电流。模块化电制氢系统中多个电解槽的串联运行以实现电解槽的“降流升压”有望成为电解槽降本增效的关键。然而，一方面，由于碱性电解槽的电解质导电，在碱液循环中会存在电流通路。另一方面，系统中包含众多导电的金属管道和外壳，电解液中的电势降会在管道中产生局部电解，降低电流效率的同时会产生腐蚀并引入氢氧混合。电解槽模块化串联电制氢系统的工艺流程设计和绝缘设计问题亟待研究与突破。

4.2　可再生能源制氢系统接入控制技术

4.2.1　电制氢宽范围快速动态运行控制技术

为了满足可再生能源制氢系统提供电网平衡调节和系统运营优化能量管理中对于电制氢系统响应功率指令的“稳、准、快”要求与温度、氧中氢(hydrogen to oxygen, HTO)杂质稳定控制要求，有必要针对电制氢宽范围快速动态运行建模与控制方法开展深入研究。

在现有电流控制器以外，设计功率闭环控制器有利于电制氢系统应对变负载过程中的温度、压力波动，以实现对功率指令的快速准确响应。电制氢系统的电气动态调控性能与电堆及其接入变换器息息相关。由于外加电场导致的电荷积累，碱性电解系统与质子交换膜电制氢系统的电堆往往表现出法拉级的双电层电容效应[81-82]。当电制氢系统快速变负载运行时，电堆的暂态过程持续时间可达几秒到几十秒，并可能出现损害电堆的过大电流超调[83]。这一问题的解决有赖于对电堆暂态行为的深入分析建模和在电制氢接入变换器中针对性地设计控制器结构与参数[82]。

在电制氢系统宽范围快速动态运行条件下，负荷的变化会对碱性电解槽温度和 HTO 杂质含量产生干扰。当负载上升时，会发生温度超调，若超调超过上限，会对电极与隔膜造成损害。电制氢系统的温度动态具有明显的时滞特性[84]，需要开展精细化地建模研究并设计合适控制器，以减小温度稳定时间和超调量。当负载降低时，碱性电制氢阴极和阳极之间的气体交叉会导致氧气产品中的氢污染超过 2%的限制，引起燃爆风险。针对启停及变负载过程中氢气杂质在系统内的传质与累积过程建立动态杂质模型，并提出系统 HTO 杂质的稳定控制方法，有利于提升可再生能源制氢系统的运行灵活性与经济性。PEM 电解槽的氢氧杂质形成与碱性机组有显著区别[85]，同时传热传质的动态问题在高电密条件下复杂突出，双电层电容效应对系统瞬态影响更大[83]，现阶段实际工程应用依然亟需研究提升其效能、可靠性和灵活性的改进措施。

4.2.2　电制氢场站协同优化控制技术

可再生能源规模化制氢系统中往往以模块化的方式构建，系统由几十至数百套电制氢机组组成[86-87]，以显著提高电制氢系统的灵活性和拓宽负载运行范围。同时，制氢场站中可能存在调节特性不同的质子交换膜电制氢系统机组、碱性电制氢系统机组[88]和高温电制氢机组混合使用，发挥协同互补作用[14]。系统中的碱性电制氢系统与质子交换膜电制氢系统有望实现动态特性的互补，进一步提升电制氢场站动态调节能力。

但是，电制氢场站的复杂性带来了新的问题。第一，大规模电制氢场站中电力电子设备多、控制参数多，有功频率响应特性复杂。电制氢场站中同时存在碱性与质子交换膜电制氢系统，二者的控制器参数不同，对外表现的调节特性不同，为系统的协同调控带来困难。第二，大规模电制氢系统中电制氢系统运行状态多，合理调控困难。电制氢机组普遍具有启动、停机和热备用 3 种运行状态，且随可再生能源出力与调频指令状态不断切换，运行调控复杂。机组运行点不同，其动态调节能力不对称与退化程度不一致，需要合理优化调度。第三，采用晶闸管整流电源为制氢装置供电时，并网电制氢场站的有功与无功特性互相耦合[89]。系统能量管理策略不能仅需要从传统的经济性目标出发，而应该考虑由于电能质量不合格而带来的额外力调费，以及无功负荷过高导致的网损增大、负荷母线电压安全等问题，并依据总经济性指标指导场站中多堆之间的负载分配与无功补偿系统动作。这些因素进一步提升了规模化可再生能源制氢系统调度控制的难度，亟需考虑系统综合运行特性的设计与控制方法。

4.2.3　离网可再生能源制氢系统稳定控制技术

离网可再生能源制氢系统由于缺乏外部电网

的有功和无功支持，容易出现频率稳定、电压稳定及振荡问题。离网系统内电力电子设备占比极高，系统安全稳定运行和故障穿越依赖于各电力电子设备的协同控制。

首先，离网可再生能源制氢系统需通过制氢机组和储能协调控制，维持有功平衡和频率稳定，需要深入研究系统协调控制策略。若调度不当，则可能导致系统整体有功调节范围或爬坡能力不足，难以应对风光出力的快速和持续波动。此外，需通过分层调控以保证不同时间尺度上的有功平衡[90]。此外，若采用构网型储能作为离网系统内部的频率和电压参考，则需保证其功率、能量备用始终处于较充足的状态，避免因 SOC 充满或耗尽导致系统失去同步参考[91]。

其次，与并网型系统类似，在离网可再生能源制氢系统中，传统晶闸管整流设备的有功和无功之间的非线性和不可解耦关系可能导致制氢机组不同启停、负载分配状态下无功负荷出现较大差异，需要开展考虑无功与系统潮流的调度控制策略研究。电制氢系统所吸收的无功随电压、电堆温度和机组间功率分配不同而改变[92]，进而影响着能量转换效率和电网潮流。不考虑系统无功的调度策略可能会导致无功需求过大，从而导致电压违规，增加网络损耗，对系统安全和盈利能力产生负面影响。因此，为了实现更好的系统级生产率和盈利能力，需要在能量转换效率和电网的无功优化之间进行权衡。

最后，离网可再生能源制氢系统为 100%电力电子变流器构成的电力系统，弱电气强度下，制氢整流器功率环、直流母线电压环及风光发电逆变器锁相环、构网型储能控制各环节之间的相互作用可能导致功率振荡，需要深入开展系统振荡形成机理及其预防研究，探究如何通过调整运行点、改进控制回路结构或参数等方式以缓解或消除振荡风险[15]。

4.3 可再生能源制氢一体化系统运营优化技术

4.3.1 一体化系统联合生产模拟技术

可再生能源制氢一体化系统作为电气工程、化工合成和过程控制等学科的深度交叉产物，联合生产模拟技术是其中的关键技术之一。其主要关注如何将可再生能源发电、电解水制氢技术与下游化工环节相耦合，提高能源利用效率并降低生产成本。联合生产模拟涉及对系统内部可再生能源发电机组的确定性[93]或随机性[94]建模，以及对电解槽、合成氨反应器等关键设备运行特性建模。对于电解槽运行特性，主要关注电转氢效率[95]、负载率约束[96]和启停热备状态等约束[97]。对于合成氨反应器的运行特性建模，主要分为完全恒定负荷[98]，完全灵活负荷[99]和考虑负载率、爬坡速率、过渡时间等约束的有限灵活负荷等建模方法[68,100-101]。一体化系统联合生产模拟覆盖电网集成与互动、经济分析和运筹优化等多个方面。现阶段已有部分研究聚焦可再生能源制氢合成氨系统作为需求侧的灵活性资源与电网的互动，探索其与大型电网整合的可能性[102]，但其模型对可再生能源出力随机性与化工反应器的运行特性研究不够深入。一体化系统联合生产模拟技术能够为可再生能源制氢系统设计具有针对性的设备优化调度方式，以适应其特有的运行特点[103]，需要继续开展深入研究。

4.3.2 多市场参与互动与优化调度技术

规模化可再生能源制氢一体化系统有望实现绿氢及其衍生绿色产品的大规模生产，并参与电、氢及下游产品多个市场的产品交易。可再生能源一体化系统的市场交易涉及电力市场、氢气市场、下游化工产品市场和碳市场、绿证市场等多个市场，需要协调不同市场的交易时间节点和频率，会形成复杂的多时间尺度耦合问题[104]。电力市场交易包含中长期市场和现货电量市场、辅助服务市场等多种交易形式。氢氨市场则受到生产限制、储运限制、合同与交易限制和需求限制等[105-107]。针对一体化系统多市场参与优化，通常采用的处理方式主要包括分层优化和滚动优化。分层优化将系统划分为不同时间尺度层次，设置有迭代反馈机制，确保不同层次之间的信息和决策能够互相影响。滚动优化方法以动态规划为基础，将规划周期划分为多个连续的时间段，随时间的变化不断更新优化决策，可以适应一体化系统中波动性较高的可再生能源供应、市场需求以及市场价格。

一体化系统多市场参与的交易机制复杂，需要深入研究同时具有可行性和准确性的电力市场和氢氨市场的交易模型，深入分析实际市场数据，从而为实际应用提供精准高效的指导。同时，可再生能源和市场价格波动的不确定性以及跨市场运营的风险，也需要通过提出更先进的优化算法和市场分析来克服。

4.4 可再生能源制氢系统容量配置技术

系统容量配置的难点在于传统化工“安稳长满优”的规划设计方式与新能源发电的随机性、波动

性和间歇性之间存在巨大矛盾，需配置电储能系统与储氢系统进行缓冲，保证系统能量与物质的平衡。不同于传统的“安稳长满优”的设计运行模式，传统化工如合成氨的灵活调节会造成实际产量的损失，但同时更高的合成氨灵活调节能力可以优化前端风光制氢部分的容量配置，减少冗余投资。因此，如何量化可再生能源制氢系统的经济性最优的概念是构建最优容量配置模型的关键挑战。构建以平准化制氨成本 (levelized cost of ammonia, LCOA) 最小为目标的统一规划模型，通过科学的容量配置优化方法来支撑项目前期立项是当前工程亟需的。但 LCOA 的数学模型为分式函数，因此需要开发相应的优化求解算法，实现分式优化问题的高效求解。此外，可再生能源发电随机性、间歇性和波动性，特别是多年不确定性对系统长期运行的技术经济性评估带来了新的挑战，需要开发能够有效规避长期运行风险的系统优化配置方法。

5　结论

本文旨在尝试梳理在双碳背景下风光可再生能源制氢系统的主要组网、接入、运营方式及其发展趋势，厘清风光可再生能源制氢接入系统的典型结构及其未来需求，并展望未来风光可再生能源制氢系统发展的关键技术问题。

1）在可再生能源制氢系统组网方式层面，现阶段交流组网方式相较于直流组网方式在技术成熟度与成本等方面具有比较优势，适用于内陆可再生能源大基地制绿氢应用场景。

2）在可再生能源制氢系统接入变换器层面，宽范围快速动态高效运行能力将成为接入变换技术比选的关键。适用于大电流场景的全控 IGBT 器件整流电源有望发挥其灵活调节能力与功率因数可控特性，部分或全部替代传统晶闸管整流电源，在大规模可再生能源制氢系统中与组成混配制氢电源。

3）在可再生能源制氢系统运营方式层面，电网接入政策的不同将带来不同的技术路线，强连接并网、弱连接并网、离网/半离网和离网运行方式有望成为未来工程应用的重点。

4）为支撑规模化可再生能源制氢技术发展和工程应用，还需形成从装备到系统的配套技术。其中关键技术包括适应宽范围快速波动运行的高效电制氢系统的设计与开发、可再生能源制氢系统的组网接入与协同稳定控制，以及可再生能源制氢一体化系统运营优化与容量配置技术等。

参考文献　References

[1] 国家能源局. 国家能源局发布 2024 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2025-01-21)[2025-01-21]. https://www.nea.gov.cn/20250121/097bfd7c1cd3498897639857d86d5dac/c. html.
National Energy Administration. The National Energy Administration releases statistical data on the national power industry for 2024 [EB/OL]. (2025-01-21)[2025-01-21]. https://www.nea.gov.cn/20250121/097bfd7c1cd3498897639857d86d5dac/c. html.

[2] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见[EB/OL]. (2024-10-30)[2024-10-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202410/t20241030_1394119.html.
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. Guidelines on vigorously implementing renewable energy substitution initiatives[EB/OL]. (2024-10-30)[2024-10-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202410/t20241030_1394119.html.

[3] 中华人民共和国国家发展和改革委员会，国家能源局. 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)》[EB/OL]. (2022-03-24)[2024-01-10]. https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680973. htm.
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China, National Energy Administration. Medium and long term plan for hydrogen energy industry development (2021-2035) [EB/OL]. (2022-03-24)[2024-01-10]. https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680973. htm.

[4] 国家能源局. 中华人民共和国能源法[EB/OL]. (2024-11-09)[2024-11-09]. https://www.nea.gov.cn/2024-11/09/c_1310787187. htm.
National Energy Administration. Energy law of the People's Republic of China[EB/OL]. (2024-11-09)[2024-11-09]. https://www.nea.gov.cn/2024-11/09/c_1310787187. htm.

[5] 内蒙古自治区能源局. 内蒙古自治区能源局关于实施兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目等风光制氢一体化示范项目的通知[EB/OL]. (2023-01-04)[2024-01-16]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/tzgg_16482/tz_16483/202301/t20230104_2197474. html?eqid=cb4daadc0001d25100000004647ed5ce.
Energy Bureau of Inner Mongolia Autonomous Region. Notice on the implementation of integrated wind-solar hydrogen production demonstration projects, including the Xing'an league Jingneng coal chemical renewable energy green hydrogen demonstration project[EB/OL]. (2023-01-04)[2024-01-16]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/tzgg_16482/tz_16483/202301/t20230104_2197474.html?eqid=cb4daadc0001d25100000004647ed5ce.

[6] 内蒙古自治区人民政府. 内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见：内政办发〔2022〕15 号[EB/OL]. (2022-02-26)[2024-01-03]. https://www.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgk/zfxxgkml/gzxzgfxwj/xzgfxwj/202203/t20220303_2012066. html.
Inner Mongolia Autonomous Region People's Government. Opinions on promoting high-quality development of the hydrogen energy industry[EB/OL]. (2022-02-26)[2024-01-03]. https://www.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgk/zfxxgkml/gzxzgfxwj/xzgfxwj/202203/t20220303_2012066. html.

[7] 内蒙古自治区能源局. 内蒙古自治区风光制氢一体化示范项目实施细则(2022 年版)政策解读[EB/OL]. (2022-07-19)[2024-01-16]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/zcjd_16463/202212/t20221212_2187310. html?eqid=9e20b1a6000e109300000003644fc1e4.
Energy Bureau of Inner Mongolia Autonomous Region. Policy inter-

pretation of the Inner Mongolia Autonomous Region's implementation rules for integrated wind-solar hydrogen production demonstration projects (2022 edition)[EB/OL]. (2022-07-19)[2024-01-16]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/zcjd_16463/202212/t2022-1212_2187310. html?eqid=9e20b1a6000e109300000003644fc1e4.

[8] 邱一苇，吉 旭，朱文聪，等. 面向新能源规模化消纳的绿氢化工技术研究现状与关键支撑技术展望[J]. 中国电机工程学报，2023，43(18)：6934-6954.
QIU Yiwei, JI Xu, ZHU Wencong, et al. Research status of green hydrogen-based chemical engineering technology and prospect of key supporting technologies for large-scale utilization of new energies[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6934-6954.

[9] Thyssenkrupp Nucera. Green hydrogen solutions [EB/OL]. [2024-12-04]. https://www.thyssenkrupp-nucera. com/green-hydrogen-solutions/.

[10] 潘光胜，顾钟凡，罗恩博，等. 新型电力系统背景下的电制氢技术分析与展望[J]. 电力系统自动化，2023，47(10)：1-13.
PAN Guangsheng, GU Zhongfan, LUO Enbo, et al. Analysis and prospect of electrolytic hydrogen technology under background of new power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 1-13.

[11] BRAUNS J, TUREK T. Experimental evaluation of dynamic operating concepts for alkaline water electrolyzers powered by renewable energy[J]. Electrochimica Acta, 2022, 404: 139715.

[12] QI R M, BECKER M, BRAUNS J, et al. Channel design optimization of alkaline electrolysis stacks considering the trade-off between current efficiency and pressure drop[J]. Journal of Power Sources, 2023, 579: 233222.

[13] Siemens Energy. Green hydrogen production[EB/OL].[2024-12-04]. https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions. html.

[14] CHI Y T, LIN J, LI P Y, et al. Elevating the acceptable cost threshold for solid oxide cells: a case study on refinery decarbonization[J]. Applied Energy, 2024, 373: 123829.

[15] 邱一苇，朱 杰，曾扬俊，等. 离网型可再生能源发电制氢能量管理技术需求分析与展望[J]. 电力系统自动化，2024，48(22)：43-59.
QIU Yiwei, ZHU Jie, ZENG Yangjun, et al. Technological requirement analysis and prospect of energy management for off-grid renewable power-to-hydrogen systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(22): 43-59.

[16] 洪芦诚，王梓萩，林 今，等. 电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述[J/OL]. 电工技术学报，2024：1-18[2025-2-26]. https://doi.org/10.19595/j. cnki. 1000-6753. tces. 241914.
HONG Lucheng, WANG Ziqiu, LIN Jin, et al. A review of typical forms and participation models of electricity-hydrogen synergy in the context of electricity-carbon-green certificate markets[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024: 1-18[2025-2-26]. https://doi. org/10.19595/j. cnki. 1000-6753. tces. 241914.

[17] WU S R, LIN J, LI J R, et al. Electricity allocation strategy for on-site hydrogen refueling stations in the forward and spot markets[J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(12): 2532-2546.

[18] HOSSAIN M B, ISLAM M R, MUTTAQI K M, et al. Dynamic electrical circuit modeling of a proton exchange membrane electrolyzer for frequency stability, resiliency, and sensitivity analysis in a power grid[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(6): 7271-7281.

[19] TUINEMA B W, ADABI E, AYIVOR P K S, et al. Modelling of large-sized electrolysers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolysers[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(10): 1985-1992.

[20] ULLEBERG Ø. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2003, 28(1): 21-33.

[21] ATLAM O, BARBIR F, BEZMALINOVIC D. A method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2011, 36(12): 7012-7018.

[22] MAEDA T, ITO H, HASEGAWA Y, et al. Study on control method of the stand-alone direct-coupling photovoltaic-water electrolyzer[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2012, 37(6): 4819-4828.

[23] 李军舟，赵晋斌，曾志伟，等. 具有动态调节特性的光伏制氢双阵列直接耦合系统优化策略[J]. 电网技术，2022，46(5)：1712-1720.
LI Junzhou, ZHAO Jinbin, ZENG Zhiwei, et al. Optimization strategy of photovoltaic hydrogen production dual array direct coupling system with dynamic regulation characteristics[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1712-1720.

[24] NGUYEN DUC T, GOSHOME K, ENDO N, et al. Optimization strategy for high efficiency 20 kW-class direct coupled photovoltaic-electrolyzer system based on experiment data[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(49): 26741-26752.

[25] GUTIÉRREZ-MARTÍN F, DÍAZ-LÓPEZ J A, CARAVACA A, et al. Modeling and simulation of integrated solar PV-hydrogen systems[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 52: 995-1006.

[26] BILGEN E. Solar hydrogen from photovoltaic-electrolyzer systems[J]. Energy Conversion and Management, 2001, 42(9): 1047-1057.

[27] GARCÍA-VALVERDE R, MIGUEL C, MARTÍNEZ-BÉJAR R, et al. Optimized photovoltaic generator-water electrolyser coupling through a controlled DC-DC converter[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(20): 5352-5362.

[28] HAN Z J, YUAN S, WANG J Y, et al. Modeling and control of photovoltaic hydrogen production system adapting to power fluctuations[C]//2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Taiyuan, China: IEEE, 2021: 2835-2840.

[29] GARRIGÓS A, LIZÁN J L, BLANES J M, et al. Combined maximum power point tracking and output current control for a photovoltaic-electrolyser DC/DC converter[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(36): 20907-20919.

[30] REUß M, REUL J, GRUBE T, et al. Solar hydrogen production: a bottom-up analysis of different photovoltaic-electrolysis pathways[J]. Sustainable Energy & Fuels, 2019, 3(3): 801-813.

[31] LEI C, LI Y J, YU D Y, et al. Capacity optimization of distributed photovoltaic hydrogen production and hydrogenation electrochemical energy storage integrated station[C]//2023 International Conference on Power System Technology (PowerCon). Jinan, China: IEEE, 2023: 1-8.

[32] ABADLIA I, ADJABI M, BOUZERIA H. Sliding mode based power control of grid-connected photovoltaic-hydrogen hybrid system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(47): 28171-28182.

[33] ZGHAIBEH M, BEN BELGACEM I, BARHOUMI E M, et al. Optimization of green hydrogen production in hydroelectric-photovoltaic grid connected power station[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 52: 440-453.

[34] KONG L G, YU J M, CAI G W. Modeling, control and simulation of a photovoltaic /hydrogen/ supercapacitor hybrid power generation system for grid-connected applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(46): 25129-25144.

[35] TEBIBEL H. Techno-economic analysis of multi-mega-scale off-grid

photovoltaic-hydrogen production system[C]//2023 2nd International Conference on Electronics, Energy and Measurement (IC2EM). Medea, Algeria: IEEE, 2023: 1-6.

[36] TEMIZ M, JAVANI N. Design and analysis of a combined floating photovoltaic system for electricity and hydrogen production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(5): 3457-3469.

[37] TANG Y Z, YANG H Z. A hierarchical energy management framework for power and hydrogen flows in photovoltaic microgrids with hybrid energy storage systems[C]//2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Shanghai, China: IEEE, 2023: 871-875.

[38] ZHOU K L, FERREIRA J A, DE HAAN S W H. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(2): 477-489.

[39] RAZZHIVIN I A, ANDREEV M V, KIEVEC A V. Increasing the stability of hydrogen production in the wind energy-hydrogen system through the use of synthetic inertia of the wind turbine[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(91): 38495-38505.

[40] KIM J, MULJADI E, NELMS R M. Modelling and control coordination scheme of a wind-to-hydrogen set for future renewable-based power systems[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(17): 3317-3326.

[41] 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 of hybrid system of wind/hydrogen/fuel cell/supercapacitor[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(17): 84-94.

[42] HUANG C J, ZONG Y, YOU S, et al. Cooperative control of wind-hydrogen-SMES hybrid systems for fault-ride-through improvement and power smoothing[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2021, 31(8): 5402907.

[43] SUN D Y, YU J X, ZHENG W Y, et al. Multi-energy cooperative primary frequency regulation analysis of a hybrid plant station for wind power and hydrogen production based on ensemble empirical-mode decomposition algorithm[J]. Applied Sciences, 2023, 13(22): 12394.

[44] RAUSELL E, ARNALTES S, RODRÍGUEZ J L, et al. Control of wind energy conversion systems with permanent magnet synchronous generator for isolated green hydrogen production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 107: 241-251.

[45] KOIWA K, UMEMURA A, TAKAHASHI R, et al. Stand-alone hydrogen production system composed of wind generators and electrolyzer[C]//39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Vienna, Austria: IEEE, 2013: 1873-1879.

[46] WILBERFORCE T, OLABI A G, IMRAN M, et al. System modelling and performance assessment of green hydrogen production by integrating proton exchange membrane electrolyser with wind turbine[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(32): 12089-12111.

[47] VALENCIAGA F, EVANGELISTA C A. Control design for an autonomous wind based hydrogen production system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2010, 35(11): 5799-5807.

[48] TEBIBEL H. Wind turbine power system for hydrogen production and storage: techno-economic analysis[C]//2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA). Algiers, Algeria: IEEE, 2018: 1-6.

[49] TIMMERS V, EGEA-ÀLVAREZ A, GKOUNTARAS A, et al. Control and power balancing of an off-grid wind turbine with co-located electrolyzer[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(4): 2349-2360.

[50] SHI T, XU Z Y, GU L B, et al. Research on fast frequency response control strategy of hydrogen production systems[J]. Electronics, 2024, 13(5): 956.

[51] GUO X L, KANG P P, ZHANG J F, et al. Coordinated control strategy for system of hydrogen production from renewable energy considering regulating characteristics of electrolyzers[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2659: 012029.

[52] FANG W K, TENG Y Y, ZHANG S Q, et al. Impedance modeling and stability analysis of electrolysis system for hydrogen production under weak grid[J]. Fuel, 2024, 374: 132403.

[53] MENG Y, FAN S, ZHENG X M, et al. Optimal operation of virtual power plant considering power-to-hydrogen systems[C]//2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Denver, USA: IEEE, 2022: 1-5.

[54] WEN T, ZHANG Z Y, LIN X N, et al. Research on modeling and the operation strategy of a hydrogen-battery hybrid energy storage system for flexible wind farm grid-connection[J]. IEEE Access, 2020, 8: 79347-79356.

[55] GARCÍA P, TORREGLOSA J P, FERNÁNDEZ L M, et al. Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, 38(33): 14146-14158.

[56] ZHOU J L, WU Y N, ZHONG Z M, et al. Modeling and configuration optimization of the natural gas-wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system: a novel deviation satisfaction strategy[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 243: 114340.

[57] 林　今，余志鹏，张信真，等. 可再生能源电制氢合成氨系统的并/离网运行方式与经济性分析[J]. 中国电机工程学报，2024，44(1)：117-126.
LIN Jin, YU Zhipeng, ZHANG Xinzhen, et al. On-grid/off-grid operation mode and economic analysis of renewable power to ammonia system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(1): 117-126.

[58] KOPONEN J, POLUEKTOV A, RUUSKANEN V, et al. Comparison of thyristor and insulated-gate bipolar transistor -based power supply topologies in industrial water electrolysis applications[J]. Journal of Power Sources, 2021, 491: 229443.

[59] MENG X, CHEN M L, HE M Z, et al. A novel high power hybrid rectifier with low cost and high grid current quality for improved efficiency of electrolytic hydrogen production[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(4): 3763-3768.

[60] 贺明智，谭　杨，孟　鑫，等. 兼具高可靠性、高效率的大功率电解制氢电源研究[J/OL]. 电源学报，2023：1-13[2025-2-26]. http://kns.cnki. net/kcms/detail/12.1420. TM. 20230619. 1553.010. html.
HE Mingzhi, TAN Yang, MENG Xin, et al. Research on high-power hydrogen production power supply with high-reliability and high-efficiency[J/OL]. Journal of Power Supply, 2023: 1-13 [2025-2-26]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20230619. 1553.010. html.

[61] KEDDAR M, ZHANG Z, PERIASAMY C, et al. Power quality improvement for 20MW PEM water electrolysis system[J]. Interna-tional Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(95): 40184-40195.

[62] TÖRÖK L, MATHE L, NIELSEN C K, et al. Modeling and control of three-phase grid-connected power supply with a small DC-link capacitor for electrolyzers[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, 53(5): 4634-4643.

[63] XIAO H G. A modular low current ripple electrolysis power supply

based on multiphase half-bridge high-frequency inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(10): 10088-10096.

[64] 中国电工技术学会. 水电解制氢整流电源技术规范：T/CES226-2023 [S/OL]. (2023-10-19)[2024-12-25]. https://ces.org.cn/xhtml/files/23094510-1. htm.
China Electrotechnical Society. Technical specifications for water electrolysis hydrogen production rectifier: T/CES 226-2023[S/OL]. (2023-10-19)[2024-12-25]. https://ces.org.cn/xhtml/files/23094510-1. htm.

[65] BAI R H, ZHAO B, ZHOU T J, et al. PWM-current source converter based on IGCT-in-series for DC buck and constant-current application: topology, design, and experiment[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023, 70(5): 4865-4874.

[66] SPECKMANN F W, KEINER D, BIRKE K P. Influence of rectifiers on the techno-economic performance of alkaline electrolysis in a smart grid environment[J]. Renewable Energy, 2020, 159: 107-116.

[67] 内蒙古自治区能源局. 内蒙古自治区能源局关于进一步支持绿氢产业发展政策措施的通知[EB/OL]. (2024-12-21)[2025-2-26]. http://nmgxny.com/policy/1752. html.
Energy Bureau of Inner Mongolia Autonomous Region. Notice on further supporting policies and measures for the development of green hydrogen industry[EB/OL]. (2024-12-21)[2025-2-26]. http: //nmgxny. com/policy/1752. html.

[68] YU Z P, LIN J, LIU F, et al. Optimal sizing and pricing of grid-connected renewable power to ammonia systems considering the limited flexibility of ammonia synthesis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 3631-3648.

[69] YU Z P, LIN J, LIU F, et al. Optimal sizing of isolated renewable power systems with ammonia synthesis: model and solution approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(5): 6372-6385.

[70] WEISS A, SIEBEL A, BERNT M, et al. Impact of intermittent operation on lifetime and performance of a PEM water electrolyzer[J]. Journal of the Electrochemical Society, 2019, 166(8): F487-F497.

[71] PASCUZZI M E C, MAN A J W, GORYACHEV A, et al. Investigation of the stability of NiFe-(oxy)hydroxide anodes in alkaline water electrolysis under industrially relevant conditions[J]. Catalysis Science & Technology, 2020, 10(16): 5593-5601.

[72] CHUNG D Y, LOPES P P, FARINAZZO BERGAMO DIAS MARTINS P, et al. Dynamic stability of active sites in hydr(oxy)oxides for the oxygen evolution reaction[J]. Nature Energy, 2020, 5(3): 222-230.

[73] PARK J, KANG S, KIM S, et al. The impact of degradation on the economics of green hydrogen[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025, 213: 115472.

[74] DUAN X D, WANG X, HU B H, et al. Research on performance optimization of electrolytic cell: non-parameter topology and parameter optimization[J]. Renewable Energy, 2024, 236: 121487.

[75] HUANG D J, ZHONG Z Y, AI X M, et al. Size design strategy for scaling up alkaline water electrolysis stack integrated with renewable energy source: a multiphysics modeling approach[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 300: 117955.

[76] MATUTE G, YUSTA J M, BEYZA J, et al. Multi-state techno-economic model for optimal dispatch of grid connected hydrogen electrolysis systems operating under dynamic conditions[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(2): 1449-1460.

[77] QIU Y W, ZHOU B X, ZANG T L, et al. Extended load flexibility of utility-scale P2H plants: optimal production scheduling considering dynamic thermal and HTO impurity effects[J]. Renewable Energy, 2023, 217: 119198.

[78] RIZWAN M, ALSTAD V, JÄSCHKE J. Design considerations for industrial water electrolyzer plants[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(75): 37120-37136.

[79] DING S L, TIAN Z K, HU S, et al. Study on multi-power-level configuration scheme and scheduling strategy for multi-stack alkaline water electrolysis system in off-grid wind power scenario[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 314: 118714.

[80] QIU Y W, LI J T, ZENG Y J, et al. Dynamic operation and control of a multi-stack alkaline water electrolysis system with shared gas separators and lye circulation: a model-based study[EB/OL]. (2025-01-24)[2025-02-26]. https://doi.org/10.48550/arXiv. 2501.14576.

[81] HERNÁNDEZ-GÓMEZ Á, RAMIREZ V, GUILBERT D, et al. Development of an adaptive static-dynamic electrical model based on input electrical energy for PEM water electrolysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(38): 18817-18830.

[82] CHENG X, LIN J, ZHANG M J, et al. Power controller design for electrolysis systems with DC/DC interface supporting fast dynamic operation: a model-based and experimental study[J]. Applied Energy, 2025, 378: 124848.

[83] DANG J, YANG F Y, LI Y Y, et al. Transient behaviors and mathematical model of proton exchange membrane electrolyzer[J]. Journal of Power Sources, 2022, 542: 231757.

[84] QI R M, LI J R, LIN J, et al. Design of the PID temperature controller for an alkaline electrolysis system with time delays[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(50): 19008-19021.

[85] TRINKE P, HAUG P, BRAUNS J, et al. Hydrogen crossover in PEM and alkaline water electrolysis: mechanisms, direct comparison and mitigation strategies[J]. Journal of the Electrochemical Society, 2018, 165(7): F502-F513.

[86] GRIGORIEV S A, FATEEV V N, BESSARABOV D G, et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(49): 26036-26058.

[87] 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.

[88] AGREDANO-TORRES M, XU Q W, ZHANG M F, et al. Dynamic power allocation control for frequency regulation using hybrid electrolyzer systems[C]//2023 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). Orlando, USA: IEEE, 2023: 2991-2998.

[89] LI J R, YANG B S, LIN J, et al. Two-layer energy management strategy for grid-integrated multi-stack power-to-hydrogen station[J]. Applied Energy, 2024, 367: 123413.

[90] 邱一苇，孙清洁，吴晨旭，等. 计及风功率不确定性的离网风储制氢日内-实时双层有功平衡优化控制[J]. 电网技术，2025，49(1)：52-62.
QIU Yiwei, SUN Qingjie, WU Chenxu, et al. Optimized Bi-level control for day-ahead and real-time active power balancing of an off-grid wind power-to-hydrogen system with ESS considering wind power uncertainty[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 52-62.

[91] ZHU J, QIU Y W, ZENG Y J, et al. Exploring the optimal size of grid-forming energy storage in an off-grid renewable P2H system under multi-timescale energy management[EB/OL]. (2024-09-08)[2025-02-26]. https://doi.org/10.48550/arXiv. 2409.05086.

[92] ZENG Y J, QIU Y W, ZHU J, et al. Scheduling multiple industrial electrolyzers in renewable P2H systems: a coordinated active-reactive power management method[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2025, 16(1): 201-215.

[93] HASANIEN H M. Shuffled frog leaping algorithm for photovoltaic model identification[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 509-515.

[94] INÁCIO C O, BORGES C L T. Stochastic model for generation of high-resolution irradiance data and estimation of power output of photovoltaic plants[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 952-960.

[95] QADRDAN M, ABEYSEKERA M, CHAUDRY M, et al. Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(17): 5763-5775.

[96] LI J R, LIN J, ZHANG H C, et al. Optimal investment of electrolyzers and seasonal storages in hydrogen supply chains incorporated with renewable electric networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1773-1784.

[97] PAN G S, GU W, LU Y P, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2662-2676.

[98] HASAN A, DINCER I. Development of an integrated wind and PV system for ammonia and power production for a sustainable community[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 231: 1515-1525.

[99] VERLEYSEN K, COPPITTERS D, PARENTE A, et al. How can power-to-ammonia be robust? Optimization of an ammonia synthesis plant powered by a wind turbine considering operational uncertainties[J]. Fuel, 2020, 266: 117049.

[100] KLYAPOVSKIY S, ZHENG Y, YOU S, et al. Optimal operation of the hydrogen-based energy management system with P2X demand response and ammonia plant[J]. Applied Energy, 2021, 304: 117559.

[101] PALYS M J, KUZNETSOV A, TALLAKSEN J, et al. A novel system for ammonia-based sustainable energy and agriculture: concept and design optimization[J]. Chemical Engineering and Processing-Process Intensification, 2019, 140: 11-21.

[102] EDMONDS L, PFROMM P, AMANOR-BOADU V, et al. Green ammonia production-enabled demand flexibility in agricultural community microgrids with distributed renewables[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2022, 31: 100736.

[103] 吉　旭，林　今，聂李红，等. 适用可再生能源不确定特性的合成氨多稳态柔性工艺技术[J]. 洁净煤技术，2024，30(2)：23-35.
JI Xu, LIN Jin, NIE Lihong, et al. Multistable-flexible ammonia process adapted to renewable energy[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(2): 23-35.

[104] WU S R, LIN J, LI J R, et al. Multi-timescale trading strategy for renewable power to ammonia virtual power plant in the electricity, hydrogen, and ammonia markets[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2023, 1(4): 322-335.

[105] 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.

[106] WICKHAM D, HAWKES A, JALIL-VEGA F. Hydrogen supply chain optimisation for the transport sector–focus on hydrogen purity and purification requirements[J]. Applied Energy, 2022, 305: 117740.

[107] LE DUIGOU A, MIGUET M, AMALRIC Y. French hydrogen markets in 2008-overview and future prospects[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2011, 36(15): 8822-8830.



林　今
1985—，男，博士，长聘副教授，博导
主要研究方向为电氢耦合系统接入与控制、绿氢电化工、高温电制氢系统
E-mail: linjin@tsinghua.edu.cn

LIN Jin
Ph.D.
Associate professor



程　祥(通信作者)
1998—，男，博士生
主要研究方向为可再生能源制氢系统的设计、接入控制与优化
E-mail: chengx16@tsinghua.org.cn;

CHENG Xiang
Ph.D. candidate
Corresponding uthor

收稿日期　2024-12-26　修回日期　2025-03-22　　编辑　陈　蔓