

新型电力系统背景下的电制氢技术与展望

潘光胜¹, 顾钟凡¹, 罗恩博², 顾伟¹

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏省南京市 210096; 2. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 云南省昆明市 650217)

摘要: 作为一种与电能互补的二次能源载体,氢能有望在未来低碳能源系统中发挥关键作用。为探究新型电力系统背景下的氢经济,文中聚焦耦合电力与其他能源领域的关键环节——电制氢技术,对其进行技术经济分析与应用前景展望。首先,从技术发展水平、能源系统中的应用两个角度综述国内外电制氢技术研究现状;然后,建立电制氢经济模型,基于新型电力系统技术特征开展新型电力系统背景下的电制氢技术经济分析;最后,从各地氢能发展政策、终端氢需求潜力及对新型电力系统的支撑作用3个方面对电制氢技术进行应用前景展望。

关键词: 新型电力系统; 电制氢; 碳中和; 技术经济分析; 氢需求预测

0 引言

为实现“碳达峰·碳中和”目标,中国在2021年提出构建以新能源为主体的新型电力系统,以加快电力脱碳,推动能源清洁转型^[1]。预计到2030和2060年,中国非化石能源装机容量将分别超过2.56 TW和6.32 TW,占比分别达到64%和89%以上^[2]。如何基于以上巨大体量的主体新能源实现电力系统的安全可靠电力供应,给电力能源领域从业人员带来了前所未有的挑战。而基于各类电解槽的电制氢技术,可将新型电力系统中的巨额间歇新能源发电量转化为易于规模化存储、多样化利用的氢能,有望成为构建新型电力系统与助力实现“双碳”目标的重要组成部分^[3]。

在技术层面,根据电解机理不同,电解水制氢(以下统称电制氢)技术主要分为碱性电解(alkaline water electrolysis, AWE)、质子交换膜电解(proton exchange membrane electrolysis, PEME)、阴离子交换膜电解(anion exchange membrane electrolysis, AEME)和固体氧化物电解(solid oxide electrolysis, SOE)4种类型^[3]。当前,AWE和PEME制氢技术已突破兆瓦级并进入工程应用阶段,如在欧洲的Rehyne Project中已建成投运的10 MW PEME用于取代煤气化/天然气重整进行石油炼化;在中国的

河北沽源同样投建了10 MW电制氢系统,为中国后续规模化发展电制氢系统提供了经验与指导。

然而,目前电制氢技术发展仍面临以下两个问题:

1)制取侧:成本成为限制电制氢技术发展的首要障碍。尽管电制氢相比于传统煤气化/甲烷重整等制氢方式具有制氢纯度高的优势,但制氢成本比较高昂,这导致当前中国电制氢规模仅占总制氢规模的3%。电制氢成本受到源侧制氢电能价格及电制氢设备的投资成本、转化效率、利用小时数等多种因素的共同影响,其中某一因素的变化均会导致电制氢失去成本竞争力。此外,如何保障电制氢系统安全性、提升电氢转换效率以及促进系统集成化运行仍是当前电制氢技术发展的痛点和难点。

2)需求侧:终端氢需求成为氢能发展和普及的重要限制因素。尽管清洁、低碳的氢能被视为在电力、交通、工业、建筑等领域具备广阔的应用前景,且国际氢能协会预测低碳氢有望在2050年占据全球终端能源消费的22%,达到660 Mt^[4],但2020年全球氢需求仅为90 Mt,且基本应用于石油炼化与工业领域(合成氨、甲醇等)^[5],无论是规模还是应用领域均存在显而易见的差距。此外,若要实现多样化与规模化的氢能普及,亟须开展包含制氢、储氢、输氢、用氢的全环节基础设施建设,而目前中国仍处于起步阶段,相关基础设施极度匮乏。

综上所述,具有间歇性与波动性的新能源出力特征给新型电力系统安全稳定运行带来巨大挑战,势必会产生巨额、清洁、低廉的富余电量,给电制氢技术带来了发展机遇。因此,本文对新型电力系统

收稿日期: 2022-06-30; 修回日期: 2022-12-06。

上网日期: 2023-02-20。

国家重点研发计划资助项目(2020YFE0200400); 博士后创新人才支持计划(BX20220066); 中国博士后科学基金资助项目(2022M720709)。

背景下的电制氢技术进行了分析与展望:首先,从技术发展水平、能源系统中的应用两个角度综述国内外电制氢技术研究现状;然后,梳理新型电力系统背景下的电制氢技术要求,建立电制氢经济模型,基于各类指标对电制氢进行技术经济分析;最后,从中国各省终端氢需求角度出发,自下而上地推演电制氢技术的潜在应用前景与规模,为新型电力系统建设提供参考。

1 电制氢国内外研究现状

1.1 电制氢技术在能源系统中的应用

1.1.1 新能源电力系统

电制氢技术可将富余电能转化成氢能后进行长期存储,为高比例可再生能源并网消纳提供了解决路径。目前,已有诸多学者研究电制氢技术在新能源电力系统规划、运行、控制和市场等方面的表现。

在新能源电力系统规划方面,主要以电氢储能系统^[6-7]、电制氢系统^[8]、氢供应链^[9-10]以及多能联产系统^[11]等为规划对象,以设备容量最优^[5,7-8]、系统成本最低^[12-13]、碳排放最小^[11]、可再生能源弃电最少^[9]等为规划目标,开展了广泛而深入的研究。其中,可再生能源出力波动性与不确定性成为规划模型中重点考虑的因素^[8,12]。以上文献深入探讨了氢能应对以上问题的可行性。

在新能源电力系统优化运行方面,目前侧重研究电制氢环节在消纳可再生能源、维持电力供需平衡方面的作用^[14-15];也有部分学者针对电氢混合储能系统^[16]、氢混天然气系统^[17]建立运行优化模型,研究其参与电网或综合能源系统调度的作用,或进一步分析电制氢环节参与电力系统辅助服务^[18]等的效果。在时间尺度上,诸多研究侧重于分析基于日前、日内的调度运行问题^[14-15];文献^[16]针对电氢混合储能系统建立源-储-网联合多时间尺度优化调度策略模型并验证所提策略的可行性。此外,文献^[19]在电-氢-热综合能源系统中引入阶梯式碳交易机制,实现系统低碳运行;文献^[20]则提出一种分布式运行调度方法,有效应对电氢混合储能系统动态变化特性问题。

在新能源电力系统控制方面,众多学者针对电氢耦合系统中功率流^[21-23]、氢能流^[23]以及能量流^[24]的控制调控手段开展研究。文献^[21-22]分别对电氢混合储能系统和离网电氢耦合系统功率流调控方法进行研究;文献^[23]则同时对风电/氢储能系统功率流和氢能流进行控制策略研究;文献^[24]针对零能耗建筑给出一种能量流优化调控策略模型。此外,文献^[25]建立了分钟级电氢混合存储控制模

型,在分钟时间尺度上支撑风电场灵活并网;文献^[26]考虑风电制氢装置的不同控制方式,提出了计及风电制氢的综合能源系统优化运行方法。

在新能源电力系统市场方面,重点聚焦于以下4个方向:可再生能源制氢可行性分析^[27-29]、新能源电力系统电制氢成本分析^[30-32]、多主体合作运行方法^[33-34]和市场机制及运营策略探索^[35-36]。文献^[27-28]分析了风电制氢的可行性,文献^[29]则对太阳能制氢可行性进行分析,评估伊朗光伏制氢潜力。文献^[30]对中国光伏制氢成本及低碳竞争力进行分析,文献^[31-32]则重点研究可再生能源制氢的经济性和成本竞争力。文献^[33-34]采用分布式算法来有效保护能源合作主体隐私。在市场机制探索方面,文献^[35]建立能量共享模型,实现电氢能源统一市场出清价格;文献^[36]建立了本地能源市场框架模型,在避免复杂计算的同时又较好地保护了市场主体隐私。

综上所述,电制氢技术作为耦合电能和氢能的关键性技术,在规划、运行、控制、市场等多维度得到了广泛而深入的研究。未来,电制氢技术有望从上述多个维度逐步深入地参与到新型电力系统建设中。

1.1.2 电气综合能源系统

电制氢技术作为桥接电力系统和天然气系统的关键性技术,国内外学者在系统建模^[37-40]、规划运行^[41-46]和市场化^[47-50]3个方面针对其在电气综合能源系统中的应用进行了广泛研究。

在系统建模上,目前在电转气(power to gas, P2G)环节中存在对电制氢环节和甲烷化环节单独建模和电-氢-甲烷集成建模两种思路^[38-40]。文献^[38]对电力系统、氢气系统和耦合环节进行单独建模并验证了模型的适用性;而文献^[39]则对电力、氢气和甲烷系统建立了集成框架,验证三者耦合对综合能源系统灵活性的提升。此外,部分研究在建模时也考虑了系统环保效益、能量损失/监测、缓冲环节等^[39-40]。

在系统规划运行上,较多研究关注P2G环节电解槽等相关设备定容、选型、配置等^[41-43],也有大量研究针对系统运行成本、社会福利、可靠性、环境效益等不同目标进行优化^[44-46]。例如,文献^[44]中考虑在P2G环节中计及氢储能和燃料电池等多种用途,以提升系统收益;文献^[45]同时考虑系统经济性和可靠性,建立双目标优化模型,实现系统经济性可靠规划设计;文献^[46]进一步考虑系统的环境效益,将碳交易成本作为量化环境效益的指标,以突出环境效益在P2G耦合系统经济性优化运行中的重要性。

在电气综合能源系统市场化相关研究中,诸多学者针对电制氢主体或P2G主体参与电力系统、天然气系统市场运行相关方面进行研究,涵盖技术、环节和经济效益等多个层面^[47-50]。文献[48]对P2G设备建立预期收益模型,通过动态配电定价来管理P2G设施;文献[49]评估了绿氢配额的价格、数量和社会福利对欧洲电力与天然气市场的影响;文献[50]建立电力、天然气和氢能交易投资平衡模型,实现各利益主体利润最大化,此外还对比探讨了两种能源交易机制的优劣性。

综上所述,电制氢环节在电气综合能源系统中起到承前启后的作用,电制氢环节产生的氢气同时也是P2G环节的中间产物,但目前经过P2G技术转

化而来的甲烷成本较高,无法与低廉天然气形成价格竞争力,发展规模非常有限。电制氢仅需通过电解过程,摆脱了电转氢再转甲烷的低效惩罚,且随着高比例可再生能源并网,制氢成本将显著下降,在未来低碳能源系统中的应用前景广阔。

1.2 电制氢技术发展现状

根据电解机理的不同,当前主要有AWE、PEME、AEME和SOE这4种电制氢技术^[3]。表1给出了4种电制氢技术在产氢速率、电流密度、电解效率、转换能耗等各方面的技术特征对比。以上特征决定了不同类型电制氢技术的应用差异性及其对新型电力系统的支撑程度不同^[3,51-54]。

表1 4种电制氢技术特征对比
Table 1 Comparison of characteristics of four kinds of electrolytic hydrogen technology

技术类型	产氢速率/ ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	电流密度/ ($\text{A} \cdot \text{cm}^{-2}$)	工作范 围/%	转换能耗/ ($(\text{kW} \cdot \text{h}) \cdot \text{kg}^{-1}$)	工作温 度/ $^{\circ}\text{C}$	工作压 强/ MPa	运行寿命/h	产氢纯 度/%	应用阶段
AWE	0.5~1 000	<0.8	25~100	50.4~61.6	≤ 90	0.1~3	60 000~90 000	≥ 99.8	充分产业化
PEME	0.01~300	1~4	5~100	43.7~56.0	≤ 80	3~8	3 0000~90 000	≥ 99.99	初步商业化
AEME		1~2		47.0~53.8	≤ 60			≥ 99.99	实验室阶段
SOE	≈ 25	0.2~0.4	10~100	29.1~40.3	≥ 800	0.1	10 000~30 000		初期示范

注:工作范围指电堆输入功率与额定功率的比值;转换能耗以氢燃烧的低位热值(low heating value, LHV)计算。

在4种电制氢技术中,AWE制氢的发展时间最长,技术最为成熟且成本最低,在中国电制氢市场中处于主导地位。但目前AWE制氢存在一定的弊端:一方面,AWE电解环境为碱性,生成的氢气中包含碘液、水蒸气等杂质;另一方面,AWE电解中若氢气和氧气穿越隔膜则易引发爆炸。虽然目前AWE电解普遍采用聚苯硫醚(polyphenylene sulfide, PPS)隔膜进行气体隔绝,第三代ZIRFON隔膜也已问世并进入商业周期^[55],相较于石棉布隔膜来说能够显著降低气体穿越的发生,但尚未能彻底隔绝。PEME制氢技术相比于AWE运行更加灵活,采用质子交换膜代替石棉布进行气体隔绝,拥有良好的质子传导性,使得PEME拥有更高的运行电流密度、更宽的运行功率范围、更好的电解效率以及更高的产气纯度,近年来得到了广泛发展。AEME制氢技术目前仍处于研究起步阶段,其采用阴离子交换隔膜代替PPB隔膜、质子交换隔膜等,可有效防止阴阳两极气体穿越,能够快速启动且产气中仅含水蒸气,具有较高的灵活性。SOE制氢技术属于近年来发展起来的高温电解技术,工作温度达到 800°C 以上,制氢效率相比于AWE、PEME和AEME这类低温电解技术有显著提升,且可以逆向

工作,将制取的氢能转化为电能,但在同一时刻只能有一种工作模式^[56]。当SOE处于反向工作模式下时,可作为燃料电池向电网供电反哺电网,同时还可以考虑热电联产进一步提升系统效率^[57]。考虑到较高的工作温度会显著降低其工作寿命,这也成为SOE亟须攻克的关键难题。基于此,SOE当前尚处于初期示范阶段。

在工程应用方面,AWE和PEME均已实现兆瓦级以上的系统集成,美国和荷兰分别于2021年和2022年提出建设兆瓦级SOE示范工程,其余各国SOE电制氢规模均在兆瓦级以下,AEME制氢技术目前仍处于实验室阶段,尚未有示范性工程建设。表2给出了国内外较大规模的计划/在建/已建成的3种电制氢项目^[58]。由表2可知,当前电制氢项目规模已达兆瓦级,预计在2030年以前将达到吉瓦级。

2 新型电力系统背景下的电制氢技术

2.1 电制氢技术经济模型

为探究面向新型电力系统背景下的电制氢技术应用场景与发展方向,本节以PEM电解槽为代表^[59-60],建立如下电制氢技术经济模型,旨在量化新型电力系统背景下关键特征指标对电制氢成本的影响。模型结构如图1所示。

表2 国内外3种电制氢技术较大规模项目对比
Table 2 Comparison of larger-scale projects on three electrolytic hydrogen technologies at home and abroad

项目名称	国家	技术类型	起始年份	建设状态	电能来源	建设容量/MW	产氢速率/(m ³ ·h ⁻¹)
宁夏光伏制氢项目	中国	AWE	2021	最终投资决定	太阳能	100.0	21 739
HydrOxy Hub Walsum	德国	AWE	2025	可行性研究	电网	400.0	88 889
广东国鸿氢能项目二期	中国	PEME	2021	在建	可再生能源	9.0	1 731
Murchison	澳大利亚	PEME	2028	可行性研究	太阳能	5 000.0	961 538
Multiply	荷兰	SOE	2022	在建	可再生能源	2.6	684
Prairie Island	美国	SOE	2021	工程示范	核能	1.0	263

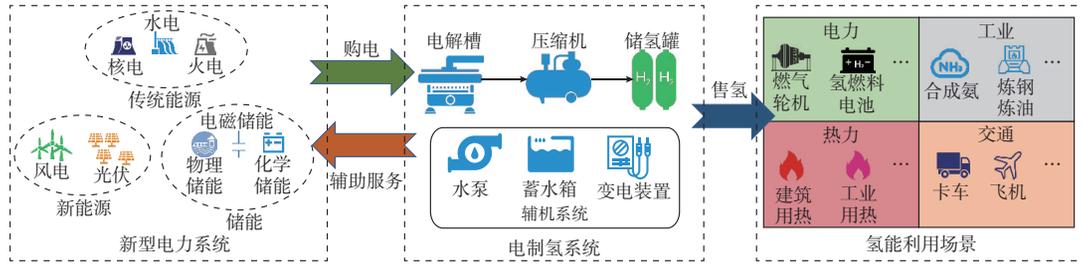


图1 电制氢系统与新型电力系统关系示意图

Fig. 1 Schematic diagram of relationship between electrolytic hydrogen system and new power system

电制氢系统的净收益如下:

$$V_{NP} = -\frac{C_{inv}^{sys}}{1+r} + \sum_{y=1}^{N^{sys}} \frac{(R_y - O_y - S_y)(1+i)^y}{(1+r)^y} \quad (1)$$

式中: V_{NP} 为系统总净收益; C_{inv}^{sys} 为系统投资成本; N^{sys} 为系统寿命; R_y 为第 y 年系统运行收益; O_y 为第 y 年系统运行成本; S_y 为第 y 年系统维护成本(含电解槽电堆更换成本); r 为贴现率; i 为通货膨胀率。

系统投资成本进一步表述如下:

$$C_{inv}^{sys} = c_{inv}^{st} p_{base}^{st} + c_{inv}^{ele} p_{base}^{ele} + c_{inv}^{mec} m_H^{sys} D \quad (2)$$

式中: c_{inv}^{st} 为单位功率电堆投资费用; c_{inv}^{ele} 为单位变电装置与控制系统费用; c_{inv}^{mec} 为单位给排水系统费用; p_{base}^{st} 为电堆额定运行功率; m_H^{sys} 为系统每小时产氢量; D 为每日小时数, 等于 24。

$$p_{base}^{st} = \frac{U_{base}^{st} J_{base}^{st} S^{st}}{1000} \quad (3)$$

式中: U_{base}^{st} 为电堆额定工作电压; J_{base}^{st} 为电堆额定电流密度; S^{st} 为电堆有效面积。

$$S^{st} = \frac{m_H^{sys}}{m_H^{st}} = \frac{m_H^{sys}}{3600 J_{base}^{st} M_H} \quad (4)$$

式中: m_H^{st} 为电堆单位面积每小时产氢量; M_H 为氢气摩尔质量; n_{E2H} 为产生 1 mol 氢气转移电子摩尔数; F 为法拉第常数。

第 y 年系统运行收益进一步表述如下:

$$R_y = c_H m_H^{sys} k_{CF} + \lambda c_{comp} (\eta_{E2H}^{st} + \eta_{comp}^{sys}) m_H^{sys} k_{CF} \quad y = 1, 2, \dots, N^{sys} \quad (5)$$

式中: c_H 为单位售氢价格; k_{CF} 为电解槽年利用小时数; λ 为辅助服务系数, 用以衡量电解槽参与辅助服务的程度; c_{comp} 为电解槽作为可控负荷参与电力系统辅助服务下单位电量补偿价格; η_{E2H}^{st} 为电解堆电氢转换能耗; η_{comp}^{sys} 为系统辅助设备能耗。

第 y 年系统运行成本进一步表述如下:

$$O_y = c_{grid} (\eta_{E2H}^{st} + \eta_{comp}^{sys}) m_H^{sys} k_{CF} + 365 c_{sust}^{st} p_{base}^{st} t^{st} \quad y = 1, 2, \dots, N^{sys} \quad (6)$$

式中: c_{grid} 为单位购电电价; c_{sust}^{st} 为单位功率电堆单次启停成本; t^{st} 为电堆每天启停次数。

第 y 年系统维护成本进一步表述如下:

$$\begin{cases} S_y = C_m^{sys} \left(\frac{m_y^{sys}}{8760 m_H^{st}} \right)^{-\alpha} + \epsilon c_{re}^{st} & y = 1, 2, \dots, N^{sys} \\ \epsilon = 1 & y = k N^{st} \leq N^{sys}, k \in N^* \end{cases} \quad (7)$$

式中: C_m^{sys} 为系统维护费用; m_y^{sys} 为前 y 年系统累计产氢量; α 为系统学习率, 用以表征系统规模效应^[61]; c_{re}^{st} 为电解槽电堆更换费用; N^{st} 为电解槽电堆寿命; ϵ 为电解槽电堆更换状态, 当电堆使用年份到达使用寿命时更换电堆, 此时 ϵ 为 1, 否则 ϵ 为 0; k 为正整数; N^* 为正整数集合。

$$C_m^{sys} = \beta C_{inv}^{sys} \quad (8)$$

式中: β 为系统维护费用和投资费用的比值。

需要明确的是,本模型中系统总净收益 V_{NP} 随单位售氢价格 c_H 变化而改变。因此,定义使系统售氢收益与制氢成本收支平衡($V_{NP}=0$)时对应的单位售氢价格 c_H 为平准化制氢成本(levelized cost of hydrogen, LCOH)。

2.2 新型电力系统下电制氢技术要求

未来,以新能源为主体的新型电力系统将在结构、形态、技术、机制等方面发生深刻转变^[62],这对新型电力系统背景下的电制氢环节提出了崭新的技术要求。

从供能侧出发,未来将逐步形成多元化的电力灵活性资源体系:清洁能源作为发电主体承担主要供能任务并具备主动支撑能力;化石能源发电机组通过灵活性改造和脱碳技术用于系统调峰并实现深度脱碳^[62]。基于上述特征,随着新型电力系统下可再生能源发电占比的提高,电制氢发展将逐步转向以风光等可再生能源制氢为主,以促进高比例可再生能源的消纳。同时,可再生能源的随机性、波动性与间歇性也将对电网电压、功率、频率等产生巨大影响^[63-65]。具体来说,电制氢作为负荷接入电网中可有效消纳风光等可再生能源,但伴随着电网中高比例可再生能源接入,一方面,将提供大量廉价电能,使电制氢负荷从电网购电成本显著下降;另一方面,可再生能源波动性、间歇性将导致电解槽工作状态不稳定,对启停控制策略产生挑战。此外,电网中高比例可再生能源发电具有随机性,使得电解槽年利用小时数下降,不利于安全稳定制氢。因此,需进一步研究宽功率电解槽设计,并探究可再生能源随机性、波动性与间歇性对电制氢的影响。

从用能侧出发,氢能作为与电能互补的优质二次能源,相比于电化学储能具有存储容量大、存储时间长等技术优势,并可在钢铁、化工、长途运输等难以电气化和低碳化的领域发挥重要作用^[66]。未来,随着终端氢需求逐步攀升,电制氢技术发展需满足以下2个要求:

1) 高效、灵活制氢:通过电解槽结构改进、技术创新以提升电解效率和降低转换能耗;通过系统集成优化提升电制氢利用水平;通过电解槽响应能力、设备利用率提升,以期在高比例波动性能源供电下实现稳定运行。

2) 低价、充裕制氢:通过规模化效益降低电制氢相关设备投资和运维成本,形成正反馈机制^[61,67];通过完善市场机制量化电制氢主体参与辅助市场贡献,进一步降低制氢成本。

综上所述,用能侧广阔的氢能市场要求电制氢环节进一步发展技术创新和工艺进步,实现高效率

运行、低成本投入、稳定安全运行。

2.3 新型电力系统下电制氢技术分析

以PEME电解槽为例,对新型电力系统背景下的电制氢技术进行分析。图2给出PEME制氢的LCOH随电解堆成本及包括电价、电解堆电氢转换能耗、电解槽启停次数、电解堆寿命、年利用小时数和学习率等因素的变化关系,其中基准场景下的系统各参数取值如表3所示^[59-61]。

图2(a)表明电价是影响LCOH的重要因素。当电解堆成本维持在基准场景时,LCOH随电价下降显著降低,若随着高比例可再生能源并入电网,电价有望降低至约0.1元/(kW·h),基准电解堆成本下LCOH可降至4元/kg,能够极大地促进电制氢的普及与氢能的发展;相比于电价而言,电解堆成本降低对LCOH影响较小。

目前,PEME制氢时普遍工作在恒流状态^[63],而高比例新能源波动性和间歇性将影响系统稳定运行,导致系统电压和负载率变化,从而进一步影响系统电氢转换能耗^[68]。图2(b)给出LCOH随电解堆电氢转换能耗和电解堆成本变化情况(定义基准情况下电氢转换能耗为100%)。总体来看,电解堆转换能耗对LCOH影响显著。在基准电解堆成本下,若电氢转换能耗相对基准情形下提升50%,则LCOH将上涨至约40元/kg;而若未来电氢转换能耗能够降低至基准情形下的50%,则LCOH将低于18元/kg,接近于规模化普及的价格水平。

图2(c)中假定基准场景下电解堆每天启停次数为5次,结果表明在基准场景下,随着启停次数增加LCOH将逐步提高。特别地,随着未来电解堆成本下降,设备启停对LCOH影响将更为显著。具体来看,当电解堆成本降至约200元/kW且每天启停次数为0次时,LCOH将降至26元/kg以下;而当每天启停次数上升到10次时,LCOH将提升至27.5元/kg。可以看出,频繁启停会对系统制氢成本带来少许的影响。

图2(d)表明,高比例新能源随机性使电解堆频繁启停从而导致其寿命显著下降时,LCOH将迅速增大。具体来说,当电解堆寿命小于5年时LCOH将显著增大,这是由于此时电解堆更换成本显著提升,其对LCOH影响程度将超过电解堆成本。未来,随着电解堆技术的成熟发展,其工作寿命将进一步提高,而LCOH将逐步减小,若电解堆寿命能够达到系统寿命周期,则其寿命将不再对LCOH产生影响。

图2(e)中随着电解堆年利用小时数变化,LCOH变化显著。值得注意的是,当电解堆年利用

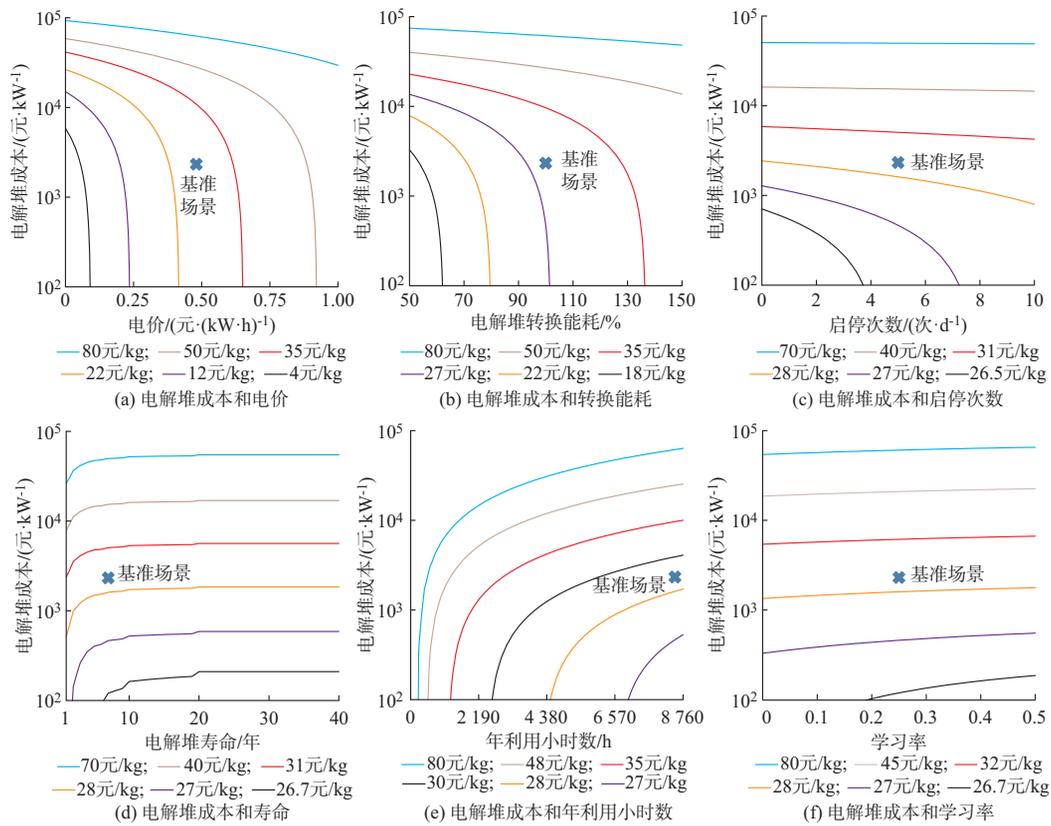


图 2 电解堆成本和不同参数对 LCOH 的影响
 Fig. 2 Influence of electrolytic reactor cost and different parameters on LCOH

表 3 基准场景下系统各参数及取值
 Table 3 System parameter setting in the base case

参数	取值	参数	取值
电解堆电池基准工作电压 U_{base}^{st}	1.9 V	系统基准产氢量 $m_{H_2}^{sys}$	2 083.33 kg/h
电解堆电池基准电流密度 J_{base}^{st}	1.5 A/cm ²	系统辅助设备能耗 η_{comp}^{sys}	5.04(kW·h)/kg
电解堆基准输入功率 P_{base}^{st}	106 MW	系统寿命 N^{sys}	20 年
电解堆基准投资成本 c_{inv}^{st}	2 330 元/kW	系统学习率 α	0.25
电解堆启停成本 c_{sust}^{st}	65 元/(MW·次 ⁻¹)	系统维护费用与投资成本比值 β	0.05
电解堆基准启停次数 t_{base}^{st}	5 次/d	辅助服务系数 λ	0.3
电解堆电氢转换能耗 η_{E2H}^{st}	50.4(kW·h)/kg	度电补偿价格 c_{comp}	0.15 元/(kW·h)
电解堆更换费用 c_{re}^{st}	0.15 c_{inv}^{st}	基准电价 c_{grid}	0.5 元/(kW·h)
电解堆基准寿命 N^{st}	7 年	基准年利用小时数 k_{CF}	8 497.2 h
单位变电装置与控制系统费用 c_{inv}^{ele}	545 元/kW	贴现率 r	0.1
单位给排水系统费用 c_{inv}^{mec}	505 元/(kg·d)	通货膨胀率 i	0.019

注: 实际中电解堆电氢转换能耗随负载率而改变, 呈现先增后降的趋势^[54]。

小时数取最大值 8 760 h 时, LCOH 最小值仍高于 27 元/kg, 但当年利用小时数降至约 100 h 时, LCOH 将上涨至约 70 元/kg, 且此时电解堆成本对 LCOH 几乎没有影响, 这与设备年利用小时数低时系统制氢量少密切相关, 表明大量可再生能源出力随机性对 LCOH 有较大的影响。

图 2(f) 探究计及规模效应下系统学习率对 LCOH 的影响。随着系统技术、规模日益成熟, 设备的运维费用将逐步降低, 这表现为系统学习率逐步提高。当电解堆成本保持不变时, 随着系统学习率提高, LCOH 将逐步降低。特别地, 若电解堆成本降至 1 000 元/kW 以下, 则系统学习率变化对

LCOH影响将进一步增大。以电解堆成本等于200元/kW为例,当系统学习率从0增加到0.5时,LCOH从26.9元/kg降至26.7元/kg,这表明未来电解堆成本降低后有望通过系统规模化发展进一步降低LCOH,这对电制氢发展起到了一定促进作用。

综上所述,新型电力系统背景下,供能侧集中表现为高比例可再生能源接入电网。一方面,可以有效降低电价,促进电制氢的普及与发展;另一方面,可再生能源的随机性、波动性和间歇性也将显著影响电制氢的LCOH,进一步提升电制氢技术、改善电解堆控制策略有望成为应对可再生能源波动性、随机性与间歇性的重要手段。在制氢环节,针对电解槽进行设备改进以谋求更高的设备寿命、更低的转换能耗是降低电制氢LCOH的有效举措;用能侧则依托地区多样化氢需求产生的系统规模效应进一步降低LCOH。

3 应用前景展望

3.1 多样化终端利用

氢能作为一种重要的二次可再生清洁能源,在电力、交通、建筑、工业等领域具有广阔的应用前景。目前,中国正陆续颁布关于促进氢能发展与利用的相关政策,氢能利用市场前景广阔。

在电力领域,依托氢燃料电池技术,氢能可作为灵活可调度手段为电力系统供电、提供调频调峰等辅助服务。北京市经济和信息化局于2021年发布《北京市氢能产业发展实施方案(2021—2025年)》,指出未来将建设5个兆瓦级以上、若干百千瓦级分布式氢能发电示范项目,累计推广分布式发电系统装机规模10 MW以上^[69];嘉兴市经济和信息化局则计划在2025年打造形成在国内具有领先地位和重要国际影响力的氢能产业生态园,开展分布式发电试点应用^[70]。

在交通领域,氢能可通过加氢站给轻型汽车、公共汽车和重型车辆等不同类型、用途和规模的交通工具提供燃料。氢燃料电池车相比于电动汽车具有能量密度高、无噪音、零污染、续航里程长、燃料加注时间短等优势。2022年3月,国家发展改革委、国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》,首次明确氢能是未来国家能源体系的重要组成部分,预计到2025年实现氢燃料电池车保有量约5万辆,实现二氧化碳减排100万~200万t/年^[71]。中国氢能联盟则预计到2050年,氢能在终端能源消费中的占比将达10%,累计建成10 000座加氢站,保有500万辆燃料电池车^[72]。

在建筑领域,通过热电联产技术,氢能可利用现

有建筑和能源网络基础设施提供灵活、连续的热能和电力供应,实现零能耗建筑。近年来,各省相继发布相关政策与战略,上海在《临港新片区打造高质量氢能示范应用场景实施方案(2021—2025年)》通知中指出,未来将进一步推广氢能分布式能源和热电冷三联供系统技术在建筑领域和工业园区示范应用^[73];陕西省住房和城乡建设厅也指定相关目标,未来将推进建筑绿色低碳发展,建设超低能耗建筑^[74]。

在工业领域,氢能可用于冶金、炼油等传统难以脱碳的领域,也可在化工产业用于合成氨、甲醇、合成甲烷等工业原料和燃料。此外,氢能也可以混氢天然气的形式进行存储和运输,有效降低了管道建设成本。国家发改委指出,亟须探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式,完善油气清洁高效利用机制^[75]。河北省积极响应国家政策,在《河北省氢能产业发展“十四五”规划》中制定了相关示范目标,未来将在工业、天然气管道混输等领域逐步建成氢能利用试点示范^[76]。

3.2 各省氢需求预测

新型电力系统下,氢能作为一种终端能源具备巨大的应用空间。在发电领域,预计2050年氢能将提供10%的全球供电需求;在供热领域,预测氢能可提供10%的建筑用热和25%的工业用热;在工业和交通领域,氢能可以进一步在钢铁、化工、交通等子领域对化石能源进行替代^[4]。

在2.3节电制氢技术分析中指出,计及系统规模效应后LCOH将进一步降低,而系统规模效应依赖于制氢环节的技术成熟度以及氢需求量。基于此,本节依托中国2020年各省级地区能源结构及能源需求量,考虑氢能在不同行业的替代情况,建立氢需求预测模型(具体替代情况以及各省氢需求预测模型见附录A),对全国各省级地区未来工业(以合成氨和炼钢为例)和交通领域(以公路运输为例)氢需求进行预测,旨在探究绿氢发展潜力及对新型电力系统建设的支撑作用。

图3中上半部分为中国未来各省级地区工业和交通氢需求预测值,工业上考虑氢能对合成氨、炼钢的替代作用,交通上考虑氢能对不同类型客运车和货运车消耗的汽油和柴油的替代作用。由图3可知,各省氢需求具有显著差异性,河北省和山东省氢需求预测量最大,均超过100万t/年;江苏省次之,为99.02万t/年;北京、宁夏、青海和海南4个省级地区氢需求量最小,均小于10万t/年。但总体上,全国30个省级地区总氢需求量高达1 346.89万t/年,各省平均氢需求可达44.90万t/年,全国氢需求潜力

较大。需要说明的是,本文仅针对以上代表应用场景的氢需求潜力进行了预测,并未考虑合成甲醇等其他化工领域以及潜在的发电、供热领域。未来,随

着氢能进一步在发电和供热等领域的替代与普及,全国各省级地区氢需求将进一步提高,氢能利用市场发展前景极为广阔。

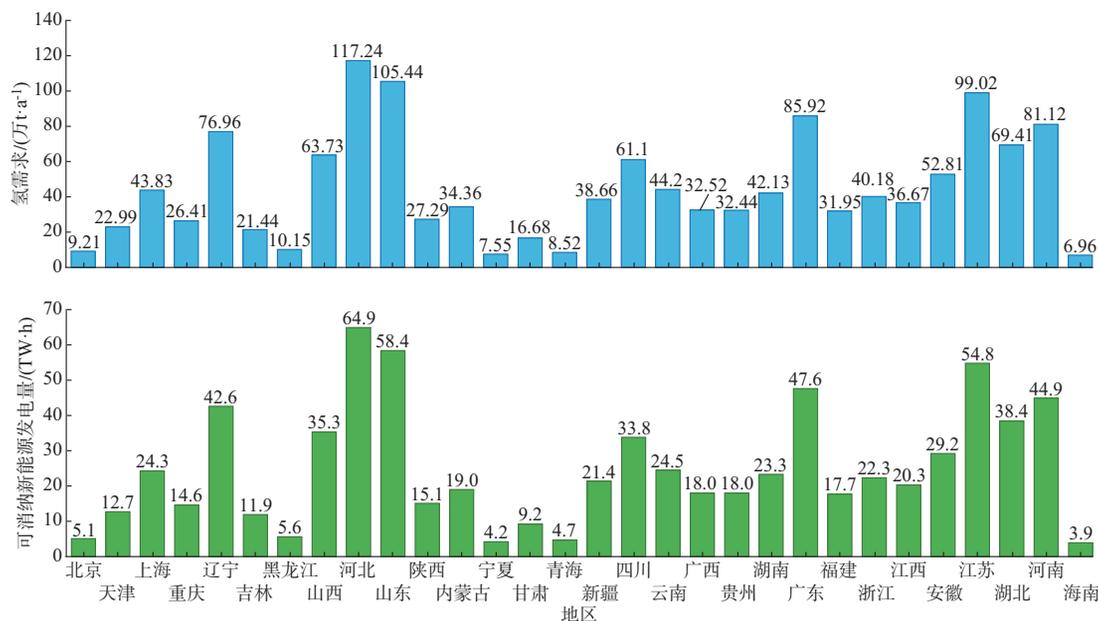


图3 各省级地区潜在的氢需求与可消纳新能源发电量

Fig. 3 Potential hydrogen demand and accommodable renewable energy generation in each provincial-level region

3.3 对新型电力系统的支撑作用

为进一步量化电制氢环节对新能源的消纳作用,图3给出了各省级地区电制氢环节可消纳新能源发电量柱状图。结果表明,若各省级地区工业交通氢需求均由可再生能源制氢进行满足,预计全国30个省级地区每年共可消纳新能源发电量745.7 TW·h。有超过50%的省份通过可再生能源制氢消纳高于20 TW·h发电量,其中,河北、山东、江苏为消纳新能源发电量最多的地区,分别为64.9、58.5、54.8 TW·h。因此,电制氢环节的发展与普及对大规模新能源消纳起到了关键性作用。未来,随着地区氢需求和电制氢效率的提高,电制氢将有望进一步促进可再生能源消纳,助力国家“双碳”目标实现。

4 结语

电制氢技术作为耦合电力与其他能源领域的关键环节,可有力推进以高比例新能源为主的新型电力系统建设,转而基于新型电力系统中的富裕低廉电能降低制氢成本,为其发展带来契机。本文针对新型电力系统背景下的电制氢环节进行技术经济分析与应用前景展望,重点分析了电价、新能源出力特征、电制氢技术特征、氢需求等关键因素对电制氢成本的影响,基于多样化应用场景、政策等因素评估了

中国各省的潜在氢需求及对新型电力系统的支撑作用。期待本文能为新型电力系统背景下的电制氢技术研究提供有益参考。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>), 扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 郭琦, 卢远宏. 新型电力系统的建模仿真关键技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(10): 18-32.
GUO Qi, LU Yuanhong. Key technologies and prospects of modeling and simulation of new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 18-32.
- [2] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 1-14.
SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [3] 潘光胜, 顾伟, 张会岩, 等. 面向高比例可再生能源消纳的电能能源系统[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 1-10.
PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, et al. Electricity and hydrogen energy system towards accommodation of high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 1-10.
- [4] Hydrogen Council. Hydrogen for Net-Zero [EB/OL]. [2022-06-23]. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>.

- [5] 李佳蓉,林今,肖晋宇,等.面向可再生能源消纳的电化工(P2X)技术分析及其能耗水平对比[J].全球能源互联网,2020,3(1):86-96.
LI Jiarong, LIN Jin, XIAO Jinyu, et al. Technical and energy consumption comparison of power-to-chemicals (P2X) technologies for renewable energy integration [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 86-96.
- [6] 高赐威,王崑,陈涛.基于可逆固体氧化物电池的电氢一体化能源站容量规划[J/OL].中国电机工程学报:1-15[2022-03-07].
<https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20220106.1434.008.html>.
GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery [J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-15 [2022-03-07]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20220106.1434.008.html>.
- [7] 李奇,赵淑丹,蒲雨辰,等.考虑电氢耦合的混合储能微电网容量配置优化[J].电工技术学报,2021,36(3):486-495.
LI Qi, ZHAO Shudan, PU Yuchen, et al. Capacity optimization of hybrid energy storage microgrid considering electricity-hydrogen coupling [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 486-495.
- [8] 袁铁江,曹继雷.计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J/OL].高电压技术[2022-08-13].
https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDLAST2022&filename=GDYJ202206001&uniplatform=NZKPT&v=KLS-wUp7FUkMznQy8dXDB_z8DITKZ49I8L6y0ztQa90e42IZ0TGKkADCcnkQaGJ.
YUAN Tiejia, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty [J/OL]. High Voltage Engineering [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDLAST2022&filename=GDYJ202206001&uniplatform=NZKPT&v=KLS-wUp7FUkMznQy8dXDB_z8DITKZ49I8L6y0ztQa90e42IZ0TGKkADCcnkQaGJ.
- [9] JIANG H Y, QI B Y, DU E S, et al. Modeling hydrogen supply chain in renewable electric energy system planning [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2780-2791.
- [10] 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.
- [11] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等.考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电力自动化设备,2021,41(9):31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 31-38.
- [12] 侯慧,刘鹏,黄亮,等.考虑不确定性的电-热-氢综合能源系统规划[J].电工技术学报,2021,36(增刊1):133-144.
HOU Hui, LIU Peng, HUANG Liang, et al. Planning of electricity-heat-hydrogen integrated energy system considering uncertainties [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(Supplement 1): 133-144.
- [13] 李梓丘,乔颖,鲁宗相.海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化[J].电力系统自动化,2022,46(8):104-112.
LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang. Operation mode analysis and configuration optimization of offshore wind-hydrogen system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 104-112.
- [14] 蔡钦钦,肖宇,朱永强.计及电转氢和燃料电池的电热微网日前经济协调调度模型[J].电力自动化设备,2021,41(10):107-112.
CAI Qinqin, XIAO Yu, ZHU Yongqiang. Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 107-112.
- [15] WANG X B, HUANG W T, WEI W, et al. Day-ahead optimal economic dispatching of integrated port energy systems considering hydrogen [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2619-2629.
- [16] 张昊天,韦钢,袁洪涛,等.考虑氢-电混合储能的直流配电网优化调度[J].电力系统自动化,2021,45(14):72-81.
ZHANG Haotian, WEI Gang, YUAN Hongtao, et al. Optimal scheduling of DC distribution network considering hydrogen-power hybrid energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(14): 72-81.
- [17] 邱彬,慕会宾,王凯,等.计及氢气天然气混合运输的氢耦合综合能源系统优化调度[J/OL].电力系统及其自动化学报[2022-08-13].
https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=DLZD20220123000&uniplatform=NZKPT&v=esApcxMJqAi1rHUvviLtyCy_Mp5f0auiZklvMFZTOuF9_eml4d44hoGFZAmQ1g7.
QIU Bin, MU Huibin, WANG Kai, et al. An optimal scheduling model of hydrogen coupling IES considering the mixed transportation of hydrogen and natural gas [J/OL]. Proceedings of the CSU-EPSCA [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=DLZD20220123000&uniplatform=NZKPT&v=esApcxMJqAi1rHUvviLtyCy_Mp5f0auiZklvMFZTOuF9_eml4d44hoGFZAmQ1g7.
- [18] 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.
- [19] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9):48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [20] 范宏,于伟南,柳璐,等.双碳目标下考虑电氢互补的智慧园区多楼宇协调调度[J].电力系统自动化,2022,46(21):42-51.
FAN Hong, YU Weinan, LIU Lu, et al. Method of multi-building coordinated dispatch in smart park considering electricity and hydrogen complementary with dual carbon targets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 42-51.

- [21] 张学, 裴玮, 梅春晓, 等. 含电/氢复合储能系统的孤岛直流微电网模糊功率分配策略与协调控制方法[J/OL]. 高电压技术 [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDLAST2022&filename=GDYJ202203016&uniplatform=NZKPT&v=KLS-wUp7FUnOfesO-taq6R4yjs_DFD99gDBxazdgEPBo-5P0ZxmaYdRULjM2yjKu. ZHANG Xue, PEI Wei, MEI Chunxiao, et al. Fuzzy power allocation strategy and coordinated control method of islanding DC microgrid with electricity/hydrogen hybrid energy storage systems [J/OL]. High Voltage Engineering [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDLAST2022&filename=GDYJ202203016&uniplatform=NZKPT&v=KLS-wUp7FUnOfesO-taq6R4yjs_DFD99gDBxazdgEPBo-5P0ZxmaYdRULjM2yjKu.
- [22] 孔令国, 于家敏, 蔡国伟, 等. 基于模型预测控制的离网电氢耦合系统功率调控[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3139-3149. KONG Lingguo, YU Jiamin, CAI Guowei, et al. Power regulation of off-grid electro-hydrogen coupled system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3139-3149.
- [23] 袁铁江, 胡克林, 关宇航, 等. 风电-氢储能与煤化工多能耦合系统及其氢储能子系统的EMR建模[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2156-2164. YUAN Tiejiang, HU Kelin, GUAN Yuhang, et al. Modeling on hydrogen producing progress in EMR based wind power-hydrogen energy storage and coal chemical pluripotent coupling system [J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2156-2164.
- [24] 孔令国, 王士博, 蔡国伟, 等. 零能耗建筑电-氢-热双层能量优化调控方法[J/OL]. 中国电机工程学报 [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=ZGDC20211125000&uniplatform=NZKPT&v=3UDY-INjhgob7UTP94_x4mIqvWmv2ZiUfmDbuBVhbu1xGi0atc2O0gKFTmoYXYj0. KONG Lingguo, WANG Shibo, CAI Guowei, et al. Zero energy building electricity-hydrogen-heat double-layer energy optimization control method [J/OL]. Proceedings of the CSEE [2022-08-13]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=ZGDC20211125000&uniplatform=NZKPT&v=3UDY-INjhgob7UTP94_x4mIqvWmv2ZiUfmDbuBVhbu1xGi0atc2O0gKFTmoYXYj0.
- [25] 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.
- [26] 郭梦婕, 严正, 周云, 等. 含风电制氢装置的综合能源系统优化运行[J]. 中国电力, 2020, 53(1): 115-123. GUO Mengjie, YAN Zheng, ZHOU Yun, et al. Optimized operation design of integrated energy system with wind power hydrogen production [J]. Electric Power, 2020, 53(1): 115-123.
- [27] LUCAS T R, FERREIRA A F, SANTOS PEREIRA R B, et al. Hydrogen production from the WindFloat Atlantic offshore wind farm: a techno-economic analysis [J]. Applied Energy, 2022, 310: 118481.
- [28] LIN H Y, WU Q W, CHEN X Y, et al. Economic and technological feasibility of using power-to-hydrogen technology under higher wind penetration in China [J]. Renewable Energy, 2021, 173: 569-580.
- [29] FERREDOONI M, MOSTAFAEIPOUR A, KALANTAR V, et al. A comprehensive evaluation of hydrogen production from photovoltaic power station [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82: 415-423.
- [30] PAN G S, GU W, HU Q R, et al. Cost and low-carbon competitiveness of electrolytic hydrogen in China [J]. Energy & Environmental Science, 2021, 14(9): 4868-4881.
- [31] GUERRA O J, EICHMAN J, KURTZ J, et al. Cost competitiveness of electrolytic hydrogen [J]. Joule, 2019, 3(10): 2425-2443.
- [32] GLENK G, REICHELSTEIN S. Economics of converting renewable power to hydrogen [J]. Nature Energy, 2019, 4(3): 216-222.
- [33] WU X, LI H Y, WANG X L, et al. Cooperative operation for wind turbines and hydrogen fueling stations with on-site hydrogen production [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2775-2789.
- [34] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 25-39. MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25-39.
- [35] TAO Y C, QIU J, LAI S Y, et al. Integrated electricity and hydrogen energy sharing in coupled energy systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1149-1162.
- [36] XIAO Y P, WANG X F, PINSON P, et al. A local energy market for electricity and hydrogen [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 3898-3908.
- [37] JENTSCH M, TROST T, STERNER M. Optimal use of power-to-gas energy storage systems in an 85% renewable energy scenario [J]. Energy Procedia, 2014, 46: 254-261.
- [38] SAEDI I, MHANNA S, MANCARELLA P. Integrated electricity and gas system modelling with hydrogen injections and gas composition tracking [J]. Applied Energy, 2021, 303: 117598.
- [39] KOIRALA B, HERS S, MORALES-ESPAÑA G, et al. Integrated electricity, hydrogen and methane system modelling framework: application to the Dutch Infrastructure Outlook 2050 [J]. Applied Energy, 2021, 289: 116713.
- [40] 刘继春, 周春燕, 高红均, 等. 考虑氢能-天然气混合储能的气-电综合能源微网日前经济调度优化 [J]. 电网技术, 2018, 42(1): 170-179. LIU Jichun, ZHOU Chunyan, GAO Hongjun, et al. A day-ahead economic dispatch optimization model of integrated electricity-natural gas system considering hydrogen-gas energy storage system in microgrid [J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 170-179.
- [41] GUANDALINI G, CAMPANARI S, ROMANO M C. Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: energy and economic assessment [J]. Applied

- Energy, 2015, 147: 117-130.
- [42] MOSKALENKO N, LOMBARDI P, KOMARNICKI P. Multi-criteria optimization for determining installation locations for the power-to-gas technologies [C]// 2014 IEEE PES General Meeting, July 27-31, 2014, National Harbor, USA: 1-5.
- [43] ZENG Q, FANG J, CHEN Z, et al. A multistage coordinative optimization for siting and sizing P2G plants in an integrated electricity and natural gas system [C]// 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), April 4-8, 2016, Leuven, Belgium: 1-6.
- [44] HUANG J H, ZHOU H S, WU Q H, et al. Assessment of an integrated energy system embedded with power-to-gas plant [C]// 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), November 28-December 1, 2016, Melbourne, Australia: 196-201.
- [45] LI G Q, ZHANG R F, JIANG T, et al. Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process [J]. Applied Energy, 2017, 194: 696-704.
- [46] 卫志农,张思德,孙国强,等.基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J].电力系统自动化,2016,40(15): 9-16.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16.
- [47] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1234-1244.
- [48] ALKANO D, SCHERPEN J M A. Distributed supply coordination for power-to-gas facilities embedded in energy grids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1012-1022.
- [49] SCHLUND D, SCHÖNFISCH M. Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets [J]. Applied Energy, 2021, 304: 117666.
- [50] PAN G S, GU W, CHEN S, et al. Investment equilibrium of an integrated multi-stakeholder electricity-gas-hydrogen system [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 150: 111407.
- [51] 俞红梅,邵志刚,侯明,等.电解水制氢技术研究进展与发展建议[J].中国工程科学,2021,23(2):146-152.
YU Hongmei, SHAO Zhigang, HOU Ming, et al. Hydrogen production by water electrolysis: progress and suggestions [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(2): 146-152.
- [52] 全球能源互联网发展合作组织.绿氢发展与展望[M].北京:中国电力出版社,2022.
Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. Interdevelopment and prospect of green hydrogen [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2022.
- [53] 氢能联盟CHA.阴离子交换膜电解水技术前沿及进展[EB/OL].(2022-07-16)[2022-08-08].<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1738511920371875853&wfr=spider&for=pc>.
Hydrogen Alliance CHA. The frontier and progress of anion exchange membrane electrolyzing water technology [EB/OL]. (2022-07-16)[2022-08-08].<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1738511920371875853&wfr=spider&for=pc>.
- [54] 李佳蓉,林今,邢学韬,等.主动配电网中基于统一运行模型的电制氢(P2H)模块组合选型与优化规划[J].中国电机工程学报,2021,41(12):4021-4033.
LI Jiarong, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology portfolio selection and optimal planning of power-to-hydrogen (P2H) modules in active distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4021-4033.
- [55] 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): 502-513.
- [56] IEA. The future of hydrogen [EB/OL]. (2019-06-15)[2022-06-23].https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.
- [57] 中国城燃联盟.高温燃料电池的应用设想和三环集团的产业化进展 [EB/OL].(2021-11-18)[2022-10-05].<https://www.fiect.org.cn/news/267.html>.
China Hydrogen Development and Innovation Alliance for Urban Gas. Application assumptions of high temperature fuel cells and industrialization progress of Sanhuan Group [EB/OL]. (2021-11-18)[2022-10-05].<https://www.fiect.org.cn/news/267.html>.
- [58] IEA. Hydrogen projects database [EB/OL]. (2021-10-04)[2022-06-23].<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database#schedule>.
- [59] National Renewable Energy Laboratory. H2A: hydrogen analysis production models [EB/OL]. (2020-02-03)[2022-06-23].https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf.
- [60] KEMPLER P A, SLACK J J, BAKER A M. Research priorities for seasonal energy storage using electrolyzers and fuel cells [J]. Joule, 2022, 6(2): 280-285.
- [61] STEFFEN B, BEUSE M, TAUTORAT P, et al. Experience curves for operations and maintenance costs of renewable energy technologies [J]. Joule, 2020, 4(2): 359-375.
- [62] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2819.
- [63] 丁显,冯涛,何广利,等.电源波动性对电解水制氢电解槽影响的研究进展 [J/OL].储能科学与技术 [2022-06-23].https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=CNKX20220510000&.uniplatform=NZKPT&.v=EuYPnOEU13a5I9J8NL_SaJNkSMXEFvd0kP4nGxklDkP49k5G0FTzK4c9zNDkcQxz.
DING Xian, FENG Tao, HE Guangli, et al. Research progress of the influence of power fluctuation on water electrolyser for hydrogen production [J/OL]. Energy Storage Science and Technology [2022-06-23].https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=CNKX20220510000&.uniplatform=NZKPT&.v=EuYPnOEU13a5I9J8NL_SaJNkSMXEFvd0kP4nGxklDkP49k5G0FTzK4c9zNDkcQxz.

- kP49k5G0FTzK4c9zNDkcQxz.
- [64] JÄRVINEN L, RUUSKANEN V, KOPONEN J, et al. Implementing a power source to study the effect of power quality on the PEM water electrolyzer stack [C]// 2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE' 19 ECCE Europe), September 3-5, 2019, Genova, Italy: 1-8.
- [65] BUITENDACH H P C, GOUWS R, MARTINSON C A, et al. Effect of a ripple current on the efficiency of a PEM electrolyser[J]. Results in Engineering, 2021, 10: 100216.
- [66] MISKIN C K, LI Y R, PERNA A, et al. Sustainable co-production of food and solar power to relax land-use constraints [J]. Nature Sustainability, 2019, 2(10): 972-980.
- [67] LILLIESTAM J, MELLIGER M, OLLIER L, et al. Understanding and accounting for the effect of exchange rate fluctuations on global learning rates[J]. Nature Energy, 2020, 5(1): 71-78.
- [68] 魏繁荣, 随权, 林湘宁, 等. 考虑制氢设备效率特性的煤风氢能网调度优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1428-1439.
- WEI Fanrong, SUI Quan, LIN Xiangning, et al. Energy control scheduling optimization strategy for coal-wind-hydrogen energy grid under consideration of the efficiency features of hydrogen production equipment[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(5): 1428-1439.
- [69] 北京市经济和信息化局. 北京市氢能产业发展实施方案(2021—2025年)[EB/OL]. (2021-08-16)[2022-08-11]. <http://jxj.beijing.gov.cn/jxd/tzgg/202108/P020210816513801011848.pdf>.
- Beijing Municipal Bureau of Economy and Information Technology. Beijing hydrogen energy industry development implementation plan (2021—2025) [EB/OL]. (2021-08-16) [2022-08-11]. <http://jxj.beijing.gov.cn/jxd/tzgg/202108/P020210816513801011848.pdf>.
- [70] 嘉兴市经济和信息化局. 嘉兴市氢能产业发展实施意见(2021—2025)(征求意见稿)[EB/OL]. (2021-04-01)[2022-06-23]. http://zjjcmpublic.oss-cn-hangzhou-zwynet-d01-a.internet.cloud.zj.gov.cn/jcms_files/jcms1/web2778/site/attach/0/b979a56d39f5491b8f76cb4283e58e63.pdf.
- Jiaxing Municipal Bureau of Economy and Information Technology. Implementation opinions on the development of hydrogen energy industry in Jiaxing City (2021—2025) (draft for comments) [EB/OL]. (2021-04-01) [2022-06-23]. http://zjjcmpublic.oss-cn-hangzhou-zwynet-d01-a.internet.cloud.zj.gov.cn/jcms_files/jcms1/web2778/site/attach/0/b979a56d39f5491b8f76cb4283e58e63.pdf.
- [71] 国家能源局. 氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)[EB/OL]. (2022-03-23) [2022-06-23]. http://zfxgk.nea.gov.cn/1310525630_16479984022991n.pdf.
- National Energy Administration. Medium and long-term plan for the development of hydrogen energy industry (2021—2035) [EB/OL]. (2022-03-23) [2022-06-23]. http://zfxgk.nea.gov.cn/1310525630_16479984022991n.pdf.
- [72] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书[EB/OL]. (2019-06-29)[2022-06-23]. <http://www.h2cn.org.cn/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf>.
- China Hydrogen Energy Alliance. White paper on China's hydrogen energy and fuel cell industry [EB/OL]. (2019-06-29) [2022-06-23]. <http://www.h2cn.org.cn/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf>.
- [73] 中国(上海)自由贸易试验区临港新片区管理委员会. 关于印发《临港新片区打造高质量氢能示范应用场景实施方案(2021—2025年)》的通知[EB/OL]. (2021-09-18) [2022-08-11]. <https://www.lingang.gov.cn/html/website/lgxc/index/government/file/1481569704242147329.html>.
- China (Shanghai) Pilot Free Trade Zone Lingang New Area Management Committee. Notice on printing and distributing the implementation plan for creating high-quality hydrogen energy demonstration application scenarios in Lingang New Area (2021—2025) [EB/OL]. (2021-09-18) [2022-08-11]. <https://www.lingang.gov.cn/html/website/lgxc/index/government/file/1481569704242147329.html>.
- [74] 陕西省住房和城乡建设厅. 2022年全省建筑节能和科技工作要点[EB/OL]. (2022-05-18) [2022-06-23]. <http://m.shaanxi.gov.cn/zcfagui/2022/5/115824.shtml>.
- Shaanxi Provincial Department of Housing and Urban-Rural Development. Key points of the province's building energy conservation and technology work in 2022 [EB/OL]. (2022-05-18) [2022-06-23]. <http://m.shaanxi.gov.cn/zcfagui/2022/5/115824.shtml>.
- [75] 国家发展改革委. 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见[EB/OL]. (2022-01-30) [2022-06-23]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202202/t20220210_1314511_ext.html.
- National Development and Reform Commission. Opinions of the National Energy Administration on improving the system, mechanism and policy measures for energy green and low-carbon transformation [EB/OL]. (2022-01-30) [2022-06-23]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202202/t20220210_1314511_ext.html.
- [76] 河北省发展和改革委员会. 河北省氢能产业发展“十四五”规划[EB/OL]. (2021-07-19) [2022-08-11]. <http://hbdr.com.cn/common/ueditor/jsp/upload/20210719/63691626676915190.pdf>.
- Hebei Provincial Development and Reform Commission. The 14th Five Year Plan for the development of hydrogen energy industry in Hebei Province [EB/OL]. (2021-07-19) [2022-08-11]. <http://hbdr.com.cn/common/ueditor/jsp/upload/20210719/63691626676915190.pdf>.

潘光胜(1992—),男,博士,主要研究方向:综合能源系统规划、电氢耦合技术等。E-mail:pgspan@163.com

顾钟凡(2000—),男,博士研究生,主要研究方向:综合能源系统规划与优化运行、电氢能源系统等。E-mail:gzf2206@163.com

罗恩博(1986—),男,工程师,主要研究方向:新能源消纳及电网自动化。E-mail:214722177@qq.com

顾伟(1981—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统运行控制、综合能源系统等。E-mail:wgu@seu.edu.cn

(编辑 章黎)

Analysis and Prospect of Electrolytic Hydrogen Technology Under Background of New Power Systems

PAN Guangsheng¹, GU Zhongfan¹, LUO Enbo², GU Wei¹

- (1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;
2. Electric Power Research Institute of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: As a secondary energy carrier complementary to electricity, hydrogen energy is expected to play a critical role in the future low-carbon energy system. To explore the hydrogen economy in the context of the new power system, the electrolytic hydrogen technology that is a key link in the coupling between electricity and other energy fields is focused on, and the technical and economic analysis and application prospects are made. First, the research status of electrolytic hydrogen technology at home and abroad are reviewed from two perspectives of technology development level and application in energy systems. Then, the economic model of electrolytic hydrogen is established, and the technical and economic analysis of electrolytic hydrogen under the background of new power systems is carried out based on the technical characteristics of new power systems. Finally, the application prospect of electrolytic hydrogen technology is analyzed from three aspects of local hydrogen development policy, terminal hydrogen demand potential, and support for new power systems.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2020YFE0200400), Postdoctoral Innovation Talents Support Program (No. BX20220066) and China Postdoctoral Science Foundation (No. 2022M720709).

Key words: new power system; electrolytic hydrogen; carbon neutrality; technical and economic analysis; hydrogen demand prediction

