

中国省域绿氢布局及技术选择随机多目标优化：“制-输-储-用”视角¹

於世为^{1,2*}, 游丽敏^{1,2}, 谭彩霞^{1,2}, 廖泳^{1,2}

(1 中国地质大学(武汉)能源环境管理与决策研究中心, 武汉 430074; 2 中国地质大学(武汉)经济管理学院, 武汉 430074)

摘要: 针对氢能需求不确定性, 本文构建了覆盖绿氢“制-输-储-用”全链条的机会约束随机多目标优化模型, 以最小化系统总成本和最大化可再生能源消纳为双目标, 系统优化 2022-2040 年我国省域层面制氢、输氢与储氢的布局、技术选择及演进路径。结果表明, 在 99%置信水平下的折衷决策偏好下, 2040 年我国绿氢产量将达 4194.22 万吨, 其中 58.8%由碱性电解槽 (ALK) 生产。输氢量由 2022 年的 2.24 万吨增长至 126.15 万吨, 80.1%通过液氢罐车和纯氢管道运输。同期, 储氢量由 1.03 万吨增至 5635.24 万吨, 自 2038 年起年均增幅超过 461.6%。空间布局上, 内蒙古为最大制氢省份 (占比 20.3%), 安徽和福建为主要储氢省份 (占比 21.1%和 17.3%), 东北与西北地区为主要输氢方 (占比 56.9%), 而华中地区 (占比 36.7%) 为主要接收方。提高置信水平显著增加总成本和水资源消耗, 最高分别达 12.07 万亿元和 4.76 亿 m³。因此, 我国应因地制宜推进绿氢规模化布局, 扩大质子交换膜电解槽 (PEM) 与高温固体氧化物电解槽 (SOEC) 技术制氢产量, 构建以山西、内蒙古、山东、安徽等为核心的制氢枢纽, 强化东北、西北输氢通道, 并在青海、宁夏、山西布局储氢设施, 促进绿氢产业链协同发展。

关键词: 绿氢规划; 随机多目标优化; 技术选择; 空间布局

0 引言

随着全球气候变化和脱碳进程加速, 我国在实现“双碳”目标上面临较大挑战。美国、德国、和日本等许多国家已将氢能纳入其能源战略, 计划通过氢能技术的研发和应用, 推动经济脱碳并实现碳中和目标^[1]。2022 年 3 月我国出台了《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》(下称“规划”), 将氢能作为实现零排放的能源利用的重要解决方案。氢能因其丰富的来源、高能量密度以及长距离输送能力, 已成为全球能源转型和新型能源体系构建的关键载体之一^[2, 3]。氢能可

分为灰氢 (化石燃料+化学重整技术制备)、蓝氢 (灰氢技术+碳封存与捕集技术制备) 和绿氢 (利用可再生能源+电解水技术制备)^[4]。其中, 绿氢具有最小碳排放。目前, 我国市场上灰氢和蓝氢占据约 99%的份额, 而绿氢仅占 1%, 意味着我国氢能生产链仅在使用环节实现零排放。我国风能和太阳能资源丰富, 绿氢潜力巨大, 但主要集中在西北及内蒙古等地区, 与中东部的氢气需求存在较大空间错配, 亟需长距离输氢。然而, 我国尚未建立完善的跨省氢气输送体系, 氢气管网建设里程仅为 400 公里, 加氢站建设滞后。与此同时, 绿氢产能不足, 跨区远距离输氢和储氢设施缺乏, 限制了可再生能源的消纳能力^[5]。因此, 为

¹ 收稿日期: 2024-10-11; 修订日期: 2025-10-11。

基金项目: 国家自然科学基金重大项目“复杂政策决策场景的生态建模研究”(72293572); 国家社会科学基金重大项目“新型能源体系构建的路径与政策研究”(23&ZD094)。

作者简介: 於世为 (1980-), 男, 湖北罗田人, 博士, 教授, 博士生导师。Email: yusw@cug.edu.cn

² 具体规划内容见 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html。

³ 国家能源局报道见 https://www.nea.gov.cn/2024-05/31/c_1310776690.htm。

⁴ 中国能源报内容见 http://paper.people.com.cn/zgnybwap/html/2024-09/16/content_26082164.htm。

⁵ Interact Analysis 内容见 https://cn.fuelcellchina.com/Industry_information_details/1537.html。

了充分发挥氢能的脱碳潜力,推动能源系统的低碳清洁转型,亟需优化我国绿氢的生产、输送和储存能力,并扩展相关基础设施.该过程需要科学合理地规划绿氢“制-输-储-用”产业链,以提升能源利用效率,助力“双碳”目标实现.

绿氢“制-输-储-用”规划,需要在空间布局和时间次序上科学优化.虽然《规划》对制氢设施的合理布局及储运体系的构建进行了整体部署,但在实际建设过程中,缺乏统一协调的规划,可能导致各环节间的相互制约,从而降低能源系统的集成效率^[6,7].此外,绿氢产业也未遵行资源异质性理论,基于独特的资源禀赋形成持续竞争优势^[8].地方政府响应中央政策时,往往会面临多重治理目标的冲突,且由于“锦标赛”式的晋升制度,地方政府可能优先考虑短期经济增长而忽视长期环境目标,导致政策执行选择性、短视性、非连续性^[9].这种做法忽略资源禀赋和开发规律^[10],可能导致盲目投资过剩产能,削弱能源转型效率.更严重的是,违反空间经济学中要素流动规律可能引发氢能技术锁定或路径依赖^[11,12],如过早投入大量碱性电解槽的建设,导致转向更高效的质子交换膜电解槽的难度增大.与此同时,地方保护主义可能限制绿氢的跨区域流动,导致资源配置低效.因此,如何在空间布局和时间次序上优化绿氢“制-输-储-用”各环节的省域布局和技术选择,是推动可再生能源消纳、实现能源转型的关键.

为充分挖掘可再生资源制氢的潜力,现有研究主要集中于制氢成本、耗水量和技术效率的测度^[13,14].在此基础上,部分研究进一步优化了绿氢及风光资源的容量配置^[15],以及发电园区的技术选择^[16].为克服氢能生产区与消费区的长距离分离,一些研究采用动态规划^[17]和混合整数规划^[18]等方法,优化输氢能力和线路设计.针对储氢保障,学者们开展了储氢运行策略^[19]和加氢站布局优化^[20].这些研究为氢能生产的优化、成本降低及运行效率提升提供了有力的决策依据.然而,这些优化问题主要聚焦于氢能生产、运输或存储等单一环节,尚未从绿氢“制-输-储-用”全过程的角度,解决中长期省域绿氢制备、运输、存储及使用的规模、技术选择及其空间布局和时间

间次序问题.

与传统的确定性优化模型不同,绿氢供应链面临可再生电力波动、需求不确定性和设备故障等多重不确定性^[21].为应对这些不确定性,一些研究采用条件风险价值^[22]、鲁棒优化^[23]等方法优化氢能经济调度、投资和运营决策.随机规划通过假设随机变量服从特定的概率分布,能够有效地寻求最优^[24],并已在源荷不确定的氢供应链中广泛应用,具体的随机优化方法包括样本平均近似两阶段随机规划^[25]和机会约束规划^[26]等.本文采用机会约束规划模型,结合置信水平定量描述不确定性^[27],较鲁棒优化等方法,更为高效地解决了绿氢“制-输-储-用”系统优化问题,避免生成多种随机场景的复杂性.

鉴于此,本文针对氢能需求不确定性背景下我国省域绿氢布局、技术选择以及时序次序问题,构建机会约束随机多目标优化模型.该模型基于绿氢“制-输-储-用”全链条,综合考虑经济性与可再生能源电力消纳效果,优化不同决策偏好、不同置信水平及不同需求-效率-容量组合下的最优方案.模型涵盖三类电解槽技术(碱性电解槽(Alkaline Electrolysis Cells, ALK)、质子交换膜电解槽(Polymer Electrolyte Membrane, PEM)及高温固体氧化物电解槽(Solid Oxide Electrolysis Cells, SOEC))的制氢量,三种输氢方式(长管拖车、液氢罐车、纯氢管道)的运输量,以及储氢能力的空间布局及时间序次优化.旨在为我国绿氢产业高质量发展提供科学决策依据,加快能源体系绿色低碳转型.

与现有研究相比,本文的边际贡献体现在三方面:1)构建涵盖“制—输—储”全链条的氢能系统优化框架,实现多环节协同优化;2)结合各省可再生能源禀赋与消纳条件,优化31个省域绿氢供应空间布局,提升资源配置效率;3)引入机会约束随机优化方法,刻画绿氢需求长期不确定性,构建基于氢能供需约束的长期动态优化模型,对2022—2040年全国省域绿氢系统的时序演进统筹规划,拓展宏观氢能系统优化在时间尺度与不确定性处理方面的研究范畴.

1 “制-输-储-用”视角下的随机多目标优化模型

1.1 优化框架

基于绿氢“制-输-储-用”链，本文以氢电系统的总成本最小化和绿氢生产可再生电力消纳最大化为目标，考虑未来氢能需求的不确定性，

引入随机变量和概率分布，建立机会约束随机多目标优化模型。为紧密围绕《规划》的下一个五年延伸，有助于衔接和支撑后续国家中长期发展战略，模型设定 2040 年为规划期。旨在解决：1）如何部署各省绿氢生产及技术选择；2）如何建设跨省绿氢输送通道及输送技术；3）如何布局分省绿氢存储量。具体优化框架如图 1 所示。



图1 绿氢“制-输-储-用”布局与技术选择优化框架

Fig. 1 Optimization framework for layout and technology selection of green hydrogen "production-transmission-storage-utilization"

注：中间制氢可再生电力包含风电、光伏、水电、生物质发电，右侧输氢量框中元素自下而上表示长管拖车，液氢罐车和纯氢管道，氢需求来自工业、交通和建筑部门

1.2 模型假设

建立模型基于以下假设：

1）消纳可再生电力是绿氢的重要驱动力，为减少跨区可再生电力输送，假设绿氢只在可再生电源端生产。

2）为提高绿氢存储效率，不划分具体储氢技术或形态，假设绿氢存储在储氢罐中。

3）中国 2022 年的电解槽容量不足 1GW^[28]，且电解槽寿命为 20 年及以上^[29]。本文聚焦于 2040 年前的氢能布局优化与资源配置策略，规划期内绝大多数设备尚处于有效寿命周期内，大规模退役尚未成为产业发展的主要矛盾，为避免引入不确定性过高的生命周期相关参数，故不考虑电解槽的退役容量。

4）中国 2024 年进出口总量仅 9.1 吨，故本文模型暂不考虑氢能国际贸易，只考虑国内需求。

1.3 模型构建

1.3.1 目标函数

1）成本最小化

成本是衡量绿氢经济性的核心指标，也是其提升市场竞争力的关键因素。绿氢的发展需以成本最小化为重要目标，而其制备依赖于可再生能源的消纳，因此可再生电力成本对绿氢生产成本具有直接且显著的影响。本文构建的成本框架涵盖绿氢全生命周期的“制-储-输-用”环节成本，并综合考虑电力系统“发-输-储”环节的成本，以全面评估绿氢供给链的经济性。其中，第 t 年的绿氢成本包括制氢成本（平准化成本中已考虑淡水的使用成本）（ HC_t ）、储氢成本（ WC_t ）、输氢投资及运维成本（ QC_t 、 MC_t ）、氢能的使用成本（ UC_t ）。电力成本包括发电成本（ GC_t ）、电力传输成本（ TC_t ）、绿电储能成本（ SC_t ）。如式（1）所示：

⁶ 联合国数据库 UN Comtrade Database 2025 见 <https://comtradeplus.un.org/TradeFlow>。

$$\begin{aligned} \min f_1 = & [(HC_t + WC_t + QC_t + MC_t + UC_t) \\ & + (GC_t + TC_t + SC_t)] / (1 + \gamma)^t \end{aligned} \quad (1)$$

2) 可再生能源电力消纳最大化

绿氢发展的核心动力之一是提升可再生能源电力消纳水平.当前风电、光伏等可再生能源快速增长,但受波动性和电网调峰能力限制,弃风弃光现象仍然存在.通过将多余可再生能源转化为氢气,可显著提高可再生能源利用率^[30],减少弃电并降低对电网灵活性和储能的依赖.同时,绿氢作为可再生能源的跨部门载体,不仅拓展了其在交通、工业等难以直接电气化领域的应用,还增强了电氢系统的协同调控能力,从而加速能源体系向低碳化转型.

可再生能源生产端的消纳分为,制绿氢、储电、外输以及本地净消纳,如式(2)所示.

$$\begin{aligned} \text{Max} f_2 = & \sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HE_{p,g,t} he_g + \sum_{r \in R} \sum_{l \in L} TO_{r,l,t} \\ & + \sum_{p \in R} \sum_{w \in W} ES_{p,w,t} hs_w + \sum_{p \in R} DE_{p,t} \end{aligned} \quad (2)$$

式中, $\sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HE_{p,g,t} he_g$ 为制氢消耗的可再生能源电量, $\sum_{p \in R} \sum_{w \in W} ES_{p,w,t} hs_w$ 为储能消纳的可再生能源电量, $TO_{r,l,t} = EO_{r,l,t} ht$ 为输出电量.

1.3.2 约束条件

1) 省域氢能供需约束

氢能需求在研究中常以情景假设或预测值^[18]作为参数,存在一定的不确定性和预测误差.本文在参考^[31]预测的基础上,采用机会约束^[27]对氢能供需约束进行不确定性建模,如式(3)所示:

$$\begin{aligned} \Pr \{ & \sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HG_{p,g,t} + \sum_{u,v \in R} \sum_{n \in N} (HQ_{v,u,n,t} - HQ_{u,v,n,t}) \\ & + \sum_{p \in R} HP_{p,t} \geq \sum_{p \in R} DH_{p,t} \} \geq \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3)$$

式中, $\sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HG_{p,g,t}$ 为制氢量, $\sum_{u,v \in R} \sum_{n \in N} (HQ_{v,u,n,t} - HQ_{u,v,n,t})$ 为氢净输入量, $\sum_{p \in R} HP_{p,t}$ 为储氢量,共同满足氢需求.

2) 省域水资源消耗约束

在电解槽制氢的工艺流程中,水资源是不可或缺的因素.为保护水资源,制氢水资源消费量必须低于各省政策下达的水资源红线量 $Z_{p,t}$.

$$\sum_{g \in G} HG_{p,g,t} \beta_g \leq Z_{p,t} \quad (4)$$

3) 省域氢气传输限制

各省优先使用自身制氢量满足氢需求,输出氢量不应超出自身除去损耗所能供应的产氢量.

$$\sum_{n \in N} HQ_{u,v,n,t} \leq \sum_{n \in N} \sum_{g \in G} HG_{u,g,t} (1 - \chi_n) \quad (5)$$

4) 输氢方向约束

当输氢方向确定后,不存在相反方向的输氢.

$$HQ_{u,v,n,t} \cdot HQ_{v,u,n,t} = 0 \quad (6)$$

5) 区域电力供需约束

每年各电网区域的发电量 $\sum_{p \in R} \sum_{k \in K} EM_{p,k,t} h_{p,k}$

与净调入电量之和 $\sum_{r \in R} \sum_{l \in L} (TI_{r,l,t} (1 - \alpha_l) - TO_{r,l,t})$ 应

满足该区域的电力需求、储能损失电量 $\sum_{p \in R} \sum_{w \in W} ES_{p,w,t} hs_w (1 - \phi_w)$ 以及制氢过程中消耗的电

量 $\sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HE_{p,g,t} he_g \eta_{g,t}$.

$$\begin{aligned} & \sum_{p \in R} \sum_{k \in K} EM_{p,k,t} h_{p,k} + \sum_{r \in R} \sum_{l \in L} (TI_{r,l,t} (1 - \alpha_l) - TO_{r,l,t}) \\ & \geq \sum_{p \in R} DE_{p,t} + \sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HE_{p,g,t} he_g \eta_{g,t} \\ & + \sum_{p \in R} \sum_{w \in W} ES_{p,w,t} hs_w (1 - \phi_w) \end{aligned} \quad (7)$$

6) 制氢和储绿电上限

根据模型目标假设,各省用可再生能源发电量进行制氢,制氢和绿电储存消纳量不能超过该省的可再生能源发电量.

$$\begin{aligned} \sum_{k \in K} EM_{p,k,t} h_{p,k} & \leq \sum_{g \in G} HE_{p,g,t} he_g \\ & + \sum_{w \in W} ES_{p,w,t} hs_w, k = 3, 4, 5, 6 \end{aligned} \quad (8)$$

7) 风光储能比例限制

储能^[32]是消纳可再生能源电力的重要途径,我国大部分省市已出台可再生能源配储相关政策,本文按新建风、光可再生能源发电项目装机容量 $NM_{p,k,t}$ 的配储比例对储能容量进行限制.

$$\sum_{w \in W} (ES_{p,w,t} - ES_{p,w,t}) \geq \omega_L (NM_{p,4,t} + NM_{p,5,t}), k = 4, 5 \quad (9)$$

$$\sum_{w \in W} (ES_{p,w,t} - ES_{p,w,t}) \leq \omega_H (NM_{p,4,t} + NM_{p,5,t}), k = 4, 5 \quad (10)$$

8) 发电累计装机容量约束

受技术和投资成本,产能以及发展的平稳性,各省发电装机容量增长或减少应在一定范围内.

$$(1+q_{1,p,k}) \cdot EM_{p,k,t-1} \leq EM_{p,k,t} \leq (1+q_{2,p,k}) \cdot EM_{p,k,t-1} \quad (11)$$

9) 电量输入和输出平衡约束

在稳定的电力系统中功率瞬时平衡,因此全年输入和输出的总电量应该保持一致.

$$\sum_{l \in L} TI_{r,l,t} = \sum_{l \in L} TO_{r,l,t} \quad (12)$$

10) 输电容量上限

受输电线路技术及传输容量的限制,区域间的电力传入与传出功率需小于在各自传输通道的最大容量.

$$\sum_{l \in L} EI_{r,l,t} \leq PI_{r,t} \quad (13)$$

$$\sum_{l \in L} EO_{r,l,t} \leq PO_{r,t} \quad (14)$$

11) 抽水蓄能装机容量限制

受水资源限制,各省抽水蓄能装机容量不应超过各省份的水电最大技术可开发潜力.

$$ES_{p,l,t} \leq PE_{p,l} \quad (15)$$

12) 省域发电潜力制约

可再生能源受气候、地理和技术条件的限制,各省可再生能源装机容量需不超过其最大开发潜力 $PE_{p,k}$, 参考^[33-36].

$$EM_{p,k,t} \leq PE_{p,k} \quad (16)$$

13) 可再生能源装机占比约束

为了推动非化石能源发电装机占比提高,实现电力低碳化转型,对全国可再生能源装机占比下限进行约束,参考《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》和报告《中国 2030 年能源电力发展规划研究及 2060 年展望》.

$$\frac{\sum_{p \in P} \sum_{k \in \{2, \dots, 6\}} EM_{p,k,t}}{\sum_{p \in P} \sum_{k \in K} EM_{p,k,t}} \geq \sigma_t \quad (17)$$

14) 决策变量非负约束

$$HE_{p,g,t}, HQ_{u,v,n,t}, HP_{p,t}, EM_{p,k,t}, EO_{r,l,t}, EI_{r,l,t}, ES_{p,w,t} \geq 0 \quad (18)$$

分别为制氢累计装机容量、输氢量、储氢量、发电装机新建容量、电力累计输出和输入能力、储能累计装机容量.

2 模型求解与结果分析

2.1 数据、参数与模型求解

2.1.1 数据来源与参数设定

本文研究所需的基期累计发电装机容量、小时数、最大技术可开发潜力等发电、储能相关及其它参数全部来自于《电力工业统计资料汇编》、《中国电力行业年度发展报告》、《中国电力年鉴》、《中国统计年鉴》以及相关的公共出版物.

2.1.2 模型求解

针对公式(3)的机会约束,假设各省年氢需求量增速服从正态分布,依据其累积分布函数的反函数,来求解在某个特定置信水平 ε 下的绿氢需求数值,将其转化为确定性约束^[27].假设 $DH_{p,\varepsilon,t}$ 的累积分布函数为 $\Phi_{DH_{p,t}}\{\cdot\}$, 其反函数为 $\Phi_{DH_{p,t}}^{-1}\{\cdot\}$, 则机会约束可以表示为:

$$\sum_{p \in R} \sum_{g \in G} HG_{p,g,t} + \sum_{u,v \in R} \sum_{n \in N}^{v \neq u} (HQ_{v,u,n,t} - HQ_{u,v,n,t}) + \sum_{p \in R} HP_{p,t} \geq \Phi_{DH_{p,t}}^{-1}\{1-\varepsilon\} \quad (19)$$

机会约束规划在求解时给定决策条件成立的一个确定的置信水平(概率),当取 99% 的置信水平时,意味着所作的决策有 1% 的概率不满足约束条件.一般在确定置信水平后,通过经典解析或智能算法求解^[26].

针对模型的多目标求解,本文采用线性加权法将可再生能源消纳最大化目标(f_1)和总成本最小化目标(f_2)分别赋权重 ω_1 和 ω_2 , 且 $\omega_1 + \omega_2 = 1$, 转化为单目标,该先验方法下具有非负权重的最优解总是有效的,且可高效生成非支配解^[37].设置不同目标权重组合形成决策者三种具有代表性的决策偏好,分别为成本最小偏好(Pre-Co) ($\omega_1=1, \omega_2=0$)、可再生电力消纳最大偏好(Pre-Ef) ($\omega_1=0, \omega_2=1$) 和同等偏好(Pre-Eq) ($\omega_1=0.5, \omega_2=0.5$).利用 MATLAB R2018b 软件,通过 YALMIP 调用 Gurobi 求解器求解.

2.2 不同决策偏好下的“制-输-储-用”优化结果分析

2.2.1 “制-输-储-用”总体优化结果

在 99% 置信水平下,通过机会约束转化确保决策的可靠性与稳定性.将双目标权重从 0 至 1

⁷ 本文模型中氢能制、储、运等环节的相关参数及设置说明、成本分项计算过程因篇幅所限,此处省略,可联系作者邮箱备索.

按 0.01 间隔变化, 共得到 100 组 Pareto 最优解 (图 2(a)). 不同偏好下的“制-输-储”优化量如图 2(b)所示.

整体上, 在 99%的置信水平下我国制氢、输氢与储氢规模均呈现增长趋势(图 2(b)), 2022-2040 年均增速分别为 32.3%-39.2%、0%-35.3%与 19.9%-61.3%.以 Pre-Eq 为例, 我国最优制氢量从 2022 年的 24.91 万吨增长至 4194.22 万吨, 将呈现“快速发展阶段(2022 年-2030 年)—慢速增长阶段(2030 年-2038 年)—新的爆发阶段(2038 年-2040 年)”.电解槽容量规模的扩大, 对于提升中国可再生电力消纳量作用明显, 本地

净消纳可再生电力由 7866.85TWh 增长至 13083.39TWh.输氢量从 2022 年的 2.24 万吨增长至 2040 年的 126.15 万吨.其中, 在 2022-2034 年变化较平缓, 维持在[0,20]万吨区间, 从 2034 年起, 输氢量增速明显.储氢量从 2022 年的 1.03 万吨增长至 2040 年的 5635.24 万吨, 增长趋势与制氢量趋同, 2038 年二者大幅增加, 该年制氢转换效率较基期提升 9.2%(SOEC)-16.4%(ALK)、绿氢系统成本持续下降, 尤其是 SOEC 和液氢罐车成本将下降 67.5%和 68.1%, 与可再生能源政策多因素协同, 以满足绿氢需求并完成 2040 年可再生能源装机发展目标.

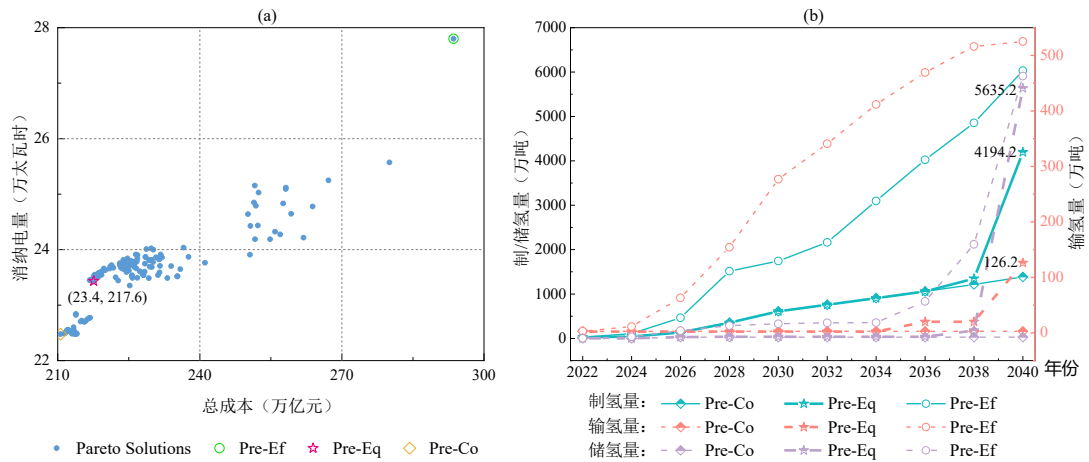


图 2 不同权重组合下的帕累托解 (a) 及 2022-2040 年“制-输-储”优化量 (b)

Fig. 2 Pareto solutions under different weight combinations (a) and optimized "production-transmission-storage" from 2022 to 2040 (b)

2.2.2 “制-输-储-用”省域优化结果

不同省域绿氢生产使用链的制氢、输氢、储氢优化结果如图 3 所示.

1) 省域制氢技术优化

省域制氢最优技术选择与制氢量如图 3(a)、(b)、(c)所示.2040 年, 三种决策偏好下内蒙古都是制氢量最大的省份, 占全国总量的 12.9% (Pre-Co) -20.4% (Pre-Eq). 相较而言, 西藏、北京、天津等地的制氢量占比仅为 0.7% (Pre-Ef) -4.3% (Pre-Co). 在 Pre-Co 与 Pre-Eq 下, PEM 技术和 ALK 技术总占比高达 100%; 而在 Pre-Ef 下, SOEC 在三种制氢技术中占比最高为 99.3%. 可见, 若考虑优先保障可再生能源电力消纳, 则 SOEC 技术较 PEM 和 ALK 更有优势. 这是因为其能源转化效率高, 相同容量的电解槽下能消纳更多可再生电力.

2) 输氢量与输氢技术优化

2021-2040 年间, 省际最优输氢量在不同决策偏好下区别显著, Pre-Co 最低仅增至 2.81 万吨, 而在 Pre-Ef 下则增加至 525.08 万吨 (图 3(d)). 这也反映了直接制氢比输氢更具能源和资源消耗经济性. 从最优的输氢方式看, 长管拖车的比例明显下降, 由 2022 年的 21.3% (Pre-Eq) -57.6% (Pre-Co) 降至 17.3% (Pre-Ef) -57.3% (Pre-Co). 而纯氢管道占比将高达 42.7% (Pre-Co) -64.9% (Pre-Ef). 该变化与跨省跨区氢能网络的建设布局密切相关, 另外相较于长管拖车, 纯氢管道具有更远的经济运输距离.

省间传输主要呈现出受制氢大省主导、短距离就近传输的特点. 2040 年, 各省之间的氢气传输方向如图 3(e)、(f)、(g)所示. 在省域传输方向上, 在 Pre-Co 和 Pre-Eq 偏好下, 新疆、宁夏是主要的绿氢输出地. 其中在 Pre-Eq 偏好下, 宁夏外输绿氢量为 32.07 万吨, 在氢能供

应链中占据核心地位.这与图 3(b)展示的西北制氢量大密切相关.华中主要依赖南方和西北地区的氢气供应.东北和华北地区之间则相互

传输为最优模式.这种传输模式不仅提高了氢能利用效率,也降低了长途运输的成本和风险.

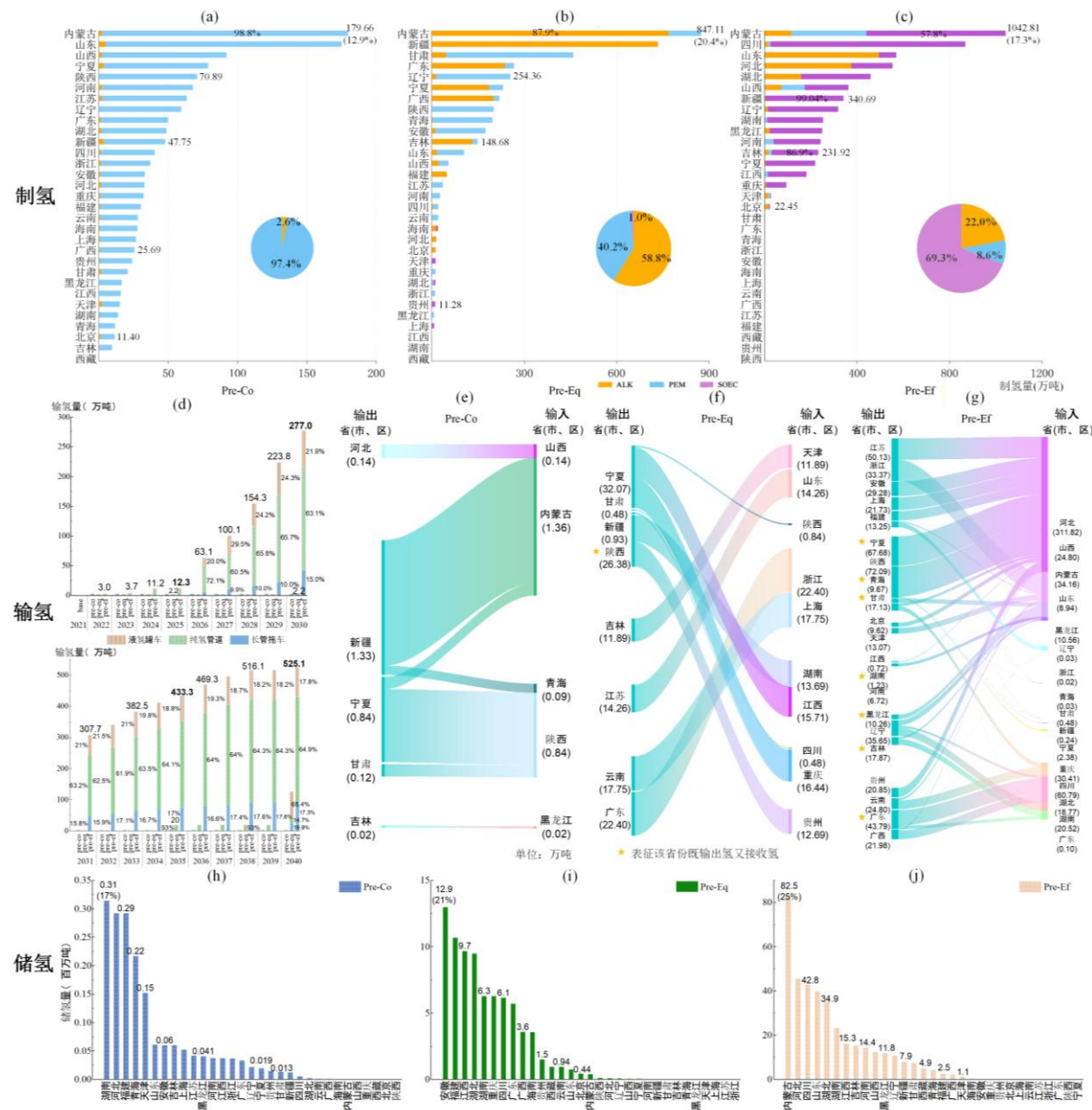


图 3 绿氢“制-输-储”省域布局优化量

Fig. 3 Optimized provincial layout of green hydrogen “production-transmission-storage”

3) 储氢布局优化

与输氢量类似,不同决策偏好下,中国最优的储氢量差别明显.最低只有 27.37 万吨 (Pre-Co) (图 3(h)),最高达 5909.30 万吨 (Pre-Ef) (图 3(j)).在可再生电力消纳最大决策偏好 (Pre-Ef) 下,氢能供应充裕,在满足本省氢能需求后有超额氢能供给,需增加对氢气的储运量.而在成本最小偏好 (Pre-Co) 下,最佳策略是使用当

地的制氢量直接满足当地的绿氢需求,减少对氢气的储运量,降低系统总成本.分省来看,湖南、安徽和内蒙古分别是 Pre-Co、Pre-Eq 和 Pre-Ef 偏好下储氢量最大的省份,分别占总储氢量的 17.3%、21.1%和 25.1%.

2.3 不同置信水平下的“制-输-储-用”优化结果分析

不同置信水平对应不同的机会约束条件.较

高的置信水平提高氢能供需匹配的可靠性,但需吸纳更多可再生电力;较低的置信水平则有助于控制系统成本,却削弱稳定性与可靠性.本文在同一决策偏好下,选取 5%至 99%、间隔 5%的 20 个置信水平,分析绿氢“制-输-储-用”优化结果.

2.3.1 制氢量与制氢技术优化

全国制氢量随置信水平升高显著增加,2040 年由 5%时的 812.42 万吨增至 99%时的 4194.22 万吨,增长 416.3% (图 4(a)).ALK 技术制氢量由 554.5 万吨增至 2464.3 万吨,在 5 个置信水平下占比最高; PEM 为主要技术,在 13 个置信水

平下居首,最高占比达 86.5% (10%置信水平), 70%置信水平时产量最大 (3021.5 万吨).SOEC 在两个置信水平下占比最高,但在 5%置信水平时为 0%, 总体上 ALK 与 PEM 为主导技术.

从不同置信水平下的省域制氢量 (图 4(b)) 来看, 尽管不同置信水平下制氢总量差异明显, 但空间分布特征较一致.除 10%–20%置信水平下东北地区占主导外, 其余情形下山西、内蒙古、山东和安徽始终为主要制氢省份, 占比 23.6% (85%置信水平)–51.4% (5%置信水平).这说明在低置信水平下, 东北地区凭借丰富可再生资源具备较强制氢潜力.

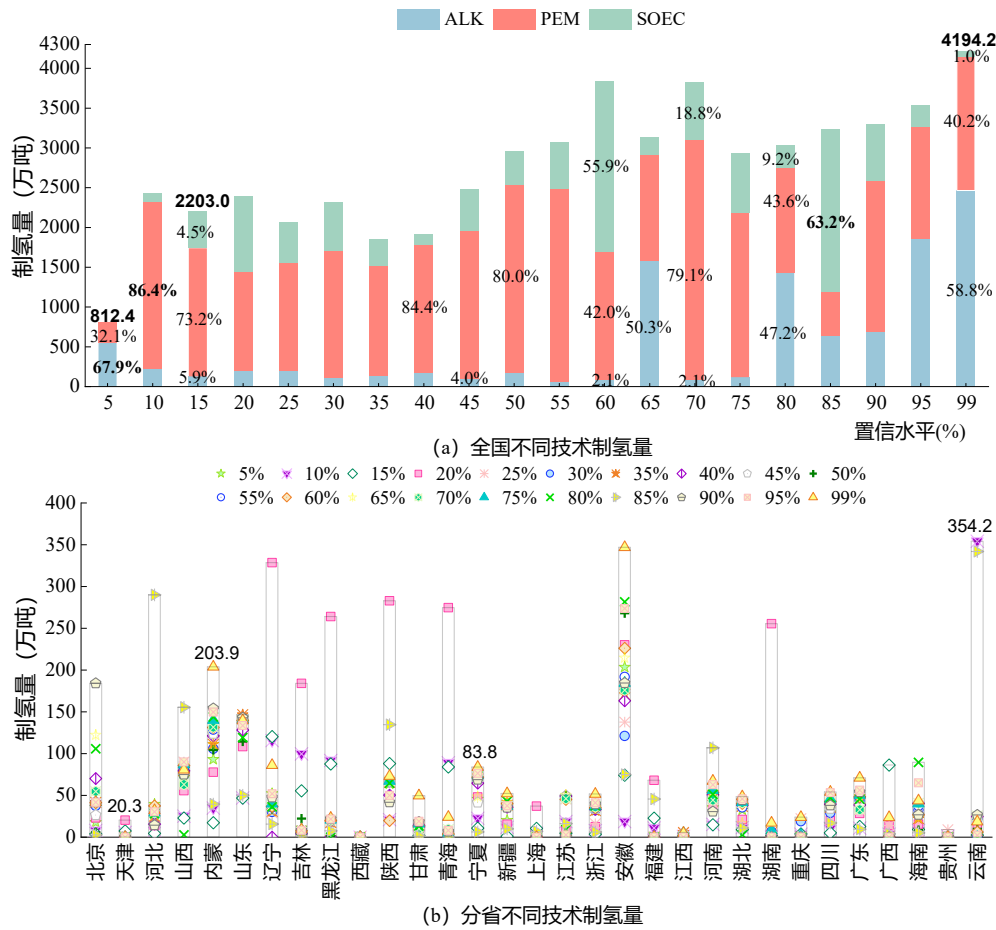


图 4 不同置信水平下优化的制氢技术选择和制氢量 (2040)
Fig. 4 Optimal hydrogen production technology selection and capacity at different confidence levels (2040)
注: 图中柱头标注为制氢量, 图 a 中的百分号代表不同制氢技术占比

2.3.2 输氢量与输氢技术优化

输氢量并未随置信水平升高单调增加, 而呈波动变化.当输氢量超过 98.78 万吨时, 纯氢管道与液氢罐车成为主要方式.220.10 万吨 (60% 置信水平) 为采用纯氢管道的分界点, 427.39

万吨 (90%置信水平) 为液氢罐车主导的阈值 (图 5(a)).

不同置信水平下, 输氢路径具有显著区域性 (图 5(b)): 东北与西北为主要输出区, 华东与华中为主要接收区; 在 13 个置信水平下, 超

81%的氢气在这两区域间流动.低置信水平下（35%置信水平），99.8%的输氢来自东北及陕西；高置信水平下（90%置信水平），95.6%来自西北.技术选择方面，华北与东北、西北间短

距离传输以长管拖车为主，而华东距离较远，液氢罐车最优；西北地区大规模输出依赖纯氢管道.纯氢管道与液氢罐车在 12 个置信水平下合计占比超 70%.

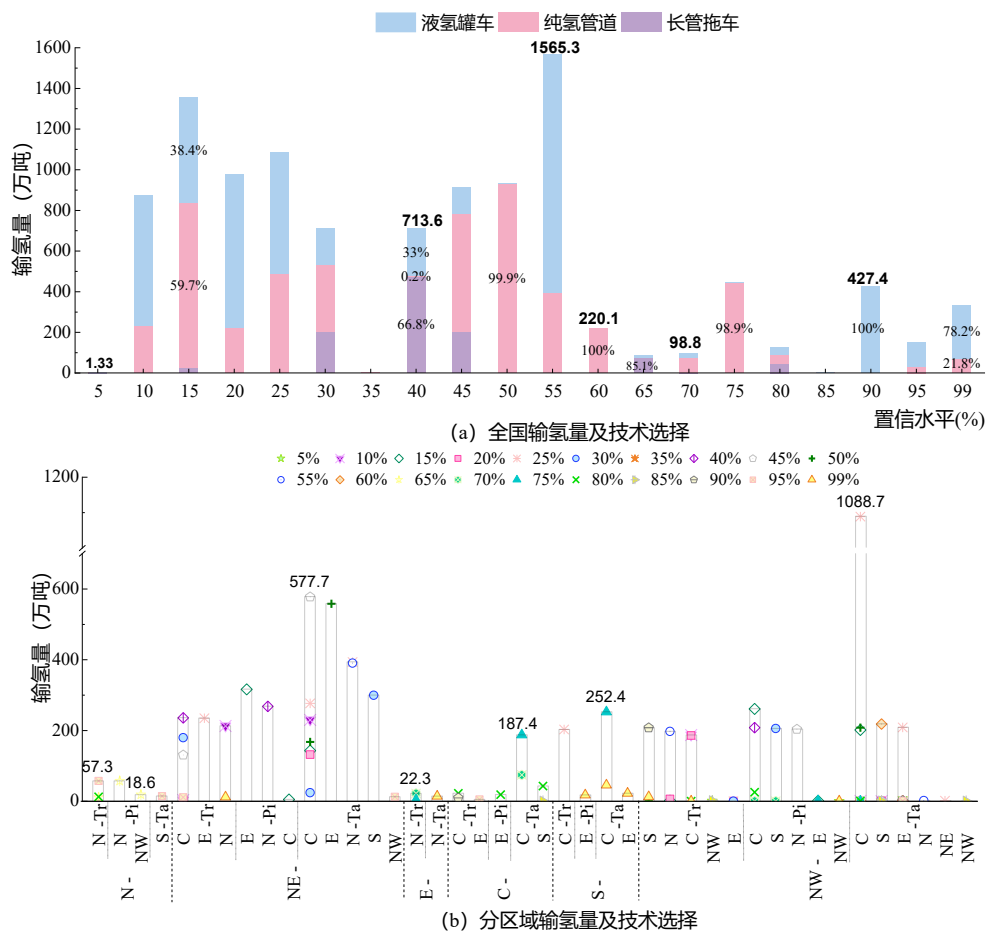


图 5 不同置信水平下的输氢技术选择及输氢量（2040）

Fig. 5 Optimal hydrogen transmission technology selection and capacity at different confidence levels (2040)

注：各柱头标注为输氢量，(a)中百分数为输氢技术占比，(b)中 Tr, Pi, Ta 分别为长管拖车、纯氢管道、液氢罐车，N、NE、E、C、S 和 NW 分别表示华北、东北、华东、华中、南方和西北

2.3.3 储氢量布局优化

2040 不同置信水平下各省的储氢结果如图 6 所示.70%置信水平时，内蒙古与福建储氢量最高，分别为 2722 万吨与 2420 万吨.但综合所有置信水平，青海与宁夏储氢量最大，得益

于其丰富的可再生电力资源.北京、天津、西藏及贵州等地储氢量均低于 100 万吨，主要受制于储氢设施建设滞后、氢能需求有限及技术发展不足.

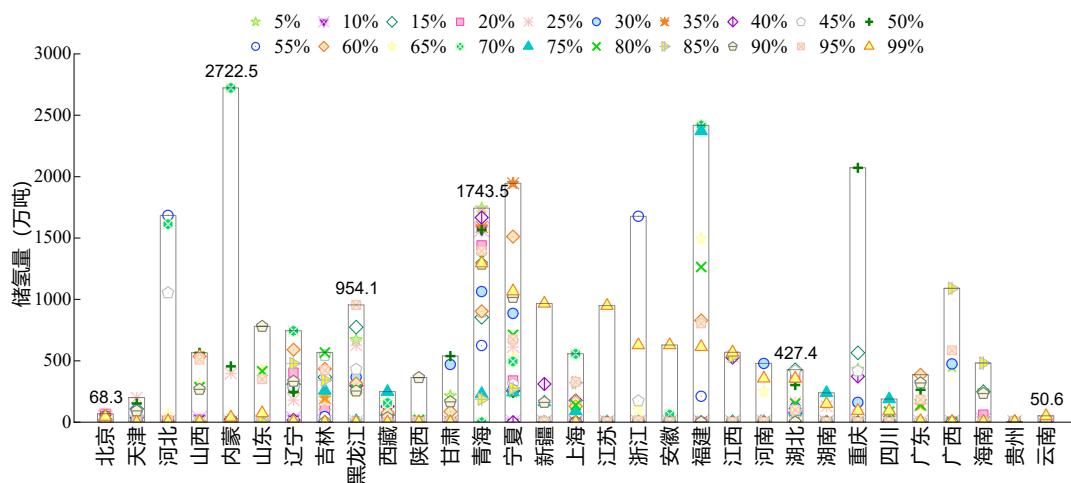


图6 不同置信水平分省的储氢量 (2040)

Fig. 6 Provincial hydrogen storage capacity at different confidence levels (2040)

注：图中柱头标注为储氢量

2.4 敏感性分析

敏感性分析可厘清模型参数变动对最优制氢量、输氢量和储氢量的影响. 制氢成本和耗电率直接决定制氢技术的经济性, 而发电、输电和储能环节的投资成本则影响绿电消纳能力与系统经济性. 因此, 选取平准化发电成本、平准化储能成本、输电单位投资成本、制氢成本与耗电率 5 个参数, 在同等偏好下分别在-20%至+20%范围内线性变化, 分析其对制、输、储氢的影响 (见图 7) .

各技术制氢量对单位制氢成本不敏感, 但对其他参数反应差异显著. 输电成本增加 10% 时, ALK 制氢量下降 84.9%, 因其成本较低而更受输电费用影响; PEM 制氢量受储能成本影

响较大, 储能和发电成本下降 10% 时, 其制氢量分别减少 70.8% 和 7.3%; SOEC 在此情形下制氢量反增, 竞争力突出. 当发电成本下降 10% 时, SOEC 制氢量增长 561.6%, 显示其对电价高度敏感.

输氢量对输电与储能成本最敏感: 当输电成本上升 20% 时, 输氢量增加 415.98%; 下降 20% 时, 输氢量激增 1098.92%, 表明电力传输改善能显著促进绿氢消纳. 储氢量变化趋势与制氢相似, 但对耗电率与制氢成本更敏感; 当二者下降 10% 时, 储氢量分别减少 18.18% 和 81.04%, 因制氢增加而储氢需求相应降低.

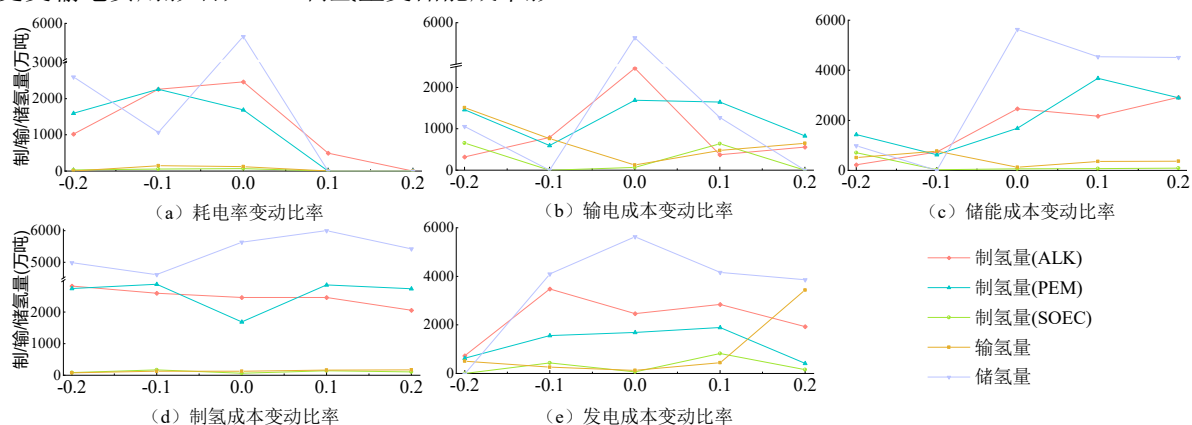


图7 最优制、输、储氢量敏感性分析结果

Fig. 7 Sensitivity analysis results of optimal hydrogen production, transmission and storage

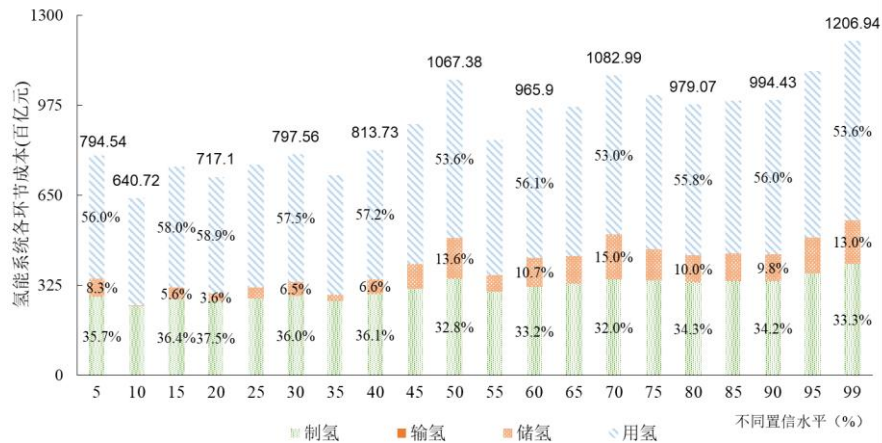
注: (a)关键年份不同制氢技术下的制氢量, 图中百分比为不同制氢技术占比; (b)2040 年区域输氢量; (c)2040 年区域储氢量。

国总储量的 51.1%和 68.6%.

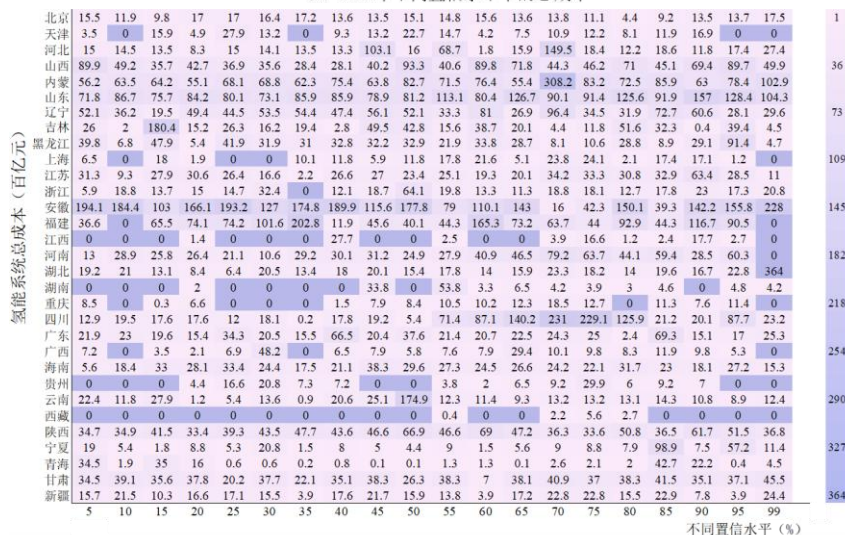
3.2 成本-水资源的影响分析

3.2.1 成本影响

2040 年不同置信水平下氢能系统成本如图 9 所示.其一,氢能“制-输-储-用”总成本随着置信水平提升,大致呈现上升趋势.2040 年为 640.71 百亿元(10%置信水平)-1206.95 百亿元(99%置信水平).在氢能系统总成本的构成中,储氢成本增长尤为明显,其占比从 5% 置信水平的 8.3%到 99%置信水平的 13.1%.这主要归因于绿氢需求增长.



(a) 2040年不同置信水平下的总成本



(b) 2040年不同置信水平下的各省氢能系统成本

图9 不同置信水平下的氢能系统成本(2040)

Fig. 9 Hydrogen energy system costs at different confidence levels (2040)

注: 图(b)中颜色越深表示氢能系统成本越高, 同时 0 表示该省不适合建设氢能系统。

其二,各省氢能“制-储-输”总成本差异显著,西藏、湖南、江西等地建设氢能系统优势不

足.安徽省成本表现最为不利,在 16 个置信水平中总成本均超过 100 百亿元.虽然内蒙古、山

东和山西总成本较高,但其资源丰富,有潜力通过技术进步和规模效应来降低系统成本.西北地区最具大规模建设氢能供应链优势,制氢量可观且成本竞争力强.青海和甘肃省最高成本分别为 42.7 百亿元(85%置信水平)和 45.5 百亿元(99%置信水平),其氢能供应体系发展更能吸引相关企业入驻生产、投资建设.

3.2.2 水资源影响

水资源的稀缺性在工业生产和消耗中不容忽视.制氢过程不仅直接消耗水资源,还可能影响当地水环境和生态.大规模制氢将显著加

剧水资源消耗,2040 年制氢的水资源消耗量可达 1026.49 万 m^3 (Pre-Co)-47619.14 万 m^3 (Pre-Ef).不同制氢技术的耗水量差异显著.现最成熟的技术 ALK 耗水量最高,为 2 升水/立方米氢气,而 PEM 的耗水率仅为 0.9,这也进一步促进了其发展.分地区来看,除北京、西藏、宁夏和青海等少数省份外,大部分地区的工业用水量远未达国家规定的红线水平(图 10).尽管整体水资源仍存承载空间,但华北、西北水资源相对贫乏,在消纳其丰富的可再生电力制氢时,仍面临耗水风险,宁夏、青海尤为突出.

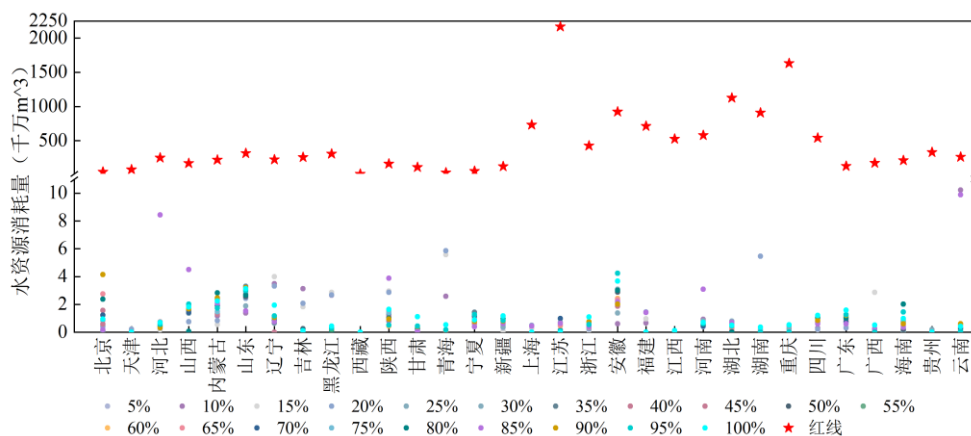


图 10 2040 年不同置信水平下的水资源消耗量

Fig. 10 Water consumption in 2040 at different confidence levels

3.3 讨论

3.3.1 绿氢规划目标与最优路径的偏差

目前制、输、储氢产业及试点示范列入全国及地方未来规划及重点工作,但绿氢规划目标与最优路径存在一定差异:

1) 制氢目标设定偏差.国家规划 2025 年可再生能源制氢量 10–20 万吨⁸,仅为优化结果 65.36 万吨的 15%–31%,目标偏低.而部分省级规划则过于激进,如吉林 2030 年规划 150 万吨,超出优化结果最高值(内蒙古 67.96 万吨)约 121%⁹.2030 年全国最优制氢量 608.92 万吨落在 500–770 万吨区间^[38, 39].国家层面适当提高 2025 年可再生能源制氢量目标,并引导地方规划制定,避免目标设定过高.

2) 输氢基础设施滞后.我国计划 2030 年输氢管道总里程突破 5000 公里,2035 年达万公里,但全国首条跨省、1145 公里的纯氢管道尚未开工¹⁰.优化结果表明,2040 年跨省输氢需求达 2475 公里,远超当前建设进度,需加快输氢网络布局.

3) 储氢与用氢设施不足.全国规划至 2025 年建成 1200 座加氢站,现仅 540 座¹¹.计算得 2040 年最优储氢量 27.37 万吨–59.09 百万吨,远超当前规划.未来应加快储氢技术攻关,完善储氢布局,以支撑氢能产业发展.

3.3.2 绿氢进出口对产业布局的影响

本文主体结果可视为我国在追求能源独立和供应链内循环战略下的基准情景,然而在全球

⁸ 具体规划内容见 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html.

⁹ 吉林省人民政府规划内容见 <https://xxgk.jl.gov.cn/szf/gkml/202210/W020221021350515199654.pdf>.

¹⁰ 中国能源新闻网内容见 https://www.cpn.com.cn/news/zngc/202405/t20240521_1702788.html.

¹¹ Interact Analysis 内容见 https://cn.fuelcellchina.com/Industry_information_details/1537.html.

和能源市场日益融合的背景下,氢能的国际贸易将对本文结果产生何种影响值得探讨.中国的资源禀赋和庞大内需决定了其成为绿氢净进口国可能性较低^[40],因此,本节聚焦于绿氢净出口国的战略方向,基于不同的市场开放程度和策略,展开两种路径讨论:

1) 纯出口型布局:该布局假定进口忽略不计,国内需求由本土生产满足,并依托西北资源建设面向国际市场的制氢基地和运输设施.其可行性在于显著的国际价差:日韩及中欧 2030 年氢价预计为 27.4–31.4 元/kg^[41],明显高于国内水平¹².为满足出口需求,西部(新疆、甘肃)和北部(内蒙古)制氢基地需显著扩容,预计需新增 65.4–130.8 万吨绿氢产能^[42].基础设施需增强“西氢东送”管网能力,并建设出口通道,如内蒙古至天津港/唐山港液氢至日韩的航运通道及面向中亚、欧洲的陆路线路.同时,为保障长期国际合同履约,大型、季节性储氢需求更加迫切.

2) 出口导向下的混合贸易型布局:该模式下我国整体为绿氢净出口方,但局部区域和特定时段可能出现进口.出口方向与纯出口型布局一致,内蒙古、新疆等地通过管道和港口向日韩及欧洲大规模输出;而沿海尤其是远离西部资源的华南地区(如广东、福建),在完全开放市场中,可能为降低成本或保障供应而从澳大利亚、东南亚等地进行机会性或补充性进口^[17, 43].在此格局下,全国呈现“北出、南进、西氢东送为主体”的流向特征.出口主要由“三北”地区增量制氢支撑,输氢和储氢设施需相应扩容.国际输氢线路打通后,制氢与西氢东送项目将面临更高压力,需要灵活的进出口策略以把握北方陆路及东南沿海港口航运机遇.“全国一张网”仍是骨干,但需演变为更具灵活性与韧性的复杂网络.定量化布局影响有待后续研究深入.

4 结束语

4.1 结论

为获得我国 2040 年绿氢发展的最优规划,本文基于氢能“制取—储存—运输—利用”全链条,构建了省域绿氢“制—输—储—用”随机多目标优化模型,结合不同置信水平、决策偏好及需求—效率—容量情景,优化 2022—2040 年中国 31 个省(市、区)的制氢、储氢与输氢布局及技术选择,并评估成本与水资源影响.主要结论如下:

1) 我国最优绿氢“制-输-储”规模将飞速发展,特别是制氢量所均将增长 30%以上(99%的置信水平下).在折衷决策偏好(Pre-Eq)下,绿氢生产量增长 2040 年 4194.22 万吨,其中 58.8%由碱性电解槽技术(ALK)生产;制氢年消纳可再生电力从 7866.85TWh 增长至 13083.39TWh.输氢量从 2022 年的 2.24 万吨增至 126.15 万吨,其中 80.1%采用液氢罐车和纯氢管道运输;储氢量从 1.03 万吨增至 5635.24 万吨,安徽、福建和内蒙古是主要储氢省份.

2) 全国制氢量随着置信水平的提升而逐步提升,省域制氢量省域分布具有相似性.除了 10%-20%置信水平下的制氢量集中在东北地区外,其他置信水平下,山西、内蒙古、山东和安徽等省的制氢量都处于较领先的地位,占比 23.6% (85%置信水平)-51.4% (5%置信水平).东北、西北地区为主要输出地,华中为主要接收区,储氢资源主要集中于青海、宁夏和山西.

3) 在低电力需求-低效制氢效率-最小传输容量(L-S-Mi)情景下,我国 2040 年最优绿氢产量将高达 4286.53 万吨.除了高电力需求情景外(H-M-Mi, H-B-Me 和 H-B-Ma),地区为地区的甘肃、宁夏、青海和新疆等西北省是氢气的输出地.而四川、湖北、湖南为主要输氢目的地.在 BAU 和 L-S-Mi 情景中,西北地区储氢量最大,华中地区储氢量最少.

4) 随着置信水平提升,氢能系统总成本(尤其储氢成本)及水资源消耗均显著上升.总成本由 640.71 百亿元(10%置信)增至 1206.95 百亿元(99%置信),储氢成本占比最高.省域差异明

¹² 中国能源新闻网内容见 https://www.cpnw.com.cn/news/zngc/202405/t20240521_1702788.html.

显, 安徽成本最高, 西北地区具显著成本优势.2040 年制氢用水量介于 1026.49 万 m³ (Pre-Co) 至 47619.14 万 m³ (Pre-Ef) 之间, 北京、宁夏和青海的工业用水量分别达 4140.69、1426.06 和 5864.41 万 m³, 接近国家水资源红线.

4.2 政策建议

1) 构建以山西、内蒙古等为核心的制氢枢纽, 加强东北、西北至华中输氢通道建设.充分利用不同情景下省域制氢分布的相似性, 以山西、内蒙古、山东、安徽等制氢领先省份为核心, 构建区域制氢枢纽.加强东北、西北地区至华中地区的输氢通道建设, 推进纯氢管道等基础设施建设.

2) 推动高效制氢技术规模化应用, 布局西北地区储氢基础设施.促进 PEM、SOEC 等高效制氢技术的规模化应用, 以满足 2040 年千万吨的绿氢生产需求, 并同步规划可再生能源电力消纳的配套措施.积极布局青海、宁夏、山西等地储氢基础设施建设.

3) 分区施策控制储氢成本, 推动缺水地区发展低耗水技术.考虑到置信水平提升将增加氢能系统总成本及水耗, 应分类施策、精准管控.安徽等高成本地区应强化成本优化与产业协同, 而

西北地区可依托成本优势吸引投资, 扩大绿氢产能.针对北京、宁夏、青海等缺水地区, 应加快低耗水制氢技术研发与应用, 保障氢能产业与水资源协调发展.

4.3 研究展望

本研究提出了面向中长期的绿氢“制—输—储—用”优化布局方案, 并给出了相应的政策启示, 但未来仍存在进一步拓展空间:

1) 可引入国际氢能贸易维度, 结合投入产出或多区域均衡模型, 将绿氢进出口的国家主体、规模及运输路径内生计算, 以评估我国绿氢布局对全球能源转型格局的潜在影响;

2) 可进一步完善技术经济参数与不确定性分析, 分地区分技术的制氢成本与效率测度, 细化地区资源禀赋和产业发展差异.并强化颠覆性技术(如光电催化制氢、天然气管道掺氢及盐穴储氢)的成本冲击和布局调整评估;

3) 可在有效应对不确定性基础上, 将规划期延伸至 2060 年并纳入设备全生命周期管理, 以呼应碳中和目标, 届时首批氢能设施将接近寿命周期末端, 设备改造与退役处置等变量应纳入模型, 以支撑更具可持续性的能源规划.

参考文献:

- [1] Odenweller A, Ueckerdt F. The green hydrogen ambition and implementation gap [J]. *Nature Energy*, 2025, 10(1): 110-123.
- [2] 陈诗一, 王畅, 郭越. 面向碳中和目标的中国工业部门减排路径与战略选择 [J]. *管理科学学报*, 2024, 27(04): 1-20.
Chen Shiyi, Wang Chang, Guo Yue. Strategic measures and pathway towards China's industrial carbon neutrality [J]. *Journal of Management Sciences in China*, 2024, 27(04): 1-20. (in Chinese)
- [3] 张增凯, 彭彬彬, 解伟, 等. 能源转型与管理领域的科学研究问题 [J]. *管理科学学报*, 2021, 24(8): 147-153.
Zhang Z, Peng B, Xie W, et al. Scientific research issues in the field of energy transition and management [J]. *Journal of Management Sciences in China*, 2021, 24(8): 147-153. (in Chinese)
- [4] Liu W, Wan Y, Xiong Y, et al. Green hydrogen standard in China: Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen, and renewable hydrogen [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(58): 24584-24591.
- [5] 段宏波, 汪寿阳. 中国的碳中和: 技术经济路径与政策选择 [J]. *管理科学学报*, 2024, 27(02): 1-17.
Duan Hongbo, Wang Shouyang. China's carbon neutrality: Tech-economic pathway and policy options [J]. *Journal of Management Sciences in China*, 2024, 27(02): 1-17. (in Chinese)
- [6] 周泽红, 郭劲廷. 以全国统一大市场建设推动区域协调发展的政治经济学分析 [J]. *马克思主义与现实*, 2024, (02):

101-111.

Zhou Zehong, Guo Jinting. Political economy examination: the role of a unified national market in balancing regional development [J]. *Marxism & Reality*, 2024, (02): 101-111. (in Chinese)

- [7] Jha A, Leslie G. Start-up costs and market power: Lessons from the renewable energy transition [J]. *American Economic Review*, 2025, 115(2): 690-726.
- [8] Escobar L F, Vredenburg H. Multinational oil companies and the adoption of sustainable development: A resource-based and institutional theory interpretation of adoption heterogeneity [J]. *Journal of Business Ethics*, 2011, 98: 39-65.
- [9] 袁方成, 姜煜威. “达标锦标赛”: 冲突性目标的治理机制——以生态环境治理为讨论场域 [J]. *清华大学学报(哲学社会科学版)*, 2023, 38(02): 183-197+232.
- Yuan Fangcheng, Jiang Yuwei. The “tournament of attainment”-- the governance mechanism of conflicting goals: ecological and environmental governance as a field of discussion [J]. *Journal of Tsinghua University (Philosophy and Social Sciences)*, 2023, 38(02): 183-197+232. (in Chinese)
- [10] 邵帅, 葛力铭, 朱佳玲. 人与自然何以和谐共生: 地理要素视角下的环境规制与环境福利绩效 [J]. *管理世界*, 2024, 40(08): 119-146.
- Shao Shuai, Ge Liming, Zhu Jialing. How to achieve the harmony between humanity and nature: Environmental regulation and environmental welfare performance from the perspective of geographical factors [J]. *Journal of Management World*, 2024, 40(08): 119-146. (in Chinese)
- [11] Fratesi U, Elhorst P, Abreu M, et al. The inextricable nature of space and economy [M]. Taylor & Francis. 2024: 107-114.
- [12] Dejonghe M, Van De Graaf T, Belmans R. From natural gas to hydrogen: Navigating import risks and dependencies in Northwest Europe [J]. *Energy Research & Social Science*, 2023, 106: 103301.
- [13] Mohebbali Nejadian M, Ahmadi P, Houshfar E. Comparative optimization study of three novel integrated hydrogen production systems with SOEC, PEM, and alkaline electrolyzer [J]. *Fuel*, 2023, 336: 126835.
- [14] Elaouzy Y, El Fadar A. Water-energy-carbon-cost nexus in hydrogen production, storage, transportation and utilization [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 53: 1190-1209.
- [15] 赵宇洋, 赵钰欢, 郭英军, 等. 离网型风光氢储系统容量配置与控制优化 [J]. *太阳能学报*, 2024, 45(07): 50-59.
- Zhao Yuyang, Zhao Yuhuan, Guo Yingjun, et al. Capacity configuration and control optimization of off-grid wind solar hydrogen storage system [J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2024, 45(07): 50-59. (in Chinese)
- [16] Astriani Y, Tushar W, Nadarajah M. Optimal planning of renewable energy park for green hydrogen production using detailed cost and efficiency curves of PEM electrolyzer [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 79: 1331-1346.
- [17] Wan Y, Li Y, Wang D, et al. International trade of green hydrogen, ammonia and methanol: Opportunities of China's subregions [J]. *Renewable Energy*, 2024, 235: 121294.
- [18] Dinh Q V, Pereira P H T, Dinh V N, et al. Levelised cost of transmission comparison for green hydrogen and ammonia in new-build offshore energy infrastructure: Pipelines, tankers, and HVDC [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 62: 684-698.
- [19] 黄花叶, 陈潇蒙, 王长琼. 基于风光氢的港口能源供应链协同调度研究 [J]. *工业工程与管理*, 2024: 1-19.
- Huang Huaye, Chen Xiaomeng, Wang Changqiong. Research on collaborative scheduling of port energy supply chain based on wind, solar, and hydrogen [J]. *Industrial Engineering and Management*, 2024: 1-19. (in Chinese)
- [20] Lee S, Kim H, Kim B I, et al. Site and capacity selection for on-site production facilities in a nationwide hydrogen supply chain deployment plan [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 50: 968-987.
- [21] Yu S, You L, Zhou S. A review of optimization modeling and solution methods in renewable energy systems [J]. *Frontiers of Engineering Management*, 2023, 10(4): 640-671.
- [22] 王开艳, 梁岩, 贾嵘, 等. 不确定环境下基于纳什谈判的含掺氢燃气综合能源多微网两阶段优化调度 [J]. *电网技*

- 术, 2023, 47(08): 3141-3159.
- Wang Kaiyan, Liang Yan, Jia Rong, et al. Two-stage optimal scheduling of Nash negotiation-based integrated energy multi-microgrids with hydrogen-doped gas under uncertain environment [J]. *Power System Technology*, 2023, 47(08): 3141-3159. (in Chinese)
- [23] Zhou X, Efthymiadou M E, Papageorgiou L G, et al. Data-driven robust optimisation of hydrogen infrastructure planning under demand uncertainty using a hybrid decomposition method [J]. *Applied Energy*, 2024, 376: 124222.
- [24] 林舜江, 冯祥勇, 梁炜焜, 等. 新能源电力系统不确定优化调度方法研究现状及展望 [J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(10): 20-41.
- Lin Shunjiang, Feng Xiangyong, Liang Weikun, et al. Research status and prospect of uncertain optimal dispatch method for renewable energy power system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(10): 20-41. (in Chinese)
- [25] Nunes P, Oliveira F, Hamacher S, et al. Design of a hydrogen supply chain with uncertainty [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(46): 16408-16418.
- [26] Shams M H, Niaz H, Liu J J. Energy management of hydrogen refueling stations in a distribution system: A bilevel chance-constrained approach [J]. *Journal of Power Sources*, 2022, 533: 231400.
- [27] Zhang J, Tian G, Chen X, et al. A chance-constrained programming approach to optimal planning of low-carbon transition of a regional energy system [J]. *Energy*, 2023, 278: 127813.
- [28] Huang J, Balcombe P, Feng Z. Technical and economic analysis of different colours of producing hydrogen in China [J]. *Fuel*, 2023, 337: 127227.
- [29] 霍禄平. 大规模绿色氢能生产及供应的技术经济评价 [D]; 山东大学, 2022.
- Huo Luping. Technical and economic evaluation of large-scale green hydrogen production and supply [D], Shandong University, 2022. (in Chinese)
- [30] 衣博文, 范英. 高比例可再生能源接入下的电力系统规划研究 [J]. *管理科学学报*, (10): 21-35.
- Yi B, Fan Y. Power system planning with a high share of renewable energy [J]. *Journal of Management Sciences in China*, 2023 (10): 21-35. (in Chinese)
- [31] Ran L, Mao Y, Yuan T, et al. Low-carbon transition pathway planning of regional power systems with electricity-hydrogen synergy[J]. *Energies*, 2022, 15(22): 8764.
- [32] Kaps C, Marinesi S, Netessine S. When should the off-grid sun shine at night? optimum renewable generation and energy storage investments [J]. *Management Science*, 2023, 69(12): 7633-7650.
- [33] Yu S, Han R, Zhang J. Reassessment of the potential for centralized and distributed photovoltaic power generation in China: On a prefecture-level city scale [J]. *Energy*, 2023, 262: 125436.
- [34] Yu S, Gui H, Yang J. China's provincial wind power potential assessment and its potential contributions to the "dual carbon" targets [J]. *Environmental Science and Pollution Research*, 2023, 30(5): 13094-13117.
- [35] 李菊根, 史立山. 我国水力资源概况 [J]. *水力发电*, 2006, 32(1): 3-7.
- Li J, Shi L. Brief description of hydropower resources in china [J]. 2006, 32(1): 3-7. (in Chinese)
- [36] He J, Liu Y, Lin B. Should China support the development of biomass power generation? [J]. *Energy*, 2018, 163: 416-425.
- [37] Teymourifar A. A comparison among optimization software to solve bi-objective sectorization problem [J]. *Heliyon*, 2023, 9(8).
- [38] 中国氢能联盟. 中国氢能源及燃料电池产业白皮书 (2020) [M]. 2020.
- China Hydrogen Energy Alliance. China Hydrogen Energy and Fuel Cell Industry White Paper (2020) [M]. 2020. (in Chinese)
- [39] RMI, 中国氢能联盟研究院. 中国 2030 “可再生氢 100” 发展路线图[R], 2022.
- RMI, China Hydrogen Alliance Research Institute. China 2030 “Renewable Hydrogen 100” Development Roadmap, 2022. (in Chinese)

- [40] IEA. Global Hydrogen Review 2022 [R], Paris, 2022.
- [41] Lorentz B, Trüby J, Matthes F, et al. Green hydrogen: energizing the path to net zero [R]. Deloitte, France, 2023: 76.
- [42] Zhang Q, Wang L, Chen W, et al. Assessing the impact of hydrogen trade towards low-carbon energy transition [J]. *Applied Energy*, 2024, 376: 124233.
- [43] Meng X, Gu A, Zeng J, et al. Advantages and challenges of China's participation in international hydrogen trade [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 52: 1356-1368..
- [44] 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟. 中国氢能源及燃料电池产业发展报告 2020 [M]. 山东: 人民日报出版社, 2021.
- China Hydrogen Energy and Fuel Cell Industry Innovation Strategic Alliance. China Hydrogen Energy and Fuel Cell Industry Development Report 2020 [M]. Shandong: People's Daily Press, 2021. (in Chinese)
- [45] Shi M, Wang W, Han Y, et al. Research on comprehensive benefit of hydrogen storage in microgrid system [J]. *Renewable Energy*, 2022, 194: 621-635.
- [46] Wu W, Wu K, Zeng W, et al. Optimization of long-distance and large-scale transmission of renewable hydrogen in China: Pipelines vs. UHV [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(58): 24635-24650.
- [47] Lu Q, Zhang B, Yang S, et al. Life cycle assessment on energy efficiency of hydrogen fuel cell vehicle in China [J]. *Energy*, 2022, 257: 124731.
- [48] 陆信辉, 周开乐, 杨善林. 能源互联网环境下基于分布鲁棒优化的能量枢纽负荷优化调度 [J]. *系统工程理论与实践*, 2021, 41(11): 2850-2864.
- Lu Xinhui, Zhou Kaile, Yang Shanlin. Energy hub load optimization scheduling based on distributed robust optimization under energy internet environment [J]. *Systems Engineering-Theory & Practice*, 2021, 41(11): 2850-2864. (in Chinese)
- [49] Boretti A. Hydrogen internal combustion engines to 2030 [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(43): 23692-23703.
- [50] Zhen Z, Wang Y, Wang Y, et al. Hydrogen production paths in China based on learning curve and discrete choice model [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2023, 415: 137848.
- [51] 赵佳康. 中国可再生能源弃电电解水制氢系统全生命周期评价及应用潜能分析 [D]. 上海; 上海交通大学, 2020.
- Zhao J. Life cycle assessment and application potential analysis of China's renewable energy abandoned power water electrolysis hydrogen production system [D]. Shanghai; Shanghai Jiaotong University, 2020. (in Chinese)
- [52] Jang D, Kim J, Kim D, et al. Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies [J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 258: 115499.
- [53] Bhandari R, Shah R R. Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany [J]. *Renewable Energy*, 2021, 177: 915-931.
- [54] Shiva Kumar S, Lim H. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production [J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 13793-13813.
- [55] IRENA. Water for hydrogen production [R], 2023.
- [56] Zhao H, Kamp L M, Lukszo Z. Exploring supply chain design and expansion planning of China's green ammonia production with an optimization-based simulation approach [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(64): 32331-32349.
- [57] International Energy Agency. The Future of Hydrogen[R]. Paris, 2019.
- [58] BloombergNEF. Hydrogen Market Outlook[R]. London: BloombergNEF, 2023.
- [59] Hydrogen Europe. Clean Hydrogen Monitor 2021[R]. Brussels: Hydrogen Europe, 2022.
- [60] 氢界. 氢能产业大数据平台[EB/OL]. 2022.
- Hydrogen World. Hydrogen Energy Industry Big Data Platform[EB/OL]. 2022. (in Chinese)
- [61] CSIS. China's Hydrogen Industrial Strategy [R], Washington, DC: CSIS, 2022.

[62] Fan J-L, Yu P, Li K, et al. A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China [J]. *Energy*, 2022, 242: 123003.

Stochastic multi-Objective optimization for China's provincial green hydrogen layout and technology selection: A perspective from "Production-Transmission-Storage-Utilization"

YU Shi-wei^{1,2}, YOU Li-min^{1,2}, TAN Cai-xia^{1,2}, LIAO Yong^{1,2}*

1. Center for Energy Environmental Management and Decision-making, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China;

2 School of Economics and Management, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China

Abstract: To address the uncertainty in hydrogen demand, this study proposes a chance-constrained stochastic multi-objective optimization model for China's green hydrogen supply chain. The model simultaneously minimizes the total system cost and maximizes renewable energy consumption. It is applied to optimize the spatial layout, technology selection, and long-term development pathways of provincial hydrogen production, transmission, and storage in China for 2022–2040. Results from a trade-off decision preference at a 99% confidence level indicate that China's green hydrogen production will reach 41.94 million tons by 2040, with 58.8% produced by alkaline electrolysis (ALK). Hydrogen transmission increases from 22,400 tons in 2022 to 1.26 million tons, with 80.1% transported via liquid hydrogen tank trucks and pure hydrogen pipelines. Hydrogen storage expands from 10,300 tons to 56.35 million tons, with the annual growth rate exceeding 461.6% from 2038 onward. Spatially, the model identifies distinct regional roles: Inner Mongolia emerges as the largest hydrogen-producing province (20.3%), Anhui and Fujian as major hydrogen storage hubs (21.1% and 17.3%, respectively), northeastern and northwestern provinces as key exporters (56.9%), and central China as the main recipient region (36.7%). Further analysis shows that increasing the confidence level significantly raises both system costs and water consumption, peaking at CNY 12.07 trillion and 476 million m³, respectively. The findings suggest China should promote region-specific large-scale green hydrogen deployment. Key recommendations include expanding proton exchange membrane (PEM) and solid oxide electrolysis cell (SOEC) production capacity, establishing hydrogen production hubs in Shanxi, Inner Mongolia, Shandong, and Anhui, strengthening transmission corridors in the northeast and northwest, and developing storage facilities in Qinghai, Ningxia, and Shanxi to foster an integrated green hydrogen supply chain.

Key words: green hydrogen planning; stochastic multi-objective optimization; technology selection; spatial layout