



ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Clean Energy—Article

加速中国具有低成本与低碳竞争力的电制氢供应的可行性探索

潘光胜^a, 顾伟^{a,*}, 顾钟凡^a, 林今^b, 周苏洋^a, 吴志^a, 陆帅^a

^a School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China

^b Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 1 May 2023

Revised 10 April 2024

Accepted 21 May 2024

Available online 6 June 2024

关键词

低碳能源系统

电制氢

可再生能源

成本优化和分析

摘要

在不久的将来,扩大清洁氢能的供应规模对于实现中国的氢能发展目标至关重要。本文构建了一个考虑氢能接入条件的电力系统机组组合优化的电制氢发展机制。基于增量成本表征方法,我们量化了2030年各省和国家清洁电制氢生产成本。研究表明,该机制可以有效地降低大多数省份的清洁电制氢生产成本,在4000万吨氢能供应规模下,全国平均电制氢成本低于2美元·kg⁻¹。通过省间电力协同优化,可以进一步将全国电制氢生产成本降低到1.72美元·kg⁻¹。然而,制氢成本会受到氢能需求潜在分布的影响。从供应方面来看,所提机制仅限于在清洁氢能生产中具备竞争力;而从需求方面来看,所提机制可以帮助电制氢发挥更重要的作用。这项研究可以为我国可再生能源和氢能经济带的跨越式发展提供解决方案。

© 2024 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

氢能委员会预测,到2050年,氢能将占最终能源消耗的18% [1],从而在未来的低碳能源系统中发挥重要作用[2]。到2030年,氢能规模的扩大对于实现上述目标至关重要[3]。对于净零愿景,2030年全球氢能需求将达到140 Mt,其中50 Mt将来自新建的可再生或低碳氢能[3]。中国雄心勃勃地要成为氢能生产领域的领导者,到2030年,氢能需求量将达到40 Mt,占全球氢气需求的近30%,到2050年将达到200 Mt [3]。

然而,中国氢能生产的现状仍然具有挑战性。一方面,氢能主要从碳足迹非常大的化石燃料中转化而来[4],从而限制了它在脱碳中的作用。此外,依赖化石燃料产生

的氢气可能会使人类无限期地依赖化石燃料[5]。然而,终端氢能的规模仅限于炼油和工业领域,如合成氨生产(10~11 Mt·a⁻¹)、炼油(8~9 Mt·a⁻¹)和甲醇生产(7~9 Mt·a⁻¹),这与“氢能净零”愿景报道[3,6]中提到的多样化大规模氢能应用大相径庭。

在中国的低碳目标下,如何利用大量的可再生能源装机(2030年超过1200 GW [7]和2060年超过5000 GW [8])已成为电力系统安全和经济运行的重要挑战。利用可再生能源电制氢已成为电力系统运行和清洁制氢之间的双向选择。最近,中国在发展水电解技术方面做出了重大努力。例如,中国宁夏太阳能制氢项目于2021年12月22日全面投入运营,总容量为150 MW,占全球新增装机容量的近四分之三[9]。然而,由于电制氢(P2H)技术的投资成本

* Corresponding author.

E-mail address: wgu@seu.edu.cn (W. Gu).

2095-8099/© 2024 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

英文原文: *Engineering*, 2024, 39(8): 154–165

引用本文: Guangsheng Pan, Wei Gu, Zhongfan Gu, Jin Lin, Suyang Zhou, Zhi Wu, Shuai Lu. Feasibility of Scaling up the Cost-Competitive and Clean Electrolytic Hydrogen Supply in China. *Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.05.014>

高昂，以及电价与P2H容量系数之间的权衡，电制氢的成本是煤制氢/天然气制氢成本的几倍[10]，降低了氢能发展的速度。

许多研究分析了电制氢的低碳和成本竞争力水平，其中电力来自电网[11]、可再生能源[12–13]或两者兼而有之[14–15]。结果表明，低电价可以显著降低电制氢的生产成本，但如果从电网购买的电力是由高比例的化石燃料产生的，则会导致高碳排放。因此，若要充分发挥电制氢的脱碳潜力，必须建立科学的评估机制[16]。低二氧化碳或清洁氢能是根据其生命周期碳强度来定义的，欧盟、美国和中国标准值分别为 $3.0 \text{ kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$ 、 $2.0 \text{ kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$ 和 $4.9 \text{ kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$ [17–18]。直接使用可再生能源生产氢能可以被视为产生零碳排放，但由于电解槽的年利用小时数有限，这可能会导致生产成本高昂，这种模式更适合可再生资源丰富的地区。

然而，这些研究没有考虑电力系统与氢能之间的密切协同作用。换句话说，这些研究并没有购买电力来生产氢能，而是从总成本最小化的角度优化可再生能源电力制氢系统（RPHS）的设备和网络，然后通过增量成本原则来表征氢能生产的成本。这种方法的优点是，在保证基本电力负荷的前提下，电力系统的发电机组也可以优化，在控制碳排放的情况下通过P2H生产氢能。氢能的非实时平衡特性可以提高电力系统在吸收可再生能源方面的灵活性，从而避免可再生能源冗余配置问题。

因此，在本研究中，我们开发了一个RPHS优化模型，以评估国家和省级氢能供应成本和潜力，同时考虑省级高精度电力系统结构、可再生资源发电潜力以及差异化氢能需求。分析了在不同碳排放约束条件下，电力系统支持和省级合作对清洁氢能生产成本降低和竞争力的作用。结果表明，所提出的电制氢开发机制可以在不久的将来提供具有成本竞争力的大规模清洁氢能，有助于实现中国的氢需求目标。

2. 方法

2.1. 电力系统数据

首先，使用renewables.ninja平台计算了省级每小时风能和太阳能的容量系数[18]。利用从美国国家航空航天局（NASA）现代研究和应用回顾分析（MERRA）-2产品[19]中获得的2010–2020年的气象数据，选择各省省所在地来计算平均风能和太阳能容量系数。在光伏（PV）输出计算过程中，假设采用固定倾斜系统，倾斜设置为城市纬度的函数，系统损失设置为0.1 [20]。在风力发电输

出计算中，考虑了额定功率为2.5 MW的Goldwind GW121风力发电机（WT），轮毂高度设置为90 m [21]。由于数据限制，各省的每小时电力负荷从省级电网公司获得，或者根据典型的省级每日和年度负荷曲线进行拟合[22]。根据国家2030年的预测，新增风能和太阳能发电的比例将占总电力负荷的15% [23]。典型的单位风能和太阳能输出和电力负荷曲线如附录A中图S1所示。相关的电力系统参数列于附录A中表S1至表S11中。煤发电机（CG）的运行和碳排放特性来自Chen等[24]的一项研究。

2.2. 系统成本最小化

2.2.1. RPHS优化模型

RPHS优化模型的目标函数是使所有省份 p 的年度总成本最小化：

$$\min_{p \in \Xi} \text{Cost}_p^{\text{RPHS}} \quad (1)$$

$$\text{Cost}_p^E = \text{Cost}_p^{\text{INV}_E} + \text{Cost}_p^{\text{O\&M}_E} + \text{Cost}_p^{\text{OP}_E} \quad (2)$$

$$\text{Cost}_p^H = \text{Cost}_p^{\text{INV}_H} + \text{Cost}_p^{\text{O\&M}_H} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \text{Cost}_p^{\text{INV}_E} = & \kappa^{\text{PV}} c_p^{\text{INV}_\text{PV}} C_p^{\text{PV}} + \kappa^{\text{WT}} c_p^{\text{INV}_\text{WT}} C_p^{\text{WT}} + \\ & \kappa^{\text{ES}} (c_p^{\text{INV}_\text{ESP}} C_p^{\text{ESP}} + c_p^{\text{INV}_\text{ESE}} C_p^{\text{ESE}}) + \\ & \frac{1}{2} \kappa^{\text{AC}} \sum_{q \in \Gamma^p} c_{pq}^{\text{INV}_\text{AC}} C_{pq}^{\text{AC}} + \frac{1}{2} \kappa^{\text{DC}} \sum_{q \in \Gamma^p} c_{pq}^{\text{INV}_\text{DC}} C_{pq}^{\text{DC}} + \\ & \kappa^{\text{CG}} \sum_{i \in X^p} N_{p,i}^{\text{CG}} (c_{p,i}^{\text{INV}_\text{CG}} C_{p,i}^{\text{CG}} + c_{p,i}^{\text{INV}_\text{CCUS}} C_{p,i}^{\text{CCUS}}) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{Cost}_p^{\text{O\&M}_E} = & c_p^{\text{O\&M}_\text{PV}} C_p^{\text{PV}} + c_p^{\text{O\&M}_\text{WT}} C_p^{\text{WT}} + \\ & c_p^{\text{O\&M}_\text{ESP}} C_p^{\text{ESP}} + c_p^{\text{O\&M}_\text{ESE}} C_p^{\text{ESE}} + \frac{1}{2} \sum_{q \in \Gamma^p} c_{pq}^{\text{O\&M}_\text{AC}} C_{pq}^{\text{AC}} + \\ & \frac{1}{2} \sum_{q \in \Gamma^p} c_{pq}^{\text{O\&M}_\text{DC}} C_{pq}^{\text{DC}} + \sum_{i \in X^p} c_{p,i}^{\text{O\&M}_\text{CG}} N_{p,i}^{\text{CG}} (C_{p,i}^{\text{CG}_\text{exist}} + C_{p,i}^{\text{CG}}) \end{aligned} \quad (5)$$

$$\text{Cost}_p^{\text{OP}_E} = \frac{8760}{T} \sum_{i \in X^p} \sum_{t \in T} \left(c_{p,i}^{\text{CG}} (P_{p,i,t}^{\text{CG}} + P_{p,i,t}^{\text{CG}_\text{CCUS}}) + c_{p,i}^{\text{SU}} (\text{SU}_{p,i,t}^{\text{CG}} + \text{SU}_{p,i,t}^{\text{CG}_\text{CCUS}}) \right) \Delta t \quad (6)$$

$$\text{Cost}_p^{\text{INV}_H} = \kappa^{\text{P2H}} c_p^{\text{INV}_\text{P2H}} C_p^{\text{P2H}} + \kappa^{\text{HS}} c_p^{\text{INV}_\text{HS}} C_p^{\text{HS}} \quad (7)$$

$$\text{Cost}_p^{\text{O\&M}_H} = c_p^{\text{O\&M}_\text{P2H}} C_p^{\text{P2H}} + c_p^{\text{O\&M}_\text{HS}} C_p^{\text{HS}} \quad (8)$$

本文中使用的符号命名法在本文末尾提供。

如公式（2）和（3）所示，每个省份 p 的总年成本是电力相关RPHS Cost_p^E 的年成本和氢相关RPHS Cost_p^H 年成本的总和，这反过来又可以进一步细分为年投资成本和运营和维护（O&M）成本，而前一项成本项目包括年运营成本。如公式（4）~（6）所示，电力相关RPHS的年度投资成本包括 p 省中的WT、PV、电力存储（ES）、交流电（AC）、直流电（DC）、CG及碳捕集、利用与封存（CCUS）投资成本。可再生能源电力系统（RPS）的年运

行和维护成本包括 p 省中WT、PV、ES、AC、DC、CG和带CCUS的CG的年度运行和维护成本，与电力相关RPHS的年运营成本包括CG和带CCUS的CG的燃料成本和启动成本。与氢能相关的RPHS的年成本包括P2H和储氢(HS)的年投资成本，以及相应的年运行和维护成本，如公式(7)和(8)所示。此外， κ^m 是设备 m 的资本回收系数，该系数等于 $\text{dr} \cdot (1 + \text{dr})^{N^m} / ((1 + \text{dr})^{N^m} - 1)$ 。

优化模型必须满足以下约束条件：具体而言，公式(9)将各种设备类型的投资能力限制为非负值，该值低于基于安装条件的最大装机容量。Zhuo等[25]的一项研究获得了PV、WT、AC和DC的最大装机容量。

$$\begin{cases} 0 \leq C_p^{\text{PV}}, C_p^{\text{WT}}, C_p^{\text{ESP}}, C_p^{\text{ESE}}, C_{pq}^{\text{AC}}, \\ C_{pq}^{\text{DC}}, C_p^{\text{P2H}}, C_p^{\text{HS}}, C_{p,i}^{\text{CG}}, C_{p,i}^{\text{CCUS}} \\ C_p^{\text{PV}} \leq C_p^{\text{PV_MAX}}, C_p^{\text{WT}} \leq C_p^{\text{WT_MAX}}, \forall p \in \mathcal{E}, q \in \Gamma^p, i \in X^p \quad (9) \\ C_{pq}^{\text{AC}} \leq C_{pq}^{\text{AC_MAX}}, C_{pq}^{\text{DC}} \leq C_{pq}^{\text{DC_MAX}} \end{cases}$$

公式(10)定义了 p 省份在 t 时刻的小时级功率平衡约束。

$$\begin{aligned} & P_{p,t}^{\text{PV}} + P_{p,t}^{\text{WT}} + \sum_{i \in X^p} P_{p,i,t}^{\text{CG}} + \sum_{i \in X^p} P_{p,i,t}^{\text{CG_CCUS*}} - P_{p,t}^{\text{ES+}} + \\ & P_{p,t}^{\text{ES-}} + P_{p,t}^{\text{HG}} + P_{p,t}^{\text{NG}} + \sum_{q \in \Gamma^p} P_{pq,t}^{\text{AC}} - \sum_{q \in \Gamma^p} P_{pq,t}^{\text{DCs}} + \\ & \sum_{q \in \Gamma^p} P_{pq,t}^{\text{DCr}} + \rho_{p,t}^{\text{PV}} C_p^{\text{PV_exist}} + \rho_{p,t}^{\text{WT}} C_p^{\text{WT_exist}} = D_{p,t}^{\text{E}} + P_{p,t}^{\text{P2H}}, \\ & \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \end{aligned} \quad (10)$$

方程式(11)和(12)规定了PV组件和WTS的运行约束。

$$0 \leq P_{p,t}^{\text{PV}} \leq \rho_{p,t}^{\text{PV}} C_p^{\text{PV}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (11)$$

$$0 \leq P_{p,t}^{\text{WT}} \leq \rho_{p,t}^{\text{WT}} C_p^{\text{WT}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (12)$$

公式(13)和(14)分别定义了核能发电机组(NG)和水力发电机组(HG)的运行约束。考虑到每个省份的NG和HG所占的份额差异很大，且碳排放量远低于CG，因此本研究不考虑NG和HG的扩建规划。HG的实时功率和年总发电量仅限于当前发电水平。考虑到NG成本高于CG成本，必须增加其他限制条件，以确保实现更高的年利用小时数[24]。在给定的功率限制区间外，我们将未来的利用小时数限制为当前的运行小时数。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{p,t}^{\text{HG}} \leq C_p^{\text{HG_exist}} \\ \sum_{t \in T} P_{p,t}^{\text{HG}} \leq \frac{h^{\text{HG}}}{8760} C_p^{\text{HG_exist}} T, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \lambda^{\text{NG}} C_p^{\text{NG_exist}} \leq P_{p,t}^{\text{NG}} \leq C_p^{\text{NG_exist}} \\ \sum_{t \in T} P_{p,t}^{\text{NG}} = \frac{h^{\text{NG}}}{8760} C_p^{\text{NG_exist}} T, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \end{cases} \quad (14)$$

公式(15)~(20)定义了ES操作约束，如下所示：

公式(15)和(16)确保ES充电/放电功率和储备功率 $r_{p,t}^{\text{ES}}$ 为不超过装机容量的非负值；公式(17)和(18)确保ES的实际存储能量不超过已安装的能量容量，并与充电和放电功率水平建立关系；公式(19)表示了储存能量与放电和储备功率之间的关系；公式(20)确保了ES的开始状态和结束状态之间的一致性。

$$0 \leq P_{p,t}^{\text{ES+}}, P_{p,t}^{\text{ES-}}, r_{p,t}^{\text{ES}} \leq C_p^{\text{ESP}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (15)$$

$$0 \leq P_{p,t}^{\text{ES-}} + r_{p,t}^{\text{ES}} \leq C_p^{\text{ESP}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (16)$$

$$0 \leq S_{p,t}^{\text{ES}} \leq C_p^{\text{ESE}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (17)$$

$$S_{p,t}^{\text{ES}} = S_{p,t-1}^{\text{ES}} + \eta^{\text{ES+}} P_{p,t}^{\text{ES+}} - \frac{P_{p,t}^{\text{ES-}}}{\eta^{\text{ES-}}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (18)$$

$$0 \leq S_{p,t}^{\text{ES}} - \frac{P_{p,t}^{\text{ES-}} + r_{p,t}^{\text{ES}}}{\eta^{\text{ES-}}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (19)$$

$$S_{p,0}^{\text{ES}} = S_{p,T}^{\text{ES}} = \frac{1}{2} C_p^{\text{ESE}}, \forall p \in \mathcal{E}, t \in T \quad (20)$$

CG的松弛单位机组操作约束可以公式化表达如下[26]：

$$\lambda_i^{\text{CG}} O_{p,i,t}^{\phi} \leq P_{p,i,t}^{\phi} \leq O_{p,i,t}^{\phi}, \forall p \in \mathcal{E}, \phi \in \{\text{CG}, \text{CG_CCUS}\}, \quad (21)$$

$$i \in X^p, t \in T$$

$$-\alpha_i^{\text{Rd}} O_{p,i,t}^{\phi} \leq P_{p,i,t}^{\phi} - P_{p,i,t-1}^{\phi} \leq \alpha_i^{\text{Ru}} O_{p,i,t}^{\phi}, \quad (22)$$

$$\forall p \in \mathcal{E}, \phi \in \{\text{CG}, \text{CG_CCUS}\}, i \in X^p, t \in T$$

$$O_{p,i,t}^{\phi} = O_{p,i,t-1}^{\phi} + \text{SU}_{p,i,t}^{\phi} - \text{SD}_{p,i,t}^{\phi}, \quad (23)$$

$$\forall p \in \mathcal{E}, \phi \in \{\text{CG}, \text{CG_CCUS}\}, i \in X^p, t \in T$$

$$0 \leq O_{p,i,t}^{\phi}, \text{SU}_{p,i,t}^{\phi}, \text{SD}_{p,i,t}^{\phi}, \quad (24)$$

$$\forall p \in \mathcal{E}, \phi \in \{\text{CG}, \text{CG_CCUS}\}, i \in X^p, t \in T$$

$$\sum_{\tau=1}^{T_i^{\text{ON}}} \text{SU}_{p,i,t-\tau}^{\text{CG}} \leq O_{p,i,t}^{\text{CG}} \leq N_{p,i}^{\text{CG}} (C_{p,i}^{\text{CG_exist}} + C_{p,i}^{\text{CG}} - C_{p,i}^{\text{CG_CCUS}}) - \quad (25)$$

$$\sum_{\tau=1}^{T_i^{\text{OFF}}} \text{SD}_{p,i,t-\tau}^{\text{CG}}, \forall p \in \mathcal{E}, i \in X^p, t \in T$$

$$\sum_{\tau=1}^{T_i^{\text{ON}}} \text{SU}_{p,i,t-\tau}^{\text{CG_CCUS}} \leq O_{p,i,t}^{\text{CG_CCUS}} \leq N_{p,i}^{\text{CG}} C_{p,i}^{\text{CG_CCUS}} - \quad (26)$$

$$\sum_{\tau=1}^{T_i^{\text{OFF}}} \text{SD}_{p,i,t-\tau}^{\text{CG_CCUS}}, \forall p \in \mathcal{E}, i \in X^p, t \in T$$

$$P_{p,i,t}^{\text{CG_CCUS*}} = P_{p,i,t}^{\text{CG_CCUS}} - (\lambda^{\text{CCUS}} \rho^{\text{CCUS}} e_i^{\text{CG}} P_{p,i,t}^{\text{CG_CCUS}} + \gamma N_{p,i}^{\text{CG}} C_{p,i}^{\text{CG_CCUS}}), \forall p \in \mathcal{E}, i \in X^p, t \in T \quad (27)$$

公式(21)将有或无CCUS的第 i 个机组CG的总输出功率限制在 $[\lambda_i^{\text{CG}} O_{p,i,t}^{\phi}, O_{p,i,t}^{\phi}]$ 区间内。公式(22)将第 i 组机组的升压能力限制在有或无CCUS的第 i 个机组CG的运行容量范围内。公式(23)~(26)定义了在线能力、启动能力和关闭能力之间的关系。公式(27)表明，由于碳处理过程消耗了大量电力，因此有CCUS的CG的净输出小于实际输出。CCUS的捕获率 ρ^{CCUS} 被定义为固定值0.9， λ^{CCUS} 表示二氧化碳捕获和储存所需的功率，其值为

每吨0.296 MW·h [25]; γ 值为0.5%, 表示由CCUS容量确定的基本能耗值[25]。

省 p 和省 q 之间的AC和DC线路的小时传输功率限制如下:

$$-C_{pq}^{AC_exist} - C_{pq}^{AC} \leq P_{pq,t}^{AC} \leq C_{pq}^{AC_exist} + C_{pq}^{AC}, \quad (28)$$

$$\forall p \in \Xi, q \in \Gamma^p, t \in T$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{pq,t}^{DCs} \leq C_{pq}^{DC_exist} + C_{pq}^{DC}, \forall p \in \Xi, q \in \Gamma_s^p, t \in T \\ 0 \leq P_{pq,t}^{DCr} \leq C_{pq}^{DC_exist} + C_{pq}^{DC}, \forall p \in \Xi, q \in \Gamma_r^p, t \in T \end{cases} \quad (29)$$

考虑到负荷和可再生能源的预测误差, 各省电网的储备容量限制必须满足电网的运行储备:

$$\begin{aligned} & \rho_{p,t}^{WT} C_p^{WT} - P_{p,t}^{WT} + \rho_{p,t}^{PV} C_p^{PV} - P_{p,t}^{PV} + \\ & \sum_{i \in X^p} (O_{p,i,t}^{CG} - P_{p,i,t}^{CG} + O_{p,i,t}^{CG_CCUS} - P_{p,i,t}^{CG_CCUS}) + r_{p,t}^{ES} \\ & \geq R^d D_{p,t}^E + R^w P_{p,t}^{WT} + R^p P_{p,t}^{PV}, \forall p \in \Xi, t \in T \end{aligned} \quad (30)$$

公式(31)定义了P2H运行约束, 以确保在此过程中消耗的电力不超过P2H的装机容量。在HS容量的配置中, 我们在使用了一个压力为60 bar、持续时间限制为8 h的现场储罐, 以在生产和使用时间之间提供缓冲[11,27], 如公式(32)所示。

$$0 \leq P_{p,t}^{P2H} \leq C_p^{P2H}, \forall p \in \Xi, t \in T \quad (31)$$

$$C_p^{HS} = 8C_p^{P2H}, \forall p \in \Xi, t \in T \quad (32)$$

公式(33)定义了P2H输入和输出之间的关系。附录A中表S12列出了用于各省氢能需求分布所使用的国内生产总值(GDP)、人口和碳排放量。

$$\eta^{P2H} \sum_{t \in T} P_{p,t}^{P2H} = D_p^H, \forall p \in \Xi, t \in T \quad (33)$$

在每个省份 p 中, RPHS中可再生能源发电的约束可以表示如下:

$$\sum_{t \in T} (P_{p,t}^{PV} + P_{p,t}^{WT}) \geq \varphi \sum_{t \in T} D_{p,t}^E, \forall p \in \Xi \quad (34)$$

为确保各省生产的电制氢量低于给定的碳强度, 在RPHS优化模型中添加了以下约束条件: $E_p^{RPHS_CCUS}$ 和 $E_p^{RPS_CCUS}$ 分别是RPHS和RPS的碳排放量; 后者根据后续RPS优化模型预先计算。 θ 是使用RPHS系统制氢的平均碳强度的上限, 其单位为 $\text{kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$, 其物理意义是与RPS相比, RPHS在接入电制氢链(EHC)后新增的碳排放量与制氢量之间的最大比值。例如, 其 $4.9 \text{ kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$ 的值可以限制RPHS系统中制氢的碳强度, 并满足中国低二氧化碳制氢的设定标准。

$$E_p^{RPHS_CCUS} \leq E_p^{RPS_CCUS} + \theta \times D_p^H, \forall p \in \Xi \quad (35)$$

$$E_p^{RPHS_CCUS} = \sum_{i \in X^p} \sum_{t \in T} e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG} + (1 - \rho^{CCUS}) \times e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG_CCUS}, \quad (36)$$

$$\forall p \in \Xi, i \in X^p, t \in T$$

此外, 不考虑CCUS技术的RPHS优化模型需要从公

式(4)、(6)、(9)、(10)、(21)~(25)和(30)中删除与CCUS相关的术语, 并且不应受到与CCUS相关的公式(26)和(27)的约束。公式(35)和(36)中的碳排放约束被公式(37)和(38)所取代。

$$E_p^{RPHS} \leq E_p^{RPS} + \theta \times D_p^H, \forall p \in \Xi \quad (37)$$

$$E_p^{RPHS} = \sum_{i \in X^p} \sum_{t \in T} e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG}, \forall p \in \Xi, i \in X^p, t \in T \quad (38)$$

与全国省际合作方案相比, 省际独立方案下的RPHS优化模型不考虑省际输电功率优化问题; 应删除公式(4)、(5)、(9)和(10)中与AC/DC输电相关的项目, 并删除公式(28)和(29)中的输电约束。

2.2.2. RPS优化模型

RPS优化模型的目标函数如下:

$$\text{Min} \sum_{p \in \Xi} \text{Cost}_p^{\text{RPS}} \quad (39)$$

$$\text{Cost}_p^{\text{RPS}} = \text{Cost}_p^{\text{INV}_E} + \text{Cost}_p^{\text{O\&M}_E} + \text{Cost}_p^{\text{OP}_E} \quad (40)$$

其中, 公式(40)中各部分的表达式与公式(4)~(6)相同, 约束条件为公式(9)~(30)和(34), 其中, 从公式(9)和(10)中删除了P2H相关项。不考虑CCUS和省际输电的情况下, RPS模型的处理与RPHS模型的处理是一致的。此外, 有和没有CCUS的碳排放计算分别如公式(41)和(42)所示。

$$E_p^{\text{RPS_CCUS}} = \sum_{i \in X^p} \sum_{t \in T} e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG} + (1 - \rho^{CCUS}) \times e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG_CCUS}, \quad (41)$$

$$\forall p \in \Xi, i \in X^p, t \in T$$

$$E_p^{\text{RPS}} = \sum_{i \in X^p} \sum_{t \in T} e_i^{CG} P_{p,i,t}^{CG}, \forall p \in \Xi, i \in X^p, t \in T \quad (42)$$

2.3. 平准化氢能成本(LCOH)计算

根据增量成本原则, 各省 p 的LCOH如公式(43)所示。 $\text{Cost}_p^{\text{RPS}}$ 是各种设备和网络规划和运行约束下RPS的优化总年成本。 $\text{Cost}_p^{\text{RPHS}}$ 是上述电力系统约束、P2H和HS规划和运行约束以及碳排放约束下RPHS的最优年度总成本, 如公式(35)和(37)所示。因此, 公式(43)中 $\text{Cost}_p^{\text{RPHS}} - \text{Cost}_p^{\text{RPS}}$ 的分子表示由于电制氢增加而导致的增量成本。全国平均LCOH由公式(44)定义。此外, 附录注释S1提供了可再生制氢(RHP)的LCOH优化模型, 该模型仅使用PV和WT进行制氢, 以与本研究提出的RPHS的制氢进行比较。

$$\text{LCOH}_p = \frac{T}{8760} \times \frac{\text{Cost}_p^{\text{RPHS}} - \text{Cost}_p^{\text{RPS}}}{D_p^H} \quad (43)$$

$$\text{LCOH} = \frac{T}{8760} \times \frac{\sum_{p \in \Xi} \text{Cost}_p^{\text{RPHS}} - \sum_{p \in \Xi} \text{Cost}_p^{\text{RPS}}}{\sum_{p \in \Xi} D_p^H} \quad (44)$$

3. 结果与讨论

3.1. 基于增量成本原则的LCOH计算

首先，我们提出了RPHS的概念，该概念采用电力和氢能作为能源载体，以帮助实现中国的低碳目标，如图1(a)所示。RPS被定义为在现有省级电力系统的基础上进一步提高风能-太阳能发电比例，以满足中国未来电力系统的低碳运行要求。这包括可再生能源（如风能和太阳能）、可调度电力（如CG），以及电网级ES，以实现峰谷转移，满足电力负荷。与RPS不同，RPHS包括一个由P2H、HS和终端氢能需求组成的EHC。RPS、EHC和RPHS的关系和结构图如附录A中图S2所示。

图1(b)显示了RPHS中具有成本竞争力的清洁氢能供应示意图。在规划阶段，RPS中对可再生能源发电比例的约束导致可再生能源发电量的增加和燃煤发电量减少。在运行阶段，前者有助于提供清洁但波动的电力，而后者则有利于提供低成本、高二氧化碳排放的电力。鉴于上述问题，第一步是利用所获取的电制氢的灵活性，帮助RPS提高其可再生能源的整合。第二步是使用H₂排放标准建立低排放电力过滤器，以确保清洁氢能生产。我们使用CCUS技术将高碳燃煤发电转化为低碳燃煤发电。因此，同样的碳排放限制可能会增加燃煤发电量。虽然增加CCUS技术会增加系统投资成本，但由于燃煤发电的年利用小时数较多，电力成本将保持相对较高（甚至可能降低），从而实现正反馈，增加燃煤发电利用小时数，提供更多低碳燃煤发电。我们根据增量成本原则评估了LCOH，并在RPHS中实现了成本竞争力的清洁氢能供应的目标。

3.2. RPH中LCOH的省级表现

我们使用上述LCOH计算方法分析了各省的电制氢生产性能。预计到2030年，中国氢能需求量将达到40 Mt [3]，预计将通过水电解技术满足这一需求。考虑到不同省份氢能需求的潜在差异，根据各省目前的电力负荷对氢能总需求进行了区分（附录A中图S3为各省氢能需求分布）。

在RHP的情况下，LCOH的范围为2.08~4.40美元·kg⁻¹，如图2(a)所示。LCOH值最高的省份是重庆市、四川省和陕西省，均超过4美元·kg⁻¹，而LCOH值最低的省份是江苏省。图2(b)显示，可再生能源投资中的LCOH值在LCOH中所占的比例在不同省份中最高，平均为65%。其次是电解槽的投资成本所占比例位居第二，平均超过20%。最后，系统运维成本的比例平均达到12%。在给定参数下，风能资源较为丰富的省份的LCOH普遍较低。一方面，这些省份的可再生能源发电的平准化发电成本（LCOE）低于其他省份，另一方面，P2H配置成本也较低。即使风能和太阳能发电的LCOE值相同，如西藏自治区和江苏省，由于风力发电的容量系数总体上高于太阳能发电，因此后续P2H设备的利用率会更高，即P2H投资成本比率会更低。因此，风力资源较好的江苏省的LCOH低于西藏。

在没有CCUS的RPHS中，LCOH的范围从江苏的1.92美元·kg⁻¹到重庆的3.90美元·kg⁻¹不等。在考虑省级电力系统的支持后，31个省份中的27个省份的LCOH可以不同程度地降低，其中陕西省降幅最大，为1.04美元·kg⁻¹，其次是甘肃省（0.61美元·kg⁻¹）和新疆（0.60美元·kg⁻¹）。图2(c)显示了无CCUS情况下RPHS

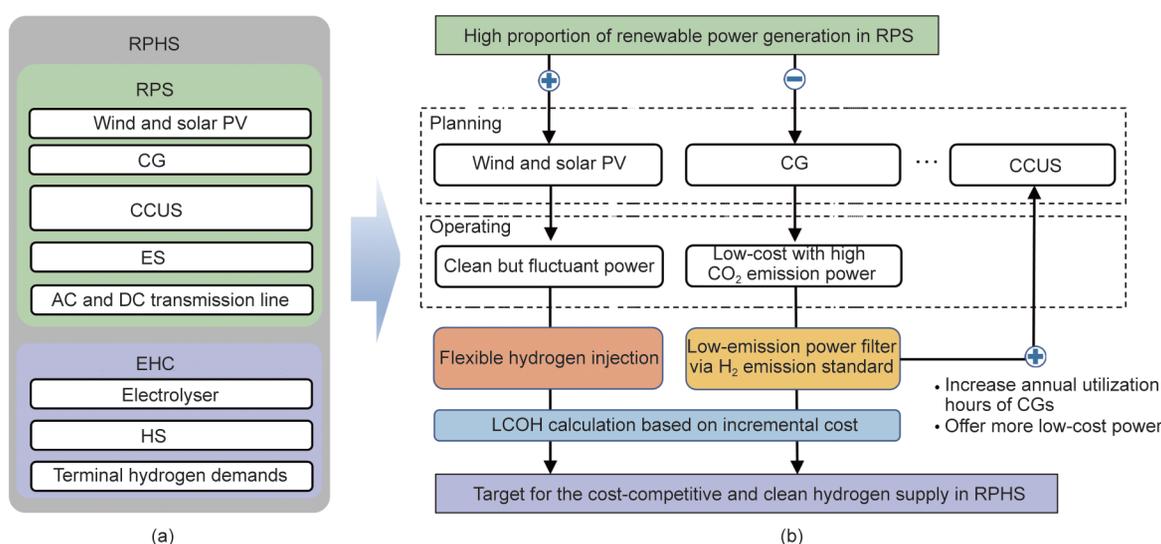


图1. (a) RPS、EHC和RPHS的组成；(b) RPHS中具有成本竞争力的清洁氢能供应示意图。

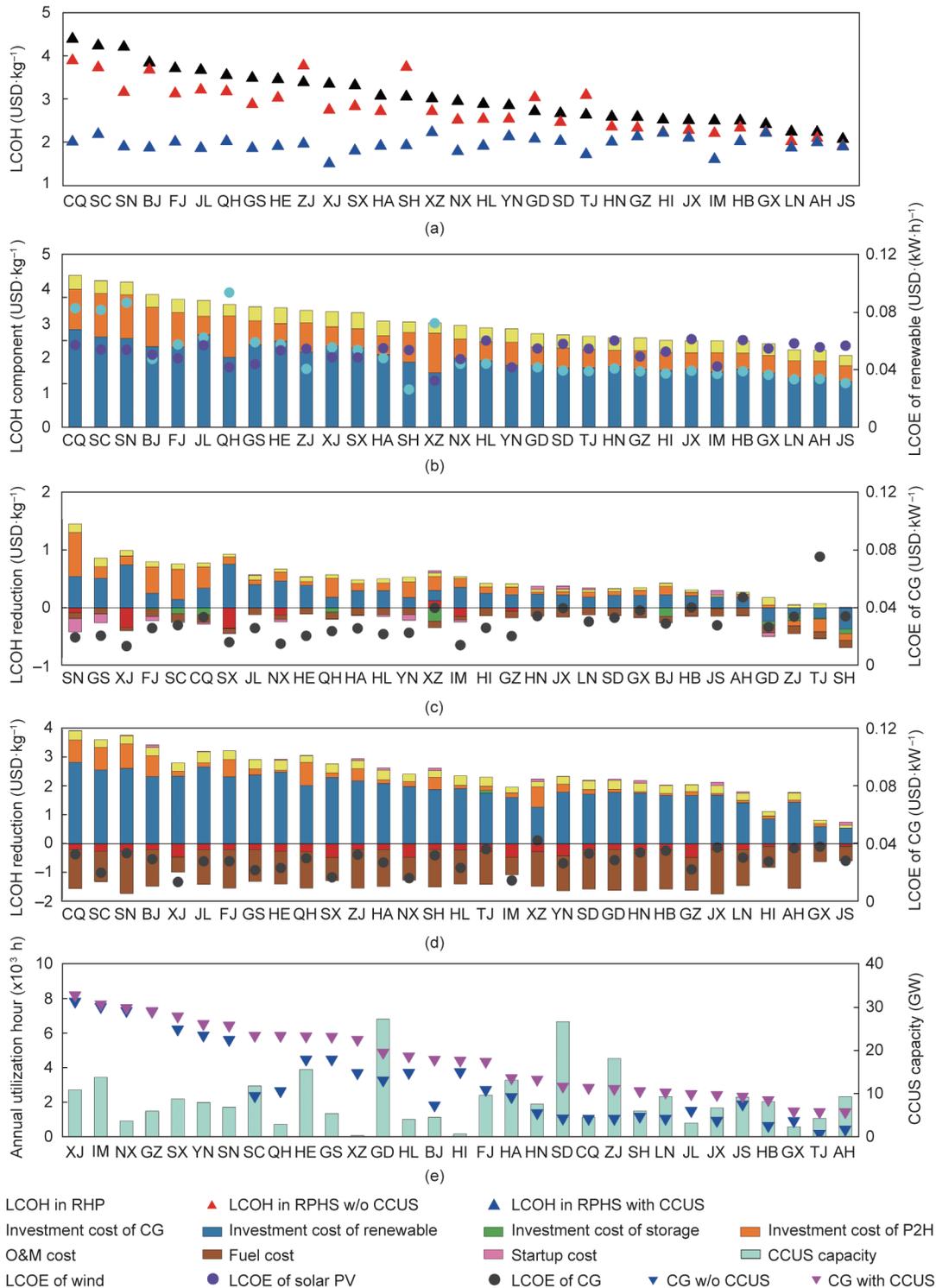


图2. RHP 案例、无 (w/o) CCUS 的 RPHS 案例和有 CCUS 的 RPHS 案例的 LCOH 优化结果。(a) 三种情况下的省级 LCOH 值；(b) RHP 情况下省级 LCOH 成分和可再生能源的 LCOE；(c) RPHS w/o CCUS 技术情况下省级 LCOH 减少和 CG 的 LCOE；(d) RPHS 有 CCUS 技术情况下省级 LCOH 减少和 CG 的 LCOE；(e) 省级年利用小时数和 CCUS 容量。XJ: 新疆；IM: 内蒙古；NX: 宁夏；GZ: 贵州；SX: 山西；YN: 云南；SN: 陕西；SC: 四川；QH: 青海；HE: 河北；GS: 甘肃；XZ: 西藏；GD: 广东；HL: 黑龙江；BJ: 北京；HI: 海南；FJ: 福建；HA: 河南；HN: 湖南；SD: 山东；CQ: 重庆；ZJ: 浙江；SH: 上海；LN: 辽宁；JL: 吉林；JX: 江西；JS: 江苏；HB: 湖北；GX: 广西；TJ: 天津；AH: 安徽。

中 LCOH 减少的组成部分。总体而言，可以通过降低可再生能源和 P2H 的投资成本以及相应的运维成本来降低省级 LCOH，但可以通过增加火力发电机的燃料和启动成本以

及 CG 和 ES 的投资成本来提高省级 LCOH。值得注意的是，在没有 CCUS 技术的情况下，增加 RPHS 中 ES 的投资成本的原因是该省本身的最大风能/太阳能配置容量的

限制，为低成本的风能或太阳能转化为高成本的风能或太阳能时的ES配置留下了空间。上述最大配置容量限制也是广东、浙江、天津和上海在RPHS情况下LCOH值高于RHP情况下LCOH值的主要原因。以上海为例，虽然其丰富的风力资源大大降低了其风电成本，但相应的最大配置容量仅为4 GW，这无法满足RPHS的电力和氢能需求，因此必须在完成风电配置后，再配置具有相对较高LCOE的太阳能发电。根据图2（b）和（c）中可再生能源和煤电的LCOE值，在大多数省份，煤电的LCOE通常较低[低于 $0.04 \text{ 美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$]，而可再生能源的LCOE往往较高[高于 $0.04 \text{ 美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$]。然而，由于可再生能源的强制整合以及对制氢过程的低碳限制，低成本煤电尚未得到充分利用，这限制了从煤电制氢所需的电力比例。

为了解决这个问题，我们通过系统优化进一步研究了CCUS技术对安装了CCUS技术的省级LCOH值的影响。如图2（a）所示，在有CCUS的RPHS案例中，与RHP案例相比，CCUS技术降低了所有省份的LCOH，其中所有省份的LCOH均降至 $2.5 \text{ 美元} \cdot \text{kg}^{-1}$ 以下，整个北方地区的LCOH降至 $2.0 \text{ 美元} \cdot \text{kg}^{-1}$ 以下。与没有CCUS的RPHS相比，由于电制氢的获取，CCUS的加入可以显著降低可再生能源的投资成本[图2（d）]，从而在给定的碳约束下实现低碳电力供应，而不需要额外分配可再生能源。然而，CCUS技术的实施也增加了煤电的产量，导致煤电在制氢过程中的燃料成本比例大幅增加。此外，煤电的年利用小时数可能会增加数倍，如图2（e）所示。因此，尽管增

加CCUS可能会增加煤炭发电成本，但由于煤炭发电利用水平的提高，大多数省份的煤炭发电LCOE仍可保持在 $0.04 \text{ 美元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 以下。从CCUS配置的角度来看，广东省和山东省的配置容量最高，分别达到27.3 GW和26.7 GW，而其他省份的CCUS容量不到20 GW。附录A中图S4显示了新增燃煤发电、采用CCUS技术的新增燃煤发电和采用CCUS技术的现有燃煤发电机组的三种制氢途径的LCOH值的比较。第一种途径不考虑碳排放约束问题。相比之下，后两种途径考虑了碳排放限制，最大氢碳强度为 $6.5 \text{ kg CO}_2 \cdot (\text{kg H}_2)^{-1}$ ，接近配备CCUS技术的煤电机组在制氢过程中的最低碳排放水平。如附录A中图S4所示，在大多数省份，最后一种途径可以实现低于 $2.0 \text{ 美元} \cdot \text{kg}^{-1}$ 的LCOH，并可以成为可再生能源制氢的有力补充方法。

3.3. 省级合作可以降低全国平均LCOH

在上一节中，我们使用增量成本原则分析了RPHS的省级LCOH性能，而没有考虑省份之间的电力相互作用效应。因此，本节从国家角度来看，通过优化氢能接入导致的输电能力和功率变化，研究了省级合作对具有CCUS的RPHS中电制氢的影响。图3显示了2030年供应规模为40 Mt时，省级独立和省级合作情景下新安装的设备，附录A中图S5显示了相应的新安装的输电线路。在这两种情景下，各省在设备投资方面表现出显著差异。这两种情景的主要区别在于燃煤发电机组、CCUS和输电线路的配

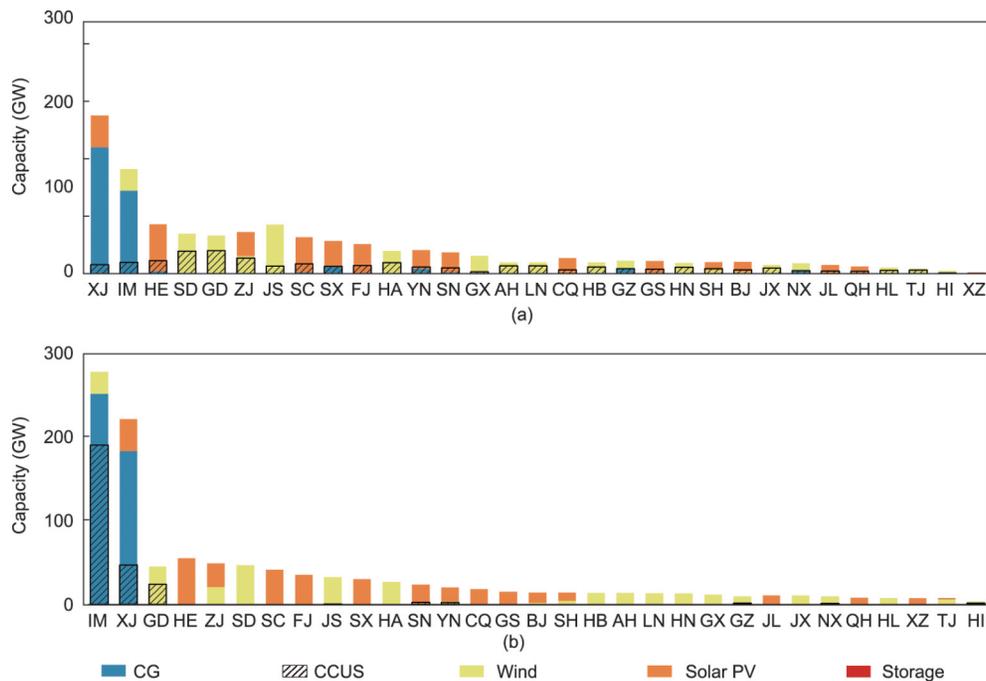


图3. 省级独立（a）情景和省级合作（b）情景下新安装的CG、CCUS、风能、太阳能光伏和存储容量。

置。在省级独立情景下，CCUS分布相对分散，而在省级合作情景下，CCUS分布集中在内蒙古和新疆。特别是，内蒙古可以提供巨大的低碳电力出口能力，因为它拥有近200 GW的CCUS技术燃煤发电机组和扩大的电力外送通道。根据全球能源互联网发展合作组织[25]选择的潜在输电通道，在省级独立与合作情景下，新增的交流输电容量分别为148.4 GW和88.0 GW。图4显示了这两种情景下的年输电量和LCOH波动。每个省份被分为纯输出、输出大于输入、输出小于输入和纯输入四种类别，以比较两种情景下的省际输电水平。省级独立情景包括2个纯输出省份、8个输出大于输入省份、18个输出小于输入省份和3个纯输入省份，而省级合作情景在每个类别中分别包括2个、12个、13个和6个省份。图4(c)显示了两种情景下的全国LCOH减排量。省级合作可以通过降低燃料成本、可再生能源投资和P2H投资来进一步降低电制氢的成本，其中燃料成本降低占总降低额的80%以上。然而，

省级合作可能会增加煤电机组、储能、输电线路、运行维护和启动成本，从而增加电制氢的成本，其中煤电机组和输电线路的投资占总减少量的比例最高。总体而言，在考虑跨省电网输送制氢后，全国平均LCOH可以从1.95美元·kg⁻¹降低到1.72美元·kg⁻¹，降低了0.23美元·kg⁻¹，符合美国能源部估计的经济竞争条件，即LCOH值小于2.00美元·kg⁻¹ [28]。

考虑到氢能需求的潜在分布可能会影响基于输电线路的省级合作效果，我们进一步从需求和供给两个角度分析了在不同划分原则下，氢能需求分布对LCOH的影响，如GDP、人口、碳排放、风资源、光伏资源和煤炭价格。图5(a)和(b)分别显示了省级独立和合作情景下相对于基本电力负荷分配原则的LCOH波动。与省级独立情景下的结果相比，省级合作在GDP、人口、碳排放、风资源、光伏资源和煤炭价格的原则下可以将LCOH分别降低0.19美元·kg⁻¹、0.17美元·kg⁻¹、0.07美元·kg⁻¹、

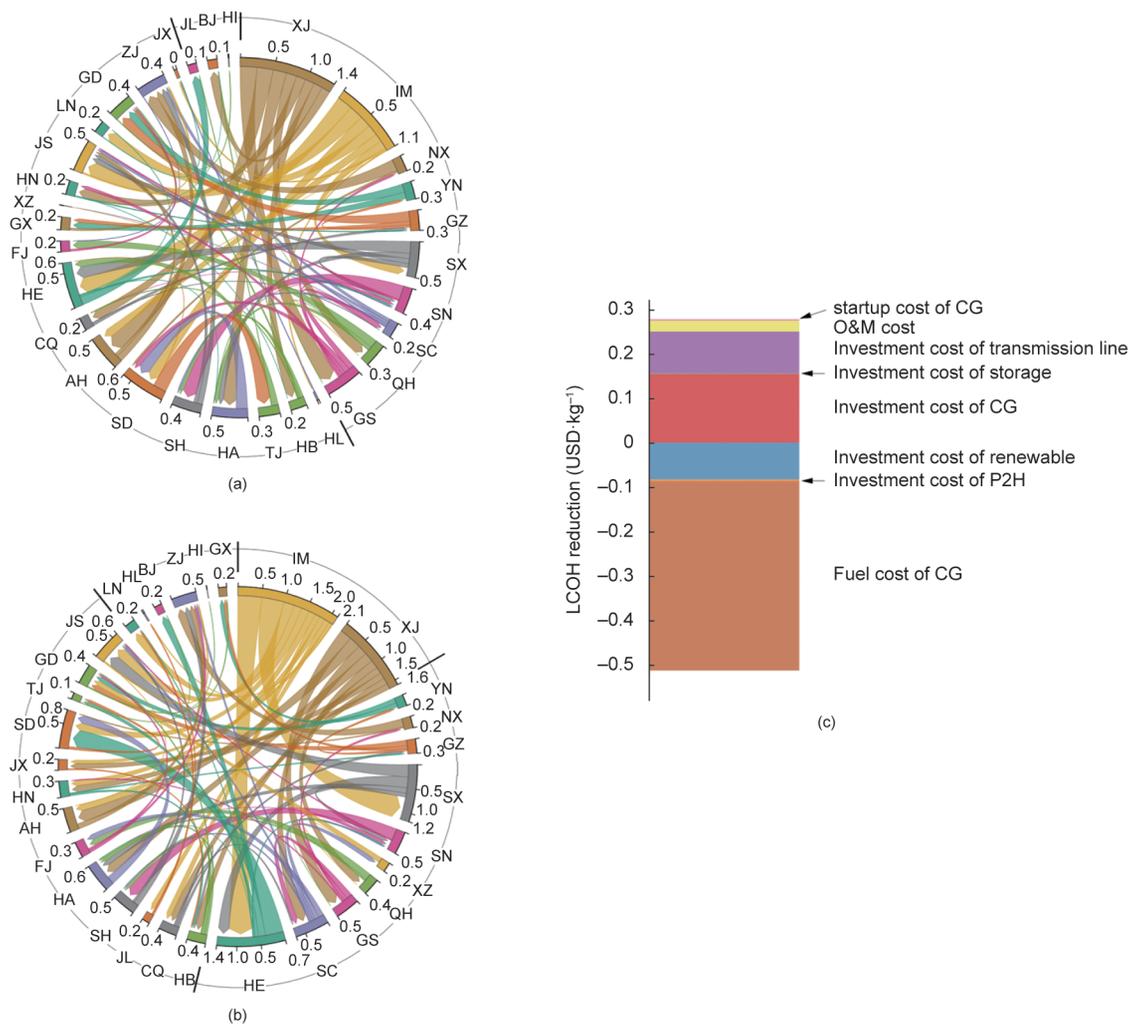


图4. 年输电量和LCOH波动。(a) 在省级独立情景下，31个省份之间的年输电量；(b) 在省级合作情景下，31个省份之间的年输电量；(c) 省级独立与合作情景之间的LCOH波动。

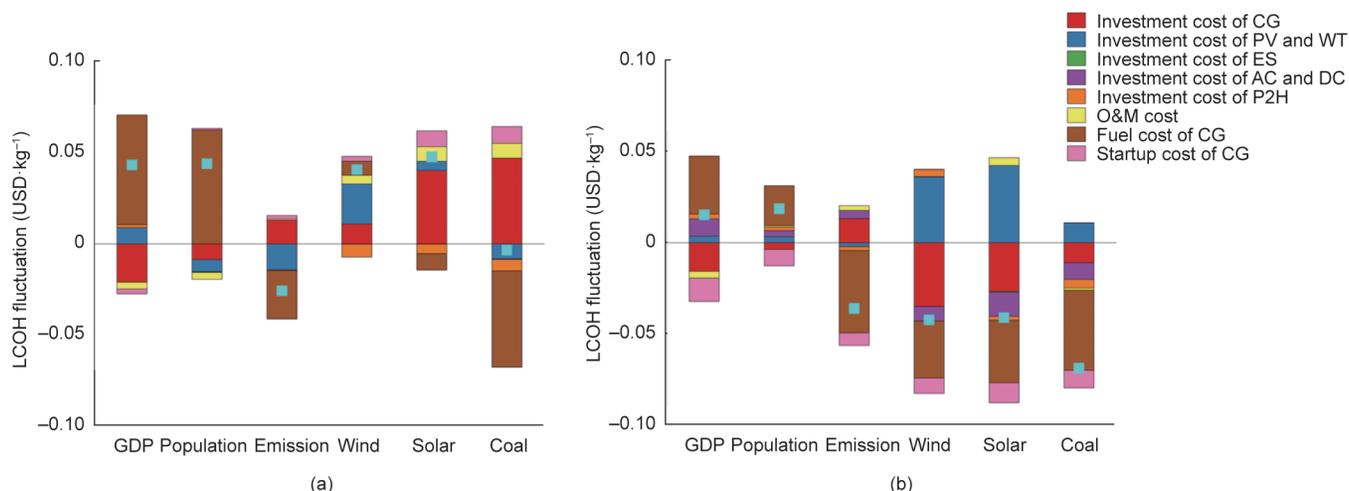


图5. 省级独立 (a) 情景和省级合作 (b) 情景下, LCOH波动与基本电力负荷分配原则的比较。

0.57 美元·kg⁻¹、0.61 美元·kg⁻¹和 0.45 美元·kg⁻¹。在供给侧划分原则下, 其对 LCOH 降低的影响明显大于需求侧划分原则。具体的成本构成表明, 在不同原则下, 省级合作可以通过减少燃料和启动成本来降低 LCOH。基于供给侧原则, 省级合作还可以有效减少煤电机组和输电线路的投资, 进一步降低 LCOH。无论是使用供给侧划分原则还是需求侧划分原则, LCOH 波动都在 0.1 美元·kg⁻¹ 的范围内。相比之下, 国际能源署 (IEA) 认为, 对于 500 km 以内的距离, 管道是最经济的氢能输送方式, 每天可输送 500 t, 成本低于 0.25 美元·kg⁻¹ [10]。因此, 基于需求侧划分原则的原地制氢更可行。

3.4. 不同供应规模和碳强度下电制氢的竞争性能水平

依托电力系统支持的电制氢可以有效降低 LCOH, 然而, 碳排放限制决定了煤炭发电机组在电力系统中的支持力度。考虑到配备 CCUS 技术的燃煤发电机组可以有效减少碳排放, 提高制氢的用电比例, 这有利于降低电制氢中的 LCOH。根据中国的低排放氢能标准, 氢能根据碳强度分别为 0~4.9 kg CO₂·(kg H₂)⁻¹、4.9~14.5 kg CO₂·(kg H₂)⁻¹ 和 14.5 kg CO₂·(kg H₂)⁻¹ 以上分为清洁氢能、低碳氢能和低非碳氢能 [17]。图 6 显示了氢碳强度和氢能供应规模对 LCOH 性能的影响, 其中氢碳强度范围为 0~20 kg CO₂·(kg H₂)⁻¹。氢碳强度为 0 表明, 在 RPHS 情况下, 总 CO₂ 排放量不高于 RPS 情况下的总 CO₂ 排放量, 即在制氢过程中不会产生额外的 CO₂ 排放。氢碳强度为 20 kg CO₂·(kg H₂)⁻¹ 表明, 基于 RPHS 生产的氢能的二氧化碳排放量与煤气化产生的二氧化碳排放量相当 [10]。随着氢能供应规模的增加和碳强度的降低, 电制氢的 LCOH 逐渐增加, 在给定的参数范围内波动于 1.4~1.8 美元·kg⁻¹ 之间。此外, 清洁氢气的 LCOH 范围约为 1.6~1.8 美元·

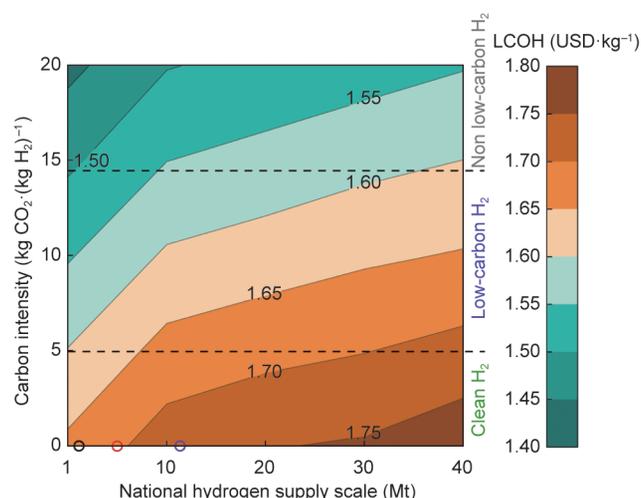


图6. 不同氢碳强度和氢能供应规模下清洁氢能、低碳氢能和低非碳氢能的全国 LCOH 值。

kg⁻¹。在此碳强度水平下, 目前采用 CCUS 技术从煤炭和天然气中生产的氢能的 LCOH 分别为 1.4 美元·kg⁻¹ 和 2.0 美元·kg⁻¹。低碳氢的 LCOH 在 1.5~1.7 美元·kg⁻¹ 之间, 在这个碳强度水平下, 天然气制氢的成本约为 1.4 美元·kg⁻¹。非低碳氢气的 LCOH 在 1.45~1.60 美元·kg⁻¹ 之间, 相比之下, 目前煤制氢的成本约为 1.1 美元·kg⁻¹。就低碳和非低碳氢能而言, 基于所提出的方法的电制氢相对于基于化石燃料制氢在成本上没有竞争力。从氢能供应规模来看, 氢能委员会、中国氢能联盟和国际能源署预计, 到 2030 年, 电制氢规模将分别达到约 12 Mt、5 Mt 和 2 Mt, 相应的氢能生产成本在 1.65~1.75 美元·kg⁻¹ 之间, 如图 6 所示。从能源使用的角度来看, 氢能委员会预测, 到 2030 年, 氢气的 LCOH 可以达到 1.9 美元·kg⁻¹, 以实现氢基钢铁生产的盈亏平衡 [29]。相比之下, 大约 2 美元·kg⁻¹ 和 3 美元·kg⁻¹ 的成本水平可以使氢能分别在乘用车和商业

移动应用中可行。因此，结合供需经济学，基于RPHS的电制氢可以发挥比预期更大的作用。

3.5. 敏感性分析

我们评估了结果对关键因素的敏感性，包括可再生能源发电的比例、可再生能源发电的投资成本、煤炭价格、CCUS投资以及P2H过程的成本和效率。关键假设总结在附录A中表S13。如图7所示，煤炭价格的波动对电制氢的LCOH影响最大，因为它决定了煤电提供的低碳和低成本煤电的水平。其次是P2H技术的发展水平，特别是投资成本和转换效率的水平。再次是CCUS投资成本，它决定了CCUS安装的规模，并影响低碳和低成本煤电的供应水平。可再生能源发电的比例对LCOH的影响最小。与上述参数的影响相反，可再生投资成本的增加略微影响了电制氢的LCOH，而可再生投资成本的降低可以大大降低LCOH。

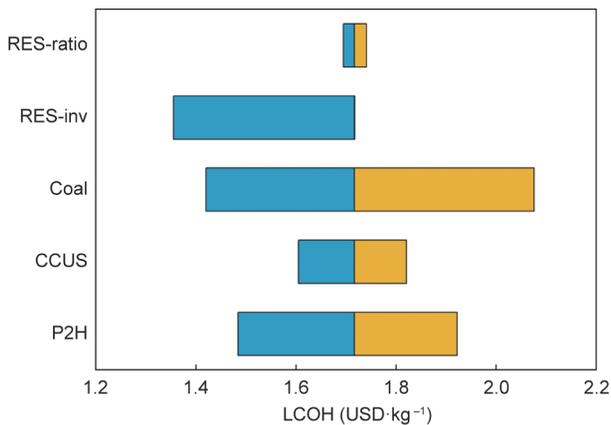


图7. 不同参数下对LCOH的敏感性分析。RES-ratio和RES-inv分别表示可再生能源发电的比例和可再生能源的投资成本。

4. 结论和政策影响

在这项研究中，我们提出了一种基于增量成本原理的RPHS优化策略，用于电制氢。通过与RHP进行比较，验证了所提出方法的有效性。通过多场景比较分析，讨论了CG与CCUS和省级输电合作对降低LCOH的贡献。使用不同的氢能供应规模、氢能需求分布和碳强度验证了该策略在关键参数或约束条件下的性能。

这一分析产生了几项关键结果。首先，在省级氢能需求差异化的前提下，电制氢发展机制可以有效地降低省级清洁氢能的生产成本，而不是纯RHP，这可以为风能或太阳能资源不足的省份发展电制氢提供解决方案。其次，我们探讨了省级合作在依靠跨省输电增强国家清洁氢能供

应能力方面的作用，这主要是通过提高可再生能源、火力发电机组和P2H技术的利用效率来实现的。从制氢成本的角度来看，在可再生资源丰富的地区增加氢能开发力度会略有优势；然而，考虑到许多重大项目都集中在可再生资源丰富的地区，这个优势并没有想象中那么大。最后，基于所提出的机制生产的电制氢在清洁氢能生产方面相对于化石燃料制氢仅具有成本竞争力。然而，从需求的角度来看，这可能会发挥比预期更大的作用。

此外，电制氢开发机制可以使电力系统受益。在中国于2021年提出的新电力系统的背景下[30]，可再生能源发电的比例已成为一个重要指标。到2021年年底，中国可再生能源发电量达到 1×10^{12} kW·h，占总发电量的12%。在建设新的电力系统时，到2030年可再生能源发电应占20%以上[31]，到2060年应占50%以上[32]。在可再生能源发电的约束下，将电制氢用作电力系统中灵活可控的负载可以显著提高新能源的消耗。此外，低碳电制氢的约束有利于反向促进CCUS技术的普及和火电利用水平的提高，这不能简单地通过增加可再生能源指标来实现。

致谢

本工作得到了国家杰出青年科学基金(52325703)、博士后创新人才支持计划(BX20220066)、中国博士后科学基金(2022M720709)和电力系统运行与控制国家重点实验室(SKLD23KM06)的支持。

Compliance with ethics guidelines

Guangsheng Pan, Wei Gu, Zhongfan Gu, Jin Lin, Suyang Zhou, Zhi Wu, and Shuai Lu declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.05.014>.

Nomenclature

Indices and sets

p, Ξ

Index and set of provinces

m, M	Index and set of CG, PV, WT, ES, P2H, HS, AC line, and DC line	$c_{p,i}^{INV_CG}$	mission line between provinces p and q Unit investment cost of the i th cluster CG in province p
i, X^p	Index and set of clustered CGs in province p	$c_{p,i}^{INV_CCUS}$	Unit investment cost of the CCUS equipped on the i th cluster CG in province p
q, Γ^p	Index and set of transmission lines connected to province p	$c_p^{O\&M_WT/PV}$ $c_{pq}^{O\&M_AC/DC}$	Unit O&M costs of WT/PV in province p Unit O&M costs of the AC/DC transmission line between provinces p and q
Γ_{sr}^p	a subset of Γ^p representing the power outflow/inflow from p to q	$c_{p,i}^{O\&M_CG}$	Unit O&M cost of the i th cluster CG in province p
t, T	Index and set of time period	$c_p^{O\&M_ESP/ESE}$	Unit power/energy O&M cost of ES systems in province p
τ	Index of auxiliary period for CG	$c_{p,i}^{CG/SU}$	Unit fuel/startup cost of the i th cluster CG in province p
Functions		$c_p^{INV_P2H/HS}$	Unit investment cost of P2H/HS in province p
$Cost_p^{RPHS/RPS}$	Annual cost of RPHS/RPS in province p	$c_p^{O\&M_P2H/HS}$	Unit O&M costs of P2H/HS in province p
$Cost_p^E$	Annual cost of power-related RPHS in province p	C_p^{PV/WT_MAX}	Maximum installed capacities of PV/WT in province p
$Cost_p^H$	Annual cost of hydrogen-related RPHS in province p	C_{pq}^{AC/DC_MAX}	Maximum installed AC/DC transmission capacity between provinces p and q
$Cost_p^{INV_E}$	Annual investment cost of power-related RPHS in province p	C_p^{PV/WT_exist}	Existing installed capacity of PV/WT in province p
$Cost_p^{O\&M_E}$	Annual O&M cost of the power-related RPHS in province p	$C_{p,i}^{CG_exist}$	Existing installed capacity of the i th cluster CG in province p
$Cost_p^{OP_E}$	Annual operating cost of power-related RPHS in province p	C_{pq}^{AC/DC_exist}	Existing AC/DC transmission capacity between provinces p and q
$Cost_p^{INV_H}$	Annual investment cost of hydrogen-related RPHS in province p	C_p^{HG/NG_exist}	Existing HG/NG capacity in province p
$Cost_p^{O\&M_H}$	Annual O&M cost of hydrogen-related RPHS in province p	$D_{p,t}^E$	Electric load in province p at time t
$E_p^{RPHS_CCUS}$	Annual carbon emissions of the RPHS with CCUS technology in province p	D_p^H	Annual hydrogen demand in province p
$E_p^{RPS_CCUS}$	Annual carbon emissions of the RPS with CCUS technology in province p	e_i^{CG}	Carbon emission of the unit i th cluster CG in province p
E_p^{RPHS}	Annual carbon emissions of the RPHS without CCUS technology in province p	$\rho_{p,t}^{PV/WT}$	Unit output curves of PV/WT in province p at time t
E_p^{RPS}	Annual carbon emissions of the RPS without CCUS technology in province p	$h^{NG/HG}$	Annual utilization hours of NG and HG in province p
$LCOH_p$	LCOH in province p	$T_i^{ON/OFF}$	Minimum on/off time periods of i th cluster CG
Parameters		$N_{p,i}^{CG}$	Number of the i th cluster CG in province p
Δt	Time interval	$R^{d/w/p}$	Forecasting errors of the electric load/WT output/PV output
κ^m	Capital recovery factor of equipment m	$\alpha_i^{Ru/Rd}$	Maximum upward/downward ramping ratio to online capacity of i th cluster CG
N^m	Lifetime of equipment m	η^{P2H}	P2H conversion efficiency
dr	Discount rate		
$c_p^{INV_WT/PV}$	Unit investment cost of WT/PV in province p		
$c_p^{INV_ESP/ESE}$	Unit power and energy investment cost of ES in province p		
$c_{pq}^{INV_AC/DC}$	Unit investment cost of the AC/DC trans-		

$\eta^{ES+/-}$	ES charging/discharging efficiency
ϕ	Ratio of the annual renewable power generation to the annual power demand
λ_i^{CG}	Minimum power generation levels of i th cluster CG
λ^{NG}	Minimum power generation levels of NG
λ^{CCUS}	Capture rate of CCUS
ρ^{CCUS}	Required power for per tonne CO ₂ capture and storage
γ	Basic energy consumption rate of CCUS
θ	Carbon intensity of electrolytic hydrogen

Variables

$C_p^{WT/PV}$	Newly installed capacity of PV/WT in province p
$C_{pq}^{AC/DC}$	Newly installed AC/DC transmission capacity between provinces p and q
$C_{p,i}^{CG}$	Newly installed power capacity of the i th cluster CG in province p
$C_{p,i}^{CCUS}$	Newly installed CCUS capacity of the i th cluster CG in province p
$C_{p,i}^{CG_CCUS}$	Capacity of the i th cluster CG with CCUS in province p
$C_p^{ESP/ESE}$	Newly installed ES power/energy capacity in province p
$C_p^{P2H/HS}$	Newly installed power capacity of the P2H/HS in province p
$P_{p,i,t}^{CG}$	Power output of the i th cluster CG in province p at time t
$P_{p,i,t}^{CG_CCUS}$	Power output of the i th cluster CG with CCUS in province p at time t
$P_{p,i,t}^{CG_CCUS*}$	Net power output of the i th cluster CG with CCUS in province p at time t
$P_{p,t}^{PV/WT}$	Power output of PV/WT in province p at time t
$P_{p,t}^{HG/NG}$	Power output of HG/NG in province p at time t
$P_{p,t}^{P2H}$	Power consumed by P2H in province p at time t
$P_{p,t}^{ES+/-}$	Charging/discharging power of the ES system in province p at time t
$P_{pq,t}^{AC}$	Transmission power of AC transmission line between provinces p and q at time t
$P_{pq,t}^{DCs}$	Transmission power of DC transmission line from province p to q at time t

$P_{pq,t}^{DCr}$	Transmission power of DC transmission line from province q to p at time t
$S_{p,t}^{ES}$	Stored electricity of ES in province p at time t
$r_{p,t}^{ES}$	Reserve power of ES in province p at time t
$O/SU/SD_{p,i,t}^{CG}$	Online/startup/shutdown capacity of i th cluster CG without CCUS in province p at time t
$O/SU/SD_{p,i,t}^{CG_CCUS}$	Online/startup/shutdown capacity of i th cluster CG with CCUS in province p at time t

References

- [1] Hydrogen scaling up. Report. Brussels: Hydrogen Council; 2017.
- [2] Brandon NP, Brandon JJ. Hydrogen for a net-zero carbon world. *Engineering* 2023;29:8–10.
- [3] Hydrogen for net-zero. Report. Brussels: Hydrogen Council; 2021.
- [4] Yedinak EM. The curious case of geologic hydrogen: assessing its potential as a near-term clean energy source. *Joule* 2022;6(3):503–8.
- [5] Rosenow J, Lowes R. Will blue hydrogen lock us into fossil fuels forever? *One Earth* 2021;4(11):1527–9.
- [6] Global hydrogen demand by sector in the net zero scenario, 2020–2030. Report. Paris: International Energy Agency; 2021.
- [7] The implementation plan on promoting high-quality development of new energy in the new era. Report. Beijing: National Development and Reform Commission; National Energy Administration; 2022. Chinese.
- [8] Zhang R. [Multiple implications of time-of-use pricing policy]. Report. Beijing: Economic Daily; 2021 Aug. Chinese.
- [9] Global hydrogen review 2022. Report. Paris: International Energy Agency; 2022.
- [10] The future of hydrogen. Report. Paris: International Energy Agency; 2019.
- [11] Guerra OJ, Eichman J, Kurtz J, Hodge BM. Cost competitiveness of electrolytic hydrogen. *Joule* 2019;3(10):2425–43.
- [12] Reichelstein SJ, Glenk G. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat Energy* 2019;4:216–22.
- [13] Song S, Lin H, Sherman P, Yang X, Nielsen CP, Chen X, et al. Production of hydrogen from offshore wind in China and cost-competitive supply to Japan. *Nat Commun* 2021;12:6953.
- [14] Pan G, Gu W, Hu Q, Wang J, Teng F, Strbac G. Cost and low-carbon competitiveness of electrolytic hydrogen in China. *Energy Environ Sci* 2021;9:4868–81.
- [15] Parkinson B, Balcombe P, Speirs JF, Hawkes AD, Hellgardt K. Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. *Energy Environ Sci* 2019;12:19–40.
- [16] Bruninx K, Moncada JA, Ovaere M. Electrolytic hydrogen has to show its true colors. *Joule* 2022;6(11):2437–40.
- [17] Opportunities for hydrogen production with CCUS in China. Report. Paris: International Energy Agency; 2022.
- [18] Sweerts B, Pfenninger S, Yang S, Folini D, van der Zwaan B, Wild M. Estimation of losses in solar energy production from air pollution in China since 1960 using surface radiation data. *Nat Energy* 2019;4:657–63.
- [19] Gelarao R, McCarty W, Suárez MJ, Todling R, Molod A, Takacs L, et al. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). *J Clim* 2017;30(14):5419–54.
- [20] Pfenninger S, Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 2016;114:1251–65.
- [21] Staffell I, Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy* 2016;114:1224–39.
- [22] Notice on doing a good job in the signing of medium- and long-term electric power contracts in 2021. Report. Beijing: National Development and Reform Commission; 2020. Chinese.
- [23] Shu Y, Zhang L, Zhang Y, Wang Y, Lu G, Yuan B, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry. *Strategic Study CAE* 2021;

- 23(6):1–14.
- [24] Chen X, Liu Y, Wang Q, Lv J, Wen J, Chen X, et al. Pathway toward carbon-neutral electrical systems in China by mid-century with negative CO₂ abatement costs informed by high-resolution modeling. *Joule* 2021; 5(10): 2715–41.
- [25] Zhuo Z, Du E, Zhang N, Kang C. Cost increase in the electricity supply to achieve carbon neutrality in China. *Nature Commun* 2022;13:3172.
- [26] Du E, Zhang N, Kang C, Xia Q. A high-efficiency network-constrained clustered unit commitment model for power system planning studies. *IEEE Trans Power Syst* 2019;34(4):2498–508.
- [27] Armijo J, Philibert C. Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: case study of Chile and Argentina. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45(3):1541–58.
- [28] Technical targets for hydrogen production from electrolysis. Report. Washington, DC: US Department of Energy; 2020.
- [29] Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. Report. Brussels: Hydrogen Council; 2020.
- [30] [China's hydrogen energy and fuel cell industry white paper 2019]. Report. Beijing: China Hydrogen Alliance; 2019. Chinese.
- [31] Blue paper on the development of a new electric power system (draft for consultation). Report. Beijing: National Energy Administration; 2023.
- [32] Shu Y, Zhao Y, Zhao L, Qiu B, Liu M, Yang Y. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality. *Proc CSEE* 2023; 43(5):1663–72.