

考虑碳捕集的多氢源区域能源系统 低碳模型研究

严松竹, 荣娜, 宋强

贵州大学电气工程学院, 贵州 贵阳

收稿日期: 2023年8月30日; 录用日期: 2023年10月4日; 发布日期: 2023年10月11日

摘要

为了解决现有模型分析区域能源系统氢能发展存在氢源单一导致碳排放定量分析困难的问题, 本文在一个多部门的能源系统技术仿真模型(EnergyPLAN)基础上, 增加考虑煤制氢耦合碳捕集技术, 兼顾电解水制氢以及氢的储能特性, 提出了一种适用于省级能源系统的多氢源耦合碳捕集技术低碳模型。以一个省级能源系统为例, 通过预设的政策情景、净零情景和氢能联盟情景等三种潜在的氢能发展情景, 分析了该省2021至2030年不同氢能渗透率下能源系统的碳排放、稳定性、结构以及成本。结果初步表明, 所提含煤制氢耦合碳捕集技术的区域能源系统模型能够有效模拟该省各氢能情景下能源系统低碳发展路径, 氢能发展能够提升能源系统的稳定性、改善能源系统结构和减少碳排放。

关键词

碳捕集, 区域能源系统, 电解水, 多氢源, 碳排放

Research on Low Carbon Model of Multi Hydrogen Source Regional Energy System Considering Carbon Capture

Songzhu Yan, Na Rong, Qiang Song

Department of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang Guizhou

Received: Aug. 30th, 2023; accepted: Oct. 4th, 2023; published: Oct. 11th, 2023

Abstract

In order to solve the problem that the existing model analysis of regional energy system hydrogen

energy development has a single hydrogen source, which leads to the difficulty in quantitative analysis of carbon emissions, on the basis of a multi-sector energy system technology simulation model (EnergyPLAN), this paper adds the consideration of coal hydrogen production coupled carbon capture technology, taking into account the water electrolysis hydrogen production and hydrogen energy storage characteristics, and proposes a low-carbon model of multi hydrogen source coupled carbon capture technology suitable for provincial energy systems. Taking a provincial energy system as an example, the carbon emissions, stability, structure and cost of the energy system under different hydrogen penetration rates from 2021 to 2030 in the province are analyzed through three potential hydrogen development scenarios, including the preset policy scenario, the net zero scenario and the hydrogen alliance scenario. The preliminary results indicate that the proposed regional energy system model using coal-based hydrogen production coupled carbon capture technology can effectively simulate the low-carbon development path of the energy system in various hydrogen energy scenarios in the province. Hydrogen energy development can enhance the stability of the energy system, improve the structure of the energy system, and reduce carbon emissions.

Keywords

Carbon Capture, Regional Energy Systems, Water Electrolysis, Multi Hydrogen Source, Carbon Emission

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近年来,全球变暖和能源危机频发正推动世界朝着绿色和可持续增长的方向发展[1] [2]。绿色氢能作为一种能量密度高、环境友好、易于存储的清洁能源[3],将在持续增长的可再生发电量与难以电气化的行业之间起到纽带的作用,助力构建多能互补的区域能源系统,提高能源利用效率[4] [5]。

目前,对能源系统中氢能耦合可再生能源已有较多研究。Field [6]等人、Klößner [7]等人、Hoseok [8]等人和 Song [9]等人对于美国、德国、韩国和中国等地区区域能源系统的研究证明了发展氢能实现能源系统脱碳的可行性。与此同时,任洲洋[10]等人、王文焯[11]等人和李颢然[12]等人也针对中国一定规模的能源系统氢能耦合可再生能源进行研究,得出了一致结论:加快氢能的综合利用将有效抑制高比例风光接入系统弃能升高,提高系统运行的经济性和低碳性。此外,对于氢能产业发展初期制氢成本高昂,一定程度上制约了氢能应用和普及的问题,部分学者进行了相关研究。Li [13]等人和 Fan [14]等人的研究表明:煤制氢耦合碳捕集(CCS)技术后,碳足迹将明显减少,并建议在可再生能源取得突破之前,应当推动 CCS 耦合煤制氢的发展,以满足日益增长的氢气需求。然而,前述研究只关注可再生能源制氢或者煤制氢,忽略了不同氢源的耦合和引入 CCS 技术对氢能产业链发展前期产生的有利影响。

EnergyPLAN 是奥尔堡大学开发的能源系统仿真分析模型[15],能够对区域能源系统进行以小时为步长、年为时间尺度的优化分析。该模型内部策略为启发式、逐时段平衡方法,更适合用于分析大规模能源系统,如省级和国家级[16]。然而 EnergyPLAN 的制氢模型只考虑了电解水,这将导致在固定氢负荷情况下,当风电、光伏发电不足以满足电解槽耗电需求时,系统会提高火电机组的发电量从而导致制氢成本的升高和碳排放的增加。

鉴于此，本文在 EnergyPLAN 模型的基础上，增加煤制氢耦合 CCS 技术，兼顾电解水制氢以及氢的储能特性，提出了一种适用于省级区域能源系统的多氢源耦合碳捕集技术的能源系统低碳模型，并以西南某省为算例开展了省级能源系统多种情景定量分析，表明了所提模型的有效性。

2. 多氢源耦合碳捕集技术的能源系统模型

2.1. 模型架构

本文所提的模型架构如图 1 所示，EnergyPLAN 中定义的部门间能量流转换关系请参考文献[15]，本文不再赘述。本研究构建了能源系统的参考模型和输入数据模型，增加了化石燃料制氢来完善贵州省氢能发展路径，同时加入 CCS 技术来降低化石燃料制氢对系统碳排放的影响。将能源系统未来 10 年氢能发展水平设定为占终端能源消费的一定比例和各个用能部门的渗透率，通过优化能源系统平衡策略达到技术最优或者经济最优，从而分析不同氢能渗透率对能源系统结构、稳定性、碳排放和成本的影响，是本文的主要研究手段。

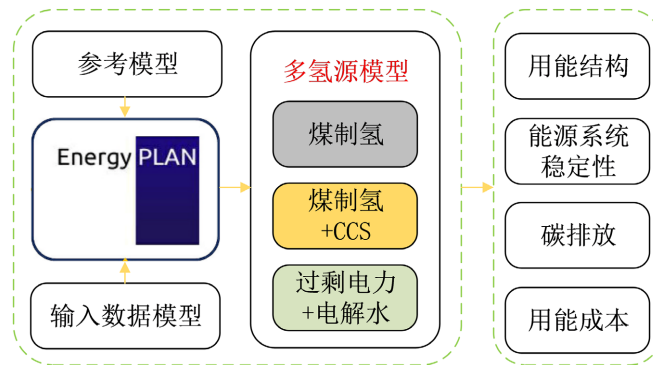


Figure 1. Model architecture
图 1. 模型架构

2.2. 输入数据模型

EnergyPLAN 模型输入端涵盖电、热、气、氢、石油、燃煤等多个方面，可主要分为电力、工业及其它和交通三大用能部门。基于模型可内部仿真优化的特性，本文仅建立各部门输入数据的数学模型以作补充。

电力部门首先应满足电力需求不得超过电力供应能力，其中电力需求包含本地用电 $E_{x,y,t}$ 和电力出口 $E_{exp,x,y,t}$ 两种，电力平衡可通过式(1)表示。电力需求与地方 GDP 密切相关，可使用弹性系数法对电力需求进行预测，如式(2)所示。

$$E_{exp,x,y,t} + \sum_j E_{j,x,y,t} \leq \sum_f E_{f,g,y,t} \tag{1}$$

$$E_{j,x,y,t} = E_{j,x,y-1,t} (1 + tx_{j,y} GDP_y) \tag{2}$$

式中：exp 为电力出口；j 为用能部门；f 为发电种类；tx 为弹性系数。

与电力部门相仿，工业及其它用能部门也需要满足供需关系，如式(3)所示。供热量受供热时长影响，如式(4)所示。

$$\sum_j G_{j,x,y,t,m} \leq \sum_j G_{j,g,y,t,m} \tag{3}$$

$$ht_{\min} \times PH_y \leq heat_{y,t} \leq ht_{\max} \times PH_y \quad (4)$$

式中： m 为能源种类； ht_{\min} 和 ht_{\max} 分别为供热时长上下限； $heat$ 为供热量。

交通部门输入数据预测需要对每年汽车增速以及新能源汽车增速作出假设，各燃料汽车数量如式(5)所示，燃料消耗量如式(6)所示。

$$car_{k,y} = car_{k,y-1} \times (1 + carz_{k,y}) \quad (5)$$

$$energy_{k,y} = L_{k,y} \times car_{k,y} \times carc_{k,y} \quad (6)$$

式中： car 为汽车保有量； $carz$ 为汽车增长率； k 为燃料种类； $energy$ 为耗能量； L 为年行驶里程； $carc$ 为汽车平均能耗量。

2.3. 多氢源及碳排放模型

EnergyPLAN 模型内部提供的制氢方式为电解水制氢，默认的能量转换效率 η 为 73%。考虑到实际区域能源系统制氢方式的多样性，本文在此模型的基础上加入了煤制氢并耦合 CCS，所提多氢源模型能流如图 2 所示，包括水电、风电、光伏、煤电和电储能等。制氢方式分为煤制氢、煤制氢 + CCS 和电解水制氢三种，以便于根据系统需求和成本合理分配制氢比例。

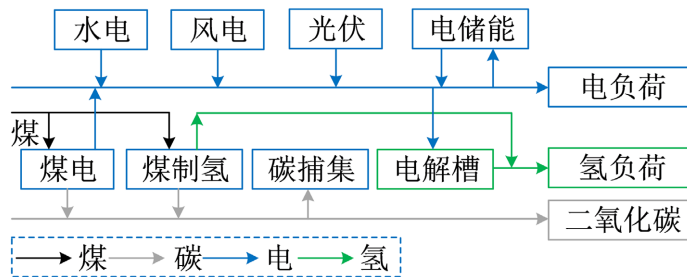


Figure 2. Multi hydrogen source model structure
图 2. 多氢源模型结构

氢气供应量 $H_{2,g,y,t}$ 由电解水制氢量 $H_{2,g,ele,y,t}$ 、煤制氢 + CCS 制氢量 $H_{2,g,ccs,y,t}$ 和煤制氢量 $H_{2,g,coal,y,t}$ 三个部分组成，并且能源系统应当满足系统的氢气供应能力大于氢需求，氢气平衡可以用式(7)表示。能源系统的年度成本 C_y 由运维成本 $c_{om,y,t}$ 、年度投资成本 $c_{inv,y,t}$ 、燃料成本 $c_{fuel,y,t}$ 、二氧化碳排放成本 $c_{co2,y,t}$ 和收入 $inc_{y,t}$ 构成，如式(8)所示。能源系统年度投资成本由贴现率 r 、设备使用年限 n 以及总投资 $C_{inv,y,t}$ 计算可得，如式(9)所示。

$$\sum_i H_{2,x,i,y,t} = H_{2,x,y,t} \leq H_{2,g,y,t} = \sum_i H_{2,g,i,y,t} \quad (7)$$

$$C_y = \sum_t (c_{om,y,t} + c_{inv,y,t} + c_{fuel,y,t} + c_{co2,y,t} - inc_{y,t}) \quad (8)$$

$$c_{inv,y} = \sum_t \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} C_{inv} \quad (9)$$

式中：下标 i 为制氢方式； y 为仿真年份； t 为仿真步长； g 和 x 分别为表示供应和需求；本文贴现率 r 统一取 6% [17]。

本研究假设能源系统总氢气供应量中通过电解水产生的这一部分氢气由需出口电力电解水提供。需出口电力 $E_{exp,y}$ 由电解水耗电量 $E_{ele,y}$ 与过剩电力 $E_{rem,y}$ 组成，如式(10)所示。电解水耗电量和电解槽小时

功率能够通过电解水制氢量计算, 如式(11)所示。由于电解槽功率的限制, 电解水制氢量应有上下限, 如式(12)所示。

$$E_{\text{exp},y} = E_{\text{rem},y} + E_{\text{ele},y} \quad (10)$$

$$E_{\text{ele},y} = \sum_t P_{\text{ele},y,t} = \sum_t H_{2,\text{ele},y,t} / \eta \quad (11)$$

$$0 \leq \sum_t H_{2,\text{ele},y,t} \leq \sum_t P_{\text{ele},\text{max}} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{ele},y,t}$ 和 $P_{\text{ele},\text{max}}$ 分别为电解槽瞬时功率和最大功率。

EnergyPLAN 模型内部考虑了电解槽的投资和运维成本, 故本文不再赘述, 电解槽耗电成本如式(13)所示。

$$C_{\text{ele},y} = \sum_t P_{\text{ele},y,t} \times c_{e,y,t} \quad (13)$$

式中: $c_{e,y,t}$ 为分时电价。

本研究中用于制氢的煤炭消耗量 $Q_{\text{coal},y}$ 可通过式(14)计算, 由于碳捕集设备和煤制氢设备的功率限制, 煤制氢量以及煤制氢 + CCS 制氢量应满足相应约束, 如式(15)、(16)所示。煤制氢能源转换效率 α 为 44%~75% [18], 本文取 57%。

$$Q_{\text{coal},y} = \left(\sum_t H_{2,\text{CCS},y,t} + H_{2,\text{coal},y,t} \right) / \alpha \quad (14)$$

$$0 \leq \sum_t H_{2,\text{CCS},y,t} \leq \sum_t P_{\text{CCS},\text{max}} \quad (15)$$

$$0 \leq \sum_t H_{2,\text{coal},y,t} \leq \sum_t P_{\text{coal},\text{max}} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{CCS},\text{max}}$ 和 $P_{\text{coal},\text{max}}$ 分别为碳捕集设备和煤制氢设备的最大功率。

煤制氢过程中二氧化碳量的产生量 $CO_{2,\text{pro},y}$ 如式(17)所示。二氧化碳捕集量 $CO_{2,\text{CCS},y}$ 如式(18)所示。二氧化碳排放量 $CO_{2,\text{em},y}$ 由式(19)确定。

$$CO_{2,\text{pro},y} = \sum_t \left\{ \sum_{h=1}^N \left[M_{\text{coal},h,y,t} \times C_{\text{CO}_2,h,\text{m},y,t} - \left(M_{\text{w},h,y,t} \times C_{\text{CO}_2,h,\text{w},y,t} \right) \right] \right\} \quad (17)$$

$$CO_{2,\text{CCS},y} = \sum_t H_{2,\text{CCS},y,t} / H_{\text{LHV}} \times \lambda \quad (18)$$

$$CO_{2,\text{em},y} = CO_{2,\text{pro},y} - CO_{2,\text{CCS},y} \quad (19)$$

式中: $M_{\text{coal},h,y,t}$ 和 $M_{\text{w},h,y,t}$ 分别为第 h 个制氢装置原料投入量和残渣量; $C_{\text{CO}_2,h,\text{m}}$ 和 $C_{\text{CO}_2,h,\text{w}}$ 分别为第 h 个制氢装置原料含碳量和残渣含碳量; 氢气的低位热值 H_{LHV} 取 119.93 MJ/kg [19], 即 33.31 TWh/Mt; 煤制氢技术的碳足迹 λ 约为 20 kg $\text{CO}_2/\text{kg H}_2$ [20]。

碳捕集成本由模型内部确定, 此处不再计入煤制氢成本。煤制氢系统总成本 $C_{\text{coal},y}$ 由煤制氢成本 $C_{\text{coal-h},y}$ 和碳成本 $C_{\text{CO}_2,y}$ 构成, 如式(20)所示。煤制氢成本和碳成本分别由式(21)、(22)确定。

$$C_{\text{coal},y} = C_{\text{CO}_2,y} + C_{\text{coal-h},y} \quad (20)$$

$$C_{\text{coal-h},y} = \left(Q_{\text{coal},y} \sum_t c_{\text{coal},y,t} / q \right) / b \quad (21)$$

$$C_{\text{CO}_2,y} = CO_{2,\text{em},y} \sum_t c_{\text{CO}_2,y,t} / q \quad (22)$$

式中： b 为煤制氢的过程中煤炭作为原材料占总成本的系数，取 36.9% [21]； q 为年步长数，取 8784 [15]； $c_{\text{coal},y,t}$ 为单位煤炭成本，采用模型内部数据； $c_{\text{CO}_2,y,t}$ 为单位碳排放成本。

3. 区域能源系统氢能情景构建及模型验证

3.1. 情景设定

本文以 2030 年为目标年，制定了三个不同氢能应用程度的能源系统情景和一个基础情景进行模拟计算。

1) 参考研究地区政府发布的“十四五”氢能产业发展规划，结合国家发改委氢能产业发展中长期规划(2021~2035 年)并作出相应假设，创建了政策情景(PS)。

2) 引入国际能源署(IEA)的《2050 年实现零排放：全球能源部门路线图》，该路线图预测在《巴黎协定》全球温升 1.5℃ 目标下，2030 年氢能源在终端能源消费中所占的比例为 2%，以此制定了净零排放情景(NZS)。

3) 中国氢能联盟 2019 年发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计，到 2030 年，我国氢气需求量将达到 $3500 \times 10^4 \text{ t}$ ，在终端能源消费中占比 5%，据此制定了中国氢能联盟情景(NHS)。

4) 基础情景(BS)，即不考虑氢能应用的情况。根据“消费者责任制” [22]，外送能源(特别是电力)产生的碳排放不在本研究范围内计算。各情景的边界条件见表 1。

Table 1. Boundary conditions under different scenarios
表 1. 不同情景下的边界条件

Scen.	2030
BS	采用基础预测数据，不考虑氢能应用
PS	氢产能超 1 万吨/年，氢燃料电池车超 1000 辆，氢能源在终端能源消费中所占的比例为 1%
NZS	氢能源在终端能源消费中所占的比例为 2%
NHS	氢能源在终端能源消费中所占的比例为 5%

氢作为一种新的能源载体和燃料可能需要几十年的时间才能显著渗透到现有的能源结构中。因此，本文根据《全球氢能审查 2021》 [23] 的研究结果和预测数据，为了提高研究数据的敏感度，选取了氢能渗透率较高的几个行业的渗透率作为氢能情景供需关系的建立依据，三种程度的氢能应用情景的供需关系如图 3 所示。

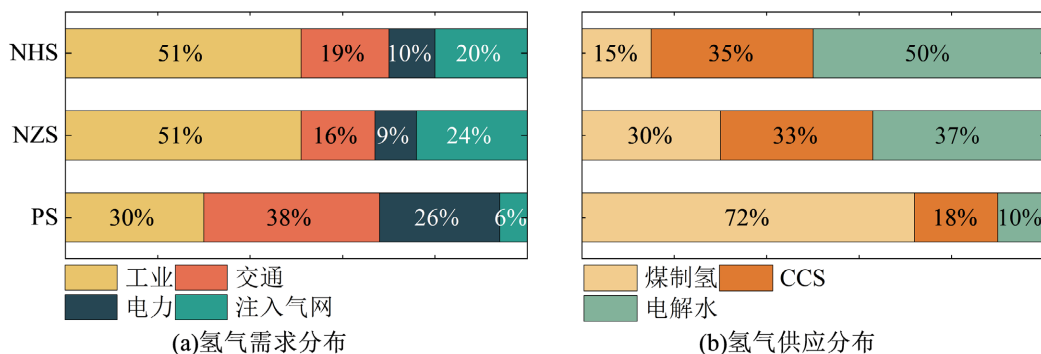


Figure 3. Hydrogen demand and supply distribution
图 3. 氢气需求及供应分布

3.2. 模型验证

为了校准模型并确保其准确反映现实,本文基于 2020 年西南某省域能源系统的实际技术经济数据建立了参考模型。能源系统生产和消费数据、火力发电厂和可再生能源发电装机容量以及发电量均来自于该省政府部门和《中国能源统计年鉴 2021》[24]。相关数据在表 2、表 3 中列出。

Table 2. The installed capacity of electricity in the province in 2020

表 2. 该省 2020 年电力装机容量

类别	装机容量 MW	发电量 TWh
水电	22,810	83.1
风电	5800	9.7
光伏发电	10,570	4.5
火电	34,690	133.2
天然气	556	1.9
生物质	354	1.2

Table 3. Comparison between reference model and actual energy system

表 3. 参考模型与实际能源系统对比

主要输出指标	实际系统	参考模型	偏差
二氧化碳排放量(Mt/年)	220	217.89	-0.96%
一次能源供应量(TWh/年)	942.4	923.63	-1.99%
煤炭(TWh/年)	645.21	628.29	-2.62%
石油(TWh/年)	144.53	147.49	2.05%
天然气(TWh/年)	41.29	41.64	0.85%
可再生能源发电量(TWh/年)	97.3	98.42	1.15%

参考模型的核心输出指标包含该省每年的二氧化碳排放量、一次能源消耗量、化石燃料消耗量和可再生能源生产量。将参考模型的核心输出指标与 2020 年该省能源系统的实际数据进行对比,结果已在表 3 中列出。其中,煤炭消耗量偏差最大,为-2.62%;二氧化碳排放量和天然气供应量偏差较小,偏差值均低于 1%,其余数据差异均在 1%~2%。可以认为该模型的最大误差是有限的,能够比较准确地描绘该省域能源系统。

4. 案例分析

4.1. 输入数据

对于该省域能源系统 2021 年至 2030 年的总体发展,本文采用了相关地区十四五规划的政策目标数据,并结合《中国能源统计年鉴 2021》以及该省统计年鉴中的统计数据作为该省域能源系统(2021-2030 年)的基础输入数据。由于所需数据量较大,一部分数据不能从这些资料中获取。故本文从当地政府部门获取了一些数据,并做了一定的假设进行建模,详细数据见附录表 A1。

4.2. 多氢源模型对能源系统发展的影响

本节介绍 2021~2030 年不同情景下电力平衡关键指标的模拟结果, 如图 3 所示。电力平衡中的需出口电量 Exp 、临界过剩电力 $CEEP$ 和可出口电量 $EEEEP$ 等指标可用来评估能源系统的稳定性, 指标值越低, 电力系统稳定性越强。三者的关系如公式(23)所示。

$$Exp_{y,t} = CEEP_{y,t} + EEEP_{y,t} \quad (23)$$

BS 情景下, 随着可再生能源电力渗透率提升, 临界过剩电力与可出口电力呈逐年增加的趋势。到 2030 年, 二者将分别达到 7.57 TWh 和 32.69 TWh, 占该省电力生产的 1.58% 和 7.98%, 如图 4 所示。随着电解槽容量的进一步提升, NHS 情景下的 Exp 将在 2027 年达到峰值 13.25 TWh, 到 2030 年减少为 7.03 TWh, 如图 5 所示。

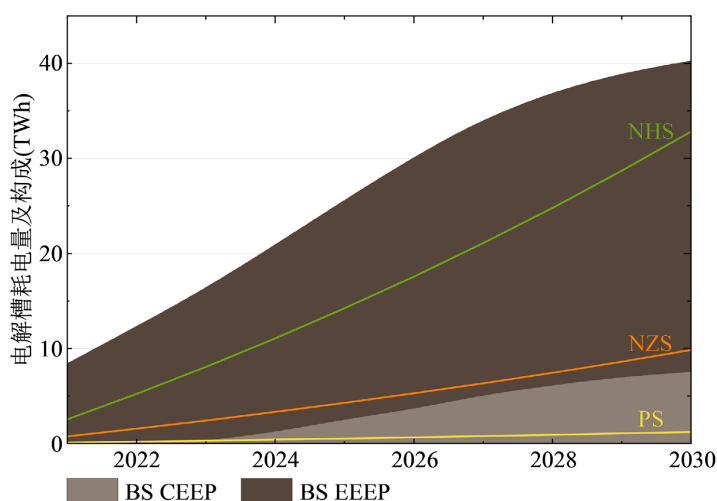


Figure 4. Composition of electrolytic power consumption in different scenarios
图 4. 不同情景电解槽耗电量构成

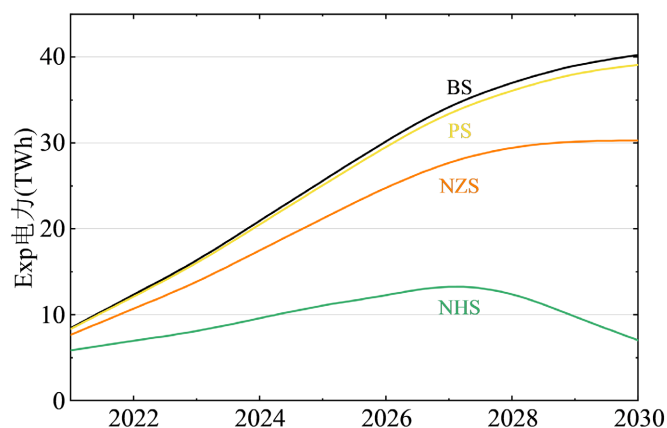


Figure 5. Exp power trends
图 5. 需出口电力趋势

从电力生产的角度来看, BS 情景下的 2030 年该省 Exp 为 40.26 TWh, 占电力生产的 9.82%, 相较于 2021 年的 3.44% 增长了 2.85 倍。BS、PS、NZS 和 NHS 四种情景的 Exp 占比分别在 2029、2029、2028 和 2027 年迎来转折点, 如图 6 所示。模拟结果表明随着电解槽容量升高, Exp 的占比将逐渐降低。

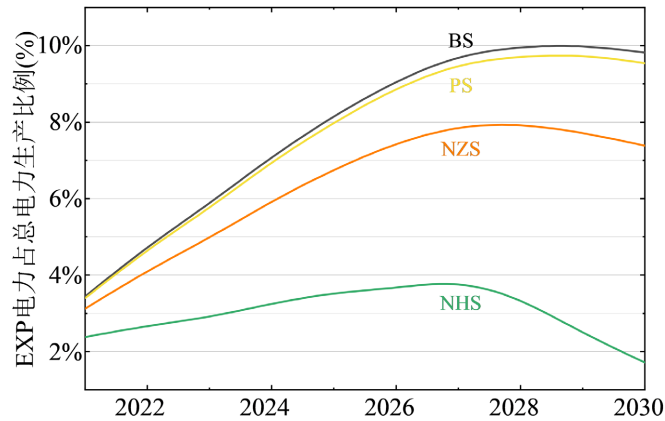


Figure 6. Trend of Exp electricity as a proportion of total electricity production
图 6. 需出口电力占总电力生产比例趋势

本研究将该省域能源系统的一次能源供应划分交通、工业及其它和电力三个部门。2021~2030 年各部门一次能源供应变化如附录图 A1 所示。PS、NZS 和 NHS 情景的工业及其它用能部门的氢能分别为 3.45 TWh、14.37 TWh 和 34.01 TWh，总能耗分别为 585.76 TWh、580.56 TWh 和 569.5 TWh。PS、NZS 和 NHS 情景的电力部门的氢能分别为 2.49 TWh、3.64 TWh 和 4.79 TWh，在总能源供应量与工业及其它部门相似的情况下，电力部门的氢能比例进一步降低。

此外，根据模拟结果(图 7)，NHS 情景 2030 年的可再生能源发电量为 216.89 TWh，占终端能源消费量的 22.68%。与 NHS 情景相比，PS 情景 2030 年可再生能源发电量为 185.2 TWh，占终端能源消费的 19.34%。

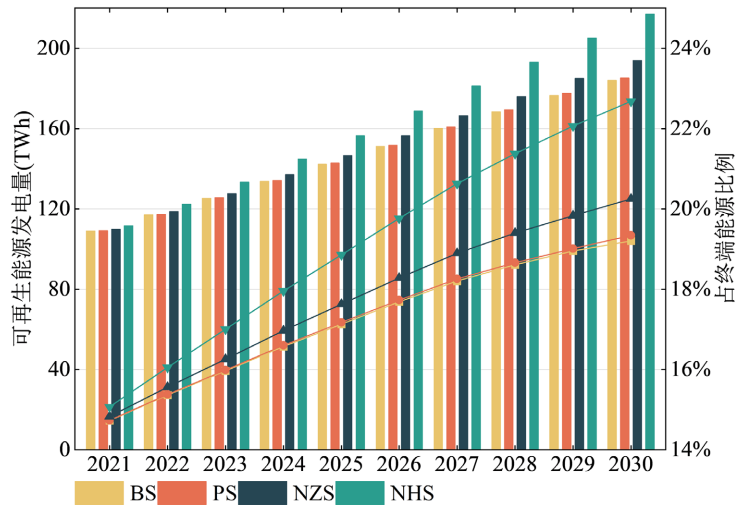


Figure 7. Renewable energy generation capacity and proportion under each scenario
图 7. 各情景下可再生能源发电量及占比

基础场景及三种氢能场景 2021~2030 年 CO₂ 年排放量如图 8(a)所示。模拟结果显示 NHS 场景下二氧化碳排放量在 2029 年达到峰值 277.27 Mt，之后开始下降。除 NHS 情景外，其余场景在研究期间均无法达到碳排放峰值。

本研究从氢能制取环节中的 CCS 和应用领域中的电力、交通和工业共四个部分分析氢能的减排作用。2030 年三种氢能场景下，氢能对四个部分的二氧化碳减排贡献如图 8(b)所示。由于 PS 情景下鼓励氢能

在交通领域中应用的政策及措施,使得氢能对交通部门的减排贡献最大,占减排量的 40.42%。相对于 PS 情景, NZS 和 NHS 情景下氢能对工业部门的减排贡献最大,分别占减排量的 48.53%和 44.88%。

图 8(c)为 2021~2030 年三种情景二氧化碳累计排放量与 BS 情景的偏差情况。PS、NZS 和 NHS 在 2021 年至 2030 年期间累计二氧化碳排放量分别为 2683.41 Mt、2658.81 Mt 和 2588.19 Mt。与 BS 相比, NHS 情景的氢能生产和消费方案可实现最大程度的二氧化碳减排,可减少二氧化碳排放量 114.90 Mt,减排比例为 4.25%。

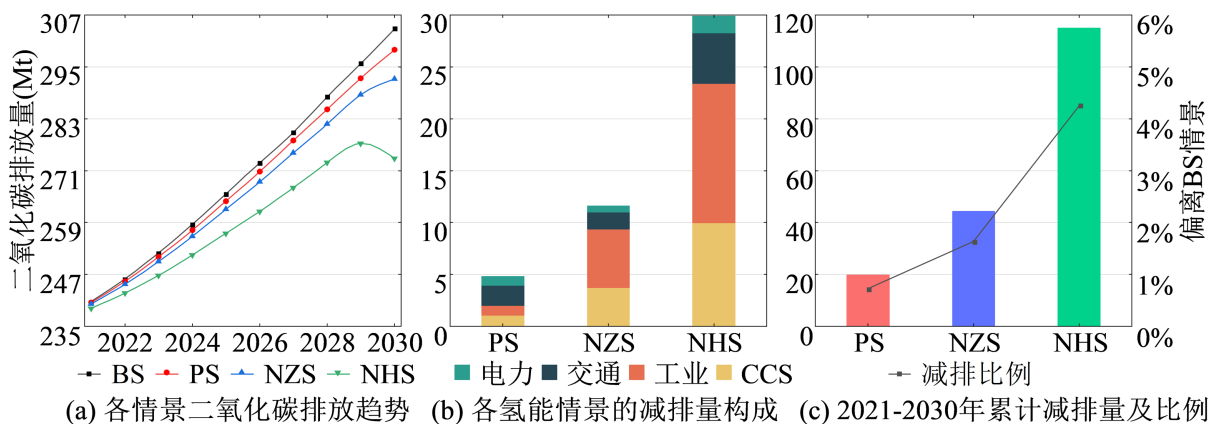


Figure 8. Trends and deviations of carbon dioxide emissions in various scenarios

图 8. 各情景二氧化碳排放趋势及偏差

4.3. 多氢源模型对能源系统成本的影响

为评估在该省发展氢能的经济可行性,本节分析不同氢能情景在 2030 年的年度能源系统成本,如图 9 所示。本研究中的投资、运维、燃料和使用寿命等成本来自于 EnergyPLAN 官方下载数据[15]。

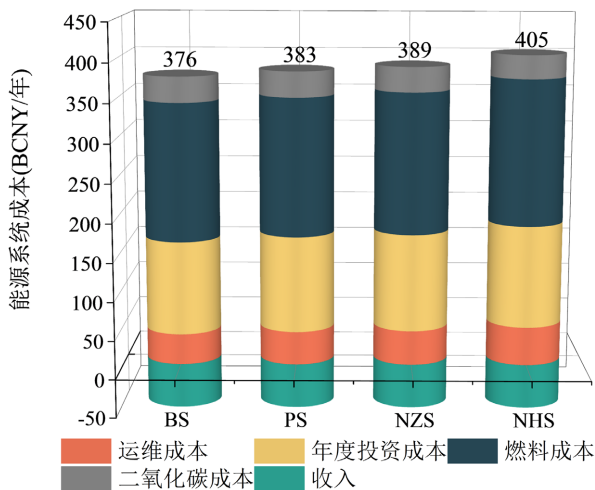


Figure 9. Cost and composition of energy system under various scenarios in 2030

图 9. 2030 年各情景能源系统成本及构成

随着氢能渗透率的提升, PS、NZS 和 NHS 情景的运维、投资以及燃料成本逐步增加,且所有氢能情景的能源系统成本均高于 BS 情景。与 BS 情景相比,氢气的制取以及煤制氢过程中 CCS 技术的引入是影响 PS、NZS 和 NHS 情景能源系统成本的主要因素,分别增加了 2.21%、4.17%和 9.08%,最高的系

统成本出现在 NHS 场景中，约为 347 BCNY/年。其中运维成本和投资成本增长最多，较 BS 情景分别增长了 25.80% 和 9.40%，占总成本增量的 35.62% 和 39.66%，这主要由于电解槽容量提升所导致。随着技术的进步，未来电解水制氢和 CCS 的成本可能会大幅下降，这将使氢能发展的成本低于预测。

图 10 为 2030 年三种氢能发展情景相较于 BS 情景的二氧化碳减排潜力和单位减排成本。NHS 情景单位减排成本最低，与 BS 情景相比，每减排 1 Mt CO₂ 的需增加 9.67 亿元人民币的投资。表明 NHS 情景在有效降低能源系统二氧化碳排放量的同时，也能够减少单位二氧化碳减排成本。

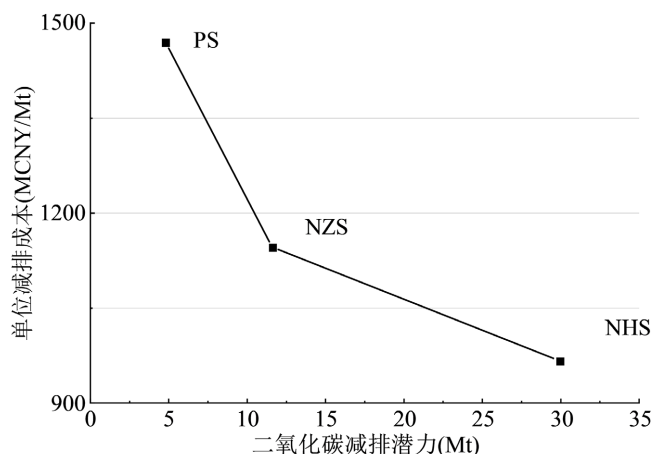


Figure 10. Marginal CO₂ emission reduction cost
图 10. 边际二氧化碳减排成本

5. 结论

为了解决现有模型分析区域能源系统氢能发展存在氢源单一导致碳排放定量分析困难的问题，本文提出了一种多氢源耦合碳捕集技术的能源系统低碳模型，可用于区域能源系统的多种氢能情景碳排放分析。本文通过该模型对西南某省能源系统进行了案例分析，验证了本文模型的有效性，得出以下结论：

- 1) 煤制氢耦合碳捕集技术的引入使得本文所提模型更加适用于中国煤炭资源丰富的区域能源系统，与目前广泛应用于国内外能源系统的 EnergyPLAN 模型相比，仿真结果更合理。
- 2) 随着氢能在终端能源消费的渗透率提高，对电解槽装机容量的需求将进一步提升，从而提高风光等可再生能源的消纳能力，降低碳排放量、系统过剩电力和氢能发展成本，提升稳定性，改善能源结构。
- 3) 当氢能渗透率达到 5% 时，十年内该省电解槽装机总量或将达到 3736 MW，储氢罐容量达 90 GWh，电解槽累计产氢量 121.21 TWh，大约可完成 1489 万吨标准煤替代，可减少约 4145 万吨二氧化碳排放。该省二氧化碳排放峰值为 277.27 Mt，与政策情景相比 10 年内碳排放减少 95.22 Mt，其中，CCS 或将提供大约 4% 的减排贡献。

基金项目

贵州省科学技术基金(黔科合基础-ZK[2021]一般 277)；贵州省科技支撑计划项目([2023]290)。

参考文献

- [1] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4001.
- [2] 张尧翔, 刘文颖, 庞清仑, 等. 计及综合需求响应参与消纳受阻新能源的多时间尺度优化调度策略[J]. 电力建

- 设, 2023, 44(1): 1-11.
- [3] 曹军文, 郑云, 张文强, 等. 能源互联网推动下的氢能发展[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2021, 61(4): 302-311.
- [4] 吕振华, 李强, 韩华春, 等. 区域综合能源系统双层多目标模糊优化模型预测控制方法[J]. 电力建设, 2020, 41(12): 121-130.
- [5] 曹韵, 韩松, 荣娜, 等. 基于 GCTMSA 的梯级水火风光蓄储联合调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 108-116.
- [6] Field, R.A. and Derwent, R.G. (2021) Global Warming Consequences of Replacing Natural Gas with Hydrogen in the Domestic Energy Sectors of Future Low-Carbon Economies in the United Kingdom and the United States of America. *International Journal of Hydrogen Energy*, **46**, 30190-30203. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.120>
- [7] Klöckner, K. and Letmathe, P. (2020) Is the Coherence of Coal Phase-Out and Electrolytic Hydrogen Production the Golden Path to Effective Decarbonization? *Applied Energy*, **279**, Article ID: 115779. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115779>
- [8] Nam, H., Nam, H. and Lee, D. (2021) Potential of Hydrogen Replacement in Natural-Gas-Powered Fuel Cells in Busan, South Korea Based on the 2050 Clean Energy Master Plan of Busan Metropolitan City. *Energy*, **221**, Article ID: 119783. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119783>
- [9] Song, Q., Rong, N., Han, S., et al. (2022) Decarbonization Pathways of China's Provincial Energy Systems under Carbon Constraints: A Case Study of Guizhou Province. *Energy Reports*, **8**, 9363-9378. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.07.045>
- [10] 任洲洋, 王皓, 李文沅, 等. 基于氢能设备多状态模型的电氢区域综合能源系统可靠性评估[J/OL]. 电工技术学报, 2023: 1-16. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221459>
- [11] 王文焯, 姜飞, 张新鹤, 等. 含规模氢能综合利用的高比例风光多能源系统低碳灵活调度[J/OL]. 电网技术, 2023: 1-15. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2511>
- [12] 李颢然, 薛屹洵, 戴铁潮, 等. 考虑氢负荷响应的化工园区电-氢耦合系统协同优化调度[J]. 工程科学与技术, 2023, 55(1): 93-100.
- [13] Li, J.Q., Wei, Y.M., Liu, L.C., et al. (2022) The Carbon Footprint and Cost of Coal-Based Hydrogen Production with and without Carbon Capture and Storage Technology in China. *Journal of Cleaner Production*, **362**, Article ID: 132514. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132514>
- [14] Fan, J.L., Yu, P.W., Li, K., et al. (2022) A Levelized Cost of hydrogen (LCOH) Comparison of Coal-to-Hydrogen with CCS and Water Electrolysis Powered by Renewable Energy in China. *Energy*, **242**, Article ID: 123003. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123003>
- [15] Lund, H., Thellufsen, J.Z., Østergaard, P.A., et al. (2021) EnergyPLAN—Advanced Analysis of Smart Energy Systems. *Smart Energy*, **1**, Article ID: 100007. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100007>
- [16] 吕泉, 张佳伟, 张娜, 等. 含多元灵活性资源的省级电-热综合能源系统耦合平衡分析模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 95-102.
- [17] Luo, S.H., Hu, W.H., Liu, W., et al. (2021) Transition Pathways towards a Deep Decarbonization Energy System—A Case Study in Sichuan, China. *Applied Energy*, **302**, Article ID: 117507. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117507>
- [18] 谢欣烁, 杨卫娟, 施伟, 等. 制氢技术的生命周期评价研究进展[J]. 化工进展, 2018, 37(6): 2147-2158.
- [19] 耿州捷, 潘希吉田, 杨欢, 等. 燃气轮机天然气掺氢燃烧及排放特性数值模拟研究[J]. 西安交通大学学报, 2022, 56(12): 1-11.
- [20] 科技部社会发展科技司, 中国 21 世纪议程管理中心. 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图[M]. 北京: 科学出版社, 2019: 7-14.
- [21] 张彩丽. 煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J]. 石油炼制与化工, 2018, 49(1): 94-98.
- [22] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 省级温室气体清单编制指南(试行) [R]. 北京: 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 2020: 24-25.
- [23] International Energy Agency (2021) Global Hydrogen Review 2021.
- [24] 中华人民共和国国家统计局. 中国能源统计年鉴 2021[R]. 北京: 中华人民共和国国家统计局, 2022.

附录

Table A1. Prediction of the overall development of the energy system in the province from 2021 to 2030

表 A1. 该省 2021~2030 能源系统总体发展情况预测

	单位	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
电力需求	TWh	174.28	183.22	192.61	202.50	212.88	223.80	235.29	247.36	260.04	273.39
热需求											
工业热需求	TWh	3.34	3.75	4.21	4.72	5.29	5.94	6.66	7.47	8.38	9.41
住宅热需求	TWh	1.07	1.22	1.39	1.58	1.80	2.05	2.33	2.65	3.02	3.44
交通用能需求											
电动汽车	万辆	7.92	18.59	29.26	39.93	50.60	61.27	71.94	82.61	93.28	103.95
电动汽车耗电量	TWh	0.17	0.40	0.63	0.86	1.09	1.32	1.55	1.78	2.01	2.25
电力	TWh	3.47	3.64	3.83	4.03	4.23	4.45	4.68	4.92	5.17	5.44
汽油	TWh	29.62	30.19	30.76	31.33	31.91	32.48	33.05	33.62	34.19	34.77
柴油	TWh	31.43	32.04	32.64	33.25	33.86	34.46	35.07	35.68	36.29	36.89
煤油	TWh	5.81	5.92	6.04	6.15	6.26	6.37	6.48	6.60	6.71	6.82
天然气	TWh	4.00	4.07	4.15	4.23	4.31	4.38	4.46	4.54	4.61	4.69
LNG	TWh	0.70	0.71	0.73	0.74	0.75	0.77	0.78	0.79	0.81	0.82
工业用能需求											
煤炭	TWh	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64	361.64
石油	TWh	92.77	100.50	108.23	115.96	123.69	131.42	139.15	146.87	154.60	162.33
天然气	TWh	35.71	38.85	41.99	45.13	48.26	51.40	54.54	57.68	60.82	63.96
装机容量	MW	75,730	85,834	95,606	105,053	114,190	124,395	134,301	143,918	153,261	162,340
合计发电量	TWh	236.86	268.37	288.83	307.96	325.83	345.92	364.77	382.47	399.04	414.53
电力出口量	TWh	62.58	65.65	68.86	72.24	75.78	79.49	83.39	87.47	91.76	96.25
水电装机容量	MW	22,830	22,830	22,830	22,830	22,830	23,064	23,298	23,532	23,766	24,000
水电发电量	TWh	73.40	83.10	83.10	83.10	83.10	83.97	84.83	85.70	86.57	87.44
风电装机容量	GW	5.8	7.05	8.3	9.55	10.8	11.64	12.48	13.32	14.16	15
风电发电量	TWh	10.50	12.76	15.03	17.29	19.55	21.07	22.59	24.11	25.63	27.15
光伏装机容量	GW	11.37	16.28	21.20	26.10	31.00	36.80	42.60	48.40	54.20	60.00
光伏发电量	TWh	8.30	11.88	15.47	19.05	22.63	26.86	31.10	35.33	39.57	43.80
火电装机占比	/	45.8%	44.8%	43.9%	42.9%	42.0%	41.1%	40.2%	39.3%	38.5%	37.6%
煤电装机容量	MW	34,690	38,497	41,971	45,120	47,960	51,151	54,043	56,646	58,975	61,040
煤电发电量	TWh	141.12	156.61	170.74	183.55	195.10	208.09	219.85	230.44	239.91	248.31
天然气发电装机	MW	635	731	827	923	1019	1115	1211	1307	1403	1500
天然气发电量	TWh	2.17	2.50	2.83	3.15	3.48	3.81	4.14	4.47	4.79	5.13
生物质装机	MW	405	449	493	537	581	625	669	713	757	800
生物质发电量	TWh	1.37	1.52	1.67	1.82	1.97	2.12	2.27	2.42	2.57	2.71
热电联产装机	MW	380.57	426.93	478.93	537.26	602.70	676.11	758.46	850.84	954.47	1070.73
锅炉装机容量	MW	121.82	138.68	157.88	179.73	204.60	232.92	265.15	301.85	343.63	391.19
电化学储能装机	MW	0	450	900	1350	1800	2250	2700	3150	3600	4050
电化学储量	GWh	0	1.78	3.56	5.34	7.12	8.90	10.68	12.46	14.24	16.02
抽蓄装机	MW	0	550	1100	1650	2200	2750	3300	3850	4400	4950
抽蓄容量	GWh	0.00	5.56	11.12	16.68	22.24	27.80	33.36	38.92	44.48	50.04

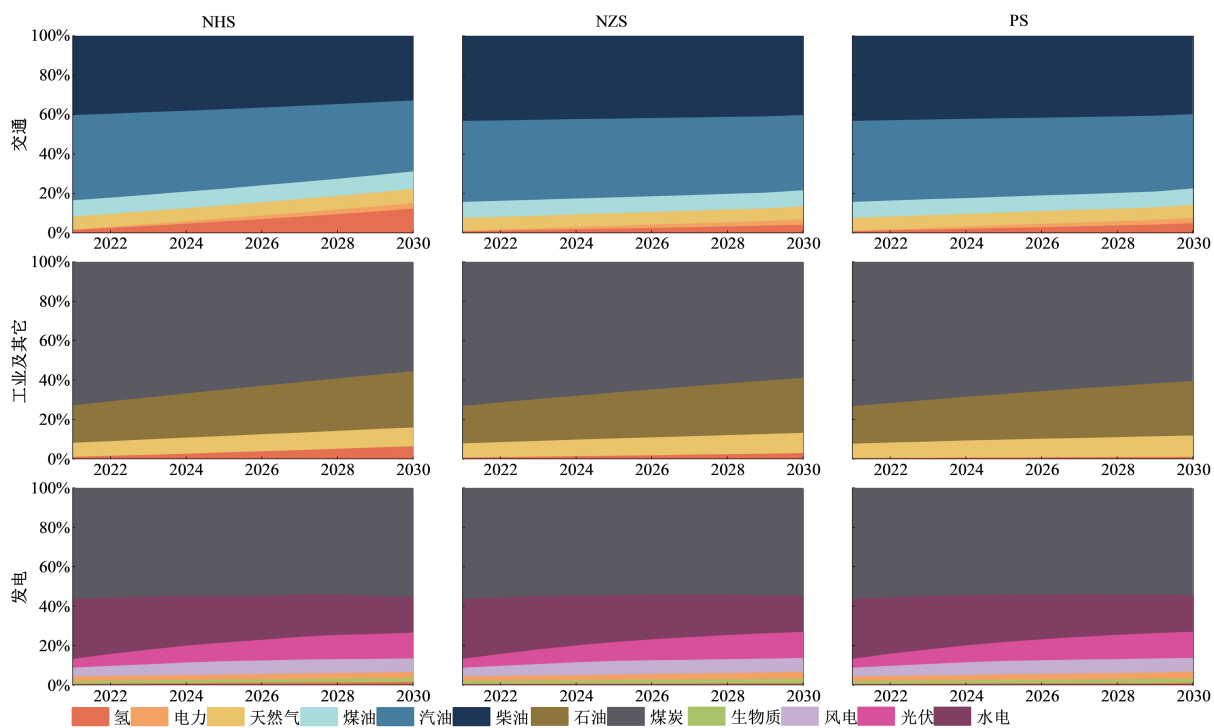


Figure A1. Primary energy supply of each department under the three scenarios of 2021~2030

图 A1. 2021~2030 三种情景下各部门一次能源供应