

“双碳”背景下区域电力-氢能系统协同优化规划

文凡¹, 陈彦佐¹, 车佳辰¹, 徐华池², 林瑞霄^{2*}

(1. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江省 杭州市 310020;

2. 清华四川能源互联网研究院, 四川省 成都市 610042)

Collaborative Optimal Planning of Regional Power-hydrogen System Towards Carbon Peak and Neutrality

WEN Fan¹, CHEN Yanzuo¹, CHE Jiachen¹, XU Huachi², LIN Ruixiao^{2*}

(1. Economic & Technology Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310020, Zhejiang Province, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610042, Sichuan Province, China)

Abstract: The decarbonization of the power system is the key to achieve China's carbon peak and neutrality goals, and the hydrogen system can be highly complementary and synergistic with the power system to jointly support these goals. Therefore, the coordinated planning of these two complex systems is of great significance. In this paper, a regional power-hydrogen energy system collaborative optimization planning model with time step in hours was established, and the model was used to optimize the coordinated development path of Zhejiang Province's power-hydrogen energy system towards zero carbon. The synergistic approach of the power-hydrogen energy system is obtained, which has reference significance for the planning of carbon peak and neutrality paths in Zhejiang Province as well as other regions. The optimization results suggest that Zhejiang Province should focus on the decarbonization of the power system before 2040. After 2040, the power-hydrogen energy system will be decarbonized collaboratively, and the hydrogen energy system will mainly provide flexibility, especially long-term regulatory functions, for the power system through hydrogen production-hydrogen storage-application in non-power industries.

Keywords: carbon peak and neutrality; synergy of power and hydrogen system; optimal planning; development paths

摘 要: 电力系统脱碳是中国实现“双碳”目标的关键,而氢能可与电力高效互补协同,共同支撑“双碳”目标,这两个复杂系统的协同规划有重要意义。研究建立了一种以h为

时间颗粒度的区域电力-氢能系统协同优化规划模型,并应用模型对浙江省电力-氢能系统迈向零碳的协同发展路径进行了优化规划,得到了电力-氢能系统的协同方式,对浙江省及其他区域的“双碳”路径规划有参考意义。优化结果表明,从系统减碳成本优化的角度建议浙江省2040年之前重点进行电力系统脱碳,2040年后进行电力-氢能系统的协同脱碳,且氢能系统主要通过制氢-储氢-应用于非电力行业为电力系统提供灵活性,主要发挥长周期调节作用。

关键词: 碳达峰碳中和; 电氢协同; 优化规划; 发展路径

0 引言

全球碳中和发展形势下,中国实现“双碳”目标面临巨大压力^[1]。氢能既可在源端支撑可再生能源规模化开发,又能在负荷端实现钢铁、水泥、石油化工等难脱碳行业的深度脱碳,能在共同支撑“双碳”目标实现的过程中,与电力高效互补协同。电力系统和氢能系统均非常复杂,这两个系统之间的互动更增加了整个系统的复杂度。对于电力系统,相关单位每年都会开展大量的规划研究设计工作,有力保障了电力系统的清洁低碳、安全高效运行。由于系统复杂度的提高,将电力和氢能系统作为整体进行协同规划设计,对于未来电力-氢能系统的清洁低碳、安全高效运行更加重要,但目前缺乏相关研究。

众多专家学者针对减碳目标约束下的区域电力系统转型路径开展了研究^[2-7],但未突破电力系统固有边界,没有考虑未来很可能与电力系统有强耦合关系的氢能、热力等系统。

为综合考虑电力系统与其他能源系统,部分研究

基金项目: 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院专项研究项目(JY02202153)。

Science and Technology Foundation of Economic & Technology Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. (JY02202153).

人员开发并应用了一类称为能源系统优化模型的规划工具^[8-10]。近年来,这类模型通常用于研究一个地区在不同可再生能源装机占比下,电力系统的容量配置及优化运行^[11]。文献[12]在能源系统优化模型的基础上,重点研究了氢能在欧洲地区未来的零碳电力系统中的作用。这类模型虽然突破了电力系统的边界,但未突破能源系统的边界。

文献[13]和[14]分别提出了一种包含电能子系统和氢能子系统的电氢能源系统和电氢枢纽,考虑了氢作为物质的应用,突破了能源系统的边界。但文献重点是对电氢能源系统涉及的研究、技术、经济性进行综述与展望,没有研究针对该系统的优化规划。

文献[15]建立了一种能源系统优化模型,分析了欧洲能源系统的低碳转型路径,发现氢在能源系统脱碳,特别是在解决电力供需不匹配以及交通和工业领域脱碳有重要作用,但该研究的时间颗粒度较粗,无法进行系统运行优化。文献[16]建立了考虑风光发电为主的h级零碳电力-氢能系统优化规划模型,并将模型应用于荷兰,该研究属于电力-氢能系统协同优化规划的范畴,但只研究了电力系统零碳情况下系统的优化配置和运行,没有研究在实现零碳路径的不同阶段电力-氢能系统应该如何协同发展的问题,也没有区分氢在不同行业中的需求。

综上,目前还缺乏一种具有细时间颗粒度、考虑绿氢对其所应用行业脱碳作用的区域电力-氢能系统协同优化规划模型,缺乏对电力-氢能系统在迈向碳中和/零碳过程中的协同发展路径的优化规划。相关类似研究主要集中在欧洲地区,国内相关研究更加缺乏。

本文建立区域电力-氢能系统的协同发展优化规划模型,并将模型应用于浙江省,以探究如下几个问题:①未来不同时期碳排放、负荷需求等约束下经济性最优的电力-氢能系统各组成部分的容量配置和运行方式;②在实现“双碳”目标过程的不同阶段,电力-氢能系统协同脱碳的经济性最优路径;③氢能和抽水蓄能、电化学储能等其他储能方式在新型电力系统的建设发展过程中分别扮演的角色及发挥的作用。

1 模型方法

1.1 模型架构

模型的典型架构如图1所示,模型内的模块主要分为电源、电力输入/输出、电力负荷、储能、电解水制氢、氢输入/输出、储氢、氢发电、氢应用、碳排放

等部分。需要特别指出的是,图1是以浙江省资源禀赋及其特点为例搭建的模型架构,不同区域不同时期的电力-氢能系统各不相同,可以根据需要灵活调整模型内包含的元素及其输入输出关系。模型以整个系统内总成本最低为优化目标,并以碳价的方式考虑了碳排放带来的成本。模型以h为时间颗粒度,以逐时电力平衡、氢量平衡、碳排放总量约束为主要约束,求解规划区域内满足未来不同年份需求与约束的、系统成本最优的电力-氢能系统内各组成元素的容量配置和运行方式。从优化规划的类型来说,该模型属于一种线性规划(linear programming, LP)模型;若将多个节点的模型连接起来组成多节点模型,则构成了一种混合整数线性规划(mixed integer linear program, MILP)模型。

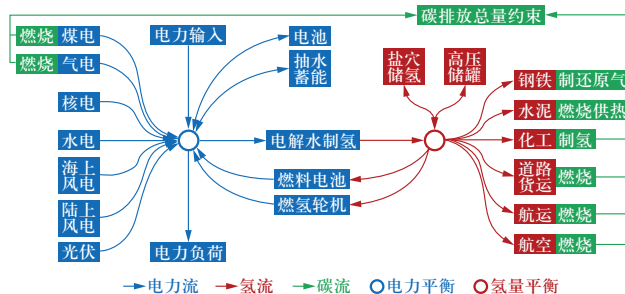


图1 区域电力-氢能系统协同优化规划模型典型架构

Fig. 1 Typical schema of regional power-hydrogen system optimization model

1.2 主要假设

模型的主要假设如下:

- 1) 将区域假设为一个节点,没有考虑区域内部各种设备的空间分布,以及区域内部电力传输和氢的运输,此类假设是区域能源系统优化中的常用假设,如文献[11-12, 16]中均采用;
- 2) 没有考虑设备的变工况速率约束;
- 3) 模型内各模块均可以运行在0~100%额定功率;
- 4) 每h内各设备的运行情况随时间保持不变,在这样的假设下,逐时的电力平衡和电量平衡是等价的;
- 5) 将固定资产投资按设备寿命平均分摊到每年,且为了避免线性规划模型变为求解复杂度大大提升的非线性规划模型,未考虑折现率;
- 6) 对所考虑的绿氢终端应用领域,未考虑碳捕获、利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)等其他潜在脱碳路径;
- 7) 没有考虑电能和绿氢进行终端替代所需要的设备/工艺改造或新建带来的成本变化。

1.3 目标函数

本优化规划的目标函数是使年系统总成本最低,既包括系统内各组成元素的固定投资的分摊、固定的运维成本、变动的运行成本,又包括电力和氢能输入/输出的成本/收益,还包括因为碳价带来的碳排放成本,可表示为

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{E_1} [c_{ad,E_1} C_{E_1} / t_{E_1} + (c_{ex,E_1} + c_{ad,E_1} - c_{re,E_1}) \\ & C_{E_1} O_{fix,E_1}] + \\ & \sum_{E_2} [c_{ad,E_2} C_{E_2} / t_{E_2} + (c_{ex,E_2} + c_{ad,E_2} - c_{re,E_2}) \\ & C_{E_2} O_{fix,E_2} + \sum_{i=1}^{8760} P_{E_2,i} F_{E_2}] + \\ & \sum_{E_3} \sum_{i=1}^{8760} P_{E_3,i} E_{E_3} + M_{CO_2} C_{CO_2} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: E_1 指系统内没有变动运行成本的组成元素,包括不需要消耗燃料的电源、储能设备、电解水制氢设备、储氢设施、氢发电设备等; E_2 指系统内存在变动运行成本的组成元素,包括煤电、气电、核电等需要消耗燃料的电源设施; E_3 指输入或输出的电力/氢能; c_{ad,E_1} 是设备 E_1 从上一时间截面到本时间截面期间需要新增的装机; C_{E_1} 是上一时间截面到本时间截面期间投运设备的单位固定投资; t_{E_1} 是上一时间截面到本时间截面期间投运设备 E_1 的平均设计寿命; c_{ex,E_1} 是设备 E_1 在上一时间截面已有的装机; c_{re,E_1} 是设备 E_1 在上一时间截面到本时间截面期间要退役的装机; O_{fix,E_1} 是设备 E_1 的年固定运维成本与固定投资的比例; $P_{E_2,i}$ 是设备 E_2 在第 i 小时内的发电功率; F_{E_2} 是设备 E_2 在上一时间截面到本时间截面期间的度电燃料成本; $P_{E_3,i}$ 是第 i 小时内电力/氢能的输入(为正)或输出(为负)量; E_{E_3} 是上一时间截面到本时间截面期间输入或输出电力/氢能的单价; M_{CO_2} 是年碳排放量; C_{CO_2} 是上一时间截面到本时间截面期间的碳价。

1.4 约束条件

限于篇幅,仅列出主要的约束条件。

1) 电力平衡约束。该约束旨在保证区域电力供需平衡,可表示为

$$\begin{aligned} P_{load,i} + \sum_{E_s} P_{E_s,in,i} + P_{ele,i} + P_{Gout,i} = \\ \sum_{P_s} P_{P_s,i} + \sum_{E_s} P_{E_s,out,i} + \sum_{H_{2p}} P_{H_{2p},i} + P_{Gin,i} \end{aligned} \quad (2)$$

式中: $P_{load,i}$ 是第 i 小时的电力负荷; $P_{E_s,in,i}$ 是储能设备 E_s 第 i 小时的输入功率; $P_{ele,i}$ 是电解水制氢设备第 i 小时的

制氢功率; $P_{Gout,i}$ 是第 i 小时的电力外送功率; $P_{P_s,i}$ 是电源 P_s 第 i 小时的发电功率; $P_{E_s,out,i}$ 是储能设备 E_s 第 i 小时的输出功率; $P_{H_{2p},i}$ 是氢发电设备 H_{2p} 第 i 小时的发电功率; $P_{Gin,i}$ 是第 i 小时的电力输入功率。

2) 氢量平衡约束。该约束旨在保证区域氢的供需平衡,可表示为

$$\begin{aligned} \sum_S H_{S,i} + \sum_{H_s} H_{H_s,in,i} + \sum_{H_{2p}} H_{H_{2p},i} + H_{out,i} = \\ H_{ele,i} + \sum_{H_s} H_{H_s,out,i} + H_{in,i} \end{aligned} \quad (3)$$

式中: $H_{S,i}$ 是行业 S 第 i 小时的用氢量; $H_{H_s,in,i}$ 是储氢设备 H_s 第 i 小时的充氢量; $H_{H_{2p},i}$ 是氢发电设备 H_{2p} 第 i 小时的耗氢量; $H_{out,i}$ 是第 i 小时的氢外送量; $H_{ele,i}$ 是电解水制氢设备第 i 小时的制氢量; $H_{H_s,out,i}$ 是储氢设备 H_s 第 i 小时的放氢量; $H_{in,i}$ 是第 i 小时的氢进口量。

3) 碳排放约束。模型涉及的电力行业碳排放,以及钢铁、水泥、石油化工、重载/长距离交通等行业中通过绿氢替代可减少的碳排放总和不应超过设定的碳排放限值,可表示为

$$\sum_{P_s} \left(\sum_{i=1}^{8760} P_{P_s,i} I_{P_s} \right) + \sum_S \left[C_{S,WOH} \left(1 - \sum_{i=1}^{8760} \frac{H_{S,i}}{H_{S,max}} \right) \right] \leq C_{lim} \quad (4)$$

式中: I_{P_s} 是电源 P_s 的碳排放因子; $C_{S,WOH}$ 是行业 S 可以通过绿氢替代减少的年碳排放量; $H_{S,max}$ 是行业 S 完全绿氢替代的年用氢量; C_{lim} 是碳排放限值。此处将各用氢行业的年碳排与该行业的年用氢量进行了关联。

4) 电源约束。主要包括:装机容量约束(主要受限于规划、资源禀赋),新增装机容量约束(主要受限于建设速度/产能),发电功率约束(主要受限于装机容量、风光水的情况),可再生能源弃电率约束。

5) 储能约束。主要包括:装机容量约束(主要受限于规划、自然条件),新增装机容量约束(主要受限于建设速度/产能),运行功率约束(主要受限于装机容量),储能量约束(主要受限于最大储能量),容量平衡约束。

容量平衡约束描述的是储能设备的储能量与其输入/输出功率之间的关系,可表示为

$$\begin{cases} P_{E_s,in,i} \eta_{E_s,in} - \frac{P_{E_s,out,i}}{\eta_{E_s,out}} - R_{E_s} L_{E_s} = S_{E_s,i} - S_{E_s,ini}, i=1 \\ P_{E_s,in,i} \eta_{E_s,in} - \frac{P_{E_s,out,i}}{\eta_{E_s,out}} - R_{E_s} L_{E_s} = S_{E_s,i} - S_{E_s,i-1}, i>1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\eta_{E_s,in}$ 是储能设备 E_s 在电力输入时的电-储能的能量转化效率; $\eta_{E_s,out}$ 是储能设备 E_s 在电力输出时的储能-电的能量转化效率; R_{E_s} 是储能设备 E_s 的最大储能量;

L_{E_s} 是储能设备 E_s 每h泄漏的能量与最大储能量之间的比例; $S_{E_s,i}$ 是储能设备 E_s 第*i*小时的储能量; $S_{E_s,ini}$ 是储能设备 E_s 一年初始的储能量。

6) 电解水制氢约束。主要包括:装机容量约束(主要受限于规划、资源禀赋),新增装机容量约束(主要受限于建设速度/产能),运行功率约束(主要受限于装机容量),能量转换约束。

能量转换约束描述的是电解水制氢设备的产氢速率与功耗之间的关系,可表示为

$$H_{ele,i} = P_{ele,i} \eta_{ele} \quad (6)$$

式中: η_{ele} 是电解水制氢设备单位电耗的产氢量。

7) 储氢约束。主要包括:装机容量约束(主要受限于规划、自然条件),新增装机容量约束(主要受限于建设速度/产能),充/放氢速率约束(主要受限于装机容量),储氢量约束(主要受限于最大储氢量),储氢量平衡约束。

储氢量平衡约束描述的是储氢设备的储氢量与其充/放氢速率之间的关系,可表示为

$$\begin{cases} H_{H_s, in, i} \eta_{H_s, in} - \frac{H_{H_s, out, i}}{\eta_{H_s, out}} - R_{H_s} L_{H_s} = S_{H_s, i} - S_{H_s, ini}, i = 1 \\ H_{H_s, in, i} \eta_{H_s, in} - \frac{H_{H_s, out, i}}{\eta_{H_s, out}} - R_{H_s} L_{H_s} = S_{H_s, i} - S_{H_s, i-1}, i > 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\eta_{H_s, in}$ 是储氢设备 H_s 在充氢时的效率,由于充/放氢时的氢泄漏等损失,该值小于1; $\eta_{H_s, out}$ 是储氢设备 H_s 在放氢时的效率; R_{H_s} 是储氢设备 H_s 的最大储氢量; L_{H_s} 是储氢设备 H_s 每h的氢泄漏量与最大储氢量之间的比例; $S_{H_s,i}$ 是储氢设备 H_s 第*i*小时的储氢量; $S_{H_s,ini}$ 是储氢设备 H_s 一年初始的储氢量。

8) 氢发电约束。主要包括:装机容量约束(主要受限于规划),新增装机容量约束(主要受限于建设速度/产能),发电功率约束(主要受限于装机容量),能量转换约束。

能量转换约束描述的是氢发电设备的发电功率与耗氢速率之间的关系,可表示为

$$P_{H_{2p}, i} = H_{H_{2p}, i} \eta_{H_{2p}} \quad (8)$$

式中: $\eta_{H_{2p}}$ 是氢发电设备单位氢耗的发电量。

1.5 模型输入

模型的输入主要有以下几类。

1) 区域内各种电源的装机现状、规划、资源禀赋,以及成本、寿命、效率、碳排放因子、逐时的风光数据,本文采用的数据来源主要为浙江省相关现状与规划、气象卫星数据库以及文献[11,17-25]。

2) 区域的电力输入/输出现状、规划,本文采用的数据来源主要为浙江省相关现状与规划。

3) 区域逐时电力负荷的现状与预测,本文采用的数据来源主要为浙江省的相关情况。

4) 区域内各种储能设施的装机现状、规划、资源禀赋,以及成本、寿命、循环效率、自放电率,本文采用的数据来源主要为浙江省相关现状与规划以及文献[11,16,26-27]。

5) 电解水制氢系统的成本、寿命、电耗,本文采用的数据来源主要为文献[16,28]。

6) 储氢设施的成本、寿命、循环效率、储氢压力、垫气体积分数,本文采用的数据来源主要为文献[11-12,16,29-30]。

7) 氢发电设施的成本、寿命、效率,本文采用的数据来源主要为文献[16,18]。

8) 区域内钢铁、水泥、石油化工、重载/长距离交通等潜在绿氢应用减碳行业的规模现状、规划与预测,可通过绿氢替代减少的碳排,绿氢需求潜力。值得指出的是,不同行业中可通过绿氢替代减少的碳排比例以及单位绿氢替代的减排效益各不相同,主要取决于当前的工艺方式、能源种类。本文采用的数据来源主要为浙江省相关统计年鉴、规划以及文献[31-46]。

部分重要输入如表1至表3所示,其他模型输入见附录A。

表1 可再生能源主要参数

Table 1 Main parameters of renewable energy

参数名称	年份	光伏	海上风电	陆上风电	水电
单位固投 (元·kW ⁻¹)	2020年	4500	15 000	6000	1900
	2030年	3400	9000	5000	1900
	2040年	2700	7200	4000	1900
	2050年	2500	6200	3500	1900
	2060年	2500	6000	3500	1900
平均设计寿命/a		20	20	20	60
年度运维成本与 固定投资之比/%		1	5.5	4	5

表2 电解水制氢主要参数

Table 2 Main parameters of electrolyser

参数名称	2020年	2030年	2040年	2050年	2060年
单位电耗 (kWh·m ⁻³)	5.5	4.5	4.2	4	4
单位固投 (元·kW ⁻¹)	5600	3200	2000	1500	1400

续表

参数名称	2020年	2030年	2040年	2050年	2060年
平均设计寿命/a	10	20	30	30	30
年度运维成本与固定投资之比/%	5	5	5	5	5

表 3 储能主要参数

Table 3 Main parameters of energy storage

参数名称	抽水蓄能	电池	盐穴储氢	高压储氢罐
循环效率/%	81	90	95	95
泄露率/(最大容量百分比·h ⁻¹)	0.001	0.006	0	0
单位固投/(元·(kWh) ⁻¹)	860	2000	6.7	170
平均设计寿命/a	60	10	50	15
年度运维成本与固定投资之比/%	5	4	5	3

2 “双碳”背景下浙江省电力-氢能系统协同发展路径

将以上模型应用于浙江省，可以得到“双碳”背景下浙江省电力-氢能系统的一种协同发展路径。综合考虑模型求解的复杂程度以及对碳中和进程中负荷、设备技术经济性、碳价等参数变化的反映，本研究每10 a选择一个时间截面，选择了2030年、2040年、2050年、2060年这4个时间截面进行优化规划，通过MATLAB R2018b平台调用linprog求解器进行求解。

2.1 电源的发展路径

图2为“双碳”背景下浙江省电源的优化发展路径，到2060年，光伏、海上风电、核电逐步发展为浙江省的装机主力，可再生能源装机比例达到约84%，包含核电在内的清洁能源装机比例达到100%。

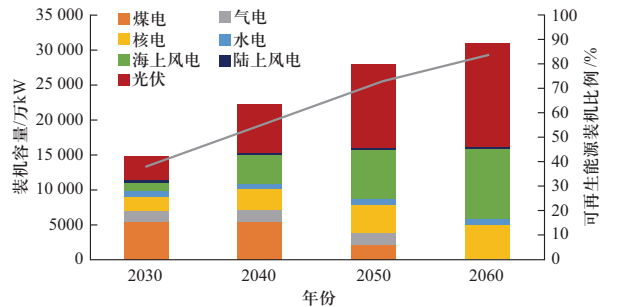


图 2 “双碳”背景下浙江省电源装机的优化结果
Fig. 2 Optimal development of power source in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

图3所示为“双碳”背景下浙江省各电源发电量的优化发展路径，到2060年，光伏、海上风电、核电逐步发展为浙江省的主力电源，清洁电力的输入始终是浙江省电力系统清洁低碳安全高效发展的重要保障，省内可再生能源发电比例达到约48%，包含核电在内的省内清洁能源发电比例达到约75%。

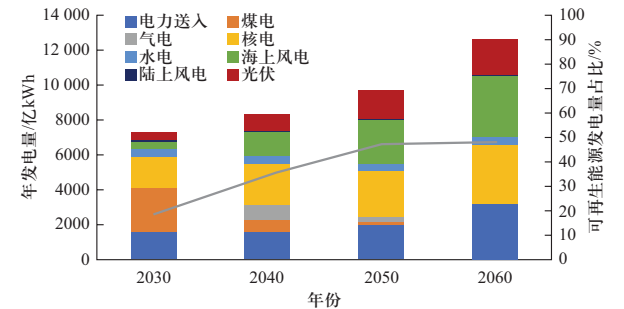


图 3 “双碳”背景下浙江省电力供应的优化结果
Fig. 3 Optimal development of electricity supply in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

图4展示了到2060年浙江省非可再生能源的年均容量因子的发展变化，反映出其运行方式的演变。煤电的容量因子呈现出逐年下降的趋势，从当前的50%左右下降到2050年的低于10%，一方面意味着煤电逐步从基荷电源转变为以提供灵活性为主的调峰电源，另一方面意味着煤电通过灵活性改造在浙江省“双碳”进程的前中期都发挥着重要作用。气电的容量因子先上升后下降，2040年容量因子达到60%左右，体现了气电作为一种低碳发电形式在碳中和进程中期的重要作用，2040年后气电的容量因子逐步下降，与煤电一起作为调峰电源为电网提供灵活性。核电的容量因子始终维持在较高水平，表明核电一直发挥着基荷电源的作用，核电的容量因子有一定的下降，说明随着可再生能源装机比例的提高，也需要核电提供更多的灵活性。

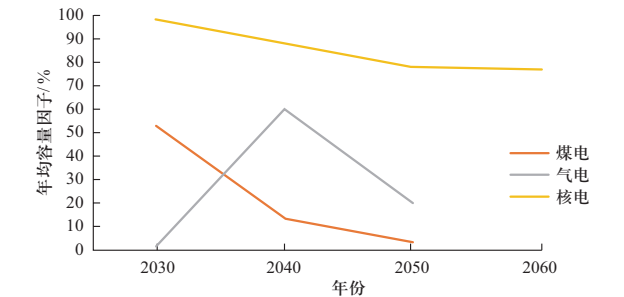


图 4 “双碳”背景下浙江省非可再生能源年均容量因子的优化结果
Fig. 4 Optimal development of capacity factor of non-renewables in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

需要指出的是,图4中2030年气电的容量因子很低,主要有如下几方面原因:一是由于模型输入中设定的气电的发电成本显著高于煤电的发电成本;二是由于模型没有考虑各设备的变工况速率和运行范围限制,因而弱化了气电相比煤电在灵活性方面的优势;三是没有考虑基数电量等用于保障气电小时数的政策设置。若考虑上述因素,预计计算得到的气电容量因子会提高。

图5为到2060年浙江省主要可再生能源的弃电率变化,优化结果说明,即使在高比例可再生能源下,可再生能源的弃电率也始终可以维持在低于2.5%的较低水平。

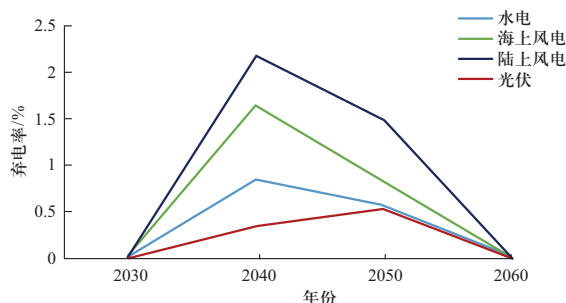


图5 “双碳”背景下浙江省可再生能源年均弃电率的优化结果

Fig. 5 Optimal development of curtailment rate of renewables in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

2.2 储能和氢发电的发展路径

图6展示了“双碳”背景下浙江省的抽蓄、电化学储能和氢发电设施的装机容量发展。随着可再生能源装机比例的提高,储能和氢发电的装机容量以及与电源装机容量之比均逐年提高,说明电力系统中需要更多的灵活性资源,且灵活性资源的增速需要高于可

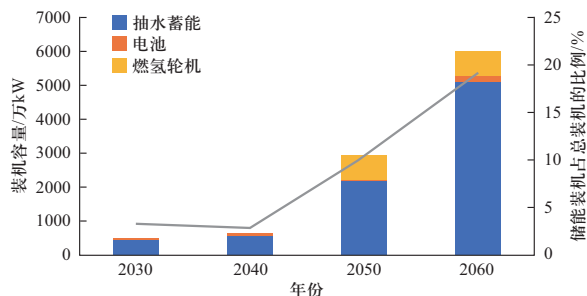


图6 “双碳”背景下浙江省储能和氢发电装机的优化结果

Fig. 6 Optimal development of energy storage and hydrogen power generation in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

再生能源装机的增速。分技术看,抽水蓄能电站始终是浙江省储能设施中的主力,且还需要大力发展,到2060年抽蓄的装机大概是2020年装机的9倍;电化学储能的装机容量虽然有所增加,但所需总量相对较小;氢发电的装机到2040年后需要有一定的发展,且模型优化结果选择了氢燃气轮机而不是燃料电池这条技术路线,主要原因是氢燃气轮机可以通过燃气轮机改造,成本相对较低,且氢燃气轮机也可以达到较高的效率。

图7所示为浙江省抽蓄、电化学和氢发电设施年发电量的变化。2050年之前,储能和氢发电设施的发电量及其与总发电量之比均逐年提高,表明系统对灵活性资源需求的增加;2050年后,储能和氢发电设施的发电量出现下降,这主要是由于在2050—2060年的深度脱碳阶段中水泥、航运等难脱碳领域新增了大量对绿氢的需求,电解水制氢-储氢-应用于非电力行业替代了部分对于储能的需求。

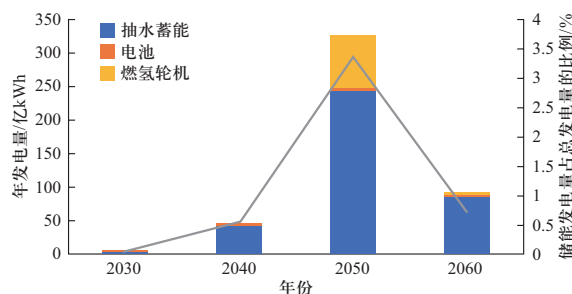


图7 “双碳”背景下浙江省储能年发电量的优化结果

Fig. 7 Optimal development of power generation of energy storage in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

2.3 电解水制氢的发展路径

图8和图9展示了“双碳”背景下浙江省电解水制氢装机容量及年用电量的发展路径。可以看到,从系统成本优化的角度,对浙江省而言,2040年后需要大规模推广电解水制氢,到2060年需要约1亿kW的装机;相应的制氢耗电量也在2040年后逐渐增加,到2060年,制氢耗电量约占浙江省总用电量的30%,这一数值主要是由浙江省潜在绿氢应用脱碳行业的规模决定的。

2.4 储、用氢的发展路径

图10所示为“双碳”背景下浙江省需要的储氢设施总容量变化。随着2040年后开始大规模推广电解水制氢,储氢设施容量的需求也逐渐增加,到2060年碳中和时,浙江省需要总容量约为年制氢量6%的储氢设施。

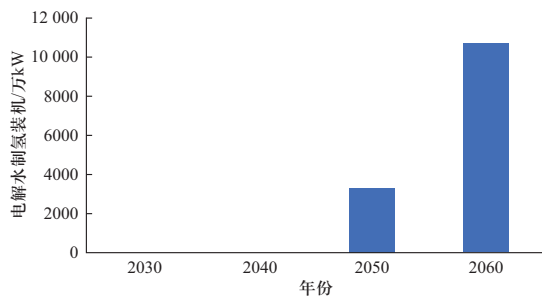


图8 “双碳”背景下浙江省电解水制氢装机的优化结果
Fig. 8 Optimal development of electrolyser in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

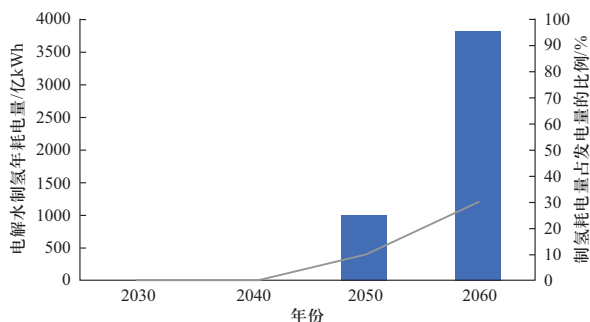


图9 “双碳”背景下浙江省制氢用电量及占比优化结果
Fig. 9 Optimal development of power consumption of electrolyser in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

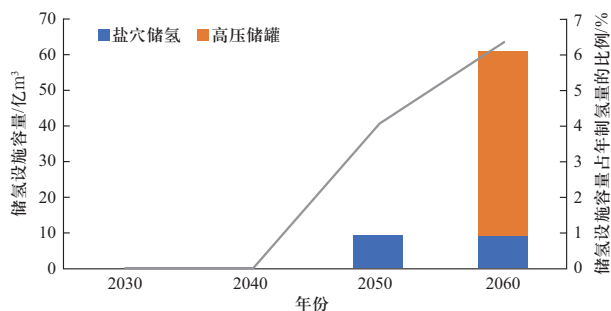


图10 “双碳”背景下浙江省储氢设施容量的优化结果
Fig. 10 Optimal development of hydrogen storage in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

图11展示了“双碳”背景下绿氢在浙江省不同终端应用的发展路径。用于发电的氢占总氢量的比例不高，到2050年最高上升到20%左右，而后随着氢在其他非电力领域应用量的增加，用于发电的氢量占比下降到2%以下。这体现了未来氢能系统与电力系统协同的一种可能较优的方式，即氢能系统主要通过电解水制氢-储氢-应用于非电力行业这一路径为电力系统提供灵活性。此外，从碳的视角来看，将绿氢优先应用于道路货运、化工、钢铁行业，而后再拓展应用到水泥、航运、航空，是一种较好的选择，这主要是由

于在道路货运、化工、钢铁行业中单位绿氢替代带来的减碳量更高。

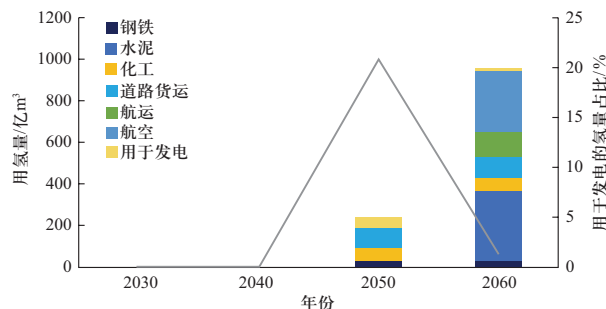


图11 “双碳”背景下绿氢在浙江省不同行业应用的优化结果
Fig. 11 Optimal development of hydrogen application in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

2.5 碳排放的发展路径

图12展示了本模型边界内的碳排放下降路径：2040年前浙江省主要进行电力领域的脱碳；2040年后涉氢减碳领域开始通过绿氢应用脱碳，与电力领域脱碳产生协同效应，但电力领域脱碳速度仍然更快；2050年后主要进行水泥、航运、航空等难脱碳领域的深度减碳。

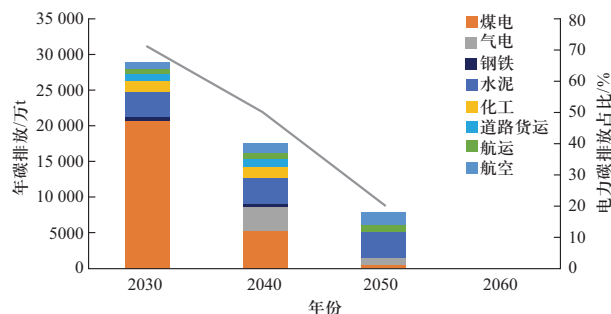


图12 模型边界内的浙江省碳排放下降路径优化
Fig. 12 Optimal development of CO₂ reduction in Zhejiang Province towards carbon peak and neutrality

2.6 系统的运行特点

由于模型以h为时间颗粒度，因此可以同时同时对系统的容量配置和逐时运行参数进行优化。图13以2060年为例展现了在零碳电力-氢能系统中，氢能、抽蓄、电化学储能的运行特点，体现了其发挥的不同作用。具体来说，抽蓄电站始终是储能设施中的主力，既发挥短周期快速功率响应作用，也发挥长周期调节作用；电化学储能所需装机容量较小，主要发挥短周期快速功率响应作用；氢能在2040年后主要通过可再生能源发电高峰时制氢-储氢-应用于非电力行业为电力

系统提供灵活性,主要发挥长周期调节作用。

图14以2060年7月第1周为例展现了在高比例可再生能源及零碳电力-氢能系统中电力系统的运行特点。系统运行呈现出如下特点:基荷主要由电力输入和核

电提供,可再生能源发电的峰值用于电解水制氢,可再生能源发电的尖峰部分也由抽蓄及电化学储能吸收,在可再生能源发电不足时由抽蓄、电化学储能及燃氢轮机发电作为补充。这里也体现了未来氢能系统与电力系统协同的一种可能较优的方式,即氢能系统主要通过电解水制氢-储氢-应用于非电力行业这一路径为电力系统提供灵活性,而不是通过制氢-储氢-发电这一方式。

3 结论

本文建立了一种以h为时间颗粒度的区域电力-氢能系统协同优化规划模型,并应用模型对浙江省电力-氢能系统在迈向碳中和/零碳过程中的协同发展路径进行了优化规划,得到如下主要结论。

1) 在迈向碳中和进程的前期(2040年之前),浙江省电力系统对于灵活性资源的需求主要通过抽水蓄电站以及火电灵活性运行提供;在迈向碳中和进程的中后期(2040年之后),浙江省电力系统对于灵活性资源的需求除通过抽水蓄电站以及火电灵活性运行提供之外,氢能也会发挥重要作用,且主要通过电解水制氢-储氢-应用于非电力行业这条路径,而不是电解水制氢-储氢-氢发电这条路径。

2) 在迈向碳中和进程的中后期(2040年之后),浙江省需要规模化推广电解水制氢及绿氢应用,以实

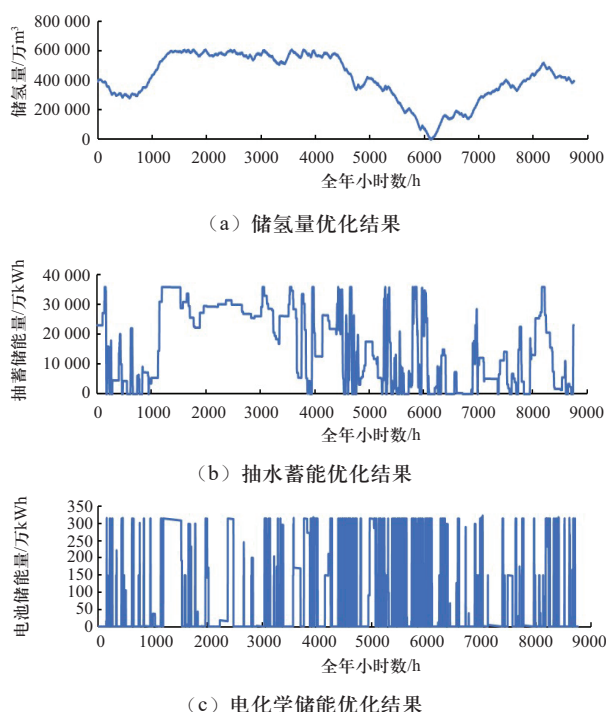


图 13 2060年浙江省储氢、抽蓄、电化学储能的运行优化结果

Fig. 13 Optimal operation results of hydrogen, pumped storage and electrochemical energy storage in Zhejiang Province in 2060

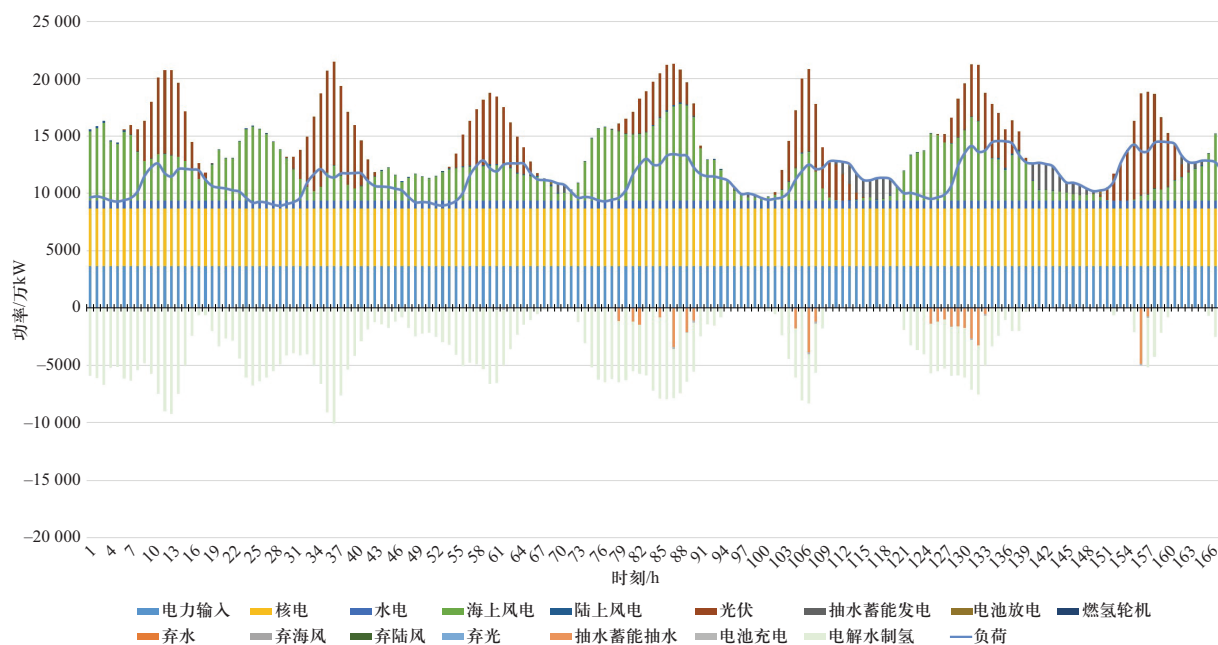


图 14 2060年7月第1周浙江省电力系统运行优化结果

Fig. 14 Optimal operation of power system in Zhejiang Province on 1st week, July, 2060

现较优的系统脱碳经济性,并优先在道路货运、化工、钢铁行业推广,而后扩展到水泥、航运、航空等其他行业。到2060年,浙江省用于制氢的电量约占总发电量的30%。

3) 浙江省电力-氢能系统的协同脱碳路径规划如下:2040年前重点进行电力领域的脱碳;2040年后电力领域和钢铁、水泥、石油化工等涉氢减碳领域协同脱碳;2050年后主要进行钢铁、水泥、石油化工等难脱碳领域的深度减碳。

4) 在浙江省新型电力系统建设发展过程中,抽水蓄能始终是储能设施中的主力,既发挥短周期快速功率响应作用,也发挥长周期调节作用;电化学储能所需装机容量较小,主要发挥短周期快速功率响应作用;氢能在2040年后主要通过可再生能源发电高峰时制氢-储氢-应用于非电力行业为电力系统提供灵活性,主要发挥长周期调节作用。

5) 实现净零排放的高比例新能源电力-氢能系统的优化运行方式具有如下特点:可再生能源发电峰值主要由电解水制氢吸收,尖峰部分也由抽蓄和电池吸收;抽蓄、电池、燃氢轮机发电作为灵活性资源,补充电源功率的不足。

本文建立的模型在综合考虑精度和运算时间后选择了以h为时间颗粒度。如何在本文建立的以h为时间颗粒度的优化模型中,加入在更小时间尺度上的设备动态性能约束,从而使模型实现多时间尺度的运行优化,是下一步的研究方向之一。

本文建立的模型重在对区域内电力-氢能系统各设备设施进行“定容”,而对于各设备设施具体的“布点”也是优化规划的重要内容,是下一步的研究方向之一。

参考文献

- [1] 张士宁,谭新,侯方心,等.全球碳中和形势盘点与发展指数研究[J].全球能源互联网,2021,4(3):264-272.
ZHANG Shining, TAN Xin, HOU Fangxin, et al. Research on global carbon neutrality target and development index[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 264-272(in Chinese).
- [2] SONG F L, MEHEDI H, LIANG C H, et al. Review of transition paths for coal-fired power plants[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 354-370.
- [3] MI Y Z, LIU C Y, YANG J Y, et al. Low-carbon generation expansion planning considering uncertainty of renewable energy at multi-time scales[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 261-272.
- [4] 孟婧,梁才浩,宋福龙,等.考虑碳排放约束的跨国电源优化规划方法[J].全球能源互联网,2022,5(2):173-181.
MENG Jing, LIANG Caihao, SONG Fulong, et al. Multi-state generation optimization planning method considering low-carbon constraints[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(2): 173-181(in Chinese).
- [5] 陈厚合,茅文玲,张儒峰,等.基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J].电力系统保护与控制,2021,49(10):1-11.
CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11(in Chinese).
- [6] 张立辉,戴谷禹,聂青云,等.碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型[J].电力系统保护与控制,2020,48(24):154-163.
ZHANG Lihui, DAI Guyu, NIE Qingyun, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 154-163(in Chinese).
- [7] 李建林.双碳目标下储能系统关键技术及应用[J].电力工程技术,2021,40(3):1.
- [8] HERBST A, TORO F, REITZE F, et al. Introduction to energy systems modelling[J]. Swiss Journal of Economics and Statistics, 2012, 148(2): 111-135.
- [9] CONNOLLY D, LUND H, MATHIESEN B V, et al. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems[J]. Applied Energy, 2010, 87(4): 1059-1082.
- [10] DESPRÉS J, HADJSAID N, CRIQUI P, et al. Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools[J]. Energy, 2015, 80: 486-495.
- [11] GILS H C, SCHOLZ Y, PREGGER T, et al. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe[J]. Energy, 2017, 123: 173-188.
- [12] SASANPOUR S, CAO K K, GILS H C, et al. Strategic policy targets and the contribution of hydrogen in a 100% renewable European power system[J]. Energy Reports, 2021, 7: 4595-4608.
- [13] 潘光胜,顾伟,张会岩,等.面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统[J].电力系统自动化,2020,44(23):1-10.
PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, et al. Electricity and hydrogen energy system towards accommodation of high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 1-10(in Chinese).
- [14] 杨馥源,田雪沁,徐彤,等.面向碳中和电力系统转型的

- 电氢枢纽灵活性应用[J]. 电力建设, 2021, 42(8): 110-117.
- YANG Fuyuan, TIAN Xueqin, XU Tong, et al. Flexibility of electro-hydrogen hub for power system transformation under the goal of carbon neutrality[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(8): 110-117(in Chinese).
- [15] SGOBBI A, NIJS W, DE MIGLIO R, et al. How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(1): 19-35.
- [16] WEIMANN L, GABRIELLI P, BOLDRINI A, et al. Optimal hydrogen production in a wind-dominated zero-emission energy system[J]. Advances in Applied Energy, 2021, 3: 100032.
- [17] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告2021[R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2021.
- [18] 郭菁, 武文杰, 高金巍, 等. 9HA电厂价值手册——9HA燃气电厂和660 MW超超临界煤电比较分析[R]. 上海: GE中国发电事业部, 2018.
- [19] 生态环境部. 关于公开征求《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施(2021年修订版)》(征求意见稿)意见的通知[EB/OL]. (2021-12-02) [2022-06-22]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202112/t20211202_962776.html.
- [20] 中国广核电力股份有限公司. 中国广核电力股份有限公司2021年年度报告[R]. 深圳: 中广核电力, 2022.
- [21] 李爱香. 浙江新能源产业系统评价及补贴政策建议[J]. 价值工程, 2014, 33(32): 23-27.
- LI Aixiang. Recommendation of system evaluation and subsidy policy on Zhejiang new energy industry[J]. Value Engineering, 2014, 33(32): 23-27(in Chinese).
- [22] 杨忠恩, 李正泉. 浙江省风能资源[M]. 北京: 气象出版社, 2013.
- [23] COZZI Laura, WANNER Brent, DONOVAN Connor, et al. Offshore wind outlook 2019[R]. Paris: IEA, 2020.
- [24] International Renewable Energy Agency. Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: part III – green hydrogen cost and potential[R]. Abu Dhabi: IRENA, 2022.
- [25] 黄艳, 蔡敏, 严红梅. 浙江省太阳能资源分布特征及其初步区划研究[J]. 科技通报, 2014, 30(5): 78-85.
- HUANG Yan, CAI Min, YAN Hongmei. The distributive character and compartment analysis of solar energy resources in Zhejiang Province[J]. Bulletin of Science and Technology, 2014, 30(5): 78-85(in Chinese).
- [26] 张怡. 浙江抽水蓄能电站的现状与发展分析[J]. 浙江水利水电学院学报, 2018, 30(5): 37-41.
- ZHANG Yi. Development and prospect of pumped storage power in Zhejiang[J]. Journal of Zhejiang University of Water Resources and Electric Power, 2018, 30(5): 37-41(in Chinese).
- [27] RALON Pablo, TAYLOR Michael, ILAS Andrei, et al. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.
- [28] TAIBI Emanuele, BLANCO Herib, MIRANDA Raul, et al. Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- [29] JUEZ-LARRÉ J, VAN GESSEL S, DALMAN R, et al. Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands[J]. First Break, 2019, 37(7): 57-66.
- [30] 柏明星, 宋考平, 徐宝成, 等. 氢气地下存储的可行性、局限性及发展前景[J]. 地质论评, 2014, 60(4): 748-754.
- BAI Mingxing, SONG Kaoping, XU Baocheng, et al. Feasibility, limitation and prospect of H2 Underground storage[J]. Geological Review, 2014, 60(4): 748-754(in Chinese).
- [31] PEE A D, PINNER D, ROELOFSEN O, et al. Decarbonization of industrial sectors: the next frontier[R]. Amstersam: McKinsey, 2018.
- [32] 国家统计局. 中国统计年鉴2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [33] 浙江省统计局. 2021浙江统计年鉴[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [34] World Steel Association. Steel statistical yearbook 2020, concise version[R]. Brussels: World Steel Association, 2020.
- [35] GÜL Timur, TURK Dave, BENNETT Simon, et al. The future of hydrogen: seizing today's opportunities[R]. Osaka: IEA, 2019.
- [36] BARTLETT J L. Decarbonized hydrogen in the US power and industrial sectors: identifying and incentivizing opportunities to lower emissions[R]. Washington, DC: Resources for the Future, 2020.
- [37] SANDALOW David, FRIEDMANN Julio, MCCORMICK Colin, et al. Industrial heat decarbonization roadmap[R]. Madrid: Innovation for Cool Earth Forum, 2019.
- [38] BLANK Thomas Koch, MOLLOY Patrick. Hydrogen's decarbonization impact for industry[R]. San Francisco: Rocky Mountain Institute, 2020.
- [39] GÜL Timur, REMME Uwe, MENENDEZ Jose Miguel Bermudez. Global hydrogen review 2021[R]. Paris: IEA, 2021.
- [40] Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective[R]. Brussels: Hydrogen Council, 2020.
- [41] TAIBI Emanuele, MIRANDA Raul, VANHOUDT Wouter, et al. Hydrogen from renewable power: technology outlook for the energy transition[R]. Abu Dhabi: IRENA, 2018.
- [42] KLUESENER Peter, PYC Ireneusz, ZIMMERMANN Gerhard. E-methanol a universal green fuel[R]. Munich: Siemens Energy, 2020.
- [43] 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: 碳中和战略下的低碳清洁供氢体系[R]. 北京: 人民日报出版社, 2021.
- [44] 浙江省经济和信息化厅. 浙江省石油和化学工业“十四五”

发展规划[R]. 杭州: 浙江省经济和信息化厅, 2021.

[45] 交通运输部. 2014—2019年交通运输行业发展统计公报[R]. 北京: 交通运输部, 2020.

[46] 吴春涛, 李熙, 麦贤敏. 中国航空碳排放区域差异及演变特征分析[J]. 规划师, 2015, 31 (增刊2): 203-208.

WU Chuntao, LI Xi, MAI Xianmin. The regional difference and evolution characteristics of carbon emission of China's aircraft industry[J]. Planners, 2015, 31(S2): 203-208(in Chinese).

附录A 将模型应用于浙江省采用的输入数据

表 A1 浙江省主要化石能源发电装机现状、规划及未来
Table A1 Status, planning and future of installed capacity of major fossil energy in Zhejiang Province

万kW			
	2020年	2030年	2030年后
煤电	4746	5378	假设不再新增
气电	1261	1701	假设不再新增

表 A2 浙江省核电装机现状、规划及未来
Table A2 Status, planning and future of installed capacity of nuclear energy in Zhejiang Province

万kW				
	2020年	2030年	2040年	2050年
核电	911	2131	3000	4000
				5000

表 A3 浙江省可再生能源发电装机现状、规划及潜力
Table A3 Status, planning and potential of installed capacity of renewable energy in Zhejiang Province

万kW			
	2020年	2030年	可开发总量
水电	712	712	800
陆上风电	165	308	308
海上风电	30	3000	10 000
光伏	1600	3500	15 000

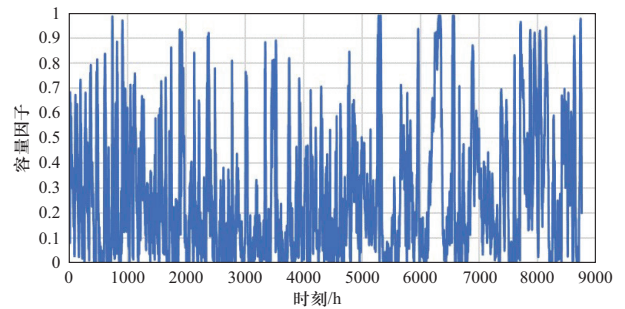


图 A1 浙江省陆上风电容量因子典型曲线
(年平均容量因子=26.9%)
Fig. A1 Typical capacity factor curve of onshore wind in Zhejiang Province (annual average capacity factor = 26.9%)

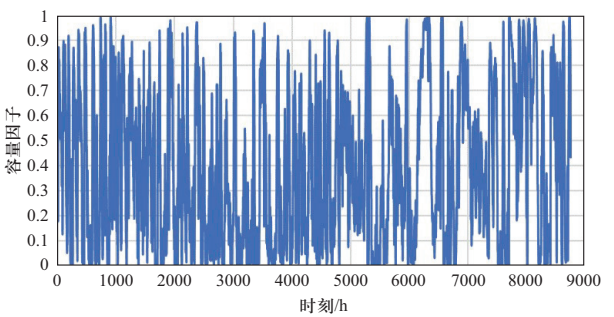


图 A2 浙江省海上风电容量因子典型曲线
(年平均容量因子=39.0%)
Fig. A2 Typical capacity factor curve of offshore wind in Zhejiang Province (annual average capacity factor = 39.0%)

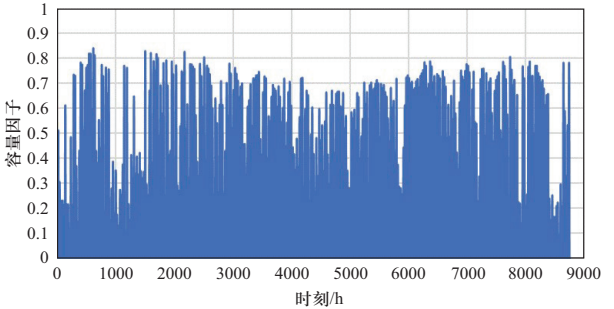


图 A3 浙江省光伏容量因子典型曲线
(年平均容量因子=15.9%)
Fig. A3 Typical capacity factor curve of PV in Zhejiang Province (annual average capacity factor = 15.9%)

表 A4 浙江省跨省跨区年输入电量现状、规划与上限假设
Table A4 Status, planning and upper limit assumptions of annual electricity input in Zhejiang Province

亿kWh				
	2020年	2030年	2040年	2050年
电力输入	1300	1600	1920	2560
				3200

浙江省跨省跨区电力输入的结算价格取0.38元/kWh。

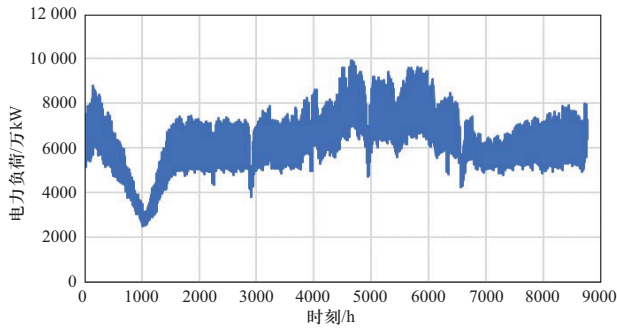


图 A4 浙江省2021年的逐时电力负荷

Fig. A4 Hourly power load in Zhejiang Province in 2021

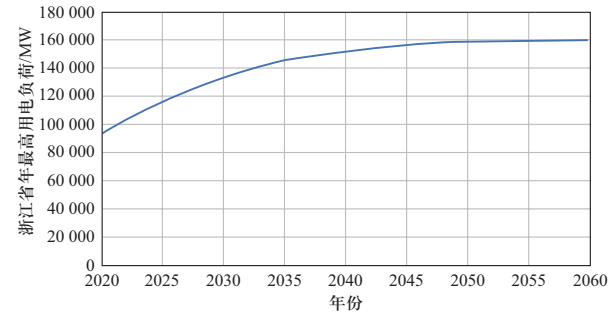


图 A5 浙江省全社会年最高用电负荷预测

Fig. A5 Prediction of the annual maximum electricity load of Zhejiang Province

表 A5 浙江省抽水蓄能的现状、规划及潜力

Table A5 Status, planning and potential of pumped hydro storage in Zhejiang Province

	万kW		
	2020年	2030年	可建总规模
抽水蓄能	458	1228	6120

表 A6 燃料电池和氢燃气轮机的主要参数

Table A6 Main parameters of fuel cells and hydrogen gas turbines

	燃料电池	氢燃气轮机
发电效率/%	60	50
年固定运维成本与固定投资之比/%	8	4
单位固定投资/(元·kW ⁻¹)	2020年	7000
	2030年	4500
	2040年	3600
	2050年	3100
	2060年	3000
平均设计寿命/a	2020年	10
	2030年	20
	2040年	30
	2050年	30
	2060年	30

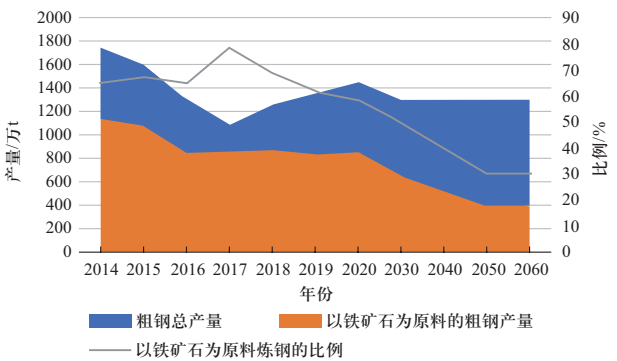


图 A6 浙江省粗钢产量及生产方式变化与预测

Fig. A6 Change and prediction of crude steel production in Zhejiang Province

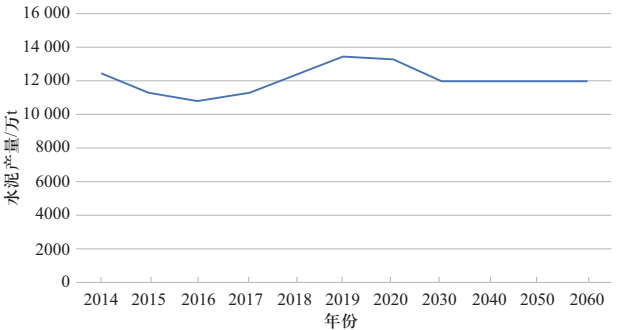


图 A7 浙江省水泥产量变化与预测

Fig. A7 Change and prediction of cement production in Zhejiang Province

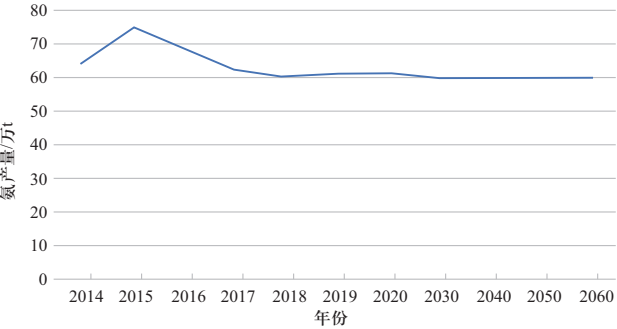


图 A8 浙江省合成氨产量变化与预测

Fig. A8 Change and prediction of ammonia production in Zhejiang Province

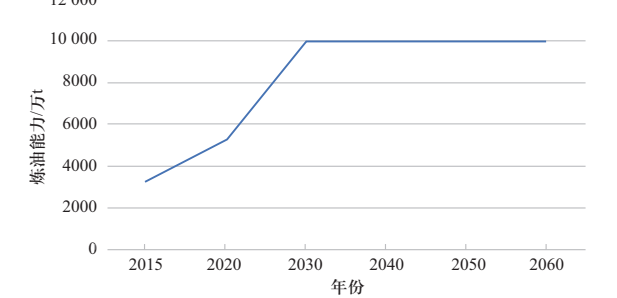


图 A9 浙江省炼油能力变化与预测

Fig. A9 Change and prediction of refining capacity in Zhejiang Province

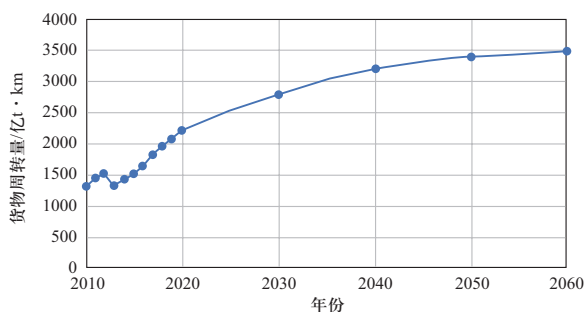


图 A10 浙江省公路货运周转量变化与预测

Fig. A10 Change and prediction of road cargo turnover in Zhejiang Province

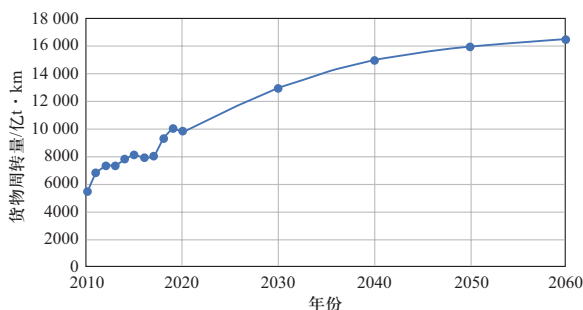


图 A11 浙江省水路货运周转量变化与预测

Fig. A11 Change and prediction of waterway cargo turnover in Zhejiang Province

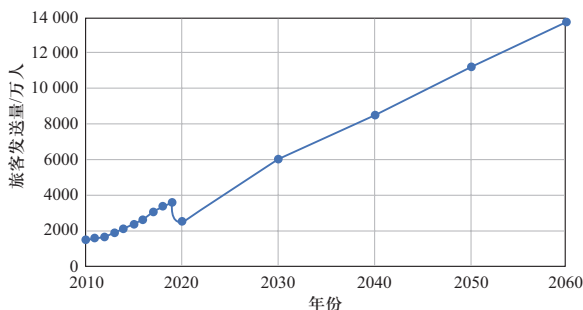


图 A12 浙江省航空旅客发送量变化与预测

Fig. A12 Change and prediction of air passenger departure in Zhejiang Province

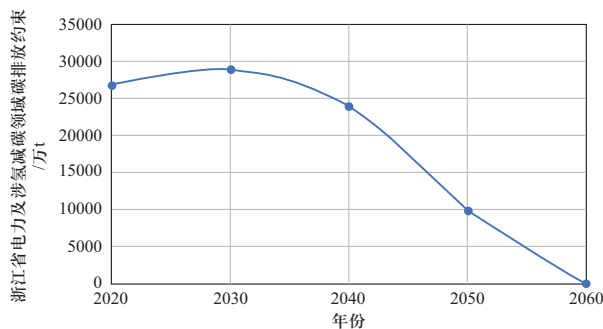


图 A13 对模型边界内的碳排放设定的限值

Fig. A13 Limits set on carbon emissions within model boundaries

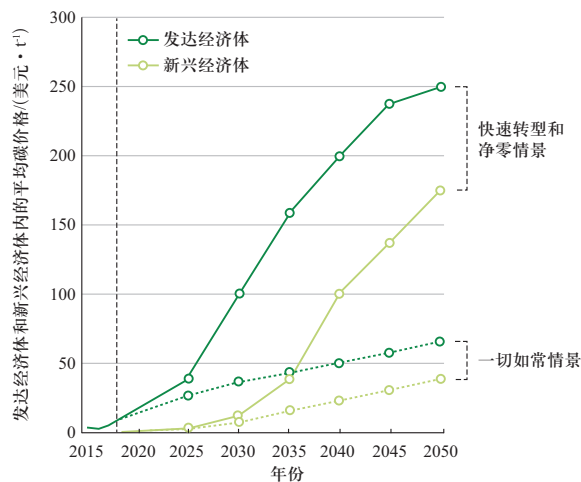


图 A14 平均碳价变化预测

Fig. A14 Prediction of average carbon price

模型输入中采用图A14中新兴经济体在快速转型和净零情景下的平均碳价格。

收稿日期：2022-03-26；修回日期：2022-05-24。



文凡

作者简介：

文凡（1982），男，硕士，高级工程师，研究方向为电网企业运营分析、新型储能应用，E-mail: seefunwen@126.com。

林瑞霄（1992），男，硕士，工程师，研究方向为氢能技术经济、电氢耦合技术。通信作者，E-mail: ruixiao_lin@outlook.com。

（责任编辑 张宇）