

# 考虑固态运氢交互的电氢综合能源系统协同规划

孙亮<sup>1</sup>, 刘佳奥<sup>1</sup>, 党翠<sup>2</sup>, 刘书宁<sup>1</sup>, 李卓骏<sup>1</sup>, 张儒峰<sup>1</sup>

(1. 东北电力大学电气工程学院, 吉林省吉林市 132012; 2. 国网南昌供电公司, 南昌市 330096)

**摘要:**【目的】面对我国“沙戈荒”大型风光基地外送通道受限与本地消纳不足等现实问题,为缓解新能源消纳受限以及氢能制-储-运-用脱节,提出一种考虑固态运氢交互的电氢综合能源系统协同规划方法。【方法】首先构建含电解槽、储氢罐、气-固转化装置及氢能汽车负荷等的电氢综合能源系统(electricity-hydrogen integrated system, IEHS),并引入固态运氢车(solidity hydrogen transport vehicle, SHTV)实现各区域间氢能的高效运输与能量交互。然后以设备容量配置成本最小为上层目标、以系统优化调度成本最小为下层目标,建立制-储-运-用氢双层规划模型,并采用Karush-Kuhn-Tucker(KKT)条件和Big-M法将双层模型转换为单层线性模型求解。【结果】结果表明,采用SHTV进行系统跨区域氢能交互后,可降低系统年购电和弃风弃光成本,系统年总成本较各区独立运行情形降低7479万元,降幅达17.7%;与氢管拖车(hydrogen tube trailer, HT)交互相比,年运输成本降低1552万元,降幅达67.9%。【结论】所提方法在促进风电、光伏消纳的同时减少排放9450 t CO<sub>2</sub>,有效提高了系统整体经济性和环保性。

**关键词:**电氢综合能源系统;固态运氢;电制氢;双层规划模型;氢能交互

中图分类号: TM715

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)06-0149-17

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.06.012

## Collaborative Planning of a Cross-Regional Electric-Hydrogen Integrated Energy System Considering Solid-State Hydrogen Transfer Interactions

SUN Liang<sup>1</sup>, LIU Jiaao<sup>1</sup>, DANG Cui<sup>2</sup>, LIU Shuning<sup>1</sup>, LI Zhuojun<sup>1</sup>, ZHANG Rufeng<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, Jilin Province, China;

2. State Grid Nanchang Power Supply Company, Nanchang 330096, China)

**ABSTRACT:** [Objective] To address practical issues such as limited transmission channels for large-scale wind-solar bases in desert and arid regions of China and insufficient local consumption, this paper proposes a collaborative planning method for an integrated electricity-hydrogen energy system (IEHS) that considers solid-state hydrogen transport interactions. The method aims to alleviate the coupling bottleneck between renewable energy curtailment and the disconnection across hydrogen production, storage, transport and utilization. [Methods] First, an IEHS model is established, comprising electrolyzers, hydrogen storage tanks, gas-solid conversion units, and hydrogen vehicle loads. Solid-state hydrogen transport vehicles (SHTVs) are introduced to enable efficient interregional hydrogen transport and energy interaction. A bilevel planning model for hydrogen production, storage, transport, and utilization is then formulated. The upper-level objective minimizes equipment capacity configuration costs and the lower-level objective minimizes system operation optimal dispatch costs. The bilevel model is transformed into a single-level linear model using the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions and the Big-M method. [Results] The results demonstrate that adopting SHTVs for cross-regional hydrogen interaction reduces annual electricity purchase costs and renewable energy (wind and solar power) curtailment costs. Compared with independent operation in each region, the annual total system cost decreases by RMB 74.79 million, representing a reduction of 17.7%. In addition, relative to hydrogen tube trailer (HT)-based interaction, the annual transport cost decreases by RMB 15.52 million, or 67.9%. [Conclusions] The proposed method facilitates the accommodation of wind and solar power while reducing CO<sub>2</sub> emissions by 9,450 t, thereby effectively improving the overall economic and environmental performance of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(No. 52377080)

**KEYWORDS:** integrated electricity-hydrogen energy system; solid-state hydrogen transport; power-to-hydrogen; bi-level programming model; hydrogen energy interaction

## 0 引言

在我国沙漠戈壁荒漠(简称“沙戈荒”)地区大型风光基地加快建设的背景下,新能源呈现集中式、规模化开发特征,基地侧风光出力波动强且富余时段明显;同时受电力外送通道建设规划与受端消纳能力阶段性约束影响,仅依赖电能外送难以在所有时段实现高效消纳,弃风弃光问题更易凸显<sup>[1]</sup>。因此,如何在外送受限条件下形成富余电能的替代转移通道,并实现跨区域灵活消纳,成为沙戈荒大基地场景下亟需解决的关键工程问题。而氢能作为一种绿色、可再生的二次能源,正受到越来越广泛的关注<sup>[2]</sup>,凭借其零排放、高效率的绿色属性以及可长周期存储的技术优势,不仅成为破解新能源消纳难题的关键能源,更能促使能源体系优化<sup>[3-4]</sup>。

目前,我国在制氢、储氢、运氢、用氢环节均已取得了丰富的成果。制氢系统的关键元件就是电解槽,电解槽作为电力系统和氢能系统传递能量的桥梁,分析其特性对电氢综合能源系统具有重要意义<sup>[5-6]</sup>。文献[7-8]主要阐述了3种电解制氢技术,其中碱性电解槽由于具有产氢纯度高、运行电流密度高等优势,是最具有发展前景的绿色制氢技术。储氢系统作为氢能规模化应用的核心载体,其技术突破直接决定了氢能产业链的经济性与安全性。文献[9]构建了风光氢储互补系统优化调度模型,联合氢储能技术为可再生能源消纳提供了参考。文献[10-13]指出氢储能凭借可长时存储、跨能域协同的核心优势,已深度融入电力系统“源-网-荷”全环节。运氢系统在整个氢能供应链中也起到了重要作用。文献[14-17]指出规模化运氢是实现氢能产业化的关键技术环节,当前主流的运输方式包括氢长管拖车(hydrogen tube trailer, HT)<sup>[18]</sup>、天然气掺氢运输<sup>[19]</sup>和纯氢管道<sup>[20]</sup>等。管道输氢及天然气网掺氢运输更适用于氢气中长距离跨区域大量输送;而在200 km以内的短距离场景,例如两相邻地区的少量氢气运输,对运输的灵活性要求较高,HT运输目前仍是应用更广、工程技术更成熟的运氢方式<sup>[21-22]</sup>。对于拖车运输,现有文献多将氢能视为气态或液态介质进行储运。气态储氢密度较低且单位储运容量有限;液氢则需要在超低温条件下保持液化状态,对温度要求严苛<sup>[23]</sup>。而固态储氢对压力与温度条件更加宽容且

储氢密度更高<sup>[24]</sup>,在运输过程中安全性也更优,具备较高的储运效率与成本优势<sup>[25]</sup>。因此,固态运氢车(solidity hydrogen transport vehicle, SHTV)越来越受到人们的关注。近些年来,氢能利用除了工业类基础型用氢之外,还集中在交通方面<sup>[26]</sup>,例如氢能汽车由于行驶过程中产物仅为水,对环境无污染,正在被大力发展以减少碳排放<sup>[27]</sup>。

随着能源互联网的推进,将多个区域综合能源系统进行耦合以实现统一规划与协同运行,已成为重要研究方向<sup>[28]</sup>。不同区域内的综合能源系统,通过多种供能方式实现互联互通,进行跨区域氢能交互,不仅有助于发挥不同区域间的资源互补能力<sup>[29]</sup>,还可提升设备利用率、降低冗余投资,从而推动资源的合理配置<sup>[30]</sup>。文献[31]在建模中同时考虑氢能供应网络、配电网以及交通运输网络之间的耦合作用,提出了氢能供应基础设施规划方法,结果表明该方法在跨区域氢能交互规划中具有较好的运行灵活性和投资经济性。文献[32]从电-氢-交通多网络耦合角度对跨区域系统的协同规划问题进行了研究,但其运氢方式仍以气态氢为主,未进一步分析不同储运形态对系统容量配置与运行特性的影响。文献[33]考虑了远距离采用输氢管道对两地区整体的电氢综合能源系统进行制-储-运-用氢协同规划。文献[34]针对3个地区构建了新能源制氢储氢与氢长管拖车运氢的协同规划模型。文献[35]从多区域电氢系统协同运行角度分析了区域间能量交互对系统经济性的促进作用,但在运氢环节中相对理想化建模,未进一步区分不同储运技术条件下运输能力、时间约束及其对规划结果的影响。

在沙戈荒地区大型风光基地场景下,上述跨区域协同研究所面临的运氢问题会更加突出,当基地侧出现富余电能且外送受限时,需要通过制氢与跨区运输形成可调节的能量转移通道,以支撑多时段、多场景下的灵活消纳与互济。然而,现有研究在运氢方式上仍是以长管拖车为主的气氢运输方案。一方面,受限于气态储运密度较低和单位运输能力有限,短中距离、频繁调配场景往往需要更高车次与更大的运输成本,使得跨区交互的效率提升空间受到一定制约。另一方面,针对更高单位运输能力的固态运氢方案,现有文献在规划层面仍缺少与容量配置和多场景调度联动的系统化建模与求解框架,对

运输能力、到站间隔、库存缓冲等约束的耦合关系刻画不足,使规划结果的工程适用性仍有进一步提升空间。

因此,本文提出一种考虑固态运氢交互的电氢综合能源系统协同规划方法,构建含风电、光伏、电解槽、储氢罐等的电氢综合能源系统,对氢能汽车氢耗需求进行灵活性建模且构建了氢能汽车碳交易模型,并引入 SHTV 来实现氢能的跨区域传输,进而实现系统之间高效的氢能交互。最后构建上层以容量配置成本最小为目标、下层以优化调度成本最小为目标的双层规划模型;通过设置典型场景进行案例分析,验证所提模型的合理性和有效性。

### 1 跨区域电氢综合能源系统

#### 1.1 系统结构

文章所提含 SHTV 的氢能交互跨区域电氢综合能源系统结构如图 1 所示。本文所指电氢综合能源系统特指以电能与氢能为主要耦合对象的综合能源系统子类,以突出研究聚焦于制-储-运-用氢协同规划问题。

在此模型中,发电侧包括风光发电和向电网购电。其中,向电网购电的作用是当风光出力因间歇性、波动性出现缺口时,补充电力以保障制氢与基础电负荷稳定。各地区电解槽制得的氢气进入储氢罐中,一部分直接供应本地的加氢需求,另一部分形成存量。储氢罐作为中间缓冲环节,其动态容量遵循氢质量守恒方程。储氢罐的动态变化取决于电解槽

产氢量、对本地氢负荷的供应量,以及调度到其他地区的运输量。对于此系统模型,储氢罐仅用于气态氢的存储与缓冲,其本身不承担气-固或固-气形态转换功能,相关转换过程由固态运氢车的车载气-固转换装置完成。运氢系统由 SHTV 组成,气-固转换装置集成在 SHTV 上,其有 2 种工作方式,当需要向外调度氢气时需将气态氢转换成固态并装入 SHTV 中;当需要接收调度来的氢气时需将固态氢转换成气态氢并存放于储氢罐中。气-固转换装置本身也是固态储氢装置,是包含金属氢化物及热管理等辅机装置的压力容器,为集成式储氢与转换模块,在其内部完成气-固及固-气反应过程,反应完成后的氢气在模块内以相应形态储存,并随固态运氢车整体进行运输。当本地制氢能力不足时,则可通过 SHTV 来进行区外调度。在用氢需求侧,文章包含工业用氢和氢能汽车两类负荷,其中,化工、冶金等工业用氢规模大,是典型的基础类氢负荷;而氢能汽车代表交通领域中氢负荷规模较大、日内时序变化明显的一类新兴用氢场景,对制-储-运-用氢各环节容量配置和跨区调度策略影响较大,具有典型代表性。与燃油汽车相比,氢能汽车行驶过程中产物仅为水,可有效减少碳排放。

#### 1.2 电解槽制氢模型

电解槽制氢量由电解过程决定,其产氢量与电解效率呈线性关系,可简化为<sup>[31]</sup>:

$$Q_{e1}(t) = \eta_{e1} P_{e1}(t) \Delta t \tag{1}$$

式中: $Q_{e1}(t)$ 为  $t$  时刻电解槽的制氢量; $\eta_{e1}$ 为电解槽工作效率; $P_{e1}(t)$ 为  $t$  时刻电解槽的输入功率。

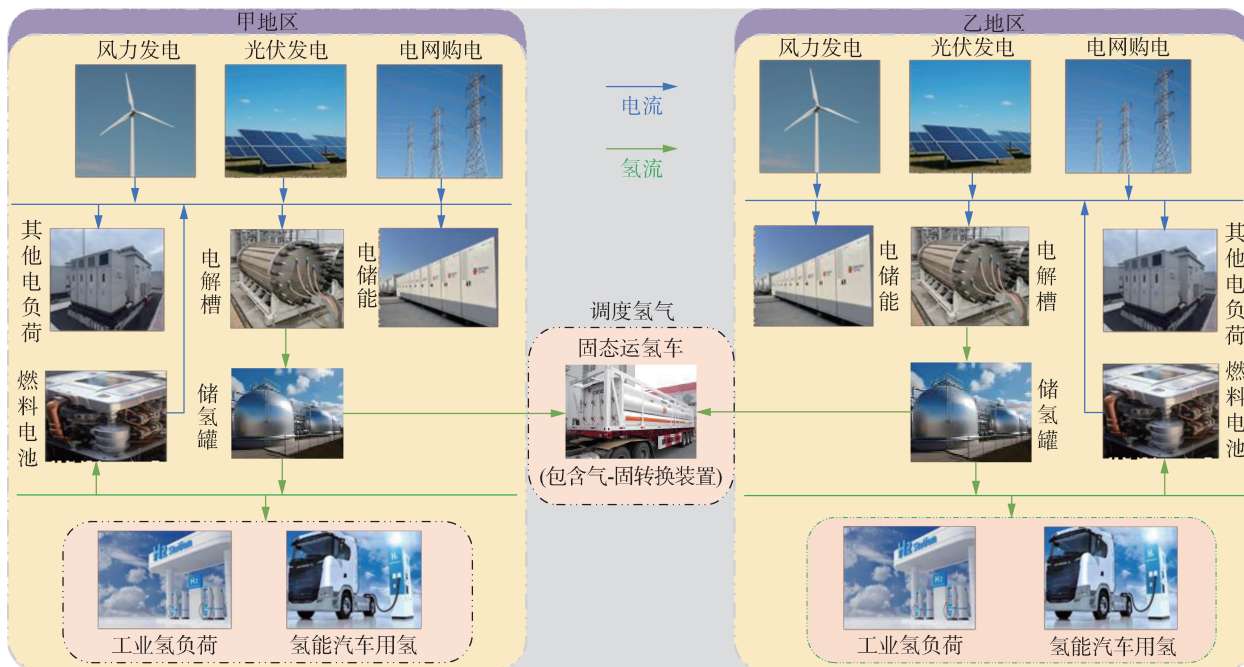


图 1 含 SHTV 的氢能交互电氢综合能源系统

Fig. 1 Integrated electric-hydrogen energy system with hydrogen energy interaction via SHTV

### 1.3 储氢罐储氢模型

由于高压气态储氢技术体系完整,且能耗低、经济性较好,文章采用高压气态储氢罐。储氢罐的压强表达式为<sup>[16]</sup>:

$$p_{H_2}(t) = \frac{Q_{hs}(t)RT_{H_2}}{V_{mol}V_{H_2}} \quad (2)$$

式中: $p_{H_2}(t)$ 为 $t$ 时刻的储氢压强; $Q_{hs}(t)$ 为 $t$ 时刻储氢罐储存氢气的量; $R$ 为气体常数; $T_{H_2}$ 为储氢罐的温度; $V_{mol}$ 为摩尔体积。

储氢罐的储氢状态如下所示:

$$S_{H_2}(t) = \frac{p_{H_2}(t)}{p_{H_2}^{max}} \quad (3)$$

式中: $S_{H_2}(t)$ 表示储氢罐 $t$ 时刻的储氢状态; $p_{H_2}^{max}$ 为储氢罐内的最大压强。

本地区内的储氢罐满足以下动态平衡方程:

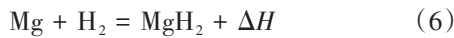
$$Q_{hs}(t) = Q_{hs}(t-1) + Q_{ei}(t) + Q_{net}(t) - Q_{HDT}(t) - Q_{OTH}(t) \quad (4)$$

$$Q_{net}(t) = Q_{buy}(t) + \eta_{hs}Q_{in}(t) - \frac{Q_{out}(t)}{\eta_{hs}} \quad (5)$$

式中: $Q_{net}(t)$ 为 $t$ 时刻净外部流入(流出)氢气量; $Q_{buy}(t)$ 为 $t$ 时刻购氢量; $\eta_{hs}$ 为储氢罐充放氢效率; $Q_{HDT}(t)$ 为 $t$ 时刻氢能汽车加氢需求量; $Q_{OTH}(t)$ 为 $t$ 时刻工业氢负荷; $Q_{out}(t)$ 为 $t$ 时刻该地区储氢罐输向气-固转换装置的氢气量; $Q_{in}(t)$ 为 $t$ 时刻转换装置输向该地区储氢罐的氢气量。

### 1.4 SHTV 运氢模型

在固态储氢材料中,镁基储氢材料吸氢和放氢反应可逆性较好、对环境污染小、地球上储存含量较高、成本较低,所以本文采用镁作为储氢的金属原料。镁氢化物的吸氢与放氢过程属于典型的气-固反应和固-气反应,且相互可逆。纯镁的氢化过程可描述为:氢分子先在镁表面解离为氢原子;氢原子随后渗入表层并向内部扩散,形成固溶体;当固溶体中氢的溶解度达到阈值时发生相变,生成氢化镁<sup>[36-37]</sup>。反应关系式如下:



反应核心区遵循范特霍夫等压方程<sup>[25]</sup>:

$$\ln \frac{p_a}{p_0} = \frac{R\Delta H - \Delta S}{RT_a} \quad (7)$$

式中: $p_a$ 为平衡压强; $p_0$ 为大气标准压强; $\Delta H$ 为反应焓; $\Delta S$ 为反应熵; $T_a$ 为反应平衡温度。

#### 1.4.1 SHTV 气-固转换模型

假设将氢气近似为理想气体,并且各处气相氢分子与金属微粒温度一致。根据范特霍夫等压方程,气-固转换需满足以下约束<sup>[38]</sup>:

$$\ln \frac{p_1}{p_0} = \frac{R\Delta H_1 - \Delta S_1}{RT_1} \quad (8)$$

$$v_1(t) = J_1 N \ln \frac{p_{abo}}{p_1} e^{\left(\frac{-E_1}{RT_1}\right)} \frac{m_{Mg}(t) - m_{MgH_2}(t)}{m_{molMgH_2}} \quad (9)$$

$$Q_{amax}(t) = \int_t^{t+\Delta T} v_1(t) dt = \frac{[v_1(t) + v_1(t+1)]\Delta T}{2} \quad (10)$$

$$0 \leq Q_a(t) \leq Q_{amax}(t) \quad (11)$$

$$Q_{zhuang}^{SHTV}(t) = m_{molH_2} Q_a(t) \quad (12)$$

$$m_{Mg}(t) = (1 - \gamma) m_{MgH_2}(t) \quad (13)$$

$$Q_{out}(t) = Q_{zhuang}^{SHTV}(t) - Q_{SHTV}(t-1) \quad (14)$$

式中: $p_1$ 为氢气-固转换时系统的平衡压强; $\Delta H_1$ 为氢气-固转换时反应热; $\Delta S_1$ 为氢气-固转换时反应熵; $T_1$ 为氢气-固转换时系统的平衡温度; $v_1(t)$ 为 $t$ 时刻镁的吸氢速率; $J_1$ 为镁吸氢反应系数; $N$ 为化学反应的计量数; $p_{abo}$ 为氢气-固转换时系统的压强; $E_1$ 为镁的吸氢活化能; $m_{Mg}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气-固转换时系统内镁的质量; $m_{MgH_2}(t)$ 为 $t$ 时刻氢气-固转换时系统内氢化镁的质量; $m_{molMgH_2}$ 为氢化镁的摩尔质量; $Q_{amax}(t)$ 为 $t$ 时刻气-固转换装置内镁的最大吸氢量; $\Delta T$ 为时间间距; $Q_a(t)$ 为 $t$ 时刻气-固转换装置内镁的吸氢量; $m_{molH_2}$ 为氢气摩尔质量; $\gamma$ 为氢化镁中含氢的百分比; $Q_{zhuang}^{SHTV}(t)$ 为 $t$ 时刻装入SHTV的氢化镁内氢元素的质量; $Q_{SHTV}(t)$ 为 $t$ 时刻气-固转换装置中氢化镁内氢元素的质量。

#### 1.4.2 SHTV 固-气转换模型

当SHTV运输完毕时,需要通过转换装置将固态氢转成气态存入储氢罐中,满足如下约束<sup>[25]</sup>:

$$\ln \frac{p_2}{p_0} = \frac{\Delta S_2 T_2 - \Delta H_2}{RT_2} \quad (15)$$

$$v_2(t) = N \frac{p_r - p_2}{p_2} e^{\left(\frac{-E_2}{RT_2}\right)} \frac{m_{Mg}^{out}(t)}{m_{molMgH_2}} \quad (16)$$

$$Q_{rmax}(t) = \int_t^{t+\Delta T} -v_2(t) dt = \frac{[-v_2(t) + v_2(t+1)]\Delta T}{2} \quad (17)$$

$$0 \leq Q_r(t) \leq Q_{rmax}(t) \quad (18)$$

$$Q_{xie}^{SHTV}(t) = Q_r(t) m_{molH_2} \quad (19)$$

$$Q_{xie}^{SHTV}(t) = m_{Mg}^{out}(t) \gamma \quad (20)$$

$$Q_{in}(t) = Q_{xie}^{SHTV}(t) - Q_{SHTV}(t-1) \quad (21)$$

式中: $p_2$ 为氢固-气转换时系统的平衡压强; $\Delta S_2$ 为氢固-气转换时反应熵; $\Delta H_2$ 为氢固-气转换时反应热; $T_2$ 为氢固-气转换时系统的平衡温度; $v_2(t)$ 为 $t$ 时刻镁的放氢速率; $p_r$ 为氢固-气转换时系统内的压强; $E_2$ 为镁的放氢活化能; $m_{Mg}^{out}(t)$ 为氢固-气转换时系统内氢化镁的质量; $Q_{rmax}(t)$ 为氢固-气转换时设备内氢化镁的

最大放氢量; $Q_{\text{sie}}^{\text{SHTV}}(t)$ 为 $t$ 时刻固-气转换时装置内分解出氢气的质量。需要说明的是,式(15)—(21)中涉及的反应焓 $\Delta H$ 为金属氢化物的热力学物性参数,用于描述气-固及固-气反应平衡关系。在文章建模中,转换功能集成于固态运氢车上,放氢过程所需热量由车辆内部热管理系统提供,其能耗属于车辆运行能耗,已等效包含在运输成本参数中,故未单独引入加热功率变量,也不纳入系统中电力电量平衡方程。

### 1.4.3 SHTV 运输模型

SHTV 应该满足的逻辑约束为某一车不能同时处于静止状态和运动状态;不能同时从某地区离开和到达某地区。具体约束为<sup>[31]</sup>:

$$\sum_{x \in P} \sum_{y \in P} a_{x,y,k}(t) + \sum_{x \in P} b_{x,k}(t) = 1, \forall t \in T, k \in U \quad (22)$$

$$\alpha_{x,k}(t) + \beta_{x,k}(t) \leq 1, \forall x \in P, t \in T \quad (23)$$

式中: $a_{x,y,k}(t)$ 表示第 $k$ 辆SHTV时刻 $t$ 在地区 $x$ 与地区 $y$ 之间运动的0-1辅助变量; $b_{x,k}(t)$ 表示第 $k$ 辆SHTV时刻 $t$ 在地区 $x$ 的静止0-1辅助变量; $\alpha_{x,k}(t)$ 表示第 $k$ 辆SHTV时刻 $t$ 从地区 $x$ 出发的0-1辅助变量; $\beta_{x,k}(t)$ 表示第 $k$ 辆SHTV时刻 $t$ 到达地区 $x$ 的0-1辅助变量; $P$ 为所有地区的集合; $T$ 为调度周期时刻集合; $U$ 为SHTV集合。

SHTV 装氢容量约束为:

$$n_{x,y}(t) = \sum_{k=1}^F \alpha_{x,y,k}(t) \quad (24)$$

$$0 \leq Q_{x,y}^{\text{SHTV}}(t) \leq n_{x,y}(t) \eta_{\text{SHTV}} Q_{\text{SHTV}}^{\text{max}}, \forall x, y, \forall t \quad (25)$$

式中: $Q_{x,y}^{\text{SHTV}}(t)$ 为时刻 $t$ 从地区 $x$ 装走并发往地区 $y$ 的氢气的量; $n_{x,y}(t)$ 为时刻 $t$ 从地区 $x$ 到地区 $y$ 的发车车次,取整数; $\eta_{\text{SHTV}}$ 为装载利用系数; $Q_{\text{SHTV}}^{\text{max}}$ 为单车SHTV最大装载氢气的量。

SHTV 从地区 $x$ 到地区 $y$ 有必要的运输时间 $T_{\text{tran}}$ 和转换时间 $T_{\text{zhuang}}(t)$ ,其中,转换时间 $T_{\text{zhuang}}(t)$ 为:

$$T_{\text{zhuang}}(t) = \frac{Q_{\text{zhuang}}(t)}{R_{\text{zhuang}}} \quad (26)$$

$$T_{\text{stop}}(t) \geq T_{\text{zhuang}}(t) \quad (27)$$

$$\beta_x(t) + \alpha_x(t) \leq 1, \quad \forall t < T_{\text{stop}}(t) + T_{\text{tran}}, \forall x \in P \quad (28)$$

$a_{x,y}(t) \leq a_{x,y}(t-1) - a_{x,y}(t-T_{\text{tran}}), \forall x \in P, t \in T \quad (29)$

式中: $Q_{\text{zhuang}}(t)$ 为 $t$ 时刻转换的氢量,在SHTV装氢时, $Q_{\text{zhuang}}(t) = Q_{\text{zhuang}}^{\text{SHTV}}(t)$ ,在SHTV卸氢时, $Q_{\text{zhuang}}(t) = Q_{\text{sie}}^{\text{SHTV}}(t)$ ;  $T_{\text{stop}}(t)$ 为SHTV到站后的停留时间; $R_{\text{zhuang}}$ 为气-固装置转换速率。

### 1.5 氢能汽车用氢模型

蒙特卡罗方法是一种随机抽样技术,核心思想是依据给定的概率密度函数来生成样本,通过不断产生

随机数据并与分布特性相匹配,从而近似刻画变量的真实分布情况。在氢能汽车建模中,利用该方法可以获得车辆开始加氢时刻的随机分布,车辆行驶里程、加氢时刻和初始荷氢状态的分布,并进一步推算单车的耗氢量,实现对其不确定性的有效描述<sup>[26]</sup>。由概率密度函数得氢能汽车的初始氢储能荷氢状态<sup>[26]</sup>:

$$f(S^z) = \frac{1}{\theta_{\text{SOH}} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t - \theta_{\text{SOH}})^2}{2\delta_{\text{SOH}}^2}} \quad (30)$$

式中: $f(S^z)$ 为初始荷氢状态的概率密度函数; $S^z$ 为第 $z$ 辆氢能汽车的初始荷氢状态; $\delta_{\text{SOH}}$ 和 $\theta_{\text{SOH}}$ 为初始荷氢状态的均值和标准差。

氢能汽车到达加氢站并且开始加氢时刻的单峰模型<sup>[28]</sup>为:

$$f(T^z) = \begin{cases} \frac{1}{\delta \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t - \theta + 24)^2}{2\delta^2}}, & 0 \leq t < (\theta - 12) \\ \frac{1}{\delta \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t - \theta)^2}{2\delta^2}}, & (\theta - 12) \leq t \leq 24 \end{cases} \quad (31)$$

式中: $f(T^z)$ 为加氢时刻的概率密度函数; $T^z$ 为第 $z$ 辆汽车的到达(开始加氢)时刻; $\theta$ 和 $\delta$ 为加氢开始时刻的均值和标准差。

氢能汽车到达加氢站并且开始加氢时刻的双峰模型<sup>[27]</sup>为:

$$g(t) = \tau_1 f_1(T^z) + \tau_2 f_2(T^z) \quad (32)$$

式中: $\tau_1$ 、 $\tau_2$ 为双峰模型时间分布的混合权重系数; $f_1(\cdot)$ 、 $f_2(\cdot)$ 分别为双峰分布中第一峰和第二峰对应的加氢时刻概率密度函数。

氢能汽车日行驶路程概率密度函数<sup>[27]</sup>为:

$$f(L^z) = \frac{1}{L^z \delta_L \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln L^z - \theta_L)^2}{2\delta_L^2}} \quad (33)$$

式中: $f(L^z)$ 为汽车驶过路程的概率密度函数; $L^z$ 第 $z$ 辆氢能汽车的日行驶路程; $\theta_L$ 和 $\delta_L$ 为路程对数正态分布的均值和标准差。

根据以上概率密度函数,可得氢能汽车消耗氢气的量为:

$$Q_{\text{truck}}^z = \frac{\chi_{\text{H}_2, \text{truck}} L^z}{100} + Q_{\text{H}_2, \text{truck}} S_{\text{max}} - Q_{\text{H}_2, \text{truck}} S_{\text{start}}^z \quad (34)$$

式中: $Q_{\text{truck}}^z$ 为第 $z$ 辆氢能汽车需要氢气的量; $\chi_{\text{H}_2, \text{truck}}$ 为氢能汽车百千米消耗氢气的量; $Q_{\text{H}_2, \text{truck}}$ 为氢能汽车的储氢罐最大容量; $S_{\text{max}}$ 为氢能汽车的储氢罐荷氢状态最大值; $S_{\text{start}}^z$ 为第 $z$ 辆氢能汽车初始荷氢状态。

在行驶相同里程的条件下,与燃油汽车相比降低的碳排放量为:

$$Q_{\text{carbon}}^{\text{down}} = Q_{\text{gas}} \sum_{z=1}^Z L^z \quad (35)$$

式中:  $Q_{\text{gas}}$  为燃油汽车行驶单位里程的碳排放量。

## 2 双层规划模型

### 2.1 上层规划模型

#### 2.1.1 目标函数

$$C_{\text{up}} = \min(C_{\text{in}} - C_{\text{back}}) \quad (36)$$

式中:  $C_{\text{up}}$  为最小年容量配置成本;  $C_{\text{in}}$  为系统年均投资成本;  $C_{\text{back}}$  为设备年均退役回收成本。

系统内各设备的年均投资成本为:

$$C_{\text{in}} = \sum_{i \in Q} \frac{\kappa(1+\kappa)^{T_i}}{(1+\kappa)^{T_i} - 1} c_i A_i + \frac{\kappa(1+\kappa)^{T_{\text{SHTV}}}}{(1+\kappa)^{T_{\text{SHTV}}} - 1} c_{\text{SHTV}} N_{\text{SHTV}} \quad (37)$$

式中:  $\kappa$  为折现率;  $c_i$  为设备的单位投资成本;  $A_i$  为设备  $i$  配置的额定容量;  $T_i$  为设备  $i$  的使用寿命;  $Q$  为光伏机组、风电机组、电解槽、燃料电池和电储能等设备集合;  $c_{\text{SHTV}}$  为单辆 SHTV 的投资成本;  $T_{\text{SHTV}}$  为 SHTV 的使用寿命;  $N_{\text{SHTV}}$  为所规划的 SHTV 数量。

光伏机组、风电机组、电解槽、燃料电池、电储能和车辆的回收会带来收益,其折算到第 1 年的现值为:

$$C_{\text{back}} = \sum_{i \in Q} \frac{c_{i,\text{back}} c_i A_i}{(1+\kappa)^{T_i}} + \frac{c_{\text{SHTV,back}} c_{\text{SHTV}} N_{\text{SHTV}}}{(1+\kappa)^{T_{\text{SHTV}}}} \quad (38)$$

式中:  $c_{i,\text{back}}$  为设备单位年均退役回收成本系数;  $c_{\text{SHTV,back}}$  为 SHTV 年均退役回收成本系数。

#### 2.1.2 上层模型约束条件

1) 系统内各设备的容量约束:

$$A_{i,\text{min}} \leq A_i \leq A_{i,\text{max}} \quad (39)$$

式中:  $A_{i,\text{max}}$ 、 $A_{i,\text{min}}$  为系统内各设备的容量上下限。

2) 系统内储氢罐约束:

$$0.1A_{\text{H}_2,\text{max}} \leq Q_{\text{hs}}(t) \leq 0.95A_{\text{H}_2,\text{max}} \quad (40)$$

$$\phi_{\text{hs,dis}} + \phi_{\text{hs,in}} \leq 1 \quad (41)$$

$$0 \leq Q_{\text{hs,dis}}(t) \leq \phi_{\text{hs,dis}} Q_{\text{hs,max}} \quad (42)$$

$$0 \leq Q_{\text{hs,in}}(t) \leq \phi_{\text{hs,in}} Q_{\text{hs,max}} \quad (43)$$

式中:  $A_{\text{H}_2,\text{max}}$  为储氢罐最大的储氢容量;  $\phi_{\text{hs,dis}}$ 、 $\phi_{\text{hs,in}}$  为放氢和充氢状态的辅助 0-1 变量;  $Q_{\text{hs,dis}}(t)$ 、 $Q_{\text{hs,in}}(t)$  为  $t$  时刻储氢罐释放和充入的氢气流;  $Q_{\text{hs,max}}$  为储氢罐最大的释放量和存入量。

3) 系统内储电设备约束:

$$0.1A_{\text{es,min}} \leq Q_{\text{es}}(t) \leq 0.9A_{\text{es,max}} \quad (44)$$

$$\phi_{\text{es,dis}} + \phi_{\text{es,in}} \leq 1 \quad (45)$$

$$0 \leq Q_{\text{es,dis}}(t) \leq \phi_{\text{es,dis}} Q_{\text{es,max}} \quad (46)$$

$$0 \leq Q_{\text{es,in}}(t) \leq \phi_{\text{es,in}} Q_{\text{es,max}} \quad (47)$$

式中:  $A_{\text{es,max}}$ 、 $A_{\text{es,min}}$  分别储电设备容量上下限;  $Q_{\text{es}}(t)$  为  $t$  时刻电储能设备储电容量;  $\phi_{\text{es,dis}}$ 、 $\phi_{\text{es,in}}$  为放电和充电

状态的辅助 0-1 变量;  $Q_{\text{es,dis}}(t)$ 、 $Q_{\text{es,in}}(t)$  为  $t$  时刻储电设备释放和充入的电量;  $Q_{\text{es,max}}$  为储电设备最大的释放量和存入量。

### 2.2 下层调度模型

#### 2.2.1 目标函数

$$C_{\text{year}} = \sum_{s \in \psi} T_s C_{\text{down},s} \quad (48)$$

$$C_{\text{down},s} = \min(C_{\text{main},s} + C_{\text{buy},s} + C_{\text{tran},s} + C_{\text{center},s} + C_{\text{pre},s} + C_{\text{add},s} - C_{\text{carbon},s}) \quad (49)$$

式中:  $C_{\text{year}}$  为最小年调度成本;  $\psi$  为典型场景集合;  $T_s$  为各典型场景对应的天数;  $C_{\text{down},s}$  为最小日调度成本;  $C_{\text{main},s}$  为各设备的运行成本;  $C_{\text{buy},s}$  为向电网购电成本;  $C_{\text{tran},s}$  为氢气运输成本;  $C_{\text{center},s}$  为向市场购氢的成本;  $C_{\text{pre},s}$  为弃风弃光惩罚成本;  $C_{\text{add},s}$  为氢能汽车加氢成本;  $C_{\text{carbon},s}$  为减少碳排放所带来的收益。

1) 各设备运行成本。

$$C_{\text{main},s} = \sum_{i \in Q} \sum_{t \in T} [\varepsilon_i P_{i,s}(t) \Delta t] + \mu_{\text{hs}} \sum_{t \in T} [Q_{\text{in},s}(t) + Q_{\text{out},s}(t)] \quad (50)$$

式中:  $\varepsilon_i$  为各设备运行成本系数;  $P_{i,s}(t)$  为各设备运行功率;  $\mu_{\text{hs}}$  为储氢罐运行成本系数;  $Q_{\text{in},s}(t)$  为第  $s$  典型场景下  $t$  时刻转换装置输向该地区储氢罐的氢气流;  $Q_{\text{out},s}(t)$  为第  $s$  典型场景下  $t$  时刻该地区储氢罐输向气-固转换装置的氢气流。

2) 向电网购电成本。

$$C_{\text{buy},s} = \sum_{t \in T} \varepsilon_{\text{E, buy}} P_{\text{buy},s}(t) \quad (51)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{E, buy}}$  为向电网购电成本系数,即分时电价;  $P_{\text{buy},s}(t)$  为时刻  $t$  向电网购电功率。

其中,购电产生的碳排放量为:

$$Q_{\text{carbon},s} = \sum_{t \in T} \varepsilon_{\text{carbon}} P_{\text{buy},s}(t) \quad (52)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{carbon}}$  为购电碳排放系数。

3) 氢气运输成本。

$$C_{\text{tran},s} = \sum_{t \in T} [(\varepsilon_{\text{km}} L_{(x,y)} + \varepsilon_{\text{trip}}) n_{x,y,s}(t)] \quad (53)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{km}}$  为每车次每 km 的可变费用;  $L_{(x,y)}$  为地区  $x$  到地区  $y$  的距离;  $\varepsilon_{\text{trip}}$  为发车固定费用。

4) 向市场购氢成本。

$$C_{\text{center},s} = \sum_{t \in T} \varepsilon_{\text{H}_2, \text{buy}} Q_{\text{buy},s}(t) \quad (54)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{H}_2, \text{buy}}$  为向市场购氢成本系数,即氢价;  $Q_{\text{buy},s}(t)$  为  $t$  时刻向市场购氢量。

5) 弃风弃光惩罚成本。

$$C_{\text{pre},s} = \sum_{t \in T} \varepsilon_{\text{dis}} [P_{\text{pv},s}^{\text{dis}}(t) + P_{\text{w},s}^{\text{dis}}(t)] \quad (55)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{dis}}$  为单位弃风弃光的惩罚成本;  $P_{\text{pv},s}^{\text{dis}}$  为  $t$  时刻弃

光功率; $P_{w,s}^{dis}(t)$ 为时刻 $t$ 弃风功率。

6) 氢能汽车加氢成本。

$$C_{add,s} = \sum_{z=1}^Z \varepsilon_{add} Q_{truck,s}^z \quad (56)$$

式中: $\varepsilon_{add}$ 为加氢成本系数; $Q_{truck,s}^z$ 为场景 $s$ 下第 $z$ 辆氢能汽车需要的氢气量。

7) 氢能汽车降低碳排放所带来的收益。

$$C_{carbon,s} = \varepsilon_c Q_{carbon,s}^{down} \quad (57)$$

式: $\varepsilon_c$ 为碳收益系数; $Q_{carbon,s}^{down}$ 为场景 $s$ 下降低的碳排放量。

### 2.2.2 下层模型约束条件

1) 系统内电功率平衡约束。

$$P_{wind}(t) + P_{pv}(t) + P_{buy}(t) + P_{fuel}(t) + P_{es,dis}(t) = P_{load}(t) + P_{el}(t) + P_{pre}(t) + P_{es,in}(t) \quad (58)$$

式中: $P_{wind}(t)$ 为 $t$ 时刻风电功率; $P_{pv}(t)$ 为 $t$ 时刻光伏功率; $P_{buy}(t)$ 为 $t$ 时刻向电网购电功率; $P_{fuel}(t)$ 为 $t$ 时刻燃料电池的功率; $P_{es,dis}(t)$ 为 $t$ 时刻储电设备放电功率; $P_{load}(t)$ 为 $t$ 时刻当地基础电负荷功率; $P_{el}(t)$ 为 $t$ 时刻电解槽耗电功率; $P_{pre}(t)$ 为 $t$ 时刻系统的弃风弃电量; $P_{es,in}(t)$ 为 $t$ 时刻储电设备充电功率。

2) 系统内各种设备运行出力约束。

$$0 \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \quad (59)$$

式中: $P_i(t)$ 为 $t$ 时刻设备出力; $P_i^{max}$ 为各设备最大运行出力。

3) 车队规模与发车车次联立约束。

$$\sum_{x \in P_y} \sum_{y \in P_x} n_{x,y,s}(t) \leq N_{SHTV}, \quad \forall t \in T \quad (60)$$

## 3 求解方法

对于文章所提双层规划模型,上层决策变量为各设备配置容量,下层决策变量为各典型场景下各设备的逐时出力。上层确定系统的容量配置方案,下层在给定容量约束下求解运行调度策略,并形成相应的最优出力结果。下层运行结果体现了上层容量配置的可行性与经济性,最终输出为最优容量配置、最优设备出力、最优系统成本和系统的碳减排量等。

求解时,首先对给定的上层容量配置方案,构建下层调度模型的拉格朗日函数,再利用 KKT 互补松弛条件将其转化为上层模型的约束条件,从而将原双层规划问题转为单层优化问题。对互补松弛条件中存在的非线性互补项采用 Big-M 方法进行线性化处理,使转化后模型满足混合整数线性规划形式<sup>[39]</sup>,最终利用 CPLEX 求解器进行求解,求解具体转换过程见文献[40]。求解流程如

图 2 所示。

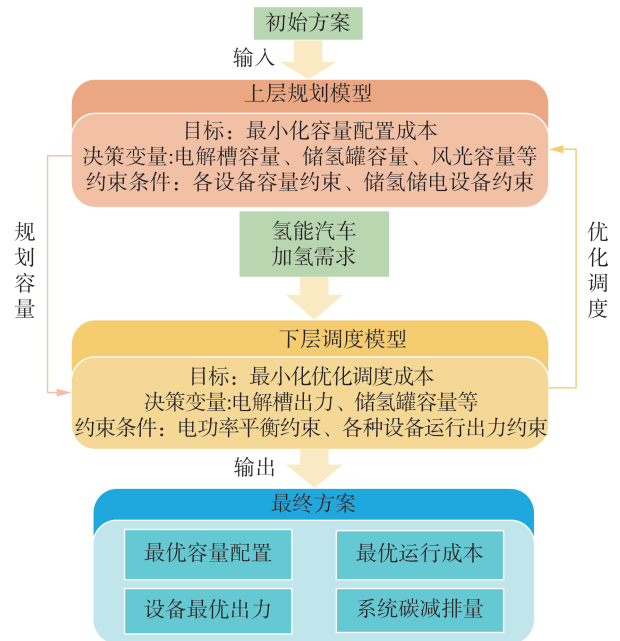


图 2 双层模型求解示意图

Fig. 2 Schematic diagram of double-layer model solution

## 4 算例分析

### 4.1 仿真参数设置

以我国某甲地区和乙地区为例进行分析。其中,甲乙两地区相距 80 km,设甲地区氢能汽车的数量为 300 辆,乙地区氢能汽车的数量为 200 辆。为进一步模拟氢能汽车的真实加氢需求,设定甲地区氢能汽车模拟长途行驶场景,昼夜跨区流动明显,在午间形成加氢大高峰;乙地区氢能汽车模拟近途行驶场景,受返程到站与司机休息窗口影响,一天中会出现 2 个加氢小高峰。采用蒙特卡罗方法在两区域分别随机生成 10 000 条氢能汽车日耗氢曲线,并在 24 个时刻上对各时刻样本值取中位数,构建各区域的代表性日耗氢曲线。这种做法可有效削弱极端样本对曲线形态的干扰,使得氢能汽车负荷曲线更能反映典型运行水平。在此种处理方法下,上层容量规划并非针对单一负荷曲线进行决策,而是结合多典型场景的年尺度加权折算进行容量优化,使容量决策形成综合最优结果,能够在不同负荷条件下保持运行可行性与经济性。该处理方式可视为基于离散场景集的随机规划近似方法,在保证模型可解性的同时兼顾氢负荷波动的影响,后续研究将进一步考虑引入分布鲁棒或机会约束机制,以增强容量规划对极端负荷情形的适应能力。

关于两地区氢能汽车的参数设定为:甲地区  $\theta_{soh}=0.8, \delta_{soh}=0.05; \theta=16, \delta=2.5; \theta_L=5.5, \delta_L=0.5$ 。

乙地区  $\theta_{\text{SOH}}=0.75, \delta_{\text{SOH}}=0.08; \tau_1=\tau_2=0.5$ , 其中第一个加氢小高峰  $\theta=15, \delta=2$ ; 第二个加氢小高峰  $\theta=21, \delta=1; \theta_L=4.8, \delta_L=0.4$ 。

为了保证典型场景的有效性,基于拉丁超立方抽样方法先生成了 10 000 组场景,再通过 K-均值聚类算法以场景集之间欧氏距离作为相似性衡量标准,进行场景削减,最终得到了 10 组具有相似归一化趋势的典型场景,利用典型场景进行容量配置时每种场景对应的天数为 36 天,风、光、电、氢负荷的原始数据和 10 组典型场景见附录 A。分时电价和氢价见附录 B 表 B1。其他仿真参数见附录 B 表 B2。

#### 4.2 仿真结果分析

为验证所提模型的有效性,提出 3 种方案来进行

表 1 各设备容量和车辆优化配置结果

Table 1 Optimal allocation of equipment capacities and vehicles

方案	风电/kW	光伏/kW	电解槽/kW	储氢罐/kg	电储能/kW	燃料电池/kW	车辆/台
方案 1	甲地区	91 742	37 138	82 510	2600	0	0
	乙地区	57 960	23 090	39 014	7437	0	
	总和	149 702	60 228	121 524	10 037	0	
方案 2	甲地区	83 807	36 525	82 560	1683	0	34
	乙地区	72 405	28 196	55 632	6415	0	
	总和	156 212	64 721	138 192	8098	0	
方案 3	甲地区	83 667	36 430	82 424	1509	0	12
	乙地区	72 261	28 063	55 351	5817	0	
	总和	155 928	64 493	137 775	7326	0	

由表 1 可知,与方案 1 相比,方案 2 和方案 3 风电装机容量总和和光伏装机容量总和均更高,方案 2 增幅比例为 4.3% 和 7.5%,方案 3 增幅比例为 4.2% 和 7.1%。表明考虑两地区之间能源交互与跨区域互联后,无论采用 HT 还是 SHTV,系统可再生能源渗透率均增加,整体的消纳能力显著提高,进而使得总电解槽容量得到提高。由于方案 2 和方案 3 中的两个地区可通过 HT 和 SHTV 进行氢能交互,实现了不同地区的互补互济,所以方案 2 和方案 3 中储氢罐容量比方案 1 中储氢罐总容量更低。而与方案 3 相比,方案 2 的总储氢罐容量增加,其原因在于 HT 单车装卸量较小且到站即卸,需更大的固定储氢覆盖到站间隔内的净缺口,而 SHTV 可增大等效卸氢量,固定储氢需求相对较小。方案 2 与方案 3 风光和电解槽容量细小差异是 HT 和 SHTV 运输时序不完全一致导致的。除此之外,在本文约束与场景设定下,3 种方案最优解未配置电储能,而由储氢罐承担跨时刻能量时移功能,表明风光出力和购电在满足电负荷和电制氢需求的同时更具有经济性。

比对分析:

**方案 1:**未考虑甲地区和乙地区之间进行能量交互,甲地区和乙地区仅通过本地制氢和向电网购电来满足各自的氢气需求。

**方案 2:**考虑甲地区和乙地区之间进行能量交互,在甲地区和乙地区本地制氢的前提下,采用 HT 在两地区之间进行氢气的运输。

**方案 3:**考虑甲地区和乙地区之间进行能量交互,在甲地区和乙地区本地制氢的前提下,采用 SHTV 在两地区之间进行氢气的运输。

#### 4.2.1 各方案设备容量配置结果分析

各方案最优配置结果如表 1 所示。

#### 4.2.2 SHTV 有效性分析

为进一步验证 SHTV 的优势,本节选取典型场景 1 为例,与 HT 进行运输成本对比。其中,HT 的固定费用为 500 元/次,运氢费用为 9 元/km;SHTV 的固定费用为 650 元/次,运氢费用为 11.7 元/km,对比结果如表 2 所示。

表 2 HT 和 SHTV 运输成本对比

Table 2 HT and SHTV transportation cost comparison

车辆类型	单车额定装氢量/kg	所需车次/次	固定成本/元	运氢成本/元	运输总成本/元
HT	200	54	27 000	38 880	65 880
SHTV	800	17	11 050	15 912	26 962

表 2 结果表明,由于高压气态储氢体积密度较低,在相同舱容下,氢化镁中的氢元素质量更大。在满足相同氢负荷需求的情况下,虽然 SHTV 的固定成本和运氢成本都比 HT 更高,但所需的 SHTV 数量少于 HT。SHTV 单次装载量更高,从而使单位氢量运输成本更低。

图 3 是典型日跨区固态运氢装氢量与到站可用

氢量的调度结果。由图 3 可知,当一方区域内本地制氢不足以覆盖氢负荷需求时,系统会通过 SHTV 从另一方区域调入氢气;当本地区出现富余制氢能力时,则优先向外部输出氢气。同时,受端到站可用氢量能够与本地加氢需求峰值匹配,说明 SHTV 跨区运输能够有效弥补区域间供需时序错配。由于气-固/固-气转换过程以及跨区运输均存在时间滞后,源端装车需要提前若干时段启动,才能保证受端在需求高峰时获得足够氢量,从而满足逐时氢质量平衡约束。

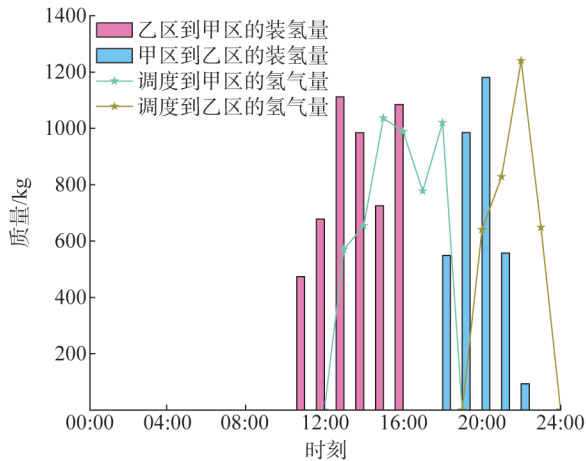


图 3 典型日跨区固态运氢装氢量与到站可用氢量调度结果

Fig. 3 Dispatch results of cross-regional solid-state hydrogen transportation volume and available hydrogen volume at station on typical days

#### 4.2.3 各方案经济性分析

最优配置容量下的各项成本如表 3 所示。

表 3 经济性结果及性能指标

Table 3 Economic results and performance indicators

指标	指标值		
	方案 1	方案 2	方案 3
年总成本/万元	42 261	36 792	34 782
年容量配置成本/万元	7684	8152	8013
年优化调度成本/万元	34 577	28 640	26 769
年运维成本/万元	4183	4598	4619
年能源交互成本/万元	20 189	12 387	12 050
年加氢服务成本/万元	8970	8970	8970
年弃风弃光成本/万元	1235	398	395
年运输成本/万元	0	2287	735
购电碳排放/t	89 735	77 324	71 978
氢能汽车碳减排/t	9450	9450	9450
总碳排放量/t	80 285	67 874	62 528

1) 总成本对比。表 3 结果表明,方案 2 与方案 1 相比,年总成本由 42 261 万元降至 36 792 万元,减少 5469 万元,降低幅度达 12.9%,表明在协同规划中考虑 HT

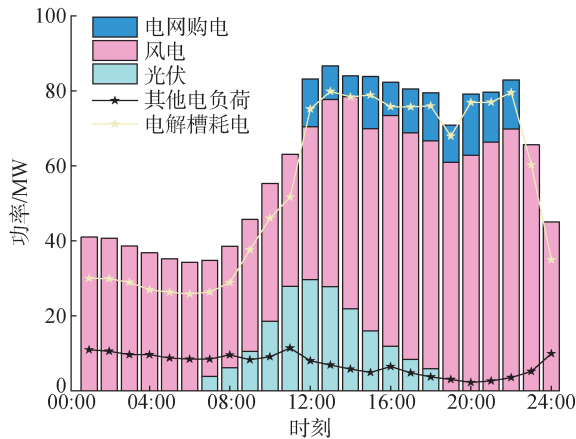
后,实现了两地区之间的能量交互与跨区互联,可以降低系统总成本,提高系统经济性。方案 3 相对方案 1,成本进一步降低至 34 782 万元,较方案 1 减少 7479 万元,降幅达 17.7%。与方案 2 相比,方案 3 年总成本仍下降 2010 万元,降幅仍有 5.5%。说明在协同规划中将 HT 替换为储氢量更多的 SHTV 后,不仅可以实现两地区之间的交互,还可以在交互过程中实现氢气的高效运输,所以协同规划的总成本进一步降低。

2) 各细项成本对比。在年容量配置成本中,方案 3 比方案 1 增加了 329 万元,这是因为在考虑系统间能量交互后,可有效缓解两地区供需关系不平衡和不匹配的问题,因此风电和光伏的消纳能力得到升高,风电、光伏和电解槽的总装机容量增加,进而使得投资成本增加。年能源交互成本为年购电和购氢成本之和,方案 1 与方案 3 相比,由于没有考虑系统间的交互,使得各地区必须从电网购买更多的电能或者从市场购买更多的氢能才能满足用户的用电用氢需求。除此之外,方案 3 比方案 1 的弃风弃光成本低,说明两地区能量的交互可以提升风电和光伏的消纳能力。方案 3 与方案 2 相比,年运输成本由 2287 万元降低到 735 万元,降幅高达 67.9%,这是因为采用了装氢量更多且装卸更高效的 SHTV,所以总发车车次更少导致年运输成本大幅度降低。在购电碳排放量中,方案 2 和方案 3 较方案 1 均大幅度减少,表明系统在整体运行过程中,方案 2 和方案 3 的风电和光伏消纳比例高,从而使购电量大幅度减少,碳排放量也大幅度减少,规划方案的环保性得到了升高。综上所述,在考虑两地区间能源交互时进一步采用 SHTV,可以使得年总成本、年优化调度成本和年碳排放量均有所降低,有效提升了可再生能源消纳能力的同时降低了碳排放,方案 3 的经济性和环保性均得到了验证。

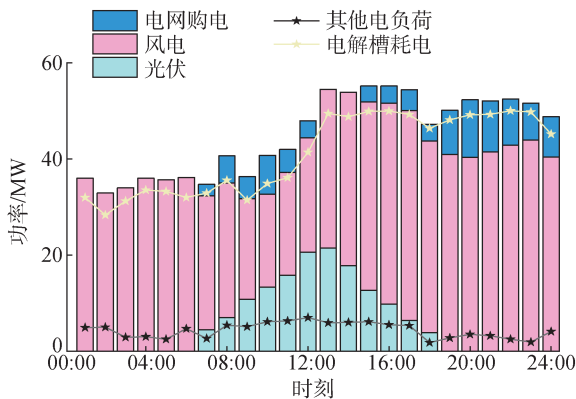
#### 4.2.4 调度方案分析

为进一步研究系统内的运行调度情况,本节在方案 3 的基础上,以典型场景 1 为例,对甲地区和乙地区系统内电功率平衡和氢质量平衡情况进行分析。电功率平衡图和氢质量平衡图如图 4、5 所示。

由图 4 可知,两地区都遵循风光和电网购电之和等于电解槽耗电和其他电负荷的总和,并且系统中主要的电负荷来自电解槽制氢。与乙地区相比,甲地区总电负荷的需求较大。在电能调度策略中,2 个区域均优先消纳风电和光伏等可再生能源,以达到降低系统总碳排放量的目的。同时,甲地区 12:00—22:00 和乙地区 07:00—12:00、15:00—24:00 均会因满足不了区域内总电负荷需求而向电网购电。并且在此典型场景中,光伏均只能白天发电且发电量较



(a) 方案3典型场景1下甲地区电功率平衡图



(b) 方案3典型场景1下乙地区电功率平衡图

图4 电功率平衡图

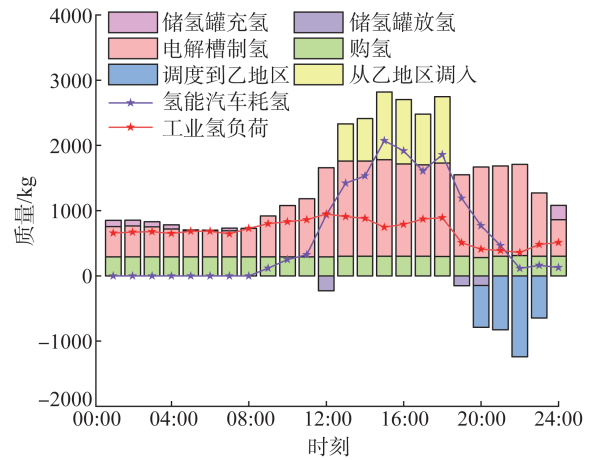
Fig. 4 Electric power balance diagram

少,而两地区的风电均能全天发电,且两地区的电解槽均全天工作。

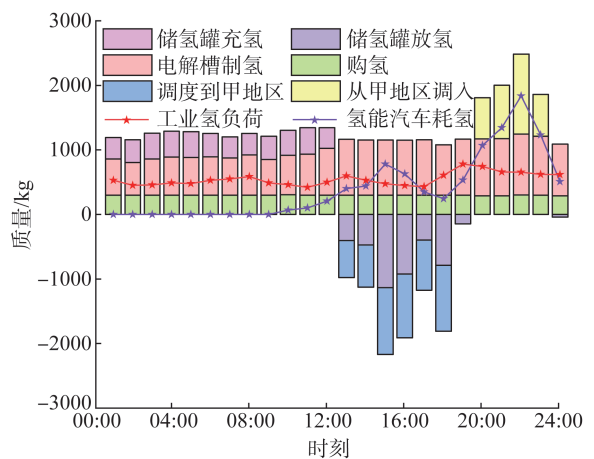
甲地区和乙地区内系统的氢质量平衡关系如图5所示,当电解槽制得的氢气大于氢负荷的需求时,氢气将会存放在储氢罐中,当氢负荷需求增大时,优先会释放储氢罐中的氢气,然后才考虑从区外运输。例如,在甲地区01:00—04:00时和乙地区01:00—12:00时,两地区内的电解槽均会将富余的电能转化为氢能并且存放在储氢罐中。并且两地区向外部输送氢能的时刻各不相同。对于甲地区来说,在13:00—18:00时,由于长途氢能汽车加氢需求出现大高峰,导致本地氢气供应量不足,以至于需要通过SHTV从乙地区调入来满足甲地区用户加氢需求。而对于乙地区来说,短途氢能汽车会在20:00—23:00时出现第二波小高峰,导致氢气供应量不足,进而需要通过SHTV由甲地区调度氢气。除此之外,在甲地区和乙地区中,每一时刻均会向市场购氢以应对可再生能源出力的不确定性,进而确保可以时刻保证两地区内系统氢质量平衡。

#### 4.2.5 储氢罐容量变化分析

方案3下典型场景1两地区储氢罐容量变化情



(a) 方案3典型场景1下甲地区氢质量平衡图



(b) 方案3典型场景1下乙地区氢质量平衡图

图5 氢质量平衡图

Fig. 5 Hydrogen mass balance diagram

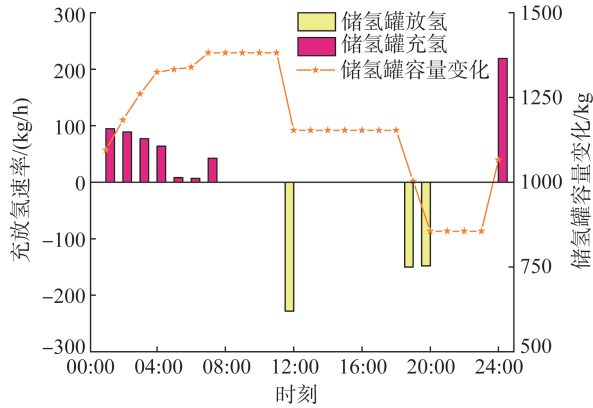
况如图6所示。

由图6可知,储氢罐在任一时刻内仅可进行充氢或放氢。由于供需随时刻变化,需据此调整储氢的规模与充放策略,以通过有序切换来满足氢负荷,并保障氢能汽车的正常行驶。

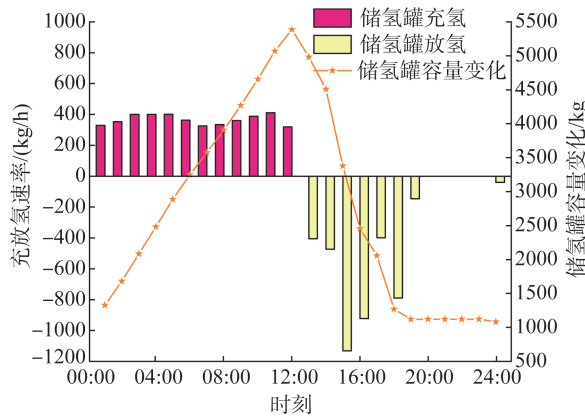
#### 4.2.6 电解槽效率分析

在电氢综合能源系统中,电解槽效率是影响制氢环节的关键因素,以方案3为例,电解槽效率对系统容量配置和经济性的影响如图7所示。

由图7可知,当电解槽效率由70%提升至95%时,系统在满足相同用氢水平的前提下电解槽容量呈缓慢下降趋势;受制氢负荷影响,风电与光伏容量也表现为轻微下调,但降幅明显小于电解槽,说明方案3更倾向于通过优化运行和跨区协同消纳来吸收效率变化的扰动。储氢罐容量在低效率区略高,高效率区略低,表明当效率较低时系统需要依靠更大的氢库存来平滑跨时刻差异。年容量配置成本随效率提高呈单调缓慢下降的趋势,表明了在其他条件不变时提高电解槽效率,能够进一步降低系统投资成本、提升规划方案经济性。



(a) 方案3典型场景1下甲地区储氢罐容量变化



(b) 方案3典型场景1下乙地区储氢罐容量变化

图 6 储氢罐容量变化

Fig. 6 Hydrogen storage tank capacity variation

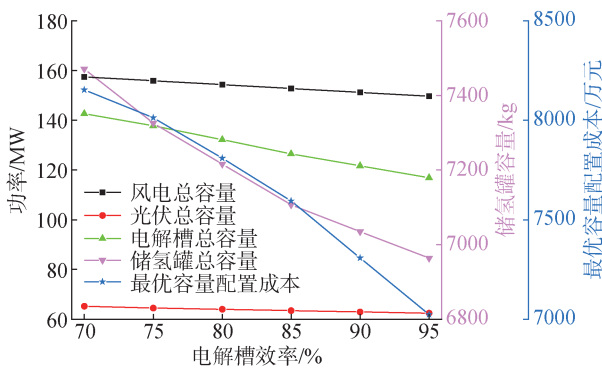


图 7 电解槽效率对配置容量和成本的影响

Fig. 7 Influence of electrolyzer efficiency on capacity configuration and cost

需要说明的是,本文针对电解槽采用固定效率属于等效处理:一方面,下层调度对电解槽出力设置上下限约束,使其长期运行负载率集中在额定工作区间内,效率随负载率变化幅度相对有限;另一方面,在本节采用参数扰动的方式近似表征负载率导致的效率非线性,对不同负载率下可能的电解槽效率区间进行扰动,结果表明容量配置与成本波动幅度较小,从而验证固定效率假设下的规划结论具有稳健性。后续研究将进一步在调度层引入分段效率曲线,以更精细刻画效率-负载率的非线性关系并提

升模型精度。

## 5 结 论

本文提出一种考虑固态运氢交互的电氢综合能源系统协同规划的方法。通过算例分析对该方法的可行性与有效性进行了验证,并得到以下结论:

1)跨区域交互后风光与电解槽容量向资源较优区域集中,总储氢罐规模在满足供氢安全的前提下明显缩减,体现了制氢端、储氢端与移动运氢和用氢协同配置的效果。

2)引入SHTV来实现跨区域协同规划可显著降低系统年总成本,与方案1相比降幅达17.7%。同时,用氢能汽车替代燃油汽车,每年可相对燃油汽车减排约9450 t CO<sub>2</sub>,实现经济性与低碳性的协同优化。

3)SHTV单车装氢量显著高于HT,在相同供氢水平下所需车次和运输成本大幅下降,并减少对储氢罐的依赖,使总储氢规模与运氢成本进一步降低。

后续研究将考虑对更多区域规模扩展,并对风光出力与氢负荷不确定性以及关键参数扰动下的敏感性进行系统分析。

### 利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

### 作者贡献声明 (Authors' Contributions):

孙亮提出研究方向和设计论文框架,刘佳奥设计研究思和研究方案、实施研究过程,党翠采集、清洗与分析数据,刘书宁参与了论文审核,李卓骏、张儒峰参与了论文最终版本的修订。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

## 6 参 考 文 献

[1] QIN J J, FANG F, TIAN X. Optimization configuration of hybrid energy storage capacities for large-scale renewable energy bases in desert: a case study of Tennger, China [J]. Energy, 2025, 332: 136791.

[2] 周孝信, 赵强, 张玉琼, 等. “双碳”目标下我国能源电力系统发展趋势分析: 绿电替代与绿氢替代[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6707-6720.

ZHOU Xiaoxin, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong, et al. Analysis of the development trend of China's energy and power system under the dual carbon target: green electricity substitution and green hydrogen substitution [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6707-6720.

[3] ZHOU J L, RAN J, REN J Y, et al. Digital intelligence-driven synergistic optimization of capacity configuration for wind-solar-hydrogen multi-energy systems integrated with shared energy storage [J]. Energy, 2025, 341: 139497.

[4] 张盛, 郑津洋, 戴剑锋, 等. 可再生能源大规模制氢及储氢系统

- 研究进展[J]. 太阳能学报, 2024, 45(1): 457-465.
- ZHANG Sheng, ZHENG Jinyang, DAI Jianfeng, et al. Research progress on renewable energy system coupled with large-scale hydrogen production and storage[J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(1): 457-465.
- [5] 杨胜, 樊艳芳, 侯俊杰, 等. 考虑平抑风光波动的 ALK-PEM 电解制氢系统容量优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 85-96.
- YANG Sheng, FAN Yanfang, HOU Junjie, et al. Capacity optimization model for an ALK-PEM electrolytic hydrogen production system considering the stabilization of wind and PV fluctuations[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 85-96.
- [6] 潘光胜, 顾钟凡, 罗恩博, 等. 新型电力系统背景下的电制氢技术分析与发展[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 1-13.
- PAN Guangsheng, GU Zhongfan, LUO Enbo, et al. Analysis and prospect of electrolytic hydrogen technology under background of new power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 1-13.
- [7] 胡可崑, 李浩, 王创, 等. 电解水制氢的多物理场建模与监控技术综述[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 3-13.
- HU Kewei, LI Hao, WANG Chuang, et al. Review on multiphysics modeling and regulation of power-to-hydrogen electrolyzer[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 3-13.
- [8] 刘珊珊, 李柯睿, 刘柏康, 等. 绿证-碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- LIU Shanshan, LI Kerui, LIU Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- [9] 李红伟, 吴佳航, 王佳怡, 等. 计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 26-36.
- LI Hongwei, WU Jiahang, WANG Jiayi, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 26-36.
- [10] 孙靛雨, 林泽源, 李伟. 考虑氢能的多目标综合能源优化配置方案研究[J]. 高压电器, 2024, 60(7): 88-96.
- SUN Jingyu, LIN Zeyuan, LI Wei. Research on multi-objective comprehensive energy optimization configuration scheme considering hydrogen storage[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 88-96.
- [11] 李浩钧, 杨晓辉, 胡雄, 等. 基于制-储-用氢能一体化的配电网双层选址定容[J]. 智慧电力, 2025, 53(12): 33-41.
- LI Haojun, YANG Xiaohui, HU Xiong, et al. Bi-level siting and sizing for distribution networks with integrated hydrogen production-storage-utilization[J]. Smart Power, 2025, 53(12): 33-41.
- [12] 张博, 唐巍, 冯华坤. 面向配电网光伏承载力提升的制氢储氢设备配置优化方法[J]. 供用电, 2024, 41(7): 3-11.
- ZHANG Bo, TANG Wei, FENG Huakun. Configuration optimization method of hydrogen production and storage equipment for increasing photovoltaic capacity of distribution network[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(7): 3-11.
- [13] 王士博, 孔令国, 蔡国伟, 等. 电力系统氢能关键技术现状、挑战及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(17): 6660-6680.
- WANG Shibo, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(17): 6660-6680.
- [14] 邱一苇, 吉旭, 朱文聪, 等. 面向新能源规模化消纳的绿氢化工技术研究现状与关键支撑技术展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6934-6954.
- QIU Yiwei, JI Xu, ZHU Wencong, et al. Research status of green hydrogen-based chemical engineering technology and prospect of key supporting technologies for large-scale utilization of new energies[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6934-6954.
- [15] 张杰, 宋科, 张瀚, 等. 车载供氢系统发展现状及展望[J]. 发电技术, 2025, 46(1): 58-71.
- ZHANG Jie, SONG Ke, ZHANG Han, et al. Development status and prospects of onboard hydrogen supply systems[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(1): 58-71.
- [16] 梁海峰, 冉明皓, 师凯凯, 等. 不同储运方式下氢能全过程利用的综合评价[J]. 太阳能学报, 2025, 46(10): 180-188.
- LIANG Haifeng, RAN Minghao, SHI Kaikai, et al. Comprehensive evaluation of whole process utilization of hydrogen energy under different storage and transportation modes[J]. Acta Energetica Sinica, 2025, 46(10): 180-188.
- [17] 姚兵, 申冉, 田梓辰, 等. 考虑多功能加氢站并入的综合能源系统优化调度方法[J]. 智慧电力, 2025, 53(9): 48-55.
- YAO Bing, SHEN Ran, TIAN Zichen, et al. Optimized dispatch method for integrated energy systems incorporating multi-function hydrogen refueling station[J]. Smart Power, 2025, 53(9): 48-55.
- [18] 邱洁, 梁财豪, 朱永强, 等. 考虑氢能储运特性的配电网集群划分与氢能系统选址定容策略[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 12-22.
- QIU Jie, LIANG Caihao, ZHU Yongqiang, et al. Cluster configuration of electric-hydrogen coupled distribution network considering hydrogen energy transport characteristics[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 12-22.
- [19] YE J N, XIE M, ZHANG S P, et al. Stochastic optimal scheduling of electricity - hydrogen enriched compressed natural gas urban integrated energy system[J]. Renewable Energy, 2023, 211: 1024-1044.
- [20] KOO B, HA Y, KWON H. Preliminary evaluation of hydrogen blending into high-pressure natural gas pipelines through hydraulic analysis[J]. Energy, 2023, 268: 126639.
- [21] 张岩, 杨晓辉. 计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的区域综合能源系统低碳优化[J]. 电力科学与技术学报, 2025, 40(4): 217-232.
- ZHANG Yan, YANG Xiaohui. Low-carbon optimization of regional integrated energy systems considering flexible and coordinated source-load response and refined utilization of hydrogen energy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(4): 217-232.
- [22] 王丰, 杨函煜, 李林溪, 等. 考虑氢能交通运输时空特性的电-氢综合能源系统协同优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(19): 31-43.
- WANG Feng, YANG Hanyu, LI Linxi, et al. Collaborative optimal method for electricity-hydrogen integrated energy system considering spatial-temporal characteristics of hydrogen transportation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47

- (19): 31-43.
- [23] 张杰, 罗雪鹏. 液氢制-储-运-加关键技术发展现状及展望[J]. 发电技术, 2024, 45(5): 888-898.  
ZHANG Jie, LUO Xuepeng. Development status and prospect of key technologies for liquid hydrogen production-storage-transportation-refueling[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(5): 888-898.
- [24] KLOPČIĆ N, GRIMMER I, WINKLER F, et al. A review on metal hydride materials for hydrogen storage[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108456.
- [25] 谭洪, 王宇炜, 王秋杰, 等. 基于氢能固态运输的电-氢综合能源系统双层调度模型[J]. 电工技术学报, 2025, 40(3): 744-758.  
TAN Hong, WANG Yuwei, WANG Qiujie, et al. A bi-level dispatching model for electricity-hydrogen integrated energy system based on hydrogen solidity transport [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(3): 744-758.
- [26] 朱振山, 郭磊, 罗冠辉. 考虑氢能汽车需求响应的电-气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3219-3229.  
ZHU Zhenshan, GUO Lei, LUO Guanhui. Event-based distributionally robust optimization scheduling of integrated electricity-gas-hydrogen energy systems considering hydrogen fuel cell vehicle demand response [J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3219-3229.
- [27] 王贺佳, 谢雨蓉, 卞一帆, 等. 考虑氢能重卡与风光协同降碳的双层优化调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(6): 219-228.  
WANG Hejia, XIE Lirong, BIAN Yifan, et al. Considering of dual-layer optimized scheduling for hydrogen-powered heavy trucks and wind-solar synergy in carbon reduction [J]. Acta Energeiae Solaris Sinica, 2025, 46(6): 219-228.
- [28] LU T G, YI X N, LI J, et al. Collaborative planning of integrated hydrogen energy chain multi-energy systems: a review[J]. Applied Energy, 2025, 393: 126019.
- [29] ZHANG Z Y, JIANG P, LIU Z B, et al. Capacity optimal configuration and collaborative planning of multi-region integrated energy system[J]. Energy, 2023, 278: 127970.
- [30] WU Q, CHEN M, REN H B, et al. Collaborative modeling and optimization of energy hubs and multi-energy network considering hydrogen energy[J]. Renewable Energy, 2024, 227: 120489.
- [31] 丁涛, 贾文皓, 黄雨涵, 等. 基于分布鲁棒机会约束的移动氢能系统制-储-运氢协同优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(23): 1-11.  
DING Tao, JIA Wenhao, HUANG Yuhan, et al. Collaborative optimization for hydrogen generation, storage, and transportation in mobile hydrogen energy systems based on distributionally robust chance constraint [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(23): 1-11.
- [32] WANG Y J, LIU J X, QU Z W. Multi-stage collaborative planning of electricity-hydrogen-transportation coupling network considering carbon emission reduction [J]. Electric Power Systems Research, 2024, 228: 110071.
- [33] 廖孟柯, 张明扬, 袁铁江, 等. 电解水制氢-储氢-输氢多环节联合规划[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(24): 9602-9616.  
LIAO Mengke, ZHANG Mingyang, YUAN Tiejia, et al. Multi-link joint planning of hydrogen production-hydrogen storage-hydrogen transmission by electrolytic water [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(24): 9602-9616.
- [34] 朱旭东. 考虑氢能制储输用的综合能源系统规划设计研究[D]. 济南: 山东大学, 2024.  
ZHU Xudong. Planning and design of integrated energy system considering hydrogen production, storage, transportation and utilization[D]. Jinan: Shandong University, 2024.
- [35] 蒙军, 任洲洋, 王皓. 氢能交互下的多区域电氢综合能源系统可靠性提升策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5011-5027.  
MENG Jun, REN Zhouyang, WANG Hao. Reliability improvement strategies of multi-region electricity-hydrogen integrated energy systems considering hydrogen interaction between different regions [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5011-5027.
- [36] SONG M C, ZHANG L T, WU F Y, et al. Recent advances of magnesium hydride as an energy storage material [J]. Journal of Materials Science & Technology, 2023, 149: 99-111.
- [37] SUN Y, CHENG J Y, JIANG Y R, et al. Optimization of Mg-based hydrogen storage materials with multicomponent and high-entropy catalysts [J]. International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials, 2025, 32(11): 2699-2712.
- [38] LU C L, LIU H Z, XU L, et al. Two-dimensional vanadium carbide for simultaneously tailoring the hydrogen sorption thermodynamics and kinetics of magnesium hydride [J]. Journal of Magnesium and Alloys, 2022, 10(4): 1051-1065.
- [39] 姜云鹏, 任洲洋, 李秋燕, 等. 考虑多灵活性资源协调调度的配电网新能源消纳策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(7): 1820-1835.  
JIANG Yunpeng, REN Zhouyang, LI Qiuyan, et al. An accommodation strategy for renewable energy in distribution network considering coordinated dispatching of multi-flexible resources [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(7): 1820-1835.
- [40] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3822-3829.  
WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service [J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3822-3829.

收稿日期: 2025-12-09 修回日期: 2026-02-15



孙亮

#### 作者简介:

孙亮(1973),男,硕士,教授,主要研究方向为电力系统运行与控制,E-mail:sunliang@neepu.edu.cn;

刘佳奥(2002),男,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为综合能源系统规划,E-mail:798417144@qq.com;

党翠(1993),女,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统运行与控制,E-mail:1066779722@qq.com;

刘书宁(2001),男,硕士研究生,研究方向为电动汽车优化调度,E-mail:18166849551@163.com;

李卓骏(2002),男,硕士研究生,研究方向为配电网自愈,E-mail:3389057335@qq.com;

张儒峰(1990),男,博士,教授,主要研究方向为综合能源系统建模、分析与优化运行,E-mail:zhangrufeng@neepu.edu.cn。

(编辑 张小飞)

### 附录 A

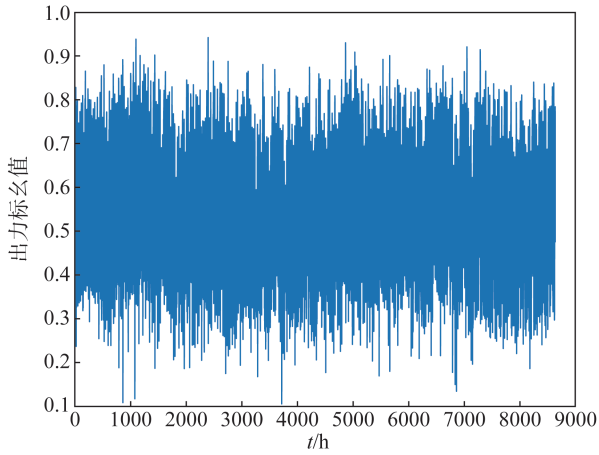


图 A1 甲地区风电原始数据

Fig. A1 Original wind power data in Region A

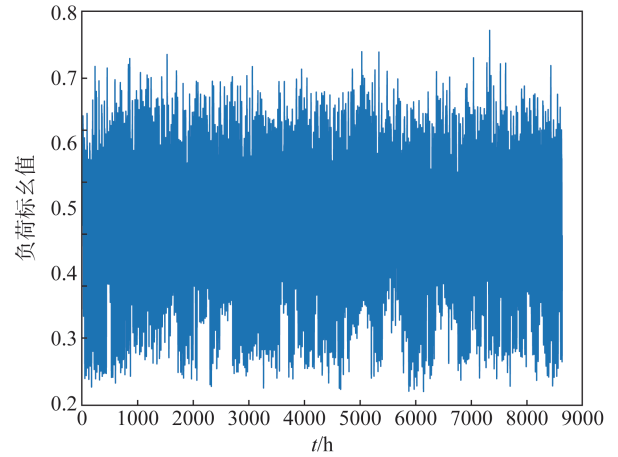


图 A4 甲地区氢负荷原始数据

Fig. A4 Original hydrogen load data in Region A

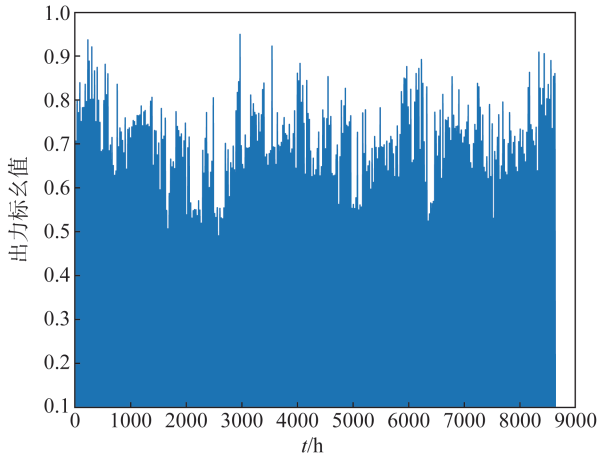


图 A2 甲地区光伏原始数据

Fig. A2 Original photovoltaic data in Region A

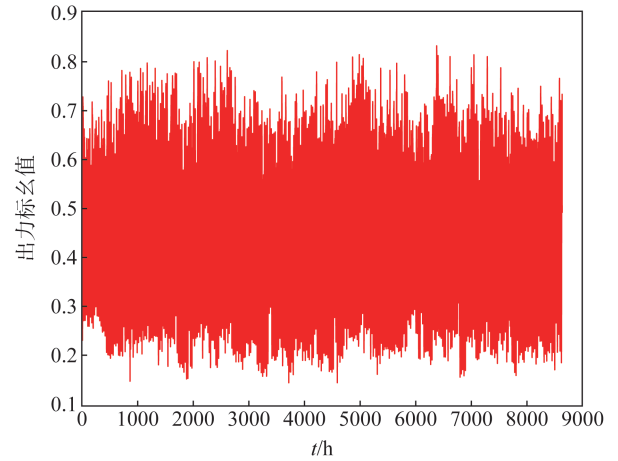


图 A5 乙地区风电原始数据

Fig. A5 Original wind power data in Region B

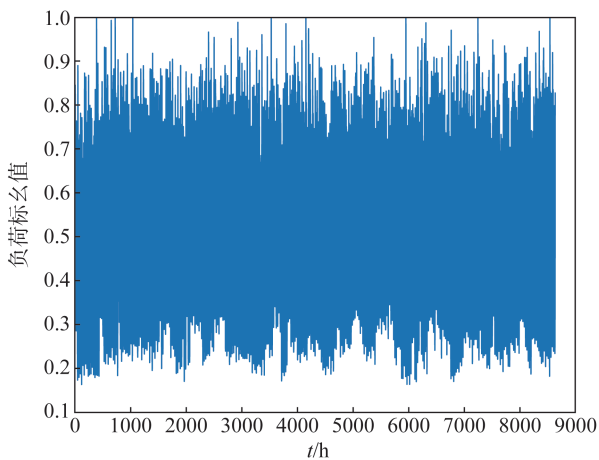


图 A3 甲地区电负荷原始数据

Fig. A3 Original electric load data in Region A

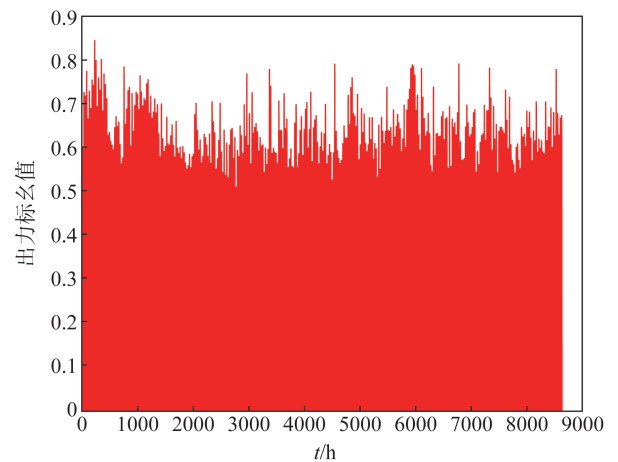


图 A6 乙地区光伏原始数据

Fig. A6 Original photovoltaic data in Region B

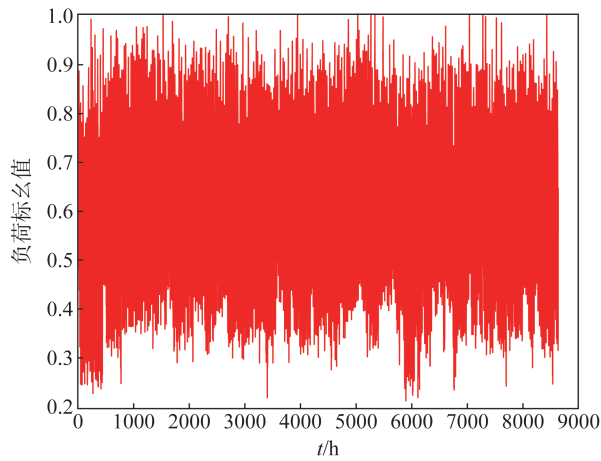


图 A7 乙地区电负荷原始数据

Fig. A7 Original electric load data in Region B

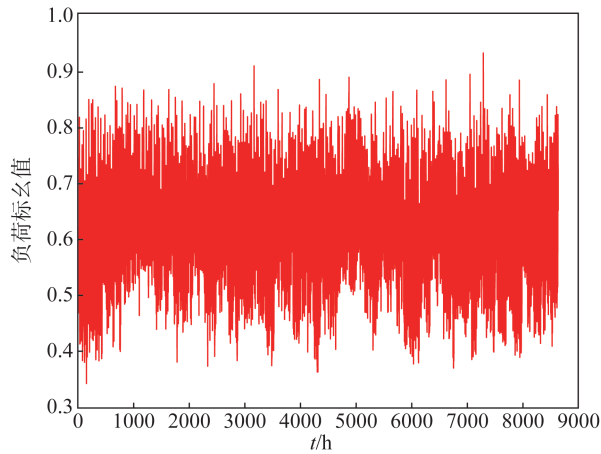


图 A8 乙地区氢负荷原始数据

Fig. A8 Original hydrogen load data in Region B

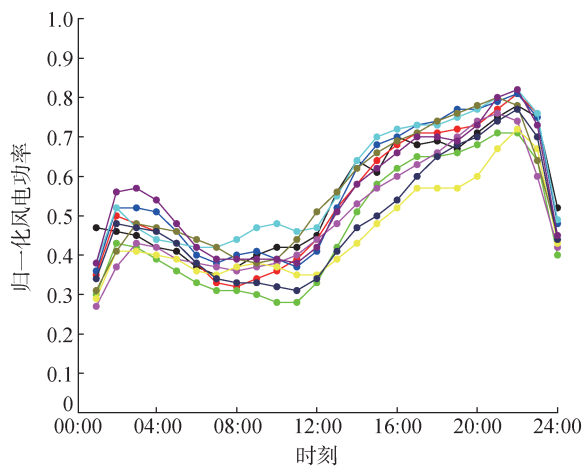


图 A9 甲地区 10 组风电典型场景

Fig. A9 10 typical scenarios of wind power in Region A

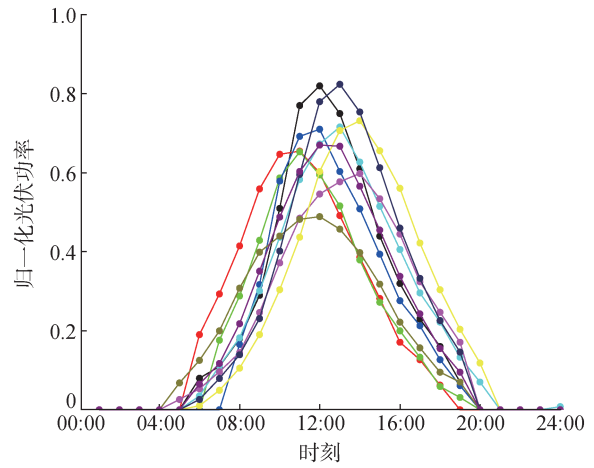


图 A10 甲地区 10 组光伏典型场景

Fig. A10 10 typical scenarios of photovoltaic in Region A

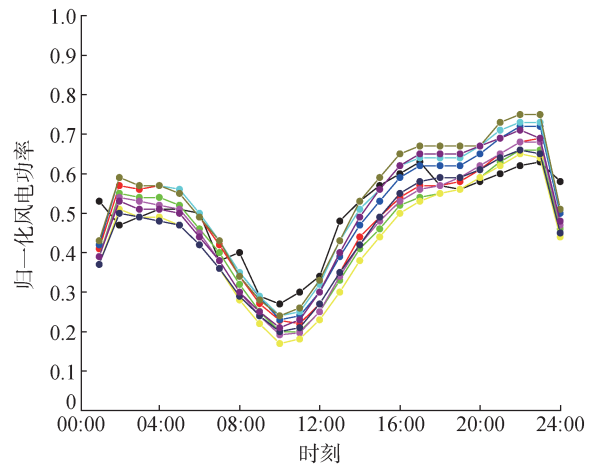


图 A11 乙地区 10 组风电典型场景

Fig. A11 10 typical scenarios of wind power in Region B

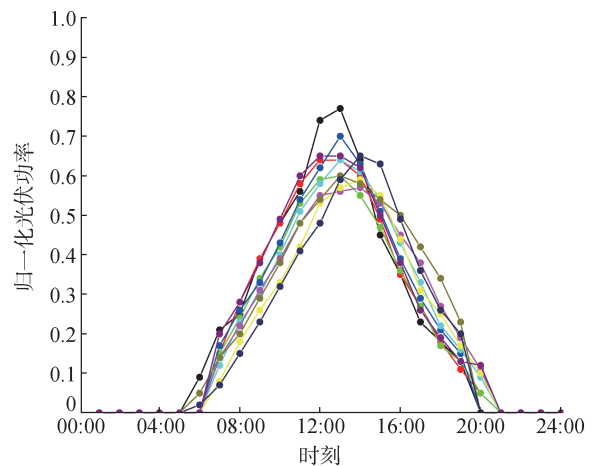


图 A12 乙地区 10 组光伏典型场景

Fig. A12 10 typical scenarios of photovoltaic in Region B

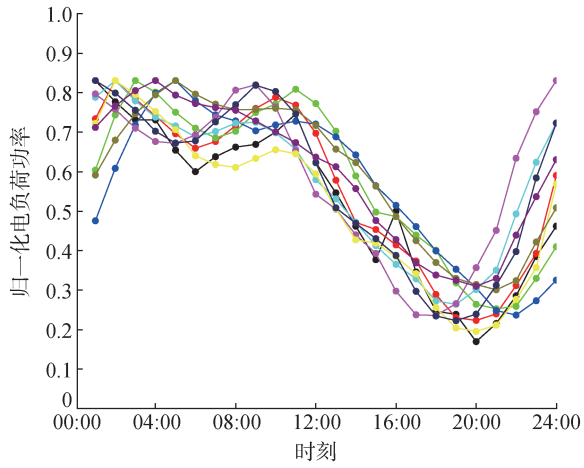


图 A13 甲地区 10 组电负荷典型场景

Fig. A13 10 typical electric load scenarios in Region A

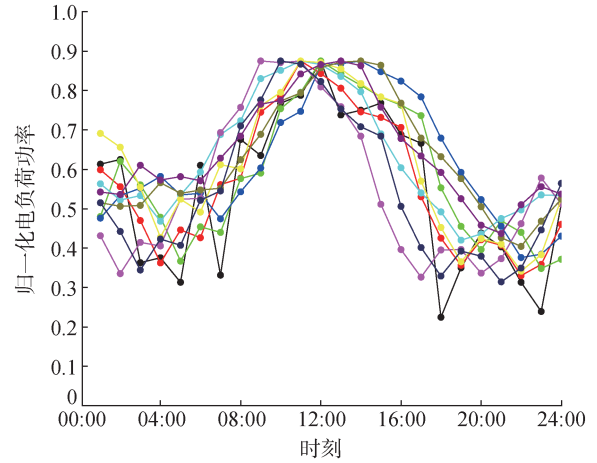


图 A15 乙地区 10 组电负荷典型场景

Fig. A15 10 typical electric load scenarios in Region B

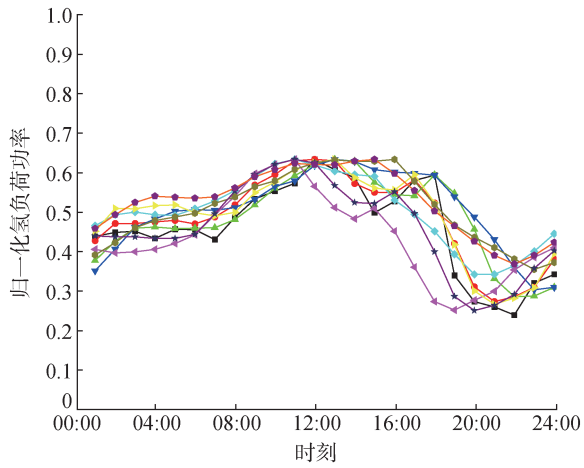


图 A14 甲地区 10 组氢负荷典型场景

Fig. A14 10 typical hydrogen load scenarios in Region A

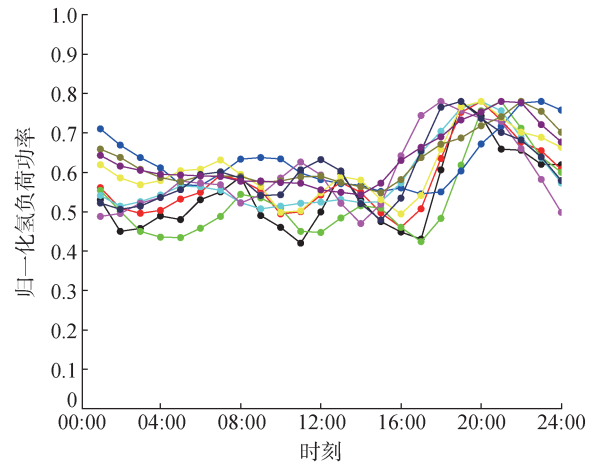


图 A16 乙地区 10 组氢负荷典型场景图

Fig. A16 10 typical hydrogen load scenarios in Region B

### 附录 B

表 B1 分时电价

Table B1 Time-of-use electricity prices

分时	时刻	电价/(元/kWh)
峰时	07:00—11:00	1.02
	18:00—24:00	
平时	11:00—14:00	0.73
	05:00—07:00	
	00:00—03:00	
谷时	03:00—05:00	0.51
	14:00—18:00	

表 B2 仿真参数设置  
Table B2 Simulation Parameter Settings

参数	数值	参数	数值
$\kappa/\%$	4.9	$\varepsilon_{el}/(\text{元}/\text{kW})$	0.025
$T_{pv}/\text{a}$	25	$\varepsilon_{pv}/(\text{元}/\text{kW})$	0.03
$T_{wind}/\text{a}$	20	$T_{el}/\text{a}$	15
$T_H/\text{a}$	15	$T_{fuel}/\text{a}$	15
$c_{wind}/(\text{元}/\text{kW})$	4 000	$\varepsilon_{wt}/(\text{元}/\text{kW})$	0.03
$c_{pv}/(\text{元}/\text{kW})$	3 800	$\mu_{hs}/(\text{元}/\text{kg})$	0.5
$c_{el}/(\text{元}/\text{kW})$	6 500	$\varepsilon_{dis}/(\text{元}/\text{kW})$	0.6
$c_{hs}/(\text{元}/\text{kg})$	5 250	$\varepsilon_c/(\text{元}/\text{kg})$	0.15
$c_{i,back}$	0.1	$\varepsilon_{fuel}/(\text{元}/\text{kW})$	0.15
$\varepsilon_{trip}/\text{元}$	650	$Q_{gas}/(\text{kg}/10^2\text{km})$	5.3
$\varepsilon_{add}/(\text{元}/\text{kg})$	18	$\eta_{el}$	0.75
$\eta_{hs}$	0.95	$c_{fuel}/(\text{元}/\text{kW})$	1 800
$p_r/\text{MPa}$	0.12	$E_2/(\text{J}/\text{mol})$	148 500
$p_{abo}/\text{MPa}$	2.5	$E_1/(\text{J}/\text{mol})$	100 230
$J_1/\text{s}^{-1}$	200 000	$J_2/\text{s}^{-1}$	500 000 000
$\Delta H_1/(\text{J}/\text{mol})$	-74 400	$\Delta S_1/[\text{J}/(\text{mol}\cdot\text{K})]$	-135
$\Delta H_2/(\text{J}/\text{mol})$	-74 400	$\Delta S_2/[\text{J}/(\text{mol}\cdot\text{K})]$	135
$N$	1	$\gamma/\%$	8
$T_1/\text{K}$	673	$T_2/\text{K}$	673
$\varepsilon_{es}/(\text{元}/\text{kW})$	0.03	$c_{es}/(\text{元}/\text{kW})$	2 500
$\varepsilon_{H_2, buy}/(\text{元}/\text{kg})$	32	$\eta_{SHTV}$	0.9
$T_{H1}/\text{a}$	15	$T_{SHTV}/\text{a}$	15
$c_{SHTV}/(\text{元}/\text{辆})$	1 400 000	$c_{HV}/(\text{元}/\text{辆})$	1 100 000
$c_{SHTV, back}$	0.1	$c_{HV, back}$	0.1
$\varepsilon_{carbon}/(\text{kg}/\text{kW})$	1.08	$T_{es}/\text{a}$	15
$\varepsilon_{km}/(\text{元}/\text{km})$	11.7		