计及异构交通流集群聚合的风光耦合蓝绿氢系统协同优化调度*

马帅[1] 朱雅君[2] 牛明博[1] 刘亚雯[3] 李琪[3]

（1.长安大学能源与电气工程学院，西安 710018；2.长安大学水利与环境学院，西安 710018；3.国网宁夏电力有限公司固原供电公司，固原 756000）

【摘要】针对单一制氢局限与交通调度机制缺失，提出一种风光驱动的蓝绿氢耦合制氢与异构交通流协同系统。为应对交通资源随机性，利用蒙特卡洛与集群聚合算法将其转化为可调度虚拟单元，并构建以运行成本最低为目标的混合整数线性规划模型（MILP）。结果表明，与未集成交通流的基准独立制氢系统相比，协同优化使系统平准化能源成本降低14.5%，绿、蓝氢波动率仅为5.29%和7.24%。研究成果为高比例可再生能源与交通能源融合系统的协同调度提供了可行方案。

主题词：蓝绿氢耦合 异构交通流 集群聚合 混合整数线性规划 交通能源融合

中图分类号：TM732 **文献标志码：**A **DOI:** 10.19620/j.cnki.1000-3703.20250867

Coordinated Optimal Scheduling of Wind-Solar Coupled Blue-Green Hydrogen Systems Considering Cluster Aggregation of Heterogeneous Traffic Flows

Ma Shuai[1], Zhu Yajun[2], Niu Mingbo[1], Liu Yawen[3], Li Qi[3]

（1. School of Energy and Electrical Engineering, Chang'an University, Xi'an 710018; 2. School of Water Resources and Environment, Chang'an University, Xi'an 710018; 3. State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd. Guyuan Power Supply Company, Guyuan 756000）

【Abstract】This paper proposes a wind-solar driven hybrid blue-green hydrogen system integrated with heterogeneous traffic flows. This approach addresses the limitations of single hydrogen production and the absence of scheduling mechanisms. To handle resource stochasticity, the study employs Monte Carlo simulations and a cluster aggregation algorithm. These methods transform vehicles into dispatchable virtual units. A mixed-integer linear programming (MILP) model is then established to minimize the total operating cost. The results demonstrate that, compared to the benchmark scenario without traffic integration, the proposed synergistic optimization reduces the Levelized Cost of Energy of the system by 14.5%. The fluctuation rates of green and blue hydrogen are 5.29% and 7.24%, respectively. This study provides a feasible solution for the coordinated scheduling of high-penetration renewable energy and transportation-energy fusion systems.

Key words: Blue-green hydrogen coupling, Heterogeneous traffic flows, Cluster aggregation model, Mixed-integer linear programming, Transportation-energy fusion

【引用格式】马帅，朱雅君，牛明博，等. 计及异构交通流集群聚合的风光耦合蓝绿氢系统协同优化调度[J]. 汽车技术，2026(3)：46-55.

MA S, ZHU Y J, NIU M B, et al. Coordinated Optimal Scheduling of Wind-Solar Coupled Blue-Green Hydrogen Systems Considering Cluster Aggregation of Heterogeneous Traffic Flows[J]. Automobile Technology, 2026(3): 46-55.

1 前言

蒸汽甲烷重整（Steam Methane Reforming，SMR）是目前主流制氢方法[1]。但在碳减排压力下，将其集成碳捕集与封存（Carbon Capture and Storage，CCS）技术的蓝氢方案备受关注。文献[2]~文献[4]分别探索了改进

*基金项目：中央高校基金专项研究项目（30010238490）；“十四五”国家重点研发计划（2021YFB1600200）。

通信作者：牛明博（1981—），博士，教授，研究方向为交通-能源-信息多网融合，ivr.niu@chd.edu.cn。

SMR工艺及引入光伏的系统性能。相比之下，电解水制氢正逐渐成为有吸引力的绿氢路径。其中，碱性电解槽（Alkaline Electrolyzer，ALK）成本低廉但波动适应性较弱[5-7]，而质子交换膜电解槽（Proton Exchange Membrane Electrolyzer，PEM）凭借快速响应弥补了这一短板。文献[8]~文献[9]证明混合电解能降低成本并提升灵活性。由于单一技术局限，构建蓝绿氢耦合系统是满足多元化需求的关键。

尽管供给侧技术融合能缓解局限，但仅靠源端调节常面临成本激增风险。利用交通电气化带来的灵活性，成为提升系统经济性与鲁棒性的突破口[10]。当前交通呈“双轨”趋势，乘用车领域，电动汽车（Electric Vehicle，EV）占据主导，文献[11]~文献[12]深入研究了其与电网的互动及V2G响应模型。而在重载运输领域，氢能重卡（Hydrogen Fuel Cell Trucks，HFCT）被视为替代柴油卡车的最佳方案[13]，文献[14]~文献[15]证实了其协同优化能降低碳排放。但是，现有研究常将EV与HFCT割裂，缺乏统一调度机制。这种孤立模式不仅推高投资成本，更加剧了设备老化与弃风弃光。

综上所述，本文针对单一制氢技术局限与异构交通资源调度缺失的问题，构建风光耦合驱动的蓝绿氢混合制氢与交通流协同系统。基于集群聚合模型的优化调度方法，在混合整数线性规划（Mixed-Integer Linear Programming，MILP）全局求解框架下，将分散交通资源聚合为虚拟调节单元以有效突破传统制氢路径单一与交通调度割裂的瓶颈，在显著降低运行成本的同时，保障系统设备的稳定运行。

2 风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同系统建模

2.1 风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同系统

如图1所示，本文构建了一种集成多种制氢技术与交通协同的系统。在供给侧，系统主要能源输入由风力发电、光伏发电、天然气供给以及电网构成。混合制氢构建了多种制氢方式，其中绿氢采用ALK与PEM的混合电解槽，通过控制器利用PEM的快速响应特性平抑新能源高频波动，并由低成本ALK承担制氢主要任务，而蓝氢则集成耦合CCS的SMR系统。储氢罐起到能源缓冲作用，同时系统接入由200辆EV与20辆HFCT构成的交通集群作为移动储能单元，利用EV的V2G技术与HFCT的灵活加注及反向发电能力协同支撑系统的电、氢动态平衡，最终在满足多元需求的同时，实现电、氢、交通耦合的经济与低碳协同优化。

2.2 混合电解槽模型

2.2.1 ALK模型

ALK的功率输出受其电极极化特性和响应速度的影响。ALK的电解制氢功率可通过以下公式计算，本文按照文献[16]参数进行设置：

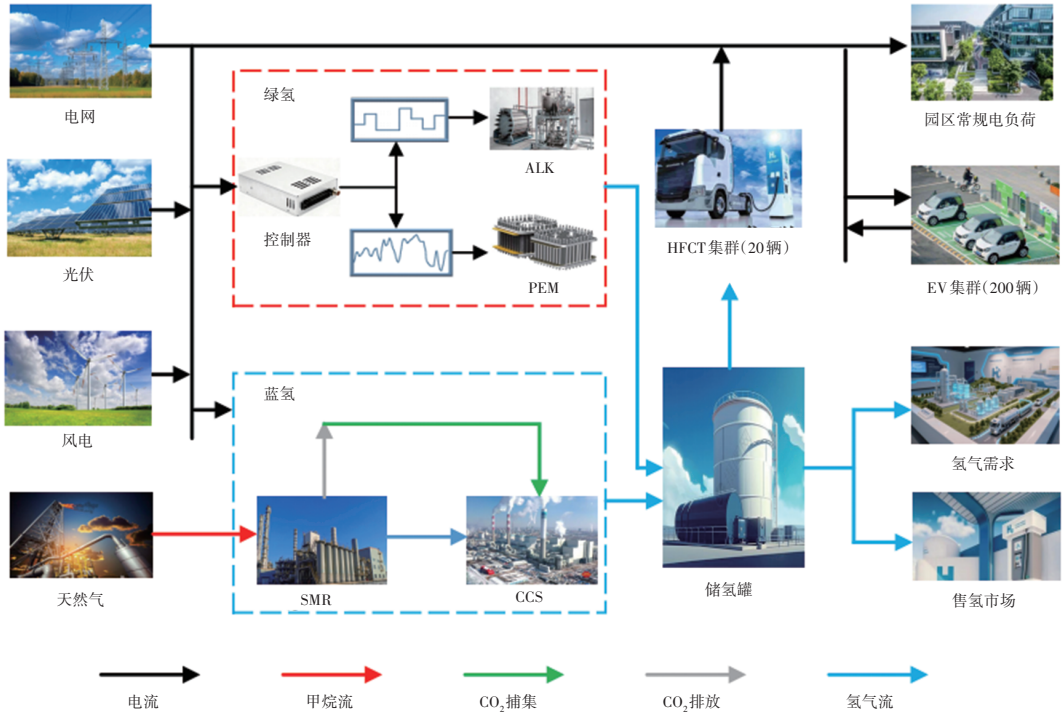


图1 风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同系统

$$\begin{cases} U_{\text{cell}} = u_{\text{ocv}} + u_{\text{act}} + u_{\text{ohm}} + u_{\text{conc}} \\ u_{\text{ocv}} = u_{\text{std}} + \dfrac{\Delta S}{2F}(T - T_0) + \dfrac{RT}{2F}\ln\left(\dfrac{p_{\text{H}_2} \cdot p_{\text{O}_2}^{0.5}}{\alpha_{\text{H}_2\text{O,KOH}}}\right) \\ u_{\text{act}}^{\text{an}} = \dfrac{RT}{\alpha_{\text{an}}F}\ln\left(\dfrac{i}{i_{0,\text{a}}(1-\theta_{\text{an}})}\right) + \dfrac{RT}{\alpha_{\text{ca}}F}\ln\left(\dfrac{i}{i_{0,\text{c}}(1-\theta_{\text{cat}})}\right) \\ u_{\text{conc}} = \dfrac{RT}{4F}\ln\dfrac{C_{\text{O}_2,\text{el}}^{\text{an}}}{C_{\text{O}_2,0}^{\text{an}}} + \dfrac{RT}{2F}\ln\dfrac{C_{\text{H}_2,\text{el}}^{\text{cat}}}{C_{\text{H}_2,0}^{\text{cat}}} \\ u_{\text{ohm}} = i(R_{\text{mem}} + R_{\text{el}} + R_{\text{bp}}) \end{cases} \tag{1}$$

式中:U_{cell}为工作电压,u_{ocv}为开路电压,u_{act}为活化过电势,u_{ohm}为欧姆损耗,u_{conc}为浓差过电势,u_{std}为开路电压,F为法拉第常数,p_{H_2}和p_{O_2}分别为氢气分压和氧气分压,$\alpha_{\text{H}_2\text{O,KOH}}$为电解质溶液的水活度,$\theta_{\text{an}}$为阳极气泡覆盖率,$\theta_{\text{cat}}$为阴极气泡覆盖率,$C_{\text{O}_2,\text{el}}^{\text{an}}$和$C_{\text{H}_2,\text{el}}^{\text{cat}}$分别为电极和电解质界面处氧气和氢气的摩尔浓度,$C_{\text{O}_2,0}^{\text{an}}$和$C_{\text{H}_2,0}^{\text{cat}}$分别为特定工作条件下的参考值,$R_{\text{mem}}$、$R_{\text{el}}$和$R_{\text{bp}}$分别为隔膜、电解质与电极的电阻,$\Delta S$为反应熵变,$T$为实际工作温度,$T_0$为参考温度,$i$为工作电流密度,$i_{0,\text{a}}$为阳极交换电流密度,$i_{0,\text{c}}$为阴极交换电流密度,$\alpha_{\text{an}}$为阳极电荷转移系数,$\alpha_{\text{ca}}$为阴极电荷转移系数。

2.2.2 PEM模型

PEM对功率波动具有较快的响应速度,在适应风光发电量的剧烈波动方面表现出色。质子交换膜的电解制氢功率如下:

$$\begin{cases} u_{\text{ocv}} = u_{\text{std}} + \dfrac{\Delta S}{2F}(T - T_0) + \dfrac{RT}{2F}\ln\left(\dfrac{p_{\text{H}_2} \cdot p_{\text{O}_2}^{0.5}}{p_{\text{H}_2\text{O}}}\right) \\ u_{\text{act}} = \dfrac{RT}{2\alpha_{\text{an}}F}\,\text{a}\sinh^{-1}\left(\dfrac{i}{2i_{0,\text{a}}}\right) + \dfrac{RT}{2\alpha_{\text{ca}}F}\,\text{a}\sinh^{-1}\left(\dfrac{i}{2i_{0,\text{c}}}\right) \\ u_{\text{ohm}} = i(R_{\text{mem}} + R_{\text{el}} + R_{\text{bp}}) \\ R_{\text{el}} = \dfrac{\rho_{\text{eff}}}{8 \cdot L}\left[\dfrac{(\omega_{\text{c}}^{\text{an}} + \omega_{\text{s}}^{\text{an}})}{(n_{\text{ch}}^{\text{an}}\delta_{\text{el}}^{\text{an}})} + \dfrac{(\omega_{\text{c}}^{\text{ca}} + \omega_{\text{s}}^{\text{ca}})}{(n_{\text{ch}}^{\text{ca}}\delta_{\text{el}}^{\text{ca}})}\right] \end{cases} \tag{2}$$

式中:$p_{\text{H}_2\text{O}}$为水蒸气分压;α为阳极与阴极的电荷转移系数,均假设为0.5;ρ_{eff}为电极的有效电阻率;L为电子运动的路径长度;$\omega_{\text{c}}^{\text{an}}$、$\omega_{\text{s}}^{\text{an}}$、$\omega_{\text{c}}^{\text{ca}}$和$\omega_{\text{s}}^{\text{ca}}$分别为阳极侧与阴极侧的通道宽度和肋条宽度;$n_{\text{ch}}^{\text{an}}$和$n_{\text{ch}}^{\text{ca}}$分别为阳极与阴极的流道数量;$\delta_{\text{el}}^{\text{an}}$和$\delta_{\text{el}}^{\text{ca}}$分别为阳极电极与阴极电极的厚度。

2.2.3 制氢效率与分段线性化

ALK和PEM电解槽制氢效率会受到电解槽工作功率的影响。其中两类电解槽制氢效率如下:

$$\begin{cases} n_{\text{H}_2,\text{ALK}} = \dfrac{n_{\text{c,ALK}}\eta_{\text{F}}}{2F} \\ n_{\text{H}_2,\text{PEM}} = \dfrac{n_{\text{c,PEM}}\eta_{\text{F}}}{2F} \end{cases} \tag{3}$$

式中:η_{F}为法拉第效率,n_{c}为电解槽单元数量。

复杂的电化学过程导致ALK和PEM电解槽在高输入功率下运行时能量转换效率下降。两种类型的电解槽在不同功率范围内实现了最高效率,并且各自的最佳制氢效率也不同,如图2所示。该效率曲线的变化趋势与文献[17]~文献[18]中的试验测试结果保持一致,反映了电解槽在不同负载率下的真实运行特性。

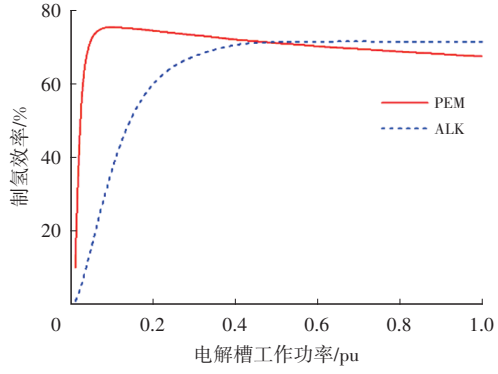


图2 制氢效率与电解槽工作功率

由图2可知,电解槽的产氢效率与其输入功率之间存在着复杂的非线性关系。但功率与产氢效率曲线的非线性特征是MILP必须处理的难点。为解决此问题,本文采用特殊有序集(Special Ordered Set of Type 2,SOS2)的方法对该曲线进行分段线性化逼近[19]。

2.3 蓝氢生产系统模型

2.3.1 SMR模型

SMR装置以甲烷为原料,是蓝氢生产中的基本组成部分。其能耗可用以下方程描述:

$$\begin{cases} Q_{\text{ng}}(t) = \dfrac{H_{\text{SMR}}(t) \cdot q_{\text{H}_2}}{q_{\text{ng}} \cdot \eta_{\text{SMR}}} \\ E_{\text{SMR}}^{\text{gross}}(t) = Q_{\text{ng}}(t) \cdot e_{\text{ng}} \\ p_{\text{SMR}}^{\text{aux}}(t) = H_{\text{SMR}}(t) \cdot \omega_{\text{SMR}}^{\text{elec}} \end{cases} \tag{4}$$

式中:t为时间变量,$H_{\text{SMR}}(t)$为SMR产氢量,q_{H_2}为氢气低热值,q_{ng}为甲烷低热值,η_{SMR}为SMR能量转化效率,$E_{\text{SMR}}^{\text{gross}}(t)$为二氧化碳排放量,$e_{\text{ng}}$为排放因子,$p_{\text{SMR}}^{\text{aux}}(t)$为SMR系统辅助耗电,$\omega_{\text{SMR}}^{\text{elec}}$为耗电因子,$Q_{\text{ng}}(t)$为天然气消耗量。

2.3.2 CCS模型

甲烷燃烧和气化过程中产生的二氧化碳会被全部捕获,从而减少温室气体排放。该过程的能耗方程

如下:

$$P_{\mathrm{ccs}}(t)=Q_{\mathrm{ccs}}(t)\cdot\omega_{\mathrm{ccs}} \tag{5}$$

式中:$Q_{\mathrm{ccs}}(t)$为捕集二氧化碳量,ω_{ccs}为捕集能耗系数,$P_{\mathrm{ccs}}(t)$为CCS运行功率。

2.4 交通流与移动储能模型

2.4.1 基于正态分布的时间和里程模拟

为了准确描述用户行为的不确定性,车辆的到达时间和日行驶里程采用正态分布描述。表达如下:

$$\begin{cases} t_{\mathrm{arr},i}\sim\mathrm{N}(\mu_{\mathrm{arr}},\sigma_{\mathrm{arr}}^2) \\ S_{\mathrm{init},i}=1-\dfrac{d_i}{d_{\max}},\ d_i\sim\mathrm{N}(\mu_{\mathrm{dist}},\sigma_{\mathrm{dist}}^2) \end{cases} \tag{6}$$

式中:μ_{arr}和σ_{arr}^2为到达时间期望和方差,μ_{dist}和σ_{dist}^2为行驶里程期望和方差,$t_{\mathrm{arr},i}$为到达时间,$S_{\mathrm{init},i}$为初始电荷状态,d_i为行驶距离,$d_{\max}$为最大续驶里程。

2.4.2 EV充放电约束

在优化模型中,通过累加所有在网EV的能力来形成聚合边界,其表达如下:

$$\begin{cases} P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{ch,max}}(t)=\sum\limits_{i=1}^{N_{\mathrm{EV}}}\delta_i(t)\cdot P_{\mathrm{EV},i}^{\mathrm{ch,rated}} \\ E_{\mathrm{agg}}^{\max}(t)=\sum\limits_{i=1}^{N_{\mathrm{EV}}}\delta_i(t)\cdot Cap_{\mathrm{EV},i} \end{cases} \tag{7}$$

式中:$P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{ch,max}}(t)$为集群EV最大可充电功率上限,$E_{\mathrm{agg}}^{\max}(t)$为容量上限,$P_{\mathrm{EV},i}^{\mathrm{ch,rated}}$为第$i$辆EV额定充电量,$Cap_{\mathrm{EV},i}$为第$i$辆EV电池额定容量,$\delta_i(t)$为状态变量,$N_{\mathrm{EV}}$为EV的数量。

基于聚合后的参数,EV集群被建模为一个具有时变容量边界的储能单元。模型考虑了充放电功率限制以及电量平衡。

充放电约束:

$$\begin{cases} 0\leqslant P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)\leqslant v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)\cdot P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{ch,max}}(t) \\ 0\leqslant P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)\leqslant v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)\cdot P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{dis,max}}(t) \\ v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)+v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)\leqslant 1 \end{cases} \tag{8}$$

式中:$P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)$为充电功率,$P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)$为放电功率,$v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)$和$v_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)$为二进制变量,$P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{ch,max}}(t)$为聚合EV最大充电功率,$P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{dis,max}}(t)$为聚合EV最大放电功率。

电量动态平衡:

$$E_{\mathrm{EV}}(t+1)=E_{\mathrm{EV}}(t)+P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)\eta_{\mathrm{ch}}-\frac{P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)}{\eta_{\mathrm{dis}}}+E_{\mathrm{net}}(t+1) \tag{9}$$

式中:$E_{\mathrm{EV}}(t)$为EV当前储能总电量,η_{ch}为充电速率,η_{dis}为放电速率,$E_{\mathrm{net}}(t+1)$为EV进出造成的集群能量净流动。

2.4.3 HFCT加氢与发电约束

在优化模型中,通过累加所有在网HFCT的能力来形成聚合边界,其表达如下:

$$\begin{cases} P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{gen,max}}(t)=\sum\limits_{i=1}^{N_{\mathrm{HFCT}}}\delta_i(t)\cdot P_{\mathrm{HFCT},i}^{\mathrm{rated}} \\ H_{\mathrm{agg}}^{\max}(t)=\sum\limits_{i=1}^{N_{\mathrm{HFCT}}}\delta_i(t)\cdot Cap_{\mathrm{tank},i} \\ m_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{refuel,max}}(t)=\sum\limits_{i=1}^{N_{\mathrm{HFCT}}}\delta_i(t)\cdot v_{\mathrm{in},i} \end{cases} \tag{10}$$

式中:$P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{gen,max}}(t)$为HFCT集群发电功率上限,$H_{\mathrm{agg}}^{\max}(t)$为HFCT集群储氢上限,$m_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{refuel,max}}(t)$为HFCT集群加氢速率上限,$P_{\mathrm{HFCT},i}^{\mathrm{rated}}$为第$i$辆HFCT额定发电功率,$Cap_{\mathrm{tank},i}$为第$i$辆HFCT的储氢容量,$v_{\mathrm{in},i}$为第$i$辆HFCT的额定加氢速率,$N_{\mathrm{HFCT}}$为HFCT的数量。

HFCT不仅是氢负荷,还具有移动燃料电池发电站V2H的功能。其表示为:

加氢与发电功率约束:

$$\begin{cases} 0\leqslant H_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)\leqslant u_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)\cdot H_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{refuel,max}}(t) \\ 0\leqslant P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}(t)\leqslant v_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{out}}(t)\cdot P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{gen,max}}(t) \\ u_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)+v_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{out}}(t)\leqslant 1 \end{cases} \tag{11}$$

式中:$H_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)$为HFCT集群加氢速率,$P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}(t)$为HFCT集群发电功率,$u_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)$和$v_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{out}}(t)$分别为加氢和放电状态变量,$H_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{refuel,max}}$为集群最大加氢量,$P_{\mathrm{agg}}^{\mathrm{gen,max}}$为集群最大发电量。

车载氢罐质量平衡:

$$M_{\mathrm{HFCT}}(t+1)=M_{\mathrm{HFCT}}(t)+H_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}(t)-\frac{P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}(t)}{q_{\mathrm{H_2}}\cdot\eta_{\mathrm{fe}}}+M_{\mathrm{net}}(t+1) \tag{12}$$

式中:$M_{\mathrm{HFCT}}(t)$为HFCT当前储存氢气量,η_{fe}为燃料电池发电率,$M_{\mathrm{net}}(t+1)$为HFCT进出造成集群氢气量净流动,$H_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{in}}$为集群HFCT氢气补充量,$P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}(t)$为HFCT发电量。

3 系统目标函数与约束条件

3.1 目标函数

本研究建立了一个以日运行净成本最小化为目标的优化模型。表达如下:

$$\min F=C_{\mathrm{INV}}+C_{\mathrm{OP}}+C_{\mathrm{CARBON}}+C_{\mathrm{PENALTY}}-R_{\mathrm{INCOME}} \tag{13}$$

式中:F为净成本,C_{INV}为投资成本,C_{OP}为运行成本,C_{CARBON}为碳交易成本,C_{PENALTY}为惩罚成本,R_{INCOME}为收益成本。

投资成本:

$$C_{\mathrm{INV}}=\sum_{k\in\Omega_{\mathrm{equip}}}\frac{I_k\cdot r\cdot(1+r)^{L_k}}{365\cdot((1+r)^{L_k}-1)} \tag{14}$$

式中：I_k为设备的投资额，L_k为设备寿命，r为折现率。

运行成本：

$$C_{\mathrm{OP}}=\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{grid}}^{\mathrm{buy}}(t)\lambda_{\mathrm{elec}}(t)+Q_{\mathrm{ng}}(t)\lambda_{\mathrm{ng}}\right)+\sum_{k}\sum_{t=1}^{T}P_k(t)\cdot c_k^{\mathrm{om}}+\sum_{k\in\{\mathrm{PEM,ALK}\}}\sum_{t=1}^{T}y_k(t)\cdot c_k^{\mathrm{start}}+\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{dis}}(t)\cdot c_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{deg}}+P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}(t)\cdot c_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{deg}}\right)\tag{15}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{elec}}(t)$为电价，$\lambda_{\mathrm{ng}}$为天然气价格，$c_k^{\mathrm{om}}$为设备磨损费用，$y_k$为状态变量，$c_k^{\mathrm{start}}$为电解槽开机费用，$c_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{deg}}$为电池退化费用，$c_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{deg}}$为燃料电池退化费用，$P_{\mathrm{grid}}^{\mathrm{buy}}$为电网购电量，$Q_{\mathrm{ng}}(t)$为购买天然气量，$P_{\mathrm{HFCT}}^{\mathrm{gen}}$为燃料电池放电量。

碳交易成本：

$$C_{\mathrm{CARBON}}=\lambda_{\mathrm{CO_2}}\cdot\left(E_{\mathrm{actual}}-E_{\mathrm{quota}}\right)\tag{16}$$

$$\begin{cases}E_{\mathrm{actual}}=\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{grid}}^{\mathrm{buy}}(t)\cdot\varepsilon_{\mathrm{grid}}+Q_{\mathrm{ng}}(t)\cdot e_{\mathrm{ng}}-Q_{\mathrm{ccs}}(t)\right)\\E_{\mathrm{quota}}=\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{grid}}^{\mathrm{buy}}(t)\cdot\delta_{\mathrm{grid}}+Q_{\mathrm{ng}}(t)\cdot\delta_{\mathrm{SMR}}\right)\end{cases}\tag{17}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{CO_2}}$为碳价，E_{actual}为实际碳排放量，E_{quota}为免费碳排放额度，$\varepsilon_{\mathrm{grid}}$为电网购电碳排放因子，$Q_{\mathrm{ccs}}(t)$为CCS捕集容量，$\delta_{\mathrm{grid}}$和$\delta_{\mathrm{SMR}}$为政府免费碳配额系数。

惩罚与激励：

$$C_{\mathrm{PENALTY}}=\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{curt}}(t)\rho_{\mathrm{curt}}+|\Delta P_{\mathrm{grid}}(t)|\rho_{\mathrm{smooth}}\right)-\sum_{t=1}^{T}\left(P_{\mathrm{EV}}^{\mathrm{ch}}(t)\cdot P_{\mathrm{ren}}^{\mathrm{norm}}(t)\cdot\rho_{\mathrm{sync}}\right)\tag{18}$$

式中：ρ_{curt}为弃可再生能源费用，ρ_{smooth}为电网波动费用，ρ_{sync}为交通服务费用，$|\Delta P_{\mathrm{grid}}(t)|$为电网功率波动量，$P_{\mathrm{ren}}^{\mathrm{norm}}(t)$为归一化可再生能源出力。

3.2 约束条件

电功率平衡：

$$P_{\mathrm{grid}}^{\mathrm{buy}}(t)+P_{\mathrm{ren}}(t)+P_{\mathrm{dis}}^{\mathrm{EV}}(t)+P_{\mathrm{gen}}^{\mathrm{HFCT}}(t)=P_{\mathrm{load}}(t)+\sum P_{\mathrm{el}}(t)+P_{\mathrm{ccs}}(t)+P_{\mathrm{ch}}^{\mathrm{EV}}(t)+p_{\mathrm{SMR}}^{\mathrm{aux}}(t)+P_{\mathrm{curt}}(t)\tag{19}$$

式中：$P_{\mathrm{load}}(t)$为园区基础负荷，$P_{\mathrm{el}}(t)$为电解槽消耗功率。

氢气流量平衡：

$$H_{\mathrm{PEM}}(t)+H_{\mathrm{ALK}}(t)+H_{\mathrm{SMR}}(t)+H_{\mathrm{tank}}^{\mathrm{dis}}(t)=H_{\mathrm{load}}(t)+H_{\mathrm{tank}}^{\mathrm{ch}}(t)+H_{\mathrm{refuel}}^{\mathrm{HFCT}}(t)+H_{\mathrm{sell}}(t)\tag{20}$$

式中：$H_{\mathrm{PEM}}(t)$为PEM制氢量，$H_{\mathrm{ALK}}(t)$为ALK制氢量，$H_{\mathrm{SMR}}(t)$为SMR制氢量，$H_{\mathrm{tank}}^{\mathrm{dis}}(t)$为储氢罐放氢量，$H_{\mathrm{load}}(t)$为园区氢负荷，$H_{\mathrm{tank}}^{\mathrm{ch}}(t)$储氢罐充氢量，$H_{\mathrm{sell}}(t)$为售氢量，$H_{\mathrm{refuel}}^{\mathrm{HFCT}}(t)$为HFCT加氢量。

3.3 模型求解

本文提出一种耦合优化框架以高效求解电气、交通耦合系统调度问题。首先，针对交通侧的随机性，利用蒙特卡洛模拟生成大规模出行场景，并通过集群聚合将其转化为确定性的时变功率与容量边界。其次，构建成本最小化为目标的MILP模型，使用SOS2处理非线性化问题。最后，基于商业求解器CPLEX求解。其流程如图3所示。

4 算例分析

4.1 算例设置

为评估所提出系统的性能，对位于中国西北地区的某工业园区进行模拟分析。模拟在MATLAB 2025a平

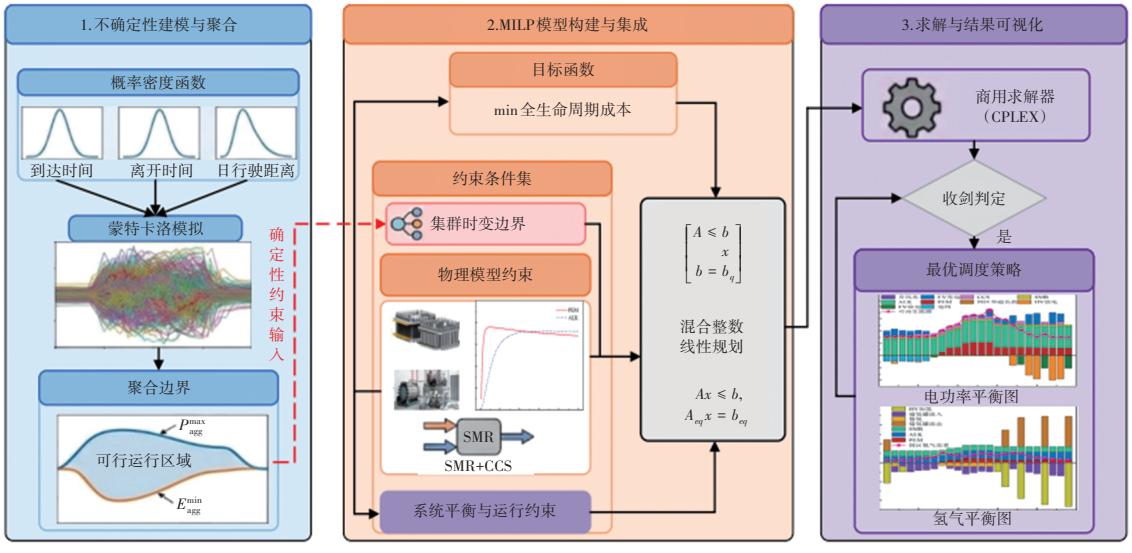


图3 系统求解流程

台上进行。风光出力见图4,分时电价和园区常规电负荷见图5。设备参数的设置见表1。

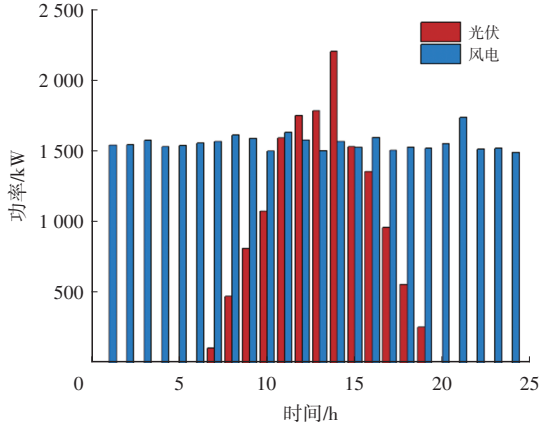


图4　园区风光功率预测

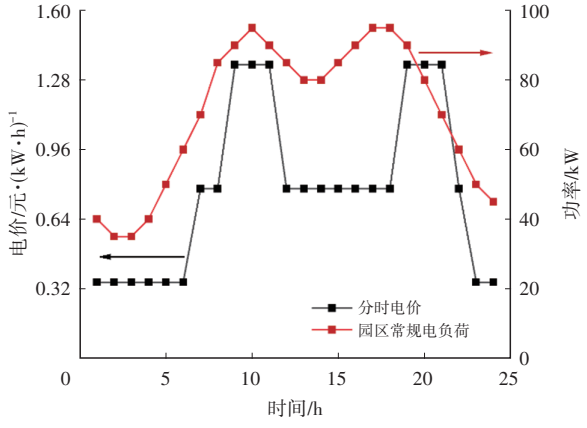


图5　分时电价和园区常规电负荷需求

表1　参数设置

参数	取值	参数	取值
q_{H_2}/kW·h·Nm^{-3}	3	η_{SMR}	0.75
e_{ng}/kW·h·Nm^{-3}	1.89	q_{ng}/kWh·Nm^{-3}	9.7
ω_{ccs}/kW·h·kg^{-1}	1.2	ω_{SMR}^{elec}/kWh·kg^{-1}	0.4
η_{ch}	0.95	η_{dis}	0.95
$P_{EV,i}^{ch,rated}$/kW	7	$Cap_{EV,i}$/kW·h	64
$P_{fc,i}^{rated}$/kW	100	$Cap_{tank,i}$/kg	30 kg
$v_{in,i}$	1.0	r	0.08
P_{ALK}^{max}/kW	2 000	P_{PEM}^{max}/kW	1 000
P_{ccs}^{max}/kW	1 500	S_{tank}^{max}/Nm^{-3}	4 000
λ_{ng}/元·Nm^{-3}	3.5	c_{PEM}^{start}/元	0.25
c_{ALK}^{start}/元	0.1	c_{EV}^{deg}/元·(kW·h)$^{-1}$	0.05
λ_{CO_2}/元·kg^{-1}	1.50	ε_{grid}/kg·(kW·h)$^{-1}$	0.85
δ_{grid}/元·(kW·h)$^{-1}$	0.50	ρ_{curt}/元	2.5
ρ_{smooth}/元	20	ρ_{sync}	0.5

4.2　EV和HFCT对系统运行影响

为了量化不同交通终端接入对蓝绿氢制氢系统的多维影响,本文设置了4个场景进行对比仿真分析。

场景1:不考虑任何交通终端的接入。

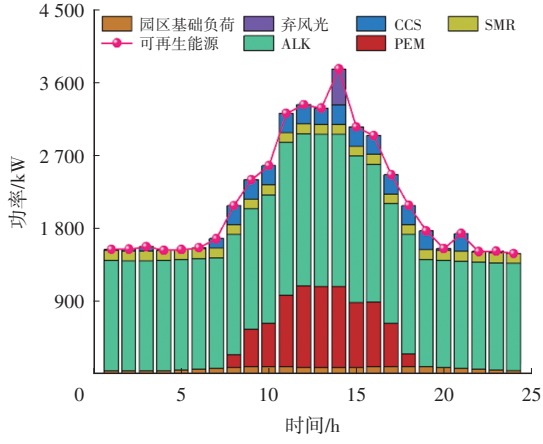
场景2:在基准场景基础上,引入EV集群,EV为具有双向功率流动能力的分布式储能单元。

场景3:在基准场景基础上,接入HFCT集群,同时其车载燃料电池具有发电能力。

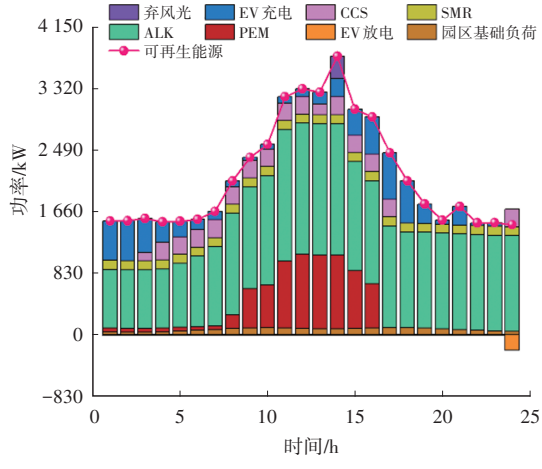
场景4:在基准场景基础上,同时集成EV与HFCT集群。

4.2.1　功率平衡

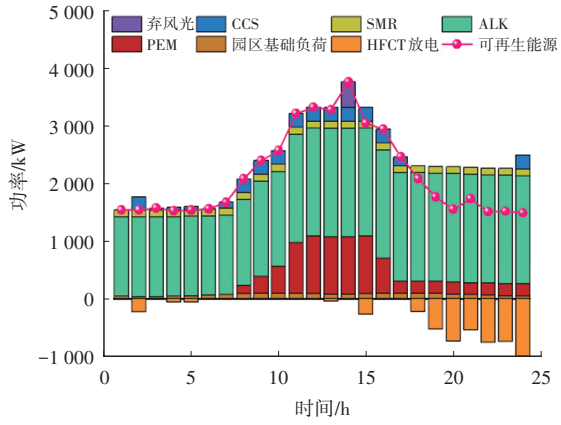
图6展示了不同配置场景下的系统功率平衡结果。在未接入交通流的基础场景1中,混合电解槽消纳可再生能源,但受限于ALK的爬坡率,14:00时出现大量弃风光现象。引入EV集群的场景2,EV在可再生能源高峰期集中充电,吸收了剩余功率并削减弃风光。相比之下,接入HFCT的场景3展现了HFCT长时间能量转移能力,HFCT在可再生能源不足时段通过燃料电池发电,为系统提供了长期的功率支撑。而在EV与HFCT耦合的场景4中,日间EV的充电使得弃风光现象达到最低,夜间V2G放电与HFCT协同发电替代了为了满足交通负荷大需求大量从电网购电情况。



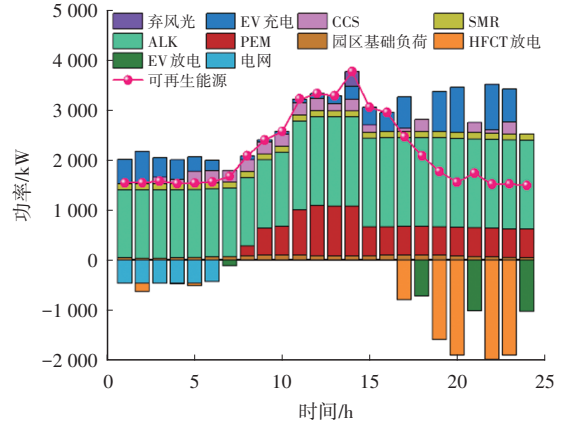
(a)场景1



(b)场景2



(c)场景3



(d)场景4

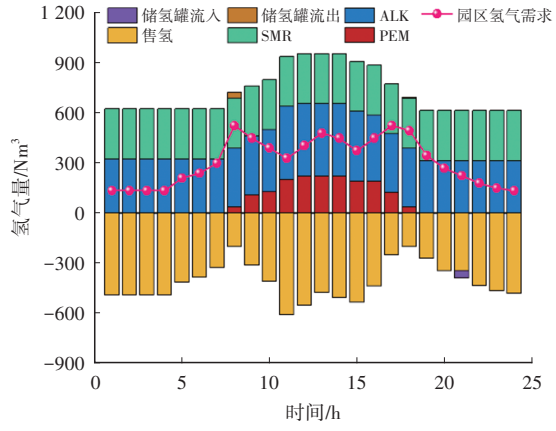
图6　不同场景功率平衡图

4.2.2　氢气平衡

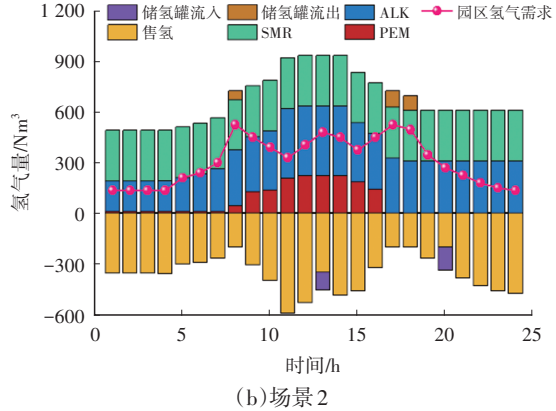
图7展示了不同场景下氢气平衡图。在基础场景与仅接入EV场景中,系统产出的氢气绝大部分用于外销。在00:00~07:00和19:00~24:00时段可再生能源不足时,氢气供给高度依赖蓝氢。在08:00~18:00时段,绿氢在氢气生产中占据主导地位,其中PEM在该时段用来消纳剧烈变化的可再生能源。储氢罐充放氢频率低,仅发挥浅层缓冲作用。然而,随着HFCT集群的接入,HFCT巨大的氢气需求打破了原有的平衡,迫使储氢罐在非加氢时段利用系统产生的多余氢气填补实时供给缺口。在协同耦合场景4中,由于EV和HFCT在电网侧对可再生能源波动的平抑,11:00~24:00时段ALK产氢曲线更加平稳,而储氢罐在日间吸收大量低成本绿氢并在夜间释放,以同时满足HFCT的加氢与反向发电需求,维持SMR制蓝氢的出力平稳,这种循环过程提高了氢能的利用。

4.2.3　混合电解槽负载率变化

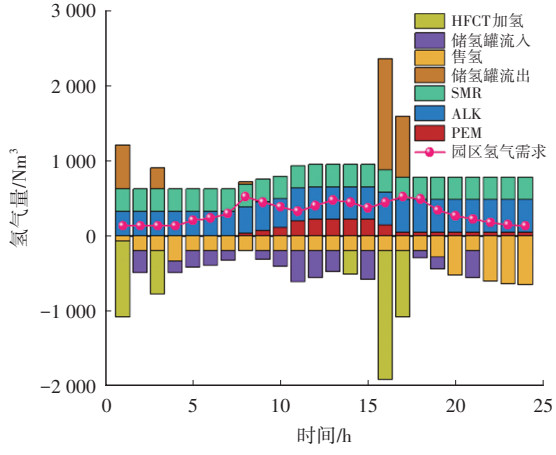
图8展示了混合电解槽系统在不同场景下的负载率变化。在场景1中,PEM在08:00~18:00时段负载率变化剧烈,ALK起到稳定制氢作用。随着EV集群的接入,其有效吸收了11:00~14:00时段的可再生能源峰值,使得ALK负载率低于场景1。而在HFCT接入的场景3中,巨大的用氢需求提升了ALK的平均负载率。同时PEM电解槽从场景1和2调节可再生能源波动性开始逐渐承担氢气生成任务。在场景4,此时系统EV在输入端平抑功率波动,HFCT与储氢罐在输出端稳定氢气需求,这种双重缓冲机制使得ALK在约90%的高效区间实现近乎恒定的稳态运行,极少量的可再生能源波动由响应极快的PEM承担。同时PEM在07:00~14:00时段相较于场景3减小了少量制氢效率从而换取了更多的能源消纳能力。



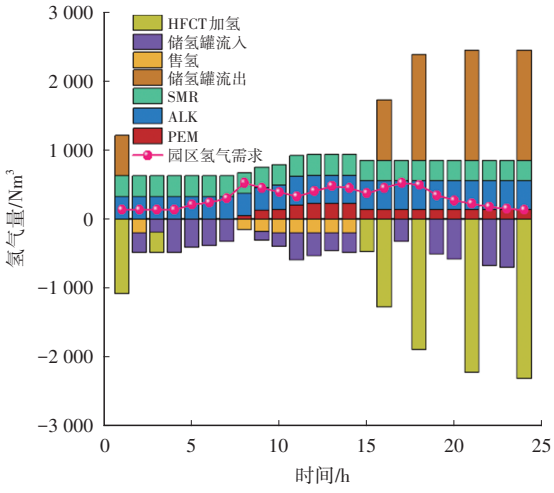
(a)场景1



(b)场景2

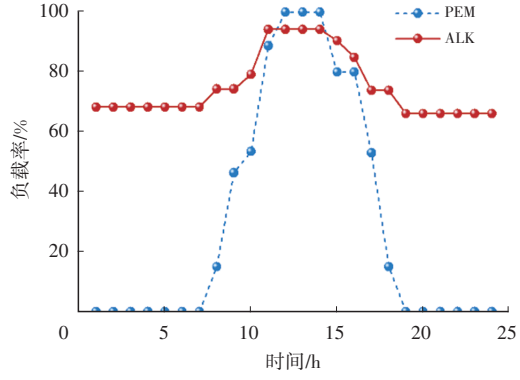


(c)场景3

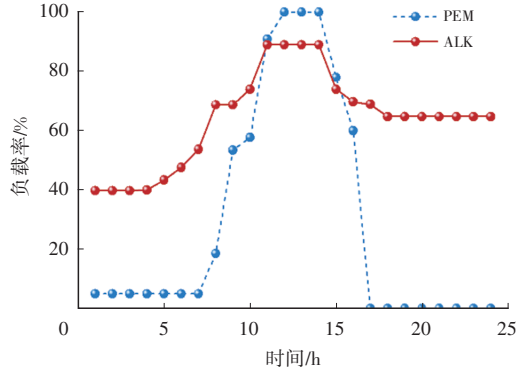


(d)场景4

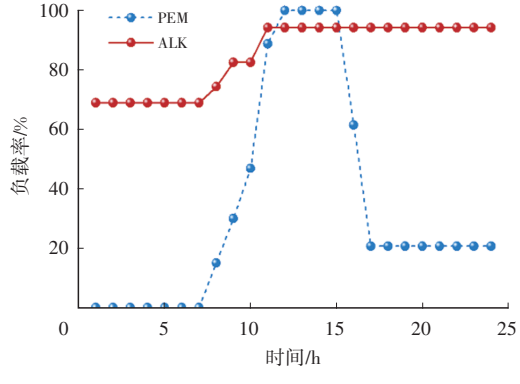
图7　不同场景氢气平衡图



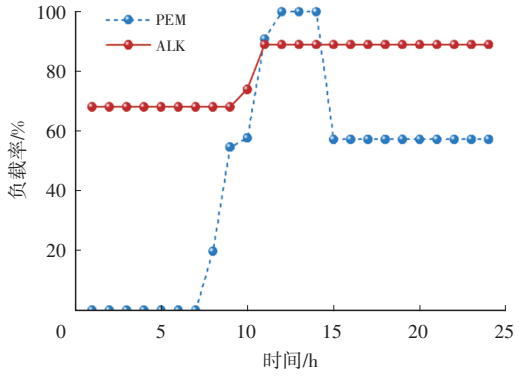
(a)场景1



(b)场景2



(c)场景3

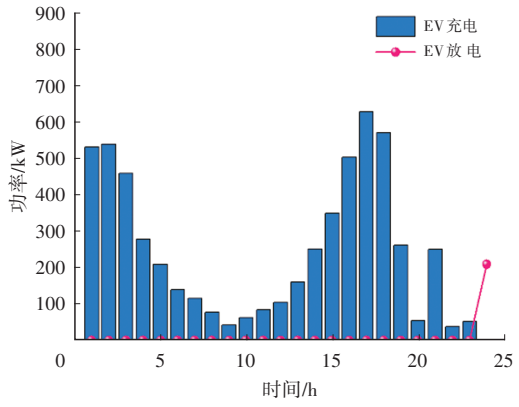


(d)场景4

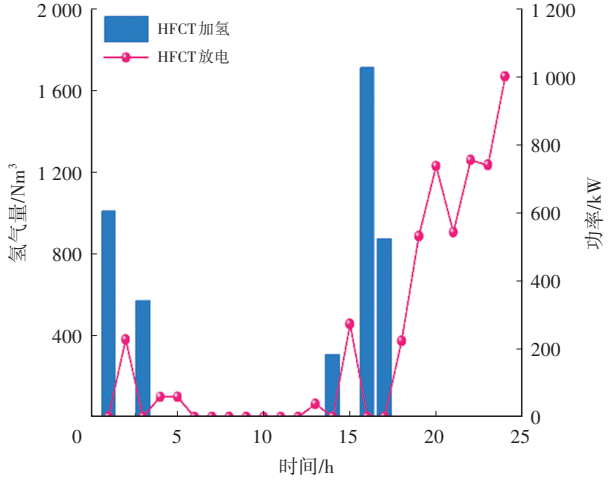
图8　不同场景混合电解槽负载率变化

4.2.4　EV和HFCT不同场景变化

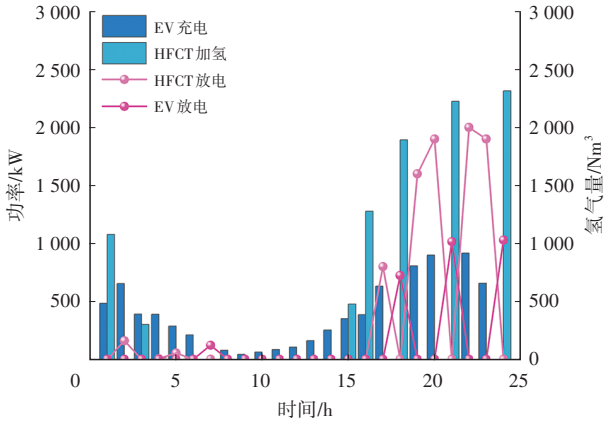
图9分析了EV与HFCT集群在独立接入与协同模式下的能量变化。对比场景2与场景4,在仅有EV接入时,其放电曲线近乎为零。然而,一旦引入HFCT,场景4中EV的运行模式发生巨大变化。在18:00~24:00的EV充电高峰时段,其放电功率也显著跃升。在场景4中,HFCT的发电功率峰值是场景3峰值的2倍。同时,EV与HFCT在19:00~24:00时段呈现出显著的协同特征。HFCT承担了系统基本电力需求的供给任务,而EV集群则利用其灵活性进行辅助。



(a)场景2



(b)场景3



（c）场景 4

图 9　不同场景 EV 充放电和 HFCT 加氢放电变化

4.3　系统评价指标

为了全面地评估所提出的风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同系统的综合性能，本文建立了多维评价体系。除了使用的制氢产量与总利润外，还引入平准化系统能量成本（Levelized Cost of System Energy, LCOSE）、有效供能单位碳排放和电解槽功率波动性等关键指标，以深入揭示系统 4 中 EV 和 HFCT 协同机理。

表 2 展示了不同配置下的关键运行指标，对比表明风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同系统在多维指标上均具显著优势。在经济性方面，场景 4 的 LCOSE 较仅含基础制氢系统的场景 1 降低 14.48%，总利润增长 3.07 倍，这主要归因于交通服务收益及 EV 有序 V2G 策略利用峰谷价差实现的增收。在技术平稳性方面，场景 4 的 ALK 功率波动性较场景 1 降低 3.79%，更较波动剧烈的场景 2 下降 36.00%，PEM 波动性亦降低 13.00%。该结果证实了 HFCT 作为基础柔性负荷与 EV 作为高频响应单元在时间尺度上的互补特性，促使电解槽运行于平稳高效区间。此外，在环境效益方面，得益于移动储能单元就地消纳盈余光伏，场景 4 碳排放较场景 1 降低 12.65%，绿氢占比升至 61.7%。尽管场景 3 碳排放最低，但场景 4 仅以 0.005 7 kg/(kW·h)的微小碳增量为代价，换取了系统利润与稳定性的显著提升，证明其是兼顾多维度的最佳配置方案。

表 2　不同场景下系统的评价指标

场景	制氢量 /Nm^3	LCOSE /元·(kW·h)$^{-1}$	总利润 /元	单位碳排放 /kg·(kW·h)$^{-1}$	ALK 波动 /kW	PEM 波动 /kW	蓝氢占比 /%	绿氢占比 /%
场景 1	17 397.9	0.221	10 512.6	0.077 5	213.6	399.2	41.4	58.6
场景 2	16 019.8	0.202	13 984.8	0.071 2	321.1	387.9	44.9	55.1
场景 3	18 598.2	0.203	21 308.8	0.062 0	233.2	368.5	38.7	61.3
场景 4	18 821.1	0.189	32 307.0	0.067 7	205.5	347.3	38.3	61.7

5　结束语

本文针对单一制氢技术的局限性以及异构交通资源调度机制割裂的难题，提出了一种风光耦合驱动的蓝绿氢与交通流协同优化策略。构建了包含电解槽特性与车辆动态充放能行为的混合整数规划模型，相较于传统电氢耦合系统，本文通过蓝绿互补与荷端交通协同的双重优化，实现 LCOSE 仅为 0.189 元/(kW·h)，为多能融合系统的低碳化转型提供了可行的技术路径。未来将结合 IEEE 配电网节点系统，评估大规模异质车辆在空间分布上的接入对配电网稳定性的具体影响。

参　考　文　献

[1] SZABLOWSKI L, WOJCIK M, DYBINSKI O. Review of Steam Methane Reforming as a Method of Hydrogen Production[J]. Energy, 2025.

[2] PRUVOST F, CLOETE S, DEL POZO C A, et al. Blue, Green, and Turquoise Pathways for Minimizing Hydrogen Production Costs from Steam Methane Reforming with CO_2 Capture[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 274.

[3] PASHCHENKO D. Integrated Solar Combined Cycle System with Steam Methane Reforming [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(48): 18166-18176.

[4] MA W, HAN W, LIU Q, et al. Hydrogen Generation System with Zero Carbon Emission Based on Synergistic Conversion of Methane and Solar Energy[J]. Energy, 2025, 316.

[5] HASSAN Q, SAMEEN A Z, SALMAN H M, et al. Large-Scale Green Hydrogen Production via Alkaline Water Electrolysis Using Solar and Wind Energy[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(88): 34299-34315.

[6] SEBBAHI S, ASSILA A, BELGHITI A A, et al. A Comprehensive Review of Recent Advances in Alkaline Water Electrolysis for Hydrogen Production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 82: 583-599.

[7] KOJIMA H, NAGASAWA K, TODOROKI N, et al. Influence of Renewable Energy Power Fluctuations on Water Electrolysis for Green Hydrogen Production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(12): 4572-4593.

[8] MOHAMMADI A, MEHRPOOYA M. A Comprehensive

Review on Coupling Different Types of Electrolyzer to Renewable Energy Sources[J]. Energy, 2018, 158: 632-655.

[9] ZHOU Z, ZHANG S, ZHONG Y, et al. A Predictive Control Method for Multi-Electrolyzer Off-Grid Hybrid Hydrogen Production Systems with Photovoltaic Power Prediction[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 84: 383-393.

[10] 吴浩，王飚，牛明博，等. 基于混合电网与高速公路运行规则下的移动储能双层电能调度研究[J]. 中国公路学报，2025，38(11)：241-256.
WU H, WANG B, NIU M B, et al. Research on Bi-level Power Dispatch of Mobile Energy Storage Based on Hybrid Power Grid and Expressway Operation Rules[J]. China Journal of Highway and Transport, 2025, 38(11): 241-256.

[11] 陈铎文，孙凯，冯伟，等. 考虑电动汽车充电行为特征的微电网两阶段优化调度策略[J]. 电工电能新技术，2025，44(8)：61-74.
CHEN D W, SUN K, FENG W, et al. Two-Stage Optimal Scheduling Strategy for Microgrids Considering the Characteristics of Electric Vehicle Charging Behavior[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2025, 44(8): 61-74.

[12] 彭伟伦，马力，刘琦颖，等. 基于供需两侧协同优化的电动汽车V2G充放电负荷时空分布预测研究[J]. 汽车技术，2024(6)：17-23.
PENG W L, MA L, LIU Q Y, et al. Research on Spatiotemporal Distribution Prediction of Electric Vehicle V2G Charging and Discharging Load Based on Collaborative Optimization of Supply and Demand Sides[J]. Automobile Technology, 2024 (6): 17-23.

[13] 刘岢孟，高俊莲，孙旭东，等. 我国港口城市氢能发展潜力与对策研究[J]. 中国工程科学，2022，24(3)：108-117.
LIU K M, GAO J L, SUN X D, et al. Research on Hydrogen Energy Development Potential and Countermeasures in China's Port Cities[J]. Chinese Engineering Sciences, 2022, 24(3): 108-117.

[14] 王贺佳，谢丽蓉，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 H J, XIE L R, BIAN Y F, et al. Bi-Level Optimization Scheduling Considering Hydrogen Energy Heavy-Duty Trucks and Wind-Solar Synergy for Carbon Reduction[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(6): 219-228.

[15] NAJAFI A, HOMAEE O, JASIŃSKI M, et al. Integrating Hydrogen Technology into Active Distribution Networks: The Case of Private Hydrogen Refueling Stations[J]. Energy, 2023, 278.

[16] WU M, DU P, JIANG M, et al. An Integrated Energy System Optimization Strategy Based on Particle Swarm Optimization Algorithm[J]. Energy Reports, 2022, 8: 679-691.

[17] SHI S, PAN Y, LI Y, et al. Capacity Configuration and Optimization of An Off-Grid Wind-Solar-Hydrogen Integrated System Considering Hybrid Hydrogen Production with Alkaline Electrolyzers and Proton Exchange Membrane Electrolyzers[J]. Renewable Energy, 2025.

[18] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current Status of Water Electrolysis For Energy Storage, Grid Balancing And Sector Coupling via Power-To-Gas and Power-To-Liquids: A Review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82: 2440-2454.

[19] KOUNTOURIS I, LANGER L, BRAMSTOFT R, et al. Power-to-X in Energy Hubs: A Danish Case Study of Renewable Fuel Production[J]. Energy Policy, 2023, 175.

（责任编辑　王　一）

修改稿收到日期为2026年1月11日。