

# 计及能源自洽率和共享氢储能的电-氢-交通耦合 配电网低碳经济运行

苏小玲, 陈来军, 赵超凡, 曹博文, 刘立泽  
(青海大学新能源电力系统智慧运行教育部重点实验室, 西宁 810016)

**摘要:** 新型储能的多元化发展为能源资源的优化配置和就地高水平消纳奠定了基础, 为此提出了一种计及能源自洽率和共享氢储能(shared hydrogen storage, SHS)的能源网低碳经济调度方法。设计了包含电负荷-氢负荷的氢燃料电池车(hydrogen fuel cell vehicle, HFCV)交通网与新能源配电网双向耦合架构。在此基础上, 以提高能源自洽率、降低碳排放成本为目标, 综合考虑配电网、交通网、氢储能系统的运行约束条件以及短期氢储能(short-term hydrogen storage, STHS)和 SHS 服务, 建立了电-氢-交通耦合配电网的低碳经济优化调度模型, 并给出了基于精英遗传算法(elitist strategy genetic algorithm, ESGA)的求解方法。算例分析证明, 提出的方法可有效提升电-氢-交通耦合网络能源自洽率、降低整体系统碳排放成本。

**关键词:** 能源自洽率; 电-氢-交通耦合; 新型储能; 共享氢储能; 短期氢储能

## Low Carbon Economic Dispatch for Electricity Hydrogen Transport Coupling Network Considering Self-sufficiency and Shared Hydrogen Storage

SU Xiaoling, CHEN Laijun, ZHAO Chaofan, CAO Bowen, LIU Lize

(Key Laboratory of Smart Operation of New Energy Power System, Ministry of Education, Qinghai University, Xining 810016, China)

**Abstract:** With the diversified development of new energy storage system, new energy optimization allocation and local consumption is facing new opportunity. This paper proposes a low-carbon economic dispatching method for distribution networks considering self-sufficiency and shared hydrogen storage (SHS). Firstly, a bidirectional coupling architecture of new-energy based distribution network and hydrogen fuel cell vehicle (HFCV) transport network is designed. Then, with the optimization objectives of improving energy self-consistency rate and reducing carbon emission costs, the low-carbon economic optimization dispatching model for electricity hydrogen transport coupling network is established considering operational constraints of distribution network, transportation network and hydrogen storage system as well as the short-term hydrogen storage (STHS) and SHS service, and a solution method based on elitist strategy genetic algorithm (ESGA) is given. Finally, feasibility and effectiveness of the proposed method in improving energy self-consistency rate and reducing carbon emission cost are verified by simulation of arithmetic cases.

**Key words:** energy self-consistency rate; electro-hydrogen-transport coupling; new energy storage system; shared hydrogen storage; short-term hydrogen storage

## 0 引言

我国道路交通系统资产能源化潜力巨大, 充分利用风、光等绿色能源是实现交通低碳化、绿色化发展的必经之路, 而氢能作为新型储能和交通载运设备的动力源, 呈现出巨大的潜力。构建源-网-荷-储-充-交通自洽能源系统, 是通过新型储能实现配

电网与交通网融合的主要目标<sup>[1]</sup>。

自洽能源系统指在规划、建设和运行的过程中, 利用风光等新能源对系统中能源的生产、转换、传输、分配与存储等环节进行有机协调的能源产消一体化系统<sup>[2]</sup>。自洽能源系统的建设将配电、交通两个独立的系统相互融合, 对加快能源变革与交通转型, 增强配电与交通行业的低碳化、绿色化发展水平具有重要价值。能源自洽率是能源系统产能与内部总用能负荷的比值<sup>[3]</sup>, 提升自洽率对资源高水平利用和低碳化供能用能具有重要意义。

基金资助项目: 青海省基础 Research 计划(2022-ZJ-935Q); 国家自然科学基金(52167022)。

Project supported by Qinghai Basic Research Program (2022-ZJ-935Q), National Natural Science Foundation of China (52167022).

分布式能源高渗透率并网, 存在总装机规模大、电源数量多、单机容量小、多点分散无序接入等特征, 导致分布式能源渗透率与利用率交互制约, 需要储能等可调节资源满足电网的调峰需求。为形成分布式能源与储能系统的最佳运行方案, 可引入碳交易、需求响应等节能减排和辅助服务机制, 充分发挥新型储能多能源、可调节优势和新能源分布式发电的绿色低碳特性。

国内外已有大量学者深入研究电网低碳经济调度问题。从负荷侧出发, 文献[4-5]在电力系统经济性优化运行目标中增加了碳交易成本, 研究新能源发电的合理配置与优化运行。文献[6]以电源侧与负荷侧的协同互动为基础, 让可调度负荷等灵活响应资源和电源共同参与电力系统低碳经济调度。从多种能源资源互补的角度出发, 文献[7]研究了考虑需求侧管理和碳交易的电-气互联网络分散式低碳经济调度。文献[8]从氢能多维度效益出发, 研究热电比可调的热电联产运行策略, 进一步提高了综合能源低碳性与经济性。针对基于碳捕获技术的经济调度, 文献[9]根据源荷两侧低碳资源特性, 研究了碳捕集电厂综合灵活运行方式。文献[10]提出了含碳捕集的电-气综合能源系统低碳经济调度模型, 解决风电和负荷不确定性问题。

实现区域范围内能源网自洽是能源资源高水平消纳的重要指标。为建立能源自洽社区, 文献[11]基于热力学原理提出了新型太阳能能源系统。为实现电网供能自洽, 文献[12]设计了风光多能源系统储能充电控制器。文献[13]从最优规划角度出发, 考虑电动车用电行为和与光伏发电出力特性, 建立了面向偏远地区供能需求的能源自洽混合配电网。文献[14]从优化调度角度出发, 建立了以综合成本最小为目标的低碳经济调度模型。在此基础上, 文献[15]将弃风惩罚系数作为协同参量, 建立了以低碳经济成本最小、风电消纳水平最高为目标的优化调度模型。文献[16]在碳捕集技术的基础上, 结合需求侧响应机制建立了以综合成本最低为目标的双阶段低碳经济调度模型。

HFCV 具有燃料补充时间短、续航里程长、绿色环保等优势, 是交通行业实现零碳排的重要途径<sup>[17-18]</sup>。文献[19]根据 HFCV 的氢电耦合影响特性, 优化了制氢加氢站布点。为充分利用氢能资源, 文献[20]从电动车和 HFCV 不确定性能源需求出发, 优化了能源站的电能和氢能供给占比。目前, 关于

电氢耦合系统低碳经济性研究主要以电网为中心, 难以适应交通网消费终端大规模氢能需求的发展方向。另一方面, HFCV、氢储能等异质能源类灵活性负荷快速发展使电网和交通网双向耦合, 系统动态平衡及调度运行复杂、能源消纳难度增加。为满足本地负荷用能需求、实现不同品类能源资源就地消纳, 本文设计了包含电负荷-氢负荷的 HFCV 交通网与新能源配电网双向耦合架构, 并提出了一种计及能源自洽率和 SHS 的低碳优化调度方法, 通过电氢能源转换和 SHS, 将配电、交通两个分隔的独立网络融合为源-网-荷-储-充新型交通自洽能源体系, 在满足电负荷、氢负荷用能需求的情况下, 促进能源资源本地消纳量, 提高能源自洽率、降低碳排放。

## 1 配电网-交通网双向耦合架构

新能源配电网-交通网双向耦合架构包括电力网络和以 HFCV 为主的交通网, 如图 1 所示。新能源配电网有分布式新能源接入、电负荷供能、上级电网接口、电解水制氢设备供电等作用。分布式能源出力优先为配电网负荷供电, 余电可转化为氢能, 供 HFCV 或氢储能系统。交通网加氢总站和加氢子站为 HFCV 供能, STHS 和 SHS 可补足氢能缺额。另一方面, 氢储能系统也可以在用电高峰期用电负荷供电。新能源配电网-交通网双向耦合架构让能源和交通两个存在条块分割和行业隔离的系统交互融合, 逐渐演变为集成衔接的协同发展形态, 最终形成清洁低碳、融合高效的能源互联网。

## 2 电-氢-交通耦合配电网模型

### 2.1 配电网模型

分布式新能源高占比并网, 弱同步支撑的条件下, 配电网存在无功控制能力相对较弱, 极易面临电压波动等问题, 建立配电网模型。

#### 2.1.1 配电网稳定运行约束

$$\begin{cases} P(i,t) = \sum_{j=1}^{n_{bus}} (G_{ij}U(i,t)U(j,t)\cos(\theta_{ij}(t)) + B_{ij}U(i,t)U(j,t)\sin(\theta_{ij}(t))) \\ Q(i,t) = \sum_{j=1}^{n_{bus}} (B_{ij}U(i,t)U(j,t)\cos(\theta_{ij}(t)) - G_{ij}U(i,t)U(j,t)\sin(\theta_{ij}(t))) \end{cases} \quad (1)$$

$$P_{\min}(i,j) \leq P(i,j,t) \leq P_{\max}(i,j) \quad (2)$$

$$U_{\min}(i) \leq U(i,t) \leq U_{\max}(i) \quad (3)$$

式(1)为新能源配电网潮流约束, 其中  $n_{bus}$  为配电网节点数;  $P(i,t)$ 、 $Q(i,t)$  分别为  $t$  时间节点  $i$  的注

入有功功率和无功功率;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  分别为节点导纳矩阵中  $i$  行  $j$  列的实部和虚部;  $U(i,t)$  为  $t$  时间节点  $i$  的电压幅值;  $\theta_{ij}(t)$  为  $t$  时间支路  $ij$  两端节点的相角差。式(2)为支路容量约束,  $P_{\min}(i,j)$ 、 $P_{\max}(i,j)$  为支路  $ij$  上允许流过的有功功率最小值、最大值;  $P(i,j,t)$  为  $t$  时间节点  $i$  流向节点  $j$  的有功功率。式(3)为节点电压约束,  $U_{\max}(i)$ 、 $U_{\min}(i)$  分别为满足配电网电压稳定条件的节点  $i$  电压幅值上限和下限。

### 2.1.2 分布式风光新能源出力约束

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{WT}} \leq P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\max}^{\text{WT}} \\ P_{\min}^{\text{PV}} \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\max}^{\text{PV}} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{\min}^{\text{WT}}$ 、 $P_{\min}^{\text{PV}}$  分别为分布式风光新能源出力最小值;  $P_{\max}^{\text{WT}}$ 、 $P_{\max}^{\text{PV}}$  分别为分布式风光新能源出力最大值。

### 2.1.3 余电制氢模型

分布式风光新能源出力余电制氢数学模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{ex}}(t) = P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wind}}(t) - P_{\text{e-load}}(t) \\ P_{\text{eP2G}}(t) = \eta_{\text{P2G}} P_{\text{ex}}(t) \\ P_{\text{eP2G}}(t) + M_{\text{H}_2}(t-1) \leq M_{\text{H}_2}^{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $P_{\text{ex}}(t)$  为分布式风光新能源出力余电;  $P_{\text{eP2G}}(t)$  是电解氢模块用电功率;  $P_{\text{pv}}(t)$ 、 $P_{\text{wind}}(t)$  为  $t$  时间分布式风光新能源出力;  $P_{\text{e-load}}(t)$  为  $t$  时间电负荷(包括网损);  $\eta_{\text{P2G}}$  为电制氢系统能量转换效率;  $M_{\text{H}_2}(t)$  为  $t$  时间储氢量;  $M_{\text{H}_2}^{\max}$  为氢储能设备容量的上限。

### 2.1.4 氢燃料电池发电

$$\begin{cases} P_{\text{lack}}(t) = P_{\text{e-load}}(t) - P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wind}}(t) \\ P_{\text{HFC}}(t) = P_{\text{lack}}(t) / \eta_{\text{FC}} \\ P_{\text{lack}}(t) > 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $P_{\text{lack}}(t)$  表示配电网功率缺额;  $P_{\text{HFC}}(t)$  为燃料电池注入电网的功率;  $\eta_{\text{FC}}$  为氢燃料电池发电效率。

## 2.2 交通网模型

HFCV 氢负荷的大小主要受行驶里程和返程时间以及加氢站供需量等因素影响, 根据以上影响因素, 可建立交通网模型如下。

### 2.2.1 HFCV 行为模式

每日用户最后一次返程时间概率密度函数定义为:

$$f_t(x_t) = \begin{cases} \frac{1}{\gamma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x_t - \psi_t)^2}{2\gamma_t^2}\right), \psi_t - 12 < x_t \leq 24 \\ \frac{1}{\gamma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x_t + 24 - \psi_t)^2}{2\gamma_t^2}\right), 0 < x_t \leq \psi_t - 12 \end{cases} \quad (7)$$

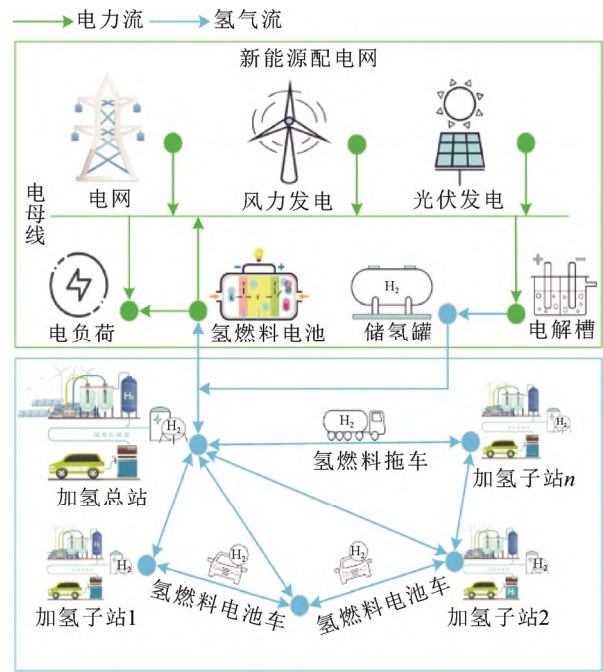


图1 配电网-交通网双向耦合架构

Fig.1 Bidirectional coupling architecture of distribution network and transport network

式中:  $x_t$  为用户最后返程时间;  $\psi_t$  为期望值;  $\gamma_t$  为标准差;  $t$  为单位调度时间。

HFCV 用户行驶里程概率密度函数定义为:

$$f_s(x_s) = \frac{1}{\gamma_s x_s \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln x_s - \psi_s)^2}{2\gamma_s^2}\right) \quad (8)$$

式中:  $x_s$  为 HFCV 日行驶里程;  $\psi_s$  为期望值;  $\gamma_s$  为标准差;  $s$  为 HFCV 单次加氢后的行驶里程。

HFCV 加氢时长为:

$$T_s = \frac{sE}{P_s \sigma_s} \quad (9)$$

式中:  $P_s$  为加氢量;  $\sigma_s$  为加氢效率;  $E$  为单位公里耗氢量。

### 2.2.2 单站加氢需求

$$N_{m,\text{HFCV}} \leq N_{m,\text{H}} \quad (10)$$

式中:  $N_{m,\text{HFCV}}$  为第  $m$  个加氢站现有 HFCV 的数量;  $N_{m,\text{H}}$  为第  $m$  个加氢站可接纳的 HFCV 的数量。

### 2.2.3 交通网总加氢需求

$$\sum_{m=1}^M M_{m,\text{cqz}} \geq \sum_{k=1}^N M_{k,\text{HFCV}} \quad (11)$$

式中:  $M$  为交通网总加氢站数量;  $M_{m,\text{cqz}}$  为第  $m$  个加氢站储氢容量;  $M_{k,\text{HFCV}}$  为第  $k$  辆 HFCV 容量;  $N$  为 HFCV 车辆总数。

### 2.3 氢储能模型

考虑交通网消费终端大规模氢能需求以及氢气存储等因素影响, 建立氢储能模型如下。

#### 2.3.1 STHS 模型

$$\begin{cases} S_{w,t}^{\text{STHS}} = (1 - \alpha_{\text{loss}}^{\text{STHS}}) S_{w,t-1}^{\text{STHS}} + \\ \quad (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{STHS}} - P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}} \eta_{\text{rel}}^{\text{STHS}}) \Delta t \\ 0 \leq P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}} \leq C^{\text{STHS}} \\ 0 \leq P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}} \leq C^{\text{STHS}} \\ 0 \leq S_{w,t}^{\text{STHS}} \leq C^{\text{STHS}} \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $P_{w,t,\text{abs}}^{\text{STHS}}$ 、 $P_{w,t,\text{rel}}^{\text{STHS}}$  和  $S_{w,t}^{\text{STHS}}$  分别为典型日  $w$  下单位时间储氢量、单位时间放氢量和 STHS 余氢能总量;  $\eta_{\text{abs}}^{\text{STHS}}$ 、 $\eta_{\text{rel}}^{\text{STHS}}$  和  $\alpha_{\text{loss}}^{\text{STHS}}$  分别为储氢效率、放氢效率和 STHS 的自释放速率;  $C^{\text{STHS}}$  为 STHS 的配置容量;  $\Delta t$  为单位时间步长。

#### 2.3.2 SHS 模型

$$\begin{cases} S_{w,t}^{\text{SHS}} = (1 - \alpha_{\text{loss}}^{\text{SHS}}) S_{w,t-1}^{\text{SHS}} + \\ \quad (P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SHS}} \eta_{\text{abs}}^{\text{SHS}} - P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SHS}} \eta_{\text{rel}}^{\text{SHS}}) \Delta t, \quad S_{w,t}^{\text{STHS}} = 0 \\ 0 \leq P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SHS}} \leq C^{\text{SHS}} \\ 0 \leq P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SHS}} \leq C^{\text{SHS}} \\ 0 \leq S_{w,t}^{\text{SHS}} \leq C^{\text{SHS}} \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $P_{w,t,\text{abs}}^{\text{SHS}}$ 、 $P_{w,t,\text{rel}}^{\text{SHS}}$  和  $S_{w,t}^{\text{SHS}}$  分别为典型日  $w$  下单位时间储氢量、单位时间放氢量和 SHS 余氢能总量;  $\eta_{\text{abs}}^{\text{SHS}}$ 、 $\eta_{\text{rel}}^{\text{SHS}}$  和  $\alpha_{\text{loss}}^{\text{SHS}}$  分别为储氢效率、放氢效率和 SHS 的自释放速率;  $C^{\text{SHS}}$  为 SHS 的配置容量。若 STHS 无法满足氢负荷用能需求, 使用 SHS 供电。使用顺序为: 实时补足氢气、STHS、SHS。

## 3 电-氢-交通耦合配电网双层优化调度模型

### 3.1 上层交通网加氢模型

#### 3.1.1 目标函数

$$f_1 = \min(L_{\text{max}} - L_{\text{min}}) \quad (14)$$

$$f_2 = \min \left( \sum_{t=1}^{96} \sum_{k=1}^N x_{kt} p_k h_t \Delta t \right) \quad (15)$$

式中:  $f_1$  为负荷峰谷差值;  $L_{\text{max}}$ 、 $L_{\text{min}}$  为负荷最大、最小值。  $f_2$  为加氢成本费;  $x_{kt}$  为第  $k$  辆车  $t$  时间的加氢状态, 可用 0 表示不加氢, 1 表示加氢;  $p_k$  为第  $k$  辆车的功率值;  $h_t$  表示  $t$  时间段氢气价格。

对两个目标函数加权, 得到有序加氢目标函数:

$$\min f = \lambda_1 f_1 + \lambda_2 f_2 \quad (16)$$

式中:  $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$  分别为各子目标函数对应的加权系数,

且  $\lambda_1 + \lambda_2 = 1$ 。

#### 3.1.2 约束条件

HFCV 加氢需要满足的条件包括: 实际氢量不能超过总容量, 同时也不能小于用户期望的氢量。假设 HFCV 接入加氢桩后, 期望达到的荷氢状态是  $S_h$ , 则 HFCV 离开时, HFCV 的实际氢量应该大于或者等于希望值  $S_h$ , 以上行为可表示为:

$$\begin{cases} 0 < S_{\text{st},k} < 1 \\ S_h \leq S_{\text{en},k} \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $S_{\text{st},k}$  为第  $k$  辆 HFCV 的进入加氢站时的荷氢状态初始值;  $S_{\text{en},k}$  为第  $k$  辆 HFCV 离开时荷氢状态。

### 3.2 下层交通网-配电网自洽模型

#### 3.2.1 目标函数

基于新能源配电网-交通网双向耦合架构建立低碳经济优化调度目标函数, 包括两部分: 一是系统电能和氢能自洽率最高; 二是系统碳排放成本最低。

$$\eta = \max \left( \frac{F_d}{F_E} + \frac{F_q}{F_H} \right) \quad (18)$$

$$F = \min(a C_{\text{CO}_2}) \quad (19)$$

$$C_{\text{CO}_2} = C_c (E_g - E_c) \quad (20)$$

$$C_c = \begin{cases} -c(1+2\gamma), & E_g < E_c - \nu \\ -c(1+\gamma), & E_c - \nu \leq E_g < E_c \\ -c, & 0 \leq E_g < E_c \\ c, & E_c \leq E_g < E_c + \nu \\ c(1+\beta), & E_c + \nu \leq E_g < E_c + 2\nu \\ c(1+2\beta), & E_c + 2\nu \leq E_g < E_c + 3\nu \end{cases} \quad (21)$$

$$E_g = \sum_{t=1}^T \left( a_1 + b_1 P_t^E + c_1 (P_t^E)^2 \right) \quad (22)$$

$$E_c = \chi \sum_{t=1}^T P_t^E \Delta t \quad (23)$$

式中:  $h$  为电-氢-交通耦合配电网日自洽率;  $F_E$  为配电网电负荷;  $F_d$  为分布式能源出力功率;  $F_H$  为交通网氢负荷;  $F_q$  为加氢站供能出力;  $F$  为系统碳排放成本;  $a$  为碳排放纳税金额;  $C_{\text{CO}_2}$  为碳排放成本。  $C_c$  为碳交易价格;  $c$  为基础单位碳价;  $\beta$  为阶梯价格增长幅度;  $\nu$  为碳排放量区间长度;  $g$  为碳交易价格中的奖励系数;  $T$  为调度周期;  $E_g$  为从上级电网购电产生的实际碳排放量;  $a_1$ 、 $b_1$ 、 $c_1$  为网内火力发电设备的碳排放计算系数;  $E_c$  为配电网从上一级电网购电的碳排放权配额;  $c$  为单位电量的碳排放权配额;  $P_t^E$  为单位时间内配电网购电量。

### 3.2.2 约束条件

- 1) 配电网运行约束: 式(1)–(3);
- 2) 电解槽设备运行约束: 式(5);
- 3) 氢燃料电池设备运行约束: 式(6);
- 4) HFCV 及加氢站约束: 式(7)–(11);
- 5) 氢储能设备运行约束: 式(12)–(13)。

## 4 模型求解

ESGA 基于上一代种群的适应度形成精英种群,并用精英种群替换新一代群低适应度个体<sup>[21-22]</sup>,以获得更快的收敛速度<sup>[23]</sup>。本文采用 ESGA 求解模型,为了避免模型陷入局部最优解,改进了遗传操作过程。在迭代过程中,如果最优解保持  $W$  代不变,自动调整模型的交叉率和变异率,程序流程如图 2 所示。其中  $D$  为迭代次数,  $V$  为达到最优解连续不变的代数。本文首先进行上层模型的求解,通过式(14)得出峰谷差最小,再将得到的加氢数据通过式(15)得出加氢成本费用最小;将优化后的加氢数据代入下层模型,式(18)进行能源自洽率的求解,在求得能源自洽率最大的基础上,通过式(19)保证求得系统碳排放成本最小。

## 5 算例分析

### 5.1 基础数据

以青海省海东市为算例,验证模型。主站光伏接入配电网节点 21,子站光伏接入配电网节点 11,主站风机接入配电网节点 22,子站风机接入配电网节点 19。交通网有一座总站,两座子站,通过加氢站耦合。配电网-交通网耦合方式如图 3 所示。

电-氢-交通耦合配电网算例中加氢总站设有 STHS 和 SHS。加氢子站只有 STHS,即加氢子站不

能向加氢总站运输氢能,而且加氢子站之间也无法做氢能互济。若分布式风光新能源余电制氢无法满足氢负荷用能需求,首先由加氢站 STHS 补足,如果仍存在氢能缺额,则由拖车调用加氢总站的 SHS。

算例以一天 24 h 为调度周期,单位调度时间为 15 min,分布式风光新能源出力曲线如图 4(a)所示,电负荷曲线如图 4(b)所示。氢负荷曲线如图 4(c)所示,加氢总站单日 HFCV 上限为 1000 辆,加氢子站 1 和加氢子站 2 单日 HFCV 上限均为 600 辆。该地区实时电价和氢价如图 4(d)所示。加氢总站氢储设备总容量为 4000 kg,加氢子站氢储系统总容量为 2000 kg。氢能拖车运输时间为下午 4:00。配电网从上一级电网购电 1 kW·h 产生 CO<sub>2</sub> 0.96 kg,制氢气 25.2 g,其他基础参数见表 1。

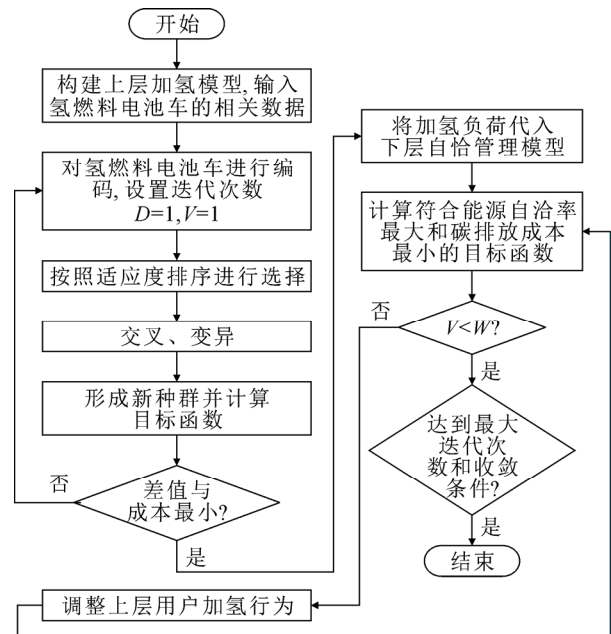


图 2 基于 ESGA 的模型求解流程

Fig.2 Program flow chart based on ESGA

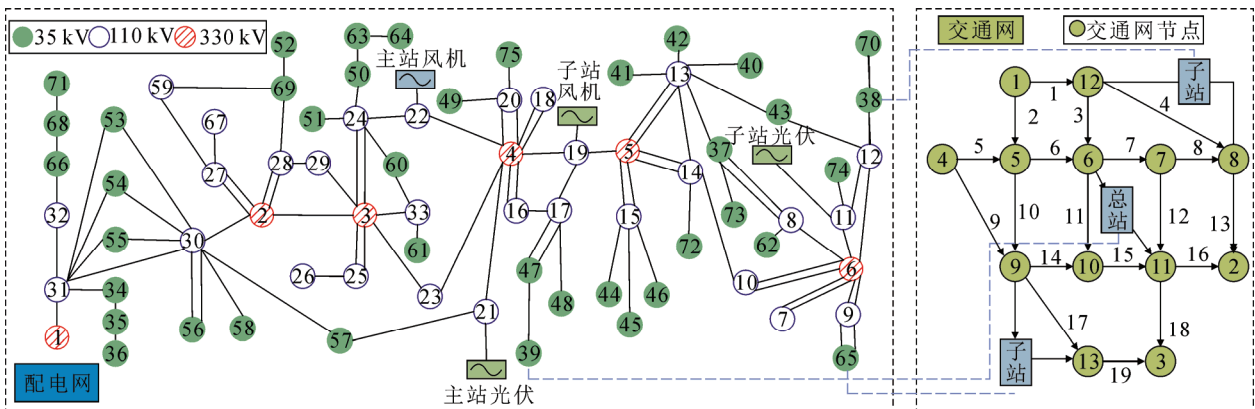


图 3 配电网-交通网结构图

Fig.3 Structural diagram of distribution network-transportation network



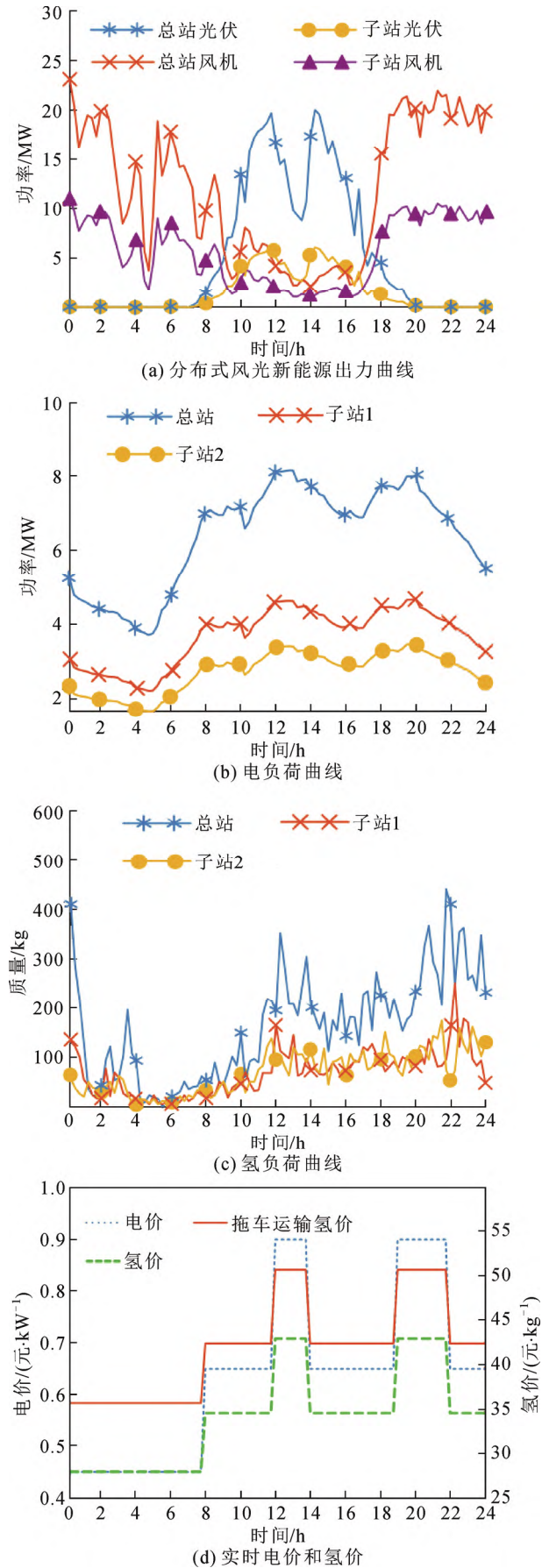


图4 基础数据  
Fig.4 The underlying data

### 5.2 加氢对比分析

首先对比 ESGA 和传统遗传算法在本模型中的适用性。设定最大循环次数为 80, 总站初始化的群体大小为 400, 子站的初始化的群体大小为 150, 交叉率为 0.95, 变异率为 0.05, 精英数量为 50。算法对比如图 5 所示。计算结果表明, ESGA 相比于传统遗传算法收敛速度更快, 且精度更高。

因此, 本文通过 ESGA 对原始加氢数据进行优化, 其优化前后的对比如表 2 所示, 优化后的加氢数据图 6 所示。

对比分析表明: 通过优化总站加氢成本降低了 11.15%, 峰谷差减小了 4.86%; 子站 1 加氢成本降低了 27.44%, 峰谷差减小了 32.59%; 子站 2 加氢成本降低了 17.39%, 峰谷差减小了 16.91%。证明交通网加氢模型可以有效降低用户的加氢成本和峰谷差。

### 5.3 方案对比分析

算例设置 4 种运行方案, 各方案氢储能运行模式如表 3 所示。

若配电网分布式风光新能源出力可满足电负荷需求, 电能自洽率为 100%。分析为氢负荷供能

表 1 基础参数表

Table 1 Basic parameters

参数	数值	参数	数值
$\eta_{p2G}/\%$	90	$\sigma_s$	0.98
$\eta_{FC}/\%$	70	$\Delta t/\text{min}$	15
$a/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	50	$\eta_{\text{abs}}^{\text{SHS}}$	0.99
$\lambda/(\text{t}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.728	$\eta_{\text{rel}}^{\text{SHS}}$	0.99
$\psi_t$	17.6	$\alpha_{\text{loss}}^{\text{SHS}}$	0.000 01
$\gamma_t$	3.4	$\eta_{\text{abs}}^{\text{SHS}}$	0.99
$\psi_s$	3.0	$\eta_{\text{rel}}^{\text{SHS}}$	0.99
$\gamma_s$	0.85	$\alpha_{\text{loss}}^{\text{SHS}}$	0.000 01

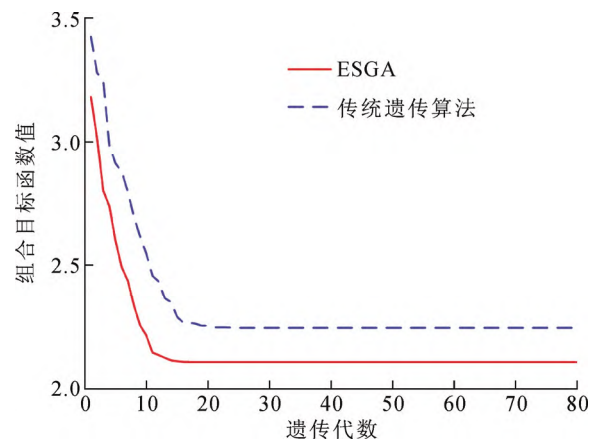


图5 算法迭代曲线  
Fig.5 Iteration curve of algorithms

表 2 优化对比结果

对比	总站		子站 1		子站 2	
	峰谷	加氢成	峰谷	加氢成	峰谷	加氢成
	差/kg	本/元	差/kg	本/元	差/kg	本/元
前	439.68	539 830.11	246.14	232 535.55	169.73	232 245.20
后	418.32	479 646.73	165.93	168 719.95	141.03	191 864.24

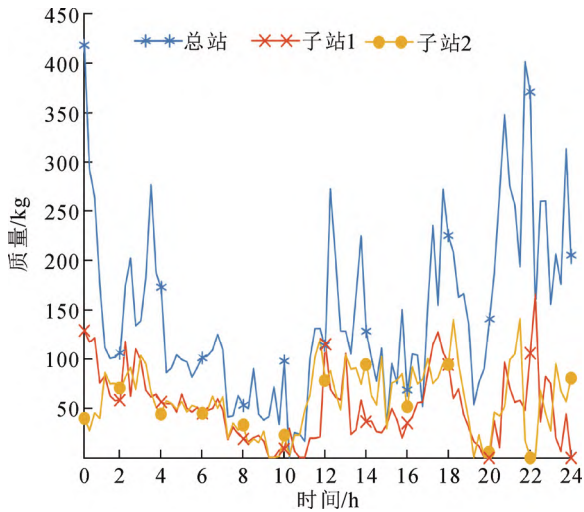


图 6 优化加氢数据图

Fig.6 Optimized hydrogenation data chart

的氢能自洽率。选取优化后的加氢数据，图 7 为加氢站电制氢曲线，各方案能源自洽率和碳排放成本如表 4 所示。计算结果表明：

1) 与方案 1 相比，方案 2 的加氢总站能源自洽率提高了 20.65%，碳排放成本降低了 5148.08 元。证明 STHS 可有效提高能源自洽率、降低碳排放。

2) 与方案 1 相比，方案 3 的加氢子站 1 能源自洽率提高了 13.86%，碳排放成本降低了 1286.17 元。而子站 2 的能源自洽率提高了 12.21%，碳排放成本降低了 1288.37 元。证明 SHS 可提高能源自洽率、降低碳排放。由于子站不能向总站输送氢能，所以方案 3 不考虑加氢总站。

3) 对比分析方案 2 和方案 3，由于 STHS 具有能源本地利用、跨时平衡的特点，可以满足能源本地消纳、系统高自洽率的需求。若氢储能单一配置，STHS 效果明显优于 SHS。

4) 在 4 种方案中，方案 4 为最优计算结果。由此可知，STHS 和 SHS 配合是提高能源自洽率、降低碳排放的最佳选择。氢能供给顺序为：分布式风光新能源余电制氢、STHS、SHS、从上一级电网购电制氢。

表 3 氢储能方案

方案	1	2	3	4
STHS	×	√	×	√
SHS	×	×	√	√

注：×表示不考虑该情况，√表示考虑该情况。

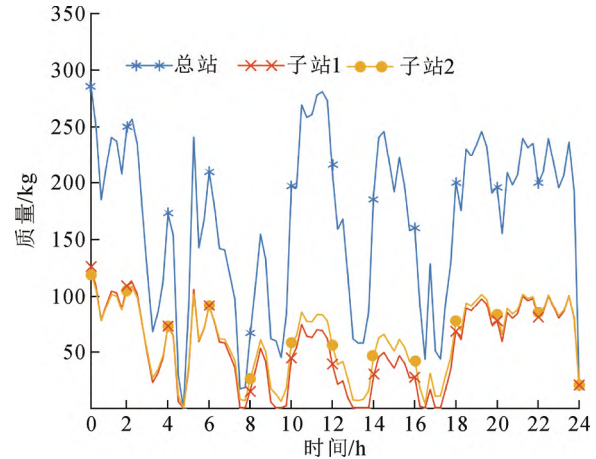


图 7 加氢总站-加氢子站制氢曲线

Fig.7 Real-time hydrogen in master station and sub-stations

表 4 氢储能方案计算结果

方案	总站		子站 1		子站 2	
	自洽率/%	碳排放成本/元	自洽率/%	碳排放成本/元	自洽率/%	碳排放成本/元
1	77.51	5934.28	67.93	2975.83	69.17	3253.25
2	98.16	486.20	89.67	958.53	90.13	1041.05
3	×	×	81.79	1689.66	81.38	1964.88
4	98.16	486.20	97.07	272.17	100	0

注：×表示不考虑该情况。

方案 4 中加氢总站有 STHS 和 SHS。若剩余氢能小于 80 kg，全部存入 STHS；否则 80 kg 为 STHS，其余氢能为共享储能，如图 8 所示。图 9、图 10 分别为加氢子站 1 和加氢子站 2 的运行情况。

以上优化结果表明：

1) 图 8 中方案 4 的能源自洽率与方案 2 的能源自洽率都可以达到 98.16%，因为在两种方案下，加氢总站都只有 STHS，需要从向上一级电网购电制氢 255.26 kg，从而产生了 486.20 元碳排放成本。

2) 图 9 中 STHS 和 SHS 共同支撑加氢子站 1 运行，能源自洽率达到了 97.07%，从上一级电网购电制氢 142.89 kg，因而产生了 272.17 元碳排放成本。

3) 图 10 中 STHS 和 SHS 共同支撑加氢子站 2 运行，能源自洽率实现了 100%，无需从上级购电，



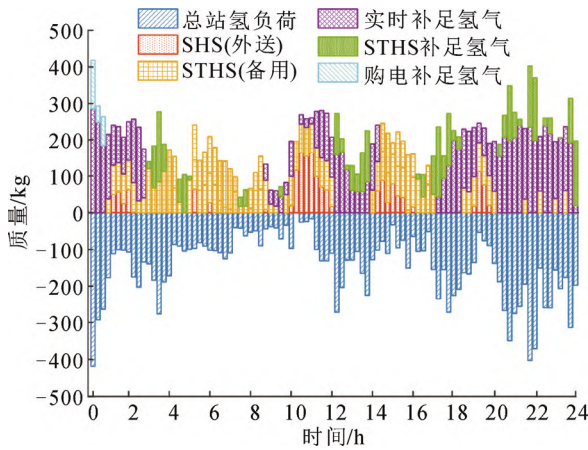


图8 方案4 总站运行情况

Fig.8 Operation data of master station

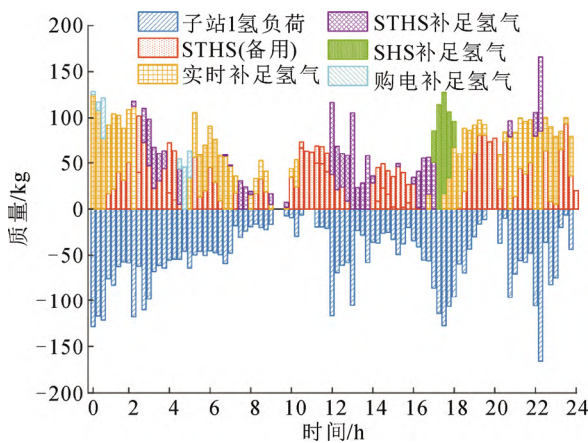


图9 方案4 子站1 运行情况

Fig.9 Operation data of sub-station 1

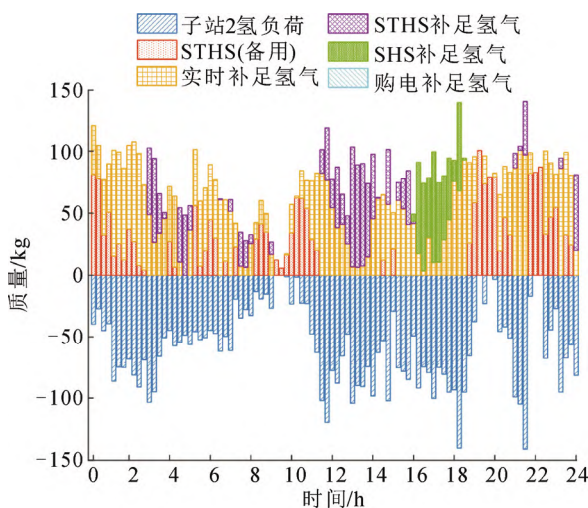


图10 方案4 子站2 运行数据

Fig.10 Operation data of sub-station 2

也不会产生碳排放成本。由此证明, 提升能源自洽率可有效降低碳排放成本。

4) 凌晨时段, 分布式风光新能源出力较小、氢储量不足, 需要从上级电网购电满足负荷用能需求。

5) 18:00 以后, 分布式风光新能源出力下降, 而 HFCV 加氢需求增加, 造成余电制氢无法满足氢负荷用能需求, 首先由加氢子站共享储能补足氢能缺额。以上优化计算结果和分析表明, 自洽能源系统是促进新能源高水平消纳、满足各类负荷用能需求、降低碳排放的有效措施。

## 6 结论

本文提出了计及能源自洽率和 SHS 的低碳经济优化调度模型。通过自洽能源系统充分挖掘新能源配电网和交通网内的可调节资源, 促进能源就地消纳, 降低外网购电需求, 进一步减小碳排放。主要结论如下:

1) 分布式风光新能源出力较小且氢储量不足, 配电网需要从上级电网购电是增加本地系统碳排放成本的主要原因;

2) 电-氢-交通耦合配电网配置 STHS、SHS 均可提高能源自洽率、降低碳排放成本;

3) 加氢站 STHS 和 SHS 协同作用让能源具备多时空转移特性, 可达到能源自洽率最高、碳排放成本最小的最优状态。即, 促进本地不同类型能源的相互协调、提升能源自洽率, 可以减少本地与外部电网的互动, 降低碳排放。

本文研究成果可为能源转型背景下, 电网与交通网低碳经济发展提供理论参考。

## 参考文献 References

[1] 贾利民, 师瑞峰, 吉莉, 等. 我国道路交通与能源融合发展战略研究[J]. 中国工程科学, 2022, 24(3): 163-172.  
JIA Limin, SHI Ruifeng, JI Li, et al. Road transportation and energy integration strategy in China[J]. Strategic Study of CAE, 2022, 24(3): 163-172.

[2] 陈兴赞, 琚长江, 杨根科, 等. 一种自洽能源系统控制装置及方法: 114204573A[P]. 2022-03-18.  
CHEN Xingzan, JU Changjiang, YANG Genke, et al. A self-consistent energy system control device and method: 114204573A[P]. 2022-03-18.

[3] 夏世威, 张晓龙, 王子铮, 等. 计及能源自洽率的高速公路服务区微电网规划方法及系统: 115239032B[P]. 2023-02-10.  
XIA Shiwei, ZHANG Xiaolong, WANG Zizheng, et al. Microgrid planning method and system for highway service area taking into account energy self-consumption rate: 115239032B[P]. 2023-02-10.

[4] 史佳琪, 胡浩, 张建华. 计及多个独立运营商的综合能源系统分布式低碳经济调度[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 126-134.  
SHI Jiaqi, HU Hao, ZHANG Jianhua. Distributed low-carbon economy scheduling for integrated energy system with multiple individual energy-hubs[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 126-134.

[5] 林紫菡. 电-气互联综合能源系统低碳经济运行与优化配置[D]. 杭



- 州: 浙江大学, 2020.  
LIN Zihan. Low-carbon economic operation and optimal placement of electricity-gas integrated energy system[D]. Hangzhou, China: Zhejiang University, 2020.
- [6] 冯俊宗, 何光层, 代航, 等. “双碳”目标下基于合作博弈的“源-荷”低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 120-127.  
FENG Junzong, HE Guangceng, DAI Hang, et al. The “source-load” low-carbon economic dispatch based on cooperative game under the “double carbon” goal[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 120-127.
- [7] 魏震波, 魏平桢, 郭毅, 等. 考虑需求侧管理和碳交易的电气互联网络分散式低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 33-44.  
WEI Zhenbo, WEI Ping'an, GUO Yi, et al. Decentralized low-carbon economic dispatch of electricity-gas network in consideration of demand-side management and carbon trading[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 33-44.
- [8] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.  
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [9] 田壁源, 常喜强, 张新燕, 等. 考虑需求响应和共享储能的配电网低碳经济调度[J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(5): 52-56.  
TIAN Biyuan, CHANG Xiqiang, ZHANG Xinyan, et al. Low carbon economic dispatch of distribution network considering DR and shared energy storage[J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(5): 52-56.
- [10] 余莎. 考虑不确定性的电气综合能源系统低碳经济调度研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2021.  
YU Sha. Study on low-carbon economic dispatching of power-gas integrated energy system considering uncertainty[D]. Kunming, China: Kunming University of Science and Technology, 2021.
- [11] KHALID F, KUMAR R. Development and assessment of a new solar-based trigeneration system using hydrogen for vehicular application in a self-sustained community[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(62): 26082-26090.
- [12] VADIRAJACHARYA, KATTI P K. Rural electrification through solar and wind hybrid system: a self sustained grid free electric power source[J]. Energy Procedia, 2012, 14: 2081-2087.
- [13] PERCIS E S, NALINI A, JENISH T N, et al. Design of a self-sustained hybrid renewable energy microgrid for rural electrification of dry lands[J]. International Journal of Energy Research, 2021, 45(6): 8316-8326.
- [14] 李翼成, 赵钰婷, 崔杨, 等. 考虑充放电策略的换电站与风电-碳捕集虚拟电厂的低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6): 27-36.  
LI Yicheng, ZHAO Yuting, CUI Yang, et al. Low-carbon economic dispatching of battery swapping station and wind power-carbon capture virtual power plant considering charging and discharging strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 27-36.
- [15] 林楷东, 陈泽兴, 张勇军, 等. 含 P2G 的电气互联网络风电消纳与逐次线性低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(21): 23-33.  
LIN Kaidong, CHEN Zexing, ZHANG Yongjun, et al. Wind power accommodation and successive linear low-carbon economic dispatch of integrated electricity-gas network with power to gas[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(21): 23-33.
- [16] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 447-459.  
CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system with carbon capture equipment considering price-based demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 447-459.
- [17] 邹磊. 电动汽车大规模接入对电网的影响及对策[D]. 天津: 天津理工大学, 2018.  
ZOU Lei. Study on the impact of the large-scale electric vehicles on power grid and the countermeasures[D]. Tianjin, China: Tianjin University of Technology, 2018.
- [18] 赵可为. 规模化电动汽车接入配电网典型问题的研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2018.  
ZHAO Kewei. Research on typical problems of large-scale electric vehicle connecting to distribution network[D]. Baoding, China: North China Electric Power University, 2018.
- [19] 黄文涛, 邓明辉, 葛磊蛟, 等. 考虑配电网与氢燃料汽车耦合影响的制氢加氢站布点优化策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 105-117.  
HUANG Wentao, DENG Minghui, GE Leijiao, et al. Layout optimization strategy of hydrogen production and refueling stations considering the coupling effect of distribution network and hydrogen fuel vehicles[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 105-117.
- [20] XU X, HU W H, CAO D, et al. Optimal operational strategy for an offgrid hybrid hydrogen/electricity refueling station powered by solar photovoltaics[J]. Journal of Power Sources, 2020, 451: 227810.
- [21] 孙晓明, 王玮, 苏粟, 等. 基于分时电价的电动汽车有序充电控制策略设计[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 191-195.  
SUN Xiaoming, WANG Wei, SU Su, et al. Coordinated charging strategy for electric vehicles based on time-of-use price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 191-195.
- [22] LIU H Y, WANG Q, TANG Y. Architecture and function analysis of integrated energy service stations considering cyber-physical integration[J]. Energy Conversion and Economics, 2021, 2(4): 186-196.
- [23] 胡泽春, 邵成成, 何方, 等. 电网与交通网耦合的设施规划与运行优化研究综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 3-19.  
HU Zechun, SHAO Chengcheng, HE Fang, et al. Review and prospect of research on facility planning and optimal operation for coupled power and transportation networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 3-19.



SU Xiaoling

Ph.D.

Associate professor



CHEN Laijun

Ph.D., Professor

Corresponding author



ZHAO Chaofan

苏小玲

1986—, 女, 博士, 副教授

主要研究方向为新能源发电并网控制、综合能源系统

E-mail: suxiaoling@qhu.edu.cn

陈来军(通信作者)

1984—, 男, 博士, 教授

主要研究方向为综合能源系统, 新能源电力系统稳定与控制等

E-mail: chenlaijun@qhu.edu.cn

赵超凡

1999—, 男, 硕士生

主要研究方向为低碳综合能源系统

E-mail: 1073846385@qq.com

收稿日期 2023-07-31 修回日期 2023-11-14 编辑 陈蔓