

考虑不同制氢方法的高速公路加氢站布局规划

王书征,单婷婷,赵洋,李沛林,蒋宇

(南京工程学院 电力工程学院,江苏 南京 211167)

摘要:针对高速公路加氢设施不完善的问题,提出一种基于改进自适应遗传算法的高速公路加氢站布局方法。根据高速公路特性及电子收费记录,建立高速公路网络和加氢判断模型。基于多层次-模糊综合评价方法,从经济性、环保性以及安全性角度,提供适合高速公路加氢站的制氢方法和制氢地点的组合。再结合分布式光伏的投入,以经济效益最优为目标,构建高速公路站外和站内制氢2组目标函数,利用改进自适应遗传算法分别进行优化布局和容量配置。以沈海高速(浙江段)作为研究对象进行分析,提供了不同制氢方法下加氢站布局方案及相关设施的容量配置,算例结果与模糊综合评价结果相互验证了模型的有效性。

关键词:氢燃料电池汽车;加氢站规划;高速公路;模糊综合评价;自适应遗传算法

中图分类号:TK91

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202310023

0 引言

在全球能源转型的背景下,氢燃料电池汽车(hydrogen fuel cell vehicle,HFCV)被认为是未来交通领域的一项重要解决方案^[1-3]。与传统的燃油车相比,HFCV具有零排放、高能量效率、长续航里程等优势,能够显著降低交通对能源消耗和环境的负面影响,目前在世界各国受到广泛研究和发

展^[4]。HFCV商业化应用的实现还存在一些问题亟待解决,其中HFCV的能量补给设施的建设和管理是重中之重^[5]。根据国家发展改革委员会、国家能源局于2023年3月联合发布的《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》,预计2030年加氢站保有量达到1500座,到2035年形成氢能产业体系。所以目前的相关研究主要集中于氢燃料在综合能源中的应用、HFCV加氢站的运行规划以及氢能运输问题这3个方面。

针对氢燃料在综合能源中的应用问题,文献[6]提出了在离网和并网状态下,利用电解水制氢和燃料电池作为微网的灵活调度资源,从而降低了微网整体运行成本。文献[7]则更加注重综合能源的低碳运行,通过优化多时间尺度运行水平,采用了一种阶梯式碳排放费用机制来满足电-气-热-氢需求响应的多时间尺度低碳运行优化策略。文献[8]为解决含有电转气的综合能源系统能效较低的问题,提出

了一种以系统运行成本最小为目标的能量梯级利用模型,但对能量转换设备在时间尺度方面的优化分析不够全面。文献[9]则对4种联网方式进行比较,充分考虑了影响容量配置和经济效益的敏感因素,建立了一种含风-电-氢的全清洁能源系统优化模型。

关于HFCV加氢站运行规划方面,文献[10]以满足HFCV负荷,构建了以投资成本最小为目标的加氢站及可再生能源规划模型。文献[11]在其基础上,与交通网络相耦合,基于Dijkstra算法为HFCV用户提供最短加氢路径,构建了充分满足用户需求加氢站分布模型,并加强了HFCV用户与配电网之间的鲁棒性,但所建模型忽略了加氢站利益体的其他组成部分。文献[12]充分考虑了HFCV和配电网之间的耦合特性,在电力交通框架下,搭建了制氢加氢一体站的布局方法,从而减少配电系统电压偏差和网络损耗。文献[13]将制氢作为负荷和储能2种形式进行微网的优化配置。而文献[14]将低碳制氢作为目标,构建了设备-系统双重评价指标模型,提出了一种电氢协调调度策略,完善了含低碳制氢微网的优化配置模型。但上述研究对制氢方法的选择过于固定,并未考虑现实因素的影响。

制约氢能广泛运用的因素除了制氢方法参差不齐之外,氢能高昂的运输费用同样不可忽视。文献[15]对氢气长距离管道运输技术的经济性进行了分析。考虑到氢气运输成本高,文献[16]选择利用混氢技术将氢气混入天然气运输管道进行运输,从而降低了纯氢的运输成本。

然而,HFCV的研究才刚刚起步,可以借鉴电动汽车的相关研究。文献[17]为电动汽车能量补给提供了“车-电-路-站”互联系统。文献[18]充分考虑了配电网、充电站和用户主体的经济性指标,利用转换加权法对不同量级的主体进行比重计算和用户侧的充电引导,使得充电站规划更加科学合理。文献

收稿日期:2023-07-20;修回日期:2023-10-25

在线出版日期:2023-11-09

基金项目:江苏省自然科学基金资助项目(BK20210932);江苏省研究生科研与实践创新计划项目(SJCX22_1078)

Project supported by the Natural Science Foundation of Jiangsu Province(BK20210932) and the Postgraduate Research & Practice Innovation Program of Jiangsu Province(SJCX22_1078)

[19]对用户选择不同容量、不同充电速率的充电桩进行预测,在既定的候选充电站中进行更加精确合理的定容。

针对高速公路加氢站设施配置和布局问题,本文提出了经济性规划模型。通过构建合理的高速公路模型和HFCV能量补给判断模型,结合经济因素、环境因素以及安全因素,利用多层次模糊综合评价方法选择合适的制氢方法。在此基础上,以经济效益最优为目标,分别对站外运氢和站内制氢2种情况进行分析,利用改进自适应遗传算法对高速路段的加氢站布局和容量进行配置,并以沈海高速(浙江段)为例进行具体分析。

1 高速公路加氢系统

高速公路加氢系统包括电力系统、耦合系统和交通系统,如图1所示。其中耦合系统中的加氢站向电力系统获取能量,为交通系统提供用能,实现了电-氢-交通的耦合互动。目前加氢站的制氢方法和制氢地点呈现多元化^[20],为满足高速公路加氢需求,本文将着重分析制氢地点和制氢方法的选择。

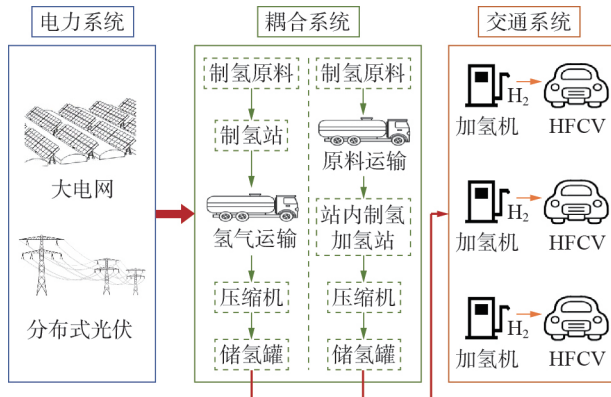


图1 高速公路加氢系统

Fig.1 Hydrogen refueling system of highway

1.1 高速公路模型

高速公路交通网络模型区别于城市交通网的错综复杂,可以看作由一条主干道和若干个小支路组合而成,主干道和支路相交的节点即为高速公路的出入口,考虑到高速公路不能掉头返回、固定出入口的特殊性质,可对高速公路进行简化建模^[21]。

高速公路单侧道路模型如图2所示,建立1个二维坐标系,原点 O 为研究路段主入口,横坐标为该段高速公路各个出入口编号,分别对应出入口1、2、 $\dots$ 、 n (n 为高速公路出入口总数),纵坐标为加氢站运营所需各种外部物资原料运输到加氢站的距离。由于本文研究的是高速单侧道路,所以设定主干路的车流方向是沿着横轴的方向。

设 $s(s=1,2,\dots,n-1)$ 为车辆驶入高速公路的起点, $e(e=2,3,\dots,n)$ 为车辆驶出高速公路的终点,对

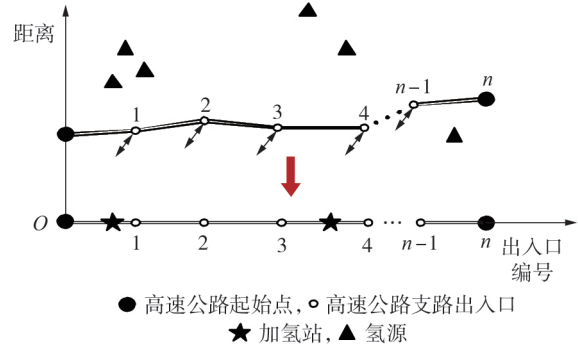


图2 高速公路单侧道路模型

Fig.2 Single-side road model of highway

高速公路每一段路径建立路程矩阵 $L(l_{se})$ (l_{se} 为矩阵中的元素)。由于高速公路具有单侧不回头特性,需删去表示车辆逆向行驶的矩阵下三角元素和表示从该入口进入再从该入口驶出的对角线元素,得到高速公路路程矩阵如式(1)所示。

$$L(l_{se}) = \begin{bmatrix} 0 & l_{12} & l_{13} & \dots & l_{1n} \\ 0 & 0 & l_{23} & \dots & l_{2n} \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & l_{(n-1)n} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

根据《中国车用氢能产业发展报告》,预计到2035年我国的HFCV保有量约占新能源汽车的35%,再结合研究路段的典型日收费记录来预测不同种类汽车高速公路典型日车流量及HFCV出行的概率分布,如附录A图A1所示。

考虑到节假日和早晚高峰,高速公路并非随时保持通畅,需引入道路阻抗参数来计算 t 时刻高速路段 $s-e$ 通行时间 $T_{s-e}(t)$ 为:

$$T_{s-e}(t) = T_{s-e,0} \left[1 + \alpha \left(\frac{Q_{s-e,t}}{C_{s-e,\max}} \right)^\beta \right] \quad (2)$$

式中: $T_{s-e,0}$ 为路段 $s-e$ 通畅行驶所需时间; $Q_{s-e,t}$ 为 t 时刻路段 $s-e$ 的车流量; $C_{s-e,\max}$ 为路段 $s-e$ 保持通畅情况下最大承载能力; α 、 β 为参数,分别取0.15和4.0。

1.2 HFCV加氢判断模型

HFCV 2次加氢之间间隔里程以及加氢时间如图3所示,目前全国氢燃料电池汽车示范城市群的HFCV平均加氢时间在8~14 min,2次加氢之间的间隔里程大约在260~330 km,要远大于电动汽车2次充电之间的行驶里程,但考虑到用户行驶过程中存在能源焦虑的问题,本文对驶入高速公路的每辆HFCV进行初始化模拟设置,包括初始能量、驶入路口、驶出路口、行驶速度以及车辆总储能,并设置焦虑值为25%,即当剩余能量小于或等于25%时,自动就近补充能量。

具体加氢规则如下。

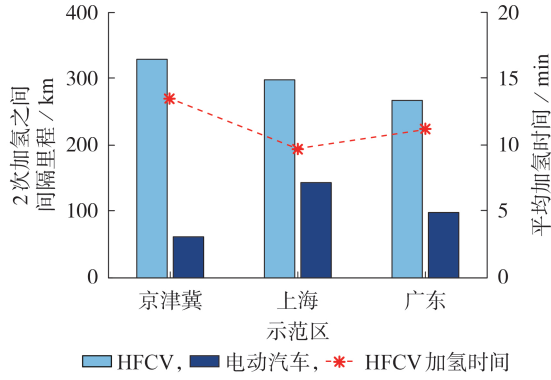


图3 HFCV 2座加氢站之间间隔里程以及单次加氢时间
Fig.3 Distance between two hydrogen refueling stations and time of each hydrogen refueling for HFCV

1)考虑到用户驾驶HFCV基本满足从出发点到高速公路入口所需能量(否则会在出发点就近进行能量补给),故设驶入高速公路的HFCV初始能量满足式(3)所示的均匀分布。

$$S_{a,t_0}^s = S_a^{\text{SOH}}(0.4 \text{ rand}(0, 1) + 0.5) \quad (3)$$

式中: S_{a,t_0}^s 为第 a 辆HFCV在 t_0 时刻从高速公路入口 s 驶入高速公路的剩余能量; S_a^{SOH} 为第 a 辆HFCV的容量健康状态(state of health, SOH);函数 $\text{rand}(0, 1)$ 表示随机产生大于等于0及小于1的均匀分布实数。

2)当HFCV经过加氢站时,剩余SOH小于或等于总能量的25%,达到焦虑值,用户选择加氢,如式(4)所示。

$$S_{a,t}^{s-e} \leq 0.25 S_a^{\text{SOH}} \quad (4)$$

式中: $S_{a,t}^{s-e}$ 为从入口 s 驶入到出口 e 驶出的第 a 辆HFCV在 t 时刻的剩余能量。

3)HFCV用户驶出高速公路出口前,前方还有其他加氢站,但HFCV用户到下一加氢站时,剩余SOH小于或等于总能量的25%,用户选择加氢,如式(5)所示。

$$S_{a,t}^{s-e} - \frac{d_a^{r-H}}{\omega_a} \leq 0.25 S_a^{\text{SOH}} \quad (5)$$

式中: d_a^{r-H} 为第 a 辆HFCV的当前位置 r 距离下一个加氢站 H 的距离; ω_a 为第 a 辆HFCV的能耗。

4)在HFCV用户即将驶出高速,且前方已无加氢站的条件下,若HFCV用户出高速时的剩余SOH小于或等于总能量的25%,则用户选择加氢。

$$S_{a,t}^{s-e} - \frac{d_a^{r-e}}{\omega_a} \leq 0.25 S_a^{\text{SOH}} \quad (6)$$

式中: d_a^{r-e} 为第 a 辆HFCV的当前位置 r 距离高速公路出口 e 的距离。

2 基于模糊综合评价模型的制氢方法选择

2.1 建立模糊综合评价模型

模糊综合评价是通过F线性变换,根据与被评

价事物相关的各个因素,对被评价事物做出合理的综合评价。由于影响制氢方法、地点选择的因素较多,本文采用模糊综合评价方法进行建模分析。

2.1.1 建立评价因素集和权重

因素集是影响被评价事物的各类元素组成的集合,而影响制氢方法的3种因素分别为环境因素、经济因素以及安全因素,记作 $U=\{u_1, u_2, u_3\}$ 。由于每种因素受到多种指标的影响,需要对其进行分层,具体分层结果如图4所示。

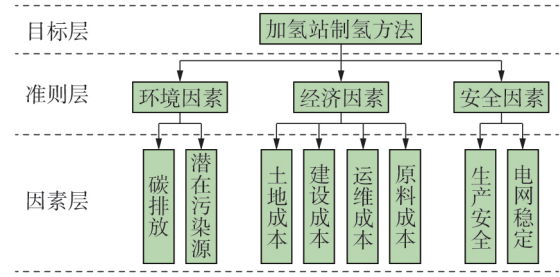


图4 模糊综合评价因素集

Fig.4 Fuzzy comprehensive evaluation factor set

基于一致矩阵法构建判断矩阵 $A=[a_{pq}]_{m \times n}$ (a_{pq} 表示指标 p 与指标 q 之间的标度关系),具体的 a_{pq} 标度说明见附录A表A1,两两比较,提高判断的准确性。再对每一层判断矩阵进行归一化处理 and 权重计算,利用层次单排序与一致性检验、层次总排序与一致性检验,获得每个元素的重要性,具体权重系数见附录A表A2。

2.1.2 建立综合评价集合

综合评价集合是评价者对被评事物做出的结构组成的集合,本文设置优、良、中、差4种评语,记作 $V=\{v_1, v_2, v_3, v_4\}$ 。

2.1.3 获取模糊综合评判矩阵

对单个因素进行评价,获取评价集 V 上的 F 集,若因素集 U 中第 p 个元素对评价集 V 中第1个元素的隶属度为 r_{p1} ,则第 p 个元素单因素评价的结果用模糊集合 $R_p=\{r_{p1}, r_{p2}, \dots, r_{pn}\}$ 表示, m 个单因素评价集合 $\{R_1, R_2, \dots, R_m\}$ 组成1个 $n \times m$ 矩阵 R ,即为模糊综合评价矩阵。

2.2 不同制氢方法的因素评价计算

考虑到对不同制氢方法影响因素进行人为评价会有误差,本文选取了目前较为常见的几种制氢方法,计算经济因素中的非固定成本和环境因素中的碳排放量,从而提高最终评价结果的准确性。计算过程中的具体参数见附录A表A3。

2.2.1 煤制氢评价计算

1)经济性评价计算。

此处仅考虑煤制氢生产过程中的非固定成本,不考虑建设、土地等固定成本,煤制氢经济性评价计

算模型如式(7)所示。

$$E_{\text{coal}} = C_{\text{coal}} F_{\text{coal}} + C_{\text{ele}}^c F_{\text{ele}}^c + C_w^c F_w^c \quad (7)$$

式中: E_{coal} 为煤制氢生产过程中的非固定成本; C_{coal} 、 C_{ele}^c 、 C_w^c 分别为煤炭原料消耗、用电消耗以及工业用水消耗; F_{coal} 、 F_{ele}^c 、 F_w^c 分别为 C_{coal} 、 C_{ele}^c 、 C_w^c 所对应的折标煤系数。

2) 环保性评价计算。

煤制氢环保性评价计算模型如式(8)所示。

$$C_{\text{coal}}^E = I_{\text{coal}} H \quad (8)$$

式中: C_{coal}^E 为煤制氢碳排放量; I_{coal} 为煤制氢生产单位质量氢气的碳排放强度; H 为氢气量。

2.2.2 天然气制氢评价计算

1) 经济性评价计算。

天然气制氢目前被工业大规模应用,但其生产步骤相较于煤制氢要更加复杂,生产中主要的经济性评价计算模型如式(9)所示。

$$E_{\text{NG}} = C_{\text{NG}} F_{\text{NG}} + C_{\text{ele}}^{\text{NG}} F_{\text{ele}}^{\text{NG}} + C_{\text{DW}} F_{\text{DW}} + C_{\text{cw}}^{\text{NG}} F_{\text{cw}}^{\text{NG}} \quad (9)$$

式中: E_{NG} 为天然气制氢生产过程中的非固定成本; C_{NG} 为天然气消耗量; $C_{\text{ele}}^{\text{NG}}$ 为天然气制氢用电量; C_{DW} 为去离子水消耗量; $C_{\text{cw}}^{\text{NG}}$ 为冷却水消耗量; F_{NG} 、 $F_{\text{ele}}^{\text{NG}}$ 、 F_{DW} 、 $F_{\text{cw}}^{\text{NG}}$ 分别为 C_{NG} 、 $C_{\text{ele}}^{\text{NG}}$ 、 C_{DW} 、 $C_{\text{cw}}^{\text{NG}}$ 对应的折标煤系数。

2) 环保性评价计算。

天然气制氢环保性评价计算模型如式(10)所示。

$$C_{\text{NG}}^E = I_{\text{NG}} H \quad (10)$$

式中: C_{NG}^E 为天然气制氢碳排放量; I_{NG} 为天然气制氢生产单位质量氢气的碳排放强度。

2.2.3 甲醇制氢评价计算

1) 经济性评价计算。

甲醇制氢经济性评价计算模型如式(11)所示。

$$E_{\text{ME}} = C_{\text{ME}} F_{\text{ME}} + C_{\text{ele}}^{\text{ME}} F_{\text{ele}}^{\text{ME}} + C_{\text{de}} F_{\text{de}} + C_{\text{cw}}^{\text{ME}} F_{\text{cw}}^{\text{ME}} \quad (11)$$

式中: E_{ME} 为甲醇制氢生产过程中的非固定成本; C_{ME} 为甲醇消耗量; $C_{\text{ele}}^{\text{ME}}$ 为甲醇制氢耗电量; C_{de} 为除盐水消耗量; $C_{\text{cw}}^{\text{ME}}$ 为冷却水消耗量; F_{ME} 、 $F_{\text{ele}}^{\text{ME}}$ 、 F_{de} 、 $F_{\text{cw}}^{\text{ME}}$ 分别为 C_{ME} 、 $C_{\text{ele}}^{\text{ME}}$ 、 C_{de} 、 $C_{\text{cw}}^{\text{ME}}$ 对应的折标煤系数。

2) 环保性评价计算。

甲醇制氢环保性评价计算模型如式(12)所示。

$$C_{\text{ME}}^E = I_{\text{ME}} H \quad (12)$$

式中: C_{ME}^E 为甲醇制氢碳排放量; I_{ME} 为甲醇制氢生产单位质量氢气的碳排放强度。

2.2.4 电解水制氢评价计算

1) 经济性评价计算。

电解水制氢中用电成本在非固定成本中占比最大,电解水制氢经济性评价计算模型如式(13)所示。

$$E_{\text{EW}} = C_{\text{ele}}^{\text{EW}} F_{\text{ele}}^{\text{EW}} + C_{\text{N}} F_{\text{N}} + C_{\text{w}}^{\text{EW}} F_{\text{w}}^{\text{EW}} + C_{\text{st}} F_{\text{st}} \quad (13)$$

式中: E_{EW} 为电解水制氢生产过程中的非固定成本;

$C_{\text{ele}}^{\text{EW}}$ 为电解水制氢生产过程中的用电量; C_{N} 为氮气消耗量; C_{w}^{EW} 为工业用水消耗量; C_{st} 为水蒸气消耗量; $F_{\text{ele}}^{\text{EW}}$ 、 F_{N} 、 F_{w}^{EW} 、 F_{st} 分别为 $C_{\text{ele}}^{\text{EW}}$ 、 C_{N} 、 C_{w}^{EW} 、 C_{st} 对应的折标煤系数。

2) 环保性评价计算。

电解水制氢环保性评价计算模型如式(14)所示。

$$C_{\text{EW}}^E = I_{\text{EW}}^k C_{\text{ele}}^h H \quad (14)$$

式中: C_{EW}^E 为电解水制氢碳排放量; I_{EW}^k 为第 k 个电解水制氢生产单位质量氢气的碳排放强度; C_{ele}^h 为第 h 个电解槽生产单位质量氢气的耗电量。

2.2.5 计算结果比较分析

根据上述计算方法,制氢原料及主要辅助材料损耗见附录 A 表 A4,其中每种制氢方法均以制取 1 000 kg 氢气为标准。由表可知,煤制氢的原材料成本要低于其他制氢方法。上述方法在制取单位氢气的碳排放量如表 1 所示。

表 1 不同制氢方法制取单位氢气的碳排放量

Table 1 Carbon emissions per unit of hydrogen produced by different hydrogen production methods

制氢方法	碳排放量 / t	制氢方法	碳排放量 / t
煤制氢	22.00	核电解水制氢	0.56
天然气制氢	4.80	水电解水制氢	2.07
甲醇制氢	8.25	光电解水制氢	1.49
网电解水制氢	31.45		

由表 1 可知:通过比较各种制氢方法制取单位氢气的碳排放量,采用煤制氢和网电解水制氢方法后其碳排放量远超其他方法;而采用 3 种新能源(核、水、光)电解水制氢方法后的碳排放量都很低,但以目前的能源结构,通过水、核电解水制氢需要结合当地的电能条件,不具有普遍性,否则会产生较高的运输费用;而光伏电解水制氢虽然具有能源清洁、碳排放量低的优势,但是光伏具有较强的波动性,如果完全依靠光伏制氢,不能保证对 HFCV 的持续能量供给。所以,基于可靠性、经济性与普遍适用性的要求,天然气制氢和甲醇制氢方法在该部分的评分较高。

2.3 不同制氢方法评价结果

根据模糊综合判断方法以及上述计算结果,本文设置 2 类制氢地点进行比较,即站外氢源和站内制氢,来分析目前运输成本对 HFCV 发展的影响。具体包括站外制氢中的煤炭制氢、天然气制氢、甲醇制氢和站内制氢中的天然气制氢、甲醇制氢、电解水制氢,获得的最终评分如表 2 所示。

由表 2 所示的最终评分,本文选择评价较高的天然气制氢和甲醇制氢分别进行站内制氢和站外制氢优化布局,具体分析 2 种较优的制氢方法对高速公路加氢站的经济性影响。

表2 不同制氢方法下模糊综合评价方法最终评分

Table 2 Final scores of fuzzy comprehensive evaluation methods for different hydrogen production methods

氢气来源	制氢方法	最终得分
站外制氢	煤炭制氢	70.4424
	天然气制氢	77.9036
	甲醇制氢	76.0909
站内制氢	天然气制氢	75.1401
	甲醇制氢	76.6203
	电解水制氢	74.5079

3 高速公路加氢站选址定容模型

3.1 站外制氢加氢站目标函数

站外制氢加氢站综合规划目标函数主要考虑站外制氢加氢站经济效益 E_1 ,如式(15)所示。

$$\max E_1 = C_1 - I_1 \quad (15)$$

式中: C_1 为站外制氢加氢站收入; I_1 为站外制氢总成本,其由式(16)所示5种成分构成。

$$I_1 = I_{\text{Lan}} + I_{\text{Con}} + I_{\text{Op}} + I_{\text{ele}} + I_{\text{PV}} \quad (16)$$

式中: I_{Lan} 、 I_{Con} 、 I_{Op} 、 I_{ele} 、 I_{PV} 分别为站外制氢土地成本、加氢站建设成本、运营成本、加氢站用电成本、光伏投资成本。下面对以上成本进行详细介绍。

1) 土地成本。

$$I_{\text{Lan}} = \left(\sum_{i=1}^N I_{\text{pr},i} S_{\text{pr},i} \right) / y \quad (17)$$

式中: y 为运营年限; $I_{\text{pr},i}$ 为第 i 座加氢站的土地使用单价; $S_{\text{pr},i}$ 为第 i 座加氢站的面积; N 为加氢站总数。

2) 加氢站建设成本。

$$I_{\text{Con}} = \frac{\lambda(\lambda+1)^y}{(\lambda+1)^y - 1} \sum_{i=1}^N (I_{\text{com}} n_{\text{com},i} + I_{\text{sto}} n_{\text{sto},i} + I_{\text{dis}} n_{\text{dis},i} + O_{i,1}^{\text{th}} + I_{\text{ins},i}) \quad (18)$$

式中: λ 为加氢站折现率; I_{com} 为压缩机单价; $n_{\text{com},i}$ 为第 i 座加氢站所需压缩机台数; I_{sto} 为1组固定规格的储氢罐价格; $n_{\text{sto},i}$ 为第 i 座加氢站所需储氢罐组数; I_{dis} 为加氢机单价; $n_{\text{dis},i}$ 为第 i 座加氢站所需加氢机台数; $O_{i,1}^{\text{th}}$ 为第 i 座加氢站剩余设备成本; $I_{\text{ins},i}$ 为第 i 座加氢站安装设备所需费用。

3) 运营成本。

$$I_{\text{Op}} = p_{\text{p},i} s_{\text{p}} + O_{i,2}^{\text{th}} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{365} W_{\text{tra},i,j} I_{\text{H}_2} \quad (19)$$

式中: $W_{\text{tra},i,j}$ 为第 i 座加氢站第 j 日的氢气需求量; I_{H_2} 为采用天然气/甲醇制氢方法制取每千克氢气的原料成本与每千克氢气固定距离内的运输成本之和; $p_{\text{p},i}$ 为第 i 座加氢站工作人员人数; s_{p} 为工作人员年薪; $O_{i,2}^{\text{th}}$ 为第 i 座站外制氢加氢站日常维护费用。

4) 加氢站用电成本。

$$I_{\text{ele}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{365} (P_{\text{com}} t_{\text{com},i,j} + P_{\text{coml}} t_{\text{coml},i,j} + P_{\text{dis}} t_{\text{dis},i,j} + P_{\text{disl}} t_{\text{disl},i,j} + P_{\text{cont}} t_{\text{cont},i,j} + P_{\text{Oth}} t_{\text{Oth},i,j}) \quad (20)$$

式中: P_{com} 为压缩机功耗; P_{coml} 为压缩机的冷水机功耗; P_{dis} 为加氢机功耗; P_{disl} 为加氢机的冷水机功耗; P_{cont} 为控制系统功耗; P_{Oth} 为其他报警监控设备功耗; $t_{\text{com},i,j}$ 、 $t_{\text{coml},i,j}$ 、 $t_{\text{dis},i,j}$ 、 $t_{\text{disl},i,j}$ 、 $t_{\text{cont},i,j}$ 、 $t_{\text{Oth},i,j}$ 分别为第 j 日在第 i 座加氢站中的压缩机、压缩机的冷水机、加氢机、加氢机的冷水机、控制系统以及其他报警监控设备的工作时间。

根据文献[22],用电成本和加氢功耗之间的关系为:

$$E = \zeta Q \quad (21)$$

式中: E 为耗电量; ζ 为转换系数; Q 为加氢量。

5) 光伏投资成本。

$$I_{\text{PV}} = I_{\text{pv,in}} + I_{\text{pv,po}} \quad (22)$$

$$I_{\text{pv,in}} = \frac{\zeta(1+\xi)^y}{(1+\xi)^y - 1} \sum_{i=1}^N I_{\text{pvu}} S_{\text{pvc},i} \quad (23)$$

$$I_{\text{pv,po}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{365} G_{\text{pv},i,j} S_{\text{pv}} \quad (24)$$

式中: $I_{\text{pv,in}}$ 为光伏设备投资成本; $I_{\text{pv,po}}$ 为光伏设备运营成本; ξ 为光伏设备折现率; I_{pvu} 为单位容量光伏设备投资成本; $S_{\text{pvc},i}$ 为第 i 座加氢站投入使用光伏总量,与加氢站可利用面积成正比; $G_{\text{pv},i,j}$ 为第 i 座加氢站第 j 日光伏发电量; S_{pv} 为单位发电量维护成本。

本文使用的光伏设备为加氢站日常运营中压缩、加注、照明、监控等环节提供部分能量,故设置附录B式(B1)~(B6)所示用电方法来提高加氢站经济性。

6) 加氢站收入。

$$C_1 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{365} c_{\text{H}_2} s_{\text{v},i,j} \quad (25)$$

式中: c_{H_2} 为单位氢气售价; $s_{\text{v},i,j}$ 为第 i 座加氢站第 j 日售出的氢气量。

约束条件如下:

$$d_{\min} \leq d \leq d_{\max} \quad (26)$$

$$W_{\text{tra},i,j} \geq s_{\text{v},i,j} \quad (27)$$

$$P(d_{ik}) = \begin{cases} \delta(D_k - d_{ik})^2 & d_{ik} \leq D_k \\ 0 & d_{ik} \geq D_k \end{cases} \quad (28)$$

$$p_{\text{pv}}^{\min} \leq p_{\text{pv}}^{\text{out}}(t) \leq p_{\text{pv}}^{\max} \quad (29)$$

式中: d 为相邻加氢站之间的距离; $P(d_{ik})$ 为根据《加氢站技术规范》要求,加氢站选址需避开的不可建站点; δ 为惩罚因子; d_{ik} 为第 i 座加氢站与规定不可建设点 k 之间的距离; D_k 为不可建设点 k 所包含的范围; $p_{\text{pv}}^{\text{out}}(t)$ 为 t 时刻的光伏出力; $p_{\text{pv}}^{\min}$ 、 $p_{\text{pv}}^{\max}$ 分别为光伏最小出力、最大出力。

3.2 站内制氢加氢站目标函数

与站外制氢一样,站内制氢同样以加氢站经济效益 E_2 最大为目标,如式(30)所示。

$$\max E_2 = C_2 - I_2 \quad (30)$$

式中: C_2 为站内制氢加氢站的收入; I_2 为站内制氢加氢站的总成本,其由式(31)所示5种成分构成。

$$I_2 = I_{\text{Lan},2} + I_{\text{Con},2} + I_{\text{Op},2} + I_{\text{ele},2} + I_{\text{PV},2} \quad (31)$$

式中: $I_{\text{Lan},2}$ 、 $I_{\text{Con},2}$ 、 $I_{\text{Op},2}$ 、 $I_{\text{ele},2}$ 、 $I_{\text{PV},2}$ 分别为站内制氢土地成本、加氢站建设成本、运营成本、加氢站用电成本、光伏投资成本。考虑到站内、站外制氢成本大致相同,下面对与站外制氢成本的不同之处进行说明。

1) 土地成本。

与站外制氢不同,站内制氢的土地成本根据所需面积的增加而升高,计算方法同站外制氢中的土地成本一致。

2) 加氢站建设成本。

站内制氢的建设成本会由于制氢设备的投入而提升,如式(32)所示。

$$I_{\text{Con},2} = \frac{\lambda(\lambda+1)^y}{(\lambda+1)^y - 1} \sum_{i=1}^N (I_{\text{gen}} n_{\text{gen},i} + I_{\text{com}} n_{\text{com},i} + I_{\text{sto}} n_{\text{sto},i} + I_{\text{dis}} n_{\text{dis},i} + O_{i,1}^{\text{th}} + I_{\text{ins},i}) \quad (32)$$

式中: I_{gen} 为单座制氢装备成本; $n_{\text{gen},i}$ 为第*i*座加氢站所需制氢装备台数。

3) 运营成本。

运营成本随运输对象的不同而变化,如式(33)所示。

$$I_{\text{Op},2} = p_{p,i} s_p + O_{i,3}^{\text{th}} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{365} \varphi W_{\text{tra},i,j} I_j \quad (33)$$

式中: I_j 为每千克天然气/甲醇的原料及运输成本; φ 为天然气/甲醇制氢的转换系数; $O_{i,3}^{\text{th}}$ 为第*i*座站内制氢加氢站日常维护费用。

4) 由于制氢设备的加入,站内制氢加氢站用电成本和加氢功耗之间转换系数会升高。

5) 光伏投资成本由于可利用的面积增加,使得可投入使用光伏总量发生变化,其余计算方法与站外制氢加氢站中一致。

3.3 改进自适应遗传算法

为了提升种群进化过程中的个体多样性和算法的收敛性,本文在自适应遗传算法基础上对交叉概率和变异概率进行改进,改进后的交叉概率 p_c 和变异概率 p_m 分别如式(34)、(35)所示。

$$p_c = \begin{cases} p_{c3} - \frac{p_{c3} - p_{c2}}{1 + \exp \left\{ A \left[2 - \frac{3(f_{\text{max}} - f)}{f_{\text{max}} - f_{\text{avg}} + \varepsilon} \right] \right\}} & f \geq f_{\text{avg}} \\ p_{c2} - \frac{p_{c2} - p_{c1}}{1 + \exp \left\{ A \left[1 - \frac{3(f_{\text{avg}} - f)}{f_{\text{avg}} - f_{\text{min}} + \varepsilon} \right] \right\}} & f < f_{\text{avg}} \end{cases} \quad (34)$$

$$p_m = \begin{cases} p_{m2} - \frac{p_{m2} - p_{m1}}{1 + \exp \left\{ A \left[\frac{3(f_{\text{max}} - f)}{f_{\text{max}} - f_{\text{avg}} + \varepsilon} - 2 \right] \right\}} & f \geq f_{\text{avg}} \\ p_{m3} - \frac{p_{m3} - p_{m2}}{1 + \exp \left\{ A \left[\frac{3(f_{\text{avg}} - f)}{f_{\text{avg}} - f_{\text{min}} + \varepsilon} - 1 \right] \right\}} & f < f_{\text{avg}} \end{cases} \quad (35)$$

$$p_{c1} > p_{c2} > p_{c3} \quad (36)$$

$$p_{c1}, p_{c2}, p_{c3} \in (0, 1) \quad (37)$$

$$\varepsilon \rightarrow 0^+ \quad (38)$$

式中: p_{c1} — p_{c3} 分别为0.9、0.8、0.6; p_{m1} — p_{m3} 分别为0.01、0.005、0.001; f_{avg} 为种群个体平均适应度; f_{max} 、 f_{min} 分别为最优、最差个体适应度; f 为目前个体适应度; ε 的表达式如式(38)所示,其表示避免无意义的交叉和变异。

改进后的 p_c 随适应度函数的增大而减小,改进后的 p_m 随适应度函数的增大而增大;且保证了个体适应度不会因为与平均适应度的大小关系,而无法调整 p_c 和 p_m 。

4 算例分析

浙江宁波化工聚集区是我国七大石化基地之一,年产氢气达 6.259×10^5 t,本文选用附录C图C1所示的沈海高速(浙江段)作为研究对象。根据高速公路交通模型,加氢站候选点坐标及可供氢坐标见附录C表C1,相关参数见附录C表C2、C3。高速公路加氢站优化布局模型通过改进自适应遗传算法进行求解,工具使用MATLAB R2021a平台,计算机参数为Intel(R) Core(TM) i7-7500U 2.90 GHz CPU,8 GB。

4.1 站外制氢

为了符合本文设定的加氢判断模型,本应在研究路段首(0,0)尾(456,0)各配置1座加氢站,但考虑到氢气运输成本和建设成本,坐标(24,0)比(0,0)更加适合配置加氢站,且二者距离较近,故本文将(24,0)设为研究路段首座加氢站位置。

4.1.1 站外天然气制氢

1) 传统遗传算法布局。

基于传统遗传算法,考虑经济性最优的加氢站布局、加注能力以及光伏配置结果见附录C表C4。表中典型日的加氢需求具体分布情况见附录C图C2。由图可知:HFCV在18:00加氢需求达到峰值,加氢站2、4作为主要支撑服务站。

2) 改进自适应遗传算法布局。

基于改进的自适应遗传算法,考虑经济性最优的加氢站布局、容量配置及光伏投入见附录C表C5。表中典型日加氢需求具体分布见附录C图C3。由图可知:HFCV在17:00加氢需求达到峰值,加氢

站2—4为主要支撑服务站。

由2组算法的布局结果对比可得:采用改进自适应遗传算法后站外天然气制氢加氢站的用氢成本、加氢站1、3—5的亏转盈年限均不大于传统遗传算法;采用改进自适应遗传算法后,加氢站的年经济效益比采用传统遗传算法高19.51万元。此外,由于研究路段周围氢源充足,本文不考虑氢源不足的情况,仅从氢气运输距离角度进行优化。分析表中数据可得:采用改进自适应遗传算法后的氢气运输距离均不大于传统遗传算法,为站外天然气制氢加氢站的运营节约了大量运输成本。综上,可以看出基于改进自适应遗传算法的站外天然气加氢站选址模型具有优越性。

3) 光伏投入对加氢站用电成本的影响。

本文利用高速公路遮挡少、可利用面积高的先天优势,在加氢站中配置了分布式光伏,通过光伏发电为加氢站日常用电提供部分能量。采用改进自适应遗传算法后,在加氢站2所处地区的3种典型光伏场景下,根据本文设定的用电规则,考虑光伏投入后的加氢站与电网进行交易后的电费变化情况如附录C图C4—C6所示。进一步比较光伏发电投入前、后加氢站2的年用电成本,如附录C表C6所示。

分析上述结果可得:场景1下光伏投入后加氢站2的日用电成本为正,说明除了为日常加氢供电,通过向电网售出剩余电量,其可以盈利123.1元;场景2下光伏投入后加氢站2的日用电成本为负,说明光伏发电量无法完全支撑加氢站的日常用电,还需向电网购入价值603.65元的电能;场景3下光伏未投入时加氢站2的日用电成本达到1430.2元,年成本高达52.2万元,远高于光伏投入后的年投资(包含维护费用)38.13万元,这说明光伏投入可以为加氢站运行节约较高的用电成本。

4.1.2 站外甲醇制氢

利用改进自适应遗传算法对站外甲醇制氢进行选址配置结果如附录C表C7所示。

对比表C5、C7,在同样的加氢需求下,站外天然气制氢的用氢成本为27.58元,站外甲醇制氢的用氢成本为27.778元,站外天然气制氢的年经济效益比站外甲醇制氢高24.76万元。结合表A4所示制备单位氢气时站外天然气制氢的消耗原料低于站外甲醇制氢的消耗,故可得出站外天然气制氢的经济性优于站外甲醇制氢方法。

4.2 站内制氢

站内制氢同样以模糊综合评价结果较高的天然气制氢和甲醇制氢进行比较,在同等的加氢需求分布下,以经济性最优为目标,利用改进自适应遗传算法对其进行布局和相关设备配置。

4.2.1 站内天然气制氢

以天然气作为站内制氢原料的配置结果见附录C表C8,与表C5所示站外天然气制氢结果相比:由于天然气管道建设的高额投入,站内天然气制氢加氢站的用氢平均成本比站外天然气制氢加氢站的高3.104元,年经济效益低419.97万元,平均亏转赢年限晚1.14 a。所以在本文案例背景下,以天然气作为原料的制氢方法,更适用于站外制氢运输到加氢站,虽然运输费用较高,但总体经济效益要高于站内天然气制氢。

4.2.2 站内甲醇制氢

在相同的加氢需求下,保持氢气销售价格不变(不含补贴),站内甲醇制氢的配置结果见附录C表C9,与表C8所示站外甲醇制氢结果相比:站内甲醇制氢加氢站由于相关设备及沈海高速(浙江段)所处区域的优越性,甲醇原料和甲醇设备的初期建设费用相对较低,所以整体用氢成本比天然气站内制氢成本低1.532元,亏转盈年限提前0.58 a,整体年经济效益高218.43万元。在本文案例背景下,以甲醇作为原料的制氢方法更适用于站内制氢。

结合表C7、C9发现,同样以甲醇为原料,站外制氢加氢站的用氢成本比站内制氢低1.364元,亏转盈年限提前0.5 a,年经济效益高182.68万元,故相较于站内甲醇制氢方法,站外甲醇制氢的经济效益更高。

此外,表2中站内甲醇制氢方法的综合评分比站外甲醇制氢方法高0.5294,而利用改进自适应遗传算法进行准确布局后,可得站内甲醇制氢方法的经济效益要低于站外甲醇制氢方法。模糊综合评价方法与算例分析中所得结论不一致,从侧面证明了模糊综合评价方法中还须考虑环境因素、安全生产因素。

光伏投入前、后站内甲醇加氢站2的年用电成本比较结果,如附录C表C10所示。由表可知:光伏投入后加氢站2的年用电成本比光伏未投入时低33.77万元,这再次说明光伏设备的投入可以为加氢站运行节约较高的用电成本。

5 结论

本文以沈海高速(浙江段)作为研究对象,建立了高速公路网络模型和加氢判断模型,并基于多层次-模糊综合评价方法,获得了不同制氢方法和不同的制氢地点组合的综合评价结果,对站内、站外评分较高的2种组合以加氢站经济效益最优为目标,利用改进自适应遗传算法进行高速公路加氢站布局及相关设施配置,通过对比分析,得到以下结论。

1)在本文算例背景下,利用改进自适应遗传算法配置的站外天然气制氢加氢站的年经济效益比传统遗传算法的配置结果高19.51万元,平均用氢成本

降低了0.28元,亏转盈年限平均提前了0.1 a,验证了改进自适应遗传算法的优势。

2)结合站外天然气制氢加氢站和站内甲醇制氢加氢站的年用电成本,分布式光伏投入后加氢站的年用电成本明显低于分布式光伏未投入时的情况,验证了光伏投入的必要性。但光伏设备的投入受到加氢站可使用面积的约束,一般情况下站内制氢加氢站的光伏投入量要略高于站外制氢加氢站的光伏投入量。

3)本文中设置了4组对照试验,分别为站外天然气制氢加氢站与站外甲醇制氢加氢站、站外天然气制氢加氢站与站内天然气制氢加氢站、站内天然气制氢加氢站与站内甲醇制氢加氢站以及站外甲醇制氢加氢站和站内甲醇制氢加氢站。通过4组实验的对比结果,获得不同制氢方法、不同制氢地点对加氢站经济效益的影响。并将所提改进自适应遗传算法与模糊综合评价方法进行对比,验证了2种方法的有效性和准确性。在本文案例背景下,站内制氢中采用甲醇制氢方法更具优势,而站外制氢中采用天然气制氢方法更具经济性和可持续性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 何建坤. 碳达峰碳中和目标导向下能源和经济的低碳转型[J]. 环境经济研究, 2021, 6(1): 1-9.
HE Jiankun. Low carbon transformation of energy and economy aiming for the peaking of carbon emission and carbon neutrality[J]. Journal of Environmental Economics, 2021, 6(1): 1-9.
- [2] 张鹏成, 徐箭, 孙元章, 等. 氢能驱动下钢铁园区能源系统低碳发展模式[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(13): 10-20.
ZHANG Pengcheng, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Low-carbon development mode for energy system of iron and steel park driven by hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(13): 10-20.
- [3] HOU P, ENEVOLDSEN P, EICHMAN J, et al. Optimizing investments in coupled offshore wind-electrolytic hydrogen storage systems in Denmark[J]. Journal of Power Sources, 2017, 359: 186-197.
- [4] 邵志刚, 衣宝廉. 氢能与燃料电池发展现状及展望[J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 469-477.
SHAO Zhigang, YI Baolian. Developing trend and present status of hydrogen energy and fuel cell development[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(4): 469-477.
- [5] 李佳琪, 徐潇源, 严正. 大规模新能源汽车接入背景下的电气能源与交通系统耦合研究综述[J]. 上海交通大学学报, 2022, 56(3): 253-266.
LI Jiaqi, XU Xiaoyuan, YAN Zheng. A review of coupled electricity and hydrogen energy system with transportation system under the background of large-scale new energy vehicles access[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2022, 56(3): 253-266.
- [6] 蔡钦钦, 肖宇, 朱永强. 计及电转氢和燃料电池的电热微网日前经济协调调度模型[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 107-112, 161.
- CAI Qinqin, XIAO Yu, ZHU Yongqiang. Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 107-112, 161.
- [7] 李天格, 胡志坚, 陈志, 等. 计及电-气-热-氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 16-24.
LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 16-24.
- [8] 高玉, 王琦, 陈严, 等. 考虑需求响应和能量梯级利用的含氢综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 51-59.
GAO Yu, WANG Qi, CHEN Yan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system with hydrogen considering demand response and cascade energy utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 51-59.
- [9] 李梓丘, 乔颖, 鲁宗相. 海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 104-112.
LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang. Operation mode analysis and configuration optimization of offshore wind-hydrogen system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 104-112.
- [10] GAN W, YAN M Y, YAO W, et al. Multi-network coordinated hydrogen supply infrastructure planning for the integration of hydrogen vehicles and renewable energy[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2875-2886.
- [11] 袁铁江, 计力, 田雪沁, 等. 考虑燃料电池汽车加氢负荷的电-氢系统协同优化运行[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 16-25.
YUAN Tiejiang, JI Li, TIAN Xueqin, et al. Synergistic optimal operation of electricity-hydrogen systems considering hydrogen refueling loads for fuel cell vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 16-25.
- [12] 黄文涛, 邓明辉, 葛磊蛟, 等. 考虑配电网与氢燃料电池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.
- [13] ABDIN Z, MÉRIDA W. Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: a techno-economic analysis[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 196: 1068-1079.
- [14] 左冠林, 郭红霞, 林文智, 等. 考虑低碳制氢的微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 9-18.
ZUO Guanlin, GUO Hongxia, LIN Wenzhi, et al. Optimal configuration of microgrid considering low-carbon hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 9-18.
- [15] 朱珠, 廖绮, 邱睿, 等. 长距离氢气管道运输的技术经济分析[J]. 石油科学通报, 2023, 8(1): 112-124.
ZHU Zhu, LIAO Qi, QIU Rui, et al. Technical and economic analysis on long-distance hydrogen pipeline transportation[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(1): 112-124.
- [16] 杨紫娟, 田雪沁, 吴伟丽, 等. 考虑电解槽组合运行的风电-氢能-HCNG耦合网络容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 76-85.
YANG Zijuan, TIAN Xueqin, WU Weili, et al. Optimal capacity configuration of wind-hydrogen-HCNG coupled network con-

- dering combined electrolyzer operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 76-85.
- [17] 傅质馨,朱韦翰,朱俊澎,等. “车-电-路-站”互联下电动出租车换电需求预测及换电站充电优化策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 116-124.
- FU Zhixin, ZHU Weihuan, ZHU Junpeng, et al. Battery swapping demand prediction of electric taxis and charging optimization strategy of battery swapping station under “electric taxi-battery-traffic-station” interconnection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 116-124.
- [18] 李恒杰,夏宇轩,余苏敏,等. 基于用户侧主动充电引导的城市电动汽车充电站扩容规划研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(14): 5342-5357.
- LI Hengjie, XIA Yuxuan, YU Sumin, et al. Research on capacity expansion and planning for urban electric vehicle charging station based on user-side active charging guidance[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(14): 5342-5357.
- [19] 肖白,高峰. 含不同容量充电桩的电动汽车充电站选址定容优化方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 157-166.
- XIAO Bai, GAO Feng. Optimization method of electric vehicle charging stations site selection and capacity determination considering charging piles with different capacities[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 157-166.
- [20] 李妍,常皓明,林世响,等. 外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析[J]. 煤气与热力, 2022, 42(3): 26-29.
- LI Yan, CHANG Haoming, LIN Shixiang, et al. Hydrogen cost analysis of external hydrogen supply and on-site hydrogen production refueling station[J]. Gas and Heat, 2022, 42(3): 26-29.
- [21] 赵峰,李建霞,高峰阳. 考虑不确定性的公路光储充电站选址定容[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 111-117.
- ZHAO Feng, LI Jianxia, GAO Fengyang. Siting and sizing of photovoltaic-storage charging stations on highway considering uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 111-117.
- [22] 冯祥,柯泽桐. 加氢站的能耗与节能分析[J]. 上海节能, 2023(4): 397-403.
- FENG Xiang, KE Zetong. Energy consumption and energy saving analysis of hydrogen refueling stations[J]. Shanghai Energy Conservation, 2023(4): 397-403.

作者简介:

王书征(1983—),男,副教授,博士,主要研究方向为配电网规划与评估、分布式电源与电动汽车接入等(E-mail: wsz310@126.com);

单婷婷(1999—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源规划(E-mail: 2228290496@qq.com)。

(编辑 王欣竹)

Layout planning for highway hydrogen refueling stations considering different hydrogen production methods

WANG Shuzheng, SHAN Tingting, ZHAO Yang, LI Peilin, JIANG Yu

(School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China)

Abstract: Aiming at the problem of imperfect hydrogen refueling facilities on highway, a highway hydrogen refueling station layout method based on improved adaptive genetic algorithm is proposed. According to the highway characteristics and the electronic toll records, the highway network and hydrogen refueling judgment model are established. Based on a multilevel-fuzzy comprehensive evaluation method, the hydrogen production method suitable for highway hydrogen refueling stations and the combinations of hydrogen production locations are provided from the perspectives of economy, environmental protection as well as safety. Then, combined with the input of distributed photovoltaic, two sets of objective functions for hydrogen production outside and inside the highway station are constructed with the goal of achieving optimal economic benefits. The improved adaptive genetic algorithm is used to optimize the layout and capacity allocation respectively. The Zhejiang section of the ShenHai Highway is analyzed as a research object, and the layout schemes of hydrogen refueling stations and the capacity configuration of related facilities under different hydrogen production methods are provided, and the results of calculative examples and the fuzzy comprehensive evaluation mutually verify the validity of the model.

Key words: hydrogen fuel cell vehicle; hydrogen refueling station planning; highway; fuzzy comprehensive evaluation; adaptive genetic algorithm

附录 A

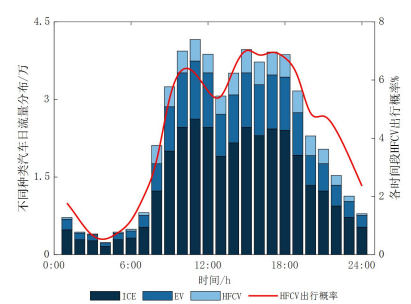


图 A1 不同种类汽车典型日交通流量和 HFCV 出行概率

Fig.A1 Traffic flow of different kinds of vehicles on typical day and travel probability of HFCV

表 A1 标度说明表

Table A1 Scale description table

标度 a_{pq}	定义	标度 a_{pq}	定义
1	指标 p 与指标 q 同样重要	9	指标 p 与指标 q 绝对重要
3	指标 p 与指标 q 略微重要	2、4、6、8	介于两种判断的中间值
5	指标 p 与指标 q 明显重要	倒数	指标 q 与指标 p
7	指标 p 与指标 q 重要的多		

表 A2 权重表

Table A2 Weight table

层级	准则	权重	层级	因素 u_{pp}	权重 A_{pq}
准则层	经济因素	0.310 813 68	因素层	土地成本 u_{11}	0.101 9
				建设成本 u_{12}	0.309 4
				运维成本 u_{13}	0.302 9
	原料成本 u_{14}	0.285 9			
	碳排放 u_{21}	0.666 7			
	潜在污染 u_{22}	0.333 3			
环境因素	0.195 800 35	安全生产 u_{31}	0.666 7		
安全因素	0.493 385 97	电网稳定 u_{32}	0.333 3		

表 A3 模糊评价中相关计算相关参数

Table A3 Parameters related to the calculation of correlation in fuzzy evaluations

能源种类	折标系数	制氢方法	碳排放强度/ (kg·kg ⁻¹)
煤(千克标准煤/kg)	0.714 3	煤制氢	22.00
天然气(千克标准煤/m ³)	1.330 0	天然气制氢	4.80
甲醇(千克标准煤/kg)	0.775 1	甲醇制氢	8.25
电 (千克标准煤/kwh)	0.122 9	电解水制氢(非新能源电)	31.45
工业用水(千克标准煤/m ³)	0.085 0	制氢方法	单位制氢碳税/ (元·kg ⁻¹)
去离子水(千克标准煤/m ³)	0.100 0	煤制氢	3.850
除盐水 (千克标准煤/m ³)	0.304 3	天然气制氢	0.480
冷却水(千克标准煤/m ³)	0.003 0	甲醇制氢	1.440
水蒸气(千克标准煤/m ³)	0.095 0	电解水制氢	0.175

注：相关参数来源于《国家统计局标准》和《常用能源品种现行折标煤系数》

表 A4 不同制氢方法制取单位氢气的原料消耗

Table A4 Raw material consumption per unit of hydrogen produced by different hydrogen production methods

制氢方法	消耗/千克标准煤			
	煤	天然气	甲醇	电解水
原料	6 043.00	5 891.90	5 555.92	-
电能	81.11	479.31	963.54	6 267.90
工业用水	16.28	-	-	0.85
去离子水	-	14.50	-	-
冷却水	-	0.20	2.18	-
除盐水	-	-	1.26	-
氮气	-	-	-	0.09
水蒸气	-	-	-	13.00
总消耗	6 140.39	6 385.91	6 522.90	6 281.84

附录 B

本文用电规则如下：

1) 当 $P_{PV}(t) \geq P_{HFCV}(t)$ 时，即该时刻光伏出力足够加氢过程产生的负荷时，优先使用光伏。如有剩余，以分时电价的 80% 向电网售电。

$$E_{\text{sold}}(t) = 0.8(P_{PV}(t) - P_{HFCV}(t))e(t) \quad (B1)$$

$$e(t) = \begin{cases} 0.6950 & t \in [8, 10] \cup [15, 17] \cup [22, 23] \\ 1.0044 & t \in [11, 14] \cup [18, 21] \\ 0.3946 & t \in [0, 7] \end{cases} \quad (B2)$$

式中： $E_{\text{sold}}(t)$ 为该时刻售电获得的收入； $e(t)$ 为分时电价。

2) 当 $P_{PV}(t) = P_{HFCV}(t)$ 时，即光伏出力等于加氢负荷，无需购电、卖电。

$$E_{\text{sold}}(t) = 0 \quad (B3)$$

3) 当 $P_{PV}(t) < P_{HFCV}(t)$ ，光伏出力无法满足加氢产生的负荷，需按照所处时间段的电价向电网购电。

$$E_g(t) = (P_{HFCV}(t) - P_{PV}(t)) \times e(t) \quad (B4)$$

$$e(t) = \begin{cases} 0.6950, t \in [8, 10] \cup [15, 17] \cup [22, 23] \\ 1.0044, t \in [11, 14] \cup [18, 21] \\ 0.3946, t \in [0, 7] \end{cases} \quad (B5)$$

式中： $E_g(t)$ 为该时刻购电成本。所以该加氢站一天的用电成本如下：

$$E_d = \sum_{t=0}^{23} E_g - \sum_{t=0}^{23} E_{\text{sold}} \quad (B6)$$

附录 C



图 C1 沈海高速浙江段加氢站候选点及氢源分布

Fig.C1 Shenhai expressway (Zhejiang Section) hydrogen filling station candidates and hydrogen source distribution

表 C1 加氢站候选点及氢源坐标

Table C1 Hydrogen filling station candidate points and hydrogen source coordinates

编号	坐标	是否为服务区	附近可供氢坐标	编号	坐标	是否为服务区	附近可供氢坐标
1	(0, 0)	平湖服务区	(-21, 5)	9	(195, 0)	宁海服务区	(156, 22)、(145.7, 28.7)
2	(24, 0)	北岸服务区	(25.1, -23.5)、(24.5, 2)	10	(225, 0)	未建设点	(268.2, -8.4)
3	(57, 0)	南岸服务区	(24.5, 2)、(58, -72)、(105.5, 18.3)	11	(264, 0)	台州服务区	(268.2, -8.4)、(282, 12.5)
4	(85, 0)	未建设点	(24.5, 2)、(58, -72)、(105.5, 18.3)	12	(288, 0)	未建设点	(282, 12.5)、(294, 23.4)
5	(108, 0)	慈城服务区	(105.5, 18.3)、(134.2, 15.8)、(145.7, 28.7)	13	(335, 0)	清江服务区	(294, 23.4)、(341, -4)
6	(155, 0)	未建设点	(134.2, 15.8)、(145.7, 28.7)、(154.2, 54)、(156, 22)	14	(364, 0)	未建设点	(341, -4)
7	(168, 0)	奉化服务区	(134.2, 15.8)、(156, 22)	15	(399, 0)	温州服务区	(392, -22)、(394.7, 18)
8	(183, 0)	未建设点	(134.2, 15.8)、(156, 22)、(145.7, 28.7)	16	(456, 0)	苍南服务区	(392, -22)、(394.7, 18)

表 C2 模糊评价中相关计算相关参数

Table C2 Parameters related to calculation of correlation in fuzzy evaluations

参数	取值	参数	取值
$I_{pr,i} / \text{m}^2$	2 000	$P_{r,i}$	4
$S_{pr,i} / (\text{w} \cdot \text{m}^2)$	2×10^{-1}	$S_r / (\text{w} \cdot \text{a}^{-1})$	8
$\lambda / \%$	5	$O_{i,2}^{\text{oth}} / (\text{w} \cdot \text{a}^{-1})$	10
y / a	20	$\zeta / (\text{kw} \cdot \text{h} \cdot \text{kg}^{-1})$	2.06
$I_{\text{com}} / \text{w}$	65	$\xi / \%$	8
$I_{\text{sto}} / (\text{w}/30\text{kg})$	25	$I_{\text{pvu}} / \text{w}$	0.8
$I_{\text{dis}} / \text{w}$	80	$S_{\text{pv}} / (\text{w} \cdot \text{kw}^{-1})$	2×10^{-5}
$n_{\text{dis},i}$	2	$d_{\text{min}} / \text{km}$	20
$O_{i,1}^{\text{oth}} / \text{w}$	200	$d_{\text{max}} / \text{km}$	300
$I_{\text{ins},i} / \text{w}$	100	$I_{\text{gen}} / \text{w}$	900×10^4
$I_{\text{dis}} / \text{w}$	80		

表 C3 HFCV 参数

Table C3 Parameters of HFCV

品牌	最大储氢/kg	续航里程/km	加氢速率/ (kg·min ⁻¹)
丰田 Mirai	5	400	1.25
现代 Nexo	6.3	850	1.26
奔驰 GLC F-CELL	4.4	437	1.1

表 C4 传统遗传算法站外天然气制氢加氢站布局结果

Table C4 Layout results of traditional genetic algorithm off-site natural gas to hydrogen refueling stations

编号	坐标	加氢需求（峰值）/ （kg·d ⁻¹ ）	加注配置/ （kg·d ⁻¹ ）	氢气运输平均距离 /km	光伏容量 /kw	用氢成本/ （元·kg ⁻¹ ）	亏转盈年限/a
1	（24， 0）	663.39	700	28	350	28.77	10.5
2	（108， 0）	990.45	1 000	38	500	25.84	9.4
3	（195， 0）	836.79	900	78	450	27.71	10.1
4	（335， 0）	916.07	1 000	62	500	27.84	10.1
5	（456， 0）	559.33	600	77	300	29.16	10.6
平均年经济效益/万元		3 958.65		氢气售价/元		55	

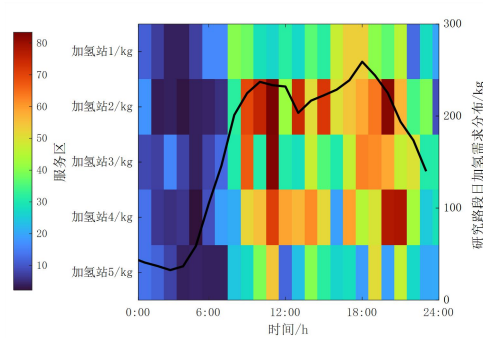


图 C2 研究路段日加氢需求分布图（传统算法）

Fig.C2 Distribution of daily hydrogen refueling demand in study section（Conventional genetic algorithms）

表 C5 改进自适应遗传算法站外天然气制氢加氢站布局结果

Table C5 Layout results of improved adaptive genetic algorithm off-site natural gas to hydrogen refueling stations

编号	坐标	加氢需求（峰值）/ （kg·d ⁻¹ ）	加注能力/ （kg·d ⁻¹ ）	氢气运输平均距离 /km	光伏容量/kw	用氢成本/ （元·kg ⁻¹ ）	亏转盈年限 /a
1	（24， 0）	670.89	700	28	350	27.74	10.1
2	（108， 0）	870.79	900	38	450	26.69	9.7
3	（264， 0）	848.36	900	48	450	27.38	10.0
4	（364， 0）	858.83	900	43	450	27.02	9.8
5	（456， 0）	717.16	800	77	400	29.07	10.6
平均年经济效益/万元		3 978.16		售价/元		55	

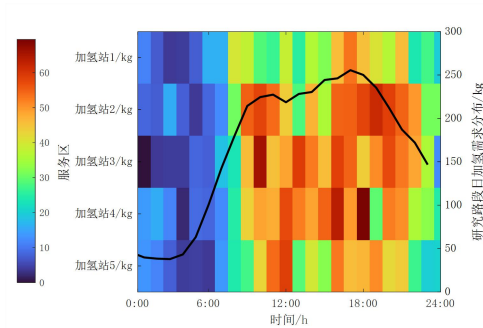


图 C3 研究路段日加氢需求分布图（改进算法）

Fig.C3 Distribution of daily hydrogen refueling demand in study section（Improved adaptive genetic algorithm）

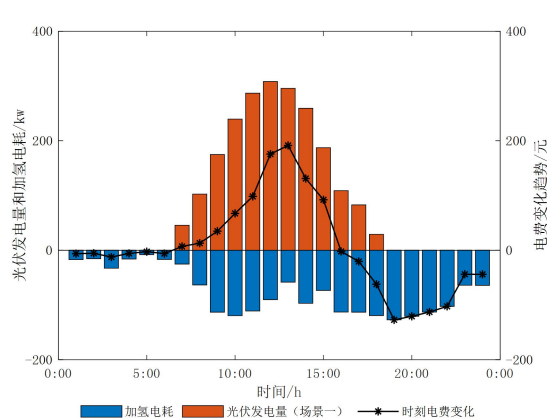


图 C4 光伏（场景 1）下加氢站电能购入与售出变化图

Fig.C4 Variation of electricity purchased and sold at hydrogen refueling station under photovoltaic(Scenario 1)

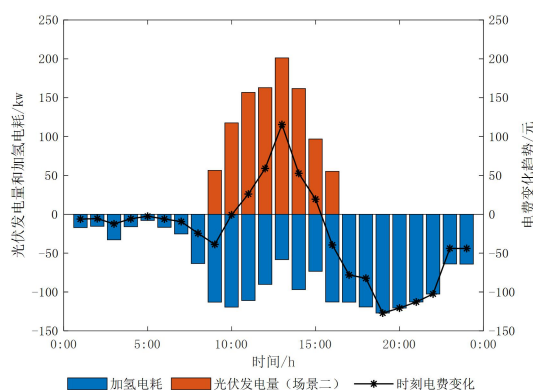


图 C5 光伏（场景 2）下加氢站电能购入与售出变化图

Fig.C5 Variation of electricity purchased and sold at hydrogen refueling station under photovoltaic(Scenario 2)

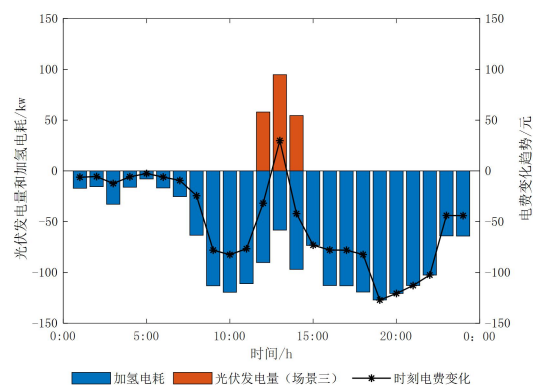


图 C6 光伏（场景 3）下加氢站电能购入与售出变化图

Fig.C6 Variation of electricity purchased and sold at hydrogen refueling station under photovoltaic(Scenario 3)

注：加氢电耗表示该时刻加氢所消耗的电能；电费变化表示该时刻光伏发电量与消耗电能之和与该时刻电费的乘积，其结果为正则向电网售电（以当前电价的 80%售出），反之从电网购电。

表 C6 加氢站 2 投入光伏与未投入光伏年用电成本比较

Table C6 Comparison of annual electricity costs with and without photovoltaic at the 2nd hydrogen refueling station

具体细则	投入光伏容量/kW	光伏年投资成本/万元	日用电成本/元			年电费/万元	总用电成本/万元
			场景 1	场景 2	场景 3		
投入光伏	450	-28.63	123.10	-603.65	-1 229.37	-9.50	-38.13
未投入光伏	0	0		-1 430.2		-52.2	-52.2

表 C7 改进自适应遗传算法站外甲醇制氢加氢站布局

Table C7 Improved adaptive genetic algorithm off-site methanol-to-hydrogen hydrogenation station layout

编号	坐标	加氢需求（峰值）/ （kg·d ⁻¹ ）	加注配置/ （kg·d ⁻¹ ）	氢气运输平均距离 /km	光伏容量/kw	用氢成本/ （元·kg ⁻¹ ）	亏转盈年限 /a
1	（24， 0）	670.89	700	54	400	28.86	10.5
2	（108， 0）	870.79	900	73	500	26.65	9.7
3	（264， 0）	848.36	900	87	500	27.34	9.9
4	（364， 0）	858.83	900	84	450	27.02	9.8
5	（456， 0）	717.16	800	92	400	29.07	10.6
年经济效益/万元		3 953.40		氢气售价/元		55	

表 C8 改进自适应遗传算法站内天然气制氢加氢站布局

Table C8 Improved adaptive genetic algorithm station layout for natural gas hydrogen generation and hydrogen refueling station

编号	坐标	加氢需求（峰值）/ （kg·d ⁻¹ ）	加注配置/ （kg·d ⁻¹ ）	建设成本/（万 元·a ⁻¹ ）	光伏容量/kw	用氢成本/（元·kg ⁻¹ ）	亏转盈年限/a
1	（24， 0）	670.89	700	158.76	700	33.22	12.1
2	（108， 0）	870.79	900	195.43	1 000	29.58	10.8
3	（264， 0）	848.36	900	182.75	900	30.41	11.1
4	（364， 0）	858.83	900	187.82	950	26.67	9.7
5	（456， 0）	717.16	800	175.60	800	33.54	12.2
年经济效益/万元		3 552.29		氢气售价/元		55	

表 C9 改进自适应遗传算法站内甲醇制氢加氢站布局

Table C9 Improved adaptive genetic algorithm station layout for methanol-to-hydrogen hydrogenation in station

编号	坐标	加氢需求（峰值）/ （kg·d ⁻¹ ）	加注配置/ （kg·d ⁻¹ ）	甲醇运输平均距离 /km	光伏容量/kw	用氢成本/ （元·kg ⁻¹ ）	亏转盈年限 /a
1	（24， 0）	670.89	700	42	600	31.62	11.5
2	（108， 0）	870.79	900	58	900	28.25	10.3
3	（264， 0）	848.36	900	97	800	29.08	10.6
4	（364， 0）	858.83	900	76	850	25.35	9.2
5	（456， 0）	717.16	800	115	750	31.46	11.4
年经济效益/万元		3770.72		氢气售价/元		55	

表 C10 站内甲醇制氢站 2 是否投入光伏年用电成本比较

Table C10 Comparison of annual electricity costs for second in-station hydrogen generator and refueling station with or without photovoltaic

具体细则	投入光伏容 量/kW	光伏年投 资成本/万 元	日用电成本/元			年电费/万元	总用电成本/万元
			场景 1	场景 2	场景 3		
投入光伏	900	-57.25	-3 116.55	-4 724.29	-6 068.17	-145.66	-202.91
未投入光伏	0	0		-1 430.2		-236.68	-236.68