

面向新能源消纳提升的乡村配电网电氢协同调度策略

林心昊¹, 喻磊¹, 刘胤良¹, 段舒尹¹, 原吕泽芮¹, 许秋铭¹, 雷一勇², 马银锋¹, 练依情²

(1. 南方电网科学研究院, 广州 510663; 2. 中国南方电网有限责任公司, 广州 510663)

摘要: 为应对分布式可再生能源规模化接入乡村配电网导致的消纳难题, 提出了一种数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度策略。首先, 基于XGBoost提取关键特征, 并输入BiLSTM获取氢燃料汽车加氢需求预测序列, 为配电网电氢协同调度提供精确数据边界。然后, 设计了电力-交通网络耦合的电氢协同双层滚动优化架构, 上层建立考虑氢气运输延时效应的能源集线器模型, 制定配电网最优调度策略, 并下发站间氢气互济量; 下层建立基于宏观交通流的动态路径规划模型, 依据县乡道路交通状态动态更新最优运氢路线, 并实时反馈运氢延时信息至上层, 触发配电网调度滚动修正。研究表明, 所提策略能够有效提升乡村配电网可再生能源消纳率。

关键词: 乡村配电网; 可再生能源消纳; 电氢协同; 氢负荷预测; 氢气互济; 数据-知识混合驱动

Electricity-Hydrogen Coordinated Dispatch Strategy in Rural Distribution Network Toward Enhanced Renewable Energy Accommodation

LIN Xinhao¹, YU Lei¹, LIU Yinliang¹, DUAN Shuyin¹, YUAN Lüzerui¹, XU Qiuming¹, LEI Yiyong²,
MA Yinfeng¹, LIAN Yiqing²

(1. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China; 2. China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: To address the renewable energy accommodation challenge caused by the large-scale integration of distributed renewable energy into rural distribution networks, a data-knowledge hybrid-driven electricity-hydrogen coordinated dispatch strategy is proposed. Firstly, XGBoost is used to extract key features, which are then input into a BiLSTM model to forecast the hydrogen refueling demand of hydrogen fuel cell vehicles, providing accurate data boundaries for coordinated dispatch. Then, a bi-level rolling optimization framework coupling the power and transportation networks is developed. The upper level establishes an energy hub model considering hydrogen transportation delays to determine the optimal dispatch strategy of the distribution network and the inter-station hydrogen mutual-aid quantities. The lower level constructs a dynamic route planning model based on macroscopic traffic flow to update the optimal hydrogen delivery routes according to county-township road traffic states, and feeds the transportation delay information back to the upper level in real time to trigger rolling dispatch revisions. Comparative results show that the proposed strategy effectively improves the renewable energy accommodation rate of rural distribution networks.

Key words: rural distribution network; renewable energy accommodation; electricity-hydrogen coordination; hydrogen load forecasting; hydrogen mutual aid; data-knowledge hybrid-driven

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U22B20114); 中国南方电网有限责任公司科技项目(ZBKJXM20240021)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China(U22B20114); the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd.(ZBKJXM20240021).

0 引言

为实现“双碳”战略目标,我国正加速推进以风光为代表的分布式可再生能源(distributed renewable energy, DRE)规模化接入电力系统^[1]。在乡村配电网层面,农村地区拥有丰富的风能、太阳能等可再生资源。然而,DRE的不确定性导致其消纳问题在乡村配电网中日益突出,加之乡村负荷密度低、电网结构相对薄弱,弃风弃光现象更为严重^[2]。通过接入电氢综合能源系统(electric-hydrogen integrated energy system, EHIES),乡村配电网借助柔性制氢电负荷,可以满足农业生产、农村物流等氢负荷需求并消纳富余的DRE^[3]。因此,研究乡村配电网电氢协同调度问题有助于缓解高渗透率DRE接入导致的消纳压力、推动乡村能源低碳转型和构建清洁高效的农村能源体系,对助力乡村振兴战略实施具有重要意义。

在乡村物流配送、农业机械作业、乡村旅游通勤等场景中,氢燃料汽车(hydrogen fuel vehicle, HFV)较电动汽车有充能快和续航长等优势,可有力支撑农业现代化和农村物流体系建设^[4]。考虑到乡村HFV的加氢需求不确定性^[5],精准预测HFV短期用氢需求是实现乡村配电网电氢协同运行优化的重要前提^[6]。常用的负荷预测方法包括基于历史数据的时间序列分析和机器学习模型如长短期记忆网络(long short-term memory, LSTM)^[7]、Transformer^[8]及Informer^[9]。第一类方法依赖历史数据,第二类方法建立了数据驱动模型捕捉加氢需求与多维特征非线性关联,较第一类方法具有更高的预测精度和场景适应性。然而,该类方法普遍缺乏关键特征筛选机制,制约了预测精度进一步提升。

HFV的规模化推广需要依托完善的氢气生产、储存和运输等配套设施,而现阶段这些设施的布局与运行又依赖乡村配电网的能源供给与系统支撑。目前,出于制氢成本的考虑,氢气主要在地理位置远离乡村地区氢负荷的大型工业园区中进行集中生产,并通过专用氢气管道输送^[10]。然而,专用输氢管道和高能耗氢气净化设备的高昂投资削弱了集中生产的规模经济优势^[11-12]。因此,乡村分布式EHIES通过整合分布式可再生能源禀赋,实现氢气本地生产加注,成为降低农村氢能供应链成本的关键^[13-15]。

通过协同调度乡村配电网中的电化学储能与EHIES中的电/氢储能,可平抑源荷的随机波动,确保电氢供应可靠性和系统运行稳定性^[16-17]。然而,储能设备高昂的建设成本^[18]、效率衰减与容量衰退问题^[19]以及氢能产业链尚不完善,经济性制约了储能大容量部署。此背景下,能源互济的概念被提出,并在平衡源荷功率偏差^[20]、提升RES就地消纳率^[21]、优化系统经济收益^[22]及综合能源系统的低碳化运行^[23]等方面发挥作用。此外,能量互济的能源形式已从单一电能扩展至涵盖热能^[23]、电-氢^[11]及电-热-氢^[24]在内的多能形态。因此,研究EHIES间氢气动态互济机制可降低系统对储能的依赖。

乡村配电网覆盖范围内的氢气互济必须立足于完善的输运网络^[25-27]。目前主流运氢方式各有优劣:铁路运输适用于远距离、大批量氢气输送,难以适应乡村场景^[25];高昂的建设成本与缺乏灵活性的布局限制了专用输氢管道在乡村分布式EHIES间输氢场景的应用^[10, 26-27];利用现有天然气管网进行天然气掺氢传输无法直接满足HFV等纯氢负荷需求^[28]。公路运输凭借低初始投资与高灵活性在乡村短途运输下具有更高的成本效益,更适合EHIES间的氢气运输^[29]。随着氢能在农村物流、农业生产等领域需求呈现区域化增长,分布式制氢结合公路运输的模式成为EHIES的主流运营方案^[30]。然而,上述研究多聚焦于城市交通场景下的静态运输分析,忽视了县乡道路交通流量波动导致的运输延时等不利影响。

本文与现有研究在研究场景、建模框架、数据特征表征、输运网络及能源互济等维度的详细对比见表1,由此可见本文创新优势。

面向乡村新能源消纳提升需求,本文提出了一种数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度策略。首先,构建了基于XGBoost-BiLSTM(bidirectional long short-term memory)的乡村加氢站用氢需求预测方法,为站间电氢协同调度提供预测数据支撑;设计了融合电力-交通网络模型的电氢协同双层滚动优化架构,上层建立了考虑氢气运输延时效应的能源集线器模型,量化站内电氢生产、转换、存储与站间氢气互济过程,下层建立了知识驱动的交通流网络模型,实现动态最优运氢路径选择。

表 1 本文方法与现有相关文献的创新性对比

Tab. 1 Comparison of innovations between existing literature and the proposed method

文献	研究场景	调度建模框架	特征挖掘	预测建模	能源集线器	能源运输建模	运输时延	多能协同	能源互济
[7-9]	城市电网	数据驱动	--	深度时序网络	×	×	×	--	--
[10]	工业园区	知识驱动	×	×	--	静态管网	--	√	√
[11]	城市综合能源园区	知识驱动	×	×	√	静态公路运输	--	√	√
[21-22]	城市电网	知识驱动	×	×	--	×	×	--	√
[23-24]	城市综合能源园区	知识驱动	×	×	√	×	×	√	--
[26]	电氢气综合能源系统	知识驱动	×	×	√	动态管网	√	√	√
[28]	城市电力-交通网	知识驱动	×	×	--	静态公路运输	--	--	--
本文	乡村电力-交通网	数据-知识混合驱动	XGBoost 特征捕捉	BiLSTM 双向时序捕捉	√	动态交通流	√	√	√

注: √表示考虑该项, --表示未考虑该项, ×表示无对比性。

1 数据-知识混合驱动的数据-优化框架

数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度技术路线如图 1 所示。在数据驱动部分, 利用 XGBoost 模型捕捉影响 HFV 加氢需求的关键特征, 基于拼接前后向 LSTM 输出的 BiLSTM 模型生成短期氢负荷时间预测序列。在知识驱动部分, 将乡村配电网的电氢协同调度过程建模为考虑设备物理运行特性的滚动优化问题, 得到配电网最优运行策略和 EHIES 间氢气互济量; 建立宏观交通流模型 (macroscopic network model for traffic flow, METANET) 求解动态最优氢气运输路线, 以减少氢气运输延时效应对乡村配电网决策的负面影响。

2 数据驱动的氢负荷预测模型

为实现乡村配电网自身的安全、经济和可持续运行, 必须确保供电区域内能源供给与负荷需求的时空精确匹配。因此, 乡村 EHIES 需要跟随 HFV 的加氢需求预测结果制定生产计划。但乡村氢燃料汽车的用能行为受农业生产活动、乡村生活节奏、乡村旅游淡旺季等多重因素影响, 随机消费特征更为明显, 需基于包含 HFV 的历史加氢数据、气象信息和县乡道路交通流的多维数据构建预测模型。

将多维数据输入预测模型前, 通过 Z 分数法预处理数据集, 并填充、平滑或消除检测到的异常值, 以确保数据的质量和一致性^[31]。

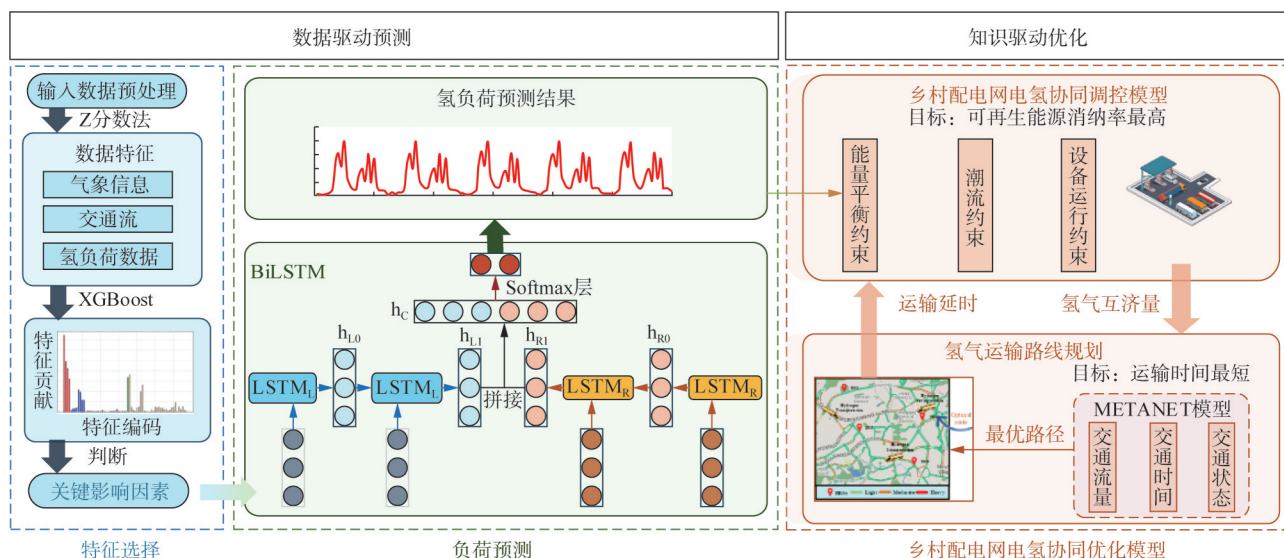


图 1 基于数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度技术路线

Fig. 1 Technical route for data-knowledge hybrid-driven coordinated dispatch of electric-hydrogen in rural distribution network

2.1 基于XGBoost的关键特征选择

多维异构数据集存在冗余特征, 考虑到数据的冗余特征会降低建模效率并影响预测精度, 因此需筛选出与氢负荷动态特性强相关的特征作为预测模型的输入。XGBoost采用树集成学习方式将多个弱分类器集成为强分类器, 能量化各特征重要性, 并据此进行排序^[32], 具体步骤如下。

1) 集成预测。通过集成多个弱分类器即单棵决策树的输出, 以累加其预测值的方式形成强分类器的最终结果。

$$\hat{y}_i = \sum_{k=1}^K f_k(\mathbf{x}_i) \quad (1)$$

式中: $\mathbf{x}_i$ 为第 i 个特征向量; $\hat{y}_i$ 为决策树模型的输出值, 即 $\mathbf{x}_i$ 的最终预测值; K 为决策树的数量; $f_k(\mathbf{x}_i)$ 为第 k 棵决策树对 $\mathbf{x}_i$ 的预测输出值。

2) 定义决策树模型的目标函数 F_{ob} 为:

$$F_{ob} = \sum_{i=1}^n L(y_i, \hat{y}_i) + \sum_{k=1}^K \Omega(f_k) \quad (2)$$

式中: y_i 为特征向量 $\mathbf{x}_i$ 的真实输出值; $L(y_i, \hat{y}_i)$ 为衡量 y_i 与 $\hat{y}_i$ 差异的损失函数; f_k 为第 k 棵决策树的映射函数; $\Omega(f_k)$ 为正则化惩罚项; n 为训练样本数量。

3) 决策树第 t 次迭代的预测值为前 $t-1$ 棵树的预测值 $\sum_{k=1}^{t-1} f_k(\mathbf{x}_i)$ 和当前树的预测值 $f_t(\mathbf{x}_i)$ 之和, 决策树模型的目标函数转化为 F_{ob1} , 即:

$$F_{ob1} = \sum_{i=1}^n L\left(y_i, \sum_{k=1}^{t-1} f_k(\mathbf{x}_i) + f_t(\mathbf{x}_i)\right) + \Omega(f_t) \quad (3)$$

为便于高效求解, 对 $L(y_i, \mathbf{x}_i)$ 采用二阶泰勒展开并忽略常数项, 从而将目标函数 F_{ob1} 转化为 F_{ob2} 。

$$F_{ob2} = \sum_{j=1}^T \left[G_j w_j + \frac{1}{2} (H_j + \lambda) w_j^2 \right] + \gamma T \quad (4)$$

式中: G_j 和 H_j 分别为叶节点 j 处所有损失函数的一阶导数和二阶导数之和; γ 和 λ 为超参数; w_j 为叶节点 j 的权重系数; T 为决策树的叶节点数量。

4) F_{ob2} 是关于 w_j 的二次函数, 求解可得最优解 F_{ob3} 与最优叶节点权重 w_j^* 如式(5)~(6)所示。

$$F_{ob3} = -\frac{1}{2} \sum_{j=1}^T \frac{G_j^2}{H_j + \lambda} + \gamma T \quad (5)$$

$$w_j^* = -\frac{G_j}{H_j + \lambda} \quad (6)$$

5) 根据贪婪准则计算所有可能的分裂点, 并选

择具有最大增益值 G_{ain} 的特征进行分裂。

$$G_{ain} = \frac{G_L^2}{H_L + \lambda} + \frac{G_R^2}{H_R + \lambda} - \frac{(G_L + G_R)^2}{H_L + H_R + \lambda} \quad (7)$$

式中: G_L 和 H_L 分别为分裂后左子叶节点上所有样本损失函数的一阶导数之和与二阶导数之和; G_R 和 H_R 分别为分裂后右子叶节点上所有样本损失函数的一阶导数之和与二阶导数之和。

6) 特征重要性评估计算。当 G_{ain} 值为负时表明已完成最优决策树的构建, 最优分裂已建立并停止分裂。因此, 特征 A 的贡献 G_{ainA} 如式(8)所示。

$$G_{ainA} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{T-1} G_{ainr,k}^2 \quad (8)$$

式中 $G_{ainr,k}^2$ 为第 k 棵决策树中第 t 个分裂节点增益值的平方。

7) 特征变量排序。

将所有特征变量按照各自重要性进行排序。

2.2 基于BiLSTM的氢负荷时间序列预测

BiLSTM 利用前向网络按时间正序提取负荷递延特征, 后向网络按时间逆序捕获多维因素(如交通流、气象等)的演变信息, 通过融合拼接前向隐藏状态与后向隐藏状态以增强模型的时序表征能力。其核心公式如式(9)所示。

$$h_t = \text{concat}(\vec{h}_t, \overleftarrow{h}_t) \quad (9)$$

式中: $\vec{h}_t$ 和 $\overleftarrow{h}_t$ 分别为 t 时段前向 LSTM 和后向 LSTM 的输出结果; $\text{concat}(\cdot)$ 表示对前后向 LSTM 进行拼接。

3 知识驱动的乡村配电网电氢协同优化模型

3.1 乡村配电网电氢双层滚动优化框架

乡村配电网电氢双层滚动优化框架如图 2 所示。乡村配电网中有接入分布式光伏(photovoltaics, PV)和风力发电机(wind turbine, WT)生产绿电, 并配置电储能(electricity energy storage, EES)平抑源荷双重不确定性造成的功率偏差。此外, 乡村配电网中还接入了集成 PV、WT、电解槽堆(electrolyzers, ELZs)、压缩机(compressor, CP)、EES 储氢罐(hydrogen storage tank, HST)的 EHIES 以满足 HFV 加氢需求。ESS/HST 共同构成 EHIES 的能量缓冲池, 然而受 ESS/HST 的容量限制, 单站难以匹配可再生能源发电与 HFV 加氢需求间的时空错位, 需通过 EHIES 间氢气互济缓解供需矛盾。

采用管式拖车进行县乡公路短途运氢, 实现 EHIES 间氢气互济。

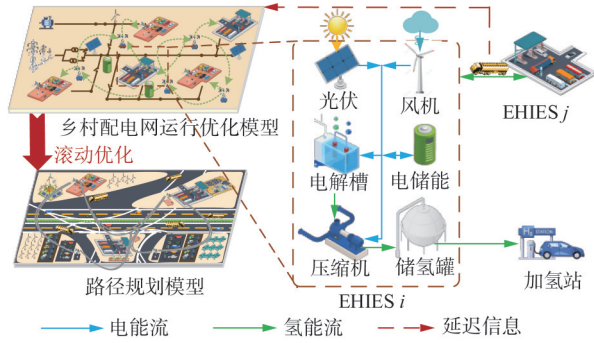


图 2 乡村配电网电氢协同双层滚动优化框架

Fig. 2 Rural distribution network electric-hydrogen coordination double-layer rolling optimization framework

将乡村配电网电氢协同调度过程建模为上下双层滚动优化模型。在上层模型中, 乡村配电网基于 XGBoost-BiLSTM 预测模型所得的 HFV 短期加氢需求预测序列, 制定最优调度策略, 并将站间的氢气互济量下发给下层的氢气运输规划模型。在下层模型中, 以上层给定的站间氢气互济需求为输入, 以站间氢气互济的运输时间最短为目标, 构建基于 METANET 的动态交通路径优化模型以刻画县乡道路网络中交通状态对运氢过程的影响。

3.2 EHIES 能源集线器模型

为了正确描述并量化 EHIES 运行过程中电氢能量的生产、转换、存储和与外部氢气交互, 建立了考虑氢气运输延时效应影响的能源集线器模型 (energy hub, EH), 如式 (10)–(14) 所示。

$$\mathbf{O}_{i,t} = \mathbf{M}_{i,t} \cdot \mathbf{V}_{i,t} \quad (10)$$

$$\mathbf{O}_{i,t} = \left[\begin{array}{c} P_{i,t}^{\text{EHIES}} \\ \sum_{j \in \Omega^{\text{EHIES}}_i} m_{i,j,t}^{\text{hg}} + (\Delta t_{i,j}^{\text{dl}}) \end{array} \right] \quad (11)$$

$$\Delta t_{i,j}^{\text{dl}} = \sum_{c \in C_{ij}} t_f^0 \left[1 + 0.15 \left(\frac{h_c}{Q_{c,t}^{\text{max}}} \right)^4 \right] \quad (12)$$

$$\mathbf{M}_{i,t} = \begin{bmatrix} \beta_i^{\text{PV}} & \beta_i^{\text{WT}} & 0 & 0 & 0 & -\eta_{\text{ch},i}^{\text{EES}} & \frac{1}{\eta_{\text{dis},i}^{\text{EES}}} & -1 & -1 & \beta_i^{\text{DN}} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -\eta_{\text{ch},i}^{\text{HST}} & \frac{1}{\eta_{\text{dis},i}^{\text{HST}} Q^{\text{hg}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$\mathbf{V}_{i,t} = \begin{bmatrix} (1 - \alpha_{i,t}^{\text{PV}}) P_{i,t}^{\text{PV}} & (1 - \alpha_{i,t}^{\text{WT}}) P_{i,t}^{\text{WT}} & m_{i,t}^{\text{ELZ}} & m_{i,t}^{\text{ch}} \\ m_{i,t}^{\text{dis}} & P_{i,t}^{\text{ch}} & P_{i,t}^{\text{dis}} & P_{i,t}^{\text{ELZ}} & P_{i,t}^{\text{CP}} & P_{i,t}^{\text{DN}} & L_{i,t}^{\text{HFV}} \end{bmatrix} \quad (14)$$

式中: $\mathbf{O}_{i,t}$ 为第 i 个乡村 EHIES 的 EH 模型能量输出矩阵; $P_{i,t}^{\text{EHIES}}$ 为 t 时段第 i 个 EHIES 的上网电功率; $\Delta t_{i,j}^{\text{dl}}$ 为在 t 时段从第 i 个 EHIES 运输氢气到第 j 个 EHIES 的延迟时间; Ω^{EHIES} 为配电网内接入的 EHIES 集合; $m_{i,j,t}^{\text{hg}} + (\Delta t_{i,j}^{\text{dl}})$ 为在 t 时段从第 i 个 EHIES 输送到第 j 个 EHIES 的氢气质量; t_f^0 为拖车在单元格中以自由流速度行驶通过单元格所需的基本时间; $Q_{c,t}^{\text{max}}$ 为 t 时段单元格 c 的最大流量容量; h_c 为单元格 c 中的实际交通流量; C_{ij} 为从第 i 个 EHIES 至第 j 个 EHIES 的运氢路径所经过的离散单元集合; $\mathbf{M}_{i,t}$ 为第 i 个 EHIES 的 EH 模型能量耦合矩阵, 包含了 EHIES 内部各种电氢设备的连接拓扑信息和稳态能量转换效率; β_i^{PV} 、 β_i^{WT} 和 β_i^{DN} 分别为第 i 个 EHIES 内的 PV 运行状态、WT 运行状态和乡村配电网连接状态; $\eta_{\text{ch},i}^{\text{EES}}$ 、 $\eta_{\text{dis},i}^{\text{EES}}$ 、 $\eta_{\text{ch},i}^{\text{HST}}$ 和 $\eta_{\text{dis},i}^{\text{HST}}$ 分别为第 i 个 EHIES 内 EES 的充/放电效率系数和 HST 的充/放气效率系数; Q^{hg} 为氢气热值; $\mathbf{V}_{i,t}$ 为第 i 个 EHIES 的 EH 模型的能量输入矩阵; $\alpha_{i,t}^{\text{PV}}$ 和 $\alpha_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为第 i 个 EHIES 的弃光和弃风率; $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 为 t 时段第 i 个 EHIES 的 PV 实际出力功率; $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 为 t 时段第 i 个 EHIES 的 WT 实际出力功率; $m_{i,t}^{\text{ELZ}}$ 、 $m_{i,t}^{\text{ch}}$ 和 $m_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为在 t 时段第 i 个 EHIES 中 ELZs 的产氢质量、ESS 的充/放气质量; $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ELZ}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{CP}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{DN}}$ 分别为 t 时段第 i 个 EHIES 内 EES 的充/放电功率、ELZs 的电解功率、CP 消耗功率和 EHIES 从电网购电量; $L_{i,t}^{\text{HFV}}$ 为 t 时段第 i 个 EHIES 需要满足 HFV 的加氢需求。

EHIES 内部电氢生产、储存和转换设备的稳态运行模型如式 (15)–(32) 所示。

$$\eta_i^{\text{hg}} = \eta_i^{\text{F}} \cdot \eta_i^{\text{u}} \quad (15)$$

$$\eta_i^{\text{u}} u_c = u_c + \chi_{\text{base}}^{\text{ELZ}} (T^{\text{ELZ}} - T_{\text{base}}^{\text{ELZ}}) \quad (16)$$

$$\eta_i^{\text{F}} = \frac{\chi_1^{\text{ELZ}} T^{\text{ELZ}} \left(\frac{P_{c,i,t}}{u_c A^{\text{ELZ}}} \right)^2}{\chi_2^{\text{ELZ}} T^{\text{ELZ}} + \left(\frac{P_{c,i,t}}{u_c A^{\text{ELZ}}} \right)^2} \quad (17)$$

$$P_{i,t}^{\text{ELZ}} = N_{c,i} P_{c,i,t} \quad (18)$$

$$m_{i,t}^{\text{ELZ}} Q^{\text{hg}} = N_{c,i} \eta_i^{\text{hg}} P_{c,i,t} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ELZ}} \leq P_{i,\text{max}}^{\text{ELZ}} \quad (20)$$

$$S_{\text{OE},i,t}^{\text{HST}} = S_{\text{OE},i,t-1}^{\text{HST}} + \frac{\Delta t^{\text{up}}}{m_i^{\text{ra}}} \left(\eta_{\text{ch},i}^{\text{HST}} m_{i,t}^{\text{ch}} - \frac{m_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis},i}^{\text{HST}}} \right) \quad (21)$$

$$\pi_{i,t}^{\text{HST}} = \frac{S_{\text{OE},i,t}^{\text{HST}} m_i^{\text{ra}} R T^{\text{HST}}}{V_i^{\text{ra}} M^{\text{hg}}} \quad (22)$$

$$S_{OEi, \min}^{\text{HST}} \leq S_{OEi, t}^{\text{HST}} \leq S_{OEi, \max}^{\text{HST}} \quad (23)$$

$$\pi_{i, \min}^{\text{HST}} \leq \pi_{i, t}^{\text{HST}} \leq \pi_{i, \max}^{\text{HST}} \quad (24)$$

$$0 \leq m_{i, t}^{\text{ch}} \leq m_{i, \max}^{\text{ch}} \quad (25)$$

$$0 \leq m_{i, t}^{\text{dis}} \leq m_{i, \max}^{\text{dis}} \quad (26)$$

$$P_{i, t}^{\text{CP}} = \frac{m_{i, t}^{\text{ch}} C^{\text{hg}} T_{\text{in}}^{\text{CP}} K^{\text{hg}}}{3600 \eta_i^{\text{CP}} (K^{\text{hg}} - 1)} \left[\left(\frac{\pi_{\text{out}, i, t}^{\text{CP}}}{\pi_{\text{in}, i, t}^{\text{CP}}} \right)^{\frac{K^{\text{hg}} - 1}{K^{\text{hg}}}} - 1 \right] \quad (27)$$

$$\pi_{\text{out}, i, \min}^{\text{CP}} \leq \pi_{\text{out}, i, t}^{\text{CP}} \leq \pi_{\text{out}, i, \max}^{\text{CP}} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i, t}^{\text{CP}} \leq P_{i, \max}^{\text{CP}} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i, t}^{\text{DN}} \leq P_{i, \max}^{\text{DN}} \quad (30)$$

$$g^{\text{EES}}(P_{i, t}^{\text{ch}}, P_{i, t}^{\text{dis}}) \leq 0 \quad (31)$$

$$g^{\text{RES}}(P_{i, t}^{\text{PV}}, P_{i, t}^{\text{WT}}) \leq 0 \quad (32)$$

式中: η_i^{hg} 、 η_i^{f} 和 η_i^{u} 分别为EHIES在 t 时段的氢气生产效率、法拉第效率和电压效率; $P_{c, i, t}$ 为 t 时段第 i 个EHIES的ELZs中单个ELZ的电解功率; u_c 为ELZ的标准电解电压; A^{ELZ} 为电极横截面积; χ_1^{ELZ} 和 χ_2^{ELZ} 均为电解槽温度特性参数; T^{ELZ} 为ELZ的实际运行温度; $\chi_{\text{base}}^{\text{ELZ}}$ 为ELZ的标准温变参数; $T_{\text{base}}^{\text{ELZ}}$ 为ELZ的标准参考温度; $N_{c, i}$ 为在第 i 个EHIES的ELZs中ELZ的数量; $P_{i, \max}^{\text{ELZ}}$ 为ELZs的最大电解功率; $S_{OEi, t}^{\text{HST}}$ 、 $S_{OEi, \min}^{\text{HST}}$ 和 $S_{OEi, \max}^{\text{HST}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES中HST的能量状态、HST能量状态的下限和上限; m_i^{ra} 和 V_i^{ra} 分别为第 i 个EHIES中HST所能储存氢气的额定质量和额定体积; $\eta_{\text{ch}, i}^{\text{HST}}$ 和 $\eta_{\text{dis}, i}^{\text{HST}}$ 分别为第 i 个EHIES中HST的充气/放气效率系数; $m_{i, t}^{\text{ch}}$ 和 $m_{i, t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES中HST的充气/放气质量; Δt^{up} 为滚动时域优化的时间间隔; $\pi_{i, t}^{\text{HST}}$ 、 $\pi_{\text{out}, i, \max}^{\text{CP}}$ 和 $\pi_{\text{out}, i, \min}^{\text{CP}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES中HST的运行气压, 运行气压的上下限; R 为理想气体常数; T^{HST} 为HST额定运行温度; M^{hg} 为氢气摩尔质量; $m_{i, \max}^{\text{ch}}$ 和 $m_{i, \max}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES中HST充放气质量流的上限; C^{hg} 为氢气比热容常数; $T_{\text{in}}^{\text{CP}}$ 为注入到压缩机的氢气温度; K^{hg} 为氢气的等熵指数; η_i^{CP} 为第 i 个EHIES中CP的运行效率系数; $\pi_{\text{in}, i, t}^{\text{CP}}$ 和 $\pi_{\text{out}, i, t}^{\text{CP}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES中的CP进出口气压; $\pi_{\text{out}, i, \max}^{\text{CP}}$ 和 $\pi_{\text{out}, i, \min}^{\text{CP}}$ 为 t 时段第 i 个EHIES中的CP进出口气压的上下限; $P_{i, \max}^{\text{CP}}$ 为 t 时段第 i 个EHIES中的CP的耗电功率上限, $P_{i, t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{i, t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段第 i 个EHIES内EES的充/放功率; $P_{i, \max}^{\text{DN}}$ 为第 i 个EHIES从乡村配电网购电的功率上限; $P_{i, t}^{\text{PV}}$ 和 $P_{i, t}^{\text{WT}}$ 分别为在 t 时段第 i 个EHIES中PV和WT的出

力; $g^{\text{EES}}(\cdot)$ 为电储能运行可行域约束函数, 用于统一表示电储能荷电状态演化、充放电功率边界以及充放电互斥等约束; $g^{\text{RES}}(\cdot)$ 为可再生能源机组运行可行域约束函数, 用于表示PV和WT的出力边界及运行状态约束。

式(15)—(20)为EHIES中ELZs的运行约束。从式(18)—(19)中可以看出, 通过调整输入ELZs的电解功率 $P_{i, t}^{\text{ELZ}}$ 可以改变 $m_{i, t}^{\text{ELZ}}$, 进而实现对ELZs产氢量的柔性控制; 式(20)表明ELZs的电解功率应当小于额定电解功率以免设备过载。式(21)—(26)为EHIES中HST的运行约束。式(23)—(24)表明HST的 $S_{OEi, t}^{\text{HST}}$ 和 $\pi_{i, t}^{\text{HST}}$ 应分别保持在由 $[S_{OEi, \min}^{\text{HST}}, S_{OEi, \max}^{\text{HST}}]$ 和 $[\pi_{i, \min}^{\text{HST}}, \pi_{i, \max}^{\text{HST}}]$ 组成的安全运行边界中以免设备损坏。同样, 式(25)—(26)表明HST在 t 时段内的充放气质量应当小于各自上限。式(27)表示在 t 时段通过CP将质量为 $m_{i, t}^{\text{ch}}$ 的氢气压缩入HST所消耗的电能。式(28)表示CP出口气压应当被限制在安全运行范围 $[\pi_{\text{out}, i, \min}^{\text{CP}}, \pi_{\text{out}, i, \max}^{\text{CP}}]$ 。式(29)表示CP的耗电功率应当小于额定功率以免超负荷运行。式(30)表明从电网传输到EHIES的功率应当不超过联络线的额定功率以免发生线路过载。式(30)—(32)表明EES和风光机组应处于额定运行状态。

3.3 考虑电氢协同的乡村配电网运行优化模型

3.3.1 乡村配电网电氢协同运行优化模型

乡村配电网电氢协同运行优化模型如图3所示。利用第2节中氢负荷预测模型估算HFV在滚动期 T^{up} 内的实时加氢需求。基于氢负荷时空分布特性的预测结果, 配电运营商(distribution network operator, DNO)以整个供电区域内的可再生能源消纳率最高为目标函数并制定最优调度策略, 如式(33)所示。

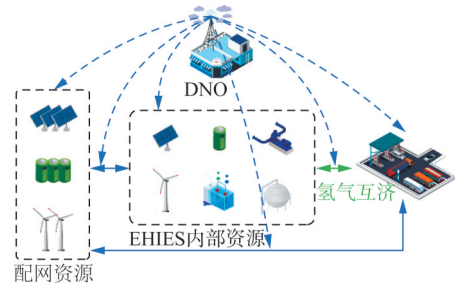


图3 乡村配电网电氢协同运行优化模型

Fig. 3 Optimization model of electricity-hydrogen cooperative operation in rural distribution network

$$\min f^{\text{DNO}} = \sum_{t=t_0}^{t_0+T^{\text{up}}} \left[\sum_{i \in \Omega^{\text{EHIES}}} (\beta_i^{\text{PV}} \alpha_{i,t}^{\text{PV}} + \beta_i^{\text{WT}} \alpha_{i,t}^{\text{WT}}) + \sum_{p \in \Omega^{\text{PV}}} \beta_p^{\text{PV}} \alpha_{p,t}^{\text{PV}} + \sum_{w \in \Omega^{\text{WT}}} \beta_w^{\text{WT}} \alpha_{w,t}^{\text{WT}} \right] \Delta t^{\text{up}} \quad (33)$$

式中: Ω^{PV} 和 Ω^{WT} 分别为乡村配电网中光伏和风机集合; t_0 为滚动时域的初始时间点; T^{up} 为滚动时域范围的长度; f^{DNO} 为上层滚动优化时域内乡村配电网及各 EHIES 中光伏、风电机组弃光率与弃风率的累计值, 用于表征整个供电区域的可再生能源消纳程度; $\alpha_{i,t}^{\text{PV}}$ 和 $\alpha_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为第 i 个 EHIES 内 PV 和 WT 在 t 时段的弃光率和弃风率; $\alpha_{p,t}^{\text{PV}}$ 和 $\alpha_{w,t}^{\text{WT}}$ 分别为乡村配电网中第 p 个独立 PV 机组和第 w 个独立 WT 机组在 t 时段的弃光率和弃风率; β_i^{PV} 、 β_i^{WT} 、 β_p^{PV} 和 β_w^{WT} 分别为相应 PV 或 WT 机组的运行状态参数, 机组投入运行时取 1, 否则取 0。DNO 所制定的运行策略应当满足系统潮流约束、电氢功率平衡约束和设备运行约束。为保证精度同时降低计算复杂度, 采用 Dist-Flow 模型计算乡村配电网潮流。配电网的支路电流和节点电压应满足以下安全约束。

$$(\underline{I}_{nm})^2 \leq l_{nm,t} \leq (\overline{I}_{nm})^2 \quad (34)$$

$$(\underline{U}_m)^2 \leq v_{m,t} \leq (\overline{U}_m)^2 \quad (35)$$

$$\forall n, m \in N^{\text{DN}}, \forall nm \in E^{\text{DN}} \quad (36)$$

式中: N^{DN} 为配电网节点集合; E^{DN} 为配电网支路集合; $l_{nm,t}$ 为在 t 时段配电网支路 nm 的电流幅值平方; $v_{m,t}$ 为在 t 时段配电网节点 m 的电压幅值平方; $\underline{I}_{nm}$ 和 $\overline{I}_{nm}$ 分别为支路 nm 的 $l_{nm,t}$ 下限和上限; $\underline{U}_m$ 和 $\overline{U}_m$ 分别为 $v_{m,t}$ 的下限和上限。

为保证乡村配电网内的氢能平衡, 每个时段内供方 EHIES 送出氢气量 $m_{i,j,t}^{\text{hg}}$ 与受方 EHIES 接受氢气量 $m_{j,i,t}^{\text{hg}}$ 之和应为 0, 如式(37)所示。

$$\begin{cases} m_{i,j,t}^{\text{hg}} + m_{j,i,t}^{\text{hg}} = 0, \\ \forall t \in \Omega^{\text{T}}, i \in \Omega^{\text{EHIES}}, j \in \Omega^{\text{EHIES}}/i \end{cases} \quad (37)$$

3.3.2 知识驱动的动态路径规划模型

建立 METANET 模型描述县乡路网的动态交通流状态, 将连续的路网离散化为若干具有动态速度—密度关系的路段单元, 同时结合交通流密度、车辆行驶速度和路段流量等关键变量, 反映交通流在不同时间和空间位置上的演变规律与分布特征^[33]。

首先, 对整个交通网络进行时空划分。DNO 将运氢行程时间 T 离散化为小的时间间隔, 如式

(38)所示。

$$T = \{ 0, \Delta t, 2\Delta t, \dots, M\Delta t \} \quad (38)$$

式中: Δt 为交通状况不会发生显著变化的短時間间隔; M 为足够大的整数。

进一步在每个 Δt 内将交通网络的每个路段划分为多个定向路段离散单元, ΔL 为每个离散单元的长度。在 t 时段的每个离散单元 r 的交通状态 $S_r(t)$ 如式(39)所示。

$$S_r(t) = (\rho_r(t), q_r(t), v_r(t)) \quad (39)$$

式中 $\rho_r(t)$ 、 $q_r(t)$ 和 $v_r(t)$ 分别为时段 t 离散单元 r 的交通流密度、流量和速度。

经过时空划分后, 将整个氢气运输网络抽象化为由节点和离散单元构成的拓扑结构, 用有向图 G^T 表示如式(40)所示。

$$G^T = (V^T, A^T) \quad (40)$$

式中: V^T 和 A^T 分别为节点集和组成所有道路离散单元集, V^T 包含了所有的起点、各离散单元节点和终点; 上标 T 表示集合内部元素是时变的。

更新各离散单元 r 的 $\rho_r(t)$ 、 $q_r(t)$ 和 $v_r(t)$ 。根据在 t 时段内离散单元 r 的 $\rho_r(t)$ 及 $q_r(t)$ 变化情况确定 $t+1$ 时段该单元的 $v_r(t+1)$, 如式(41)~(44)所示。

$$\rho_r(t+1) = \rho_r(t) + \frac{\Delta t}{\Delta L} [q_r^{\text{in}}(t) - q_r^{\text{out}}(t)] \quad (41)$$

$$q_r(t) = \rho_r(t) v_r(t) \quad (42)$$

$$V(\rho_r(t)) = v_f \exp \left[-\frac{1}{\alpha} \left(\frac{\rho_r(t)}{\rho_{\text{cr}}} \right)^\alpha \right] \quad (43)$$

$$\begin{aligned} v_r(t+1) = v_r(t) + \frac{\Delta t}{\tau} [V(\rho_r(t)) - v_r(t)] + \\ \frac{\Delta t}{\Delta L} v_r(t) [v_{r-1}(t) - v_r(t)] - \\ \frac{v \Delta t}{\tau \Delta L} \frac{\rho_{r+1}(t) - \rho_r(t)}{\rho_r(t) + \kappa} \end{aligned} \quad (44)$$

式中: $q_r^{\text{in}}(t)$ 、 $q_r^{\text{out}}(t)$ 分别为 t 时段流入、流出离散单元 r 的交通流量; $V(\rho_r(t))$ 为 t 时段交通流的期望速度, 指在行驶过程中对交通流平衡状态的期望; v_f 为自由流速度; ρ_{cr} 为路段 r 的临界密度; α 为 $V(\rho_r(t))$ 与交通密度 $\rho_r(t)$ 间单调递减关系的非线性参数; v 、 τ 和 κ 均为模型参数, 分别表示期望常数、驾驶员调整时间常数和补偿系数。

最后, 基于知识驱动的动态交通路径优化方法制定 EHIES 间的最优运氢路径。在考虑交通流量守

恒和METANET模型约束的前提下,以EHIES间运氢时间和最小为目标,建立动态交通路径优化模型,如式(45)–(49)所示。

$$f_{ht} = \min \sum_{\substack{t \in T \\ h \in \Omega^{HT} \\ r \in A^t}} \frac{\Delta L}{v_r(t)} \cdot x_{hr}(t) \quad (45)$$

$$0 \leq \rho_r(t) \leq \rho_{jam} \quad (46)$$

$$v_{min} \leq v_r(t) \leq v_{free} \quad (47)$$

$$q_r(t) = \rho_r(t) v_r(t) \leq Q^{\max} \quad (48)$$

$$\sum_{r \in \mathcal{L}_{out}(n)} q'_{out, rn} = \sum_{r \in \mathcal{L}_{in}(n)} q'_{in, rn} \quad (49)$$

式中: f_{ht} 为路径规划模型的目标函数; T 为运氢时段集合; Ω^{HT} 为运氢拖车集合; $x_{hr}(t) = 0$ 表示拖车 h 在时段 t 不选择离散单元 r , 否则表示选择; ρ_{jam} 为离散单元 r 的交通流量密度上限; v_{min} 和 v_{free} 分别为时段 t 离散单元 r 的交通流速度下限/上限; $Q^{\max}$ 为在时段 t 离散单元 r 的交通流量上限; $q'_{out, rn}$ 和 $q'_{in, rn}$ 分别为 t 时段离散单元 r 流出/流入节点 n 的交通流量; $\mathcal{L}_{out}(n)$ 和 $\mathcal{L}_{in}(n)$ 分别为流出/流入节点 n 的离散单元集合。

式(47)–(48)表示各离散单元在任意时段的密度、流量和速度需满足物理边界约束,确保交通流参数不超过道路通行能力极限。式(49)为节点流量守恒约束,通过流入流出流量的平衡保证交通流分配的时空连续性。

4 算例分析

4.1 系统参数

依托某乡村示范区验证本文所提出的策略。上层模型基于预测结果使用 Gurobi 求解器进行求解,下层模型以上层确定的氢气互济量为输入,使用麻雀搜索算法求解动态最优氢气运输路线。其中4个EHIES位于某县乡区域的交通路网中,EHIES1—4分别为乡村旅游区、农业生产区、居民聚集区、风光富集区,其空间分布如图4所示。

乡村配电网各节点基础电负荷采用标准 IEEE 33 节点测试系统的节点负荷数据,并结合典型日负荷曲线生成逐时电负荷序列^[34]。乡村配电网及EHIES中分布式资源的技术参数分别列于表2—3。其中, S_{OCmin}^{EES} 、 S_{OCmax}^{EES} 和 S_{OC0}^{EES} 分别为乡村配电网中电储能的荷电状态下限、上限和初始值; $S_{OCi, min}^{EES}$ 、 $S_{OCi, max}^{EES}$ 和 $S_{OCi, 0}^{EES}$ 分别为第 i 个EHIES中电储能的荷电

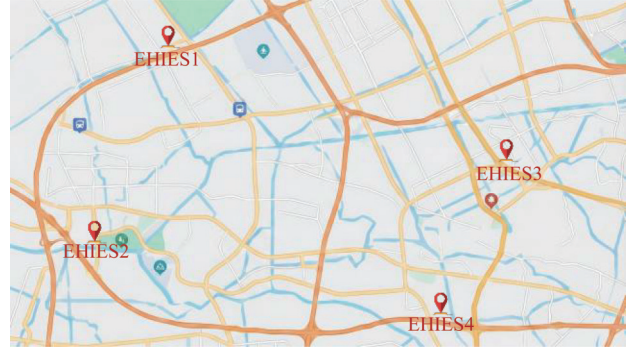


图4 EHIES间氢气互济的交通网络拓扑

Fig. 4 Transportation network topology for H_2 trading among EHIES

状态下限、上限和初始值; $S_{OEi, 0}^{HST}$ 为第 i 个EHIES中储氢罐的能量初始状态。

表2 乡村配电网中分布式资源技术参数

Tab. 2 Technical parameters of RESs in rural distributed network

资源	技术参数	位置
PV	$P_{max}^{PV} = 10 \text{ MW}$	8、12、17、18、29
WT	$P_{max}^{WT} = 5 \text{ MW}, E_i^{EES} = 6 \text{ MWh}$	11、16、21、23、31
EES	$P_{max}^{ch} = P_{i, max}^{dis} = 1.5 \text{ MW}$ $S_{OCmin}^{EES} = 0.2, S_{OCmax}^{EES} = 0.95$ $S_{OC0}^{EES} = 0.5, \eta_{ch}^{EES} = \eta_{dis}^{EES} = 0.95$	2、5、11、29、32

将多维异构数据集按时间先后顺序,以8:1:1划分为训练集、验证集与测试集,并引入5折交叉验证机制。预测模型的底层网络超参数均基于网格搜索算法,以验证集上的RMSE最小化为目标进行全局寻优。XGBoost设置迭代次数为100,学习率为0.1,最大树深度控制为6;BiLSTM设置双向网络层数为3层,隐藏层神经元节点数为64,Dropout率设为0.1。

4.2 仿真结果分析

4.2.1 关键特征筛选结果与贡献度分析

基于XGBoost对多维异构数据的贡献度评估如图5所示。从图5中可以看出,乡村氢负荷的影响特征重要性呈现显著梯队分布规律。历史氢负荷与滞后24 h氢负荷重要性量化值分别达0.450和0.280,两者的特征重要度之和达到0.73,是影响氢负荷预测的绝对核心特征,深刻揭示了乡村加氢需求具有极强的时序惯性与日周期规律。环境湿度、环境风速、光照辐照度,单特征重要性均低于0.01,属于可剔除的噪声冗余特征。设定累计特征

表 3 各 EHIES 中电氢设备技术参数

Tab. 3 Technical parameters of electric-hydrogen equipment in

EHIES 1-4			
EHIES	设备	技术参数	电网节点
1	PV	$P_{1,t,\max}^{\text{PV}}=5 \text{ MW}$	21
	WT	$P_{1,t,\max}^{\text{WT}}=5 \text{ MW}$	
	ELZ	$P_{1,\max}^{\text{ELZ}}=3 \text{ MW}$	
	CP	$P_{1,\max}^{\text{CP}}=750 \text{ kW}, \eta_1^{\text{CP}}=0.7$	
	EES	$P_{1,\max}^{\text{ch}}=P_{1,\max}^{\text{dis}}=300 \text{ kW}$ $S_{\text{OC1},\min}^{\text{EES}}=0.2, S_{\text{OC1},\max}^{\text{EES}}=0.95, S_{\text{OC1},0}^{\text{EES}}=0.5,$ $E_1^{\text{EES}}=1500 \text{ kWh}, \eta_{\text{ch},1}^{\text{EES}}=\eta_{\text{dis},1}^{\text{EES}}=0.95$	
	HST	$m_1^{\text{ra}}=1000 \text{ kg}, S_{\text{OE1},\min}^{\text{HST}}=0.2, S_{\text{OE1},\max}^{\text{HST}}=0.9,$ $S_{\text{OE1},0}^{\text{HST}}=0.45, \pi_{\text{out},1,\min}^{\text{HST}}=100 \text{ atm}, \pi_{\text{out},1,\max}^{\text{HST}}=$ $350 \text{ atm}, \pi_{1,0}^{\text{HST}}=213 \text{ atm}, \eta_{\text{ch},1}^{\text{HST}}=\eta_{\text{dis},1}^{\text{HST}}=0.97$	
2	PV	$P_{2,t,\max}^{\text{PV}}=5 \text{ MW}$	24
	WT	$P_{2,t,\max}^{\text{WT}}=5 \text{ MW}$	
	ELZ	$P_{2,\max}^{\text{ELZ}}=7.5 \text{ MW}$	
	CP	$P_{2,\max}^{\text{CP}}=1875 \text{ kW}, \eta_2^{\text{CP}}=0.7$	
	EES	$P_{2,\max}^{\text{ch}}=P_{2,\max}^{\text{dis}}=750 \text{ kW},$ $S_{\text{OC2},\min}^{\text{EES}}=0.2, S_{\text{OC2},\max}^{\text{EES}}=0.95,$ $S_{\text{OC2},0}^{\text{EES}}=0.5, E_2^{\text{EES}}=3750 \text{ kWh}, \eta_{\text{ch},2}^{\text{EES}}=\eta_{\text{dis},2}^{\text{EES}}=$ $0.95,$	
	HST	$m_2^{\text{ra}}=1875 \text{ kg}, S_{\text{OE2},\min}^{\text{HST}}=0.2, S_{\text{OE2},\max}^{\text{HST}}=0.95,$ $S_{\text{OE2},0}^{\text{HST}}=0.55, \pi_{\text{out},2,\min}^{\text{HST}}=100 \text{ atm}, \pi_{\text{out},2,\max}^{\text{HST}}=$ $350 \text{ atm}, \pi_{2,0}^{\text{HST}}=238 \text{ atm}, \eta_{\text{ch},2}^{\text{HST}}=\eta_{\text{dis},2}^{\text{HST}}=$ 0.97	
3	PV	$P_{3,t,\max}^{\text{PV}}=5 \text{ MW}$	15
	WT	$P_{3,t,\max}^{\text{WT}}=5 \text{ MW}$	
	ELZ	$P_{3,\max}^{\text{ELZ}}=3 \text{ MW}$	
	CP	$P_{3,\max}^{\text{CP}}=1250 \text{ kW}, \eta_3^{\text{CP}}=0.7,$	
	EES	$P_{3,\max}^{\text{ch}}=P_{3,\max}^{\text{dis}}=500 \text{ kW},$ $S_{\text{OC3},\min}^{\text{EES}}=0.2, S_{\text{OC3},\max}^{\text{EES}}=0.95,$ $S_{\text{OC3},0}^{\text{EES}}=0.5, E_3^{\text{EES}}=2500 \text{ kWh}, \eta_{\text{ch},3}^{\text{EES}}=\eta_{\text{dis},3}^{\text{EES}}=$ 0.95	
	HST	$m_3^{\text{ra}}=1250 \text{ kg}, S_{\text{OE3},\min}^{\text{HST}}=0.2, S_{\text{OE3},\max}^{\text{HST}}=0.95,$ $S_{\text{OE3},0}^{\text{HST}}=0.55, \pi_{\text{out},3,\min}^{\text{HST}}=100 \text{ atm}, \pi_{\text{out},3,\max}^{\text{HST}}=$ $350 \text{ atm}, \pi_{3,0}^{\text{HST}}=238 \text{ atm},$ $\eta_{\text{ch},3}^{\text{HST}}=\eta_{\text{dis},3}^{\text{HST}}=0.97$	
4	PV	$P_{4,t,\max}^{\text{PV}}=10 \text{ MW}$	29
	WT	$P_{4,t,\max}^{\text{WT}}=8 \text{ MW}$	
	ELZ	$P_{4,\max}^{\text{ELZ}}=3 \text{ MW}$	
	CP	$P_{4,\max}^{\text{CP}}=2 \text{ MW}, \eta_4^{\text{CP}}=0.7,$	
	EES	$P_{4,\max}^{\text{ch}}=P_{4,\max}^{\text{dis}}=800 \text{ kW},$ $S_{\text{OC4},\min}^{\text{EES}}=0.2, S_{\text{OC4},\max}^{\text{EES}}=0.95,$ $S_{\text{OC4},0}^{\text{EES}}=0.5, E_4^{\text{EES}}=4000 \text{ kWh}, \eta_{\text{ch},4}^{\text{EES}}=\eta_{\text{dis},4}^{\text{EES}}=$ $0.95,$	
	HST	$m_4^{\text{ra}}=2000 \text{ kg}, S_{\text{OE4},\min}^{\text{HST}}=0.2, S_{\text{OE4},\max}^{\text{HST}}=0.95,$ $S_{\text{OE4},0}^{\text{HST}}=0.7, \pi_{\text{out},4,\min}^{\text{HST}}=100 \text{ atm}, \pi_{\text{out},4,\max}^{\text{HST}}=$ $350 \text{ atm}, \pi_{4,0}^{\text{HST}}=275 \text{ atm}, \eta_{\text{ch},4}^{\text{HST}}=\eta_{\text{dis},4}^{\text{HST}}=0.97$	

贡献率 95 % 为截取阈值, 选取排名前 5 的变量作为关键特征集, 剔除了环境温湿度等长尾特征。

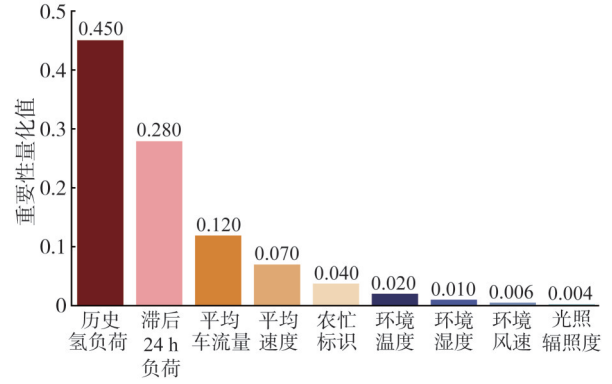


图 5 特征贡献度评估结果

Fig. 5 Feature contribution degrees evaluation result

由表 4 可知, 基于关键特征筛选的策略 2 有效平衡了降维去噪与信息增益, 其预测精度最高: 相较于采用全量特征输入从而引入弱相关长尾变量导致过拟合的策略 3, 策略 2 通过剔除环境温湿度等无效干扰, 使 RMSE 值和 MAE 值显著下降了约 18.9 % 和 29.8 %; 同时, 相较于仅依赖单一历史负荷输入而在面对突发波动产生滞后与偏差的策略 1, 策略 2 通过保留交通流量、农事调度等外部非线性驱动因素, 有效弥补了单一时序输入丢失交叉协同信息的缺陷, 使 RMSE 值和 MAE 值平均分别下降了约 12.4 % 和 9.3 %。

表 4 不同策略下预测结果的 MAE 值与 RMSE 值对比

Tab. 4 Comparison of MAE and RMSE under different

strategies				
EHIES	指标	核心特征	关键特征	全特征
1	RMSE 值	7.427	5.771	9.793
	MAE 值	5.589	4.868	8.063
2	RMSE 值	7.523	6.283	7.836
	MAE 值	5.986	5.322	8.965
3	RMSE 值	8.785	8.424	8.435
	MAE 值	6.350	5.995	6.910
4	RMSE 值	4.680	4.364	5.105
	MAE 值	3.720	3.434	4.620

消融实验结果充分证明, 在小样本、高波动的乡村用能场景下, 基于 XGBoost 的关键特征筛选机制在免除冗余变量干扰的同时, 增强了 BiLSTM 模型应对多源异构非线性波动的捕捉能力, 显著提升了氢负荷预测精度。

4.2.2 EHIES 氢负荷预测结果对比分析

图 6 为乡村 EHIES 的氢负荷预测值对比结果, 表 5 为预测结果的 MAE 值与 RMSE 值对比。由表 5 结果分析可知, XGBoost-BiLSTM 组合模型对 4 个 EHIES 氢负荷预测结果要优于其他模型: 与依赖单变量历史数据进行线性外推的 ARIMA 模型相比, 所建模型通过融合交通、农事等外部特征精准捕捉突发波动, RMSE 值和 MAE 值平均降低了约 49.4 % 和 46.1 %; 与全局时空表征能力强但缺乏显式特征筛选机制的 Informer 和 Transformer 相比, 所建模型通过筛选强协同核心特征并剔除冗余长尾变量, 规避了乡村场景下的维度灾难与计算噪声, 因此 MAE 值分别降低了约 34.7 % 和 30.44 %; 采用“通道独立”编码机制的 PatchTST 模型虽有效克服了 Informer 和 Transformer 的多变量过拟合, 却易丢失跨变量交叉协同信息, 所建模型通过 XGBoost 精准量化并显式保留了气象、交通与历史负荷间的非线性交叉作用, 较好适配了高度依赖多源特征强耦合的乡村用能场景, 因此 RMSE 值和 MAE 值平均分别降低了约 10.2 % 和 12.5 %; 相较于单向传播的 XGBoost-LSTM 组合, 本文方法通过 BiLSTM 双向信息流机制完整捕获了氢负荷时间序列中过去与未来状态的上下文依赖关系, 促使 RMSE 平均降低了 37.69 %。

4.2.3 氢气时序平衡结果分析

图 7 给出了典型日内 EHIES1—4 的氢气时间序列平衡结果, 展示了电解槽制氢量、储氢罐储氢与放氢量、站间氢气互济量以及氢负荷变化情况。可以看出, 在不同时间段, 各 EHIES 通过电解制氢、储氢罐充放氢以及站间氢气调配等多种方式实现氢气供需平衡。当可再生能源出力较高时, 部分能源站利用富余电力进行电解制氢, 并通过储氢罐进行

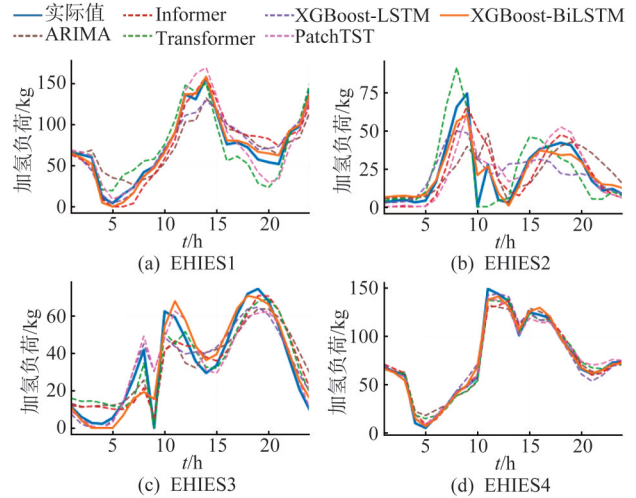


图 6 乡村 EHIES1—4 的氢负荷预测值对比结果

Fig. 6 Comparative prediction results of H_2 loads at rural EHIES 1—4

储存; 而在氢负荷增加或可再生能源出力下降时段, 则通过储氢罐放氢或站间氢气互济来满足氢气需求。因此本文所提出的调度策略, 能够协调各能源站之间的氢能供需关系, 实现氢气资源在系统内的灵活调配, 反映各能源站内部制氢-储氢-互济-用氢之间的动态平衡关系。基于上述氢气时序平衡关系, 进一步对各能源站之间的氢气互济情况进行分析。

4.2.4 氢气互济结果分析

各 EHIES 间的氢气互济结果如图 8 所示, 图 8 中正值表示该 EHIES 外送氢气, 负值表示接受氢气。EHIES4 位于乡村风光资源富集区, 加氢需求较低且风光机组装机容量较大, 因此不仅无需接受外站氢气, 还能实现完全外供氢气。相较而言, EHIES1 位于乡村旅游区, 用氢需求较高, 必须接收其他站氢气才能维持运行, 且该站全程未向其他站输送氢气。

由于农业生产区加氢时间与风光出力时段匹

表 5 预测结果的 MAE 值与 RMSE 值对比

Tab. 5 Comparative prediction results between MAE and RMSE values

EHIES	1		2		3		4	
Index	RMSE 值	MAE 值	RMSE 值	MAE 值	RMSE 值	MAE 值	RMSE 值	MAE 值
ARIMA	19.351	13.387	16.022	10.910	12.215	8.093	6.764	5.681
Informer	16.224	11.332	13.118	8.375	10.841	7.268	5.810	4.765
Transformer	16.378	11.345	13.375	8.867	9.317	7.025	5.153	4.206
XGBoost-LSTM	14.374	8.616	13.367	9.273	9.543	6.984	5.562	4.741
PatchTST	10.503	6.929	9.825	7.218	9.004	6.613	4.916	3.936
XGBoost-BiLSTM	5.771	4.868	6.283	5.322	8.424	5.995	4.364	3.434

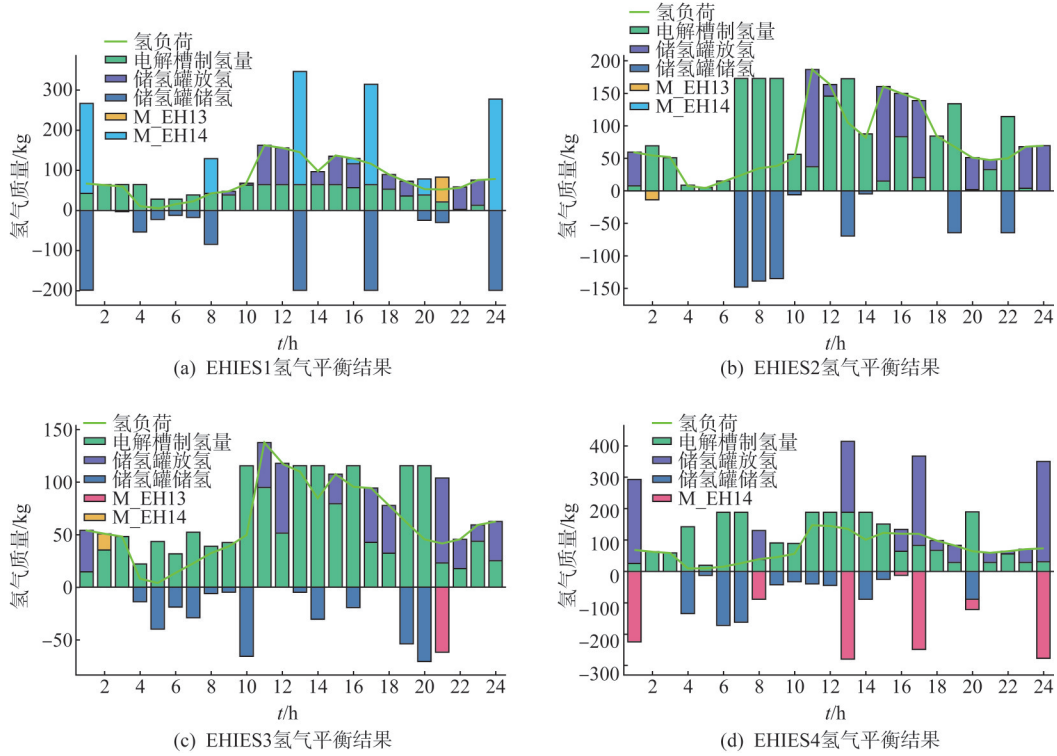


图7 EHIES1—4氢能时序平衡图

Fig. 7 Hydrogen temporal balance diagrams for EHIES 1—4

配,居民聚集区用氢需求相对稳定, EHIES2(农业生产区)和EHIES3(居民聚集区)在大部分时段都维持自平衡,较少参与氢气互济。在第2时段, EHIES2向EHIES3存在少量氢气外送。该时段处于凌晨,农事活动尚未集中开展, EHIES2即时用氢需求较低,且后续农业用氢与日间光伏制氢时段匹配性较好,具备少量可调配氢气余量;而EHIES3清晨通勤车辆用氢需求即将增加,本地可再生能源出力尚未充分形成;考虑到EHIES2后续仍需保障农业生产用氢,该时段仅调配其不影响本地供氢的阶段性富余氢气,因此互济量较小,主要体现为对居民聚集区清晨用氢需求的局部补充。在第21时段, EHIES3向EHIES1进行了短暂的氢气外送,该时段风电出力呈现夜间攀升特性,因此EHIES3利用富余风电制氢产生了盈余;同时, EHIES1正值观光公交车夜间集中回站加氢的高峰期,在满足本地供氢需求的前提下, EHIES3将该部分富余氢气调度至需求较高的EHIES1。

4.2.5 路径规划对比分析

将图4县乡交通网络建模为如图9所示METANET模型,交通道路由多个路段单元组成,

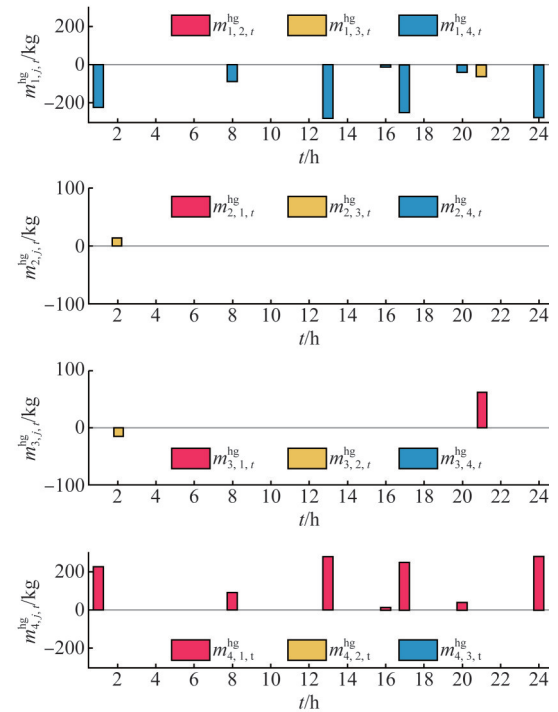


图8 EHIES间氢气互济结果

Fig. 8 Results of H₂ sharing among EHIES

每个路段单元的长度设置为3 km,运氢车辆以60 km/h的自由流速度通过单个路段单元需3 min。

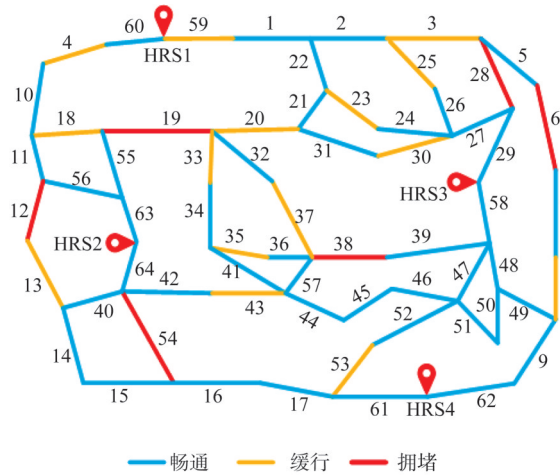


图9 交通网络METANET模型

Fig. 9 Transformed METANET model corresponding to the transportation network

采用知识驱动路径规划模型与Dijkstra最短路径模型的对比结果如表6所示。当站间道路交通状态较稳定时,路段速度变化较小,Dijkstra算法得到的最短路径与本文模型得到的最短路径基本保持一致;当站间运输经过交通流波动较强的路段时,部分距离较短路径会因交通密度升高和平均车速下降而失去时间优势,本文模型会根据METANET交通流演化方程更新各路段单元的密度、速度和流量状态,再以氢气运输时间最小为目标确定最优运氢路径,主动规避局部拥堵路段,选择实际通行时间更短的替代路径。所提模型相较于Dijkstra算法平均行驶时间缩短了18.644%,说明知识驱动模型的引入能够有效缩短运氢路径规划的运输时间。

本文进一步设置了运输延迟扰动场景进行分析,如图10所示。在接收到车辆延迟信息后,立即根据更新后的交通状态与各EHIES供需状态重新求解调度方案,DNO不再从EHIES4调度氢气到EHIES1,同时协调EHIES2、EHIES3对EHIES4增运氢气进行补氢支撑,从而维持系统整体氢能供需平衡。该结果表明,本文方法能够识别并响应交通延时引起的运输时长偏差,在运输不确定性存在条件下仍具备较好的调度自适应能力。

4.2.6 乡村配电网运行结果对比

为证明所提数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度策略先进性,设置了3种不同的乡村配电网调度策略进行对比分析。场景1:采用第1节中考虑EHIES间氢气互济的配电网电氢协同调度

表6 运氢路线与运送时间

Tab. 6 H₂ transportation route and travel times

交通模型	起始地	目的地	路线	时间/min
知识驱动模型	EHIES1	EHIES2	60-4-10-11-56-63	19
	EHIES1	EHIES4	59-1-2-25-26-27-29-58-48-49-9-62	36
	EHIES2	EHIES4	64-40-14-15-16-17-61	20
	EHIES3	EHIES1	29-27-26-25-2-1-59	23
	EHIES3	EHIES2	58-47-46-45-44-43-42-64	28
	EHIES3	EHIES4	58-47-52-53-61	18
Dijkstra	EHIES1	EHIES2	60-4-10-11-56-63	19
	EHIES1	EHIES4	59-1-2-3-5-6-7-8-9-62	41
	EHIES2	EHIES4	64-54-16-17-61	22
	EHIES3	EHIES1	29-28-3-2-1-59	30
	EHIES3	EHIES2	58-39-38-57-43-42-64	40
	EHIES3	EHIES4	58-47-52-53-61	25

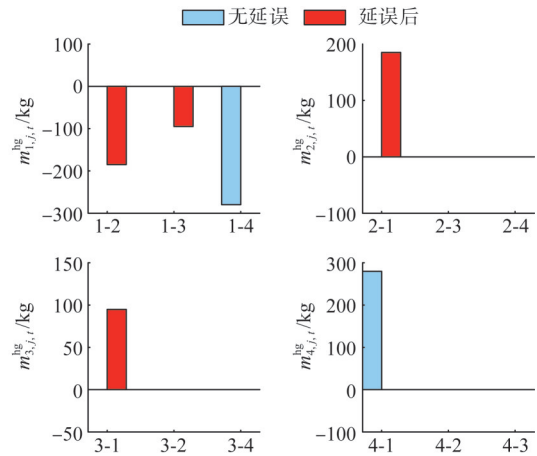


图10 运输延迟对调度决策影响

Fig. 10 Impact of transportation delays on scheduling decisions

策略;场景2:DNO不会根据实际源荷动态调整调度策略,EHIES间采用静态互济;场景3:DNO不组织EHIES间氢气互济,仅依靠上级电网填补源荷不确定性导致的功率缺额。各场景下乡村配电网运行结果对比分析结果如表7所示。

从表7可得,场景1下整个乡村配电网的RES消纳率最高。与场景2相比,场景1下乡村配电网可再生能源消纳率提高了6.3%;与场景3相比,可再生能源消纳率提高了16.8%。得益于滚动优

表 7 场景 1—3 的运行结果比较

Tab. 7 Comparison of running results with schemes 1—3

参数	场景 1	场景 2	场景 3
可再生能源消纳率	92.68	87.19	79.32

化机制, 场景 1 下 DNO 可根据 RES 实际出力和 EHIES 实际氢负荷更新最优调度策略, 动态制定相适应的多 EHIES 协同氢气互济方案, 富余的风光资源用于制氢支援其他 EHIES, 充分挖掘乡村配电网对 RES 的消纳潜力; 而场景 2 受限于静态互济模式, 无法实时响应乡村配电网运行状态变化, 面对源荷不确定性导致的功率缺额时其灵活性不足, 无法充分利用风光资源, 因而出现明显的弃风弃光现象。至于场景 3, 完全依赖电网供电以弥补功率缺口, 本地风光资源仅用于满足本地电氢需求, 无法通过 EHIES 间氢气互济实现风光资源的空间转移与协同消纳, 因此其弃风弃光情况最为严重。

4.2.7 经济性分析

对典型日氢气互济过程中的运氢成本与消纳收益进行了测算对比, 其中运氢成本综合考虑了燃料消耗、人工费用、车辆折旧维修及调度管理等费用, 如表 8 所示。结果表明, 使用本文的互济策略产生的消纳提升收益能够覆盖运氢互济过程引入的运氢开销, 说明所提电氢协同调度策略在提升可再生能源消纳能力的同时具有良好的工程经济可行性。

表 8 典型日运氢成本与消纳收益

Tab. 8 Typical daily hydrogen transportation cost and accommodation revenue

运氢成本	燃料成本 /元	人工成本 /元	其他成本(折 旧维护+调度 管理)/元	典型日总运 氢成本/元
	2 560	3 840	10 304	16 704
消纳提升收 益	消纳提升 /%	额外消纳电 量/MWh	等效电量收益 /(元·kWh ⁻¹)	消纳提升收 益/元
	13.36	66.8	0.3	20 040

5 结论

本文提出了一种数据-知识混合驱动“预测-优化”框架下的乡村配电网电氢协同调度策略, 适配乡村可再生能源丰富、用能分散、交通条件特殊的

特点, 通过 EHIES 间氢气互济提升乡村配电网可再生能源消纳率。主要结论如下。

1) 数据驱动的 XGBoost-BiLSTM 预测模型能够显著提升乡村 EHIES 氢负荷预测精度, 与仅基于历史数据的 Informer 和 Transformer 相比, MAE 值平均降低了 34.7 % 和 30.44 %, 与 PatchTST 相比 RMSE 值和 MAE 值平均分别降低了约 10.2 % 和 12.5 %。

2) 知识驱动的基于 METANET 动态交通流模型的路径优化方法, 充分适配乡村交通流特点, 在考虑行驶距离和实时交通状态后, 确定 EHIES 间氢气互济最优路径, 与 Dijkstra 最短路径选择方法相比, 其平均行驶时间缩短了 18.644 %。

3) 数据-知识混合驱动的乡村配电网电氢协同调度策略通过 EHIES 间的氢气互济实现了绿氢的跨空间利用, 有效提升了乡村配电网对可再生能源的消纳能力。相较于无互济策略, 该策略可提升 RES 消纳率 16.8 %。

未来研究将聚焦于构建多主体参与的电氢双向交易机制与电网辅助服务市场下的竞价、博弈协同模式, 以探索乡村 EHIES 作为独立商业主体的运营模式, 助力乡村能源经济可持续发展。

参考文献

- [1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806–2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806–2819.
- [2] 尚磊, 严文博, 董旭柱, 等. 乡村分布式智慧能源系统的形态内涵与关键技术[J]. 高电压技术, 2026, 52(2): 605–617.
SHANG Lei, YAN Wenbo, DONG Xuzhu, et al. Rural distributed smart energy system with electric energy as the core hub: ideas and framework [J]. High Voltage Engineering, 2026, 52(2): 605–617.
- [3] 耿铁牛. 考虑电氢储能的乡村多能源系统规划方法研究[D]. 沈阳: 沈阳工业大学, 2023.
- [4] LI B, CHEN M, MA Z, et al. Modeling integrated power and transportation systems: impacts of power-to-gas on the deep decarbonization [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2677–2693.
- [5] 全子涵, 任洲洋, 吴建中, 等. 考虑 HFCV 加氢不确定性的电-氢-交通系统多主体博弈运行[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(2): 154–164.
TONG Zihan, REN Zhouyang, WU Jianzhong, et al. Multi-agent game operation of electricity-hydrogen-transportation system considering HFCV hydrogen refueling uncertainty [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(2): 154

- 164.
- [6] DING J, GAO C, SONG M, et al. Optimal operation of multi-agent electricity-heat-hydrogen sharing in integrated energy system based on Nash bargaining[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023(148): 108930.1 - 108930.10.
 - [7] ZHANG K, LUO Y, FU Y, et al. A hierarchical multi-timeframe multi-energy sharing framework for a self-sustained energy-transportation nexus[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(1): 1034 - 1047.
 - [8] 孟衡, 张涛, 王金, 等. 基于多尺度时空图卷积网络与 Transformer 融合的多节点短期电力负荷预测方法[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4297 - 4311.
MENG Heng, ZHANG Tao, WANG Jin, et al. Multi-node short-term power load forecasting method based on multi-scale spatiotemporal graph convolution network and transformer[J]. Power System Technology, 2024, 48(10): 4297 - 4311.
 - [9] 刘翼飞, 崔承刚. 基于地基云图云量特征的光伏发电功率区间预测[J]. 南方电网技术, 2023, 17(2): 92 - 100.
LIU Yifei, CUI Chenggang. Interval prediction for short-term solar power based on cloud features of ground-based cloud images[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(2): 92 - 100.
 - [10] BAN M, BAI W, SONG W, et al. Optimal scheduling for integrated energy-mobility systems based on renewable-to-hydrogen stations and tank truck fleets[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2666 - 2676.
 - [11] TAO Y, QIU J, LAI S, et al. Coordinated planning of electricity and hydrogen networks with hydrogen supply chain for fuel cell electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(2): 1010 - 1023.
 - [12] ZHANG K, ZHOU B, OR S W, et al. Optimal coordinated control of multi-renewable-to-hydrogen production system for hydrogen fueling stations[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2728 - 2739.
 - [13] 谭笑, 华栋. 源荷协同下计及电转氢和电动汽车的含风电配网日前优化调度[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 144 - 155, 166.
TAN Xiao, HUA Dong. Day-ahead optimal dispatch of wind power distribution network with P2H and EVs in consideration of source-load coordination[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(4): 144 - 155, 166.
 - [14] WANG J, AN Q, ZHAO Y, et al. Role of electrolytic hydrogen in smart city decarbonization in China[J]. Applied Energy, 2023(336): 120699.1 - 120699.9.
 - [15] 姜飞, 肖昌麟, 易子木, 等. 含光伏与生物质能的生态农业综合能源系统多能协同及低碳运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1352 - 1364.
JIANG Fei, XIAO Changlin, YI Zimu, et al. Multi-energy cooperation and low-carbon operation strategy of eco-agricultural integrated energy system containing photovoltaic and biomass energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1352 - 1364.
 - [16] ABOMAZID A M, EI-TAWHEEL N A, FARAG H E Z. Optimal energy management of hydrogen energy facility using integrated battery energy storage and solar photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1457 - 1468.
 - [17] LI J, LI G, MA S, et al. Modeling and simulation of hydrogen energy storage system for power-to-gas and gas-to-power systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023, 11(3): 885 - 895.
 - [18] 严干贵, 李洪波, 段双明, 等. 基于模型参数辨识的储能电池状态估算[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(24): 8145 - 8154.
YAN Gangui, LI Hongbo, DUAN Shuangming, et al. Energy storage battery state estimation based on model parameter identification[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 8145 - 8154.
 - [19] 周军, 常恒, 梁光川, 等. 基于氢供应链优化的加氢站选址与用氢成本分析[J]. 可再生能源, 2023, 41(7): 861 - 867.
ZHOU Jun, CHANG Heng, LIANG Guangchuan, et al. Hydrogen station location and hydrogen consumption cost analysis based on hydrogen supply chain optimization[J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(7): 861 - 867.
 - [20] PENG Q, WANG X, KUANG Y, et al. Hybrid energy sharing mechanism for integrated energy systems based on the Stackelberg game[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 911 - 921.
 - [21] GUEDES W, OLIVEIRA C, SOARES T A, et al. Collective asset sharing mechanisms for PV and BESS in renewable energy communities[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2024, 15(1): 607 - 616.
 - [22] WU Z, WANG J, ZHONG H, et al. Sharing economy in local energy markets[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023, 11(3): 714 - 726.
 - [23] LIU N, TAN L, SUN H, et al. Bilevel heat - electricity energy sharing for integrated energy systems with energy hubs and prosumers[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022, 18(6): 3754 - 3765.
 - [24] YAN N, ZHONG Y, LI X, et al. Energy management method of electricity heat hydrogen multi-coupling system for retired power battery echelon utilization in microgrids[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2021, 31(8): 1 - 5.
 - [25] GUO H, GONG D, ZHANG L, et al. Hierarchical game for low-carbon energy and transportation systems under dynamic hydrogen pricing[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2023, 19(2): 2008 - 2018.
 - [26] 杨家辉, 闫庆友, 郭红珍. 计及氢能多元需求的工业园区综合能源系统经济低碳运行[J]. 广东电力, 2025, 38(1): 51 - 62.
YANG Jiahui, YAN Qingyou, GUO Hongzhen. Economic and low-carbon operation of integrated energy system in industrial park considering multi-demand of hydrogen energy[J]. Guangdong Electric Power, 2025, 38(1): 51 - 62.
 - [27] 郑连华, 文中, 邱智武, 等. 计及光热电站和氢储能的综合能源系统低碳优化运行[J]. 电测与仪表, 2025, 62(2): 9 - 15.
ZHENG Lianhua, WEN Zhong, QIU Zhiwu, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering solar thermal power plants and hydrogen storage[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(2): 9 - 15.
 - [28] 刘文昕, 方家琨, 胡可崴, 等. 计及氢气-天然气混输的气电综合能源系统动态最优能流计算[J]. 电工技术学报, 2023, 38(S1): 1 - 17.
LIU Wenxin, FANG Jiakun, HU Kewei, et al. Dynamic optimal energy flow in the integrated natural gas and electrical

- power systems considering hydrogen-blended transient transportation process[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(S1): 1 – 17.
- [29] 王书征, 单婷婷, 赵洋, 等. 考虑不同制氢方法的高速公路加氢站布局规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(4): 9 – 17.
- WANG Shuzheng, SHAN Tingting, ZHAO Yang, et al. Layout planning of highway hydrogen refueling station considering different hydrogen production methods[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(4): 9 – 17.
- [30] SUN G, LI G, LI P, et al. Coordinated operation of hydrogen-integrated urban transportation and power distribution networks considering fuel cell electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2652 – 2665.
- [31] SUN Z, WANG Z, CHEN Y, et al. Modified relative entropy-based lithium-ion battery pack online short-circuit detection for electric vehicle [J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2022, 8(2): 1710 – 1723.
- [32] ZHANG S, ZHANG D, QIAO J, et al. Preventive control for power system transient security based on XGBoost and DCOPE with consideration of model interpretability [J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(2): 279 – 294.
- [33] 冯旭康. 混合交通流下高速公路可变限速控制研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2023.
- [34] ZHANG K, XIE J, LIU N. Hybrid knowledge and data-driven hydrogen trading for renewable-dominated hydrogen refueling stations [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2025, 61(1): 1658 – 1674.

收稿日期: 2026-01-30; 网络首发日期: 2026-07-30

作者简介:

林心昊(1991), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为有源配电网调控和配电自动化, linxh2@csg.cn;

喻磊(1985), 男, 高级工程师(教授级), 博士, 研究方向为分布式电源并网运行控制及智能配电网, yulei@csg.cn;

马银锋(2002), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电氢综合能源系统, yinfengma@ncepu.edu.cn.

(上接第40页 Continued from Page 40)

- YANG Xiaohui, DENG Yeheng, WANG Xiaopeng, et al. Low-Carbon economic dispatching of regional integrated energy system with CHP-CCS-P2G coupling based on carbon trade-green certificate joint trading mechanism [J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(6): 244 – 254.
- [28] YANG X, WU C, HUANG Z, et al. A two-stage dynamic planning for rural hybrid renewable energy systems under coupled carbon-green certificate trading [J]. Energy, 2025 (316): 134336.1 – 134336.12.
- [29] 覃文力, 荣娜. 基于全生命周期法的含氢能梯级利用综合能源系统优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(4): 145 – 154.
- QIN Wenli, RONG Na. Low-carbon and economical optimal scheduling of an integrated energy system with hydrogen energy cascade based on a whole life cycle approach[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(4): 145 – 154.
- [30] 方仍存, 杨洁, 周奎, 等. 计及全生命周期碳成本的园区综合能源系统优化规划方法[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 135 – 146.
- FANG Rencun, YANG Jie, ZHOU Kui, et al. An optimal planning method for park IES considering life cycle carbon cost [J]. Electric Power, 2022, 55(12): 135 – 146.
- [31] 厉松芮. 农村混合可再生能源系统运行优化模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2024.
- [32] 史伟平, 莫峻, 杨辉, 等. 碳交易机制下基于合作博弈的综合能源系统经济性分析[J]. 南方电网技术, 2025, 19(7): 182 – 194.
- SHI Weiping, MO Jun, YANG Hui, et al. Economic analysis of integrated energy system based on cooperative game under carbon trading mechanism [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(7): 182 – 194.

收稿日期: 2026-01-07; 网络首发日期: 2026-04-13

作者简介:

谭文雄(1999), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行优化, wxtan@email.ncu.edu.cn;

杨晓辉(1978), 男, 教授, 博士, 研究方向为新能源并网控制、电力电子在新能源中的应用, yangxiaohui@ncu.edu.cn;

熊永康(1992), 男, 副教授, 博士, 研究方向为主动配电网规划, yongkang_xiong@ncu.edu.cn.