

基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价机制

黄加阳¹, 随权², 关苏敏³, 廖伟⁴, 王仲源¹, 刘孟琦¹, 曹文学¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 郑州大学电气与信息工程学院, 郑州 450001; 3. 中国长江电力股份有限公司, 湖北 宜昌 443002; 4. 国网湖北省电力有限公司, 武汉 430077)

摘要: 为缓解新能源“弃风弃光”问题, 提出了一种基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价方法。首先, 阐释了江河水路氢链运行机理, 同时设计了其参与氢能市场的决策架构。在此基础上提出基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价机制。其中, 上层以日运行收益最大为目标, 建立了考虑氢气压缩机精细化功率调节的江河水路氢链运行模型; 下层以最大化社会福利为目标, 建立了考虑多主体竞价的氢能市场出清模型。继而, 基于KKT条件对模型进行重构, 并利用对偶理论和大M法将模型转化为经典的混合整数线性规划(mix-integer linearization programming, MILP)问题, 实现对模型的高效求解。算例分析结果表明, 较之传统方法, 所提策略能够提高系统运行经济性不低于5.4%。所提策略为氢链运行和氢能市场交易提供了一个新的视角。

关键词: 江河水路氢链; 新能源站; 氢气市场; 双层决策模型; 压缩机

Market Bidding Mechanism of River Waterway Hydrogen Chain Based on Two-Layer Decision Model

HUANG Jiayang¹, SUI Quan², GUAN Sumin³, LIAO Wei⁴, WANG Zhongyuan¹, LIU Mengqi¹, CAO Wenxue¹

(1. School of Electrical and New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China; 2. School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China; 3. China Yangtze Power Co., Ltd., Yichang, Hubei 443002, China; 4. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China)

Abstract: In order to effectively alleviate the problem of "abandoning wind and light" of new energy, a market bidding method for hydrogen chain of rivers and waterways based on a two-layer decision-making model is proposed. Firstly, the operation mechanism of the hydrogen chain of rivers and waterways is explained, and the decision-making structure for its participation in the hydrogen energy market is designed. On this basis, a bidding mechanism for hydrogen chain market in rivers and waterways based on a two-layer decision-making model is proposed. Among them, the upper level aims to maximize the daily operating income, and establishes a hydrogen chain operation model considering the fine power adjustment of hydrogen compressors. With the goal of maximizing social well-being, the lower level establishes a hydrogen energy market clearance model considering multi-agent bidding. Then, the model is reconstructed based on the KKT condition, and the model is transformed into a classic mix-integer linearization programming (MILP) problem by using duality theory and large M method to achieve efficient solution of the model. The results of case analysis show that compared with the traditional method, the proposed strategy can improve the operation economy of the system by no less than 5.4%. The proposed strategy provides a new perspective for hydrogen chain operation and hydrogen energy market trading.

Key words: hydrogen chain of rivers and waterways; new energy station; hydrogen market; two-layer decision model; compressor

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52307149); 国家重点研发计划资助项目(2024YFE0199400)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52307149); the National Key Research and Development Program of China (2024YFE0199400).

0 引言

随着“双碳”目标的推进实施,如何高效消纳新能源、提升电力系统的灵活性成为一个挑战^[1]。绿氢作为一种绿色低碳二次能源,具有高能量密度、清洁环保等显著优点^[2]。随着电转氢技术的发展,绿氢受到广泛关注^[3-6]。不仅可以用于交通领域充当氢能源汽车的燃料,还能作为长周期储能手段^[7],促进电力系统能量供需平衡。因此,推动氢能市场发展建设对于提高新能源利用率、增强电力系统的灵活性具有重要的现实意义。

在氢能系统运行优化方面的研究已取得许多卓有成效的研究成果,为氢能市场的开发建设奠定了良好的基础。例如,文献[8]提出了一种基于纳什均衡的光-储耦合制氢系统优化控制方法,对光伏出力、储能电池组充放电功率和混合电解槽输入功率进行调控分配。文献[9]设计了一种基于动态调节电解槽制氢效率的氢网运行策略,降低了氢网实际运行成本。文献[10]探究了氢-天然气混合燃料在高压输气管网中的传输特性,并通过调整氢-天然气混合比例优化压缩机能耗。文献[11]提出了一种考虑移动电氢资源多区互济的负荷恢复方法,建立多区域电氢资源互济模型,初步验证了短距离运氢的经济性。文献[12]在构建长管拖车时空运氢模型的基础上提出了计及可再生能源、电制氢储氢站、电氢负荷的综合能源系统联合调度方法。文献[13]探讨了芬兰偏远地区可再生能源制氢-输氢方法,进而对比了管道输氢、公路/铁路输氢和电网输电模式的成本差异。文献[14]充分考虑高速公路车辆用氢需求,建立了考虑氢运输成本和车辆流动效应的高速公路沿线加氢站运行模型。文献[15]基于天然气管道掺氢运输的构想提出了考虑变压吸附效应的高纯氢获取方法。文献[16]制定了天然气管道掺氢输送统一分析框架,并探究了量化氢注入浓度对管道效率、材料寿命及环境经济性的影响。文献[17]采用凸近似方法刻画纯氢管道输氢动态特性,构建了电-氢潮流联合优化模型,验证了管网协同运行的经济性。内河船舶运氢在容量和成本上均具有显著的优势,如文献[18]聚焦于水路氢能运输与电网协同优化,提出了一种基于电氢综合系统的灵活能量转移策略,文献[19]提出了一种电-氢-热综合系统短期调度策略,通过水电站调峰辅助氢

能船舶在枯水期通航,优化水路氢能运输。然而,上述文献鲜有考虑压缩机功率分级调节潜力,无法充分适配灵活多变的氢能加注需求,导致严重的资源浪费。此外,上述工作通常假设氢能需求和销售价格固定,忽视了其他氢能源运营商参与下氢能市场供需调节效应和价格动态出清机理。

随着进一步研究,已有学者注意到氢能的市场交易机制,并开展了诸多探索性工作。例如,文献[20]深入分析了余电上网和余电制氢两种模式下微电网系统全生命周期经济性,但其采用固定销售价格,未设计市场主体竞价策略,无法反映市场竞争特性。文献[21]采用Stackelberg博弈理论,探究了一种电、热、氢综合能源系统优化调度模型,但交易对象主要面向电能和热能,忽视了氢能交易需求,也未考虑氢能的运输环节对市场交易的影响。相似的,文献[22]提出了基于Stackelberg模型的直流微电网多市场参与调度方法,实现运营商利润提升的同时降低了用户成本,但优化模型未覆盖氢能运输环节,导致实际运用场景有限。文献[23]提出了港口运营商多区域投资规划框架,量化欧洲4港口风光制氢的平准化成本,但氢气采用固定出售价格,未体现市场竞争对氢气定价的影响。文献[24]设计了基于区块链的氢能双向动态定价机制,通过跨链技术实现电-氢市场联动,但该机制依赖预设的倾向因子调整价格,未考虑多主体市场竞争竞价因素,导致价格形成有失偏颇。文献[25-26]提出了动态氢气定价策略,其中动态氢定价仅通过线性调整因子控制,缺乏对市场博弈、供需弹性的刻画,导致定价策略灵活性有限。可见,现有研究鲜有构建多利益主体博弈框架,利益分配存在失衡。其次,鲜有综合考虑氢能生产、储运、交易环节的时空协同关系,导致实际应用价值有限。

为此,本文提出了一种基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价机制。首先,通过构建新能源站参与氢气市场的双层决策框架将水路运输优势与氢气市场深度融合,在此基础上提出了能够刻画江河水路氢链决策和市场出清特征的多主体博弈竞价机制,最后利用KKT技术对下层模型进行转化,结合上层模型形成经典的混合整数线性规划实现了对调度模型的高效求解。本文的主要创新点如下。

1) 提出基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价机制,实现了制氢-储运-交易一体化,在提

升社会福祉的同时最大化新能源厂站的收益。

2) 量化分析了氢能压缩机动态能耗特性, 建立了能够灵活适配氢能加注需求的氢气压缩机功率分级调节模型。

1 江河水路氢链参与市场决策架构

图 1 展示了各市场参与者的利益逻辑关系图。由图 1 可知, 江河水路氢链由新能源制氢站(含新能源机组、制氢设备、压缩机、储氢罐, 本文统称为新能源站)和运氢船舶组成。新能源发电可以直接并入电网赚取收益, 也能用于制备绿氢, 进而储存在储氢罐中。随后, 运氢船舶将氢气运输至各个加氢站, 并与传统氢能源供应商进行市场竞争, 共同满足氢能用户需求。

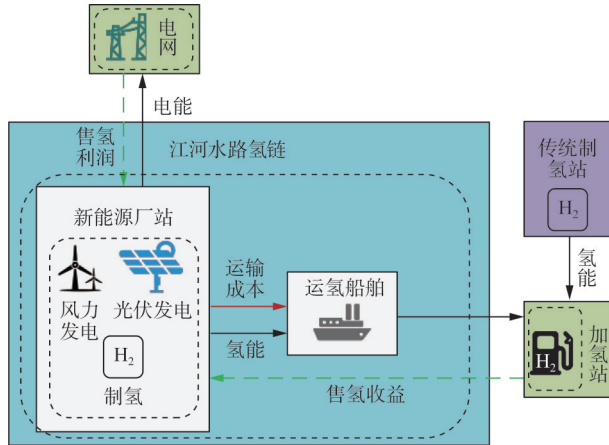


图 1 新能源厂站各主体利益逻辑图

Fig. 1 Logic diagram of the interests of each subject of new energy plants and stations

新能源站上网电量、制氢量、氢价以及船舶的运输路线等均可调节, 需要统筹优化提高江河水路氢链的运行经济性。为此, 本文参考文献[27]设计了江河水路氢链供应商参与氢气市场双层决策架构, 如图 2 所示。架构上层综合考虑新能源站发电功率分配、船舶运载氢量守恒等因素, 通过评估市场统一出清价格确定最优上网电量、竞标氢量及对应氢价。架构下层引入独立系统运营机构(independent system operator, ISO)^[28], 其根据新能源站、其他售氢方和购氢方的竞标信息撮合交易, 实现市场出清。双层决策架构充分考虑了市场参与者的交易需求, 有效促进了氢市场资源高效配置。

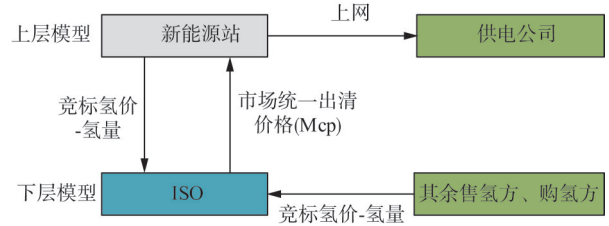


图 2 江河水路氢链参与氢气市场双层决策架构

Fig. 2 Dual-layer decision-making framework diagram of river and waterway hydrogen chains in the hydrogen market

2 江河水路氢链市场竞价模型

2.1 江河水路氢链上层决策模型

1) 目标函数

上层模型旨在实现新能源站的收益最大化, 具体收益 f 由售电收益、售氢收益、船舶运输成本及设备损耗成本构成, 如式(1)所示。

$$f = \max \sum_t \sum_i \left\{ \lambda_t Q_{i,t}^G + \lambda_t^e P_{i,t}^{\text{up}} - \sum_k C_{k,t}^{\text{hv}} - C_{i,t}^{\text{life}} \right\} \quad (1)$$

式中: λ_t 为氢气市场统一出清价格(market clearing price, MCP); $Q_{i,t}^G$ 为 t 时刻新能源站点 i 在氢气市场中的中标氢气量, kg; λ_t^e 为 t 时刻上网电价; $P_{i,t}^{\text{up}}$ 为 t 时刻新能源站点 i 上网总功率; $C_{k,t}^{\text{hv}}$ 为船舶 k 在 t 时刻的运输成本; $C_{i,t}^{\text{life}}$ 为新能源站点 i 的制氢设备在 t 时刻的寿命衰减总成本。

2) 约束条件

新能源站电能主要有 4 个去向, 包括平价上网、电解制氢、压缩机用能和弃电。江河水路氢链功率平衡约束如式(2)—(4)所示, 其中式(2)表示功率平衡约束; 式(3)为上网电量限制; 式(4)表示弃电量非负。

$$P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{PV}} = P_{i,t}^{\text{hpe}} + P_{i,t}^{\text{com}} + P_{i,t}^{\text{up}} + P_{i,t}^{\text{loss}} \quad (2)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{up}} \leq P_{\text{max}}^{\text{up}} \quad (3)$$

$$P_{i,t}^{\text{loss}} \geq 0 \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 为第 i 个新能源站的风机 t 时刻的实际发电功率; $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 为光伏实际发电功率; $P_{i,t}^{\text{hpe}}$ 为电解槽的制氢功率; $P_{i,t}^{\text{com}}$ 为新能源站压缩机的压缩功率; $P_{i,t}^{\text{up}}$ 为新能源站 i 在 t 时刻的上网功率, 考虑到新能源站的发电量充足, 且从电网购电价格较高, 所以新能源站不向电网购电制氢, 即上网功率不为负; $P_{i,t}^{\text{loss}}$ 为无法消纳而舍弃的电功率; $P_{\text{max}}^{\text{up}}$ 为上网通道容量限制。

制氢设备运行约束如式(5)—(6)所示, 其中式

(5)表示制氢量与制氢功率之间的等量关系;式(6)表示对制氢功率的限制。

$$Q_{i,t}^{\text{hpe}} = \eta^{\text{h}} \cdot P_{i,t}^{\text{hpe}} \quad (5)$$

$$P_{i,\min}^{\text{hpe}} \leq P_{i,t}^{\text{hpe}} \leq P_{i,\max}^{\text{hpe}} \quad (6)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{hpe}}$ 为第 i 个新能源站在 t 段时间的制氢量; η^{h} 为电氢转化率, 约为 16.67 kg/MWh; $P_{i,\min}^{\text{hpe}}$ 和 $P_{i,\max}^{\text{hpe}}$ 分别为电解槽的最小和最大电解功率。

为实现氢能压缩机精细化运行, 定义布尔变量 $u_{i,t}^{\text{com},n}$ 表示氢气压压缩机运行功率档位, 其运行约束如式(7)–(8)所示。

$$P_{i,t}^{\text{com}} = \sum_{n=1}^N (u_{i,t}^{\text{com},n} P_{i,m}^{\text{com},n}) \quad (7)$$

$$\sum_{n=1}^N u_{i,t}^{\text{com},n} \leq 1 \quad (8)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{com}}$ 为氢气压压缩机的实际工作功率; $P_{i,m}^{\text{com},n}$ 为压缩机的额定工作功率; $u_{i,t}^{\text{com},n}$ 为布尔型变量, n 为压缩机工作于第 n 档状态; N 为压缩机最大可调控档位数量。

当船舶不能及时到达站点时, 可将制得的氢气储存于氢气缓冲罐中, 再经压缩机压缩后充入集装箱储氢罐, 船舶到达站点后可直接对集装箱储氢罐进行装载运输, 如图3所示。

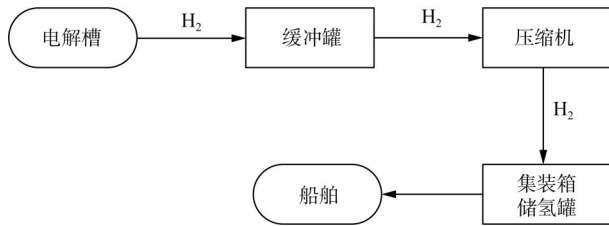


图3 制氢流程图

Fig. 3 Hydrogen production flow chart

具体模型如式(9)–(15)所示。其中, 式(9)表示临时缓冲罐储氢量平衡; 式(10)表示压缩机氢气压缩量约束; 式(11)–(12)为临时缓冲罐储氢状态约束; 式(13)表示储氢罐储氢量平衡; 式(14)–(15)为储氢罐储氢状态约束。

$$Q_{i,t}^{\text{ht}} = Q_{i,t-1}^{\text{ht}} + Q_{i,t}^{\text{hpe}} - P_{i,t}^{\text{com}}/E^{\text{com}} \quad (9)$$

$$P_{i,t}^{\text{com}}/E^{\text{com}} \leq Q_{i,t}^{\text{ht}} \quad (10)$$

$$Q_{i,0}^{\text{ht}} = Q_{i,T}^{\text{ht}} \quad (11)$$

$$Q_{i,\min}^{\text{ht}} \leq Q_{i,t}^{\text{ht}} \leq Q_{i,\max}^{\text{ht}} \quad (12)$$

$$Q_{i,t}^{\text{hs}} = Q_{i,t-1}^{\text{hs}} + P_{i,t}^{\text{com}}/E^{\text{com}} - Q_{i,t-1}^{\text{G}} \quad (13)$$

$$Q_{i,0}^{\text{hs}} = Q_{i,T}^{\text{hs}} \quad (14)$$

$$Q_{i,\min}^{\text{hs}} \leq Q_{i,t}^{\text{hs}} \leq Q_{i,\max}^{\text{hs}} \quad (15)$$

式中: T 为调度周期, 本文为 24 h; $Q_{i,t}^{\text{ht}}$ 为 t 时刻 i 站点的临时缓冲罐实时储氢量; $Q_{i,t,\min}^{\text{ht}}$ 、 $Q_{i,t,\max}^{\text{ht}}$ 分别为临时缓冲罐的最小和最大储氢量; E^{com} 为压缩每千克氢气的耗电量; $Q_{i,t-1}^{\text{G}}$ 为 $t-1$ 时刻新能源站 i 的中标氢量; $Q_{i,t}^{\text{hs}}$ 为 t 时刻 i 站点储氢罐中实际储氢量; $Q_{i,\min}^{\text{hs}}$ 、 $Q_{i,\max}^{\text{hs}}$ 分别为 i 站点储氢罐的最小和最大储氢量。

式(16)–(19)给出了电解槽和压缩机的设备损耗成本。

$$C_{i,t}^{\text{life}} = C_{i,t}^{\text{ss}} + C_{i,t}^{\text{ed}} + C_{i,t}^{\text{o}} \quad (16)$$

$$C_{i,t}^{\text{ss}} = C^{\text{ec,ss}} \mu_{i,t}^{\text{ec,ss}} + C^{\text{com,ss}} \mu_{i,t}^{\text{com,ss}} \quad (17)$$

$$C_{i,t}^{\text{ed}} = C^{\text{ec,ed}} Q_{i,t}^{\text{hpe}} + C^{\text{com,ed}} Q_{i,t}^{\text{com}} \quad (18)$$

$$C_{i,t}^{\text{o}} = C^{\text{ec,o}} Q_{i,t}^{\text{hpe}} + C^{\text{com,o}} Q_{i,t}^{\text{com}} \quad (19)$$

式中: $C_{i,t}^{\text{ss}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{ed}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{o}}$ 分别为设备 i 启停寿命损失惩罚成本、折旧成本、人工维护成本; $C^{\text{ec,ss}}$ 、 $C^{\text{com,ss}}$ 分别为电解槽和压缩机的单次启停惩罚成本; $\mu_{i,t}^{\text{ec,ss}}$ 、 $\mu_{i,t}^{\text{com,ss}}$ 分别为电解槽和压缩机的启停动作标志, 1 表示有启停动作, 0 表示无动作; $C^{\text{ec,ed}}$ 、 $C^{\text{com,ed}}$ 分别为电解槽和压缩机生产或压缩单位质量氢气的折旧成本; $C^{\text{ec,o}}$ 、 $C^{\text{com,o}}$ 分别为电解槽和压缩机生产或压缩单位质量氢气所需的人工维护成本; $Q_{i,t}^{\text{com}}$ 为压缩机在 t 时刻压缩的氢气体积。

由于船舶启停、转向时间在整个运输过程中占比较小, 为简便起见, 本文暂不考虑上述环节占用时间。此外, 本文假设港口泊位充足, 且气候和水文条件相对较好, 从而忽视环境因素不确定影响。船舶时空转移约束可表示为^[29]:

$$\sum_i z_{i,k,t} \leq 1 \quad (20)$$

$$z_{i,k,0} = z_{i,k,T} \quad (21)$$

$$\sum_{\tau=t+\xi_{ij,t}}^{t+\xi_{ij,t}} z_{j,k,\tau} \leq \xi_{ij,t} \cdot (1 - z_{i,k,t}) \quad (22)$$

其中: 式(20)为船舶实时位置约束, 表示第 k 条船舶在 t 时刻最多只能位于一个站点; 式(21)表示船舶在 T 时刻回到初始位置, 以便于参与下一轮日前调度; 式(22)表示船舶在 j 站点停靠的时间不超过其从 i 站点到达 j 站点所需花费的时间, 其中 $\xi_{ij,t}$ 为从 i 站点到达 j 站点所需时间; $z_{i,k,t}$ 为船舶的启停标志, 当船舶 k 于 t 时刻停靠在站点 i 时则 $z_{i,k,t}=1$, $z_{i,k,t}=0$ 表示船舶处于航行状态; $z_{j,k,\tau}$ 表示船舶在 τ 时刻是否停靠在站点 j 的 0-1 变量, $z_{j,k,\tau}=1$ 表示停靠, $z_{j,k,\tau}=0$ 表示未停靠。

式(23)–(24)为船舶运输成本约束。

$$0 \leq C_{k,t}^{\text{hv}} \leq M \cdot (1 - \sum_i z_{i,k,t}) \quad (23)$$

$$p_k^{\text{hv}} \cdot Q_{k,t}^{\text{hv}} - M \cdot \sum_i z_{i,k,t} \leq C_{k,t}^{\text{hv}} \leq p_k^{\text{hv}} \cdot Q_{k,t}^{\text{hv}} \quad (24)$$

式中： p_k^{hv} 为运氢船舶在某一恒定行驶功率下每千克氢气单位时间的运输成本； $Q_{k,t}^{\text{hv}}$ 为运氢船舶实时载氢量； M 为足够大的正数。

船舶能够灵活运输储氢罐，具体约束如式(25)–(29)所示。其中，式(25)–(26)分别表示船舶的装氢和卸氢速率约束；式(27)表示船舶的实时载氢量平衡约束；式(28)表示船舶的载氢量约束；式(29)表示船舶起始和终止时刻的载氢量不变。

$$0 \leq q_{i,k,t}^{\text{hvc}} \leq z_{i,k,t} \cdot q_{i,k,\max}^{\text{hvc}} \quad (25)$$

$$0 \leq q_{i,k,t}^{\text{hvd}} \leq z_{i,k,t} \cdot q_{i,k,\max}^{\text{hvd}} \quad (26)$$

$$Q_{k,t}^{\text{hv}} = Q_{k,t-1}^{\text{hv}} + \sum_i (q_{i,k,t}^{\text{hvc}} - q_{i,k,t}^{\text{hvd}}) \quad (27)$$

$$Q_{k,\min}^{\text{hv}} \leq Q_{k,t}^{\text{hv}} \leq Q_{k,\max}^{\text{hv}} \quad (28)$$

$$Q_{k,0}^{\text{hv}} = Q_{k,T}^{\text{hv}} \quad (29)$$

式中： $q_{i,k,t}^{\text{hvc}}$ 、 $q_{i,k,t}^{\text{hvd}}$ 分别为装氢速率和放氢速率； $Q_{k,t}^{\text{hv}}$ 为 t 时刻船舶的实时载氢量； $Q_{k,\min}^{\text{hv}}$ 、 $Q_{k,\max}^{\text{hv}}$ 分别为运氢船舶的额定最小载氢量和最大载氢量。

2.2 氢能市场下层出清模型

1) 目标函数

下层模型旨在实现社会福利最大化，具体目标函数 f_1 如下。

$$f_1 = \max \sum_i \{ \sum_i \pi_{i,t}^{\text{D}} Q_{i,t}^{\text{D}} - \sum_i \pi_{i,t}^{\text{E}} Q_{i,t}^{\text{E}} - \sum_i \pi_{i,t}^{\text{G}} Q_{i,t}^{\text{G}} \} \quad (30)$$

式中： $\pi_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为购氢方竞标氢价、江河水路氢链竞标氢价、其余售氢方竞标氢价； $Q_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为购氢方中标氢量、江河水路氢链中标氢量、其余售氢方中标氢量。

2) 约束条件

对各市场参与者的竞标量和中标量进行约束，具体如式(31)–(35)所示。

$$\sum_i Q_{i,t}^{\text{D}} = \sum_i Q_{i,t}^{\text{E}} + \sum_i Q_{i,t}^{\text{G}} \quad (31)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{D}} \leq \overline{Q}_{i,t}^{\text{D}} \cdot \underline{\mu}_{i,t}^{\text{D}}, \overline{\mu}_{i,t}^{\text{D}} \quad (32)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{E}} \leq \overline{Q}_{i,t}^{\text{E}} \cdot \underline{\mu}_{i,t}^{\text{E}}, \overline{\mu}_{i,t}^{\text{E}} \quad (33)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{G}} \leq \overline{Q}_{i,t}^{\text{G}} \cdot \underline{\mu}_{i,t}^{\text{G}}, \overline{\mu}_{i,t}^{\text{G}} \quad (34)$$

$$\overline{Q}_{i,t}^{\text{E}} \leq Q_{i,t}^{\text{hs}} \quad (35)$$

式(31)为氢气市场的总中标氢量平衡约束；式(32)

–(34)为中标氢量约束；式(35)为竞标氢量约束，表示竞标氢量不超过储氢站现有储氢量。式中： $\overline{Q}_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $\overline{Q}_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $\overline{Q}_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为购氢方的竞标氢量、江河水路氢链竞标氢量、其余售氢方的竞标氢量； $\underline{\mu}_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $\overline{\mu}_{i,t}^{\text{D}}$ 分别为 t 时刻购氢方 i 最低和最高中标量的影子价格； $\underline{\mu}_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $\overline{\mu}_{i,t}^{\text{E}}$ 分别为 t 时刻新能源站 i 最低和最高中标量的影子价格； $\underline{\mu}_{i,t}^{\text{G}}$ 、 $\overline{\mu}_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为 t 时刻传统制氢站 i 最低和最高中标量的影子价格。

3 算法求解

针对双层决策模型结构，本节采用对偶理论将下层模型等效整合到上层模型中^[30]，并利用大M法等技术将其转化为经典的混合整数线性规划(mix-integer linearization programming, MILP)问题，最后利用gurobi进行求解。

3.1 下层模型重构

基于KKT条件将约束(31)转化为式(36)–(38)。

$$-\pi_{i,t}^{\text{D}} + \lambda_t - \underline{\mu}_{i,t}^{\text{D}} + \overline{\mu}_{i,t}^{\text{D}} = 0 \quad (36)$$

$$\pi_{i,t}^{\text{E}} - \lambda_t - \underline{\mu}_{i,t}^{\text{E}} + \overline{\mu}_{i,t}^{\text{E}} = 0 \quad (37)$$

$$\pi_{i,t}^{\text{G}} - \lambda_t - \underline{\mu}_{i,t}^{\text{G}} + \overline{\mu}_{i,t}^{\text{G}} = 0 \quad (38)$$

式中 $\pi_{i,t}^{\text{D}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{E}}$ 、 $\pi_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为购氢方的竞标氢价、新能源站的竞标氢价、除新能源站外其余售氢方的竞标氢价。

同理，基于KKT条件将约束(32)–(34)转化为式(39)–(44)。

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{D}} \perp \underline{\mu}_{i,t}^{\text{D}} \geq 0 \quad (39)$$

$$0 \leq (\overline{Q}_{i,t}^{\text{D}} - Q_{i,t}^{\text{D}}) \perp \overline{\mu}_{i,t}^{\text{D}} \geq 0 \quad (40)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{E}} \perp \underline{\mu}_{i,t}^{\text{E}} \geq 0 \quad (41)$$

$$0 \leq (\overline{Q}_{i,t}^{\text{E}} - Q_{i,t}^{\text{E}}) \perp \overline{\mu}_{i,t}^{\text{E}} \geq 0 \quad (42)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{G}} \perp \underline{\mu}_{i,t}^{\text{G}} \geq 0 \quad (43)$$

$$0 \leq (\overline{Q}_{i,t}^{\text{G}} - Q_{i,t}^{\text{G}}) \perp \overline{\mu}_{i,t}^{\text{G}} \geq 0 \quad (44)$$

由于式(39)–(44)存在变量乘积项，属于非凸问题，需要进行线性化处理。

3.2 模型线性化

针对目标函数(1)中的变量乘积项 $\lambda_t Q_{i,t}^{\text{G}}$ ，结合式(36)–(38)，利用强对偶理论^[31]将其转化为变量与常量乘积项，以达到线性化的目的。

$$\begin{aligned}
f &= \max \left\{ \sum_t \sum_i \left(\lambda_t Q_{i,t}^G + \lambda_t^c P_{i,t}^{\text{up}} - \sum_k C_{k,t}^{\text{hv}} - C_{i,t}^{\text{life}} \right) \right\} \\
&= \max \sum_t \sum_i (\pi_{i,t}^D Q_{i,t}^D - \overline{\mu}_{i,t}^D \overline{Q}_{i,t}^D) - \\
&\quad \sum_t \sum_i (\pi_{i,t}^G Q_{i,t}^G + \overline{\mu}_{i,t}^G \overline{Q}_{i,t}^G) + \\
&\quad \sum_t \sum_i \lambda_t^c P_{i,t}^{\text{up}} - \sum_k C_{k,t}^{\text{hv}} - C_{i,t}^{\text{life}} \}
\end{aligned} \quad (45)$$

针对非线性约束(39)–(44),可采用大M法^[32]进行线性化:

$$Q_{i,t}^D \leq (1 - \omega_{i,t}^D) \cdot M^Q \quad (46)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_{i,t}^D \leq \overline{\omega}_{i,t}^D \cdot M^{\mu Q} \quad (47)$$

$$(\overline{Q}_{i,t}^D - Q_{i,t}^D) \leq (1 - \overline{\omega}_{i,t}^D) \cdot M^Q \quad (48)$$

$$0 \leq \overline{\mu}_{i,t}^D \leq \overline{\omega}_{i,t}^D \cdot M^{\mu Q} \quad (49)$$

$$Q_{i,t}^E \leq (1 - \omega_{i,t}^E) \cdot M^Q \quad (50)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_{i,t}^E \leq \overline{\omega}_{i,t}^E \cdot M^{\mu Q} \quad (51)$$

$$(\overline{Q}_{i,t}^E - Q_{i,t}^E) \leq (1 - \overline{\omega}_{i,t}^E) \cdot M^Q \quad (52)$$

$$0 \leq \overline{\mu}_{i,t}^E \leq \overline{\omega}_{i,t}^E \cdot M^{\mu Q} \quad (53)$$

$$Q_{i,t}^G \leq (1 - \omega_{i,t}^G) \cdot M^Q \quad (54)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_{i,t}^G \leq \overline{\omega}_{i,t}^G \cdot M^{\mu Q} \quad (55)$$

$$(\overline{Q}_{i,t}^G - Q_{i,t}^G) \leq (1 - \overline{\omega}_{i,t}^G) \cdot M^Q \quad (56)$$

$$0 \leq \overline{\mu}_{i,t}^G \leq \overline{\omega}_{i,t}^G \cdot M^{\mu Q} \quad (57)$$

式中: $\overline{\omega}_{i,t}$ 、 $\underline{\omega}_{i,t}$ 为布尔变量; M^Q 、 $M^{\mu Q}$ 为足够大的正数。

通过上述的处理,该模型已转换为经典的MILP模型,可以使用商业求解器Gurobi进行求解。

4 算例分析

4.1 算例基础数据

本文以两个加氢站、两个新能源站以及3个传统氢能源供应商(下文统称制氢站A、制氢站B、制氢站C)作为市场主要参与者。其中,加氢站1的面向客户是新能源物流公司等大型用户,其氢需求量相对比较固定;加氢站2的氢负荷数据采用文献[33]所述的某港口24 h的氢负荷,其氢需求量受该港口工作量的影响而波动。此外,3个传统制氢站中,制氢站A为石油制氢,制氢站B为购电电解水制氢,制氢站C为天然气制氢,传统制氢站均采用陆运运输的方式运往加氢站。设备参数如表1—3所示,江河水路氢链示意图如图4所示,其中蓝色虚线代表水运航线,黑色实线代表陆运航线。

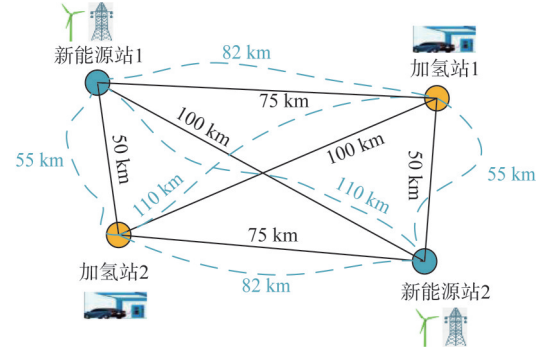


图4 江河水路氢链示意图

Fig. 4 Schematic diagram of hydrogen chain in rivers and waterways

表1 售氢方制氢及运输配置表

Tab. 1 Hydrogen production and transportation configuration table of hydrogen sellers

售氢方	最大制氢速率/ (kg·h ⁻¹)	竞标价格/ (kg·h ⁻¹)	运输方式
制氢站A	700	53.8	陆运
制氢站B	800	50.6	陆运
制氢站C	600	38.5	陆运
新能源站1	250	38	水运
新能源站2	333	38	水运

表2 购氢方具体配置

Tab. 2 Specific configuration of hydrogen buyers

购氢方	最大负荷/kg	最小负荷/kg	边际效益 (元·kg ⁻¹)
加氢站1	1 000	1 000	54.4
加氢站2	975	360	52.9

表3 运氢交通工具配置

Tab. 3 Hydrogen transportation vehicle configuration

运输工具	船舶1	船舶2	管束车
最大载氢量/kg	3 000	2 500	300
经济航速/(km·h ⁻¹)	33	33	50
数量	1艘	1艘	18辆

3座制氢站的制氢成本价参考文献[34],并在此基础上增加50%的利润空间。新能源站采用电解水制氢的方式生产氢气。购氢方加氢站1以自身边际效益作为竞标氢价,加氢站2的竞标氢价随氢气销量的变化而围绕边际效益上下波动。为验证所提策略的优势,本节设计4种方案进行对比。

方案一:新能源站不参与氢气市场;

方案二:新能源站联合运氢船舶以固定竞标价

格参与到氢气市场;

方案三: 新能源站以双层决策模型参与氢气市场, 但是运输方式换为陆运, 运输路线换为陆运航线;

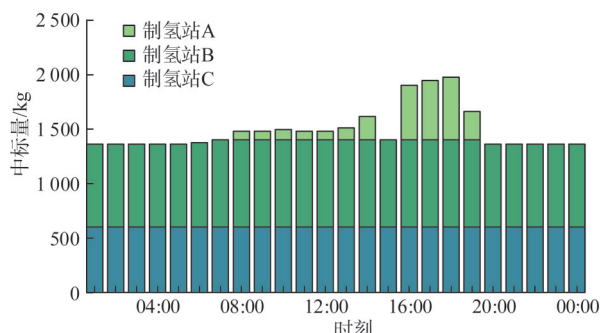
方案四: 新能源站联合运氢船舶以双层决策模型参与氢气市场。

4.2 结果分析

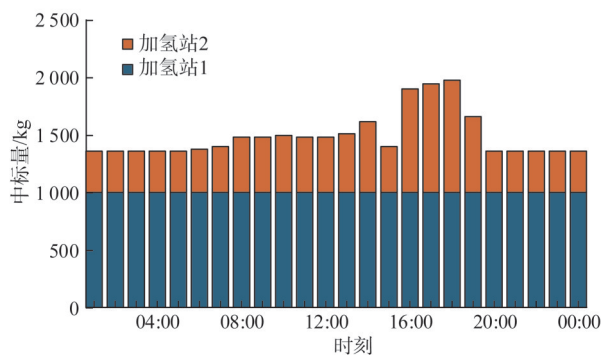
图5展示了方案一的售氢方和购氢方的出清结果。从售氢方来看, 制氢站B和C提供的竞标价格低于制氢站A, 因此在交易过程中购氢方更倾向于选择成本更低的制氢站B和C来满足其氢气需求。对于购氢方而言, 加氢站1因其稳定的需求和较高的出价, 在交易中成为售氢方优先考虑的对象。相比之下, 加氢站2的竞标量更为灵活, 其出价也存在一定波动, 特别是在除08:00至19:00时段外, 其需求显著减少。由于制氢站A的竞标价格相对较高, 以及加氢站2需求的不稳定性, 导致制氢站A在多数时刻都未能成功参与交易, 进而影响了加氢站2的中标量, 使其总体中标量偏少。

图6展示了方案二下新能源站加入氢气市场后的出清结果。由图6可知, 在新能源站加入氢气市

场后, 制氢站A的成交量基本被新能源站完全取代, 同时, 制氢站B的市场份额也大大降低。在01:00、09:00、23:00—00:00等时刻制氢站B被完全取代, 制氢站C的市场份额也被挤占, 导致这些时段市场MCP偏低。原因在于传统制氢站的竞标价格均高于新能源站, 新能源站的电能来自风能和太阳能, 无需考虑电能成本, 因此新能源站在价格上更具竞争力, 以38元/kg的竞标价格在市场交易中更受购氢方青睐。尽管如此, 由于新能源站的制氢能力有限, 并且受到制氢策略和竞标策略的影响, 无法完全取代制氢站B。从购氢方的出清结果来看, 两座加氢站的中标量与图5相比几乎相同, 这表明新能源站的加入在为氢气市场带来了更多廉价氢能的同时并不会扰乱原有的市场秩序。



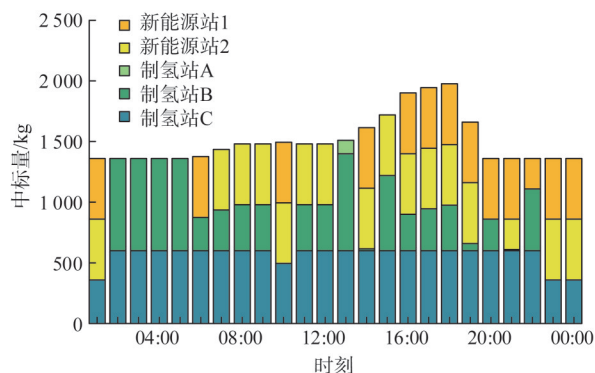
(a) 售氢方出清结果



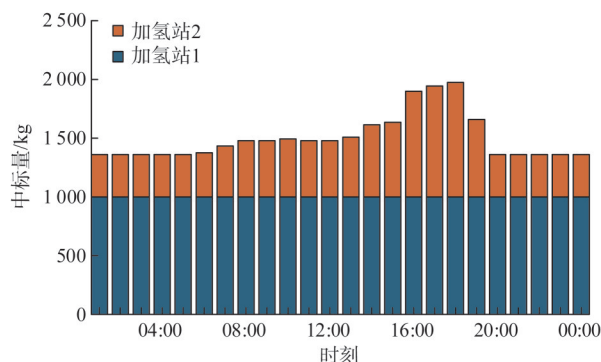
(b) 购氢方出清结果

图5 方案一售、购双方出清结果

Fig. 5 Clearance results for both the seller and buyer of plan 1



(a) 售氢方出清结果



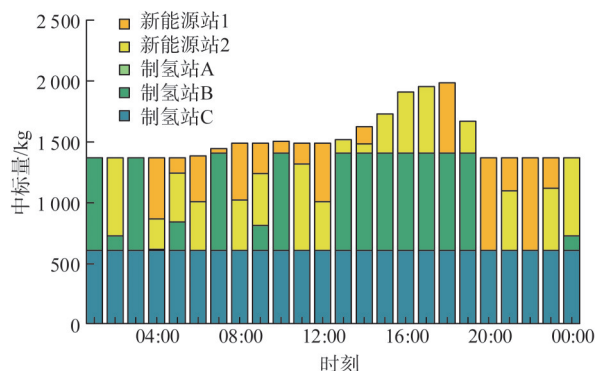
(b) 购氢方出清结果

图6 方案二售、购双方出清结果

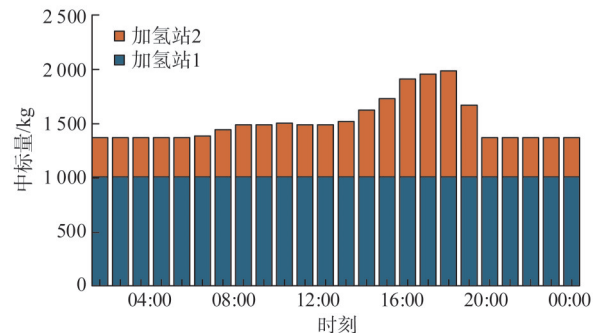
Fig. 6 Clearance results for both the seller and buyer of plan 2

图7展示了新能源站以陆运方式并采用双层决策模型参与氢气市场的出清结果。从售氢方出清结果可以看出, 制氢站A的市场份额已完全被新能源站取代。而在04:00、08:00、11:00—12:00等多数时间段内, 制氢站B也完全被新能源取代, 但新

能源站并未挤占制氢站C的市场份额。可以看出,采用双层优化模型后的策略性制氢—竞标使得新能源站的出清量更加克制,且中标量相较于方案二也更加平稳。说明双层决策模型对新能源站的制氢量、竞标量以及竞标价格进行了有效的调控。然而,由于传统管束运氢车运输效率低下,且运输成本高昂,使得新能源站的竞标价格居高不下,相较于制氢站C的38.5元/kg的价格优势不明显,导致新能源站整体中标量不高。



(a) 售氢方出清结果



(b) 购氢方出清结果

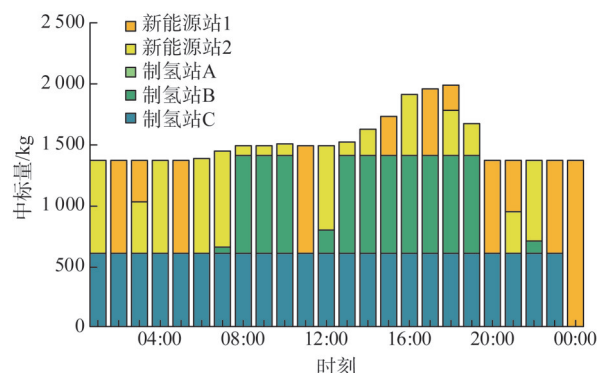
图7 方案三售、购双方出清结果

Fig. 7 Clearance results for both the seller and buyer of plan 3

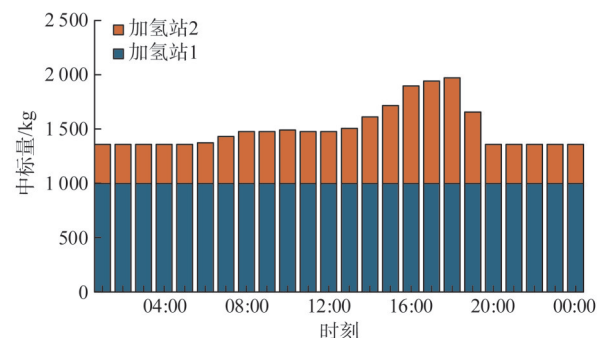
方案四通过引入运氢船舶大幅提升了运输效率,解决了方案三中运输成本高昂和效率低下的问题。由于运氢船舶的运载量远超传统管束运氢车,大大提高了运输效率。从图8可以看出,新能源站在每个时间点都能成功中标,极大地增加了新能源站的总氢气成交量,从图中也可看出在方案四下的新能源站中标总量明显多于方案三,并且除00:00时刻外,新能源站并未挤占制氢站C的市场份额,使得其整体市场成交价格高于方案二。显然,双层优化模型联合江河水路氢链有效调节了新能源站的制氢策略、竞标策略和竞标价格,最大化了其经济

效益。

值得注意的是,在方案四下,竞标价格最高的制氢站A已被完全取代,制氢站B的中标量也大大降低,而有别于方案二和方案三,方案四下新能源站各个时刻的中标量相对更加平稳,既保证了新能源站的中标量,也不会因大量集中中标而拉低市场出清价格,所以方案四的收益是4个方案中最多的。



(a) 售氢方出清结果



(b) 购氢方出清结果

图8 方案四购、售双方出清结果

Fig. 8 Clearance results for both the seller and buyer of plan 4

对比图9中4种方案下的市场出清价格(market clearing price, MCP)。可以看出,方案一由于缺乏江河水路氢链竞争,传统氢能源供应商是主要的氢气供应方,导致MCP相对较高,且市场总成交氢气量不及其他方案。方案二的竞标价格低廉,尤其在01:00、09:00、23:00—00:00等时段的出清价格低于其余3个方案,使得方案二的整体MCP偏低。说明新能源站的加入,为氢气市场带来了更多的廉价氢气。但一味地低价策略导致方案二的整体收益不及方案四。方案三的MCP曲线与方案四基本相同,但较低的运输效率及较高的运输成本导致其总体收益不及方案四。方案四结合双层决策模型

通过上层与下层的博弈,动态平衡制氢量与上网电量的分配,避免了方案二中低价倾销导致的利润损失。例如,在方案四中,新能源站通过实时响应市场波动调整竞标氢价,实现了 24 h 持续中标,而方案二因固定低价策略导致市场出清价格(MCP)被过度压低,牺牲了部分潜在收益。说明新能源站在引用基于双层优化模型的江河水路氢链竞价机制后,增加了市场竞争力,在保证自身收益最大化的同时也增加了社会福祉。

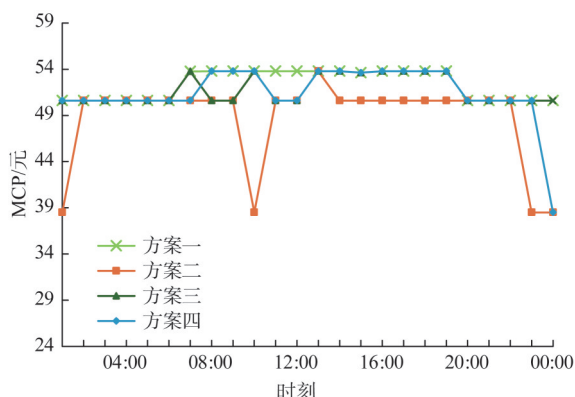


图9 4种方案下氢气市场MCP

Fig. 9 MCP for the hydrogen market under four scenarios

表4展示了4种方案下的经济性对比,由表可知,方案四总利润达1 220 794元,较方案一、二、三分别提升27.1%、5.4%与5.9%。尽管4种方案的市场总交易氢量相差并不大,但绿氢占比从方案三的34.1%提升至38.8%,推动能源结构向低碳化转型。这一增长源于双层决策模型对制氢策略与竞标价格的动态优化,结合江河水路氢链的高效运输能力,显著提升了绿氢的市场渗透率,凸显了江河水路氢链的优越性。

4.3 压缩机功率调度对制氢收益的影响

为凸显压缩机分级调度策略的经济性优势,表5分别给出了压缩机工作在4种模式下的收益,

表4 4种方案下的经济性对比

Tab. 4 Detailed data comparison under the four scenarios

参数	方案一	方案二	方案三	方案四
市场总交易氢量/kg	35 795	36 150	36 150	36 150
新能源站总成交氢量/kg	0	14 000	12 340	14 010
售氢利润/元	0	660 000	632 189	701 265
售电利润/元	960 566	634 014	654 082	642 700
运输成本/元	0	66 929	70 000	56 126
总利润/元	960 566	1 158 184	1 152 242	1 220 794

其中模式一、二、三压缩机工作分别在200 kW、320 kW、400 kW的固定功率下,模式四为功率分级调度,即上述方案四。

表5 压缩机工作在不同模式下的总利润

Tab. 5 Total profits of the compressor working at different powers

项目	模式一	模式二	模式三	模式四
功率/kW	200	320	400	4档可调
新能源站售氢利润/元	643 330	688 642	689 939	701 265
总利润/元	1 205 639	1 214 691	1 212 249	1 220 794

表5展示了压缩机工作在不同模式下的售氢利润和总利润。数据显示,采用固定档位的模式一、模式二和模式三总利润分别为1 205 639元、1 214 691元和1 212 249元,而方案四通过压缩机功率的实时优化调度,总利润提升至1 220 794元,较固定档位模式分别增加1.26%、0.50%和0.70%。同时,售氢利润分别增长了9.0%、1.6%和2.0%。尽管百分比增幅看似有限,但在大规模商业化应用中有着可观的经济增益。这一提升源于方案四动态调整压缩机功率以响应市场出清价格波动,在高MCP时刻减少压缩机的耗电量,以节省更多的电能参与制氢,在低MCP时刻加大压缩机功率,充实储氢罐中的氢量,实现能耗与收益的最优平衡。

4.4 影响因子敏感性分析

4.4.1 风光出力对市场交易的影响

考虑到风光出力的不确定性,以本文算例中新能源日总发电量 $P_n=230$ 万kW为基准值,下面对不同风光出力对市场交易影响的敏感性进行了探索。

图10(a)、(b)分别展示了在新能源站不同发电量下,各方案经济性及各站点收益的变化。由图(a)可知,随着日发电量的增加,各方案的经济性呈增加趋势,在100% P_n 发电量下,上网通道容量限制使得方案一收益不再上升,而方案四始终保持经济性优势。由图(b)可知新能源站的总收益呈上升趋势,与之相反,由于氢能市场份额被制氢量不断增加的新能源站挤占,随着新能源站发电增加,制氢站B的收益呈现下降趋势,而制氢站A、C变化不大,因为制氢站C的竞价最低,是购氢方优先选择的对象,而制氢站A的竞价最高,导致未能出清。

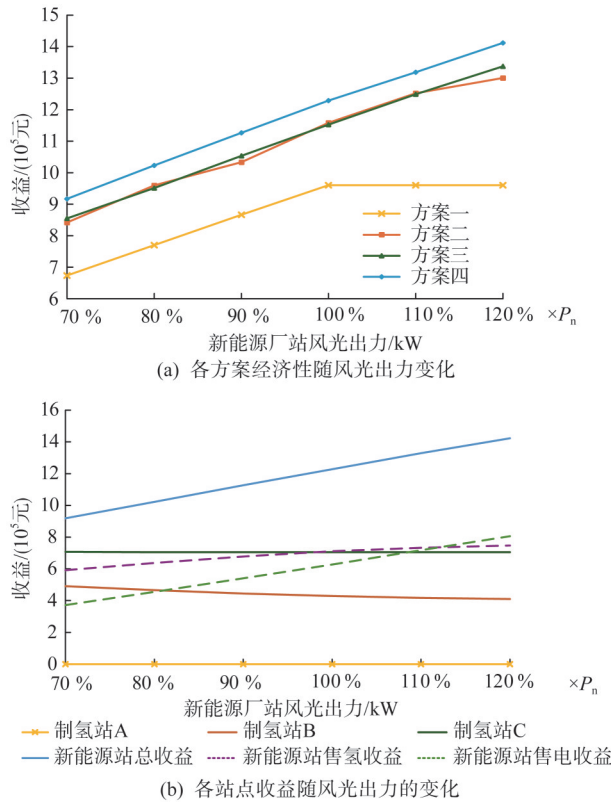


图10 风光出力对市场交易的影响

Fig. 10 Impact of wind and solar powers on market transactions

4.4.2 氢气市场需求量对市场交易的影响

考虑到市场需求量的不确定性,下面将探讨不同氢气市场需求量下市场交易的敏感性。

图11(a)、(b)分别展示了不同氢气需求量下各方案经济性及各站点收益的变化,其中 $Q_n=36\ 150$ kg。从图(a)可以看出,随着市场需求量的增加,方案四始终保持着经济性优势,在85% Q_n 时由于制氢设备功率趋于饱和,使得其收益增速变缓。图(b)中各站点的收益也随需求量增加而增加,由图可知,收益的增加存在明显的先后顺序,这表明购氢方会优先与有竞价优势的售氢方进行交易。

4.4.3 水、陆运氢量占比对市场交易的影响

为探究水运+陆运组合形式下新能源站的收益,下面将展示水、陆运氢量占比对市场交易的影响。

图12展示了新能源站水陆运氢量不同占比下各站点收益的变化。由图可知,随着水运占比的增加,新能源站的收益呈现增加趋势。其次,制氢站B的收益呈下降趋势,而制氢站A、C的收益变化不大,这是因为制氢站A的售价最高,其市场份额已完全被新能源站占据,而制氢站C的价格相对较低

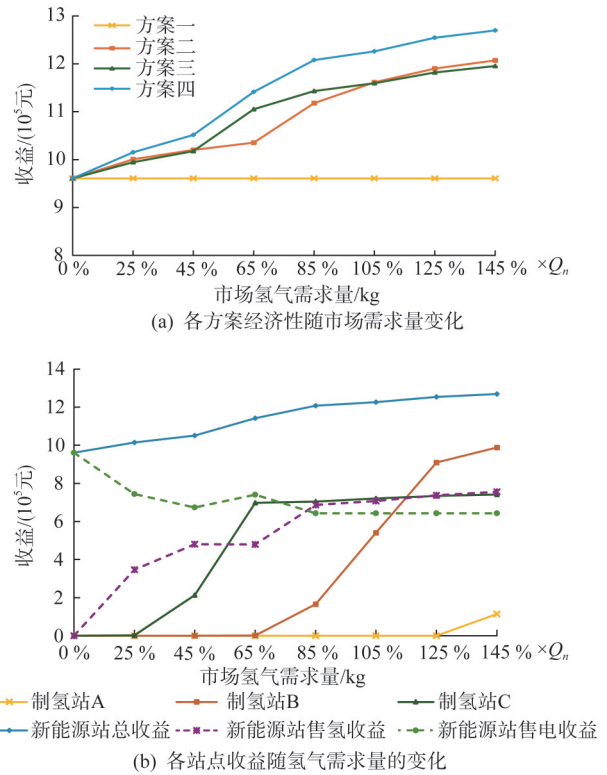


图11 氢气市场需求量对市场交易的影响

Fig. 11 Impact of hydrogen market demand on market transactions

廉,仍是购氢方优先考虑的对象。

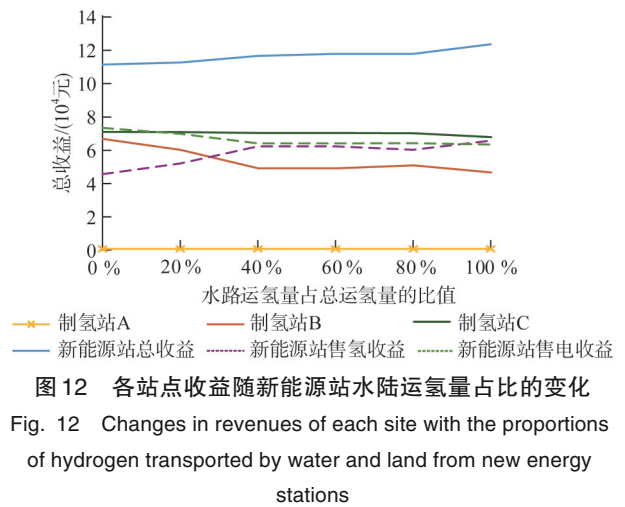


图12 各站点收益随新能源站水陆运氢量占比的变化

Fig. 12 Changes in revenues of each site with the proportions of hydrogen transported by water and land from new energy stations

4.4.4 竞标氢价对市场交易的影响

为探究本文模型对于不同氢气定价下的适应性,下面将展示在不同氢气定价下的市场交易情况。

图13展示了各站点收益随购氢方定价的变化

图14展示了不同氢气竞标价格对市场交易的

影响。其中 S_n 表示各站点的氢气基准价格，此处取 4.1 节表 1 中各站点的竞标价格为基准价，即 A 站点的基准价为 53.8 元/kg，B 站点的基准价为 50.6 元/kg，C 站点的基准价为 38.5 元/kg，购氢方以表 2 价格为基准价。图 13 分别展示了制氢站 A、B、C 竞价变化对其他各站点收益的影响，其中场景一表示制氢站 A 竞价变化对其他各站点收益的影响，场景二、三分别表示制氢站 B、C 的竞价变化。由图可知随着定价的降低，场景一的站点 A、场景二的站点 B 以及场景三的站点 C 总收益均有所上升，而新能源站的总收益并未出现明显波动，这是由于双层优化模型会动态优化新能源站的竞标氢量-氢价，保证其收益最大化。

图 14 展示了加氢站出价对各方案经济效益及各站点收益的影响，由图可知，除方案一外，各方案经济效益随购氢方竞价降低而降低。在 $0.9S_n$ 、 $0.7S_n$ 制氢站 B、C 相继退出市场，由于缺失高报价来提升市场统一出清价格，使新能源站的中标氢价产生下滑，导致经济效益降低。

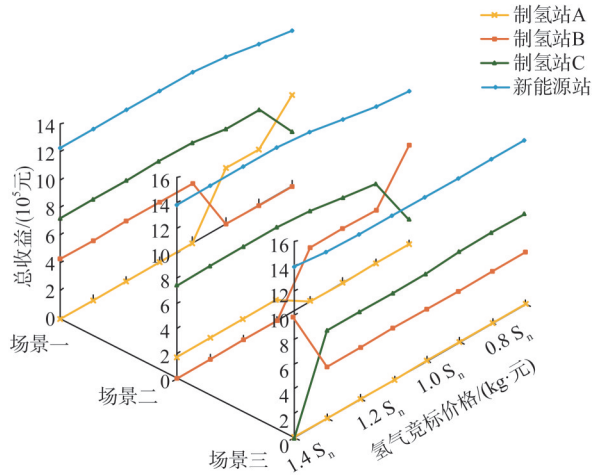


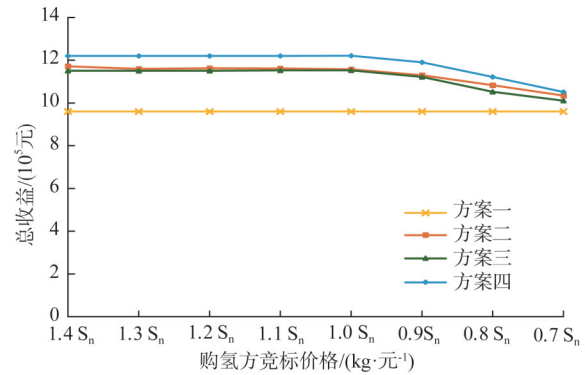
图 13 各站点收益随售氢方竞标价格的变化

Fig. 13 Changes in revenues of each site with the bidding prices of hydrogen sellers

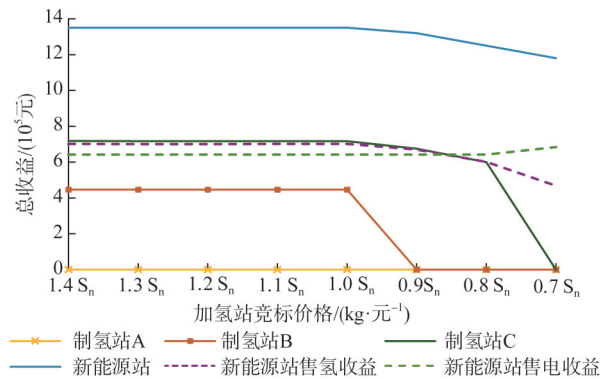
4.4.5 上网电价波动对市场交易的影响

根据 2024 年 4—12 月湖北省新能源光伏结算价格，探究了市场交易情况随上网电价波动的变化，新能源站各项收益随上网电价的变化如图 15 所示。

由图 15(a)可知，上网电价的波动对新能源站的收益影响显著，随着上网电价的变化，各方案的经济性增减趋势基本相同，而方案四则始终保持着



(a) 各方案经济效益随购氢方竞标价格变化



(b) 各站点收益随购氢方定价的变化

图 14 购氢方竞标价格对市场交易的影响

Fig. 14 Impact of hydrogen buyers' bidding prices on market transactions

经济性优势，验证了本文所提模型的适用性。图 15 (b) 为新能源站各项收益随上网电价波动的变化，考虑到在实际交易中氢能供应商对利润空间的期望不同，假定图 15(b) 中传统制氢站均以制氢成本为竞标氢价。由图 15(b) 可以看出，新能源厂站各项收益随电价波动变化明显，在售电收益和售氢收益上体现最为明显，这是因为当上网电价足够高时，售电利润在部分时段高于售氢利润，此时新能源厂站会优先考虑售电^[35-37]。类似的，当售电利润不及售氢利润时，新能源厂站则会优先考虑制氢售氢。

4.4.6 大 M 取值对求解的影响

为探究大 M 取值对计算结果和计算速度的影响，在表 6 中列举了不同大 M 取值对应的求解结果和求解时间。可以看出，随着 M 值的增大，求解结果保持相同，而求解时长有所增加。

4.4.7 季节因素对水路航运的影响

考虑到在实际中季节变化对水路航运的影响，下面将探究因季节原因导致的航道通行能力减小甚

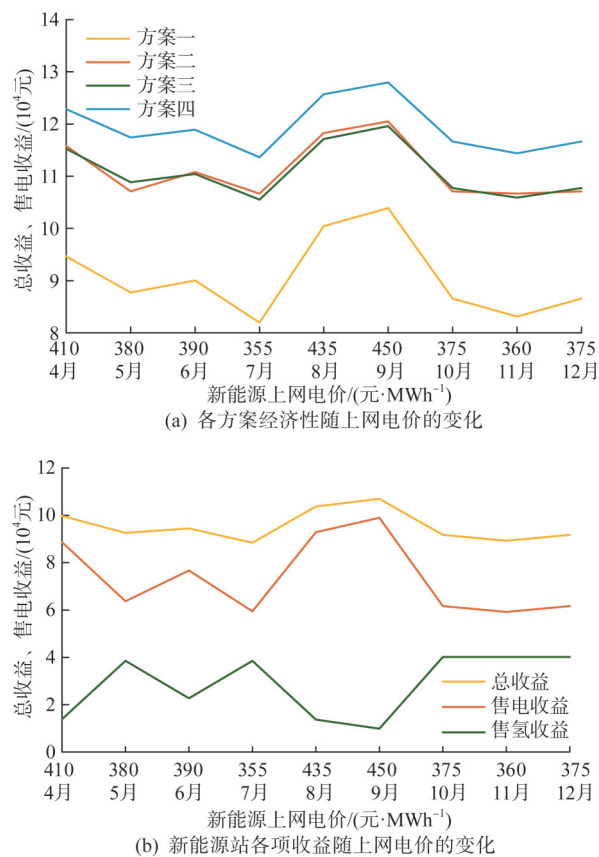


图 15 上网电价波动对市场交易的影响

Fig. 15 Impact of feed-in tariff fluctuations on market transactions

表 6 大 M 的取值对计算的影响				
Tab. 6 Influence of the values of big M on calculation				
M^Q	1 100	10^5	10^7	10^9
$M^{\mu Q}$	20	10^3	10^5	10^7
求解时间/s	6 345	6 712	6 856	7 025
最终结果	1 220 794.3	1 220 794.3	1 220 794.3	1 220 794.3

至部分航道无法通行的案例分析。

为方便描述起见, 将新能源站 1、新能源站 2、加氢站 1、加氢站 2 分别用字母 a、b、c、d 表示。图 16 分别给出了因季节原因导致上游航路 ab、ac、ad 路段大船无法通行(场景一), ab、cd 路段禁航(场景二)两种情况的示意图。表 7 给出了两种场景下的新能源站交易情况, 可以看出, 因季节因素导致的航路受限情况会直接影响制氢站的收益, 主要体现为运输成本增加, 对于氢气成交量并无直观影响。这是因为在场景一下大船无法前往上游的新能源站 1, 此时小船主要负责上游的运输, 大船负责下游运输, 降低了大船无法前往上游所带来的经济

损失。而在场景二下, 船舶实际上只有一条环形航路可供通行, 因此运输成本增加较为显著, 相较于正常通行时增加了 75.1 %。

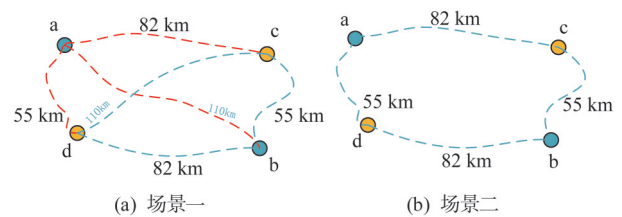


图 16 季节因素对水路航运的影响

Fig. 16 Impact of seasonal factors on waterway shipping

表 7 两种场景下新能源站交易情况

Tab. 7 New energy station transactions in two scenarios

场景	总交易氢量/kg	运输成本/元	总收益/元
一	14 010	59 122	1 217 965
二	14 010	98 326	1 178 761

4.4.8 水闸调度对水路航运的影响

考虑到河道水闸调度对水路航运效率的影响, 下面将探讨不同水闸调度情况下新能源站的总收益情况以及水路运输成本。

实际上, 河道水闸调度直接影响到船舶的航行时间, 因此该部分将水闸调度情况等效为船舶的航行时间。设 $T_{\text{transport}}$ 为理想状态下船舶标准航行时间, 图 17 展示了船舶在 1~3 倍标准航行时间下制氢站的各项成本及收益, 以等效因水闸调度不及时导致的航行时间延长。由图可以看出, 随着航行时间延长, 新能源站的总收益及售氢收益程下降趋势, 而运输成本呈现先上升后下降的趋势, 原因在于随着运输成本的升高, 在部分时刻制氢的经济效益不及电能直接上网, 新能源站减少了制氢量, 以达到最优经济效益。

4.4.9 港口储氢设施布局及容量规划对新能源站

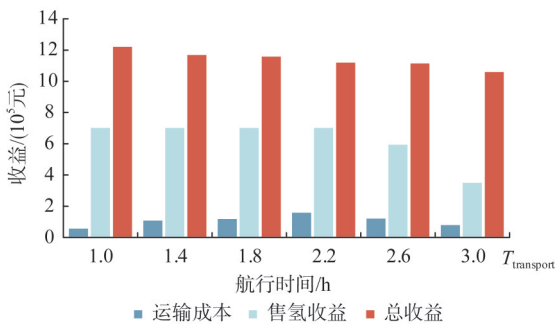


图 17 水闸调度对水路航运的影响

Fig. 17 Impact of sluice dispatch on waterway shipping

收益影响

储氢设施布局及容量规划对新能源站的收益有着重要影响,合理的容量规划既能节约设备的购置成本,又能充分发挥制氢站的产能,一举两得。

储氢罐与临时缓冲罐的售价为 120 万元/300 kg,使用寿命为 10 a,取全寿命周期维护成本为购买价格的 20%。如图 18 所示,当储氢罐容量固定时,新能源厂站的收益随缓冲罐容量的增大呈现先上升后下降的趋势,且基本均在缓冲罐容量为 900 kg 时达到峰值,类似地,当缓冲罐容量固定时,新能源厂站的收益也基本随储氢罐容量的增大呈现先上升后下降的趋势,这是由于储氢设施的容量与收益并非线性关系,当储氢设施的容量达到一定水平时,其所带来的经济增益很有限,不足以覆盖购置设施所花费的成本。结合图 18 可以看出,当临时缓冲罐容量为 900 kg、储氢罐容量为 2 100 kg 时,新能源厂站的总收益最高。

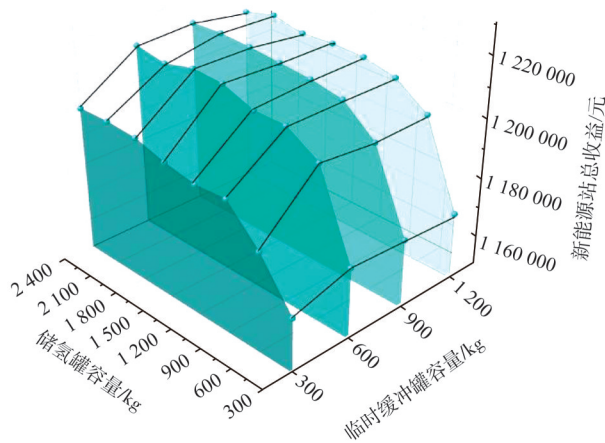


图 18 储氢设施容量规划

Fig. 18 Capacity planning of hydrogen storage facilities

4.5 与类似研究对比

为验证本文所提模型的适用性,下面将使用文献[38]所提氢能系统调度方法进行经济性对比。该文献提出了一种利用弃电制备绿氢的优化模型,旨在确定弃电制氢系统最佳规模,以实现利益最大化。文献中采用陆运方式进行氢气运输,且未考虑压缩机分级调度,作者假设其压缩机以最大档位 400 kW 运行,并利用本文所建立的江河水路氢链模型及压缩机分级调度模型进行经济性对比,如表 8 所示,经济性提升 7%。

表 8 两种方案经济性对比

Tab. 8 Economic comparison of two schemes

比较项目	文献[35]方案	本文方案四
新能源站总成交氢量/kg	12 340	36 150
售氢利润/元	625 123	701 265
售电利润/元	664 213	642 700
运输成本/元	69 280	56 126
压缩机总功率/kW	19 200	10 520
总利润/元	1 141 215	1 220 794

4.6 基于二分法迭代算法的求解方法

考虑到实际交易中,其它市场参与者的竞标策略可能并不完全透明,基于此问题,本节拟采用二分法进行迭代求解。表 9 给出了二分法迭代求解的结果,由表可知,采用二分法求解的结果中江河水路氢链运营商总利润相较于采用 KKT 法下降了 4.4%,运输成本增加了 15.5%,但其相较于 KKT 法可以更好地保护各市场参与主体的隐私,在真实市场中更具普适性。

表 9 二分法算法求解结果

Tab. 9 Solution results of the dichotomous algorithm

项目	求解结果/元
售氢利润	678 293
售电利润	632 041
运输成本	64 830
总利润	1 168 950

5 结论

本研究提出基于双层决策模型的江河水路氢链市场竞价机制。通过理论建模与算例分析,得出结论。

1)基于双层决策模型的多主体博弈竞价机制保障了利益分配的平衡性,为氢气市场注入了活力,同时最大化了新能源厂站的收益,经济效益提升 5.4%。

2)基于双层优化模型的江河水路氢链可以增加运输效率,降低运输成本,运输成本降低达 24.7%。

3)压缩机的功率调度会影响到制氢环节的成本,合理的实时调度能够节省不必要的电能损耗,使厂站收益提高 0.5%。

参考文献

- [1] 刘纯,李湃,张金平,等.储能在新型电力系统电力电量平衡中的作用研究[J].电网技术,2025,49(8):3136-3152.
LIU Chun, LI Pai, ZHANG Jinping, et al. Research of the role of energy storage system in power and energy balance of the new type power system [J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3136-3152.
- [2] 张红,袁铁江,谭捷,等.面向统一能源系统的氢能规划框架[J].中国电机工程学报,2022,42(1):83-94.
ZHANG Hong, YUAN Tiejiang, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
- [3] WALLINGER S, ZIELONKA N, SASSE J P, et al. Spatially-resolved optimisation of coupled hydrogen and electricity systems: abundant and niche hydrogen scenarios in Switzerland [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025(121): 96-110.
- [4] 王士博,孔令国,蔡国伟,等.电力系统氢储能关键应用技术现状、挑战及展望[J].中国电机工程学报,2023,43(17):6660-6681.
WANG Shibo, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(17): 6660-6681.
- [5] 孔令国,于家敏,蔡国伟,等.基于模型预测控制的离网电氢耦合系统功率调控[J].中国电机工程学报,2021,41(9):3139-3149.
KONG Lingguo, YU Jiamin, CAI Guowei, et al. Power regulation of off-grid electro-hydrogen coupled system based on model predictive control [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3139-3149.
- [6] 李远征,任潇,葛磊蛟,等.基于可逆固体氧化物电池的电氢耦合微电网全生命周期规划-运营研究[J].中国电机工程学报,2024,44(13):5169-5185.
LI Yuanzheng, REN Xiao, GE Leijiao, et al. Research for entire lifecycle planning-operation of electric-hydrogen coupled microgrid based on reversible solid oxide cell [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5169-5185.
- [7] 金昱烨,方家琨,艾小猛,等.含季节性氢储能的电力系统跨尺度全年时序生产模拟方法[J].电力系统自动化,2025,49(14):120-129.
JIN Yuye, FANG Jiakun, AI Xiaomeng, et al. Cross-time-scale annual chronological production simulation method for power system with seasonal hydrogen energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(14): 120-129.
- [8] 梁忠豪,王丽芳,李建林.基于纳什均衡的光-储耦合制氢系统优化控制方法[J].电力系统自动化,2025,49(3):125-134.
LIANG Zhonghao, WANG Lifang, LI Jianlin. Nash equilibrium based optimal control method for hydrogen production system with photovoltaic storage coupling [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(3): 125-134.
- [9] 江岳文,杨国铭,陈宇辛,等.考虑电解槽动态制氢效率的氢网运行优化[J].中国电机工程学报,2023,43(8):3014-3027.
JIANG Yuewen, YANG Guoming, CHEN Yuxin, et al. Optimal operation for the hydrogen network under consideration of the dynamic hydrogen production efficiency of electrolyzers [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8): 3014-3027.
- [10] DAS P, ROWE A, WILD P, et al. Modeling and optimization of a hydrogen blended natural gas transmission network: Effect of compressor electrification [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025(127): 497-510.
- [11] 祝士焱,许寅,和敬涵,等.考虑移动电氢资源多区互济的负荷恢复方法[J].电力自动化设备,2024,44(11):1-8.
ZHU Shiyan, XU Yin, HE Jinghan, et al. Service restoration method considering multi-regional mutual assistance of mobile electricity and hydrogen resources [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(11): 1-8.
- [12] 王丰,杨函煜,李林溪,等.考虑氢能交通运输时空特性的电-氢综合能源系统协同优化方法[J].电力系统自动化,2023,47(19):31-43.
WANG Feng, YANG Hanyu, LI Linxi, et al. Collaborative optimal method for electricity-hydrogen integrated energy system considering spatial-temporal characteristics of hydrogen transportation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(19): 31-43.
- [13] LIPIÄINEN S, VAKKILAINEN E. Feasibility of the transportation options of renewable hydrogen for moderate distances: insights from a remote production in Finland [J]. Energy Conversion and Management: X, 2025(27): 101158.1-101158.10.
- [14] ZHANG Y, LV Y, WAN Y, et al. Optimizing hydrogen highway planning model considering hydrogen cost and vehicle flow effects [C]//2024 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), July 09-12, 2024, Pattaya, Thailand. New York: IEEE, 2024: 241-246.
- [15] BURGERS I, DEHDARI L, XIAO P, et al. Techno-economic analysis of PSA separation for hydrogen/natural gas mixtures at hydrogen refuelling stations [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(85): 36163-36174.
- [16] DAS P, MOHTASIM M S, ROWE A, et al. A review of natural gas transportation pipeline optimization and progress towards hydrogen injection: challenges and advances [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025(124): 102-122.
- [17] FANG S, ZHANG S, ZHAO T, et al. Optimal power-hydrogen networked flow scheduling for residential carpark with convex approximation [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 58(2): 2751-2759.
- [18] SUI Q, ZHANG J, LI J, et al. Optimal scheduling for renewable power grid and vessel-based hydrogen chain integrated systems considering flexible energy transfer [J]. Applied Energy, 2024(367): 123401.1-123401.9.
- [19] SUI Q, HE H, LIANG J, et al. Short-term scheduling of integrated electric-hydrogenthermal systems considering hydroelectric power plant peaking for hydrogen vessel navigation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2025, 16(4): 3082-3094.
- [20] 孙彩,李奇,邱宜彬,等.余电上网/制氢方式下微电网系统全生命周期经济性评估[J].电网技术,2021,45(12):4650-4660.
SUN Cai, LI Qi, QIU Yibin, et al. Economic evaluation of whole life cycle of the micro-grid system under the mode of

- residual power connection/hydrogen production [J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4650 – 4660.
- [21] ZHANG Y, LI J, JI X, et al. Optimal dispatching of electric-heat-hydrogen integrated energy system based on Stackelberg game [J]. Energy Conversion and Economics, 2023, 4(4): 267 – 275.
- [22] KUMAR A, SINGH A, MAULIK A, et al. Multi-market participation of electricity-hydrogen DC microgrid with correlated uncertainties [J]. Energy, 2025 (333): 137095.1 – 137095.11.
- [23] KOUNTOURIS I, FORCELLATI M, PANTELIDIS I, et al. Renewable hydrogen and ammonia production: Location-specific considerations and competitive market dynamics in Europe [J]. Applied Energy, 2025 (397): 126168.1 – 126168.15.
- [24] WANG L, JIAO S, XIE Y, et al. Two-way dynamic pricing mechanism of hydrogen filling stations in electric-hydrogen coupling system enhanced by blockchain [J]. Energy, 2022 (239): 122194.1 – 122194.8.
- [25] EL-TAWHEEL N A, KHANI H, FARAG H E Z. Hydrogen storage optimal scheduling for fuel supply and capacity-based demand response program under dynamic hydrogen pricing [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(4): 4531 – 4542.
- [26] GU Z, PAN G, GU W, et al. Robust optimization of scale and revenue for integrated power-to-hydrogen systems within energy, ancillary services, and hydrogen markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 39(3): 5008 – 5023.
- [27] RUIZ C, CONEJO A J. Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1855 – 1866.
- [28] 冯忠楠, 文汀, 林湘宁, 等. 孤立发电系统参与电力市场的模式探讨 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4845 – 4857.
- FENG Zhongnan, WEN Ting, LIN Xiangning, et al. Discussions on the mode of isolated power generation system participating in electricity market [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4845 – 4857.
- [29] 张磊, 王满康, 随权, 等. 考虑场间-场内风电机组疲劳载荷均衡的海上风氢系统灵活调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(21): 151 – 160.
- ZHANG Lei, WANG Mankang, SUI Quan, et al. Flexible scheduling of offshore wind-hydrogen systems considering inter-and intra-field turbine fatigue load balancing [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(21): 151 – 160.
- [30] FENG C, SHAO C, XIAO Y, et al. Day-ahead strategic operation of hydrogen energy service providers [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(5): 3493 – 3507.
- [31] 王志维, 王秀丽, 雍维桢, 等. 含备用储能的 5G 基站虚拟电厂参与电力市场的交易策略研究 [J]. 电网技术, 2024, 48(3): 968 – 982.
- WANG Zhiwei, WANG Xiuli, YONG Weizhen, et al. Research on the trading strategy of 5G base station virtual power plant with reserve energy storage in the electricity market [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 968 – 982.
- [32] 张玺, 廖胜利, 方舟, 等. 耦合复杂生态约束的梯级水电短期优化调度标准混合整数线性规划模型 [J]. 电网技术, 2025, 49(5): 2004 – 2013.
- ZHANG Xi, LIAO Shengli, FANG Zhou, et al. A Short-term optimal dispatch MILP model of cascade hydropower stations coupled with complex ecological constraints [J]. Power System Technology, 2025, 49(5): 2004 – 2013.
- [33] 李立钦, 石庆鑫, 王月汉, 等. 计及高阶方程分段线性化的港口电-氢综合能源系统优化调度 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 21 – 28.
- LI Liqin, SHI Qingxin, WANG Yuehan, et al. Optimal scheduling of electricity-hydrogen integrated port energy system considering piecewise linearization of high order equations [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 21 – 28.
- [34] 郭可致, 续永杰, 史瑞静. 3 种制氢技术路线的经济性分析 [J]. 电工技术, 2024(7): 40 – 43.
- GUO Kewen, XU Yongjie, SHI Ruijing. Economic analysis of three technology routes of hydrogen production [J]. Electrical Engineer, 2024(7): 40 – 43.
- [35] 李亚莎, 张永衡, 陈俊璋, 等. 计及氢能高效利用和热电灵活输出的综合能源系统源荷灵活运行策略 [J]. 广东电力, 2024, 37(4): 49 – 61.
- LI Yasha, ZHANG Yongheng, CHEN Junzhang, et al. Flexible operation strategy for source and load of integrated energy system considering efficient utilization of hydrogen energy and flexible thermal and electric output [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(4): 49 – 61.
- [36] 林炜, 刘天羽. 基于场景生成的超级电容-氢混合储能容量优化配置 [J]. 电测与仪表, 2025, 62(12): 115 – 124.
- LIN Wei, LIU Tianyu. Optimal allocation of super capacitor-hydrogen hybrid energy storage capacity based on scenario generation [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(12): 115 – 124.
- [37] 何晨可, 陈蕾, 徐玮韩, 等. 氢燃料电池车辆加氢制氢网络规划的综述与展望 [J]. 南方电网技术, 2026, 20(3): 89 – 102.
- HE Chenke, CHEN Lei, XU Weiwei, et al. Review and prospect of planning of hydrogen refueling and production network for hydrogen fuel cell vehicles [J]. Southern Power System Technology, 2026, 20(3): 89 – 102.
- [38] SAMETI M, MULCAIR E, SYRON E. Green hydrogen production and storage at wind farms: an economic and environmental optimisation [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025(120): 572 – 583.

收稿日期: 2025-05-31; 网络首发日期: 2025-12-30

作者简介:

黄加阳(2001), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场竞争博弈, 1574013405@qq.com;

随权(1995), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 博士, 研究方向为电力系统/综合能源系统规划布局、优化调度和大停电负荷恢复, quan_sui@163.com;

关苏敏(1984), 女, 高级工程师, 学士, 研究方向为电力系统分析、水轮发电机组检修及故障诊断, guan_sumin@ctg.com.cn。