

基于氢能枢纽的电-氢综合能源系统能量管理建模与优化运行

张泓楷¹, 张黎², 朱梦姝³, 仇梦林², 崔世常³, 李鹏¹, 李慧璇¹, 张艺涵¹, 艾小猛³,
方家琨³

(1. 国网河南省电力公司经济技术研究院, 郑州 450052; 2. 中国地质大学(武汉)自动化学院, 武汉 430074; 3. 强电磁技术全国重点实验室(华中科技大学), 武汉 430074)

摘要: 为实现多样化需求下的低碳制氢, 提出一种基于氢能枢纽的综合能量管理方法。首先考虑新能源机组、电化学储能、燃气发电机组、氢能枢纽和氢负荷, 构建了综合能源系统管理框架; 然后基于水电解制氢和农村生物质气化制氢的氧气互补利用原理, 引入了氢能枢纽这一设计并建立了氢能枢纽优化运行模型。基于综合能源系统能量管理框架和氢能枢纽模型, 建立了综合能源系统的能量优化管理模型, 考虑了氢气供需平衡、功率平衡和各设备运行特性等约束, 以实现多样化用氢需求下的高效、经济、环保的氢能生产和能量管理。最后, 基于含氢能枢纽的综合能源系统的数值仿真验证了所提方法的有效性。

关键词: 氢能枢纽; 水电解制氢; 农村生物质气化制氢; 氧气互补利用; 能量管理

Modeling and Optimal Operation for Energy Management of Electric-Hydrogen Integrated Energy System Based on Hydrogen Energy Hub

ZHANG Hongkai¹, ZHANG Li², ZHU Mengshu³, ZHANG Menglin², CUI Shichang³, LI Peng¹,
LI Huixuan¹, ZHANG Yihan¹, AI Xiaomeng³, FANG Jiakun³

(1. State Grid Economic and Technological Research Institute of Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450052, China;
2. School of Automation, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 3. National Key Laboratory of Electromagnetic Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: In order to achieve low-carbon hydrogen production under diversified demands, a comprehensive energy management method based on hydrogen energy hub is proposed. Firstly, a comprehensive energy system management framework is constructed considering new energy units, electrochemical energy storage, gas generator units, hydrogen energy hubs and hydrogen loads. Then, based on the oxygen complementary utilization principle of hydrogen production by water electrolysis and rural biomass gasification, the design of hydrogen hub is introduced and the optimal operation model of hydrogen hub is established. Based on the energy management framework of the integrated energy system and the hydrogen energy hub model, the energy optimization management model of the integrated energy system is established, considering the constraints of hydrogen supply and demand balance, power balance, and operating characteristics of each equipment, in order to achieve efficient, economical, and environmentally friendly hydrogen production and energy management under diversified hydrogen demand. Finally, the numerical simulation of an integrated energy system with hydrogen energy hub verifies the effectiveness of the proposed method.

Key words: hydrogen energy hub; hydrogen production by water electrolysis; hydrogen production from rural biomass gasification; oxygen complementary utilization; energy management

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(52207141, 52207108); 国网河南省电力公司科技项目(5217L0240005)。

Foundation item: Supported by the Youth Project of the National Natural Science Foundation of China (52207141, 52207108); the Science and Technology Project of State Grid Henan Electric Power Company (5217L0240005).

0 引言

氢能是一种清洁高效的二次能源^[1],在电力、交通、工业等领域均有广泛应用^[2],对促进不同行业的能源转型和低碳排放具有重要意义^[3]。目前,可再生能源制氢主要包括两种途径,即水电解制氢和农村生物质气化制氢^[4-7]。根据电力来源的不同,水电解制氢可分为基于电网供电的制氢模式和基于风光等新能源供电的制氢模式^[8]。其中,基于电网供电的制氢模式生产的氢气不属于绿色氢气,且面临较高的附加费用,难以实现电网和氢气需求行业经济效益的双赢^[9]。在基于新能源供电的制氢模式中,由于风光等新能源发电具有不稳定性和间歇性等特点,需配备储能设备来平衡其出力特性,导致投资成本巨大,使得水电解制氢的经济效益较低^[10-11]。

农村生物质气化制氢是将秸秆、稻壳、木屑等农业废弃物经过粉碎、干燥预处理后送入气化炉,在高温条件下与氧气等气化剂反应,生成含有氢气、一氧化碳和二氧化碳的合成气。随后,通过冷却、除尘、脱硫和脱碳等净化步骤,去除杂质气体,再利用变压吸附或膜分离技术分离出高纯度的氢气,直接用于燃料电池、化工原料、交通运输等领域或者进行存储。

当前农村生物质气化制氢的能量效率约为35%~45%,略低于水电解制氢的50%~75%,但其全生命周期碳中性与资源循环利用优势显著,使其成为低碳制氢领域的重要技术路径。生物质气化制氢以秸秆、稻壳等农业废弃物为原料,不仅有效缓解了农村有机废弃物的处理压力,还可通过替代化石能源制氢显著降低温室气体排放。此外,该技术对电网依赖度低,尤其适用于可再生能源匮乏或电网基础设施薄弱的农村地区,为分布式氢能供应提供了可行方案。当前生物质气化制氢的规模化推广仍面临原料收集成本占比高、大规模连续化系统稳定性不足等挑战,但通过优化区域化原料供应链、开发高效预处理技术以及提升气化反应自动化水平,其经济性与技术成熟度具备显著改善空间^[12-13]。

多种制氢技术的整合已被证明是提高制氢效率的有效途径^[14]。基于此,本文考虑引入氢能枢纽,用于集成水电解与农村生物质气化两种不同的制氢

技术^[15]。此外,不同氢能枢纽需考虑与其相连接的生产制造业的氢气需求特点。不同生产制造过程的氢气需求往往具有不同的特征^[16]。例如,在石油炼制过程中^[17],为了保证化学反应的质量和稳定性,需要稳定、大量且连续的氢气供应^[18];而在冶金和电子工业中,氢气需求通常是间歇性的,供应系统必须能够应对快速变化的氢气需求,并进行精细调整^[19]。

然而,为实现氢能枢纽高效运行并满足多样化氢气需求,亟需解决不同制氢技术间的互补耦合问题,以及氢能枢纽与生产制造业之间的氢气供需平衡的能量管理问题^[20]。此外,氢能枢纽的设计应充分利用当地可再生能源,以推动氢气生产的绿色化进程^[21]。同时,应深入分析不同制氢技术间的耦合机理,以进一步提升氢能枢纽的能源利用效率^[22]。

近年来,现有研究已考虑将制氢技术与电力系统优化调度进行耦合,提出电-氢耦合的综合能源系统能量管理方法^[23]。基于单一的水电解制氢技术,文献[24]构建了风-光-氢-储耦合系统,以运行成本最小化为目标优化设备调度;文献[25]针对风电和太阳能出力不稳定的问题,提出利用储能电池与制氢机组来平衡微电网功率波动。然而,文献[24]—[25]并未充分考虑工业场景中氢气需求的时变特性。相比之下,部分研究开始考虑将多种制氢技术与电力系统能源管理进行耦合。例如,文献[26]尝试构建包含多类型电解技术协同运行的风光互补制氢系统,考虑不同电解装置的动态响应特征,以实现对具有波动性的风光发电出力的灵活消纳。文献[27]将水电解制氢与生物质制氢相结合,增强了电-氢综合能源系统的灵活性,但生物质掺混比例超过30%时系统能效下降2%,不同制氢技术间的协同机理尚未充分解析。然而,上述研究未能充分挖掘各种制氢技术之间的物质和能量耦合关系,且未考虑制氢过程产生的氧气副产品的充分利用。综上,现有研究更多关注如何利用制氢技术提升电力系统的运行经济性和安全性,鲜有关注生产制造业的氢气需求特性与多种制氢技术的物质-能量协同机理。

基于以上所述开展基于多种制氢技术耦合的氢能枢纽研究,对厘清不同制氢技术的物质-能量协同机理以及提升制氢效率具有重要意义。此外,探索含氢能枢纽的电-氢综合能源系统能量管理方法,

针对不同生产制造业的多样化氢气需求设计高效能量管理策略,对于促进分布式资源的充分利用、提升综合能源系统运行特性亦具有重要的启示作用。对此,本文首先建立多种制氢技术协同的氢能枢纽模型,通过将水电解副产物氧气供给生物质气化制氢,将两种制氢方式有机结合,提升制氢效率。通过结合两种制氢技术的动态互补性,利用生物质气化制氢在夜间光伏发电不足时弥补水电解制氢量的减少,可确保氢能枢纽的制氢量保持平稳。然后,为了应对氢气需求的波动性,构建了包含工业氢气供需平衡约束的模型,并在目标函数中引入了针对氢气需求波动的惩罚项,以增强系统的供需平衡能力,从而精确匹配多样化的氢气需求场景。最后,基于典型工业场景开展案例研究验证了系统在复杂多能源耦合条件下的鲁棒性与经济性。

1 含氢能枢纽的电-氢综合能源系统结构

为实现氢能供应的连续性与经济性,本文设计了一种多技术耦合的集成制氢系统,其架构如图1所示,涵盖制氢协同单元与多介质储能。系统通过光伏发电驱动的电解水制氢单元,优先在日间高辐照时段运行,利用可再生能源电解水生成氢气与氧气,以降低制氢能耗成本;与此同时,水电解制氢副产品氧气通过储氧装置动态调配至生物质气化单元,与空气混合作为气化剂,在高温条件下将农林废弃物转化为富氢合成气体,并通过夜间提升产氢强度补偿光伏出力中断,确保供氢连续性。此外,系统配置储电和储氧装置,分别用于平抑可再生能源波动和协调氧气供需,提高系统平稳运行性。

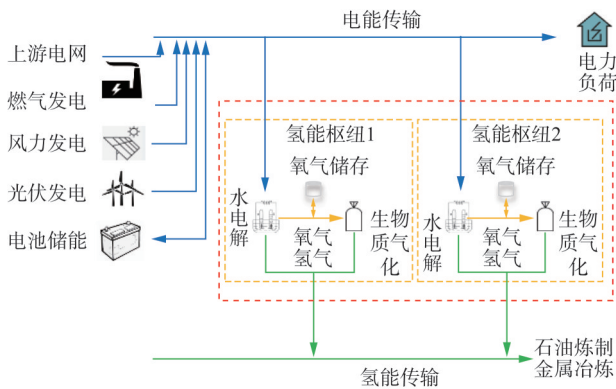


图1 基于氢能枢纽的电-氢综合能源系统架构

Fig. 1 Framework for integrated energy system based on hydrogen energy hub

图1涉及了两种典型的具有不同的特点的氢气消耗场景。在石油炼制过程中,需要稳定、大量、连续的氢气供应,以保证化学反应的质量和稳定性。在金属冶金过程中,氢气的需求取决于氢基还原技术的采用率和生产周期,通常是间歇性的。本文提出的氢能枢纽整合了水电解和农村生物质气化两种制氢技术,利用副产物氧气实现两种制氢技术之间的互补利用。当可再生能源发电量充足时,由水电解生产氢气,电量不足时则依赖农村生物质气化。在此基础上,所提系统也可以适用于其他氢气消耗场景,如合成化学品以及电子工业等。水电解、农村生物质气化和氧气存储设备的容量根据实际投入和对氢气需求的特性确定。容量的配置需要在考虑到可再生能源不确定性的同时,最小化系统投资和运行成本。

2 氢能枢纽模型

氢能枢纽的建模涉及水电解和生物质气化两个单元的模型,二者之间通过氧气的互补利用进行耦合。

2.1 水电解单元运行模型

水电解单元的输出模型描述如式(1)~(6)所示。其中,式(1)表示设备功率消耗 $P_{i,t}^{WE}$ 与设备运行电流 $I_{i,t}^{cell}$ 、设备电压降 $U_{i,t}^{cell}$ 以及电解池的数量 N^{cell} 的关系。式(2)表示设备电压降 $U_{i,t}^{cell}$ 由可逆电池电压 E 、欧姆过电压 U^{ohm} 和激活过电压 U^{act} 形成。式(3)表示设备运行电流 $I_{i,t}^{cell}$ 与电流密度 $i_{i,t}^{cell}$ 和有效反映面积 A^{cell} 的关系。式(4)与式(5)分别表示氢气 $N_{i,t}^{H_2, WE}$ /氧气 $N_{i,t}^{O_2, WE}$ 产量 (mol/s) 与电解池数量 N^{cell} 、设备运行电流 $I_{i,t}^{cell}$ 、法拉第效率 h^F 和法拉第常数 F 的关系。式(6)表示水电解设备功率上下限约束,其中, P_{max}^{WE} 为水电解设备功率上限, P_{min}^{WE} 为水电解设备功率下限。

$$P_{i,t}^{WE} = N^{cell} U_{i,t}^{cell} I_{i,t}^{cell}, \forall i, \forall t \quad (1)$$

$$U_{i,t}^{cell} = E + U_{i,t}^{act} + U_{i,t}^{ohm}, \forall i, \forall t \quad (2)$$

$$I_{i,t}^{cell} = A^{cell} i_{i,t}^{cell}, \forall i, \forall t \quad (3)$$

$$N_{i,t}^{H_2, WE} = \frac{N^{cell} I_{i,t}^{cell} h^F}{2F}, \forall i, \forall t \quad (4)$$

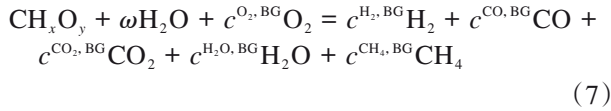
$$N_{i,t}^{O_2, WE} = \frac{N^{cell} I_{i,t}^{cell} h^F}{2F}, \forall i, \forall t \quad (5)$$

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

2.2 农村生物质气化单元运行模型

生物质气化制氢是通过热化学转化将生物质原料转化为富氢合成气的关键技术。本文基于下吸式喉管结构气化反应器,其特殊构型通过强化反应物接触效率与气流分布优化,适用于低灰分、粒径均质的生物质燃料。气化过程包含 3 个关键阶段,首先,生物质在热解区受热裂解生成挥发性气体;随后焦炭与气化剂发生氧化反应释放反应热;最终在高温还原区通过水煤气变换及碳基质还原反应显著提升氢气产率。研究表明,以氧气替代空气作为气化介质可显著提高氢气产率,主要归功于氮气稀释效应的消除及还原反应时间的延长,为低碳制氢工艺优化提供了理论依据。

其总体气化反应可表示为如下形式。



式中: CH_xO_y 为生物质化学式, x 和 y 分别表示含碳生物质分子中氢原子和氧原子的数量; ω 为每摩尔生物质所含的摩尔水分; $c^{\text{O}_2, \text{BG}}$ 该过程中 O_2 分子的系数; $c^{\text{H}_2, \text{BG}}$ 该过程中 H_2 分子的系数; $c^{\text{CO, BG}}$ 该过程中 CO 分子的系数; $c^{\text{CO}_2, \text{BG}}$ 该过程中 CO_2 分子的系数; $c^{\text{H}_2\text{O, BG}}$ 该过程中 H_2O 分子的系数; $c^{\text{CH}_4, \text{BG}}$ 该过程中 CH_4 分子的系数。

根据元素平衡和热平衡方程,式(8)描述了农村生物质气化所产生的氢气量 $N_{i,t}^{\text{H}_2, \text{BG}}$ 和农村生物质气化设备功率 $P_{i,t}^{\text{BG}}$ 、氢气系数 $c^{\text{H}_2, \text{BG}}$ 的关系;式(9)描述了农村生物质气化所消耗氧气量 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{BG}}$ 和农村生物质气化设备功率 $P_{i,t}^{\text{BG}}$ 、氧气系数 $c^{\text{O}_2, \text{BG}}$ 的关系;式(10)表示农村生物质气化设备功率上下限约束,其中, $P_{\max}^{\text{BG}}$ 为农村生物质气化设备功率上限, $P_{\min}^{\text{BG}}$ 为农村生物质气化设备功率下限。

$$N_{i,t}^{\text{H}_2, \text{BG}} = c^{\text{H}_2, \text{BG}} P_{i,t}^{\text{BG}} \quad (8)$$

$$N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{BG}} = c^{\text{O}_2, \text{BG}} P_{i,t}^{\text{BG}} \quad (9)$$

$$P_{\min}^{\text{BG}} \leq P_{i,t}^{\text{BG}} \leq P_{\max}^{\text{BG}} \quad (10)$$

2.3 氧气的互补利用

式(11)表示水电解产生的氧气量 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE}}$ 等于农村生物质气化消耗的氧气量 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, BG}}$ 与存储的氧气量 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, OS}}$ 之和;式(12)表示农村生物质气化消耗的氧 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{BG}}$ 等于水电解提供的氧气量 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, BG}}$ 和氧气存储设备提供的氧气 $N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{OS, BG}}$ 两部分。此外,运

行过程还需满足氧气储存设备的运行约束,具体如式(13)所示。其中, $Q_{i,t}^{\text{OS}}$ 表示氧气存储设备氧气量; $u_{i,t}^{\text{OS}}$ 为 0, 1 变量, 值为 1 时表示氧气存储设备处于储氧状态, 值为 0 时表示氧气存储设备处于供氧状态。

$$N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE}} = N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, BG}} + N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, OS}} \quad (11)$$

$$N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{BG}} = N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, BG}} + N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{OS, BG}} \quad (12)$$

$$\begin{cases} Q_{i,t}^{\text{OS}} = Q_{i,t-1}^{\text{OS}} + N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, OS}} - N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{OS, BG}} \\ Q_{i,t}^{\text{OS, min}} \leq Q_{i,t}^{\text{OS}} \leq Q_{i,t}^{\text{OS, max}} \\ 0 \leq N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, OS}} \leq u_{i,t}^{\text{OS}} N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{WE, OS}} \\ 0 \leq N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{OS, BG}} \leq (1 - u_{i,t}^{\text{OS}}) N_{i,t}^{\text{O}_2, \text{OS, BG}} \end{cases} \quad (13)$$

3 综合能源系统能量管理的数学模型

3.1 目标函数

整个综合能源系统能量管理的总体目标 F 为最小化总运营成本, 如式(14)所示, 包括天然气和农村生物质气化炉的燃料成本 C^{fuel} 、购买电力的成本 C^{pur} 、可再生能源弃电与负荷削减的惩罚成本 C^{cur} 和不稳定产氢的惩罚成本 C^{uns} 。其中 $k^{\text{GG, f}}$ 和 $k^{\text{BG, f}}$ 分别为燃气机组和农村生物质气化设备的燃料成本系数; P_t^{GG} 为燃气机组在 t 时刻的输出功率; p_t 为 t 时刻的电价; P_t^{grid} 为 t 时刻从电网购入的功率; T 为总优化周期; $k^{\text{WT, c}}$ 、 $k^{\text{PV, c}}$ 和 $k^{\text{EL, c}}$ 分别为弃风、弃光、负载削减的惩罚成本系数; $P_t^{\text{WT, a}} - P_t^{\text{WT}}$ 、 $P_t^{\text{PV, a}} - P_t^{\text{PV}}$ 和 $P_t^{\text{EL, cur}}$ 分别为弃风量、弃光量以及负荷削减量; k^{uns} 为不稳定供氢的惩罚成本系数; $N_{i,t}^{\text{flu}}$ 为产氢波动量; N^{GG} 、 N^{BG} 分别为燃气机组、生物质气化机组数量。

$$\begin{cases} F = C^{\text{fuel}} + C^{\text{pur}} + C^{\text{cur}} + C^{\text{uns}} \\ C^{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N^{\text{GG}}} k^{\text{GG, f}} P_{i,t}^{\text{GG}} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N^{\text{BG}}} k^{\text{BG, f}} P_{i,t}^{\text{BG}} \\ C^{\text{pur}} = \sum_{t=1}^T p_t P_t^{\text{grid}} \\ C^{\text{cur}} = \sum_{t=1}^T k^{\text{WT, c}} (P_t^{\text{WT, a}} - P_t^{\text{WT}}) + \sum_{t=1}^T k^{\text{PV, c}} (P_t^{\text{PV, a}} - P_t^{\text{PV}}) + \sum_{t=1}^T k^{\text{EL, c}} P_t^{\text{EL, cur}} \\ C^{\text{uns}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N^{\text{BG}}} k^{\text{uns}} N_{i,t}^{\text{flu}} \end{cases} \quad (14)$$

3.2 综合能源系统运行约束

除了氢能枢纽部分的约束外, 综合能源系统还受考虑氢气供需平衡约束、电池储能系统约束、全

系统功率平衡约束、支路容量限制约束以及可再生能源出力范围约束。

氢气供需平衡约束为:

$$N_{i,t}^{H_2,WE} + N_{i,t}^{H_2,BG} = N_{i,t}^{HL} - N_{i,t}^{flu} \quad (15)$$

$$0 \leq N_{i,t}^{flu} \leq N_{i,t}^{HL} \quad (16)$$

式(15)描述了第*i*个氢能枢纽中水电解供给的氢气体量 $N_{i,t}^{H_2,WE}$ 和农村生物质气化供给的氢气体量 $N_{i,t}^{H_2,BG}$ 在*t*时刻与氢气需求量 $N_{i,t}^{HL}$ 以及氢气需求波动量 $N_{i,t}^{flu}$ 之间的平衡关系。式(16)为氢气需求波动量 $N_{i,t}^{flu}$ 的范围约束。

电池储能系统充放电约束为:

$$\begin{cases} Q_t^{BES} = Q_{t-1}^{BES} + (\eta^c P_t^{BES,c} - P_t^{BES,d} / \eta^d) \Delta t \\ 0 \leq P_t^{BES,c} \leq u_t^{BES} P_t^{BES,max}, \forall t \\ 0 \leq P_t^{BES,d} \leq (1 - u_t^{BES}) P_t^{BES,max}, \forall t \\ Q_t^{BES,min} \leq Q_t^{BES} \leq Q_t^{BES,max} \end{cases} \quad (17)$$

式(17)为储能电池的充放电约束,具体包括能量状态变化约束、充放电功率上下限约束以及能量上下限约束。式中: Q_t^{BES} 为电池储能系统在*t*时刻储存的总能量; $P_t^{BES,c}$ 为电池储能系统在*t*时刻的充电功率; $P_t^{BES,d}$ 为电池储能系统在*t*时刻的放电功率; u_t^{BES} 为0/1变量,值为1时表示电池储能系统处于充电状态,值为0时表示电池储能系统处于放电状态; η^c 和 η^d 分别为电池储能系统的充电和放电效率。

上游电网功率约束为:

$$P_{min}^{grid} \leq P_t^{grid} \leq P_{max}^{grid} \quad (18)$$

式(18)表示从上游电网购入功率的上下限约束,式中: P_{min}^{grid} 为从上游电网购入功率的下限, P_{max}^{grid} 为上游电网购入功率的上限。

综合能源系统功率平衡约束为:

$$\begin{cases} P_t^{grid} + \sum_{i=1}^{N^{GG}} P_{i,t}^{GG} + \sum_{i=1}^{N^{BES}} (P_{i,t}^{BES,d} - P_{i,t}^{BES,c}) + \\ \sum_{i=1}^{N^{WT}} P_{i,t}^{WT} + \sum_{i=1}^{N^{PV}} P_{i,t}^{PV} = P_t^C \\ P_t^C = P_t^{EL} - P_t^{EL,cur} + \sum_{i=1}^{N^{WE}} P_{i,t}^{WE} \end{cases} \quad (19)$$

式中: P_t^{grid} 为*t*时刻从电网购入的功率; $P_{i,t}^{GG}$ 为第*i*个燃气发电机在*t*时刻的输出功率; $P_{i,t}^{WT}$ 为第*i*个风电场在*t*时刻的输出功率; $P_{i,t}^{PV}$ 为第*i*个光伏电站在*t*时刻的输出功率; P_t^C 为系统在*t*时刻的总负荷; $P_{i,t}^{WE}$ 为第*i*个水电解设备在*t*时刻的消耗功率; P_t^{EL} 为*t*时刻的预测负荷量; $P_t^{EL,cur}$ 为*t*时刻的负荷削减量; N^{GG} 、 N^{ESS} 、 N^{WT} 、 N^{PV} 、 N^{WE} 分别为燃气机组、储能

电池、风电场、光伏电站、电解水机组数量。

支路功率约束为:

$$-P_l^{brch,max} \leq \sum_{j=1}^N F_{l,j}^{brch} \left[P_t^{grid} + \sum_{i=1}^{N^{GG,j}} P_{i,t}^{GG} + \sum_{i=1}^{N^{BES,j}} (P_{i,t}^{BES,d} - P_{i,t}^{BES,c}) - \sum_{i=1}^{N^{WE,j}} P_{i,t}^{WE} - (P_t^{EL} - P_t^{EL,cur}) \right] \leq P_l^{brch,max} \quad (20)$$

传输支路上的功率不应超过式(20)中的传输极限,式中: $F_{l,j}^{brch}$ 为传输线路*l*对节点*j*的功率传输系数; $P_l^{brch,max}$ 为支路*l*的功率传输限制量; $N^{GG,j}$ 、 $N^{BES,j}$ 、 $N^{WE,j}$ 分别为与节点*j*相连的燃气机组、储能电池、电解水机组数量。

燃气机组约束为:

$$P_{min}^{GG} \leq P_t^{GG} \leq P_{max}^{GG} \quad (21)$$

$$P_{t+1}^{GG} - P_t^{GG} \leq P^{up} \quad (22)$$

$$P_t^{GG} - P_{t+1}^{GG} \leq P^{down} \quad (23)$$

式中: P_{max}^{GG} 为燃气发电机功率上限; P_{min}^{GG} 为燃气发电机功率下限;式(22)—(23)表示燃气发电机的功率输出在相邻时间步长内变化不超过允许的斜坡速率 P^{up}/P^{down} 。

可再生能源约束为:

$$0 \leq P_t^{WT} \leq P_t^{WT,a} \quad (24)$$

$$0 \leq P_t^{PV} \leq P_t^{PV,a} \quad (25)$$

式(24)—(25)表示系统在*t*时刻的风电出力 P_t^{WT} 和光伏出力 P_t^{PV} 的限制,式中: $P_t^{WT,a}$ 为风电出力在*t*时刻的预测值; $P_t^{PV,a}$ 为光伏出力在*t*时刻的预测值。

负荷削减约束为:

$$0 \leq P_t^{EL,cur} \leq P_t^{EL} \quad (26)$$

式(26)表示*t*时刻的负荷削减量 $P_t^{EL,cur}$ 应小于*t*时刻的预测负荷量 P_t^{EL} 。

3.3 矩阵模型

综上所述,基于氢能枢纽的综合能源系统能量管理模型概括如下。

$$\begin{cases} \min (14) \\ \text{s.t. 式(1)—(6), 式(8)—(13), 式(15)—(26)} \end{cases} \quad (27)$$

式中:决策变量包括燃气发电机功率 P^{GG} ,农村生物质气化设备功率 P^{BG} ,从电网购入的功率 P^{grid} ,风力发电功率 P^{WT} ,光伏发电功率 P^{PV} ,负荷削减量 $P^{EL,cur}$ 产氢波动量 N^{flu} 。

3.4 求解模型

本文通过式(28)对电解水制氢产出约束进行分

段线性化处理。

$$\begin{cases} f(P_t^{\text{WE}}) = \sum_{n=1}^N g_n P_{n,t}^{\text{WE}} + h_n \delta_{n,t} \\ g_n = (f(P_{n+1}^{\text{WE}}) - f(P_n^{\text{WE}})) / (P_{n+1}^{\text{WE}} - P_n^{\text{WE}}), n \in N \\ h_n = f(P_n^{\text{WE}}) - g_n P_n^{\text{WE}}, n \in N \\ P_n^{\text{WE}} \delta_{n,t} \leq P_{n,t}^{\text{WE}} \leq P_{n+1}^{\text{WE}} \delta_{n,t} \\ P_t^{\text{WE}} = \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{WE}}, \sum_{n=1}^N \delta_{n,t} = 1 \end{cases} \quad (28)$$

式中: N 为总分段数量; g_n 和 h_n 分别为每段的主系数和常系数; $\delta_{n,t}$ 为各分段对应的状态变量; P_n^{WE} 为各分段自变量的拐点。

将模型转化为混合整数线性规划问题后, 可由 GUROBI 商业软件快速求解。模型求解流程如图 2 所示。

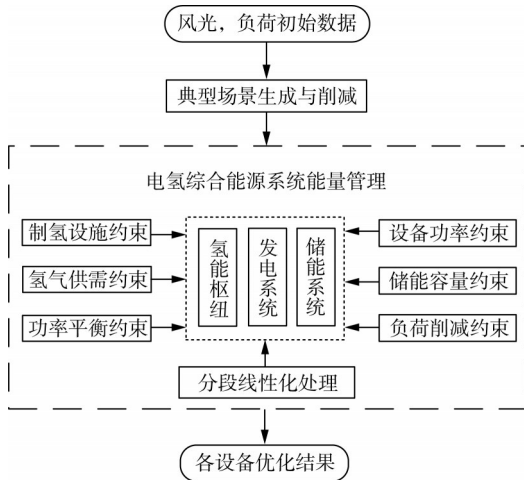


图 2 模型求解流程图

Fig. 2 Flowchart of model solving

4 案例研究

4.1 系统设置

本文基于图 3 所示的综合能源系统验证所提方法的有效性。所有算例研究基于 MATLAB2022 编程配备 AMD Ryzen 7 PRO 4750U, 16 GB RAM 的基于 Windows 的 64 位计算机上运行, 并利用 GUROBI10.0.2 求解器 GUROBI9.5.2 进行优化。

如图 3 所示, 综合能源系统主要由上游电网和一台燃气发电机组供电, 此外, 该系统也考虑了风电、光伏以及储能电池 3 种分布式电源。该综合能源系统共有 2 个氢能枢纽, 每个氢能枢纽各含有 1 台水电解制氢设备和 1 台农村生物质气化设备, 具

体参数如表 1 所示。其中, 综合能源系统与电网的交换功率限值设为 220 kW^[28]; 电池储能设备初始存储能量为 280 kWh, 容量为 560 kWh^[29]; 氧气存储设备容量为 1 000 m³; 风力发电量和电力负荷日前预测数据如图 4 所示。可再生能源弃风、负荷削减以及不稳定供氢的惩罚成本系数分别设定为 0.13 美元/kWh、1.5 美元/kWh 和 16 美元/Nm³^[30]。

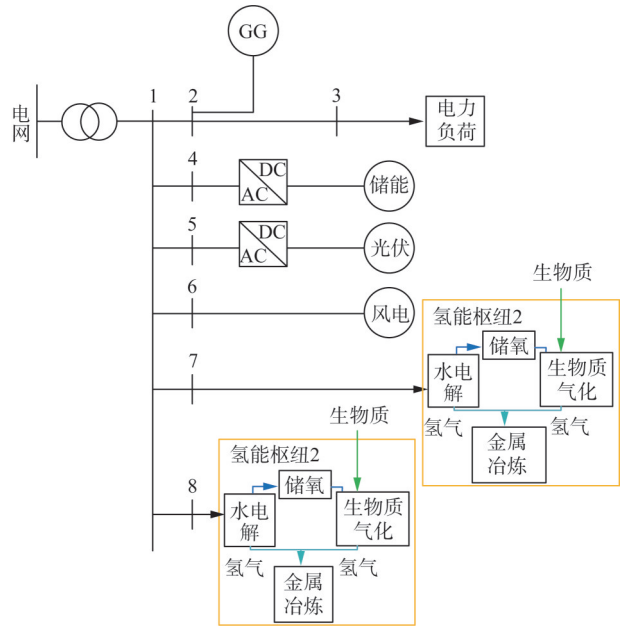


图 3 综合能源系统构成

Fig. 3 Industrial integrated energy system composition

表 1 机组参数

Tab. 1 Parameters of the units

单元	$P^{\max}$	$P^{\min}$	P^{down}	P^{up}	成本
燃气发电机	800 kW	80 kW	800 kW	800 kW	0.6 美元/kWh
风电	700 kW	0			0
光伏	1 300 kW	0			0
电池储能设备	140 kW	0			0
水电解设备 1	1 200 kW	60 kW	1 200 kW	1 200 kW	0
水电解设备 2	800 kW	40 kW	800 kW	800 kW	0
生物质气化设备 1	10 mol/s	2 mol/s	10 mol/s	10 mol/s	100 美元/t
生物质气化设备 2	5 mol/s	0.8 mol/s	5 mol/s	5 mol/s	100 美元/t
氧气存储设备 1&2	130 m ³	0			0

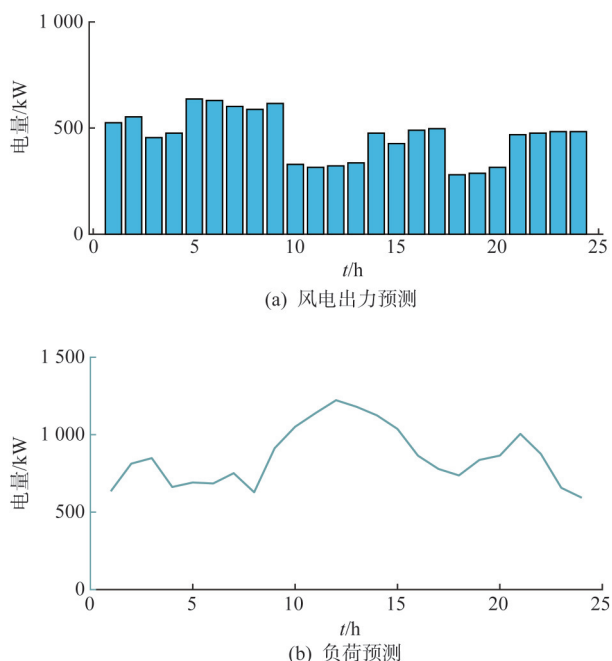


图4 风电/负荷预测数据

Fig. 4 Forecast data of WT/EL

为展示本文所提出的能量管理方法在不同工况下的鲁棒性和有效性,本文共设置晴天、阴天、多云和部分遮挡4种典型光伏出力场景,如图5所示。

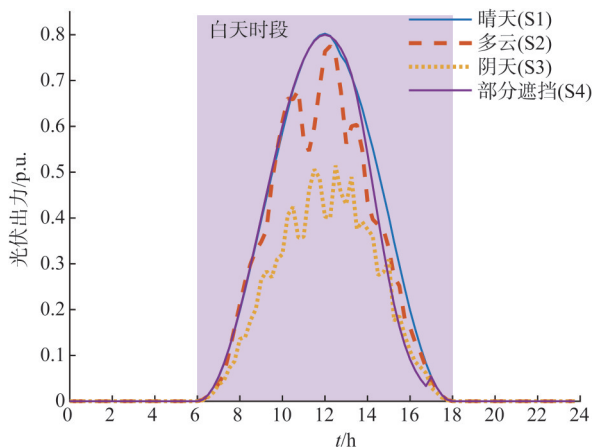


图5 光伏出力典型场景

Fig. 5 Typical scenarios of WT/EL

4.2 计及氢能枢纽的综合能源系统与现有系统对比

为了体现本文提出的基于氢能枢纽的综合能源系统能量管理方法对现有制氢系统的优越性,本文综合比较了3种不同制氢路线在投资成本、运行成本以及碳排放方面的性能。传统的电-氢综合能源

系统主要有两种制氢路线。第1种主要依赖单一外部电网供电,通过水电解的方式制取氢气,具体架构如图6所示。第2种则是利用可再生能源发电和储能的联合运行,同样通过水电解过程实现制氢,具体架构如图7所示。第3种即本文提出的制氢路线,即外部电网与本地可再生能源发电以及储能联合供电,集成水电解与农村生物质气化制氢。

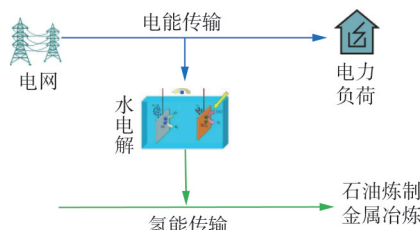


图6 外部电网水电解制氢系统架构

Fig. 6 Framework of hydrogen production system by external power grid

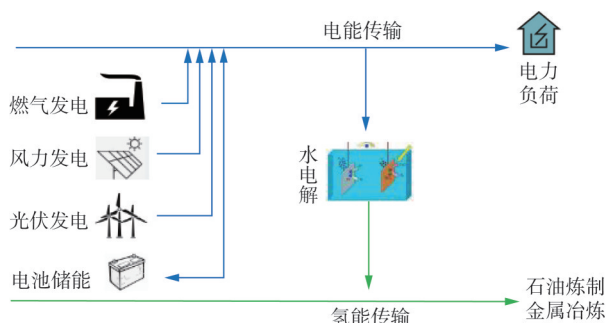


图7 可再生能源水电解制氢系统架构

Fig. 7 Framework of renewable energy hydrogen electrolysis system

不同设备单位容量的投资成本以及电网和发电机的碳排放系数具体如表2所示^[19]。在制氢路线1中,投资对象为电解槽设备和扩容线路;在制氢路线2中,投资对象包括电解槽设备、光伏设备、风电设备以及储能设备;在制氢路线3中,投资对象为氢能枢纽中的各个设备。

为保证对比的公平性,在3种制氢技术路线中,工业生产的氢气需求量保持一致,分别基于文献[21,29]以及本文的建模方法进行投资与优化运行决策。基于优化结果统计3种制氢路线的投资成本、运行成本及碳排放量,具体如表3所示。

在3种产氢路线中,制氢路线1的初始投资成本最低,主要原因是制氢路线1依赖外部电网供电,无需额外安装光伏和风力发电设备。然而,该制氢路线运营成本较高,且碳排放量显著高于其他

表 2 投资参数

Tab. 2 Parameters of investment routes

投资内容	成本	投资内容	成本
光伏设备	1 002 400 美元/ MW	氧气存储设备	200 美元/m ³
风电设备	2 374 900 美元/ MW	燃气发电机	66 074 美元/ kWh
水电解设备	61 500 美元/ MW	网络碳排放	0.9 kgCO ₂ /kWh
农村生物质气 化设备	7 789 美元/ (kg/h)	燃气发电机碳 排放	0.4 kgCO ₂ /kWh
电池储能设备	232 160 美元/ MWh	路线扩容	54 560 美元/km

表 3 不同制氢路线运行结果

Tab. 3 Operation results of different hydrogen production routes

制氢路线	执行方案	投资成本/ 千美元	运行成本/ 千美元	碳排放 /kg
路线 1	外部电网水电解	2 652	6.37	70 252
路线 2	可再生能源+电池储 能设备水电解	13 840	2.67	7 734
路线 3	基于氢能枢纽的综合 能源系统	8 876	2.88	7 088

两种制氢路线。制氢路线 2 因需配备大量电池储能设备, 导致前期投资成本显著增加。相比之下, 本文提出的制氢路线 3, 在投资成本上虽略高于制氢路线 1, 但远低于制氢路线 2 的投资成本; 其运行成本与制氢路线 2 的运行成本相近, 且远低于制氢路线 1 的运行成本。此外, 制氢路线 3 具有最低的碳排放量。综上所述, 本文提出的制氢路线 3 在投资成本和运行成本之间实现了良好的平衡, 同时具有更高的碳减排效果, 展现出明显的综合优势。

4.3 计及氢能枢纽的综合能源系统能量管理方法有效性分析

图 8 展示了石油炼制与金属冶炼行业在一天内的氢气需求曲线, 反映出两者在用氢特性上的显著差异。如图 8 所示, 对于石油炼制行业, 氢气需求在 24 h 内保持连续且稳定, 各时段需求量维持在 500 Nm³/h, 体现出该行业对氢气供应的连续性与平稳性需求。

相比之下, 金属冶炼行业的氢气需求呈现出显著的间歇性与快速波动特征。其用氢周期通常为 2~3 h, 随后中断 1~2 h。在每次用氢期间, 氢气需求

量保持恒定, 但在从用氢状态转变为停用状态时, 氢气需求量会迅速下降, 波动幅度较大, 需要氢能供应系统能够快速响应其需求变化。图 8 中, 该行业的氢气需求量在 0~300 Nm³/h 之间波动, 氢气供给时间段内, 需求均值为 225 Nm³/h, 标准差为 65.07 Nm³/h。

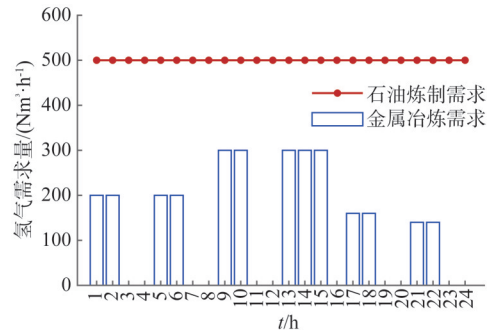


图 8 氢气需求曲线图

Fig. 8 Hydrogen demand curves

对光伏出力波动较大的多云场景下系统运行状况进行逐步分析, 图 9 展示了综合能源系统的电能供需平衡状况, 可以看出系统的总输出功率与总负荷保持平衡。系统的总负荷量 P^C 的构成如图 10 所示, 主要包括电力负荷 P^{EL} 和氢能枢纽中水电解所需的电能 P^{WE} 。

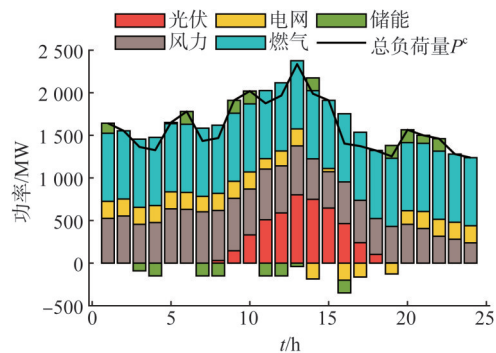


图 9 电能供需平衡

Fig. 9 Electricity supply and demand balance

如图 9 所示, 在 0—5 时段等系统总负荷较低的时段, 电池储能设备进行充电。在 20—23 时段等可再生能源供应量较低的时段, 燃气轮机组的功率已达到其上限, 此时可利用电池储能设备进行供电。此外, 综合能源系统在高光伏输出或低负荷期间出售电力, 以实现利益最大化。综上, 所提出的能量管理方法能够有效地减少电能浪费, 降低运营成本。

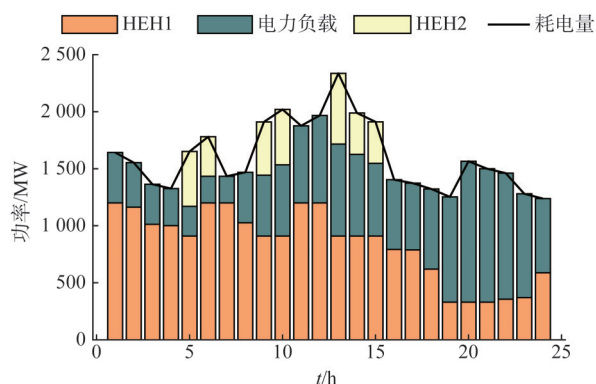


图 10 系统总负荷构成

Fig. 10 Composition of total system load

图 11—12 分别展示了石油炼制和金属冶炼行业的氢气供需平衡情况。如图 11 所示，本文提出的能量管理方法能够有效满足石油炼制过程的用氢需求。针对石油炼制过程对氢气持续、稳定和大规模的需求特性，系统灵活调配水电解制氢与生物质气化制氢两种制氢方式。由于石油炼制行业对氢气需求量较大，其在所有时段的氢气供给均由水电解制氢与生物质制氢两种方式共同支撑。特别地，在可再生能源发电量较低的时段 18—次日 0 时段，石油炼制企业连续生产用氢需求主要使用生物质气化装置进行供应。

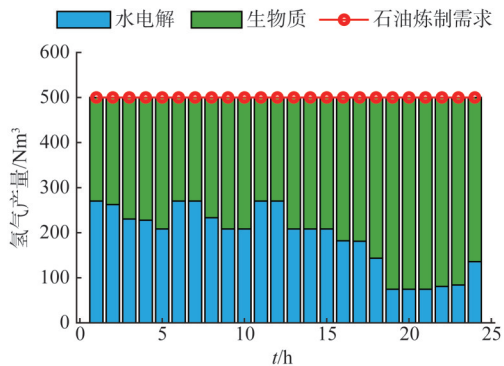


图 11 氢能枢纽 1 氢气供需平衡情况

Fig. 11 Hydrogen supply-demand balance of HEH1

如图 12 所示，本研究提出的能量管理方法也能够有效满足金属冶炼过程的用氢需求。针对该应用场景氢气需求间歇性强、波动速率快的特点，由生物质气化装置承担基础氢气负荷，而水电解制氢系统仅在发电功率过剩时段进行调峰补充，通过这种协同运行的供氢模式实现对金属冶炼的氢气供应。由此可见，所提出的能量管理方法通过调配水电解制氢与生物质气化制氢两种制氢方式，能够有效

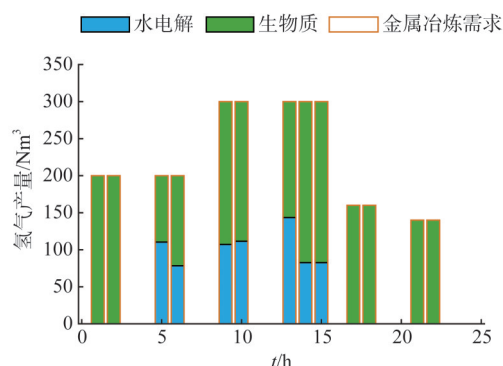


图 12 氢能枢纽 2 氢气供需平衡情况

Fig. 12 Hydrogen supply-demand balance of HEH2

满足不同行业氢气需求。

如图 13—14 所示，通过水电解与生物质气化两种制氢技术耦合，氢能枢纽 1 和 2 中的水电解副产物氧气供给给生物质气化制氢，同时充分利用储氧装置缓存多余氧气以便氧气不足时调用，实现了氧气的充分利用。

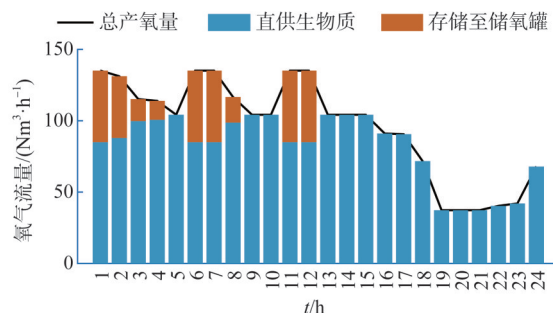


图 13 氢能枢纽 1 氧气供需

Fig. 13 Hydrogen supply-demand of HEH1

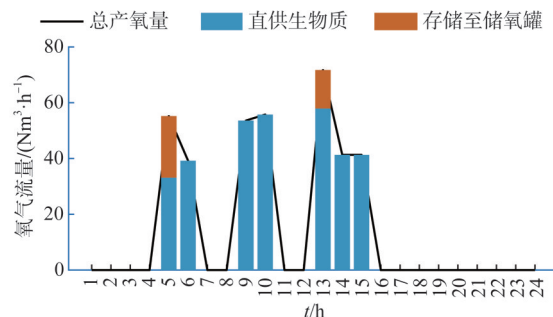


图 14 氢能枢纽 2 氧气供需

Fig. 14 Hydrogen supply-demand of HEH2

其余 3 种光伏出力典型场景中，系统电能供需平衡状况如图 15 所示。可见本文所提能量管理方法在 3 种场景中均能在满足水电解电力需求的前提下，将多余电力储存或出售，避免浪费，且保持系

统平稳, 实现不同场景下的能量平衡。

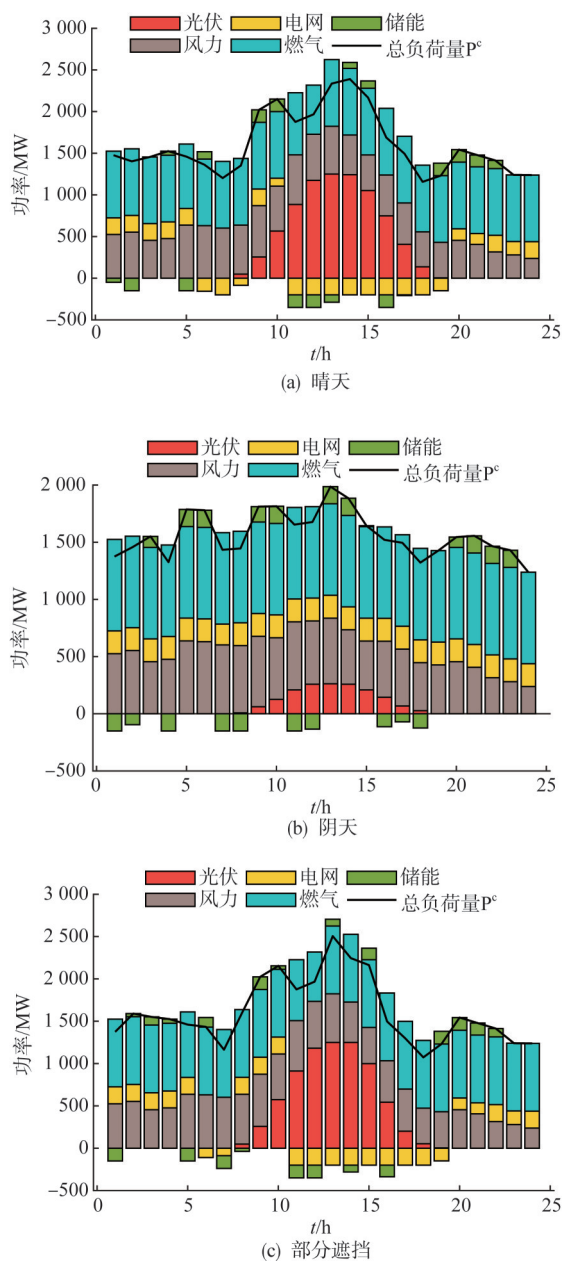


图 15 电能供需平衡

Fig. 15 Electricity supply-demand balance

综上, 相关的能量管理调度方案能够适应电价和可再生能源的变化, 同时协调多个储能系统的运行, 在满足氢气需求的前提下更加经济高效地利用电力, 最小化运行成本。

4.4 氧气互补利用有效性验证

相比于传统的空气气化剂而言, 使用纯氧作为气化剂对生物质气化反应有促进作用, 具有更好的制氢效果。如表 4 所示, 当采用木材作为生物质原

料时, 分别以空气和纯氧作为气化剂进行生物质气化反应的气体产物分布呈现显著差异。相较于以空气为氧化介质, 采用纯氧作为反应介质时, 单位摩尔生物质的生物质气化产氢量提升 4.6%, 且产物气体中完全不含氮气组分。

表 4 纯氧和空气作为气化剂下通入 1 mol/s 生物质对应物质消耗和生成量

Tab. 4 Pure oxygen and air as a gasification agent into 1 mol/s biomass corresponding material consumption and production mol/s

气化剂	氢气	甲烷	二氧化碳	氮气
空气	0.64	0.03	0.70	1.13
纯氧	0.67	0.03	0.75	0

此外, 通过比较能源效率计算的结果, 可以进一步证明本文所提出的考虑氧气互补利用的制氢系统在生产制造中应用的好处。能源效率计算公式如下^[19]。

$$\eta_1 = \frac{U^H \times 100\%}{U^E + U^B} \quad (29)$$

$$\eta_2 = \frac{U^E}{U^T} \xi^E + \frac{U^B}{U^T} \xi^B \quad (30)$$

式中: U^H 为输出氢的总能量; U^E 为输入电能, U^B 为输入生物质所含的能量; U^T 为总的能量输入, $U^H = U^E + U^B$; ξ^E 和 ξ^B 分别为水电解和农村生物质气化的产氢效率。

表 5 总结了能源效率的比较结果。结果表明, 考虑氧气利用后, 制氢总效率由 50.69% 提高到了 52.93%。可见, 所提氧气互补利用的有效性得到验证。

表 5 氢气生产的能源效率统计

Tab. 5 Statistics of energy efficiencies in hydrogen production

场景	能源效率/%	备注
无补充	50.69	效率为 $\xi^E = 62\%$
考虑氧气利用	52.93	$\xi^B = 40\%$

5 结论

本文考虑了一种基于氢能枢纽的电-氢综合能源系统能量管理建模与优化运行方法, 旨在协同不同制氢技术的同时, 有效满足不同生产制造业的多样化氢气需求。首先, 所引入的氢能枢纽利用副产物氧气耦合水电解和农村生物质气化两种制氢技

术,能够满足不同类型的氢气需求。其次,通过将副产物氧气的利用纳入能量管理策略中,不仅可以提高能源效率,还能减少资源浪费,从而实现更可持续和更具成本效益的运营。最后,所提出的能量管理方法具有高度的适应性,能够有效降低运营成本,增强能源供应的稳定性。综上所述,本研究不仅有助于提高决策效率和经济效益,还具有较强的实用价值。

本文模型针对区域级综合能源系统的日内优化调度,假设氢气通过短距离管道或本地储罐即时调配,忽略长距离输氢的动态延迟与损耗。该假设适用于园区或城市级别的氢能枢纽,未来若想扩展至广域能源网络研究,则需进一步考虑氢能传输的动态约束。

参考文献

- [1] 曹蕃,郭婷婷,陈坤洋,等.风电耦合制氢技术进展与发展前景[J].中国电机工程学报,2021,41(6):2187-2201.
CAO Fan, GUO Tingting, CHEN Kunyang, et al. Progress and development prospect of coupled wind and hydrogen systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2187-2201.
- [2] 孙鹤旭,李争,陈爱兵,等.风电制氢技术现状及发展趋势[J].电工技术学报,2019,34(19):4071-4083.
SUN Hexu, LI Zheng, CHEN Aibing, et al. Current status and development trend of hydrogen production technology by wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(19): 4071-4083.
- [3] 张运洲,张宁,代红才,等.中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J].中国电力,2021,54(3):1-11.
ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system[J]. Electric Power, 2021, 54(3): 1-11.
- [4] AYODELE T R, YUSUFF A A, MOSETLH T C, et al. Hydrogen production using solar energy resources for the South African transport sector[J]. International Journal of Sustainable Engineering, 2021, 14(6): 1843-1857.
- [5] 刘小奇,陈瑶,周友,等.大规模电氢耦合系统:中欧大型能源企业的技术视角分析与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(18):7003-7010.
LIU Xiaoqi, CHEN Yao, ZHOU You, et al. Large-scale power-hydrogen coupling systems: technical perspective analysis and prospect of large energy companies in China and Europe[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 7003-7010.
- [6] 陈冠益,高文学,马文超.生物质制氢技术的研究现状与展望[J].太阳能学报,2006,27(12):1276-1284.
CHEN Guanyi, GAO Wenxue, MA Wenchao. Research status and prospects of biomass hydrogen production technology[J]. Acta Energetica Sinica, 2006, 27(12): 1276-1284.
- [7] 张丝钰,张宁,代红才,等.可再生能源电解水制氢系统规划优化与生产模拟[J].中国电力,2024,57(4):52-60.
ZHANG Siyu, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Optimization and simulation on hydrogen production system using water electrolysis powered by renewable energy[J]. Electric Power, 2024, 57(4): 52-60.
- [8] 王季康,李华,彭宇飞,等.风氢储耦合系统建模与并网控制[J].南方电网技术,2022,16(10):141-150.
WANG Jikang, LI Hua, PENG Yufei, et al. Modeling and grid-connected control of wind-hydrogen storage coupled systems[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(10): 141-150.
- [9] 姜智霖,郝峰杰,袁志昌,等.考虑SOC优化设定的电-氢混合储能系统的运行优化[J].电力系统保护与控制,2024,52(8):65-76.
JIANG Zhilin, HAO Fengjie, YUAN Zhichang, et al. Operational optimization of electricity-hydrogen hybrid energy storage system with SOC optimization setting[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(8): 65-76.
- [10] 黄帅飞,丁晓群,高乾恒,等.光-氢-储系统接入配电网的有功-无功协调优化[J].南方电网技术,2018,12(7):44-51.
HUANG Shuaifei, DING Xiaoqun, GAO Qianheng, et al. Active-reactive coordination optimization of photovoltaic-hydrogen-storage system connected to distribution network[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(7): 44-51.
- [11] 荆涛,陈庚,王子豪,等.风光互补发电耦合氢储能系统研究综述[J].中国电力,2022,55(1):75-83.
JING Tao, CHEN Geng, WANG Zihao, et al. Research overview on the integrated system of wind-solar hybrid power generation coupled with hydrogen-based energy storage[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 75-83.
- [12] 尹正宇,符传略,韩奎华,等.生物质制氢技术研究综述[J].热力发电,2022,51(11):37-48.
YIN Zhengyu, FU Chuanlue, HAN Kuihua, et al. A review of biomass hydrogen production technology[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(11): 37-48.
- [13] NGUYEN V G, NGUYEN-THI T X, NGUYEN P Q P, et al. Recent advances in hydrogen production from biomass waste with a focus on pyrolysis and gasification[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 54(7): 127-160.
- [14] KANNAH R Y, KAVITHA S, KARTHIKEYAN O P, et al. Techno-economic assessment of various hydrogen production methods-A review[J]. Bioresource Technology, 2021(319): 124175.
- [15] ZHU M S, AI X M, FANG J K, et al. Optimal integration of electrolysis, gasification and reforming for stable hydrogen production[J]. Energy Conversion and Management, 2023(292): 117400.
- [16] 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/OL].南方电网技术:1-13[2024-10-28]. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240517002>.
- [17] HE Chenke, CHEN Lei, XU Weiyi, et al. Review and prospect of hydrogen production and refueling network planning for hydrogen fuel cell vehicles[J/OL]. Southern Power System Technology: 1-13[2024-10-28]. <https://nfdwjs.csg.cn/gateway-web/zh/debutDetail.html?serialNum=20240517002>.
- [17] AVARGANI V M, ZENDEHBOUDI S, SAADY N M C, et al. A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: prospects and challenges[J]. Energy

- Conversion and Management, 2022 (269): 115927.1 – 115927.14
- [18] 聂红, 李明丰, 高晓冬, 等. 石油炼制中的加氢催化剂和技术[J]. 石油学报(石油加工), 2010, 26(z1): 77 – 81.
NIE Hong, LI Mingfeng, GAO Xiaodong, et al. Hydrogenation catalysts and technologies in petroleum refining [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2010, 26 (z1): 77 – 81.
- [19] 司方远, 段玉戈, 盛康玲, 等. 绿氢冶金综合能源系统优化: 关键问题与研究框架[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(16): 6203 – 6222.
SI Fangyuan, DUAN Yuge, SHENG Kangling, et al. Optimization of green hydrogen metallurgy integrated energy system: key issues and research framework [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(16): 6203 – 6222.
- [20] KHALID F, DINCER I, ROSEN M A. Analysis and assessment of an integrated hydrogen energy system [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(19): 7960 – 7967.
- [21] 张学强, 董龙, 王栋. 考虑氢能需求的甘肃省电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电力, 2023, 56(12): 262 – 272.
ZHANG Xueqiang, DONG Long, WANG Dong. Research on low-carbon transition path of gansu province's power industry considering hydrogen energy demand [J]. Electric Power, 2023, 56(12): 262 – 272.
- [22] ZHU M S, AI X M, FANG J K, et al. Optimal scheduling of hydrogen energy hub for stable demand with uncertain photovoltaic and biomass [J]. Applied Energy, 2024 (360): 122783.
- [23] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49 (14): 11 – 20.
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Planning of multi-energy flow integrated energy system considering wind-solar utilization rate and hydrogen energy flow [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11 – 20.
- [24] 冯雷, 鲁家彤, 徐洪涛, 等. 不同地区太阳能光伏电解水制氢与储氢系统模拟研究[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 481 – 486.
FENG Lei, LU Jiatong, XU Hongtao, et al. Simulation study on solar photovoltaic water electrolysis hydrogen production and storage systems in different regions [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(12): 481 – 486.
- [25] 陈磊磊, 年珩, 赵建勇, 等. 含多电解槽的新能源制氢能量管理优化[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 2 – 10.
CHEN Leilei, NIAN Heng, ZHAO Jianyong, et al. Energy management optimization for new energy hydrogen production with multiple electrolyzers [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 2 – 10.
- [26] 张鹏成, 徐箭, 柯德平, 等. 氢能驱动下钢铁园区能源系统优化配置[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(14): 1 – 10.
ZHANG Pengcheng, XU Jian, KE Deping, et al. Optimal configuration of energy system in iron and steel park driven by hydrogen energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(14): 1 – 10.
- [27] QIN Z, TANG Y T, ZHANG Z X, et al. Techno-economic-environmental analysis of coal-based methanol and power poly-generation system integrated with biomass co-gasification and solar based hydrogen addition [J]. Energy Conversion and Management, 2021(228): 113646.1 – 113646.11.
- [28] GAO J, CHEN J J, CAI Y, et al. A two-stage microgrid cost optimization considering distribution network loss and voltage deviation [J]. Energy Reports, 2020, 6: 263 – 267.
- [29] ZHU M, FANG J, AI J, et al. Robust optimal configuration method of integrated hydrogen production system for stable hydrogen demand [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 62 – 69.
- [30] XUE X Z, AI X M, FANG J K, et al. Real-time schedule of microgrid for maximizing battery energy storage utilization [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1356 – 1369.

收稿日期: 2025-02-06; 网络首发日期: 2025-06-06

作者简介:

张泓楷(1995), 男, 工程师, 硕士, 研究方向为农村能源, 1345529726@qq.com;

张黎(2001), 女, 硕士研究生, 研究方向为电-氢综合能源系统能量管理, zhangli268@cug.edu.cn;

朱梦姝(1996), 女, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行, 多能源耦合互补制氢, ms_zhu@hust.edu.cn。