

DOI: 10.19666/j.rlfed.202505082

沙戈荒新能源大基地煤电掺烧绿氢 降碳系统配置方案研究

陈文琦¹, 黄玉磊¹, 周 秦², 林祥东¹, 张俊春¹, 薄 煜¹,
李文凯¹, 黄大岸³, 张伊甸¹, 高群翔¹, 张晨昕⁴

(1. 电力规划设计总院, 北京 100120;

2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021;

3. 中国葛洲坝集团股份有限公司, 湖北 武汉 430033; 4. 中国华能集团有限公司, 北京 100031)

[摘 要] 为优化沙戈荒新能源大基地煤电机组掺烧绿氢降碳的系统配置方案, 构建了一套包含制氢、储氢、储能及煤电机组掺氢燃烧的综合系统框架, 建立了降碳目标约束下以氢燃料成本最低为目标的系统配置优化模型, 并运用混合整数线性规划方法进行求解与分析, 探讨了不同运行场景下的降碳系统配置优化方案。以某沙戈荒新能源大基地为例, 在单台煤电机组降碳 10% 的目标约束下, 如仅利用弃风弃光电力制氢时, 制氢装置年利用小时数仅约 2 000 h, 标准状态下绿氢成本高达 3.02 元/m³ (33.80 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.2179 元/(kW·h); 配置电化学储能可降低制氢、储氢系统配置规模, 提升制氢装置利用小时数, 但受限于高额的储能建设成本, 储能规模需要优化确定, 标准状态下绿氢成本最低可降至约 2.35 元/m³ (26.30 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.1652 元/(kW·h); 在储能基础上, 如可在绿氢认证范围内引入少量公网电力辅助制氢, 可进一步减少系统建设成本, 标准状态下制氢成本有望降低至约 2.12 元/m³ (23.70 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.1426 元/(kW·h)。

[关 键 词] 新能源大基地; 绿氢掺烧; 煤电降碳; 制氢; 储能

[引用本文格式] 陈文琦, 黄玉磊, 周秦, 等. 沙戈荒新能源大基地煤电掺烧绿氢降碳系统配置方案研究[J]. 热力发电, 2025, 54(8): 95-103. CHEN Wenqi, HUANG Yulei, ZHOU Qin, et al. Configuration scheme for a decarbonization system via green hydrogen co-firing in coal-fired power plant at large desert, gobi, and wasteland power base[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(8): 95-103.

Configuration scheme for a decarbonization system via green hydrogen co-firing in coal-fired power plant at large desert, gobi, and wasteland power base

CHEN Wenqi¹, HUANG Yulei¹, ZHOU Qin², LIN Xiangdong¹, ZHANG Junchun¹, BO Yu¹,
LI Wenkai¹, HUANG Daan³, ZHANG Yidian¹, GAO Qunxiang¹, ZHANG Chenxin⁴

(1. China Electric Power Planning & Engineering Institute, Beijing 100120, China;

2. Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, China;

3. China Gezhouba Group Co., Ltd., Wuhan 430033, China; 4. China Huaneng Group Co., Ltd., Beijing 100031, China)

Abstract: To optimize the system configuration scheme for green hydrogen co-firing in coal-fired power units at large renewable bases in desert, gobi, and wasteland areas to achieve decarbonization, a comprehensive system framework encompassing hydrogen production, hydrogen storage, energy storage, and hydrogen co-firing in coal-fired power units is established. It develops a system configuration optimization model aiming for the lowest hydrogen production cost under a decarbonization target constraint. The model is solved and analyzed using mixed-integer linear programming to explore the optimal configuration solutions for a decarbonization system via green

收稿日期: 2025-05-26 网络首发日期: 2025-06-20

基金项目: 中国能源建设股份有限公司重点研发项目 (CEEC2023-ZDYF-02)

Supported by: Key Research and Development Project of China Energy Engineering Group Co., Ltd. (CEEC2023-ZDYF-02)

第一作者简介: 陈文琦 (1998), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为火电产业政策及技术评估, wqchen@eppei.com。

通信作者简介: 林祥东 (1987), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为火电产业政策及技术评估, xdlin@eppei.com。

hydrogen co-firing in different operating scenarios. The model is demonstrated through a case study. Under the constraint of 10% decarbonization for a single coal-fired power unit, if only curtailed wind and solar power are used for hydrogen production, the annual utilization hours of the hydrogen production equipment are only about 2 000 hours, and the green hydrogen cost is as high as 3.02 yuan/m³ (33.8 yuan/kg). This leads to an increase of 0.217 9 yuan/(kW·h) in the per-unit electricity cost for a single coal-fired power unit. Configuring electrochemical energy storage can reduce the scale of hydrogen production and storage systems and increase the utilization hours of hydrogen production equipment. However, limited by high energy storage construction costs, the energy storage scale needs to be optimally determined, and the green hydrogen cost can be reduced to approximately 2.35 yuan/m³ (26.3 yuan/kg) at its lowest, which leads to an increase of 0.165 2 yuan/(kW·h) in the per-unit electricity cost for a single coal-fired power unit. Furthermore, if a small amount of grid electricity can be introduced to assist hydrogen production within the scope of green hydrogen certification, system construction costs can be further reduced. The hydrogen production cost is expected to decrease to approximately 2.12 yuan/m³ (23.7 yuan/kg) and the per-unit electricity cost for a single coal-fired power unit would increase by 0.142 6 yuan/(kW·h).

Key words: renewable energy base; green hydrogen co-firing; coal-fired power plant decarbonization; hydrogen production; energy storage

我国“沙戈荒”地区（沙漠、戈壁、荒漠）占全国陆地总面积约 13%，风能、太阳能资源丰富，拥有大片生态红线区以外的未利用土地，国土空间资源丰富，是集中规模化开发新能源的理想区域。2022 年 6 月，国家发展和改革委员会、国家能源局等九部门联合印发了《“十四五”可再生能源发展规划》，明确提出以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局和支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西北沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略的大型风电光伏基地项目。截至目前，已有部分沙戈荒新能源大基地方案陆续获批，并进入实施阶段。

在已获批的沙戈荒新能源大基地项目中，一般配置一定规模的煤电机组作为支撑调节电源。新能源出力具有强随机性、间歇性和波动性特征，且多采用电力电子设备并网，缺乏常规同步发电机的转动惯量和电压支撑能力，这给电力系统的安全稳定运行带来严峻挑战^[1]。尽管储能、光热、虚拟同步机等新兴技术正在着力突破上述瓶颈^[1-2]，但面对新能源大基地的规模化装机容量及复杂运行需求，煤电以其技术成熟、经济最优的特点，在沙戈荒新能源大基地建设进程中，科学配置适当比例煤电机组，是实现新能源大基地安全稳定运行、确保电力可靠供应的重要技术路径^[3]。目前，已获批的沙戈荒新能源大基地基本采用“风光火”开发模式^[4-5]。

与此同时，煤电作为我国碳排放的主要来源之一，我国能源低碳化转型也需要煤电发挥关键作用。2025 年 4 月，国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发的《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》（发改能源〔2025〕363 号），

提出因地制宜采用零碳低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存、煤电与新能源耦合等技术，以提升机组清洁降碳技术水平。目前，煤电常用的掺烧燃料有绿氢、绿氨和生物质等。考虑到沙戈荒新能源大基地风光资源丰富，周边生物质资源匮乏，新能源大基地内煤电降碳采用掺烧绿氢和绿氨的方案更可行。国际上，日本和韩国最早提出煤电掺烧绿氢降碳的思路^[6-7]，主要原因在于两国新能源资源匮乏，绿氢和绿氨主要依赖进口，液氨的体积能量密度高，且大规模储存和运输技术已经成熟，运输成本更低。在沙戈荒新能源大基地中，煤电机组距离新能源机组较近，绿氢可采用管道运输等方式，运输成本低，无需转成液氨进行运输。因此，已有部分项目前瞻性地提出拟利用沙戈荒新能源大基地的弃风弃光制取绿氢，部分替代基地煤电机组的燃煤消耗。沙戈荒新能源大基地煤电掺烧绿氢降碳有望成为新一代煤电清洁降碳的一条重要路径。

国内外学者就新能源制氢系统方面的研究较多^[8-21]，煤电机组掺烧氢气方面的研究较少^[22-27]。新能源制氢方面，国能经济技术研究院王明华分析了新能源电解水制氢技术的经济性，重点探讨了影响制氢成本的关键因素^[10]。金风科技 Zhang Guotao 系统研究了风电耦合制氢系统的经济性，提出采用弃风制氢的平均成本在 22.4 元/kg 左右^[8]。文献[14,17-18]通过优化方法提出了多种风光制氢电解槽集群优化策略，通过构建能量管理策略与启停优化调度模型以提升系统收益。西安交通大学陈杰团队系统综述了光伏电解水制氢技术，分析了电解槽类型、催化剂设计及系统集成优化策略，展望了规模化应用挑战与方向^[19]。煤电机组掺烧氢气方面：新疆大学 Lu Hao 团队针对煤电机组掺烧氢气

的燃烧过程进行了仿真研究^[24-25], 其中, 文献[24]提出一方面氢气的快速燃烧有助于煤粉的点燃, 另一方面, 随着氢气混合比例的增加, 生成的大量 H_2O 使得炉膛整体温度有所下降; 而文献[25]进一步提出大量 H_2O 不仅导致了低温区的生成, 同时延长了煤炭的燃尽时间; 上海电力大学刘鑫等通过数值模拟分析了超超临界 1 000 MW 燃煤锅炉在低负荷 (300 MW) 运行时, 一次风中掺混不同比例氢气和氧气对炉膛温度场和燃烧稳定性的影响, 说明了掺烧氢气有利于煤电机组的低负荷稳燃^[22]; 东方电气集团赵硕 等通过 50 kW 下行燃烧试验炉探究了燃煤掺氢对燃烧特性的影响, 揭示了掺氢比与 NO_x 排放的非线性关系^[23]。

综上所述, 煤电机组掺烧绿氢作为沙戈荒新能源大基地潜在的降碳手段, 其经济性是目前制约该技术规模化发展的核心因素, 系统配置方案是决定绿氢成本的核心因素, 目前国内外就其系统配置方案的研究较少。为此, 本文以某沙戈荒新能源大基地为例, 构建了沙戈荒新能源大基地煤电机组掺烧绿氢降碳系统框架, 建立了在碳减排指标约束下以氢燃料成本最低为目标的系统配置优化模型, 通过建模优化大基地煤电掺烧绿氢降碳系统的配置方案, 以期最大限度降低绿氢成本。

1 新能源大基地煤电机组掺氢系统

1.1 掺氢降碳系统框架与运行方式

本文构建的新能源大基地煤电机组掺氢降碳系统, 旨在利用大基地的弃风弃光制取绿氢, 随后送入煤电机组掺烧以降低碳排放。该系统的核心部件包括电解槽等制氢装置、氢气储罐、煤电机组掺氢燃烧装置、储能装置 (如需要) 等。系统框架与运行方式如图 1 所示。

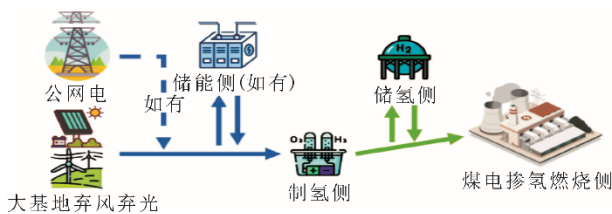


图 1 新能源大基地煤电机组掺氢系统框架

Fig.1 Framework of decarbonization system via hydrogen co-firing in coal power for large renewable energy base

由图 1 可见, 系统运行所需的能源既可以全部来自于新能源大基地的弃电, 也可以通过公网补充部分用电需求。在制氢侧, 风光发电高峰时段产生

的过剩电能优先驱动电解槽制氢, 制氢功率由弃风弃光功率与电网调度指令实时调节; 储能侧作为备用调节单元, 在制氢容量饱和时存储剩余弃电, 并在外部电源功率不足时反向供电至制氢系统; 储氢侧根据掺烧侧实时的掺烧氢气上限存储短时无法消纳的氢气; 掺烧侧基于电网调度指令与掺烧设备允许的掺氢上限动态调整掺烧绿氢量。全系统通过实时数据监测与智能调度策略, 兼顾能源利用效率与设备运行安全。

为深入研究该系统的配置方案, 探究储能系统配置与公网电接入的必要性, 本文考虑了 3 种不同的系统组成方案。最简单的方案是制氢所需用电全部来自弃电且不配置储能。由于弃电功率的波动性, 这种方案的实时氢气产量变化极大, 满足碳减排指标需要配置较大的制氢与储氢装置。第 2 种方案在前一方案的基础上允许配置储能装置, 储能装置可大幅平抑弃电功率曲线的波动, 提升制氢装置利用小时数, 从而减小制氢与储氢装置规模。第 3 种方案则在前 2 种方案的基础上进一步在绿氢认证允许的范围内使用部分公网电。根据欧盟《可再生能源指令 II》中的绿氢认证标准, 只有制氢装置所在竞价区域的上一日历年度的可再生电力平均比例超过 90%, 该区域生产的氢气才能被认定为绿氢。基于此标准, 制氢过程中使用的公网电量占比不得超过 10%。

1.2 煤电机组掺氢降碳系统装置

1.2.1 储能侧装置

储能装置用于储存无法即时送入制氢系统的可再生能源电力。为煤电机组掺氢系统配备储能装置能有效平抑制氢装置输入端负荷波动, 提升制氢装置利用小时数, 减少制氢系统规模, 降低系统建设成本。目前, 大容量储能技术主要包含电化学储能、物理储能等, 其中物理储能又包含抽水蓄能、压缩空气储能、熔盐储能、重力储能与飞轮储能等^[28-29]。新能源大基地煤电机组掺烧绿氢降碳系统配备的储能装置主要用于存储/释放风光弃电, 对于储能的响应速度和负荷调节能力要求较高, 采用电化学储能较为合适。本文的配置方案优化中, 储能装置需满足如下约束:

$$P_{ccs,t} \geq -0.5 \times \max_t(E_{ccs,t}) \quad (1)$$

$$P_{ccs,t} \geq -(P_{waste,t} + P_{pub,t}) \quad (2)$$

$$P_{ccs,t} \leq E_{ccs,t} \quad (3)$$

式中: t 为时间, 本文设置为 8 760 h; $P_{ccs,t}$ 、 $E_{ccs,t}$ 分

别为实时流入（-）、流出（+）储能装置的电量与储能装置的实时储能量； $\max_t(E_{ccs,t})$ 为储能装置的最大储能量； $P_{pub,t}$ 与 $P_{waste,t}$ 分别为系统从公网上获得的实时电量与系统实时利用的弃电量。式(1)与式(2)表示储能系统的实时储能量不能高于最大储能量的 50%（即储能按 2 h 配置）或是当前输入系统的电量之和，式(3)表示储能系统的实时放电量不得高于当前装置中的实时储能量。

1.2.2 制氢侧装置

制氢系统利用基地弃风弃光和主网电量，采用电解水技术制取绿氢。考虑到欧盟绿氢认证的要求，本文中的制氢侧装置用电需满足公网电量不超过总用电量的 10%，即有：

$$\sum(P_{pub,t}) \leq \sigma \times \sum(P_{waste,t} + P_{pub,t}) \quad (4)$$

式中： σ 为公网电比例，在纯弃电情形下取 0，在采用弃电+部分公网电制氢情形下， σ 取 0.1。

1.2.3 储氢侧装置

储氢系统用于储存无法即时送入煤机组掺烧的氢气。目前，储氢方法主要分为气态储氢、低温液态储氢、有机液储氢、固态储氢 4 种^[29-30]。气态储氢技术比较成熟，是目前我国最常用的储氢技术，且本文的新能源大基地煤机组掺氢系统中氢气存储时间相对较短，充放频率和速率要求较高，故气态储氢方案较为合适。本文建模的储氢装置需满足如下约束：

$$P_{hydro,t} \geq -\max_t(E_{hydro,t}) \quad (5)$$

$$P_{hydro,t} \geq -(P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t}) \quad (6)$$

$$P_{hydro,t} \leq E_{hydro,t} \quad (7)$$

式中： $P_{hydro,t}$ 、 $E_{hydro,t}$ 分别为实时流入（-）、流出（+）氢装置的氢气与储氢装置的实时储氢量（计算中二者均用制氢电量表示）； η_{ccs} 为系统储能装置的效率。式(5)与式(6)表示储氢系统的实时储氢量不能高于储罐大小或是当前制氢量，式(7)表示储氢系统的实时放氢量不得高于当前储罐中实时储氢量。

1.2.4 掺烧侧装置

煤机组掺烧氢气装置用于将氢气输送至机组锅炉中稳定燃烧，主要包括燃烧器和氢气及空气输送管道系统。燃烧器主要包括点火装置、火焰检测装置、氢气喷枪、空气通道及调节装置等；氢气及空气输送管道系统主要包括快关阀、调节阀、过滤器、流量计、压力/温度测量仪表等。本文建模的

掺烧侧装置需满足如下约束：

$$\max_t(P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t}) \geq \quad (8)$$

$$P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t} + P_{hydro,t} \leq \text{MAXLOAD}_t \quad (9)$$

式中： MAXLOAD_t 为煤电掺烧氢气系统的实时最大掺烧氢量。式(8)表示氢气输送管道系统的最大输送能力为制氢系统的最大制氢量；式(9)表示煤机组掺烧氢气系统的最大掺烧能力约束。本文煤机组实时最大掺烧氢气比例与当前煤机组的功率相关，煤机组负荷不小于额定负荷的 60% 时，最大掺烧量不超过额定负荷 30%；而煤机组负荷小于额定负荷的 60% 时，最大掺烧量不超过当前负荷 50%。

2 掺烧绿氢系统配置优化模型

新能源大基地煤机组掺烧绿氢降碳系统

以制氢成本最低为优化目标，制氢成本目标函数为：

$$0.1 \times C_{\text{construct}} \times \tau_{\text{O\&M}} + C_{\text{operation}} \quad (10)$$

式中： $C_{\text{construct}}$ 为整个系统的建设成本； $\tau_{\text{O\&M}}$ 为运维费用系数； $C_{\text{operation}}$ 为整个系统的运行费用。该式包含整个系统的建设成本（按 10 年均摊计）与年制氢电费成本，其中，建设成本 $C_{\text{construct}}$ 为储能侧（式(11)）、制氢侧（式(12)）、储氢侧（式(13)）与煤机组掺烧氢气侧设备费用（式(14)）之和。

$$\max_t(P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t}) \times C_{\text{electro}} \quad (11)$$

$$\max_t(P_{ccs,t}) \times C_{\text{ccs}} \quad (12)$$

$$\max_t(P_{hydro,t}) \times C_{\text{hydro}} \quad (13)$$

$$C_{\text{burn}} \quad (14)$$

系统运行成本 $C_{\text{operation}}$ 为弃电费（式(15)）、公网电费（式(16)）与水费（式(17)）之和。

$$\sum(P_{waste,t}) \times C_{\text{waste}} \quad (15)$$

$$\sum(P_{pub,t}) \times C_{\text{pub}} \quad (16)$$

$$\max_t(P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t}) \times C_{\text{H}_2\text{O}} \quad (17)$$

式中： $\max_t(P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t})$ 为制氢装置最大功率； C_{electro} 为制氢装置单位功率建设成本； $P_{ccs,t}$ 与 C_{ccs} 分别为储能系统容量与其单位容量建设成本； $P_{hydro,t}$ 与 C_{hydro} 分别为储氢系统容量与其单位容量建设成本； C_{waste} 、 C_{pub} 与 $C_{\text{H}_2\text{O}}$ 分别为单位弃电电费、单位公网电费用与单位水费。

除 1.2 节列出的系统内装置约束外，整个煤机组掺烧绿氢降碳系统还需满足全年碳减排总量指标：

$$\sum_t (P_{waste,t} + P_{pub,t} + \eta_{ccs} P_{ccs,t} + P_{hydro,t}) \geq \text{Threshold} \quad (18)$$

式中: Threshold 为满足煤电机组全年碳减排指标所需的氢气量 (以制氢电量表示)。

本文构建的新能源大基地煤电机组掺氢系统配置优化模型优化参数包括实时储/放能功率、储能装置中的储能量、实时弃电、公网电利用量、实时储/放氢量、储氢装置中的储氢量,需通过混合整数线性规划 (mixed integer linear programming, MILP) 求解,后续算例中调用 PuLP 包^[31]中的 CBC 求解器求解该问题。

3 案例分析

3.1 参数设定

为验证所构建模型有效性,本文以西北某新能源大基地为例进行系统配置优化分析。该大基地配备有 1 500 万千瓦新能源和 264 万千瓦煤电 (4×66 万千瓦),经调度运行优化后获得基地一年分时弃电与煤电功率曲线 (共 8 760 个数据点) (图 2)。

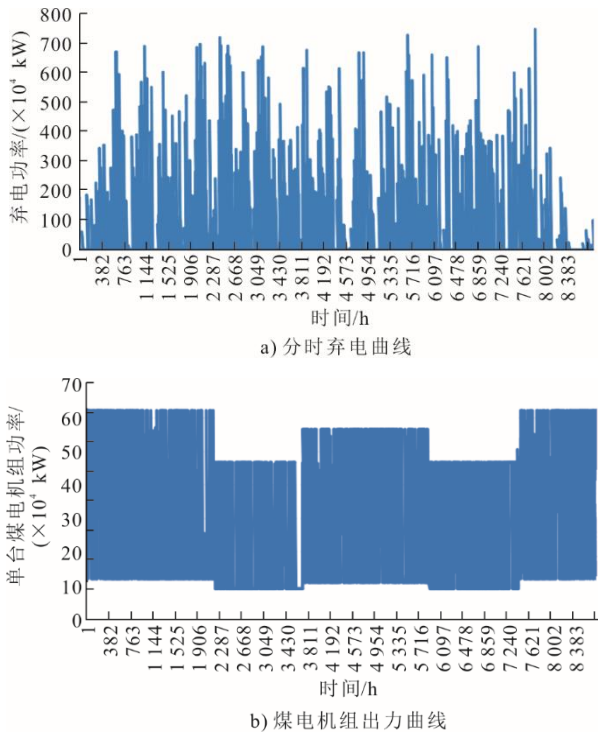


图 2 新能源大基地分时弃电曲线与煤电机组出力曲线
Fig.2 The curtailment curve and coal-fired unit output curve of the renewable energy base

该大基地全年燃煤发电量为 102.9 亿千瓦时,全年弃风弃光电量达 43.7 亿千瓦时,其中,弃电功率主要集中在 20 万千瓦~600 万千瓦,最大可超过 700 万千瓦。

算例中采用的相关系数参考市场价格,表 1 为

算例优化系数。计算中考虑度电成本上升时,参考标准煤价为 742 元/t。

表 1 算例优化系数
Tab.1 Optimization coefficients for test case

项目	数值	项目	数值
η_{ccs}	0.902 5	$C_{burn}/(\text{万元}\cdot\text{台}^{-1})$	3 000
$\tau_{O\&M}$	1.15	$C_{waste}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.03
$C_{electro}/(\text{万元}\cdot\text{m}^{-3})$	3	$C_{pub}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$ ^②	
$C_{ccs}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	750	$C_{H_2,o}/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	2
$C_{hydro}/(\text{万元}\cdot\text{个}^{-1})$ ^①	750		

①单个储罐容量 2.6 万 m³; ②公网电费按 2024 年国网青海省电力公司代理购电工商业用户电价。

3.2 煤电机组掺氢系统优化配置分析

本文考虑了 3 种不同的系统组成方案,即纯弃电制氢、不配置储能,纯弃电制氢、配置储能与弃电+部分公网电制氢、配置储能。根据《新一代煤电升级专项行动实施方案 (2025 一代煤电升年)》(发改能源〔2025〕363 号)的要求,清洁降碳新一代煤电示范要求度电碳排放水平较 2024 年同类煤电机组降低 10%~20%。因此,本文通过对比在单台煤电机组碳减排 10%约束下,3 种方案的总系统建设成本、氢气制备成本与上网电价上浮,定性定量考虑不同组成方案对于系统整体经济性的影响。

3.2.1 纯弃电制氢、不配置储能

本文测算了不同降碳比例下,该方案的系统优化配置。图 3 和图 4 分别展示了煤电机组降碳比例和氢气价格随弃电利用率的变化与 4 台煤电机组上网电价上浮和氢气价格随煤电机组降碳比例的变化情况。由图 3 可见,随着系统利用弃电量增多,弃电利用率增大,煤电机组降碳比例呈线性增长趋势,而氢气价格则在弃电利用率较大时出现指数型攀升。这主要是由于制氢装置为消纳过剩电力而快速扩容,导致设备年利用小时数持续下降所致。氢气价格的指数型上升也导致图 4 中煤电电价上浮随煤电机组降碳比例的升高呈现类似的增长趋势。

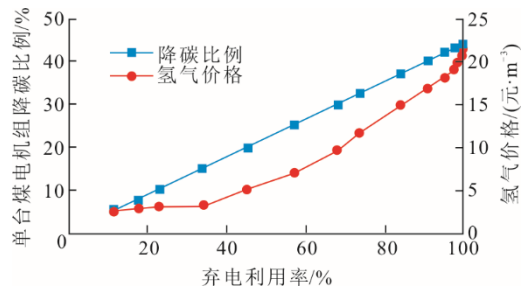


图 3 弃电利用率对煤电降碳比例和氢气价格的影响
Fig.3 Effects of curtailment utilization ratio on decarbonization ratio of coal-fired unit and hydrogen price

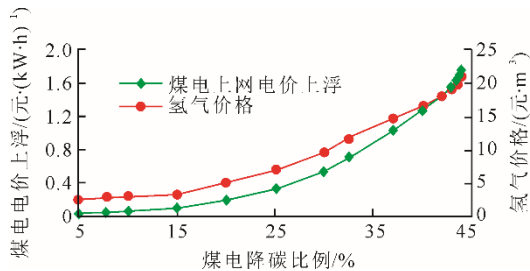


图4 不同煤电降碳比例下的煤电电价和氢气价格

Fig.4 Coal-fired electricity prices and hydrogen prices with different decarbonization ratios of the coal-fired unit

经计算,在单台煤电机组碳减排10%约束下的系统配置优化结果如下。

制氢装置规模 $9.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (气体均为标准状态下,下同;电功率49.5万千瓦),制氢装置年利用小时数2018 h,储氢罐大小 $689 \times 10^4 \text{ m}^3$,消纳弃电10.0亿千瓦时(弃电利用率23%),年制氢量约2.0亿 m^3 。

经济性方面,系统建设成本49.9亿元,测算氢气成本约3.02元/ m^3 (约33.8元/kg),单台煤电机组上网电价上浮0.2179元/(kW·h),4台煤电机组上网电价上浮0.0545元/(kW·h),大基地电源综合上网电价上浮0.0157元/(kW·h)。

由于存在利用弃风弃光的小时数偏少,导致在仅利用风光弃电且无储能时,制氢装置的利用小时数不高,且制氢装置容量越大,利用小时数越低,这对大基地掺氢降碳的经济性造成了极为不利的影 响,使得氢气价格和煤电电价上浮指数级攀升,限制了煤电机组降碳比例的提升。利用电化学储能、主网电辅助制氢则有望实现提升制氢设备的利用率,提升煤电机组的掺氢降碳比例。

3.2.2 纯弃电制氢、配置电化学储能

在使用纯弃电的情况下,本节优化计算了在单台煤电机组降碳10%的边界条件下,不同规模的电化学储能对应的大基地煤电机组掺氢降碳系统的优化方案配置,相关结果如下。

1)当储能规模为9.4万千瓦时,制氢规模为 $9.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (电功率47.5万千瓦),制氢装置年利用小时数为2090 h,储氢罐体积 $678 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。系统建设成本49.1亿元,测算氢气成本约2.99元/ m^3 (约33.5元/kg),单台煤电机组上网电价上浮为0.2144元/(kW·h),4台煤电机组上网电价上浮为0.0536元/(kW·h),大基地电源综合上网电价上浮为0.0155元/(kW·h)。

2)当储能规模253.1万千瓦时,制氢规模为 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (电功率20.0万千瓦),制氢装置年利

用小时数为4965 h,储氢罐体积 $234 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。系统建设成本38.0亿元,测算氢气成本约2.35元/ m^3 (约26.3元/kg),单台煤电机组上网电价上浮为0.1652元/(kW·h),4台煤电机组上网电价上浮为0.0413元/(kW·h),大基地电源综合上网电价上浮为0.0119元/(kW·h)。

3)当储能规模468.8万千瓦时,制氢规模为 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (电功率15.0万千瓦),制氢装置年利用小时数为6619 h,储氢罐大小 $113 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。系统建设成本47.7亿元,测算氢气成本约2.91元/ m^3 (约32.6元/kg),单台煤电机组上网电价上浮为0.2084元/(kW·h),4台煤电机组上网电价上浮为0.0521元/(kW·h),大基地电源综合上网电价上浮为0.0150元/(kW·h)。

可以看到,随着电化学储能装置规模的提升,制氢装置、储氢装置的规模单调降低。由于降碳比例不变,即用于掺烧的氢气总量不变,制氢装置利用小时数随制氢装置大小的降低而单调提升。该方案下,优化配置的制氢与储氢装置规模相较于配置储能方案大幅下降,分别从 $9.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $689 \times 10^4 \text{ m}^3$ 降低至 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $234 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这直接导致其系统建设成本相较于不配置储能方案降低了11.9亿元,氢气成本降低0.67元/ m^3 (约7.5元/kg),最终导致单台煤电机组上网电价上浮相较于前一方案的优化配置降低0.0527元/(kW·h)。

然而,受限于高额 的储能单位建设成本,储能装置规模并非越大越好。图5系统地绘制了在单台煤电机组降碳10%的边界条件下,不同大小的储能装置对于煤电整体度电成本与制氢成本的影响。随着电化学储能装置规模的提升,电化学储能成本的快速升高抵消了制氢装置利用小时数上升带来的收益,这使得度电成本与制氢成本随储能装置规模的提升呈现先降低后升高的趋势。

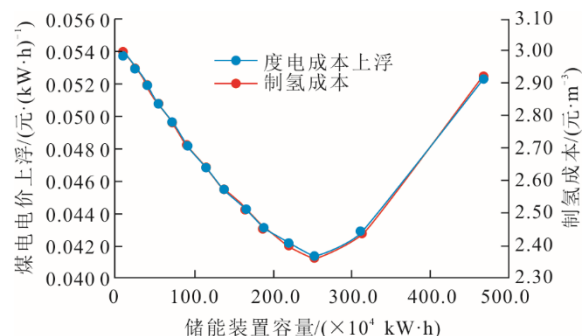


图5 储能装置大小对煤电整体度电成本和氢气价格的影响
Fig.5 Effects of energy storage size on coal-fired electricity price and hydrogen price

3.2.3 弃电+部分公网电制氢、配置电化学储能

经优化计算, 这种场景下系统优化制氢规模 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$, 电解槽用电功率 17.9 万千瓦, 储能装置容量为 248.6 万千瓦时, 储氢罐大小 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该系统全年制氢量为 2.0 亿 m^3 , 制氢用电量为 10 亿千瓦时, 其中消纳弃电电量 9 亿千瓦时, 占制氢用电总量的 90%、占弃电总量的 21%。制氢装置年利用小时数 5 547 h。

综合弃电及主网电量电价, 制氢侧平均购电成本 0.041 0 元/(kW·h); 系统建设成本约 31.8 亿元, 氢气成本为 2.12 元/ m^3 (约 23.7 元/kg), 单台煤电机组电价上浮 0.142 6 元/(kW·h), 4 台煤电机组电价上浮 0.0356 元/(kW·h), 大基地电源综合上网电价上浮 0.010 2 元/(kW·h)。

值得注意的是, 在使用一定量公网电制氢后, 系统制氢装置大小基本不变, 而储氢装置规模相比

纯弃电系统配置大幅减少, 由约 $234 \times 10^4 \text{ m}^3$ 下降至约 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这直接导致在制氢装置和储能装置规模变化不大的情况下, 系统整体建设成本降低了约 6 亿元, 氢气成本降低 0.23 元/ m^3 (约 2.6 元/kg), 最终导致单台煤电机组上网电价上浮相较纯弃电+储能方案的优化配置降低 0.022 6 元/(kW·h)。这一现象可能是由于弃电时段相对集中, 为了实现利用纯弃电制氢以达到单台煤电机组降碳 10% 的目标, 储氢和储能系统不得不配置较大容量, 从而造成利用率偏低。考虑到大型风光基地的风电和光伏装机规模较大, 弃电时段较为集中且弃电量较大, 如果能在绿氢认定允许的范围内, 合理调度公网电力参与制氢, 能够进一步降低系统建设成本。弃风弃光利用量最高的 72 h 调度运行方式如图 6 所示, 图 6 中输入系统电源与储能、储氢重叠部分表示储能、储氢系统净流入。

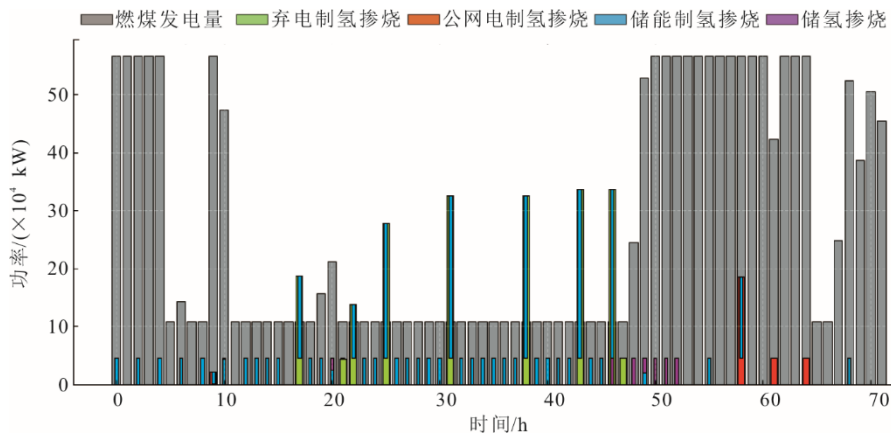


图 6 典型 72 h 煤电机组掺氢降碳系统调度运行方式

Fig.6 Typical 72 h dispatch diagram of the decarbonization system via hydrogen co-firing in coal power plant

4 结 论

通过新能源弃电制氢替代大基地煤电机组燃煤, 是沙戈荒新能源大基地潜在的降碳手段。为寻求最低的降碳成本, 探究该模式的经济性, 本文构建了一套包含制氢、储氢、储能及煤电机组掺氢燃烧的综合系统方案, 建立了降碳目标约束下的以氢燃料成本最低为目标的系统配置优化模型, 并运用混合整数线性规划方法进行求解与分析, 探讨了纯弃电制氢及不配置储能、纯弃电制氢及配置储能、弃电与部分公网电制氢及配置储能 3 种运行场景下的降碳系统配置优化方案。研究结果表明:

1) 在仅利用弃风弃光电力且不配置储能装置的场景下, 制氢与储氢装置规模很大, 分别为

$9.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $689 \times 10^4 \text{ m}^3$; 制氢装置利用率低, 年利用小时数在 2 000 h 左右; 测算的制氢成本约为 3.02 元/ m^3 (约 33.8 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.217 9 元/(kW·h), 大基地电源综合上网电价上浮 0.015 7 元/(kW·h), 系统经济性较差。

2) 引入电化学储能装置可有效平抑制氢系统输入端的负荷波动, 从而显著降低制氢与储氢装置规模需求, 提升制氢设备年利用小时数, 改善系统整体经济性。然而, 受限于高额储能建设成本, 最佳储能规模需要优化确定。本算例中优化确定的制氢与储氢装置规模降低至 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $234 \times 10^4 \text{ m}^3$; 制氢装置年利用小时数提升至约 5 000 h; 制氢成本大幅下降至约 2.35 元/ m^3 (约 26.3 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.165 2 元/(kW·h), 大基地电源综

合上网电价上浮 0.011 9 元/(kW·h)。

3) 在引入储能装置的基础上, 在绿氢认证允许范围内引入少量公网电力辅助制氢, 能够进一步降低储氢系统的容量需求至 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$, 制氢成本进一步下降至约 2.12 元/ m^3 (约 23.7 元/kg), 单台煤电机组度电成本增加 0.142 6 元/(kW·h), 大基地电源综合上网电价上浮 0.010 2 元/(kW·h)。

因此, 为尽可能降低沙戈荒新能源大基地煤电机组掺氢降碳成本, 应综合考虑基地弃电曲线特性, 适当配置部分储能装置, 如在绿氢认证允许范围内也可引入少量公网电力辅助制氢。目前, 沙戈荒新能源大基地煤电机组掺氢降碳成本仍然较高, 未来随着电制氢装置、储能装置成本的下降, 绿氢成本有望进一步降低, 将推动大基地煤电向低碳甚至零碳的调节电源转型, 助力“双碳”目标的实现。

[参考文献]

- [1] 张玮, 白恺, 鲁宗相, 等. 特大型新能源基地面临挑战及未来形态演化分析[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(1): 10-25.
ZHANG Wei, BAI Kai, LU Zongxiang, et al. Analysis of the challenges and future morphological evolution of super large-scale renewable energy base[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(1): 10-25.
- [2] 吴斌, 米增强, 张勋奎, 等. 系统友好型“无火电”能源大基地构建研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1706-1719.
WU Jian, MI Zengqiang, ZHANG Xunkui, et al. Research on the construction of a system-friendly “no thermal power” energy base[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1706-1719.
- [3] 刘振亚, 张启平, 董存, 等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2513-2522.
LIU Zhenya, ZHANG Qiping, DONG Cun, et al. Efficient and security transmission of wind, photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2513-2522.
- [4] 范蕊. 煤电与新能源共担转型重任[J]. 中国电力企业管理, 2023(1): 31-33.
FAN Rui. Coal power and new energy share the heavy responsibility of energy transformation[J]. China Power Enterprise Management, 2023(1): 31-33.
- [5] 刘泽洪, 孟婧, 张瑾轩, 等. 电-氢-碳耦合促进新能源基地开发模式研究[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(5): 473-491.
LIU Zehong, MENG Jing, ZHANG Jinxuan, et al. Research on the development model of new energy bases based on the electricity-hydrogen-carbon synergy[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(5): 473-491.
- [6] PAMBUDI N A, ITAOKA K, KUROSAWA A, et al. Impact of hydrogen fuel for CO₂ emission reduction in power generation sector in Japan[J]. Energy Procedia, 2017, 105: 3075-3082.
- [7] SUDA T, UCHIDA M, ITO T, et al. Technologies to use carbon free ammonia in power plant[C]//15th Annual NH₃ Fuel Conference, Pittsburgh. 2018.
- [8] ZHANG G, WAN X. A wind-hydrogen energy storage system model for massive wind energy curtailment[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(3): 1243-1252.
- [9] 俞红梅, 邵志刚, 侯明, 等. 电解水制氢技术研究进展与发展建议[J]. 中国工程科学, 2021, 23(2): 146-152.
YU Hongmei, SHAO Zhigang, HOU Ming, et al. Hydrogen production by water electrolysis: progress and suggestions[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(2): 146-152.
- [10] 王明华. 新能源电解水制氢技术经济性分析[J]. 现代化工, 2023, 43(5): 1-5.
WANG Minghua. Technical economic analysis on hydrogen production from water electrolysis by new energy[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(5): 1-5.
- [11] 许传博, 张文座, 李忻颖, 等. 离网型光伏制氢项目经济性分析及压力测试[J]. 现代电力, 2023, 40(1): 1-7.
XU Chuanbo, ZHANG Wenzuo, LI Xinying, et al. Economic analysis and stress test of off-grid photovoltaic hydrogen production projects[J]. Modern Electric Power, 2023, 40(1): 1-7.
- [12] 韩元, 王超, 朱愉洁, 等. 煤电与新能源技术现状及协同发展路径[J]. 新型电力系统, 2024, 2(4): 386-405.
HAN Yuan, WANG Chao, ZHU Yujie, et al. Status and synergistic development path of coal-fired power generation and new energy technologies[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(4): 386-405.
- [13] 解蒙. Power-Gas-Power 可再生能源氢电耦合系统核心工艺设计[J]. 电气应用, 2024, 43(10): 75-84.
XIE Meng. Core process design of power-gas-power renewable energy hydrogen electric coupling system[J]. Energy Storage, 2024, 43(10): 75-84.
- [14] 张文韬, 周家辉, 张润之, 等. 计及能耗特性的风光制氢碱性电解槽集群优化策略[J]. 化工进展, 2024, 43(11): 6119-6128.
ZHANG Wentao, ZHOU Jiahui, ZHANG Runzhi, et al. Optimization strategy of wind and solar hydrogen production alkaline electrolyzer cluster considering energy consumption characteristics[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2024, 43(11): 6119-6128.
- [15] 韦耿, 赵硕, 王星博, 等. 氨燃料经济分析及煤掺氨燃烧试验研究[J]. 东方电气评论, 2024, 38(4): 41-46.
WEI Geng, ZHAO Shuo, WANG Xingbo, et al. Economic analysis of ammonia fuel and experimental analysis of coal-ammonia blending and combustion[J]. Dongfang Electric Review, 2024, 38(4): 41-46.
- [16] 罗扬. 论绿氢与煤电耦合发展的最优模式[J]. 化工矿物与加工, 2025, 54(7): 65-73.
LUO Yang. Discussion on the optimal model for the coupling development of green hydrogen and coal power[J]. Industrial Minerals & Processing, 2025, 54(7): 65-73.
- [17] 牛明博, 庞涵语, 吕友军, 等. 计及碳捕集和储氢容量协同优化的综合能源系统低碳调度[J/OL]. 西安交通大学学报, 2025. <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20250410.1443.006>.
NIU Mingbo, PANG Hanyu, LYU Youjun, et al. Low-carbon scheduling of integrated energy systems with synergistic optimization of carbon capture and hydrogen storage capacity[J/OL]. Journal of Xi'an Jiaotong

- University, 2025. <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20250410.1443.006>.
- [18] 潘禹, 任永峰, 薛宇, 等. 含混合电解槽的绿电-绿氢系统能量管理策略研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(1): 335-344.
PAN Yu, REN Yongfeng, XUE Yu, et al. Research on energy management strategy of green electricity-green hydrogen system with mixed electrolyzer[J]. Acta Energeticae Solaris Sinica, 2025, 46(1): 335-344.
- [19] 王帅, 陈新, 任李萍, 等. 光伏电解水制绿氢技术进展与展望[J]. 现代化工, 2025, 45(2): 68-72.
WANG Shuai, CHEN Xin, REN Liping, et al. Progress and prospects of photovoltaics-driven water electrolysis for green hydrogen production[J]. Modern Chemical Industry, 2025, 45(2): 68-72.
- [20] 倪睿延, 张奇, 焦婕, 等. 绿电制氢合成氨煤电掺烧技术经济评价与未来展望[J]. 煤炭经济研究, 2025, 45(1): 177-188.
NI Ruiyan, ZHANG Qi, JIAO Jie, et al. Techno-economic evaluation and prospects of integrated green hydrogen, ammonia synthesis and coal co-firing technology[J]. Coal Economic Research, 2025, 45(1): 177-188.
- [21] 易海琼, 赵朗, 李一铮, 等. 市场条件下新能源大基地储能规划双层经济性分析方法[J]. 电力建设, 2025, 46(3): 95-103.
YI Haiqiong, ZHAO Lang, LI Yizheng, et al. Economic method for energy storage planning of large new energy bases in the electricity spot market[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 95-103.
- [22] 刘鑫, 任建兴, 李芳芹, 等. 燃煤锅炉一次风掺混氢氧对炉膛温度影响的数值模拟[J]. 热能动力工程, 2023, 38(1): 156-163.
LIU Xin, REN Jianxing, LI Fangqin, et al. Numerical simulation of effect of primary air mixed with hydrogen and oxygen on furnace temperature of coal-fired boiler[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(1): 156-163.
- [23] 赵硕, 王勇, 汪鑫, 等. 燃煤掺烧氢对燃烧特性影响的试验研究[J/OL]. 洁净煤技术, 2024. <https://link.cnki.net/urlid/11.3676.TD.20240730.0944.002>.
ZHAO Shuo, WANG Yong, WANG Xin, et al. Experimental study on the influence of coal/hydrogen co-firing on combustion characteristics[J/OL]. Clean Coal Technology, 2024. <https://link.cnki.net/urlid/11.3676.TD.20240730.0944.002>.
- [24] DONG L, HUANG S, QIAN B, et al. Numerical simulation of hydrogen-coal blending combustion in a 660 MW tangential boiler[J]. Processes, 2024, 12(2): 415.
- [25] LIN X, LEI X, WANG C, et al. Numerical simulation study of hydrogen blending combustion in swirl pulverized coal burner[J]. Energies, 2024, 17(1): 248.
- [26] WEI D, ZHANG Z, WANG Y, et al. Numerical simulation of hydrogen co-firing distribution on combustion characteristics and NO_x release in a 660 MW power plant boiler[J]. Energy, 2024, 305: 132336.
- [27] OSHIRO K, FUJIMORI S. Limited impact of hydrogen co-firing on prolonging fossil-based power generation under low emissions scenarios[J]. Nature Communications, 2024, 15(1): 1778.
- [28] 李建林, 田立亭, 来小康. 能源互联网背景下的电力储能技术展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 15-25.
LI Jianlin, TIAN Liting, LAI Xiaokang. Outlook of electrical energy storage technologies under energy internet background[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 15-25.
- [29] 黄雨涵, 丁涛, 李雨婷, 等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊1): 28-51.
HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(Suppl.1): 28-51.
- [30] 许炜, 陶占良, 陈军. 储氢研究进展[J]. 化学进展, 2006(增刊1): 200-210.
XU Wei, TAO Zhanliang, CHEN Jun. Progress of research on hydrogen storage[J]. Progress in Chemistry, 2006(Suppl.1): 200-210.
- [31] DUNNING I, MITCHELL S, O'SULLIVAN M. PuLP: a linear programming toolkit for python[Z]. Optimization Online, 2011.

(责任编辑 杜亚勤)