

计及光伏光热和阶梯碳交易的园区综合能源系统 氢储能优化配置

王秋杰^{1,2}, 王昊^{1,2}, 谭洪^{1,2}, 亓浩³, 李振兴^{1,2}, 翁汉琨^{1,2}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 3. 河北送变电有限公司, 石家庄 050070)

摘要: 氢能作为我国低碳化转型的重要载体, 具有零排放和可再生的特点。基于现有光伏发电制氢的园区综合能源系统氢储能优化配置的碳排放和经济效益较差的情况, 提出了一种计及光伏光热-质子交换膜电解制氢(photovoltaic photothermal proton exchange membrane electrolysis for hydrogen production, PV/T-PEMWE)和阶梯碳交易的园区综合能源系统氢储能优化配置方法。首先, 考虑园区综合能源供能特征, 构建了含PV/T-PEMWE的园区综合能源系统框架。其次, 分析光伏光热技术(PV/T)和质子交换膜电解制氢(PEMWE)工作原理, 将PV/T和PEMWE耦合, 建立了PV/T-PEMWE模型。最后, 引入阶梯碳交易机制, 以系统的经济性和低碳性为目标, 构建了园区综合能源系统氢储能优化配置模型。以西北地区某园区综合能源系统为算例进行仿真, 验证了所提模型在经济性以及低碳性上的优势。

关键词: 光伏光热技术; 质子交换膜电解槽; 阶梯碳交易; 综合能源系统; 容量优化配置

Optimization Configuration of Hydrogen Storage in Park Integrated Energy System Considering Photovoltaic Photothermal and Stepped Carbon Trading

WANG Qiujie^{1,2}, WANG Hao^{1,2}, TAN Hong^{1,2}, QI Hao³, LI Zhenxing^{1,2}, WENG Hanli^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China;
2. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China; 3. Hebei Power Transmission and Transformation Co., Ltd., Shijiazhuang 050070, China)

Abstract: Hydrogen energy is an important carrier for China's low-carbon transformation, with zero emissions and renewable characteristics. The carbon emissions and economic benefits of hydrogen storage optimization configuration are poor in existing park integrated energy systems based on photovoltaic hydrogen production. Therefore, a hydrogen storage optimization configuration method for park integrated energy systems is proposed, which takes into account photovoltaic photothermal proton exchange membrane electrolysis for hydrogen production (PV/T-PEMWE) and stepped carbon trading. Firstly, considering the comprehensive energy supply characteristics of the park, an integrated energy system framework containing PV/T-PEMWE is constructed for the park. Secondly, the working principles of photovoltaic photothermal technology (PV/T) and proton exchange membrane electrolysis for hydrogen production (PEMWE) are analyzed and PV/T and PEMWE are coupled. And a PV/T-PEMWE model is established. Finally, by introducing a stepped carbon trading mechanism and aiming at the economic and low-carbon aspects of the system, a hydrogen storage optimization configuration model for the integrated energy system in the park is constructed. Taking a integrated energy system in a certain park in the northwest region as an example for simulation, the advantages of the proposed model in terms of economy and low-carbon are verified.

Key words: photovoltaic photothermal technology; proton exchange membrane electrolysis cell; stepped carbon trading; integrated energy system; capacity optimization configuration

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52307109); 湖北省自然科学基金创新发展联合基金项目(2024AFD362)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52307109); the Hubei Provincial Natural Science Foundation Innovation and Development Joint Fund Project (2024AFD362).

0 引言

随着全球能源危机和环境污染的问题日益突出,清洁能源的开发利用受到广泛关注^[1-2]。我国西北地区虽太阳能资源丰富,但受太阳能本身波动、随机等特性的影响,难以保证该地区清洁能源供应的稳定性和可靠性。为了实现能源的清洁、独立和稳定供应,常利用储能装置来支持光伏能源,共同构建高效的光伏储能供能系统^[3]。

氢能具备清洁、高效且无碳排放的优点,是发展高效清洁能源、构建低碳高效能源体系的关键要素之一^[4]。光伏发电制氢相比传统发电模式具有显著的经济效益,并能在实现“双碳”目标的过程中发挥重要作用^[5]。园区负荷与光伏发电功率时序不匹配,可能导致弃电问题,配置氢储能可缓解负荷与光伏发电的时序不匹配问题,减少弃电;利用氢储能代替常规储能,实现能源转换形式多样性,且能降低碳排放,在系统低碳性方面更具优势。碳交易机制可以有效地促进综合能源系统(integrated energy system, IES)的节能减排,从而推动低碳可持续发展。

在光伏发电制氢的研究中,现阶段的主要方向是利用光伏发电与多能联供的氢储能系统构建高效的热电联供系,以满足综合负荷需求。文献[6]考虑各电源和储能装置的运行策略、系统发电清洁性等约束条件,提出了一种含光伏电站的多能互补发电系统。文献[7]建立氢储能多能联储联供模型,提出了一种配置氢储能的含光伏、风电的电热气耦合低碳 IES。文献[8]提出了光伏-电制氢多主体合作框架,引入条件风险价值对光伏出力不确定性对成本的影响程度进行风险控制。文献[9]提出考虑光伏和氢储能的混合储能系统,分别对氢储能平抑波动模块和调峰模块进行了优化配置。文献[10]构建了光伏电池板和电解槽的机理模型,以年利润最大和二氧化碳排放量最小为目标对系统中电解槽和储氢单元等设备进行容量优化配置。但以上文献只考虑光伏发电和电制氢系统,缺少对于太阳能热能部分的有效利用,同时也未建立光伏发电与电制氢系统的多能耦合关系,而本文基于太阳能光伏光热技术(photovoltaic photothermal technology, PV/T)将光伏发电与太阳能集热技术结合,并耦合 PV/T 和电制氢系统,能同时利用 PV/T 产生的电能和

热能。

在综合能源系统的相关研究中,充分考虑碳交易市场的影响,文献[11]提出了含溶剂储存碳捕获发电厂的数学模型,分析不同发电厂的单位千瓦时碳排放系数,建立双边阶梯式碳交易模型,量化发电厂的全生命周期碳排放效应。文献[12]针对电氢能源系统的优化问题,建立了双层鲁棒规划模型,通过在系统中引入阶梯碳交易机制降低电氢能源系统中的碳排放。文献[13]提出了一种含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统,计及阶梯碳交易成本取得了良好的低碳经济效益。文献[14]提出了一种基于阶梯式碳交易机制的碳捕集、利用与封存-电转气协同运行分布式鲁棒优化策略,基于列约束生成算求解模型验证了阶梯式碳交易机制在降低系统碳排放方面的显著作用。以上文献主要聚焦于碳捕集设备、电转气设备在碳交易市场中的表现,而对于太阳能光伏光热这一主体在碳市场中的影响及其在园区综合能源系统中的综合效益目前鲜有研究涉及。

综上,现有关于光伏发电制氢的研究多围绕光伏与氢储能联合的能源多能利用方面,较少关注太阳能光伏光热这一主体及其模型的构建;同时,在碳市场中光伏光热制氢的研究也有待完善,没有考虑阶梯碳交易机制。以上两个原因导致基于光伏发电制氢的园区综合能源系统氢储能容量优化配置的碳排放和经济效益较差。

本文所提创新点归纳总结如下。

1)将太阳能光伏光热技术(PV/T)和质子交换膜电解制氢(proton exchange membrane electrolysis for hydrogen production, PEMWE)相结合,建立了光伏光热-质子交换膜电解制氢系统(PV/T-PEMWE);

2)提出含 PV/T-PEMWE 的园区 IES 框架,该系统能充分发挥 PV/T-PEMWE 的特性,提升系统的能量利用率和经济效益;

3)引入阶梯碳交易机制,建立了含 PV/T-PEMWE 和阶梯碳交易的综合能源系统容量优化配置模型,以最小化年投资运行总成本为目标函数,采用 Gurobi 求解器进行求解,得到氢储能最优配置容量和系统各项成本。

1 含 PV/T-PEMWE 的园区 IES 框架

本文所提的含 PV/T-PEMWE 的园区 IES 框架主

要由PV/T-PEMWE、氢储能两部分组成,其基本框架如图1所示。除此两个部分,园区IES还设有内部电网和天然气管网与外部电网和气网保持连接,确保系统购买并消费所需的电能和天然气。在白天,PV/T-PEMWE将产生的电能和热能供给PEM电解槽电解制氢,PV/T产生多余的电能将供给电负荷;在夜间,PV/T不工作,PEM电解槽将利用电网电能电解制氢。系统结合了PV/T发电、外部电网购电、氢燃料电池和燃气轮机等多种发电方式来满足电负荷的需求。此外,系统利用外部气网购入天然气,经过燃气锅炉转化为热能,经过燃气轮机转化为电能和热能,其产生的电、热能分别满足电、热负荷^[15]。

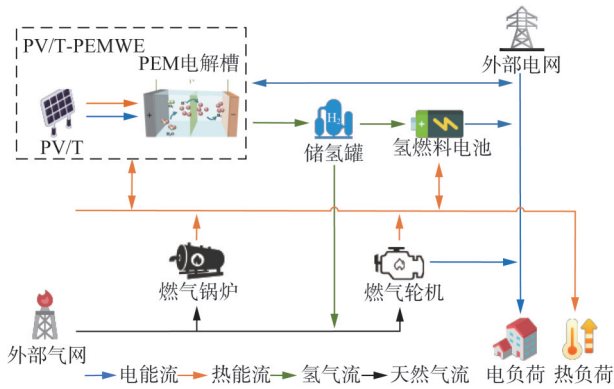


图1 含PV/T-PEMWE的园区IES框架

Fig. 1 Framework of park IES with PV/T-PEMWE

储氢罐负责存储由PV/T-PEMWE系统生成的氢气,部分氢气混入天然气管网中,通过燃气设备为电、热负荷提供能量。燃料电池实现氢能到电能,并在此过程中,以热水作为工质参与热网循环,确保满足所需的热负荷^[16]。该系统通过光伏光热技术有效利用太阳能,同时实现发电和提供热能的功能,可以提升系统的能量利用率和经济效益。

2 PV/T-PEMWE耦合模型

2.1 PV/T模型

如图2所示为PV/T模型,其核心由5个能量平衡式组成^[17-18]。

1) 玻璃板的能量平衡

$$r_b c_b d_b \frac{\partial T_b}{\partial t} = \theta_b g + h_s (T_s - T_b) + h_a (T_a - T_b) + h_g (T_x - T_b) \quad (1)$$

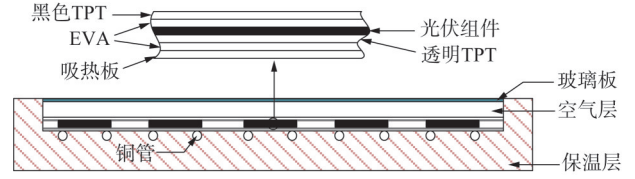


图2 PV/T典型模型结构图

Fig. 2 Structure diagram of PV/T typical model

式中: r_b 为玻璃板密度; c_b 为玻璃板比热容; d_b 为玻璃板厚度; θ_b 为玻璃板吸收率; g 为太阳辐照度; h_s 为等效辐射换热系数; h_a 为对流换热系数; h_g 为玻璃板与光伏组件的换热系数; T_s 为天空温度; T_b 为玻璃板温度; T_a 为空气温度; T_x 为吸热板温度。

2) 吸热板的能量平衡

$$r_x c_x L_x W_x d_x \frac{\partial T_x}{\partial t} = \tau_b \theta_{pv} g W_x L_x \frac{S_{pv}}{S_x} + (1 - \frac{S_{pv}}{S_x}) \tau_b \theta_{TPT} g W_x L_x + h_g (T_b - T_x) W_x L_x + \frac{n_{tb} W_w L_x (T_{tb} - T_x)}{R_x} - P_{max} S_{pv} \quad (2)$$

式中: r_x 为吸热板密度; c_x 为吸热板比热容; L_x 为吸热板长; W_x 为吸热板宽度; d_x 为吸热板厚度; T_{tb} 为水管温度; S_{pv} 为光伏组件面积; S_x 为吸热板面积; θ_{pv} 为光伏组件吸收率; θ_{TPT} 为TPT板吸收率; τ_b 为玻璃板透过率; n_{tb} 为水管数量; R_x 为水管和吸热板的换热系数; P_{max} 为PV/T模块输出的最大功率。

3) 水管的能量平衡

$$r_{tb} c_{tb} S_{tb} \frac{\partial T_{tb}}{\partial t} = \frac{W_w (T_x - T_{tb})}{R_{tb}} + \pi D_{tb} h_w (T_w - T_{tb}) \quad (3)$$

式中: r_{tb} 为水管密度; c_{tb} 为水管比热容; S_{tb} 为水管截面积; R_{tb} 为吸热板与水管换热系数; D_{tb} 为水管内径; h_w 为水与水管的换热系数; T_w 为管内水的温度。

4) PV/T内水的能量平衡

$$r_s c_s S_{tb} L_x \frac{\partial T_w}{\partial t} = c m_s (T_t - T_w) + \pi D_{tb} L_x h_w (T_{tb} - T_w) \quad (4)$$

式中: r_s 为水密度; c_s 为水比热容; m_s 为管内水质量流量; h_w 为水管与管内水换热系数; T_t 为水箱内水温度。

5) 水箱内水的能量平衡

$$r_s V_t \frac{\partial T_t}{\partial t} = c_s m_s n_{tb} (T_w - T_t) - c_s m_{s1} (T_t - T_1) \quad (5)$$

式中: V_t 为水箱容积; m_{s1} 为额外给水质量流量; T_1

为额外给水的温度。

2.2 PEMWE 模型

图 3 为 PEM 电解槽结构图，主要由阳极、阴极和质子交换膜组成。

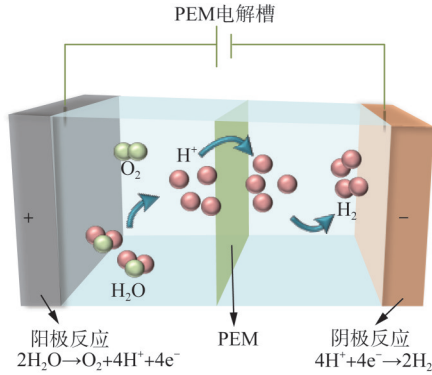
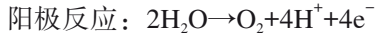


Fig. 3 Structural diagram of proton exchange membrane cell

质子交换膜是一种离子聚合物的半透膜，通常采用 Nafion 膜，其具有选择透过性，即能够传导质子，同时阻隔电子和气体的传递。PEM 电解槽运行时，水分子在阳极发生氧化反应，失去电子，生成氧气和氢离子；随后，电子通过外电路传导至阴极，氢离子通过质子交换膜传导至阴极，并在阴极发生还原反应，与电子结合生成氢气，其化学反应如下^[19]。



PEM 电解槽的工作特性如式(6)所示，其中电解电压 V 包括开路电压 V_{op} 、活化过电势 V_{ao} 、扩散过电势 V_{do} 、欧姆过电势 V_{oh} 这 4 个部分^[20]。

$$V = V_{\text{op}} + V_{\text{ao}} + V_{\text{do}} + V_{\text{oh}} \quad (6)$$

$$\begin{cases} V_{\text{op}} = V_0 + \frac{RT_w}{2F} \lg \left(\frac{\alpha_{\text{H}_2} \alpha_{\text{O}_2}^{0.5}}{\alpha_{\text{H}_2\text{O}}} \right) \\ V_{\text{ao}} = \frac{RT_{\text{af}}}{\alpha_{\text{af}} F} \lg \left\{ \frac{J}{2J_{\text{af}}} + \left[1 + \left(\frac{J}{2J_{\text{af}}} \right)^2 \right]^{0.5} \right\} + \\ \frac{RT_{\text{cf}}}{\alpha_{\text{cf}} F} \lg \left\{ \frac{J}{2J_{\text{cf}}} + \left[1 + \left(\frac{J}{2J_{\text{cf}}} \right)^2 \right]^{0.5} \right\} \\ V_{\text{do}} = \frac{R}{4F} \left(T_{\text{af}} \ln \frac{C_{\text{O}_2}}{C_{\text{O}_2,1}} + 2T_{\text{cf}} \ln \frac{C_{\text{H}_2}}{C_{\text{H}_2,1}} \right) \\ V_{\text{oh}} = \frac{\delta_m J}{\sigma_m} \end{cases} \quad (7)$$

式中： F 为法拉第常数； R 为气体常数； δ_m 为膜厚

度； σ_m 为膜电阻率； α_{cf} 为阴极电荷转移系数； J 为电流密度； J_{af} 为阳极电流密度； J_{cf} 为阴极电流密度； α_{O_2} 、 α_{H_2} 、 $\alpha_{\text{H}_2\text{O}}$ 分别为氧气、氢气和水的活度； α_{af} 为阳极电荷转移系数； C_{H_2} 、 C_{O_2} 分别为膜和电极交界面上氢气、氧气浓度； $C_{\text{H}_2,1}$ 、 $C_{\text{O}_2,1}$ 分别为膜和电极交界面上氢气、氧气浓度标准参考值； T_w 为电解温度； T_{af} 为阳极反应温度； T_{cf} 为阴极反应温度。

2.3 PV/T-PEMWE 耦合模型

图 4 为 PV/T-PEMWE 的示意图，PV/T-PEMWE 将 PV/T 模块与 PEMWE 相耦合，还包括 MPPT 控制器、DC/DC 变换器、水箱、电加热器、质量流量计、水泵。利用 PV/T 模块产生的电能电解 PEMWE 制取氢气，其中 PV/T 模块与 MPPT 控制器连接，DC/DC 变换器与 MPPT 控制器和 PEMWE 连接。利用 PV/T 模块产生的热能加热水箱内的水，经电加热器辅助加热，通过水泵流入 PEMWE。

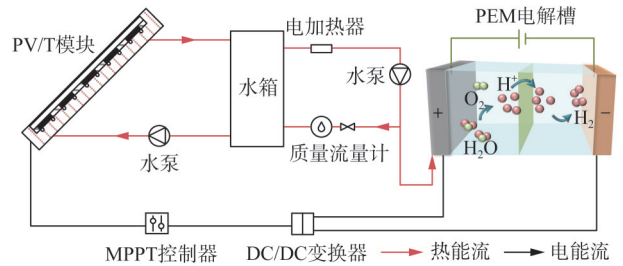


Fig. 4 Schematic diagram of PV/T-PEMWE

PV/T-PEMWE 的性能指标涵盖 PV/T 模块的光电光热利用和 PEM 电解槽的制氢性能，其综合效率 η 由光电效率 η_d 和光热效率 η_h 构成，具体计算方式如式(8)所示^[17]。

$$\begin{cases} \eta = \eta_d + \eta_h \\ \eta_d = \frac{Q_{\text{el}}}{S_c g} \\ \eta_h = \frac{Q_{\text{th}}}{S_{\text{pv}} g} \\ Q_{\text{th}} = m_s c_s (T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) \end{cases} \quad (8)$$

式中： m_s 为水质量流量； S_c 为太阳能电池面积； Q_{el} 为光电功率； Q_{th} 为光热功率； T_{out} 为 PV/T 模块的出水水温； T_{in} 为 PV/T 模块的进水水温。

3 园区氢能 IES 优化配置模型

3.1 阶梯碳交易机制

阶梯碳交易机制由碳排放权配额模型、实际碳

排放量化模型以及阶梯式定价的碳排放交易模型3部分构成。碳交易机制借助合法化碳排放权,允许各生产商在市场上进行碳排放权的交易,从而控制碳排放量^[21]。监管部门基于各碳排放源的实际情况为其分配特定的碳排放权配额。各生产商则根据这些配额灵活调整其生产和排放策略。若实际碳排放量低于配额,生产商可将剩余的配额在碳市场上进行交易;若超出配额,则需从市场上购买额外的碳排放权。

3.1.1 碳交易配额分配

本文所述的园区 IES 中,碳排放源涵盖3类:外购电力、燃气轮机以及燃气锅炉。本文将燃气轮机的发电量进行折算,转化为相应的供热量,同时分配免费的碳排放配额,具体计算如式(9)所示。

$$\begin{cases} E_{\text{IES}} = E_{\text{c, buy}} + E_{\text{gb}} + E_{\text{gt}} \\ E_{\text{c, buy}} = \kappa_{\text{e}} \sum_{t=1}^T P_{\text{c, buy}}(t) \\ E_{\text{gb}} = \kappa_{\text{h}} \sum_{t=1}^T H_{\text{gb}}(t) \\ E_{\text{gt}} = \kappa_{\text{h}} \sum_{t=1}^T (\xi_{\text{gt}} P_{\text{gt}}(t) + H_{\text{gt}}(t)) \end{cases} \quad (9)$$

式中: E_{IES} 、 $E_{\text{c, buy}}$ 、 E_{gb} 以及 E_{gt} 分别为 IES、购电量、燃气锅炉以及燃气轮机的碳排放权配额; $H_{\text{gt}}(t)$ 为 t 时刻燃气轮机产热功率; $H_{\text{gb}}(t)$ 为 t 时刻燃气锅炉产热功率; $P_{\text{c, buy}}(t)$ 为 t 时刻的购电功率; ξ_{gt} 为电热转化系数; κ_{e} 为单位电量碳排放权配额; κ_{h} 为单位产热量碳排放权配额; T 为日调度周期的时段数量。

3.1.2 实际碳排放量

实际碳排放量计算如式(10)所示。

$$\begin{cases} E_{\text{IES, a}} = E_{\text{c, buy, a}} + E_{\text{gt, a}} + E_{\text{gb, a}} \\ E_{\text{c, buy, a}} = \kappa_{\text{e, a}} \sum_{t=1}^T P_{\text{c, buy}}(t) \\ E_{\text{gt, a}} = \kappa_{\text{h, a}} \sum_{t=1}^T (\xi_{\text{gt}} P_{\text{gt}}(t) + H_{\text{gt}}(t)) \\ E_{\text{gb, a}} = \kappa_{\text{h, a}} \sum_{t=1}^T H_{\text{gb}}(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_{\text{IES, a}}$ 、 $E_{\text{c, buy, a}}$ 、 $E_{\text{gt, a}}$ 、 $E_{\text{gb, a}}$ 分别为 IES、外购电力、GT、GB的实际碳排放量; $\kappa_{\text{e, a}}$ 为外购电量的单位碳排放量; $\kappa_{\text{h, a}}$ 为燃气轮机、燃气锅炉单位产热量对应的碳排放量。

3.1.3 阶梯碳交易成本

由 IES 的碳排放权配额以及实际碳排放量计算

出实际参与碳交易市场的碳排放权交易额 $E_{\text{IES, t}}$, 具体计算如式(11)~(12)所示。

$$E_{\text{IES, t}} = E_{\text{IES, a}} - E_{\text{IES}} \quad (11)$$

$$C_{\text{co}_2} = \begin{cases} -\lambda(2+3\delta)l + \lambda(1+3\delta)(E_{\text{IES, t}} + 2l), & E_{\text{IES, t}} \leq -2l \\ -\lambda(1+\delta)l + \lambda(1+2\delta)(E_{\text{IES, t}} + l), & -2l < E_{\text{IES, t}} \leq -l \\ \lambda(1+\delta)E_{\text{IES, t}}, & -l < E_{\text{IES, t}} \leq 0 \\ \lambda E_{\text{IES, t}}, & 0 < E_{\text{IES, t}} \leq l \\ \lambda l + \lambda(1+\alpha)(E_{\text{IES, t}} - l), & l < E_{\text{IES, t}} \leq 2l \\ \lambda(2+\alpha)l + \lambda(1+2\alpha)(E_{\text{IES, t}} - 2l), & 2l \leq E_{\text{IES, t}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: C_{co_2} 为阶梯碳交易成本; δ 为补偿系数; α 为碳交易价格增长率; λ 为碳交易基价; l 为碳排放量区间长度。

3.2 目标函数

IES 中考虑 PV/T-PEMWE 的氢储能的优化配置以年投资运行总成本 C_{total} 最低为目标函数, 如式(13)所示。

$$\min C_{\text{total}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{buy}} + C_{\text{co}_2} + C_{\text{pen}} \quad (13)$$

式中: C_{inv} 为年化投资成本; C_{buy} 为购能成本; C_{pen} 为运行惩罚成本。

1) 年化投资成本 C_{inv}

$$C_{\text{inv}} = \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} (\varphi_{\text{el}} Q_{\text{el}} + \varphi_{\text{ht}} Q_{\text{ht}} + \varphi_{\text{fc}} Q_{\text{fc}}) \quad (14)$$

式中: r 为年利率; m 为设备使用年限; φ_{el} 、 φ_{ht} 、 φ_{fc} 分别为电解槽、储氢罐和燃料电池的单位投资成本; Q_{el} 、 Q_{ht} 、 Q_{fc} 分别为电解槽、储氢罐和燃料电池的配置容量。

2) 购能成本 C_{buy}

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{year}}} (c_{\text{e}}(t) P_{\text{c, buy}}(t) + c_{\text{g}}(t) P_{\text{g, buy}}(t)) \Delta t \quad (15)$$

式中: $P_{\text{c, buy}}(t)$ 、 $P_{\text{g, buy}}(t)$ 分别为 t 时刻的购电功率、购气体积速率; $c_{\text{e}}(t)$ 、 $c_{\text{g}}(t)$ 分别为 t 时刻的电价、气价; T_{year} 为全年内的时段数量; Δt 为单位时段时长, 1h。

3) 阶梯碳交易成本 C_{co_2}

具体见式(12)。

4) 运行惩罚成本 C_{pen}

$$C_{\text{pen}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{hor}}} (\beta_c(t)P_{\text{ls}}(t) + \beta_h(t)H_{\text{ls}}(t) + \beta_{\text{ap}}(t)P_{\text{ap}}(t))\Delta t \quad (16)$$

式中: $\beta_c(t)$ 、 $\beta_h(t)$ 分别为 t 时刻的失电、失热负荷惩罚价格; $\beta_{\text{ap}}(t)$ 为弃光惩罚系数; $P_{\text{ls}}(t)$ 、 $H_{\text{ls}}(t)$ 、 $P_{\text{ap}}(t)$ 分别为 t 时刻的失电负荷、失热负荷、弃光功率。

3.3 约束条件

1) 能量平衡约束

(1) 电能平衡约束

$$P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{fc}}(t) - P_{\text{ap}}(t) + P_{\text{e, buy}}(t) + P_{\text{gt}}(t) = P_{\text{ld}}(t) - P_{\text{ls}}(t) + P_{\text{cl}}(t) \quad (17)$$

式中: $P_{\text{pv}}(t)$ 为 t 时刻光伏功率; $P_{\text{fc}}(t)$ 为 t 时刻燃料电池的发电功率; $P_{\text{ls}}(t)$ 为 t 时刻失电负荷; $P_{\text{gt}}(t)$ 为 t 时刻燃气轮机发电功率; $P_{\text{cl}}(t)$ 为 t 时段电解槽用电功率; $P_{\text{ld}}(t)$ 为 t 时刻电负荷。

(2) 热能平衡约束

$$H_{\text{gt}}(t) + H_{\text{gb}}(t) + H_{\text{cl}}(t) + H_{\text{fc}}(t) = H_{\text{ld}}(t) - H_{\text{ls}}(t) \quad (18)$$

式中: $H_{\text{cl}}(t)$ 为 t 时刻电解槽产热功率; $H_{\text{fc}}(t)$ 为 t 时刻燃料电池产生的能被利用的热量(忽略能量损失); $H_{\text{ld}}(t)$ 为 t 时刻热负荷。

(3) 气体平衡约束

$$P_{\text{g, buy}}(t)L_{\text{CH}_4} + S_{\text{H}_2\text{G}}(t) = S_{\text{gt}}(t) + S_{\text{gb}}(t) \quad (19)$$

式中: L_{CH_4} 为天然气的热值; $S_{\text{H}_2\text{G}}(t)$ 为 t 时刻天然气管网的混氢功率; $S_{\text{gt}}(t)$ 、 $S_{\text{gb}}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机、燃气锅炉的用气量(按天然气热值折算成功率)。

2) 常规机组运行约束

(1) 燃气轮机运行约束

$$\begin{cases} P_{\text{gt}}(t) = \eta_{\text{gt}}^c S_{\text{gt}}(t) \\ H_{\text{gt}}(t) = (1 - \eta_{\text{gt}}^c) \eta_{\text{gt}}^h S_{\text{gt}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{gt}}(t) \leq P_{\text{gt}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{gt}}(t)$ 、 $H_{\text{gt}}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机产电、热功率; $S_{\text{gt}}(t)$ 为燃气轮机在 t 时刻消耗的气体对应的功率; $P_{\text{gt}}^{\text{max}}$ 为燃气轮机的最大发电功率; η_{gt}^c 为燃气轮机的发电效率; η_{gt}^h 为燃气轮机的余热利用率。

(2) 燃气锅炉运行约束

$$\begin{cases} H_{\text{gb}}(t) = \eta_{\text{gb}}^h S_{\text{gb}}(t) \\ 0 \leq H_{\text{gb}}(t) \leq H_{\text{gb}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $H_{\text{gb}}(t)$ 为 t 时刻锅炉产热功率; $S_{\text{gb}}(t)$ 为燃气锅炉在 t 时刻消耗的气体对应的功率; $H_{\text{gb}}^{\text{max}}$ 为燃气锅炉的最大产热功率; η_{gb}^h 为燃气锅炉的热转化效率。

3) 储能运行约束

(1) 氢储能运行约束

$$\begin{cases} P_{\text{fc}}(t) = \eta_{\text{fc}} S_{\text{fc}}(t) / \rho_{\text{H}_2} \\ H_{\text{fc}}(t) = (1 - \eta_{\text{fc}}) P_{\text{fc}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{cl}}(t) \leq Q_{\text{cl}} \\ 0 \leq P_{\text{fc}}(t) \leq Q_{\text{fc}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $S_{\text{fc}}(t)$ 为 t 时刻燃料电池的耗氢量; ρ_{H_2} 为 1 kWh 电能对应的氢气量; η_{fc} 为燃料电池的效率; Q_{cl} 为电解槽配置容量; Q_{fc} 为燃料电池配置容量。

(2) 储氢量约束

$$\begin{cases} S_{\text{ht}}(t) = S_{\text{ht}}(t-1)(1 - \mu_{\text{ht}}) + (\eta_{\text{ht, cha}} P_{\text{ht, cha}} - P_{\text{ht, dis}} / \eta_{\text{ht, dis}}) \Delta t \\ 0 \leq P_{\text{ht, cha}} \leq d_{\text{ht}} P_{\text{ht, max}} \\ 0 \leq P_{\text{ht, dis}} \leq (1 - d_{\text{ht}}) P_{\text{ht, max}} \\ 0 \leq P_{\text{ht, max}} \leq Q_{\text{ht}} \\ M_{\text{SOC}}^{\text{min}}(t) = S_{\text{ht}}(t) / Q_{\text{ht}} \\ M_{\text{min}}^{\text{SOC}} \leq M_{\text{SOC}}(t) \leq M_{\text{max}}^{\text{SOC}} \\ M_{\text{SOC}}(0) = M_{\text{SOC}}(T) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $S_{\text{ht}}(t)$ 为 t 时刻的储氢罐内的氢气量; μ_{ht} 为储氢罐自损耗系数; $\eta_{\text{ht, cha}}$ 为储氢罐充氢效率; $\eta_{\text{ht, dis}}$ 为储氢罐放氢效率; $P_{\text{ht, cha}}$ 为储氢罐的充氢功率; $P_{\text{ht, dis}}$ 为储氢罐的放氢功率; $P_{\text{ht, max}}$ 为储氢罐的最大充放功率; d_{ht} 为储氢罐的充能状态标识, 取 1 表示充氢状态, 取 0 表示放氢状态; $M_{\text{SOC}}(t)$ 为 t 时段储氢 SOC (state of charge) 值, $M_{\text{min}}^{\text{SOC}}$ 、 $M_{\text{max}}^{\text{SOC}}$ 分别为储氢 SOC 值的最小值、最大值; T 为日调度周期的时段数量; $M_{\text{SOC}}(0)$ 、 $M_{\text{SOC}}(T)$ 分别为日调度周期的始、末值。

4) 购能约束

考虑到实际能量网络的物理约束, 外部电网购电量和外部气网购气量应维持在合理范围, 即:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{e, buy}}(t) \leq P_{\text{e, buy}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{g, buy}}(t) \leq P_{\text{g, buy}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (24)$$

式中 $P_{\text{e, buy}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{g, buy}}^{\text{max}}$ 分别为外部电网购电功率上限、外部气网购气速率上限。

此外, 考虑到天然气管网的稳定运行以及终端燃气设备的燃烧性能, 天然气掺氢比例应满足一定

范围^[22], 即:

$$0 \leq S_{\text{H}_2\text{G}}(t)/L_{\text{H}_2} \leq \lambda_{\text{H}_2\text{G}}(P_{\text{g, buy}}(t) + (S_{\text{H}_2\text{G}}(t)/L_{\text{H}_2}))$$

(25)

式中: L_{H_2} 为氢气的热值; $\lambda_{\text{H}_2\text{G}}$ 为最大混氢比例; $S_{\text{H}_2\text{G}}(t)$ 为 t 时段天然气管网的混氢功率。

5)其他运行约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ls}}(t) \leq \lambda_{\text{e}} P_{\text{ld}}(t) \\ 0 \leq H_{\text{ls}}(t) \leq \lambda_{\text{h}} H_{\text{ld}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{ap}}(t) \leq \lambda_{\text{ct}} P_{\text{pv}}(t) \end{cases}$$

(26)

式中 λ_{e} 、 λ_{h} 、 λ_{ct} 分别为最大失电负荷、失热负荷、弃光比例。

3.4 模型求解

根据上述目标函数和约束条件, 结合各个设备的模型, 并将式(12)通过引入 0-1 变量进行线性化处理^[23], 建立阶梯碳交易下含 PV/T-PEMWE 的氢储能优化配置的混合整数线性规划模型, 并基于 MATLAB 平台调用 Gurobi 求解器进行求解。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文以中国西北地区某园区 IES 为研究对象, 该地区太阳能资源丰富, 园区基本参数见表 1, 其他重要参数见表 2。该园区的实时电价及天然气价详见表 3。PV/T-PEMWE 模块参数见文献[17, 24–25]。单位电量的碳排放权配额为 0.798 kg/kWh; 单位热量的碳排放权配额为 0.385 kg/kWh; 碳排放量区间长度为 50 t, 碳交易基价为 200 元/t, 碳交易价格增长率为 0.25^[26]。

表 1 园区 IES 的基本参数

Tab. 1 Basic parameters of park IES

参数	取值	参数	取值
燃气轮机容量/kW	500	燃料电池发电效率	0.60
燃气锅炉容量/kW	800	储氢罐充放氢效率	0.90
燃气轮机发电效率	0.35	储氢罐自损耗系数	0.001
燃气轮机余热回收效率	0.83	供电线路容量/kW	400
燃气锅炉产热效率	0.85	供气管道容量/(m ³ ·h ⁻¹)	40

基于该园区全年光伏、电负荷、热负荷数据各典型日功率曲线见图 5, 以一年作为周期进行氢储能容量优化配置, 全年总天数为 365 天, 其中冬季 90 天, 夏季 92 天, 春、秋季作为过渡季共 183 天。该园区春秋季节热负荷和电负荷适中, 夏季热负荷低

表 2 其他重要参数

Tab. 2 Other important parameters

参数	取值	参数	取值
电解槽单位容量 投资成本/(元·kW ⁻¹)	8 437	失负荷惩罚单价	电价 10 倍
储氢罐单位容量 投资成本/(元·kW ⁻¹)	90	最大失电负荷 比例/%	5
燃料电池单位容量投资 成本/(元·kW ⁻¹)	4 658	最大失热负荷/%	5
设备使用寿命/a	15(蓄电池 5)	最大弃光比例/%	10
利率/%	10	最大混氢比例/%	20

表 3 电价及天然气价

Tab. 3 Electricity prices and natural gas prices

	时段	电价/(元·kWh ⁻¹)	气价/(元·kWh ⁻¹)
峰	12:00—14:00	1.44	0.35
	19:00—22:00		
平	08:00—11:00	0.816	0.35
	15:00—18:00		
谷	01:00—07:00	0.456	0.35
	23:00—00:00		

而电负荷高, 冬季电负荷低而热负荷高。

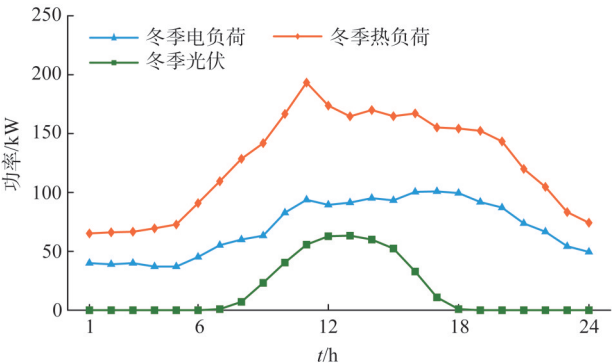
4.2 优化配置结果分析

根据前文系统各设备模型、目标函数、约束条件, 经过计算, 得到系统的优化配置结果见表 4, 在最优配置下的各项成本见表 5。

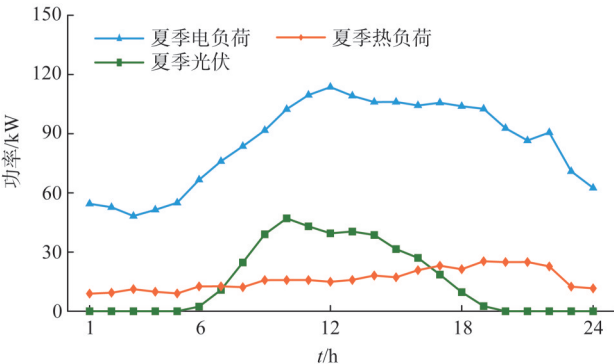
基于表 4 中给出的配置方案, 园区综合能源系统在典型日的能源平衡结果如图 6 所示, 冬季典型日的氢功率曲线如图 7 所示。

由图 6(a)可知, 系统夏季的电负荷较高, 在 23—6 时段, 电能由燃料电池和外部电网购电提供, 同时电解槽消耗电能; 在 7—18 时段, 电能由光伏发电、燃料电池、燃气轮机和外部电网购电提供, 且随着时间增加燃料电池和燃气轮机供电比例逐渐增加; 在 19—22 时段, 电能由燃料电池、燃气轮机和外部电网购电提供, 且随着时间增加燃料电池供电比例逐渐增加。

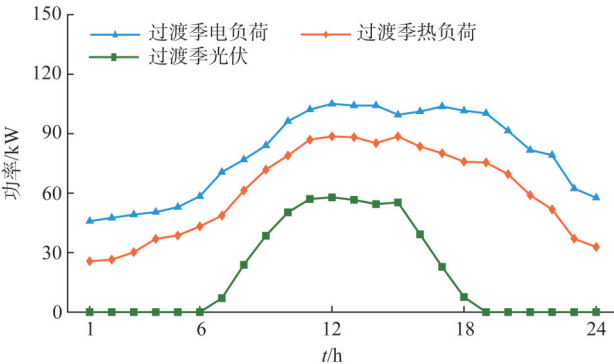
由图 6(b)可知, 系统冬季的热负荷较高, 在 1—5 时段, 热能由燃料电池和电解槽产热提供; 在 6—16 时段, 热能由燃气轮机、燃料电池和电解槽产热提供, 随着时间的增加, 燃气轮机产热比例逐步增加; 在 17—24 时段, 热能由燃气轮机、燃料电池和电解槽产热提供, 随着时间的增加, 燃气轮



(a) 冬季典型日的功率曲线



(b) 夏季典型日的功率曲线



(c) 过渡季典型日的功率曲线

图5 典型日各类功率曲线

Fig. 5 Each power curves of typical days

表4 最优配置结果

Tab. 4 Optimal configuration results

参数	结果
电解槽功率/kW	68. 511
储氢罐容量/kWh	227. 667
燃料电池功率/kW	32. 51

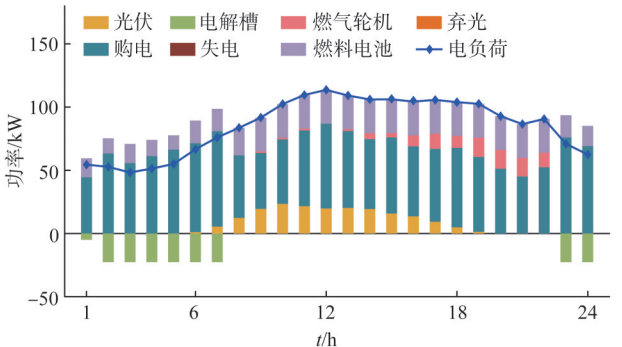
机产热比例逐步减少，燃料电池和电解槽产热比例逐步增加。

由图7可以看出，电解槽产氢、燃料电池耗氢

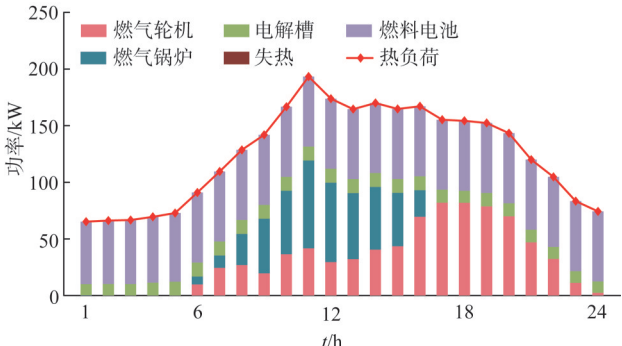
表5 最优配置下的系统成本

Tab. 5 System costs under optimal configuration 万元

参数	数值
年投资运行总成本	24. 256
年化投资成本	5. 909
购能成本	15. 305
碳交易成本	3. 924
运行惩罚成本	0. 118



(a) 夏季典型日的电能平衡结果



(b) 冬季典型日的热能平衡结果

图6 典型日的能量平衡结果

Fig. 6 Energy balance results of typical days

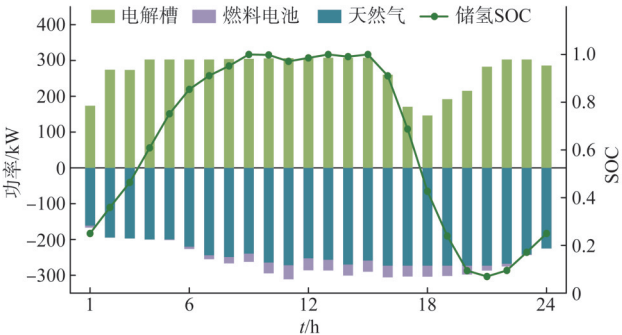


图7 冬季典型日的氢能曲线

Fig. 7 Curves of hydrogen energy storage in winter typical day

及天然气管网混氢这三种方式可灵活配合，在5—14等时段，氢储能利用充足的太阳能大量制氢进行

存储, 且少量地利用燃料电池供应一部分的电、热负荷; 在 8—24 时段, 主要依赖燃料电池来满足电负荷和热负荷的高峰需求。在 7—23 时段, 天然气管网实现氢气集中混入, 涵盖了主要的用电、用热高峰, 有效地减少购气供能需求, 进而降低碳排放量。

通过以上各典型日分析可知, 含 PVT-PEMWE 的园区综合能源系统能充分利用太阳能发电和产热, 通过多种能源耦合的形式实现富足清洁能源的及时转化和存储, 通过高效的多能联储联供、天然气混氢等方式, 降低系统峰时段的购气需求, 从而有效降低系统的碳排放量。

4.3 典型场景分析

4.3.1 PV/T-PEMWE 模型验证分析

为验证本文所提计及 PV/T-PEMWE 和阶梯碳交易的园区综合能源系统中 PV/T-PEMWE 模型的经济性, 设置如下 3 种场景。

- 1) 场景 1: 采用光伏组件发电, 配置常规蓄电池;
- 2) 场景 2: 采用光伏组件发电, 配置氢储能;
- 3) 场景 3: 采用光伏光热制氢系统, 配置氢储能。

以全年各典型日数据为基础, 上述场景下系统容量配置结果见表 6, 规划成本见表 7。

表 6 场景 1—3 下 IES 的最优配置
Tab. 6 Optimal configuration of IES in scenarios 1—3

场景	蓄电池容量/kWh	储热罐容量/kWh	电解槽功率/kW	储氢罐容量/kWh	燃料电池功率/kW
1	104.354	285.684			
2			64.751	240.580	17.358
3			68.511	227.667	32.51

表 7 场景 1—3 下 IES 各项成本
Tab. 7 Costs of IES in scenarios in scenarios 1—3

场景	碳排放量/t	年投资运行总成本/万元	年化投资成本/万元	购能成本/万元	碳交易成本/万元	运行惩罚成本/万元
1	173.63	26.732	3.458	17.658	6.064	0.552
2	145.754	25.626	4.543	16.517	4.251	0.315
3	136.54	24.256	5.909	15.305	3.924	0.118

由表 7—8 可知, 场景 3 中园区年投资运行总成本小于场景 1—2, 具有较好的经济效益。

场景 3 中系统的年化投资成本较场景 1 和场景 2

更高, 这是因为场景 3 中系统的能量来源仅为 PV/T 模块的光伏发电, 电解槽没有外部热源供热, 且电解槽、储氢罐、燃料电池的配置成本更高。

场景 3 中系统的购能成本远小于场景 1—2 的购能成本, 这要因为氢储能通过减少燃气购入量从而减少了购能成本; 场景 3 中系统的碳交易成本比场景 1—2 更低, 这是因为场景 3 中系统氢储能的存在, 使得外部电网购电量和气网购气量更低; 场景 3 中系统的运行惩罚成本几乎为 0, 而场景 1—2 中系统存在运行惩罚成本。

场景 2 中, 系统利用光伏组件进行发电, 并将所产生的电力供应给电解槽, 并通过电加热的方式将电解槽内的水温提升至适宜的工作温度。而场景 3 中系统利用 PV/T 组件输出的电能用于电解水制氢, 输出的热能用来加热电解水, 因此场景 3 中系统能有效利用热能并且能将多余的热能供给热负荷。而场景 1 由于系统使用的是常规的蓄电池储能, 缺少热电联供机组, 系统的热电耦合性较差。

综上, 场景 3 和场景 1 相比, 系统的总成本下降 9.262%; 场景 3 和场景 2 相比, 系统的总成本下降 5.346%, 这表明本文所提的 PV/T-PEMWE 模型在经济性上具有优势。

为了分析本文所提考虑 PV/T-PEMWE 的园区综合能源系统在供能方面的优势, 如图 8—9 所示, 对比 3 种系统冬季典型日下总的电能、热能平衡结果, 其中每个场景下左边的条形图代表白天系统的平衡结果, 右边的条形图代表夜间系统的平衡结果。

图 8 为冬季典型日 3 种场景总的电能平衡结果。

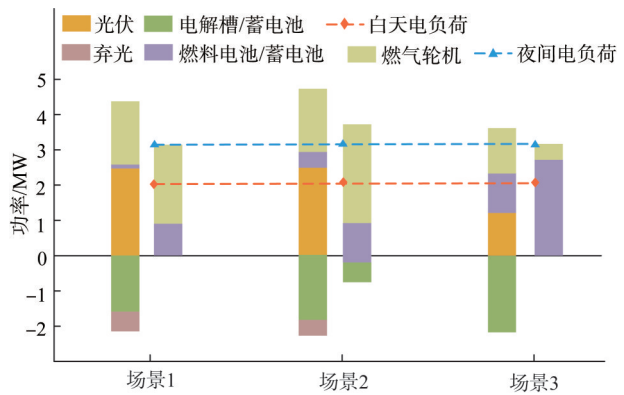


图 8 冬季典型日 3 种场景总的电能平衡

Fig. 8 Total electricities balance for three typical winter days scenarios

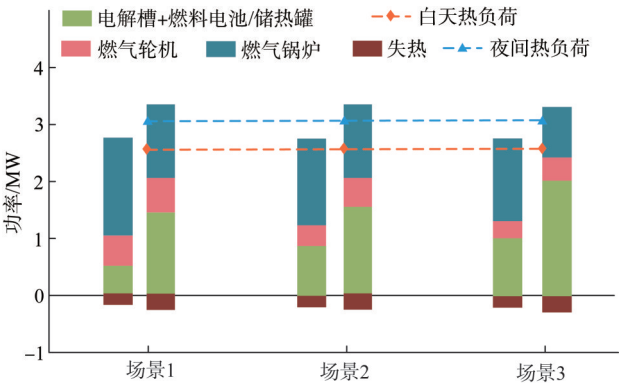


图9 冬季典型日3种场景总的热能平衡
Fig. 9 Total thermal energies balance for three typical winter days scenarios

由图8可知，由于冬季太阳能资源丰富，系统无需额外从外部购买电力，而是利用氢储能技术制造大量氢气，将清洁能源转化为氢气进行储存。在白天时段，场景3系统的电解槽用电量最大，这是因为场景3系统PV/T模块的光伏发电全部用于电解槽电解制氢，而场景1系统光伏出力一部分供给电负荷，一部分用于电解槽电解制氢。场景1—2中系统存在一定的弃光量，而场景3的弃光量为0，这是因为PV/T-PEMWE模块能有效利用太阳能，在光电光热能量利用方面具有明显的优势。在夜间时段，场景2—3都存在燃料电池供电，但是场景3中燃料电池供电占比更大，燃气轮机供电占比更小，并且燃料电池供电的同时还能能为系统提供热量。

由图9可知，在白天时段，对比场景2—3，场景3电解槽和燃料电池产热量占总供热的比例更大，而场景1的系统供热主要来源于燃气锅炉和燃气轮机产热。因此场景3系统的供热性价比更优于场景1—2。在夜间时段，场景3系统中燃料电池在供电的同时会产生一定热量，PV/T模块产生的热量表现为电解槽产热的形式，这两种方式加上燃气轮机和燃气锅炉一起供热；而场景2电解槽和燃料电池产热的比例更小；场景1系统无热电联供机组，热量全由储热罐提供。

综上，通过对比3种场景在白天和夜间的电、热能平衡结果，可知本文所提的考虑PV/T-PEMWE的综合能源系统在供电和供热方式具有一定优势。

4.3.2 阶梯碳交易机制验证分析

为验证所提阶梯碳交易机制在减少系统碳排放

量方面的优势，设置场景4—5，其中不同场景下的优化配置结果见表8，不同场景下的规划成本见表9。

场景4：采用PV/T-PEMWE制氢系统，考虑传统碳交易机制；

场景5：采用PV/T-PEMWE制氢系统，考虑阶梯碳交易机制。

表8 场景4—5下IES最优配置
Tab. 8 Optimal configuration of IES in scenarios 4—5

场景	蓄电池容量/kWh	储热罐容量/kWh	电解槽功率/kW	储氢罐容量/kWh	燃料电池功率/kW
4			62.487	234.268	16.254
5			60.326	233.580	15.498

表9 场景4—5下IES各项成本
Tab. 9 Costs of IES in scenarios in scenarios 4—5

场景	碳排放量/t	年投资运行总成本/万元	年化投资成本/万元	购能成本/万元	碳交易成本/万元	运行惩罚成本/万元
4	126.89	22.946	5.326	14.365	3.245	0.01
5	95.56	20.663	4.850	13.573	2.230	0.01

由表可知，和场景4相比，场景5的系统碳排放量减少24.69%，总成本则下降9.946%；和场景4相比，场景5的系统碳排放量减少30.01%，总成本则下降14.81%。这表明，和传统碳交易机制相比阶梯碳交易机制在降低系统的总成本和碳排放量方面更具优势，在达成低碳目标的同时也给系统带来经济效益。

4.4 碳交易参数影响分析

为探讨阶梯碳交易机制中不同参数对系统结果的影响，本文重点分析碳交易基价和价格增长率变动时，系统总成本和碳排放量的变化情况。

根据图10(a)，碳交易基价增长时，由于碳交易价格增加，系统总成本呈现上升趋势。碳交易基价低于200元/t时，随着碳交易基价增长，系统碳排放量不断减少，这是因为碳排放目标成本的比重增加，使碳交易成本作用越强，系统为降低这部分成本，减少碳排放量；碳交易基价高于200元/t时，随着碳交易基价的增长，系统碳排放量趋向稳定、基本保持不变，这是因为系统的各设备出力都趋向稳定。

根据图10(b)，当价格增长率不断增长时，由于碳交易成本增加，系统总成本不断增加。当价格

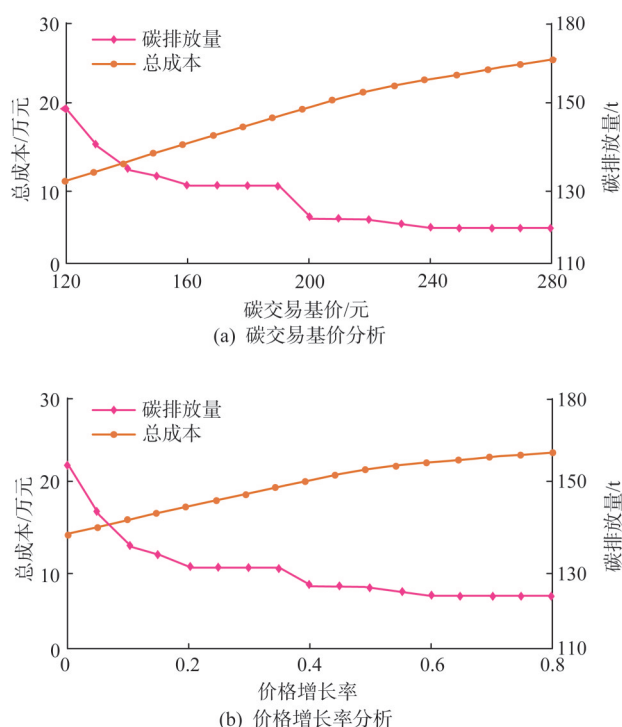


图10 碳交易基本参数对系统影响

Fig. 10 Impact of basic parameters of carbon trading on the system

增长率大于0、小于0.4时,随着价格增长率的不断增长,系统碳排放量不断减少,这是因为价格增长率增加,碳交易成本增加,系统将调整内部各设备的出力,以降低碳交易成本,因此碳排放量减少;价格增长率大于0.4、小于0.8时,随着价格增长率的不断增长,系统碳排放量趋向稳定,这是因为系统的各设备出力都趋向稳定,碳排放量基本保持不变,在价格增长率为0.4时,碳排放量达到126 t。

通过以上分析可知:设定碳交易基价和价格增长率参数对于有效引导系统碳排放和控制系统总成本至关重要。碳交易基价超过200元/t时,提高碳交易基价并不会使碳排放量继续减小,此刻系统的碳减排效果达到最低点,而随着碳交易基价的增加系统成本会不断上升;价格增长率超过0.4时,提高碳交易基价同样不会使碳排放量减小,此时系统碳排放保持稳定水平,而随着价格增长率的增加系统成本同样会不断上升。

5 结论

为加速构建新型电力系统,深入挖掘氢储能在

电力系统中的应用潜力,本文提出了计及光伏光热和阶梯碳交易的园区综合能源系统氢储能优化配置方法,得到主要结论如下。

1)所提园区综合能源系统利用PV/T-PEMWE的光伏光热性能、电解制氢性能和阶梯碳交易减少碳排放性能,能实现经济性以及低碳性上的优势;

2)与常规的光伏电解制氢系统和蓄电池储能系统相比,所提的考虑PV/T-PEMWE的园区综合能源系统,利用太阳能提升电解水温,其年投资总成本相较于两种常规系统分别下降9.262%、5.346%;

3)和传统阶梯碳交易相比,阶梯碳交易在经济性和低碳性方面具有更好的优势,其中阶梯碳交易相较于传统碳交易的碳排放量减少24.69%,系统总成本则下降9.946%。

本文所提计及PV/T-PEMWE和阶梯碳交易的园区综合能源系统考虑的是固定的碳交易价格,并没有考虑碳交易价格的波动性,而合理估算碳交易价格波动风险,对于降低系统运行成本、减少碳排放量具有极为关键的意义。因此,后续工作将针对考虑碳价波动的园区综合能源系统氢储能单元容量优化配置。

参考文献

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等.能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1893-1904,2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
- [2] 李建林,李光辉,梁丹曦,等.“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望[J].分布式能源,2021,6(5):1-9.
LI Jianlin, LI Guanghui, LIANG Danxi, et al. Review and prospect of hydrogen production technology from renewable energy under targets of carbon peak and carbon neutrality[J]. Distributed Energy, 2021, 6(5): 1-9.
- [3] 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 Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
- [4] 杜尔顺,张宁,康重庆,等.太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J].中国电机工程学报,2016,36(21):5765-5775,6019.
DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775, 6019.

- [5] GUERRA K, GUTIÉRREZ-ALVAREZ R, GUERRA O J, et al. Opportunities for low-carbon generation and storage technologies to decarbonise the future power system [J]. *Applied Energy*, 2023(336): 120828.1 – 120828.9.
- [6] 李湃, 黄越辉, 张金平, 等. 多能互补发电系统电/热/氢储能容量协调优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(13): 5158 – 5169.
LI Pai, HUANG Yuehui, ZHANG Jinping, et al. Capacity coordinated optimization of battery, thermal and hydrogen storage system for multi-energy complementary power system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(13): 5158 – 5169.
- [7] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 31 – 38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 31 – 38.
- [8] 王建辉, 包广清, 张安安, 等. 风险管控下计及绿色证书交易的光伏-氢多主体合作运行方法[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(12): 248 – 256.
WANG Jianhui, BAO Guangqing, ZHANG An'an, et al. PV-hydrogen multi-agent cooperative operation method considering green certificate trading under risk control [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 248 – 256.
- [9] 张开鹏, 杨雪梅, 张宏甜, 等. 考虑“光伏-储能”耦合参与调峰的配电网氢储能优化配置[J]. *电网与清洁能源*, 2023, 39(10): 95 – 103, 112.
ZHANG Kaipeng, YANG Xuemei, ZHANG Hongtian, et al. A study on the optimal configuration of hydrogen energy storage in the distribution network considering "photovoltaic-energy storage" coupling participating and peak shaving [J]. *Power System and Clean Energy*, 2023, 39(10): 95 – 103, 112.
- [10] 李永毅, 王子晗, 张磊, 等. 风-光-氢-燃气轮机一体化氢电耦合系统容量配置优化[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(2): 489 – 502.
LI Yongyi, WANG Zihan, ZHANG Lei, et al. Capacity allocation optimization of integrated hydrogen-electric coupling system of wind-solar-hydrogen-gas turbine [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(2): 489 – 502.
- [11] LIANG S, LOU S, WU Y, et al. Generation expansion planning for solvent-stored carbon capture power plants considering the internalization of the carbon emission effects [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 39(2): 2653 – 2667.
- [12] 孙惠娟, 阙炜新, 彭春华. 考虑电氢耦合和碳交易的电氢能源系统置信间隙鲁棒规划[J]. *电网技术*, 2023, 47(11): 4477 – 4490.
SUN Huijuan, QUE Weixin, PENG Chunhua. Confidence gap robust planning of electricity and hydrogen energy system considering electricity-hydrogen coupling and carbon trading [J]. *Power System Technology*, 2023, 47(11): 4477 – 4490.
- [13] 刘妍, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(1): 31 – 40.
LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(1): 31 – 40.
- [14] 骆钊, 黎博文, 毕贵红, 等. 含 CCUS 和 P2G 的综合能源系统分布式鲁棒优化调度[J]. *高电压技术*, 2024, 50(8): 3486 – 3499.
LUO Zhao, LI Bowen, BI Guihong et al. Distributed robust optimal scheduling of integrated energy system with CCUS and P2G [J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(8): 3486 – 3499.
- [15] ZHANG C, KUANG Y. Low-carbon economy optimization of integrated energy system considering electric vehicles charging mode and multi-energy coupling [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(2): 3649 – 3660.
- [16] DONG X, WU J, XU Z, et al. Optimal coordination of hydrogen-based integrated energy systems with combination of hydrogen and water storage [J]. *Applied energy*, 2022(308): 118274.1 – 118274.11.
- [17] CAI J, WENG C, ZHANG R, et al. Comparative analysis on the dynamic operation performance of photovoltaic/thermal powered proton exchange membrane water electrolysis cogeneration system (PV/T-PEMWE) under different connection modes [J]. *Renewable Energy*, 2023, 219 (Part2): 119566.1 – 119566.10.
- [18] GAO Y H, JI J, HAN K D, et al. Experimental and numerical study of a PV/T direct-driven refrigeration/heating system [J]. *Energy*, 2021(230): 120793.1 – 120793.8.
- [19] 刘柯壮. 光伏发电直接耦合 PEM 电解水制氢系统性能研究 [D]. 西安: 西安理工大学, 2023.
- [20] 黄启帆, 陈洁, 曹喜民, 等. 基于碱性电解槽和质子交换膜电解槽协同制氢的风光互补制氢系统优化[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(12): 168 – 174.
HUANG Qifan, CHEN Jie, CAO Ximin, et al. Optimization of wind-photovoltaic complementation hydrogen production system based on synergistic hydrogen production by alkaline electrolyzer and proton exchange membrane electrolyzer [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 168 – 174.
- [21] 左冠林, 郭红霞, 林文智, 等. 考虑低碳制氢的微电网优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(2): 9 – 18.
ZUO Guanlin, GUO Hongxia, LIN Wenzhi, et al. Optimal configuration of microgrid considering low-carbon hydrogen production [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(2): 9 – 18.
- [22] 彭生江, 杨淑霞, 袁铁江. 面向风煤富集区域的风-氢-煤耦合系统演化发展系统动力学[J]. *高电压技术*, 2023, 49(8): 3478 – 3489.
PENG Shengjiang, YANG Shuxia, YUAN Tiejia. System dynamics of the evolutionary development of coupled wind-hydrogen-coal system for wind-coal enriched areas [J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(8): 3478 – 3489.
- [23] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2042 – 2054.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading [J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042 – 2054.
- [24] 梁梓杨, 吴洋, 雷振兴, 等. 考虑光伏不确定性和配电网安全校核的分布式能源聚合商参与市场竞标的优化方法[J]. *广东*

电力, 2024, 37(12): 138 – 146.

LIANG Ziyang, WU Yang, LEI Zhenxing, et al. An optimization method for distributed energy resource aggregators to participate in electricity market bidding considering PV uncertainty and distribution network security check [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(12): 138 – 146.

- [25] 项佳宇, 王晓冰, 李冰, 等. 考虑灵活性资源配置的配电网光伏承载力评估方法[J]. 电测与仪表, 2025, 62(2): 143 – 153.
- XU Jiayu, WANG Xiaobing, LI Bing, et al. Distributed PV hosting capacity assessment method for distribution network considering planning of flexible resource [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(2): 143 – 153.

- [26] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023,

51(12): 122 – 132.

BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122 – 132.

收稿日期: 2024-05-21; 网络首发日期: 2024-09-29

作者简介:

王秋杰(1988), 男, 讲师, 博士, 研究方向为综合能源系统运行与规划、弹性配电网, wangqiujie@ctgu.edu.cn;

王昊(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行与规划, w876482413@163.com;

谭洪(1991), 男, 通信作者, 讲师, 博士, 研究方向为综合能源系统优化运行与规划、电力市场, tanhong@ctgu.edu.cn。

(上接第60页 Continued from Page 60)

- [15] 黄道春, 陈鑫, 周恩泽, 等. 考虑火焰分区的植被火条件下导线-板间隙击穿电压研究[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3467 – 3474.

HUANG Daochun, CHEN Xin, ZHOU Enze, et al. Research on the breakdown voltage of wire-to-plate gap under vegetation fire conditions considering flame partitioning [J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3467 – 3474.

- [16] PAGNI P J, PETERSON T G. Flame spread through porous fuels [J]. Symposium (International) on Combustion, 1973, 14(1): 1099 – 1107.

- [17] 吕云欢, 刘乃安, 谢小冬, 等. 火前锋附壁的模拟实验研究[J]. 火灾科学, 2020, 29(4): 207 – 213.

LÜ Yunhuan, LIU Naian, XIE Xiaodong, et al. Experimental simulation study on flame attachment in fire spread [J]. Fire Safety Science, 2020, 29(4): 207 – 213.

- [18] 国家质量监督检验检疫总局. 高电压试验技术第1部分一般定义及试验要求标准: GBT16927.1—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.

- [19] 国家林草局. 全国森林火险区划等级: LY/T 1063—2025[S]. 北京: 中国标准出版社, 2025.

- [20] 李权. 坡度条件下线性火源火焰贴地行为及热流分布研究[D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2022.

收稿日期: 2024-05-13; 网络首发日期: 2025-03-21

作者简介:

吴骏(1998), 男, 硕士, 研究方向为输电线路防灾减灾, 390323129@qq.com;

周游(1987), 男, 通信作者, 副教授, 博士, 研究方向为极端环境下输变电设备防灾减灾技术, zhouyou243@163.com;

周恩泽(1989), 男, 工程师, 硕士, 研究方向为输电线路防灾减灾, zhou_dky@163.com。