

电氢耦合综合能源系统：韧性量化与多目标优化

黄敬智¹, 肖宁^{1,2}, 黄夏楠³, 林长锥³, 胡臻达³, 刘林³, 吴念远¹, 字政宇¹, 林健¹, 谢珊¹, 景锐^{1,4}, 赵英汝¹

(1.厦门大学能源学院, 福建厦门 361100; 2.国家电力投资集团有限公司, 北京 100033; 3.国家电网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福建福州 350011; 4.厦门大学深圳研究院, 广东深圳 518051)

摘要:近年来,为提升能源系统韧性,电氢耦合综合能源系统的相关研究逐渐受到关注。提出了一种高时间分辨率(小时级)的能源系统韧性量化评价方法,并构建了一个自下而上的多目标优化模型,规划电氢耦合综合能源系统方案,旨在应对能源系统三难困境(经济-环境-韧性),评估电氢耦合技术在综合能源系统中的应用效益。以中国东南沿海某工业园区为案例,将文中提出的方法与模型应用于该园区的能源系统,根据极端事件对能源系统的干扰规律,在4种碳排放限制情景下进行多目标优化,以确定各情景下的最优方案。案例研究结果表明,由于目前电氢耦合技术应用成本较高,只有在对能源系统环境性和韧性均有要求下,电氢耦合技术应用才具有较大的价值。随着碳排放约束加强,经济性目标函数的净现值成本从全局情景的 4.48×10^{10} 元上升至强碳排放限制情景的 4.74×10^{10} 元,增长了5.80%。韧性指标则从5061.62 MWh下降至4184.01 MWh,减少了21%,电氢耦合显著提升了系统的环境性与韧性。最优化方案表明,氢储能不仅是跨季节长期储能的有效解决方案,其在短期储能中的独特优势同样值得关注。最后,将提出的韧性量化评价新方法与前人方法进行对比,可使优化方案净现值提高0.9%,系统最低供能水平提高5.19%,系统恢复能力提高12.57%。

关键词:电氢耦合;综合能源系统;极端天气;韧性量化;多目标优化

中图分类号: TQ53; TK114 文献标志码: A 文章编号: 1006-6772(2024)12-0147-14

Electricity-hydrogen coupled integrated energy system: Resilience quantification and multi-objective optimization

HUANG Jingzhi¹, XIAO Ning^{1,2}, HUANG Xianan³, LIN Changzhui³, HU Zhenda³, LIU Lin³, WU Nianyuan¹, ZI Zhengyu¹, LIN Jian¹, XIE Shan¹, JING Rui^{1,4}, ZHAO Yingru¹

(1. College of Energy, Xiamen University, Xiamen 361100, China; 2. State Power Investment Corporation, Beijing 100033, China; 3. State Grid Fujian Economic Research Institute, Fuzhou 350011, China; 4. Shenzhen Research Institute of Xiamen University, Shenzhen 518051, China)

Abstract: In recent years, interest in electricity-hydrogen coupled integrated energy system is growing to enhance system resilience. This paper proposes a quantitative evaluation method of energy system resilience with high time resolution (hourly level), and constructs a bottom-up multi-objective optimization model to plan the park-level electricity-hydrogen coupled integrated energy system, to cope with the triple dilemma of the energy system (economic-environmental-resilience), and to assess the benefits of the application of electricity-hydrogen coupled technology to integrated energy system. In this paper, the methods and models proposed are applied to the energy system of an industrial park along the southeast coast of China as a case study, and multi-objective optimization is carried out under four carbon emission limitation scenarios according to the disturbance pattern of extreme events on the energy system in order to determine the optimal solution under each scenario. The results of the case studies indicate that, due to the current high cost of electricity-hydrogen coupled technology applications, electric-hydrogen coupled technology applications are of greater value only when both environmental and resilience of the energy system are required. With the strengthening of carbon emission constraints, the net present value cost of the economics objective function increases from 4.48×10^{10} CHY in the global scenario to 4.74×10^{10} CHY in the strongest carbon emission

收稿日期: 策划编辑: 白娅娜; 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.HH24112501

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52306027)

作者简介: 黄敬智(1995—),男,福建宁德人,博士研究生。E-mail: huangjz12@stu.xmu.edu.cn

通讯作者: 赵英汝(1981—),女,河南郑州人,教授,博士。E-mail: yzhaoh@xmu.edu.cn

引用格式: 黄敬智,肖宁,黄夏楠,等.电氢耦合综合能源系统:韧性量化与多目标优化[J].洁净煤技术,2024,30(12):147-160.

HUANG Jingzhi, XIAO Ning, HUANG Xianan, et al. Electricity-hydrogen coupled integrated energy system: Resilience quantification and multi-objective optimization[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(12): 147-160.



limitation scenario, which is an increase of 5.80%. The resilience indicator, on the other hand, decreases by 21% from 5 061.62 MWh to 4 184.01 MWh, and the electricity-hydrogen coupling significantly improves the environmental and resilience of the system. The optimal solution shows that hydrogen storage is not only an effective solution for long-term energy storage across seasons, but its unique advantages in short-term energy storage are also worthy of attention. Finally, comparing the new method of quantitative evaluation of resilience proposed in this paper with the representative previous method, it can improve the net present value of the optimized solution by 0.9%, the minimum level of system energy supply by 5.19%, and the system resilience by 12.57%.

Key words: electricity-hydrogen coupling; integrated energy system; extreme weather; resilience quantification; multi-objective optimization

0 引言

随着全球能源体系低碳及可持续发展^[1], 能源系统电气化程度和可再生能源渗透率不断加深^[2]. 能源系统低碳转型不仅增加了系统的复杂性, 也加剧了其脆弱性^[3]. 同时, 全球气候变化引发的自然灾害和极端天气事件频发, 能源系统在安全性和稳定性方面面临重大挑战^[4]. 学者们认为未来能源系统仅依赖电力这一单一的能源形式, 不足以保证系统韧性^[5]. 在此背景下, 氢能作为一种来源丰富、应用广泛且高质量的二次能源受到广泛关注^[6-7]. 氢能的应用有助于应对天气灾害等极端事件, 提升能源系统韧性, 促进能源系统低碳转型^[8-11]. 尽管通过可再生能源发电再电解水制取的绿色氢能成本较高, 但随着电氢耦合技术发展, 在未来绿氢成本有望大幅度下降^[12-14], 电氢耦合协同效应日渐增强, 电氢耦合综合能源系统正受到国内外研究人员的关注^[15-18].

一些研究聚焦于电氢耦合综合能源系统的建模与优化^[19]. FAN等^[20]针对混合可再生能源系统进行建模, 同时考虑电力和氢气的生产, 评估了电力生产的成本与排放. WANG等^[21]提出集成氢气生产、储存和转换设备的综合能源系统, 并对该系统进行建模, 其结果验证了系统在源负荷不确定性干扰下的低成本建设以及经济、稳定和低碳运行. FAN等^[22]将电解槽、燃料电池和储氢罐集成在社区综合能源系统中, 并考虑交通部门使用燃料电池车, 探索系统对可再生能源消纳情况. 在多数针对综合能源系统的研究中, 氢能被视为优越的长时储能解决方案. 例如, PU等^[23]将设备降解与季节性储氢同时纳入综合能源系统模型进行分析. PAN等^[24]针对包含季节性储氢及电转热的电氢综合能源系统开发了规划模型. ZHOU等^[25]提出一种耦合季节性储氢和电池储能技术的综合能源系统模型, 该系统能够消除可再生能源的季节性不平衡, 最大限度提高可再生能源的承载能力.

一些研究侧重于综合能源系统韧性评价. 生态学家 HOLLING^[26]首次使用“工程韧性”一词来描

述生态系统的行为, 他将韧性定义为系统在面对变化和干扰时的持久性及其吸收冲击的能力. 相关研究将韧性定义为能源系统在遭遇干扰时, 仍能为消费者提供可负担的能源服务的能力. 一个有韧性的能源系统能够迅速从冲击中恢复, 并在外部环境变化时提供替代方案以满足用户的能源服务需求. 目前, 关于能源系统韧性的定义尚无统一共识, 评估韧性的标准化方法仍在探索之中^[27]. 在这些研究中, BRUNEAU等提出的韧性三角理论经常被引用. 该理论指出, 破坏性事件会导致系统性能的突然下降, 随后系统性能逐步恢复至初始水平^[28]. 为了克服韧性三角的局限性, 相关研究提出韧性曲线的概念, 将事件的韧性水平与时间相关联^[29]. 另一种可视化方法是韧性梯形, 通过追踪极端事件期间系统性能的变化, 以展示电力系统的行为^[30]. AHMADI等对上述方法进行了全面概述^[31]. 由于能源系统包含相互依赖的基础设施, NAN和SANSVINI提出了基于韧性三角的能源基础设施量化评估方法, 得到了广泛关注^[32]. SENKEL进一步将该方法应用于综合能源系统的动态模拟^[27], 而HUANG等基于韧性三角和多状态韧性曲线对城市能源系统的韧性进行了定量分析^[33].

尽管相关学者在电氢耦合综合能源系统的建模与优化上取得了显著进展, 但在量化评估氢能对提升能源系统韧性的影响上仍存在一定缺失, 尤其是在多目标优化中, 如何有效利用量化指标评价系统韧性尚未得到充分探讨. 此外, 部分研究虽关注能源系统韧性的量化评估, 但其方法主要基于能源系统的性能(如峰值功率), 往往忽略了高时间分辨率下(如小时、分钟级别)性能与负荷之间的冗余, 从而导致评估结果失真. 例如, 在某一时刻外部干扰导致系统功率下降但仍能满足负荷需求的情况下, 现有的韧性量化方法通常会给出负面评估. 因此, 如何在平衡能源系统的经济性、环境性和韧性三重挑战的基础上, 有效建模并精确评价和优化电氢耦合综合能源系统, 亟需深入研究.

针对上述问题, 笔者围绕电氢耦合能源系统的系统建模、韧性量化评价方法和多目标优化展开研

究。首先,建立电氢耦合综合能源系统模型。接着,提出一种新的韧性量化评价方法,以解决高时间分辨率下因系统性能冗余导致的供需不匹配问题,从而确保韧性评估的准确性,并对评价标准进行严格定义。在规划电氢耦合能源系统时,通过综合考虑经济性、环境性和韧性进行多目标优化,全面评估系统。此外,模拟极端气候条件下的能源系统性能变化,并定量分析氢能对韧性提升的贡献。

1 方法论

1.1 电氢耦合综合能源系统建模

本节从技术层面对电氢耦合综合能源系统进行

建模。该系统的备选技术包括光伏、电储能、热储能、氢储能、天然气冷热电三联供(cchp_N)、生物质冷热电三联供(cchp_B)、富氢燃机冷热电三联供(cchp_H)、电解水制氢、燃气锅炉、污水源热泵及电制冷机组。各区域根据这些备选技术及资源禀赋,构建一套完整的电、热、冷供能系统。电能通过微电网互联,支持并网和上网功能。同时,规划建设冷/热能管网,并将其纳入能源系统建设成本。氢能则通过掺入天然气的方式应用。系统示意如图1所示。本节具体介绍提出的模型,包括能量平衡约束、设备装机约束、设备运行约束、储能设备约束、能量传输约束、目标函数。

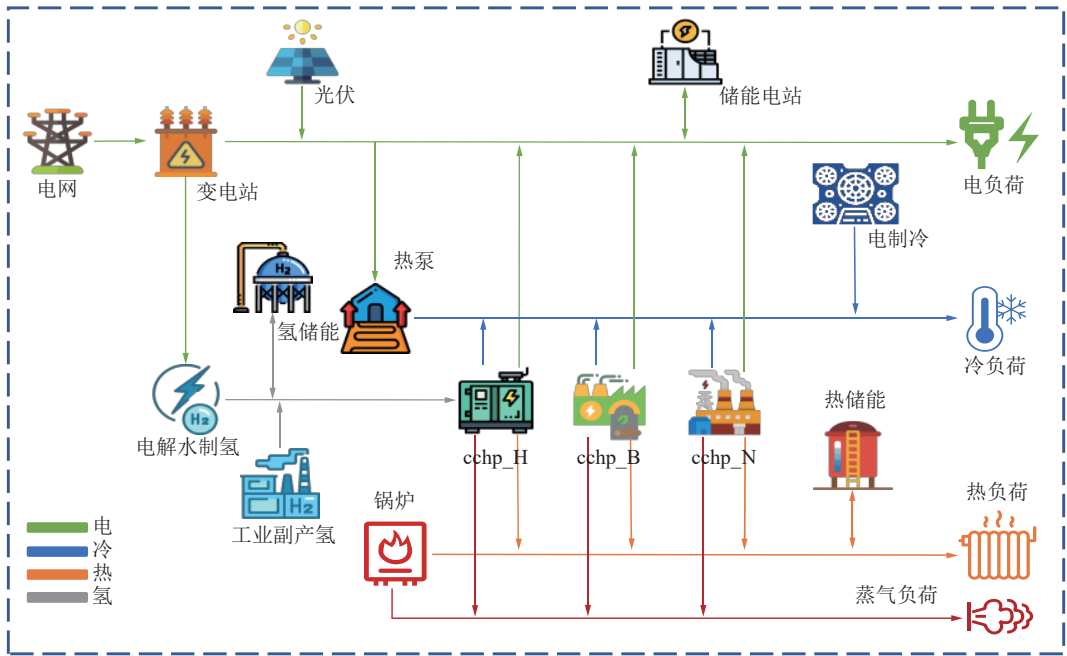


图1 电氢耦合综合能源系统示意

Fig. 1 Schematic diagram of park level electric hydrogen coupling integrated energy system

1.1.1 能量平衡约束

能量平衡约束确保相同时间分辨率下(每小时)能量供应与负荷相匹配,本文模型包括5类能源,即电能、冷能、热能、蒸汽和氢能,如式(1)一式(5)所示。

电能供需平衡:

$$E_{s,h}^{de} + \sum_t E_{t,s,h}^{self} + \sum_t E_{t',s,h}^{cha} = \sum_t E_{t,s,h}^{ge} + \sum_t E_{t',s,h}^{disc} \quad (1)$$

式中: $E_{s,h}^{de}$ 为 s 季节 h 时刻的电负荷, MWh; $E_{t,s,h}^{self}$ 为 s 季节 h 时刻 t 发电技术的自用电量, MWh; $E_{t',s,h}^{cha}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 储能技术的储电量, MWh; $E_{t,s,h}^{ge}$ 为 s 季节 h 时刻 t 发电技术的供电量, MWh; $E_{t',s,h}^{disc}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 储电技术的释电量, MWh; t 为产能技术(包含光伏 PV, 锅炉 BO, 冷热电三联供 CCHP, 碱性电解水制氢 AWE, 热泵

HP); t' 为储能技术(包含电储能、热储能和氢储能)。

冷/热能供需平衡:

$$C_{s,h}^{de} = \sum_t C_{t,s,h}^{ge} \quad (2)$$

$$Q_{s,h}^{de} + \sum_t Q_{t',s,h}^{cha} = \sum_t Q_{t,s,h}^{ge} + \sum_t Q_{t',s,h}^{disc} \quad (3)$$

式中: $C_{s,h}^{de}$ 为 s 季节 h 时刻的冷负荷, MWh; $C_{t,s,h}^{ge}$ 为 s 季节 h 时刻 t 技术的供冷量, MW; $Q_{s,h}^{de}$ 为 s 季节 h 时刻的热负荷, MWh; $Q_{t,s,h}^{ge}$ 为 s 季节 h 时刻 t 技术的供热量, MW; $Q_{t',s,h}^{cha}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 技术的储热量, MWh; $Q_{t',s,h}^{disc}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 技术的释热量, MWh。

蒸汽供需平衡:

$$S_{s,h}^{\text{de}} R_{\text{ED}}^{\text{ST}} = \sum_t S_{t,s,h}^{\text{ge}} \quad (4)$$

式中： $S_{s,h}^{\text{de}}$ 为 s 季节 h 时刻的蒸汽负荷，MWh； $R_{\text{ED}}^{\text{ST}}$ 为蒸汽的能量冗余系数； $S_{t,s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻 t 技术供给的蒸汽能量，MWh。

氢能平衡方程见式 (5)，其与楼宇级能源系统的不同在于园区级系统通过电解水制氢以及工业副产氢的方式制取氢能，并且自产自消，不另外从外部购氢。

$$H_{s,h}^{\text{de}} + \sum_{t'} H_{t',s,h}^{\text{cha}} = \sum_t H_{t,s,h}^{\text{ge}} + \sum_{t'} H_{t',s,h}^{\text{disc}} \quad (5)$$

式中： $H_{s,h}^{\text{de}}$ 为 s 季节 h 时刻的氢能量， m^3 ； $H_{t,s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻 t 技术供给的氢能量， m^3 ； $H_{t',s,h}^{\text{cha}}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 技术的储氢量， m^3 ； $H_{t',s,h}^{\text{disc}}$ 为 s 季节 h 时刻 t' 技术的释氢量， m^3 。

1.1.2 设备装机约束

根据图 1 所示的系统构型，本文研究的电氢耦合综合能源系统备选技术包括光伏、锅炉、电制冷、冷热电三联供、碱性电解水制氢及污水源热泵。各技术的设备装机约束如式 (6) — 式 (14) 所示。

光伏：

$$E_{i,\text{PV},s,h}^{\text{ge}} = I_{\text{ndex}}^{\text{PV}} A^{\text{PV}} S_{i,s,h}^{\text{RI}} \quad (6)$$

锅炉：

$$Q_{\text{BO},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{BO}}^{\text{Q}} \quad (7)$$

式中： $U_t^{\text{E/C/Q}}$ 为 t 技术的发电 (E) \ 制冷 (C) \ 制热 (Q) 装机容量，MW； $I_{\text{ndex}}^{\text{PV}}$ 和 $I_{\text{ndex}}^{\text{HE}}$ 分别为光电能量转换系数和冷热电三联供热电比； A^{PV} 为光伏可用安装面积， m^2 ； $S_{i,s,h}^{\text{RI}}$ 为每小时太阳辐射量， MW/m^2 。

冷热电三联供机组含燃气内燃机、溴化锂吸收式热泵和余热锅炉，其中燃气内燃机发电，溴化锂吸收式制冷机夏天制冷、冬天制热，余热锅炉全年提供生活热水与蒸汽。

$$E_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{CCHP}}^{\text{E}} \quad (8)$$

$$C_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{CCHP}}^{\text{C}} \quad (9)$$

$$Q_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} + S_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{CCHP}}^{\text{Q}} \quad (10)$$

$$C_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} C_{\text{op,CCHP}}^{\text{C}} + Q_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} + S_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} = E_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}} I_{\text{ndex}}^{\text{HE}} \quad (11)$$

碱性电解水制氢模型的约束条件如下：

$$H_{\text{AWE},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{AWE}} \quad (12)$$

热泵模型需满足的约束条件如下：

$$C_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{HP}}^{\text{C}} \quad (13)$$

$$Q_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}} \leq U_{\text{HP}}^{\text{Q}} \quad (14)$$

式中： $E_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻三联供技术的发电量，MWh； $C_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻三联供技术的制冷量，MWh； $Q_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻三联供技术的供热量，MWh； $S_{\text{CCHP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻三联供技术产蒸汽的供热量，MWh； $C_{\text{op,CCHP}}^{\text{C}}$ 为溴化锂吸收式热泵的冷电比； $H_{\text{AWE},s,h}^{\text{ge}}$ 为碱性电解水制氢技术在 s 季节 h 时刻的制氢量， m^3 ； U_{AWE} 为碱性电解水制氢技术装机容量，MW； $C_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻热泵技术的制冷量，MWh； $Q_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻热泵技术的供热量，MWh。

1.1.3 设备运行约束

本文建立的电氢耦合综合能源系统设备运行约束的时间分辨率为小时，以不同季节典型周 (168 h) 进行建模。模型中，各设备的运行约束主要集中在功率变化限制，以确保大型设备在安全范围内运行。例如，功率变化限制设定为装机容量的 50% 以内，最低负荷率不得低于 30%，以防设备损坏。此外，系统规定大型设备在 168 h 内仅允许一次停机，最短连续运行时间为 48 h。约束条件还涵盖了设备的主要能源转换效率和系统鲁棒性。各设备运行约束见式 (15) — 式 (30)。

$$E_{\text{HP},s,h}^{\text{self}} = C_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}} / C_{\text{op,HP}}^{\text{C}} + Q_{\text{HP},s,h}^{\text{ge}} / C_{\text{op,HP}}^{\text{Q}} \quad (15)$$

$$E_{\text{AWE},s,h}^{\text{self}} = H_{\text{AWE},s,h}^{\text{ge}} I_{\text{ndex,AWE}}^{\text{H}_2} \quad (16)$$

$$E_{T,s,h+1}^{\text{ge}} - E_{T,s,h}^{\text{ge}} \leq 50\% U^T \quad (17)$$

$$E_{T,s,h1}^{\text{ge}} - E_{T,s,h168}^{\text{ge}} \leq 50\% U^T \quad (18)$$

$$E_{T,s,h}^{\text{ge}} \geq 30\% U^T \quad (19)$$

$$\sum_h \phi_{T,s,h}^{\text{start}} \leq 1 \quad (20)$$

$$\phi_{T,s,h}^{\text{start}} \geq \phi_{T,s,h}^{\text{onoff}} + \phi_{T,s,h-1}^{\text{onoff}} \quad (21)$$

$$\phi_{T,s,h}^{\text{start}} \leq 1 - \phi_{T,s,h-1}^{\text{onoff}} \quad (22)$$

$$\phi_{T,s,h}^{\text{start}} \leq \phi_{T,s,h}^{\text{onoff}} \quad (23)$$

$$\phi_{T,s,h1}^{\text{start}} \geq \phi_{T,s,h1}^{\text{onoff}} - \phi_{T,s,h168}^{\text{onoff}} \quad (24)$$

$$\phi_{T,s,h1}^{\text{start}} \leq 1 - \phi_{T,s,h168}^{\text{onoff}} \quad (25)$$

$$\phi_{T,s,h1}^{\text{start}} \leq \phi_{T,s,h1}^{\text{onoff}} \quad (26)$$

$$\sum_h \phi_{T,s,h}^{\text{onoff}} \geq 48 \quad (27)$$

式中： $C_{\text{op,HP}}^{\text{C}}$ 为热泵的冷电比； $C_{\text{op,HP}}^{\text{Q}}$ 为热泵的热电比； $I_{\text{ndex,AWE}}^{\text{H}_2}$ 为制取单位氢气所消耗的电能，MWh；引入二进制变量 ϕ ， $\phi^{\text{onoff}} = 1$ 为设备运行状态， $\phi^{\text{onoff}} = 0$ 为设备关闭状态； T 为大型设备发电技术； $E_{T,s,h}^{\text{ge}}$ 为 s 季节 h 时刻大型设备发电技术 T 的供电量，MWh； ϕ^{start} 为开关机二元变量约束。

一次能源消耗满足以下约束：

$$P_{s,h}^t P^{\text{LHV}} I_{\text{ndex}}^t = E_{t,s,h}^{\text{ge}} \text{ or } C_{t,s,h}^{\text{ge}} \text{ or } Q_{t,s,h}^{\text{ge}} \text{ or } S_{t,s,h}^{\text{ge}} \quad (28)$$

式中: $P_{s,h}^t$ 为 s 季节 h 时刻 t 技术设备消耗的一次能源量, MWh; P^{LHV} 为该形式一次能源的低位热值, kJ/kg; I_{ndex}^t 为 t 技术能量转化效率系数。

为了保证能源系统的韧性, 该模型对能源系统中的电能鲁棒性进行约束:

$$E_{s,h}^{\text{de,es}} \leq E^{\text{RB}} \leq E_{s,h}^{\text{de,pe}} \quad (29)$$

$$E_{s,h}^{\text{de,es}} = R_B E_{s,h}^{\text{de,pe}} \quad (30)$$

其中, $E^{\text{de,es}}$ 和 $E^{\text{de,pe}}$ 分别为系统重要负荷和峰值负荷, MWh; E^{RB} 为系统中不会被干扰电能供应量, MWh; 不间断的电能供应量满足系统中重要设备的电能负荷。重要电能负荷为峰值电能负荷的 R_B (%)。

1.1.1.4 储能设备约束

电氢耦合综合能源系统的备选储能设备为包括电储能、热储能和氢储能, 以不同季节典型周 (168 h) 进行建模。各储能设备约束见式 (31) 一式 (37):

$$R_{t',s,h}^e = R_{t',s,h-1}^e + \varepsilon_{t',s,h}^{\text{cha}} I_{\text{ndex},t'}^{\text{R}} - \varepsilon_{t',s,h}^{\text{disc}} / I_{\text{ndex},t'}^{\text{R}} \quad (31)$$

$$R_{t',s,h1}^e = R_{t',s,h168}^e + \varepsilon_{t',s,h1}^{\text{cha}} I_{\text{ndex},t'}^{\text{R}} - \varepsilon_{t',s,h1}^{\text{disc}} / I_{\text{ndex},t'}^{\text{R}} \quad (32)$$

$$\varepsilon_{t',s,h}^{\text{cha}} \leq \phi_{t',s,h}^{\text{cha}} U_{t'}^e \quad (33)$$

$$\varepsilon_{t',s,h}^{\text{disc}} \leq \phi_{t',s,h}^{\text{disc}} U_{t'}^e \quad (34)$$

$$\phi_{t',s,h}^{\text{cha}} + \phi_{t',s,h}^{\text{disc}} \leq 1 \quad (35)$$

$$\varepsilon_{t',s,h}^{\text{cha}} \leq \frac{1}{h_{t'}^{\text{cha}}} U_{t'}^e \quad (36)$$

$$\varepsilon_{t',s,h}^{\text{disc}} \leq \frac{1}{h_{t'}^{\text{disc}}} U_{t'}^e \quad (37)$$

式中: R^e 为 h 时刻的储能状态, MWh; $I_{\text{ndex},t'}^{\text{R}}$ 为 t 技术储/释能效率, ε 为储能能源形式 (如电能 E、热能 Q、冷能 C、氢能 H); ϕ^{cha} 和 ϕ^{disc} 为储/释能的二进制变量; $h_{t'}^{\text{cha}}$ 和 $h_{t'}^{\text{disc}}$ 为 t 技术储满能/释完能时间。

1.1.1.5 目标函数

为降低计算成本, 将经济-环境-韧性 3 目标优化简化成在不同碳排放限制情境下的经济-韧性双目标优化。本文构建的电氢耦合园区能源系统模型包含 2 个目标函数: 经济性指标和韧性指标, 以及一个碳排放约束。经济性目标函数为净现值成本, 而韧性目标函数则通过本文提出的韧性指标量化方法定义, 详见 1.2 节。碳排放约束用于限制系统运行过程中的碳排放量。所建立的模型为混合整数非线性规划模型, 通过 ε -约束法进行多目标优化, 以绘制不同碳排放约束情景下的经济性-韧性双目标帕累托前沿^[34]。最后, 使用优劣解距离法 (TOPSIS) 进行决策。

经济性目标函数:

$$N = \sum_t O_t^{\text{U}} + \sum_{t'} O_{t'}^{\text{U}} + O^{\text{pipe}} + \sum_{y=1}^Y \frac{1}{(1+r)^{y-y_0}} \times \left(\sum_t O_{t,y}^{\text{O\&M}} + \sum_{t'} O_{t',y}^{\text{O\&M}} + \sum_t O_{t,y}^e - I_y^{\text{O}_2} \right) \quad (38)$$

$$O_t^{\text{U}} = U_t O_t^{\text{unit,U}} \quad (39)$$

$$O_{t'}^{\text{U}} = U_{t'} O_{t'}^{\text{unit,U}} \quad (40)$$

$$I_y^{\text{O}_2} = \left(\sum_s \sum_h H_{\text{AWE},s,h}^{\text{ge}} / 2 \right) p_{\text{rice}}^{\text{unit,O}_2} \quad (41)$$

$$O_t^{\text{O\&M}} = U_t O_t^{\text{unit,O\&M}} \quad (42)$$

$$O_{t'}^{\text{O\&M}} = U_{t'} O_{t'}^{\text{unit,O\&M}} \quad (43)$$

$$O_{t,y}^e = \sum_s \sum_h (P_{s,h}^t O_{s,h}^{\text{unit,P}} + E_{s,h}^{\text{im}} O_{s,h}^{\text{unit,E}} - E_{s,h}^{\text{ex}} O_{s,h}^{\text{unit,E}}) \quad (44)$$

式中: N 为净现值成本; r 为折现率; y 为年份; Y 为规划时间, a ; y_0 为所有成本折现的参考年份; O 为能源系统中的各种成本, 包括投资 (O_t^{U} , $O_{t'}^{\text{U}}$)、运营和维护 ($O_{t,y}^{\text{O\&M}}$)、管道投资 (O^{pipe}) 和各种类型能源成本 ($O_{t,y}^e$) 万元; $I_y^{\text{O}_2}$ 为在 y 年通过电解水制氢附带产生副产品氧气的收入, 万元; $p_{\text{rice}}^{\text{unit,O}_2}$ 为单位体积氧气价格, $\text{m}^3/\text{元}$ 。

在本文模型中, 首先对碳排放不做限制, 优化得到全局最小碳排放, 然后通过约束碳排放上限, 形成不同的碳排放情景。模型的碳排放目标函数计算见式 (45)。

环境性约束函数:

$$D = \sum_y \sum_s \sum_h (P_{s,h}^t D_{s,h}^{\text{unit,PE}}) \leq D_{\text{max}} \quad (45)$$

式中: D 为在规划时间 Y 中系统的碳排放总量, t ; $D_{s,h}^{\text{unit,PE}}$ 为消耗单位某种类型能源的碳排放量, t ; D_{max} 为碳排放上限, t 。

1.2 能源系统韧性评价方法

针对能源系统的韧性量化评价方法已有一定研究, 最具代表性的为等效面积法, 相关总结如图 2 所示。其中, HUANG 等^[33]提出的方法备受关注, 该方法基于韧性曲线, 利用等效面积法量化城市能源系统的韧性, 通过比较系统实际性能曲线与峰值性能, 使用图 3 中橙色面积 S' 进行量化。面积 S' 由系统峰值性能 P_{e0} 与其在系统受外界干扰、系统性能退化和系统性能恢复阶段的实际性能曲线 (图 3 中的黑色实线) 共同界定。 S' 的物理意义是系统从遭受外界干扰到恢复峰值性能状态期间的总性能损失, 面积越小, 性能损失越少, 系统韧性越强。然而, 由于系统峰值性能相对于在高时间分辨率下 (小时级、分钟级) 的系统负荷存在冗余, 因此该韧性量化评估方法不够精确, 容易在系统受到外界

$$E^{LO} \leq E^{RB} \leq E^{UP} \quad (47)$$

$$E^{UP} = \text{Max}(E_{s,h}^{de,pe}) \geq E_{s,h}^{de,pe} \quad (48)$$

$$E^{LO} = \text{Max}(E_{s,h}^{de,es}) \geq E_{s,h}^{de,es} \quad (49)$$

式中: F 为韧性量化指标; t_0 、 t_1 、 t_e 、 t_r 分别为系统受外界干扰的起始点、系统受外界干扰后的性能最低点、系统受外界干扰后的恢复初始点、系统受外界干扰后完成恢复的状态点; $D_e(t)$ 和 $P_e(t)$ 分别为系统负荷曲线和系统性能曲线; E^{UP} 和 E^{LO} 分别为系统鲁棒性的上下限。

2 案例分析

2.1 案例描述

为评估氢能在提升能源系统韧性方面的效益,以中国东南沿海福建省某城市的工业园区(约20 km²)为案例进行研究。由于地理位置的原因,该园区频繁遭受台风等极端天气影响。因此,本节重点分析台风这一典型极端天气事件对能源系统的影响,并评估氢能的潜在效益。如图4所示,该工业园区根据用地性质划分为3个子区域:a1为商业住宅区(黄色),a2为工业生产区(灰色),a3为物流仓储区(紫色)。该地区冬季温暖、夏季炎热,导致电负荷存在明显的季节性差异(图5b)。夏季冷负

荷显著(图5d),而冬季则无冷负荷,全年热负荷较小,主要来自生活热水和工业蒸汽负荷(图5c),后者在特定时间段内保持稳定。为分析台风对综合能源系统的影响,本节研究将季节划分为夏季和过渡季(包括冬季),并选取典型周(168 h)进行建模。为确保系统的鲁棒性(即保证对重要负荷的供给),设定参数 $R_B(\%)$ 为峰值需求的40%(图5a)。电、冷、热的负荷曲线如图5a~图5c所示。购买外接电网电力的费用通过该地区的峰谷电价进行计算。

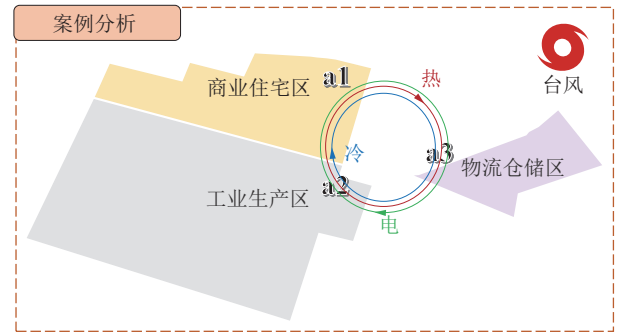


图4 案例研究工业园区地块分布示意

Fig. 4 Schematic diagram of case study industrial park with site distribution

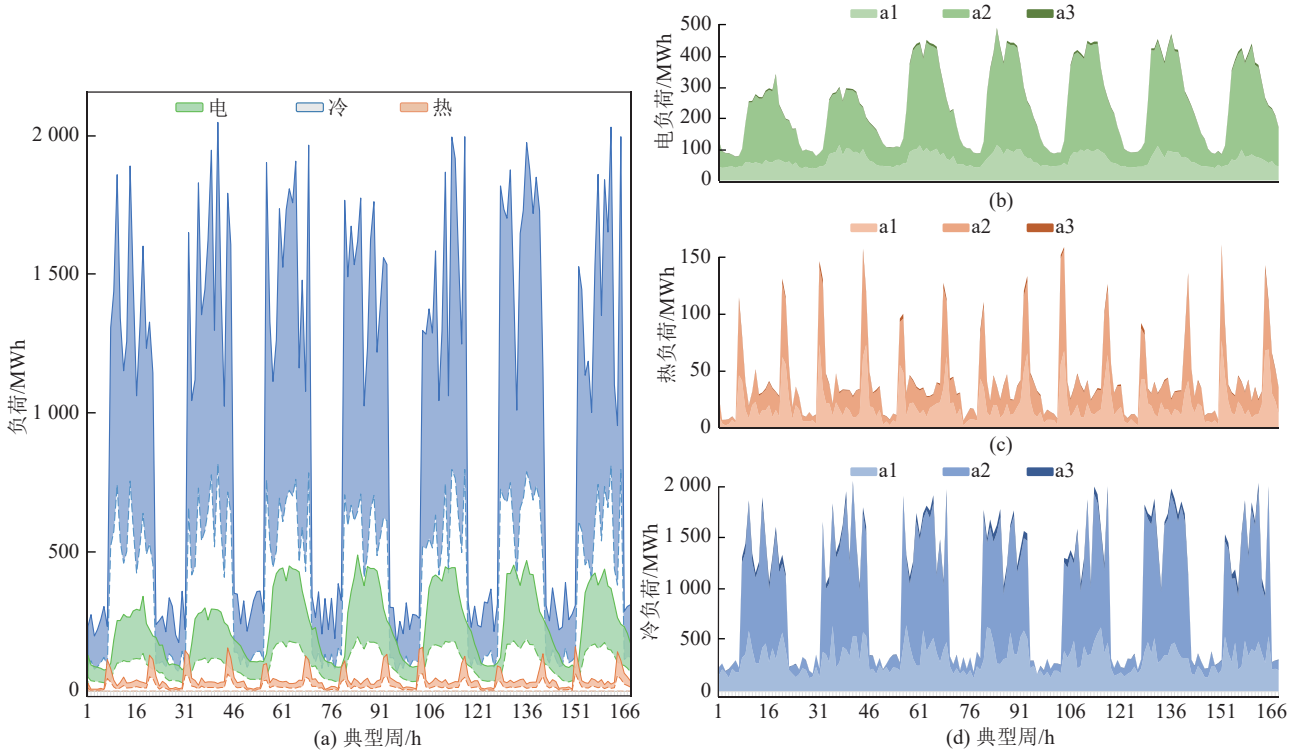


图5 典型周(168 h)负荷曲线

Fig. 5 Typical weekly (168 h) load curves

该工业园区的电氢耦合综合能源系统拓扑结构和技术方案如图1所示。供电设备包括电网变电

站(grid_sub)、光伏系统(PV)、储能电站(ele_stg)、天然气三联供(CCHP_N)、生物质

三联供 (CCHP_B)、天然气掺氢三联供 (CCHP_H)。制冷设备包括电制冷机组 (ele_cool)、污水源热泵 (SSHP)、天然气三联供 (CCHP_N)、生物质三联供 (CCHP_B)、天然气掺氢三联供 (CCHP_H)。供热设备包括锅炉、储热系统 (heat_stg)、天然气三联供 (CCHP_N)、生物质三联供 (CCHP_B)、天然气掺氢三联供 (CCHP_H)。蒸汽则由锅炉、天然气三联供 (CCHP_N)、生物质三联供 (CCHP_B)、天然气掺氢三联供 (CCHP_H)。

在本文的案例中，假设电网已建设完成，因此未将其纳入初始投资成本。由于园区的能源需求，必须铺设生活热水和蒸汽管网，其建设成本作为固定成本计入整体规划模型中。案例分析还根据园区资源禀赋和不同区域的功能特性设置了技术限制。例如，a1 商业住宅区未安装氢能设备；工业副产氢仅限于 a2 工业生产区，并且该区域已建设污水处理厂，因此仅配备污水源热泵；储能电站（包括氢气储存设备）则设在土地充足且使用效率低的 a3 物流仓储区。

案例研究中针对一次能源和氢气供应进行了相应设定。天然气管道建设在地下，以确保其耐久性和抗损性。园区内的生物质资源供应量设有上限，且由于其碳循环特性，生物质能不计入碳排放。工业生产区的氢能应用采用 30% 掺氢的天然气 CCHP 进行发电、制冷和供热，氢气来源于工业副产品和碱性电解水制氢，工业副产氢的供应量同样设有上限。电解水制氢主要利用多余的可再生能源发电量，以平衡可再生能源发电的波动性，从而实现零排放的绿色氢气。由于可再生能源发电量有限，模型中设置了相应的限制条件。通过迭代碳排放函数，模型设定了碳排放上限约束，并结合无碳排放限制情景（全局情景），对比弱碳排放限制情景 (CA1)、中等碳排放限制情景 (CA2)、强碳排放限制情景 (CA3) 3 个不同的碳排放限制情景。

在本案例分析中，假设台风在某个典型周的负荷峰值期间来临，导致园区能源系统与外部电网断开，并逐步使园区光伏系统失效。此时，其他设备继续运行，使园区能源系统进入孤网运行模式。假定该地区的制冷和供热系统不受台风影响，案例主要聚焦电力系统分析，在考虑电储能的前提下，将 E^{RB} 定义为系统最低电力供应能力。模型中的技术经济等输入参数均来自文献和实际工程数据，详见表 1。案例研究讨论了台风对能源系统的影响，并通过敏感性分析探索各技术成本变化对系统的影响。

表 1 模型输入参数^[35]Table 1 Model input parameters^[35]

设备名称 (符号简称)	投资成本/ (元·kW ⁻¹)	运维成本/ (元·kW ⁻¹ ·a ⁻¹)
光伏 (PV)	3 500	52.5
天然气三联供 (CCHP_N)	4 200	42
生物质三联供 (CCHP_B)	9 600	96
天然气掺氢三联供 (CCHP_H)	4 700	47
变电站 (grid_sub)	1 875	18.75
电储能 (ele_stg)	1 500	7.5
污水源热泵 (SSHP)	1 000	10
电制冷机组 (ele_cool)	1 200	12
燃气锅炉 (boiler)	325	3.25
热储能 (heat_stg)	1 200	40
碱性电解水制氢 (awe)	3 500	35
高压气态氢储能 (hy_stg)	2 000	20

2.2 结果与讨论

图 6 展示了不同碳排放限制情景下的帕累托前沿，其中黑点和蓝点分别表示多目标优化的解，蓝点代表的非支配解点形成帕累托前沿。为确保系统建设的经济可行性，部分韧性较高但经济性较差的优化结果（图 6 中粉色矩形区域所示）被排除。通过 TOPSIS 决策方法，全局、CA1、CA2 和 CA3 四个情景下的最优解分别为 G、E、F 和 E，各优化方案的详细输出结果见表 2。

比较不同碳排放限制情景下的最优方案可知，随着碳排放限制的增强，净现值成本 (N) 从全局情景的 4.48×10^{10} 元上升至 CA3 情景的 4.74×10^{10} 元，增长了 5.80%。韧性指标 (F) 从全局情景的 5 061.62 MWh 下降至 CA3 情景的 4 184.01 MWh，减少了 21%。在所有情景中，随着 F 下降，N 增加，意味着随着系统韧性增强，系统经济性下降，表明韧性提升与经济效益之间存在权衡关系。

2.2.1 韧性量化评价方法对比

为了验证本文所提韧性量化评价方法的有效性，本节将该方法与前人研究中提出的韧性评价方法进行对比分析。分别应用本文提出的方法和前人提出的方法对 1.1.5 节中描述的案例进行经济-韧性多目标优化，得出优化方案并进行比较。相关分析在全局情境下进行，即不受碳排放限制的约束。

如表 3 所示，对比应用不同韧性量化方法的 2 个优化方案可知，在 20 a 规划期内，A2 方案的净现值成本比 A1 方案低 0.9%，但其韧性指标却是

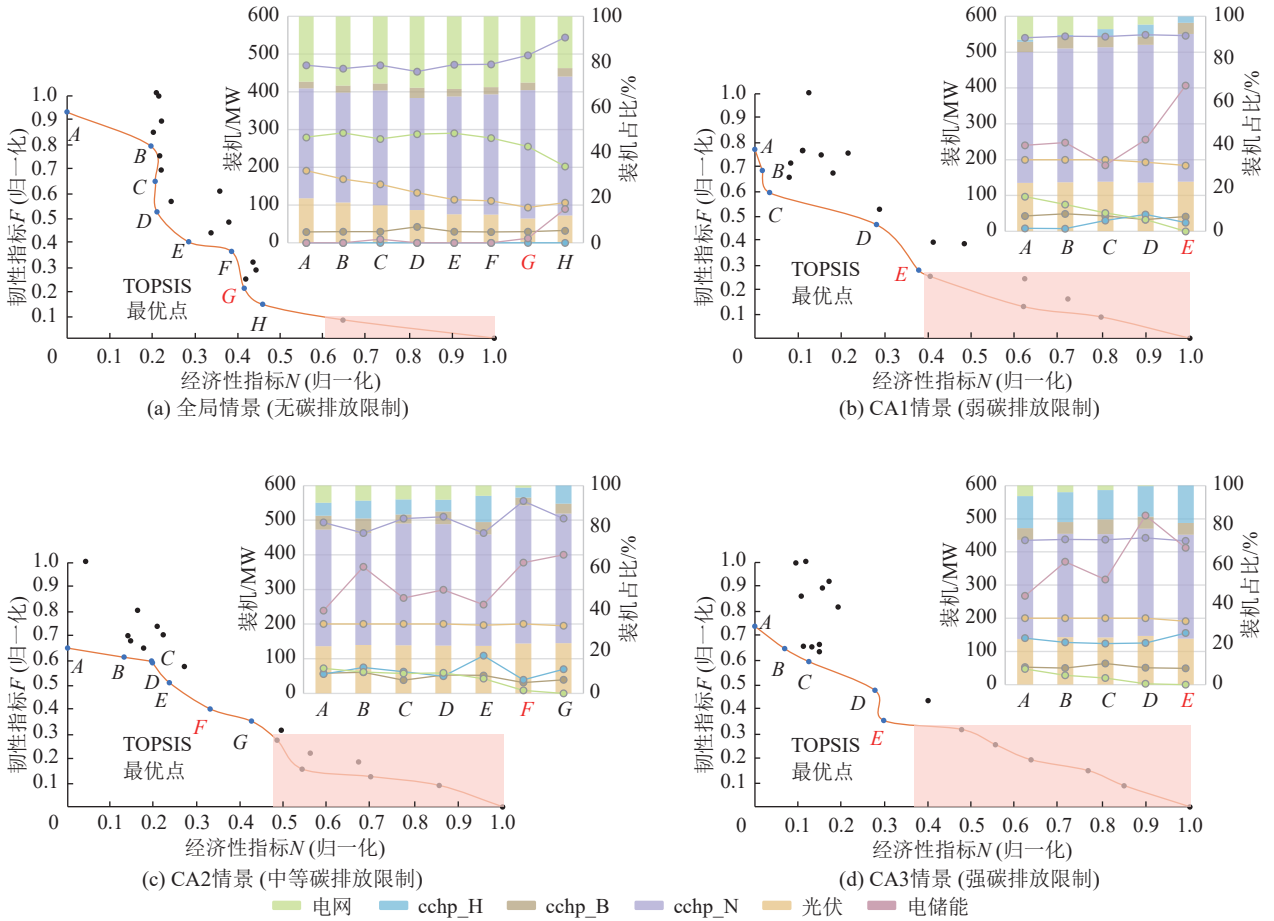


图6 各情景帕累托前沿与各方案技术装机

Fig. 6 Pareto front of each scenario and technical installation capacity of each scheme

A1方案的2.15倍。净现值成本和韧性指标越低,表明该方案的经济性和韧性表现越好。然而,由于韧性量化评价方法的差异,韧性指标无法直接比较,需要进一步分析规划方案的细节,以判断2个方案的韧性优劣。本文案例设定在极端天气(如台风)影响下,光伏和外接电网(变电站)可能遭到破坏,形成孤岛系统。光伏和变电站的装机容量越大,系统韧性越弱;而除光伏和变电站技术外的供能设备装机容量越大,系统韧性则越强。对比A2和A1两个优化方案中的技术装机可知,A2方案的光伏和变电站装机容量总计394 MW,超过A1方案的350 MW,多出12.57%。然而,在孤岛系统下,A2方案的发电技术装机总量为501 MW,低于A1方案的527 MW,减少5.19%。在台风影响下,A1方案的系统最低供能能力高于A2方案,且台风结束后,A1方案的系统维修时间短于A2方案,恢复能力更强。综合比较可知,尽管A1方案的净现值成本高于A2方案0.9%,其系统韧性仍优于A2方案,具体表现为最低供能水平高出5.19%,恢复能力高出12.57%。本文所提出的韧性量化评价方法考虑了系统性能与负荷在高时间分辨率下的冗

余,从而更准确地评估了系统的整体韧性。

2.2.2 各碳排放限制情景下优化方案分析

在无碳排放限值的全局情景下,随着系统韧性的提高,光伏系统的装机容量从191 MW大幅减少至94 MW。这一变化源于模拟台风对光伏系统造成的负面影响,导致其逐步瘫痪。然而,在CA1、CA2和CA3情景中,尽管系统韧性持续增强,光伏系统的装机容量减少幅度却较小,CA1情景下从200 MW降至183 MW,CA2情景下降至195 MW,CA3情景下降至191 MW。这是因为本研究在电氢耦合综合能源系统的规划中同时考虑了经济性和韧性2个目标,并通过不同碳排放限制情景进行了深入分析。多目标优化结果表明,光伏系统技术已较为成熟并广泛商业化,具备显著的经济效益。其通过减少一次能源消耗和碳排放,对系统的经济性和环境性均产生了良好效益。尽管在多目标优化中,光伏系统的容量增加可能对系统韧性产生一定负面影响,但其经济和环境效益远大于对韧性的负面影响。此外,光伏系统受限于安装空间,限制了其在整体系统中的装机容量和供能设备中的占比。

对比各类碳排放限制情景,天然气掺氢

表2 各方案的最优解

Table 2 Optimal solutions for each scenario

参数	全局	CA1	CA2	CA3
$N/10^{10}$ 元	4.48	4.59	4.63	4.74
F/MWh	5 061.62	3 989.96	4 959.01	4 184.01
$D_{\text{em}}/10^6$ t	1.62	1.45	1.43	1.41
发电设备装 机量				
U_{pv}/MW	94	183	200	191
$U_{\text{CCHP_N_ele}}/\text{MW}$	497	546	555	433
$U_{\text{CCHP_B_ele}}/\text{MW}$	30	41	31	49
$U_{\text{CCHP_H_ele}}/\text{MW}$	0	24	39	156
$U_{\text{grid}}/\text{MW}$	256	0	9	0
$U_{\text{ele_stg}}/\text{MW}$	12	407	377	412
制冷设备装 机量				
$U_{\text{CCHP_N_cool}}/\text{MW}$	876	964	914	902
$U_{\text{CCHP_B_cool}}/\text{MW}$	48	66	64	82
$U_{\text{CCHP_H_cool}}/\text{MW}$	0	40	13	7
$U_{\text{ele_cool}}/\text{MW}$	1 265	1 256	1 171	1 210
供热设备装 机量				
$U_{\text{CCHP_N_heat}}/\text{MW}$	674	741	703	694
$U_{\text{CCHP_B_heat}}/\text{MW}$	37	51	49	63
$U_{\text{CCHP_H_heat}}/\text{MW}$	0	31	10	5
$U_{\text{boiler}}/\text{MW}$	152	89	112	120
$U_{\text{heat_stg_cap}}/\text{MW}$	0	27	191	78
制氢设备装 机量				
U_{awe}/MW	0	4	15	48
$U_{\text{hy_stg}}/\text{MW}$	0	26	80	249
能源使用量 (当量标煤)				
$P_{\text{grid_buy}}/\text{t}$	2.11×10^5	0	484.89	0
$P_{\text{biomass}}/\text{t}$	1.07×10^5	1.10×10^5	1.10×10^5	1.10×10^5
P_{gas}/t	7.48×10^5	8.69×10^5	8.58×10^5	8.48×10^5
P_{H_2}/t	0	3.77×10^3	8.98×10^3	2.77×10^4
合计	1.07×10^6	9.83×10^5	9.77×10^5	9.85×10^5

注：净现值成本 (N)，韧性指标 (F)，每年碳排放量 (D_{em})，外接电力购买量 (grid_buy)，生物质消耗量 (biomass)，天然气消耗量 (gas)，氢能消耗量 (包括工业副产氢、可再生能源电解水制绿氢， H_2)。

CCHP 的装机容量有显著差异。在无碳排放限制的全局情景中，天然气 CCHP 掺氢的装机容量为 0，这是由于当前天然气掺氢 CCHP 和碱性电解水制氢设备的技术成本较高、经济性较差，在无碳排放约束的情况下，氢能设备在没有碳排放约束的情况下通常不被优先选择。然而，随着碳排放限制的加强，天然气掺氢 CCHP 的装机容量逐渐上升，在 CA1 情景中为 7~47 MW (占比 0.86%~5.49%)，

表3 2种韧性量化方法的优化方案对比

Table 3 Comparison of optimal solutions for two resilience quantification methods

项目	本文方法 方案 (A1)	前人 方法 方案 (A2) ^[33]
净现值成本 $N/\text{元}$	4.48×10^{10}	4.44×10^{10}
韧性指标 F/MWh	5 061.62	10 864.97
光伏 (PV) 装机量/MW	94	114
天然气三联供 (CCHP_N) 装机量/MW	497	468
生物质三联供 (CCHP_B) 装机量/MW	30	33
天然气掺氢三联供 (CCHP_H) 装机量/MW	0	0
变电站 (grid_sub) 装机量/MW	256	280
电储能 (ele_stg) 装机量/MW	12	0
热储能 (heat_stg) 装机量/MW	0	0
碱性电解水制氢 (awe) 装机量/MW	0	0
高压气态氢储能 (hy_stg) 装机量/MW	0	0

CA2 情景为 39~109 MW (占比 4.70%~12.62%)，而 CA3 情景则为 124~56 MW (占比 14.70%~18.80%)。综合分析各情景及其帕累托前沿优化方案可知，随着系统韧性的提升，天然气掺氢 CCHP 的装机容量在所有 3 种碳排放限制情景中均有所增加。这表明氢能设备在提升能源系统环境性和韧性方面具有积极影响。然而，由于天然气掺氢 CCHP 和电解水制氢的高成本，只有在环境性与韧性双重需求下，氢能相关设备才会得到有效应用。

在储氢方面，图 7 对比了 3 种碳排放情景下氢能相关设备的装机容量和氢能消耗量。在无碳排放限制的全局情景中，氢能未被使用。在碳排放限制较弱的 CA1 情景中，储氢设备的装机容量较小 (0~26 MW)，系统主要依赖相对廉价的工业副产氢 (图 7a)。随着碳排放限制的增强，储氢设备的装机容量逐步上升，在 CA2 情景中为 0~70 MW，在 CA3 情景中为 169~269 MW (图 7b、图 7c)。这表明氢能在短期 (典型周，168 h) 储能技术方案中，显著增强了低碳能源系统的韧性。储氢设备装机容量的增加与系统氢能总消耗量正相关，且氢的来源逐渐从工业副产氢转向可再生能源电解水制取的绿氢。这一转变源于工业副产氢应用的区域有限性，其供应主要集中在特定的工业生产区。随着园区氢能使用量的增加，区域分配面临挑战，而电解水制氢可实现分布式建设，有效规避区域限制。因

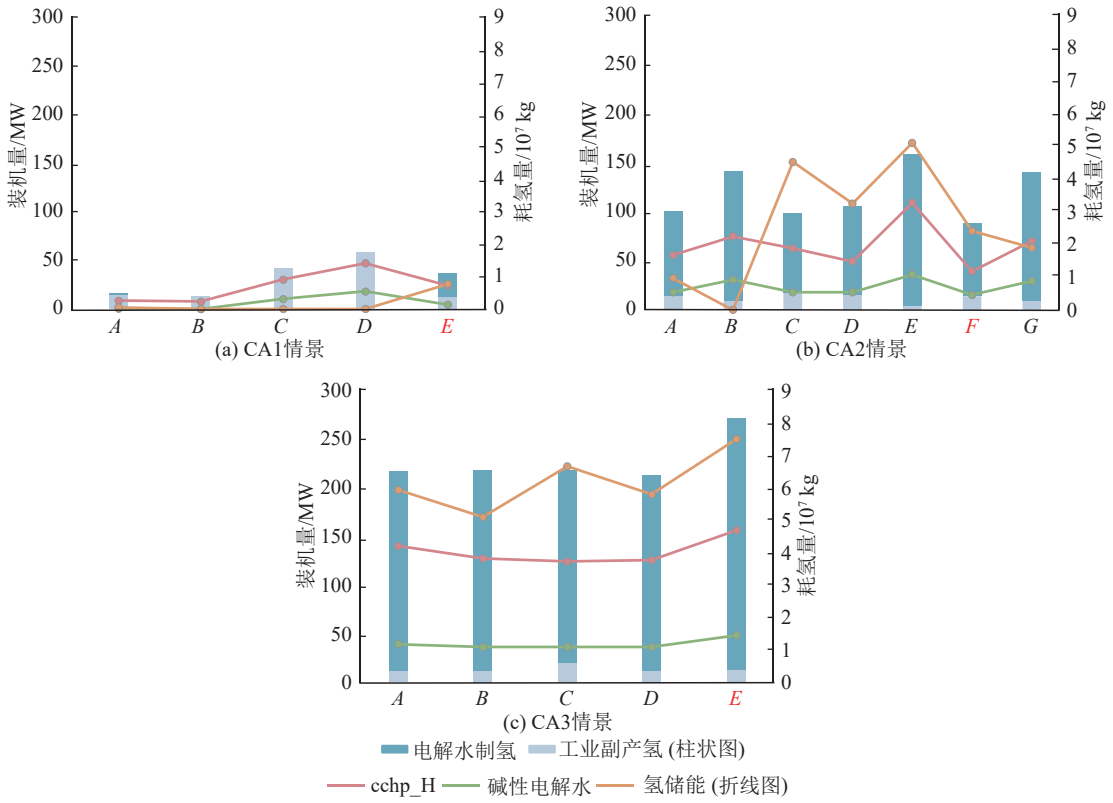


图7 3类碳排放限制情景下氢能相关设备装机(折线图)及氢能消耗量(柱状图)

Fig. 7 Installed capacity of hydrogen related equipment (line chart) and hydrogen consumption (bar chart) under three types of carbon emission limitation scenarios

此,通过优化氢能储运方式和基础设施,可以更有效地利用相对廉价的工业副产氢。同时,氢能储运的优化将促进氢能的利用,提升其在削峰填谷、可再生能源整合与消纳以及平抑风电和光伏波动等方面的效益,推动氢能由灰氢向绿氢的转型。图7展示了关键氢能设备的装机容量变化,包括天然气掺氢CCHP和整体氢能使用量。在碳排放限制较弱的情景下,受限于当前氢能应用的经济性不足,导致其对韧性的提升作用较为有限。然而,随着碳排放约束的增强,利用氢能显著提升了能源系统的韧性。在CA1、CA2和CA3情景中,氢能的使用量分别为1340~5927 t、8976~16222 t和21735~27720 t当量标煤,突显了氢能在增强低碳能源系统韧性方面的良好效益。

在能源消耗与碳排放方面,如图8所示,随着碳排放限制的逐步加强,系统的碳排放和总体能耗同步下降。相比之下,在无碳排放限制的全局情景下,廉价能源成为主要消耗形式,虽然成本较低,但效率也相应降低,导致系统总体能耗上升和能效下降。较强的碳排放限制迫使系统采用更高效但成本更高的能源形式,从而提升了能源效率,推动了更清洁和高效的能源利用,这与全球低碳转型及可持续发展的目标相符。目前,氢能在整体能源利用

中占比尚小,主要由于相关技术仍不成熟,处于初步商业化阶段,经济性较差。然而,随着氢能技术的不断进步、利用效率的提升,以及规模效应带来的应用成本降低,能源系统将进一步加强电能与氢能的耦合,推动氢能的大规模应用。电氢耦合的深化将显著减少能源系统的碳排放,提高系统的韧性。

2.2.3 技术经济敏感性分析

在能源系统耦合氢能的初期阶段,氢能相关技术设备成本较高,导致整体系统成本偏高,氢能相较于其他成熟且广泛商业化的技术缺乏经济优势。

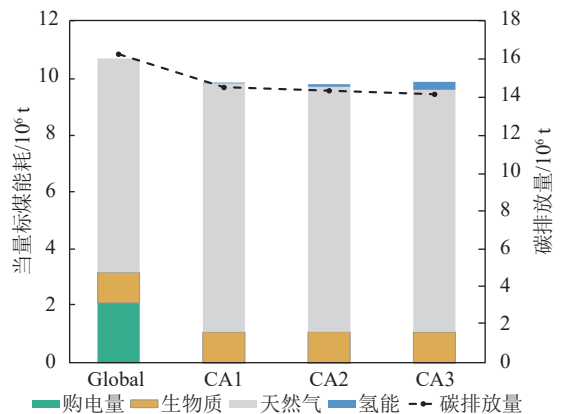


图8 能源消耗与碳排放

Fig. 8 Energy consumption and carbon emissions

然而,随着氢能技术的进步和商业化发展,应用成本预计将逐步降低。本节的敏感性分析旨在评估氢能设备成本变化对电氢耦合园区能源系统经济性和韧性的影响,并与其他设备成本变化的影响进行对比。具体而言,分析将聚焦于氢储存(hy_stg)、电储能(ele_stg)、冷热电三联供(CCHP_H、CCHP_N、CCHP_B)以及碱性水电解水制氢(AWE)的成本变化,并考察这些变化对CA2情景下多目标优化结果(净现值成本 N 和韧性 F)的影响。

图9展示了敏感性分析下的帕累托前沿结果。可以看出,当各技术成本降低(5%、10%、15%)时,帕累托前沿曲线向左下方移动,表明系统的经济性和韧性均有所提升。不同技术成本变化对经济

指标(N)和韧性指标(F)的影响差异明显。值得注意的是,电池储能(ele_stg)和天然气冷热电三联供(CCHP_N)的成本变化对 N 的影响大于对 F 的影响。具体而言,CCHP_N技术作为主要能源供应设备,其在本研究各情境下占据50-70%的电力装机容量,因此其成本的不确定性对 N 具有显著影响。相较之下,氢能相关技术的成本变化对 N 的影响较小。这是因为氢能技术系统较为复杂,涉及多种设备,仅依赖单一氢能技术的成本下降对系统经济性影响有限,需多项氢能技术成本同时降低,才能显著降低整体 N 。另一方面,氢储能设备(hy_stg)成本的变化对韧性(F)的影响较大,表明氢能储存作为有效的短期储能解决方案,能显著提升能源系统的韧性。

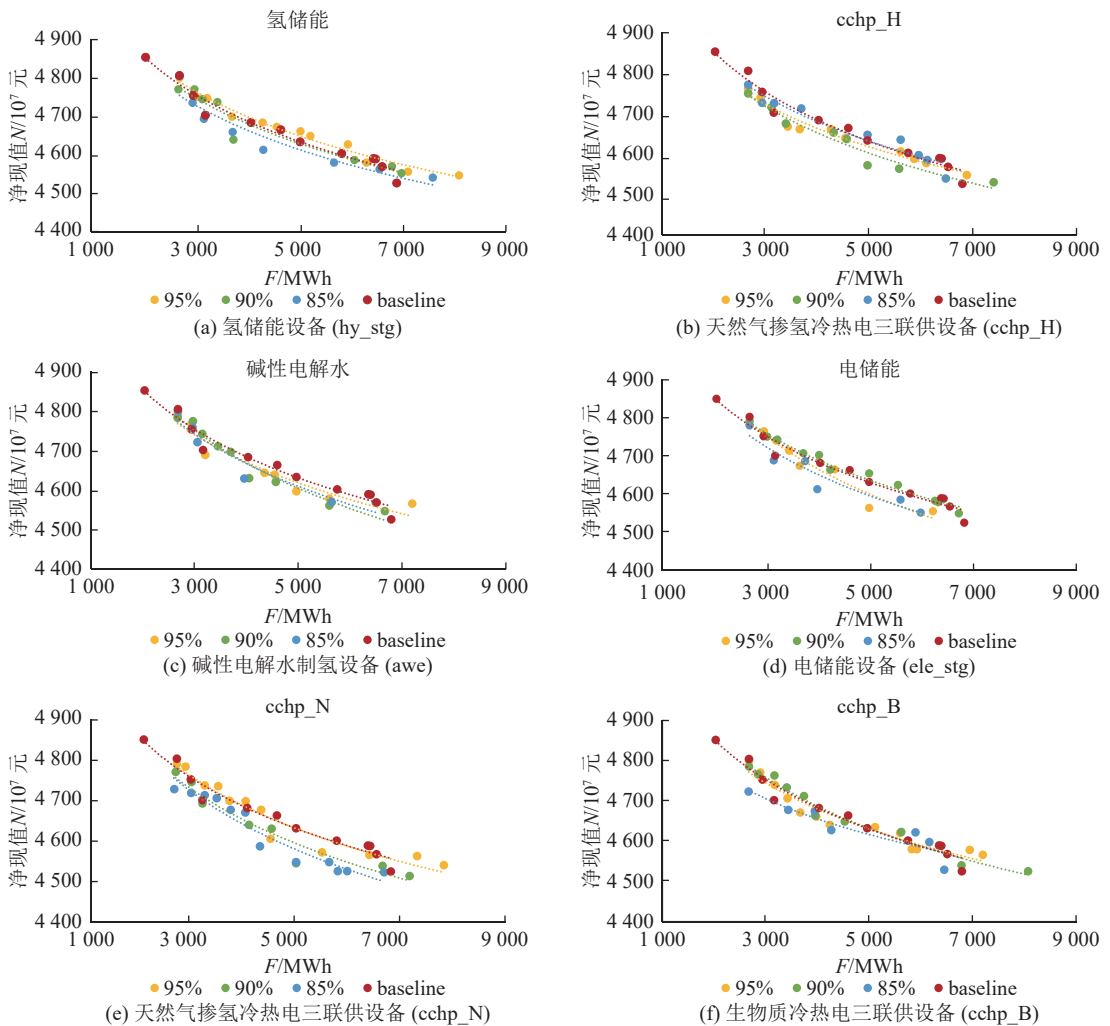


图9 技术成本的敏感性分析

Fig. 9 Sensitivity analysis of technical costs

3 结 论

1) 极端天气对光伏系统的负面影响显著,从而

影响系统的韧性。然而,在低碳情景下,即使优化目标侧重于韧性,光伏装机量仍保持较高水平,未受明显影响,这是因为光伏系统在经济性和环境效

益上的优势明显超过其对韧性的负面影响(在弱碳排放限制情景下装机量由200 MW降至183 MW,中等碳排放限制情景下降至195 MW,强碳排放限制情景下降至191 MW)。

2) 氢储能作为长期储能方案在多种储能方式中具有明显优势,并且在短期能源储存中也展现出独特的优势。优化结果表明,氢储能技术能够增强低碳情景下能源系统的韧性(弱碳排放限制情景下为0~26 MW,中等碳排放限制情景下为0~170 MW,强碳排放限制情景下为169~269 MW)。

3) 对比本文提出的韧性量化方法与前人提出的韧性量化方法可知,基于本文韧性指标得出的优化方案(A1方案)其净现值成本比在前人提出的韧性指标下系统的优化方案(A2方案)高0.9%,但其系统韧性优于A2方案,具体表现为最低供能水平高出5.19%,恢复能力高出12.57%。综上,本文提出的韧性量化方法在评价综合能源系统韧性方面精确度较高,具有较好的适用性。

参考文献 (References):

- [1] UHFCC. The Paris Agreement[EB/OL]. (2016-11-04) [2024-10-20]. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>.
- [2] BREYER C, KHALILI S, BOGDANOV D, et al. On the history and future of 100% renewable energy systems research[J]. *IEEE Access*, 2022, 10: 78176-78218.
- [3] KOTZUR L, NOLTING L, HOFFMANN M, et al. A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization[J]. *Advances in Applied Energy*, 2021, 4: 100063.
- [4] BENNETT J A, TREVISAN C N, DECAROLIS J F, et al. Extending energy system modelling to include extreme weather risks and application to hurricane events in Puerto Rico[J]. *Nature Energy*, 2021, 6: 240-249.
- [5] HAN J Y, WANG J X, HE Z H, et al. Hydrogen-powered smart grid resilience[J]. *Energy Conversion and Economics*, 2023, 4(2): 89-104.
- [6] VAN HOECKE L, LAFFINEUR L, CAMPE R, et al. Challenges in the use of hydrogen for maritime applications[J]. *Energy & Environmental Science*, 2021, 14(2): 815-843.
- [7] GUAN D Q, WANG B W, ZHANG J G, et al. Hydrogen society: From present to future[J]. *Energy & Environmental Science*, 2023, 16(11): 4926-4943.
- [8] BALAJI R K, YOU F Q. Sailing towards sustainability: Offshore wind's green hydrogen potential for decarbonization in coastal USA[J]. *Energy & Environmental Science*, 2024, 17(17): 6138-6156.
- [9] DE KLEIJNE K, HUIJBREGTS M A J, KNOBLOCH F, et al. Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport[J]. *Nature Energy*, 2024, 9: 1139-1152.
- [10] WEISS R, IKÄHEIMO J. Flexible industrial power-to-X production enabling large-scale wind power integration: A case study of future hydrogen direct reduction iron production in Finland[J]. *Applied Energy*, 2024, 365: 123230.
- [11] PARK J, KANG S, KIM S, et al. Optimizing green hydrogen systems: Balancing economic viability and reliability in the face of supply-demand volatility[J]. *Applied Energy*, 2024, 368: 123492.
- [12] VAN DER SPEK M, BANET C, BAUER C, et al. Perspective on the hydrogen economy as a pathway to reach net-zero CO₂ emissions in Europe[J]. *Energy & Environmental Science*, 2022, 15(3): 1034-1077.
- [13] PAN G S, GU W, HU Q R, et al. Cost and low-carbon competitiveness of electrolytic hydrogen in China[J]. *Energy & Environmental Science*, 2021, 14(9): 4868-4881.
- [14] SHIRIZADEH B, AILLERET A, GUILLON A, et al. Towards a resilient and cost-competitive clean hydrogen economy: The future is green[J]. *Energy & Environmental Science*, 2023, 16(12): 6094-6109.
- [15] TERLOUW T, BAUER C, MCKENNA R, et al. Large-scale hydrogen production via water electrolysis: A techno-economic and environmental assessment[J]. *Energy & Environmental Science*, 2022, 15(9): 3583-3602.
- [16] TIAN C, TAN Q F, FANG G H, et al. Hydrogen production to combat power surpluses in hybrid hydro-wind-photovoltaic power systems[J]. *Applied Energy*, 2024, 371: 123627.
- [17] HANTO J, HERPICH P, LÖFFLER K, et al. Assessing the implications of hydrogen blending on the European energy system towards 2050[J]. *Advances in Applied Energy*, 2024, 13: 100161.
- [18] REIGSTAD G A, ROUSSANALY S, STRAUS J, et al. Moving toward the low-carbon hydrogen economy: Experiences and key learnings from national case studies[J]. *Advances in Applied Energy*, 2022, 8: 100108.
- [19] YAN Y M, WANG Y M, YAN J, et al. Wind electricity-hydrogen-natural gas coupling: An integrated optimization approach for enhancing wind energy accommodation and carbon reduction[J]. *Applied Energy*, 2024, 369: 123482.
- [20] FAN G Y, YU B B, SUN B, et al. Multi-time-space scale optimization for a hydrogen-based regional multi-energy system[J]. *Applied Energy*, 2024, 371: 123430.
- [21] WANG Y W, SONG M H, JIA M Y, et al. Multi-objective distributionally robust optimization for hydrogen-involved total renewable energy CCHP planning under source-load uncertainties[J]. *Applied Energy*, 2023, 342: 121212.
- [22] FAN G Y, LIU Z J, LIU X, et al. Two-layer collaborative optimization for a renewable energy system combining electricity storage, hydrogen storage, and heat storage[J]. *Energy*, 2022, 259: 125047.
- [23] PU Y C, LI Q, ZOU X L, et al. Optimal sizing for an integrated energy system considering degradation and seasonal hydrogen storage[J]. *Applied Energy*, 2021, 302: 117542.
- [24] PAN G S, GU W, LU Y P, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4): 2662-2676.
- [25] ZHOU S Y, HAN Y, ZALHAF A S, et al. Risk-averse bi-level plan-

- ning model for maximizing renewable energy hosting capacity via empowering seasonal hydrogen storage[J]. *Applied Energy*, 2024, 361: 122853.
- [26] HOLLING C S. Resilience and stability of ecological systems[J]. *Annual Review of Ecology and Systematics*, 1973, 4: 1–23.
- [27] SENKEL A, BODE C, SCHMITZ G. Quantification of the resilience of integrated energy systems using dynamic simulation[J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2021, 209: 107447.
- [28] BRUNEAU M, CHANG S E, EGUCHI R T, et al. A framework to quantitatively assess and enhance the seismic resilience of communities[J]. *Earthquake Spectra*, 2003, 19(4): 733–752.
- [29] PANTELI M, MANCARELLA P. The grid: Stronger, Bigger, smarter? : Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience[J]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2015, 13(3): 58–66.
- [30] PANTELI M, TRAKAS D N, MANCARELLA P, et al. Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies[J]. *Proceedings of the IEEE*, 2017, 105(7): 1202–1213.
- [31] AHMADI S, SABOOHI Y, VAKILI A. Frameworks, quantitative indicators, characters, and modeling approaches to analysis of energy system resilience: A review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 144: 110988.
- [32] NAN C, SANSAVINI G. A quantitative method for assessing resilience of interdependent infrastructures[J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2017, 157: 35–53.
- [33] HUANG W J, SI F Y, ZHANG N, et al. Resilience-oriented security rule extraction and optimal operation for urban energy system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(12): 1000–1026.
- [34] JING R, WANG M, ZHANG Z H, et al. Comparative study of posteriori decision-making methods when designing building integrated energy systems with multi-objectives[J]. *Energy and Buildings*, 2019, 194: 123–139.
- [35] 元工能源科技集团. 氢储能——电网调峰新方案 [EB/OL]. (2022–04–21)[2024–10–20] <https://mp.weixin.qq.com/s/hIOW-iZYbFWAKXzddiNOaRg>.