

考虑需求响应的氢储能辅助火电机组调峰策略

柏 婷, 谭玉华*, 李天乐

上海理工大学机械工程学院, 上海

收稿日期: 2025年3月25日; 录用日期: 2025年4月18日; 发布日期: 2025年4月28日

摘 要

高比例可再生能源并网加剧了电力系统调峰压力, 传统火电机组主导的调峰模式面临灵活性不足与运行成本攀升的双重挑战。为此, 本研究提出一种考虑需求响应的氢储能辅助火电机组调峰策略。首先, 本文基于氢储能系统各设备单元的运行特性, 提出氢储能单元 - 火电机组联合承担旋转备用的策略, 提升系统的调峰灵活性, 降低火电机组的调峰压力。然后, 本文建立考虑用户用能舒适度和购电满意度的需求响应模型, 该模型在调节电价与负荷的同时兼顾消费者用能心理变化特点使得本调峰策略更符合实际。接着, 考虑需求响应与氢储能共同辅助火电机组调峰以实现各类资源的协调调度, 提高新能源的消纳量, 降低净负荷峰谷差。最后, 通过改进IEEE30节点系统仿真分析, 验证所提策略调峰有效性和经济性。

关键词

氢储能系统, 需求响应, 火电机组调峰, 运行优化

Hydrogen Energy Storage-Assisted Peak Shaving Strategy for Thermal Power Units with Demand Response

Ting Bai, Yuhua Tan*, Tianle Li

School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai

Received: Mar. 25th, 2025; accepted: Apr. 18th, 2025; published: Apr. 28th, 2025

Abstract

The integration of high-proportion renewable energy sources has intensified peak regulation pressure on power systems, presenting dual challenges of insufficient flexibility and rising operational

*通讯作者。

文章引用: 柏婷, 谭玉华, 李天乐. 考虑需求响应的氢储能辅助火电机组调峰策略[J]. 建模与仿真, 2025, 14(4): 953-966. DOI: 10.12677/mos.2025.144345

costs for traditional thermal power-dominated peak regulation models. To address this, this study proposes a hydrogen energy storage-assisted thermal power unit peak regulation strategy incorporating demand response. Firstly, based on the operational characteristics of hydrogen energy storage system components, a strategy is developed where hydrogen energy storage units and thermal power units share rotational reserve responsibilities. This approach improves system peak regulation flexibility and alleviates thermal unit load. Subsequently, a demand response model is formulated to balance user energy comfort and electricity purchasing satisfaction. By dynamically adjusting electricity prices and loads while accounting for consumer psychological preferences, the strategy aligns with real-world behavior patterns. Furthermore, the combined effects of demand response and hydrogen energy storage are leveraged to achieve synergistic dispatch, maximizing renewable energy integration and minimizing net load peak-to-valley differences. Finally, simulation analysis using a modified IEEE 30-bus system demonstrates the proposed strategy's effectiveness in enhancing peak regulation performance and economic efficiency.

Keywords

Hydrogen Energy Storage System, Demand Response, Thermal Power Unit Peak-Shaving, Operational Optimization

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在世界新一轮科技革命和产业变革背景下，能源绿色低碳和可持续发展已经成为全球共识。根据国家能源局公布的数据，截至 2024 年底，全国可再生能源发电装机容量已攀升至 18.89 亿千瓦，约占我国总发电装机容量的 56% [1]。然而，风能和太阳能的间歇性、波动性和不确定性，给新型电力系统的安全稳定运行带来了极大的挑战[2]。因此，如何充分发挥新型电力系统中的各类灵活调峰资源，确保能源高效消纳和系统安全稳定运行，已成为当前亟待解决的关键问题[3]。

火电机组作为传统电网调峰的主力，受限于自身的技术特性和供热需求，难以满足新型电力系统日益增长的调峰需求[4] [5]。氢储能技术因其地理适应性强、能量密度高、零碳排放以及储能发电过程无需分时操作等优势，成为当前研究焦点。国内外学者围绕氢储能的应用展开多维度探索：文献[6]基于 Matlab/Simulink 平台搭建风光制氢耦合模型，为弃电消纳提供技术方案；文献[7]构建含余热回收的氢储能系统模型，提出以提升风氢混合系统(W-HHS)运行收益为目标的优化调度方法；文献[8]挖掘氢储能设备的旋转备用潜力，设计规模化氢能利用的多能源低碳调度框架；文献[9]建立电氢耦合微电网模型，通过优化运行成本验证氢储能在缓解源荷时序偏差、提升调峰灵活性方面的作用。

需求响应作为负荷侧调节资源，在电力市场改革中得到广泛应用。《新型电力系统建设行动方案(2024~2027)》明确提出构建需求侧灵活调节资源库的发展目标[10]。文献[11]整合需求响应与火电深度调峰技术，建立含风电的系统优化调度模型；文献[12] [13]在保障用户用能满意度的前提下，通过负荷曲线调整降低风电并网对调峰的影响；文献[14]利用预测误差的时变特性，通过多时间尺度需求响应实现偏差控制；基于氢储能与需求响应结合目前的研究为：文献[15]构建微电网场景下的氢储能 - 需求响应联合调峰模型，为多资源协同调峰提供理论支持。文献[16]则探索电 - 氢 - 气 - 储 - 需求响应的耦合优化，提出数据驱动的综合能源系统鲁棒规划模型。

现有研究虽为调峰技术体系提供重要支撑，但仍存在三方面局限：① 氢储能的研究多集中于综合能

源系统与微电网场景, 缺乏对电网调峰场景应用的深度分析; ② 氢储能系统的耦合特性与设备调节潜力尚未得到充分挖掘; ③ 氢储能与需求响应的互补调峰机制研究存在不足。

基于此, 本文提出考虑需求响应的氢储能辅助火电机组调峰策略。首先, 基于氢储能设备的运行特性提出氢储能与火电机组协同承担旋转备用容量策略以降低火电调峰压力。然后, 为应对可再生能源的不确定性构建兼顾用户用能舒适度与购电满意度的需求响应模型。接着, 设计多资源协调调度框架, 实现氢储能和需求响应共同辅助火电机组调峰。最后, 采用 MATLAB/GUROBI 软件进行算例仿真, 验证本文所提调峰策略在辅助火电机组调峰中的有效性和经济性。

2. 系统架构

本研究构建的系统运行架构如图 1 所示, 在可再生能源出力过剩导致弃电场景下, 氢储能系统通过电解槽将过剩电能转化为氢能存储于储氢罐中, 同时需求响应通过动态电价机制引导负荷侧用电需求上移; 而在负荷峰值时段, 燃料电池执行氢-电逆变换向电网馈电, 此时需求响应引导用户负荷曲线下移, 从而构建“氢能调峰”与“需求抑制”的联合优化运行模式。

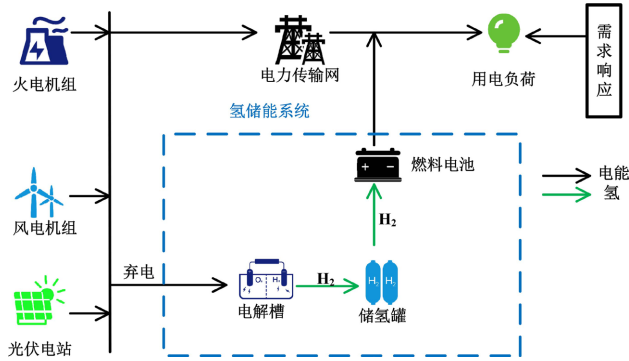


Figure 1. System operation structure diagram
图 1. 系统运行结构图

2.1. 氢储能系统模型

1) 电解槽

$$M_{H_2,t} = P_{EL,t} \eta_{EL} / v_{EL} \quad (1)$$

式中: $M_{H_2,t}$ 为 t 时刻电解槽制取的氢气的量; $P_{EL,t}$ 为 t 时刻输入电解槽的电能; η_{EL} 为电解槽的效率, v_{EL} 为电解槽制取氢气的效率, 即单位电能制取的氢气质量。

2) 储氢罐

$$E_{H_2,t} = E_{H_2,t-1} + M_{H_2,t} \eta_H - \frac{M_{FC,t}}{\eta_H} \quad (2)$$

式中: $E_{H_2,t}$ 、 $E_{H_2,t-1}$ 分别为 t 、 $t-1$ 时刻储氢罐中氢气的储存量; $M_{FC,t}$ 为质子交换膜燃料电池 t 时刻消耗的氢气的量; η_H 为储氢罐储存和释放氢气的效率。

3) 燃料电池

$$P_{FC,t} = \eta_{FC} (M_{FC,t} / v_{FC}) \quad (3)$$

式中: $P_{FC,t}$ 为 t 时段燃料电池的输出功率; η_{FC} 表示燃料电池的效率; v_{FC} 为产生单位电能需要的氢气的量。

2.2. 需求响应模型

需求响应是电力消费者基于经济激励或管理机制调整用电行为以获取收益[17]。需求响应资源根据用户参与方式划分为价格型(Price-Based Demand Response, PDR)与激励型(Incentive-Based Demand Response, IDR)两类。PDR 通过电价信号调控用户用电行为,其核心原理是通过调整电能价格引导用户自主优化用电计划[18]。IDR 则依托协议约束或市场竞价实现负荷调整,具体包括直接负荷控制、可中断负荷及紧急需求响应等类型。本文仅考虑价格型需求响应,针对 PDR 的特点建立数学模型如下:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{\Delta PDR,1} \\ \lambda_{\Delta PDR,2} \\ \vdots \\ \lambda_{\Delta PDR,T} \end{bmatrix} = \mathbf{E} \begin{bmatrix} \lambda_{\Delta p,1} \\ \lambda_{\Delta p,2} \\ \vdots \\ \lambda_{\Delta p,T} \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中: $\lambda_{\Delta PDR,t}$ 为 t 时刻的负荷变化率; $\lambda_{\Delta p,t}$ 为 t 时刻的电价变化率; $\mathbf{E}$ 为价格弹性系数矩阵。

考虑到 PDR 实施过程中可能产生的电价重构会引发用户心理落差造成用户不满,本研究同时考虑用户用电舒适度与用户购电满意度以均衡系统调节需求与用户利益。

用户用电舒适度表达式如下:

$$1 - \frac{\sum_{t=1}^T |\Delta q_t|}{\sum_{t=1}^T P_{L1,t} \Delta t} \geq S_{\text{use,min}} \quad (5)$$

用户购电满意度表达式如下:

$$1 - \frac{\sum_{t=1}^T (P_{L2,t} p_{2,t} - P_{L1,t} p_{1,t})}{\sum_{t=1}^T P_{L1,t} p_{1,t}} \geq S_{\text{buy,min}} \quad (6)$$

式中: $S_{\text{use,min}}$ 、 $S_{\text{buy,min}}$ 分别表示用户用电舒适度和用电购电满意度最小值; $P_{L1,t}$ 、 $P_{L2,t}$ 分别为原始负荷和需求响应后负荷; $p_{1,t}$ 、 $p_{2,t}$ 分别表示考虑需求响应前后的电价。

3. 考虑需求响应的氢储能系统辅助火电机组调峰模型

3.1. 目标函数

本文以综合运行成本最小化为目标函数,将可再生能源未消纳电量折算为弃电惩罚项纳入目标函数,以共同提升系统经济性与新能源消纳能力。目标函数如式(7)所示。

$$f_1 = \min \sum_{t=1}^{24} (C_{G,t} + C_{DG,t} + C_{HESS,t} + C_{Ro,t}) \quad (7)$$

$$\begin{cases} C_{G,t} = \sum_{i=1}^{N_G} C_{G,i,t} + S_t (1 - u_{Gi,t-1}) u_{Gi,t} \\ C_{DG,t} = C (P_{W,t} + P_{PV,t}) + k_c (P_{W,t}^{\text{pre}} - P_{W,t} + P_{PV,t}^{\text{pre}} - P_{PV,t}) \\ C_{HESS,t} = k_{EL} (P_{EL,t}) + k_{FC} (P_{FC,t}) \\ C_{Ro,t} = k_{G,t}^{\text{di}} \left(\sum_{i=1}^{N_G} R_{G,i,t}^{\text{di}+} + \sum_{i=1}^{N_G} R_{G,i,t}^{\text{di}-} \right) + k_{EL,t}^{\text{di}} (R_{EL,t}^{\text{di}+} + R_{EL,t}^{\text{di}-}) + k_{FC,t}^{\text{di}} (R_{FC,t}^{\text{di}+} + R_{FC,t}^{\text{di}-}) \end{cases} \quad (8)$$

式中： f_1 为日前调峰目标函数，代表系统运行总成本； $C_{G,t}$ 、 $C_{DG,t}$ 、 $C_{HESS,t}$ 、 $C_{Ro,t}$ 分别代表火电机组运行成本函数、风光机组运行成本函数、氢储能系统运行成本函数和系统旋转备用成本函数； N_G 为火电机组台数； S_i 为第 i 台常规机组的启停成本系数； $u_{Gi,t}$ 为第 i 台常规机组在 t 时刻的启停状态； k_{EL} 、 k_{FC} 分别为氢储能系统中电解槽和燃料电池的运维成本系数； $P_{W,t}$ 、 $P_{PV,t}$ 代表风光机组在 t 时刻的输出功率； $C(P_{W,t} + P_{PV,t})$ 代表风光机组在 t 时刻的运行成本函数； k_c 代表弃电惩罚成本系数； $P_{W,t}^{pre}$ 、 $P_{PV,t}^{pre}$ 代表风光机组在 t 时刻的预测出力； $k_{G,t}^{di}$ 、 $k_{EL,t}^{di}$ 、 $k_{FC,t}^{di}$ 分别为火电机组、电解槽、燃料电池提供旋转备用的成本函数； $R_{G,i,t}^{di+}$ 、 $R_{G,i,t}^{di-}$ 、 $R_{EL,t}^{di+}$ 、 $R_{EL,t}^{di-}$ 、 $R_{FC,t}^{di+}$ 、 $R_{FC,t}^{di-}$ 分别为火电机组、电解槽、燃料电池提供的上下旋转备用容量。其中 $C_{G,i,t}$ 根据火电机组运行功率区间不同表达式不同，具体表达式如下：

$$C_{G,i,t} = \begin{cases} C_1 & P_{i,min} < P_{Gi,t} < P_{i,max} \\ C_1 + C_2 & P_a < P_{Gi,t} < P_{i,min} \\ C_1 + C_2 + C_3 & P_b < P_{Gi,t} < P_a \end{cases} \quad (9)$$

① 当火电机组输出功率处于基本调峰阶段时，火电机组运行产生的费用主要是煤耗成本，其表达式如下：

$$C_1 = a_i P_{Gi,t}^2 + b_i P_{Gi,t} + c_i \quad (10)$$

式中： $P_{Gi,t}$ 为第 i 个火电机组在 t 时刻的输出功率； a_i 、 b_i 、 c_i 分别为第 i 台火电机组的煤耗系数；

② 火电机组处于深度调峰时，火电机组的转子会产生机组损耗成本，其表达式如下：

$$C_2 = \frac{\lambda C_G}{2N_f(P_{Gi,t})} \quad (11)$$

式中： λ 为火电机组转子损耗系数； C_G 为火电机组的购买费用； $N_f(P_{Gi,t})$ 表示转子致裂循环周次与火电机组出力关系的表达式[19]。

③ 当火电机组处于低负荷运行工况时，为保持机组燃烧系统的稳定性，需通过投油进行助燃维持火电机组锅炉的稳定性，由此产生的投油成本表达式如下：

$$C_3 = Q_{oil,i,t} p_{oil} \quad (12)$$

式中： $Q_{oil,i,t}$ 为第 i 个火电机组在 t 时刻所需的投油量； p_{oil} 为油价。

3.2. 约束条件

1) 火电机组运行约束

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi,max} \quad (13)$$

式中： $P_{Gi,max}$ 、 $P_{Gi,min}$ 分别为第 i 个火电机组出力上、下限

$$\begin{cases} P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq u_{Gi,t} R_{Gi} \\ P_{Gi,t-1} - P_{Gi,t} \leq u_{Gi,t-1} R_{Gi} \end{cases} \quad (14)$$

式中： R_{Gi} 为第 i 个火电机组的爬坡率

$$\begin{cases} \sum_{k=t}^{t+T_{OFF}-1} (1 - U_{i,k}) \geq T_{OFF} (U_{i,t-1} - U_{i,t}) \\ \sum_{k=t}^{t+T_{ON}-1} U_{i,k} \geq T_{ON} (U_{i,t} - U_{i,t-1}) \end{cases} \quad (15)$$

式中: T_{OFF} 为最小关停时间; T_{ON} 为最小开机时间。

2) 风、光机组出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{W,t} \leq P_{W,t}^{\text{pre}} \\ 0 \leq P_{PV,t} \leq P_{PV,t}^{\text{pre}} \end{cases} \quad (16)$$

3) 氢储能系统运行约束

① 储氢罐容量约束

$$E_{H_2,\min} \leq E_{H_2,t} \leq E_{H_2,\max} \quad (17)$$

式中: $E_{H_2,\min}$ 、 $E_{H_2,\max}$ 分别表示储氢罐的最小最大容量。

② 电解槽运行约束条件

$$P_{EL,\min} \leq P_{EL,t} \leq P_{EL,\max} \quad (18)$$

式中: $P_{EL,\min}$ 、 $P_{EL,\max}$ 分别代表电解槽输入功率的最小值和最大值。

③ 燃料电池运行约束条件

$$P_{FC,\min} \leq P_{FC,t} \leq P_{FC,\max} \quad (19)$$

式中: $P_{FC,\min}$ 、 $P_{FC,\max}$ 分别代表燃料电池输出功率的最小值和最大值。

4) 需求响应约束

$$\Delta P_{PDR,\min} \leq \Delta P_{PDR,t} \leq \Delta P_{PDR,\max} \quad (20)$$

式中: $\Delta P_{PDR,\max}$ 、 $\Delta P_{PDR,\min}$ 分别为 PDR 负荷调用量的最大值、最小值。

5) 输电线路传输容量约束

$$-P_{ij,\max} \leq B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \leq P_{ij,\max} \quad (21)$$

式中: $P_{ij,\max}$ 为节点 i 、 j 之间输电线最大传输容量; B_{ij} 为节点 i 、 j 之间的电纳; $\theta_{i,t}$ 与 $\theta_{j,t}$ 分别为在 t 时刻节点 i 、 j 之间的电压相角。

6) 功率平衡约束

$$\sum_i^{N_G} P_{Gi,t} + P_{W,t} + P_{PV,t} + P_{FC,t} = P_{L2,t} \quad (22)$$

7) 旋转备用约束

本文基于氢储能系统各设备单元的运行特性, 提出氢储能单元 - 火电联合承担旋转备用的策略, 假设旋转备用容量为负荷的 10%, 旋转备用约束如下:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^{\text{di}+} + R_{EL,t}^{\text{di}+} + R_{FC,t}^{\text{di}+} \geq 0.1P_{L1,t} \\ \sum_{i=1}^{N_G} R_{Gi,t}^{\text{di}-} + R_{EL,t}^{\text{di}-} + R_{FC,t}^{\text{di}-} \geq 0.1P_{L1,t} \end{cases} \quad (23)$$

电解槽等效旋转备用约束如下:

$$\begin{cases} 0 \leq R_{EL,t}^{\text{di}+} \leq \min(0, P_{EL,t} - 0.1P_{EL,\max}) \\ 0 \leq R_{EL,t}^{\text{di}-} \leq \min\left(P_{EL,\max} - P_{EL,t}, \frac{E_{H_2,\max} - E_{H_2,t+1}}{\eta_{EL}}\right) \end{cases} \quad (24)$$

燃料电池处于运行状态时，其对应的等效旋转备用约束如下式：

$$\begin{cases} 0 \leq R_{FC,t}^{di+} \leq \min(P_{FC,max} - P_{FC,t}, (E_{H_2,t} - E_{H_2,min})\eta_{FC}) \\ 0 \leq R_{FC,t}^{di-} \leq P_{FC,t} \end{cases} \quad (25)$$

燃料电池处于停机状态时，其旋转备用约束条件如下式：

$$\begin{cases} 0 \leq R_{FC,t}^{di+} \leq \min(0.5P_{FC,max}, (E_{H_2,t} - E_{H_2,min})\eta_{FC}) \\ R_{FC,t}^{di-} = 0 \end{cases} \quad (26)$$

火电机组旋转备用容量受机组爬坡速率影响，在此不再赘述。

4. 模型求解流程

本文所提的考虑需求响应的氢储能系统辅助火电机组调峰策略模型求解流程图如图 2 所示。Step 1: 输入当日风光负荷预测数据；Step 2: 基于 PDR 的价格负荷动态调整机制，并且考虑构建用户用电舒适度与用户购电满意度的约束条件，调整系统电价和负荷曲线。Step 3: 建立氢储能系统各设备旋转备用模型，并进一步建立与火电机组共同承担系统旋转备用容量需求模型；Step 4: 利用 GUROBI 求解基于需求响应和氢储能共同辅助火电机组调峰模型，验证本文所提策略调峰的有效性和经济性。

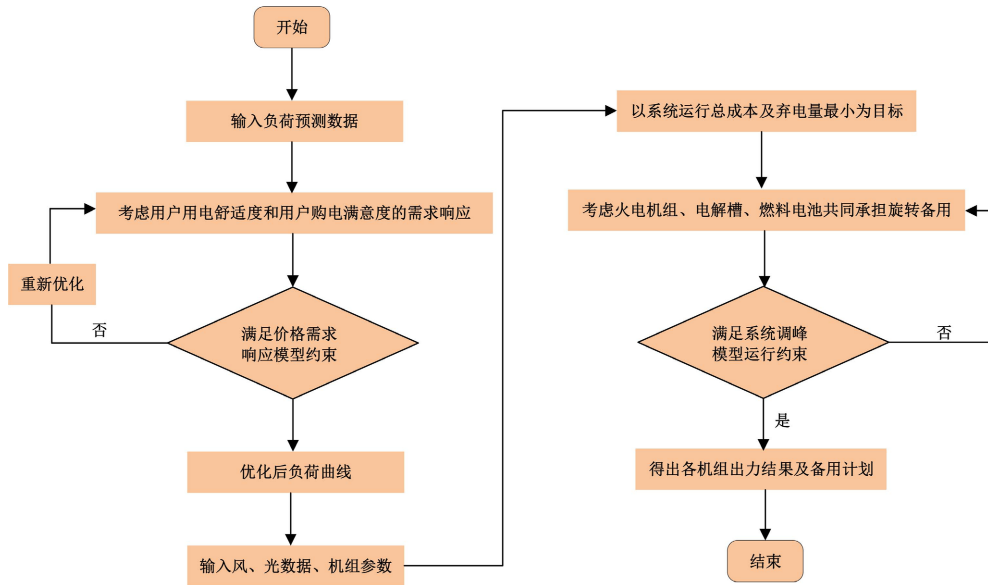


Figure 2. Model solving flowchart

图 2. 模型求解流程图

5. 算例分析

5.1. 算例参数及场景设置

本文采用改进的 IEEE30 节点系统进行算例仿真实验，系统由 6 台常规火电机组、1 个 200 MW 光伏场站、1 个 450 MW 风电场站和 1 个氢储能系统组成。系统拓扑结构如附录图 A1 所示，典型日风光负荷预测数据见附录图 A2，氢储能系统参数见附录表 A1，火电参数见附录表 A2，为对比分析不同调峰方式在促进调峰效果和经济性的作用，本节将采用 4 种不同调峰场景进行仿真对比。场景 1: 仅火电机组参与

调峰；场景 2：PDR 辅助火电机组调峰；场景 3：氢储能辅助火电机组调峰，且氢储能与火电机组共同承担旋转备用；场景 4：采用本文的调峰策略。

5.2. 结果分析

5.2.1. 调峰效果分析

本文采用考虑需求响应的氢储能双时间尺度调峰，对比场景 1 和场景 2 各时刻的净负荷曲线如图 3 所示，图 4 为场景 2 各时刻需求响应前后电价对比情况。由图 3 可以看出，场景 1 的净负荷峰值为 285 MW，谷值为 49 MW，峰谷差为 236 MW；经过本文调峰策略后，系统净负荷的峰值降低为 264 MW，谷值提高为 67 MW，最大峰谷差为 197 MW，降幅约为 16.53%。在整个调峰周期内，场景 2 最大填谷功率为 18 MW，最大削峰功率为 21 MW。结合图 4 在时段 17:00~19:00 负荷处于高峰时期，风光出力较小，燃料电池进行放电减小火电机组出力，与此同时，需求响应通过提高电价减少部分负荷，有效降低尖峰负荷值，达到削峰效果；在时段 22:00~24:00，此时夜间风力较大，若只有火电机组调峰会造成大量的弃风现象出现，本文引入氢储能和需求响应，一方面利用需求响应降低电价提高负荷值，另一方面利用电解槽制氢消纳弃风，从而达到填谷和消纳可再生能源的双重效果。因此，在传统火电机组调峰的基础上加入氢储能并考虑需求响应，可以有效减小净负荷峰谷差，达到“削峰填谷”的目的。

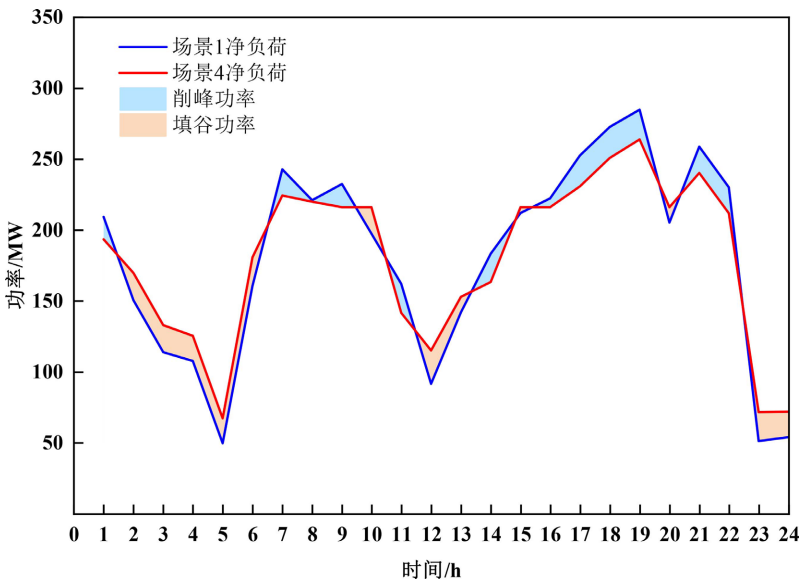


Figure 3. Net load comparison diagram
图 3. 净负荷比较图

由图 4 能够看出 24 小时内原始电价与需求响应电价及原始负荷和需求响应后负荷的波动特征。其中，绿色线代表原始；橙色线对应本文所提的考虑用户用电舒适度与用户购电满意度需求响应后电价及负荷。能够看出需求响应后的电价随着时间和调峰需求进行动态变化，1~6 时系统原始负荷较少，但此时风力较大为消纳风能需求响应通过降低电价即电价低谷引导用户提高用电负荷值，7 时、11 时、13 时、17 时等时段形成电价高峰，此时光伏开始出力，且用户负荷也处于峰值，火电机组的爬坡能力有限为缓解调峰压力，需求响应通过提高电价降低用户负荷值，与此同时氢储能系统启动，利用弃电进行制氢储氢消纳新能源，其余时段同理亦存在明显起伏。该图表通过直观对比，有效反映了需求响应机制中电价作为经济信号对电力负荷的调控作用。

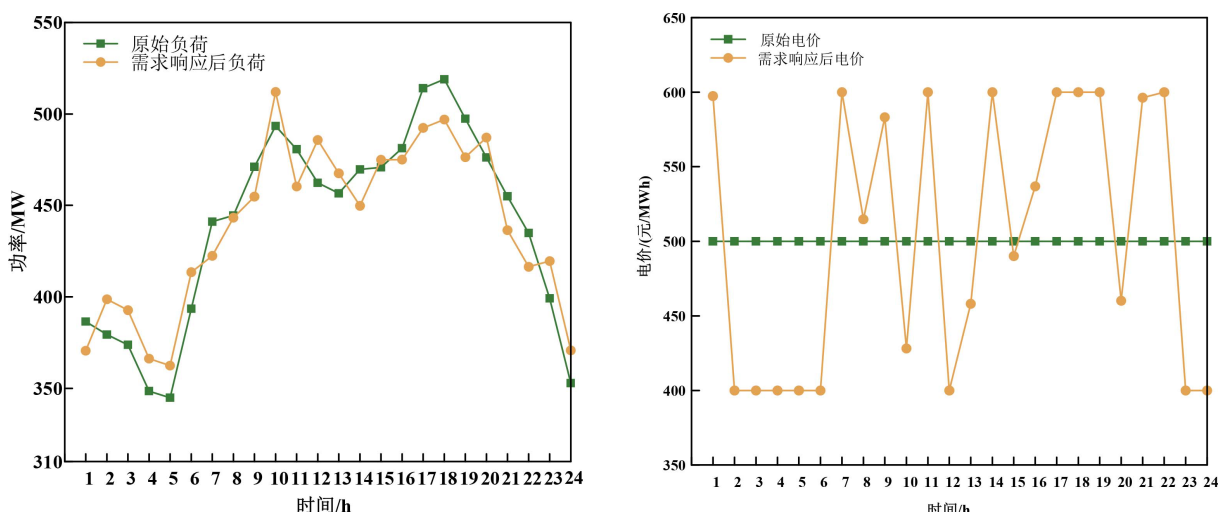


Figure 4. Real-time price response diagram

图 4. 各时段电价响应图

5.2.2. 调峰经济性分析

为验证本文所提策略在兼顾系统调峰经济方面效果, 本节对两种场景进行优化求解, 产生的收益和系统运行成本如表 1 所示。由表可以看出, 场景 2 由于需求响应的加入能够减少新能源的弃电量, 需求响应能够根据系统出力的多少及时调整电价引导用户改变用电方式; 场景 3 中氢储能的加入能够有效分担火电机组承担旋转备用的容量压力和经济压力; 场景 4 的火电运行成本较场景 1 下降 13.0%, 这主要得益于氢储能与需求响应的联合调峰机制有效分担了火电调节压力。场景 4 的旋转备用成本较场景 1 降低 75.9%, 其原因是本文通过氢储能系统 - 火电机组共同提供备用容量, 缓解了火电机组单独充当旋转备用的容量限制和经济压力。

Table 1. Comparison of system operating costs under various scenarios (unit: 10,000 CNY)

表 1. 各场景下系统运行成本对比(单位: 万元)

场景	火电运行成本	旋转备用成本	弃电惩罚成本
1	133.2	32.4	95.0
2	116.7	16.19	50.0
3	119.5	6.4	0.2
4	115.0	7.8	0

结合图 5 和图 6 可以看出, 在凌晨 3:00~6:00, 此时风力较大, 场景 1 受火电机组旋转备用约束与最小技术出力限制, 系统仅能通过有限降出力方式消纳风电, 导致弃电功率峰值达 207 MW; 而场景 4 通过电解槽制氢与需求响应动态耦合, 形成“电氢转换”与需求响应的双向消纳机制, 使谷时段负荷基准值提升, 有效实现弃电功率归零。午间光伏出力高峰时段 12:00~14:00, 场景 1 因火电机组爬坡调节能力受限, 弃电功率达 165 MW, 场景 4 依托电制氢系统的功率柔性调节特性, 配合需求侧响应负荷弹性提升策略, 相较场景 1 全额消纳弃电。该实验结果表明氢储能与需求响应的辅助火电机组调峰策略通过动态平衡源 - 荷功率, 有效缓解了传统火电调峰模式下的弃电问题。

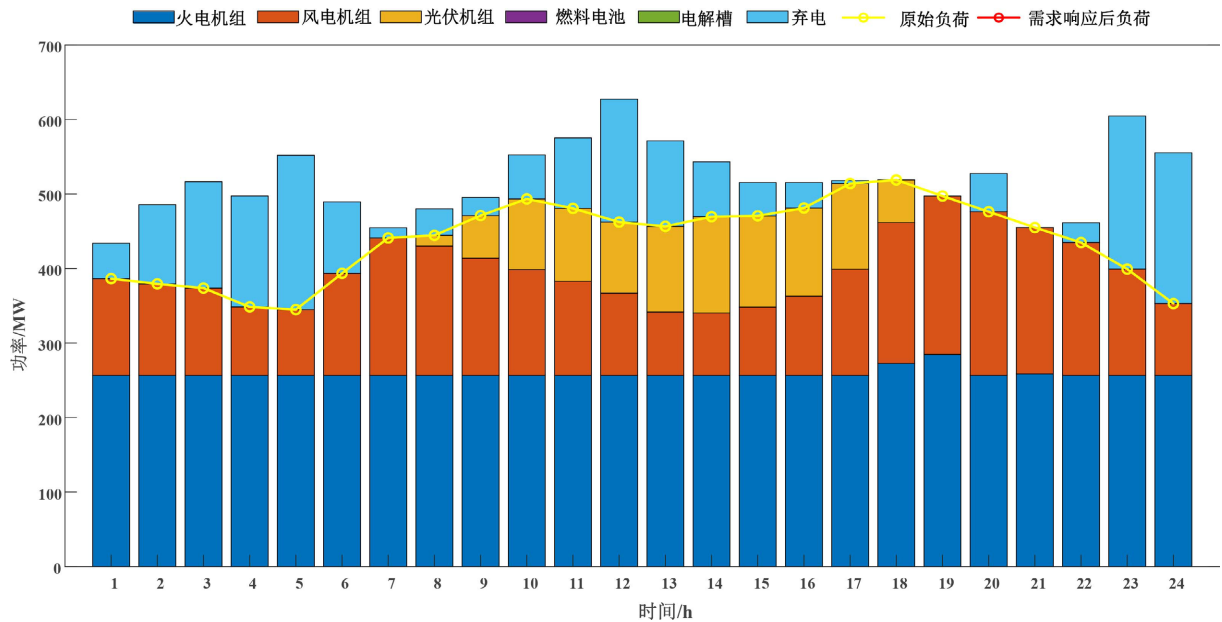


Figure 5. Scenario 1 real-time output chart of power unit
图 5. 场景 1 机组各时刻出力图

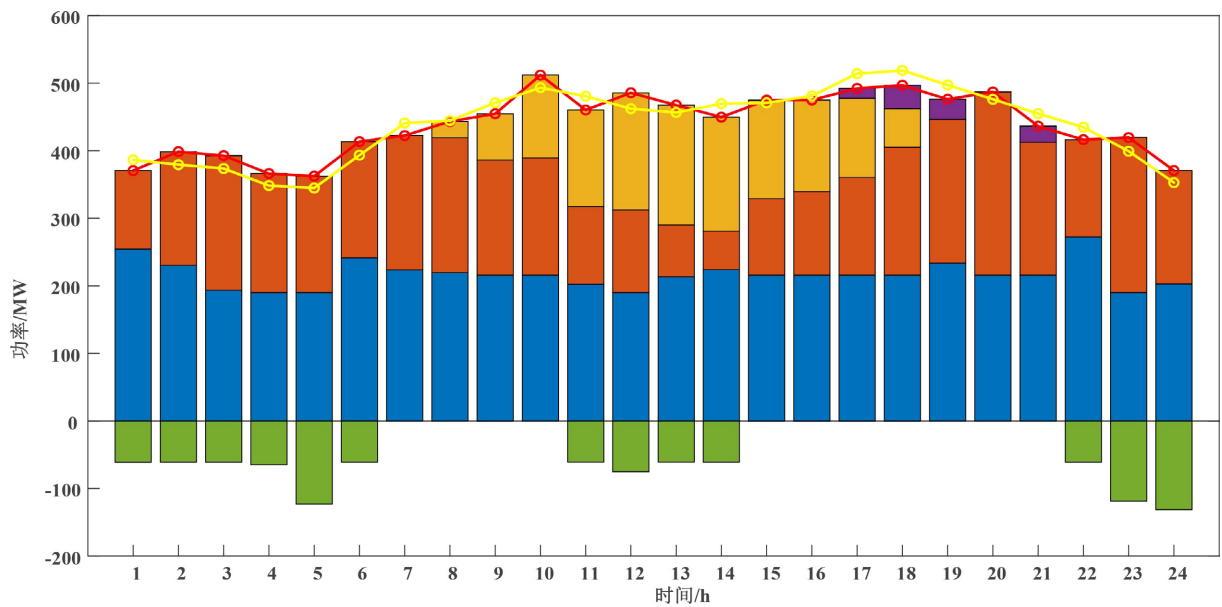


Figure 6. Scenario 4 real-time output chart of power unit
图 6. 场景 4 机组各时刻出力图

5.3. 参数敏感性分析

需求响应弹性系数敏感性分析

本文通过分析不同自弹性系数对可再生能源弃电率、系统运行成本及负荷峰谷差的敏感性影响结果见表 2。可以看出随着需求响应自弹性系数绝对值增大,可再生能源弃电率从 2.10% 下降至 0,表明需求响应自弹性系数提升能够增大负荷平移能力,有效促进可再生能源消纳;系统运行成本由 143.23 万元降至 141.73 万元,价格需求响应通过负荷调节优化了系统运行的经济性;负荷峰谷差从 155.69 MW 减小至

149.62 MW, 说明需求响应自弹性系数提高对平抑负荷峰谷差、改善负荷特性有积极作用。整体呈现出自弹性系数提升与可再生能源消纳优化、系统成本降低、负荷峰谷差缩小的显著关联。

Table 2. Influence of self-elasticity coefficients on system operation

表 2. 自弹性系数对系统的影响

自弹性系数	可再生能源弃电率/%	系统运行成本/万元	负荷峰谷差 MW
-0.075	2.10	143.23	155.69
-0.100	1.93	142.94	153.79
-0.150	1.72	142.17	153.51
-0.200	0	141.73	149.62

6. 结论

本文充分利用氢储能系统和灵活的需求响应资源共同辅助火电机组调峰, 构建了考虑需求响应的氢储能系统辅助火电机组调峰策略, 结论如下:

1) 本文所提氢储能系统和需求响应的加入较传统的仅有火电机组调峰模型相比, 能够降低系统 75.9% 的旋转备用成本和 13.0% 的火电机组运行成本, 增加可再生能源消纳率, 提升系统调峰效果缓解火电机组调峰的效果和经济压力。

2) 本文通过将氢储能系统中的电解槽、燃料电池与火电机组联合承担系统由于新能源预测不确定性给系统带来的功率波动, 提高新型电力系统调峰运行的灵活性。

3) 本文模型在调峰效果的基础上进一步提高了系统运行的经济性, 并且能够全额消纳弃电为“双碳”目标的实现提供参考思路。

参考文献

- [1] 国家能源局. 2024 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. <https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html>, 2025-03-07.
- [2] 朱正印, 刁智伟, 毕素玲, 等. 新能源电力系统中储能技术的应用探究[J]. 电工技术, 2023(S1): 253-255.
- [3] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
- [4] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑广义储能与火电联合调峰的日前-日内两阶段滚动优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 10-20.
- [5] 李明节, 陈国平, 董存, 等. 新能源电力系统电力电量平衡问题研究[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979-3986.
- [6] 阮景昕, 王跃社, 张俊峰, 等. 基于氢储能的风光氢能源系统能质转换优化策略[J]. 工程热物理学报, 2023, 44(2): 413-421.
- [7] 司杨, 陈来军, 麻林瑞, 等. 考虑氢储能热平衡的风-氢混合系统优化调度方法[J]. 电器与能效管理技术, 2021(11): 15-21.
- [8] 王文烨, 姜飞, 张新鹤, 李志常, 郭祺, 何桂雄. 含规模氢能综合利用的高比例风光多能源系统低碳灵活调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 197-211.
- [9] 陈铭宏天, 耿江海, 赵雨泽, 等. 基于两阶段随机优化的电氢耦合微电网周运行策略[J/OL]. 中国电力: 1-9. <https://link.cnki.net/urlid/11.3265.TM.20241219.1508.002>, 2024-12-26.
- [10] 国家发展改革委网站. 关于印发《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027 年)》的通知[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202408/content_6966863.htm, 2024-07-25.
- [11] 邓婷婷, 娄素华, 田旭, 等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 34-41.

-
- [12] 崔杨, 张家瑞, 仲悟之, 等. 考虑源-荷多时间尺度协调优化的大规模风电接入多源电力系统调度策略[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1828-1837.
- [13] 崔杨, 张汇泉, 仲悟之, 等. 计及价格型需求响应及CSP电站参与的风电消纳日前调度[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 183-191.
- [14] Wang, L. and Wei, W. (2023) A Multi-Time Scale Low Carbon Scheduling Optimization Method for Integrated Energy System Considering Source-Load. *Journal of Electrotechnology, Electrical Engineering and Management*, **6**, 28-36.
- [15] Karimi, H. (2024) A Tri-Objectives Scheduling Model for Renewable-Hydrogen-Based Microgrid System Considering Hydrogen Storage System and Demand-Side Management. *International Journal of Hydrogen Energy*, **68**, 1412-1422. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.330>
- [16] 张文轩, 苏珈, 杜欣慧, 等. 计及需求响应的电-氢-气综合能源系统分布式鲁棒规划[J/OL]. 电力建设: 1-16. <https://link.cnki.net/urlid/11.2583.tm.20250317.1030.004>, 2025-03-22.
- [17] 袁桂丽, 丁宁, 杨彪, 等. 源网荷储协同优化的主动配电网日前调度[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(24): 10337-10347.
- [18] 张羽飞. 计及风光不确定性和需求响应的多能互补系统优化调度[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安理工大学, 2024.
- [19] 周慧娟. 考虑源-荷-储联合调峰的含风电电力系统优化调度[D]: [硕士学位论文]. 吉林: 东北电力大学, 2021.

附 录

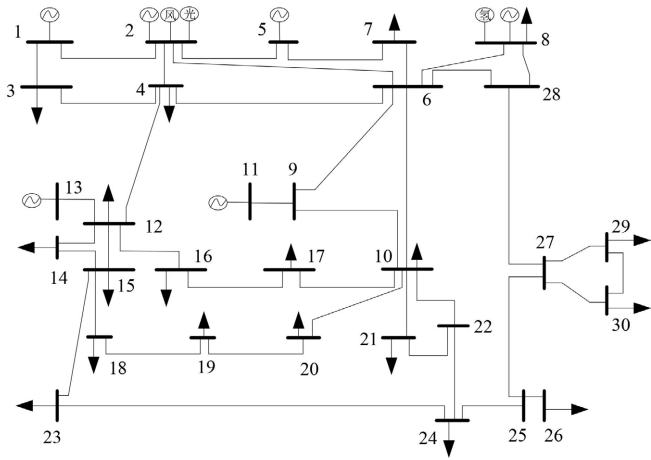


Figure A1. Modified IEEE 30-bus system topology diagram
图 A1. 改进的 IEEE-30 节点系统拓扑图

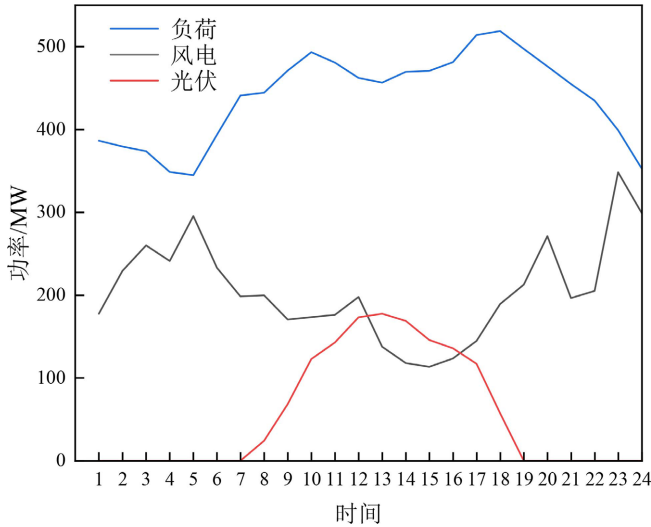


Figure A2. Typical day wind, solar and load output forecast diagram
图 A2. 典型日风光负荷预测出力图

Table A1. Hydrogen energy storage system parameters table
表 A1. 氢储能系统参数表

参数	数值	参数	数值
η_{EL}	70%	$E_{H_2,max}$	40 t
ν_{EL}	5263 MW·h/Mm ³	$k_{EL,t}^{di+}$	0 元/MW
η_H	0.98	$k_{EL,t}^{di-}$	22 元/MW
η_{FC}	55%	$k_{FC,t}^{di+}$	100 元/MW
ν_{FC}	0.07 t/MW·h	$k_{FC,t}^{di-}$	0 元/MW
k_{EL}	22 元/MW·h	$k_{EL,t}^{di+}$	0 元/MW
k_{FC}	100 元/MW·h	$E_{H_2,min}$	7 t

Table A2. Thermal power unit parameters table
表 A2. 火电机组参数

节点	出力上限 /MW	出力下限 /MW	爬坡速率 /(MW/h)	燃料成本系数		
				a/ [元/(MW) ²]	b/ [元/(MW)]	c/元
1.13	200	50	100	0.2625	140	2607.5
2.8	80	20	48	1.225	122.5	2466.1
3.11	50	15	30	4.375	70	2215.5