DOI: 10.19666/j.rlfd.202605030

燃煤机组耦合 CAES 系统调峰与经济性多目标优化

孙立刚[1]，刘炜[1]，李禹江[1]，于俊红[1]，贾淯涵[2]，林建清[2]，姜铁骝[2]
（1. 山东电力工程咨询院有限公司，山东 济南 250013；
2. 东北电力大学能源与动力工程学院，吉林 吉林 132000）

［摘 要］【目的】提升燃煤机组调峰灵活性与运行经济性，支撑新一代煤电升级改造。【方法】采用响应面法对压缩空气储能（CAES）与 670 MW 超临界机组耦合系统的关键参数进行多目标优化。储能阶段利用凝结水回收压缩热，释能阶段对比 2 种抽汽加热方案。以压缩机等熵效率、入口空气流量和总压比为优化变量，向下调峰容量和年净售电收益为优化目标，建立回归模型。在最优参数下，分析 30%~100% THA 全工况热力性能与调峰特性，并基于全生命周期法评估经济性指标。【结果】释能阶段采用除氧器抽汽更优；最优参数为压缩机效率 0.91、空气流量 85.6 kg/s、总压比 85.0，模型预测向下调峰容量 41.08 MW、年净售电收益 1 322.38 万元，验证误差小于 4%。变工况下，100% THA 时耦合系统往返效率达 64.40%，较独立 CAES 提升 9.1 百分点；30% THA 时向下调峰容量为 43.56 MW，调峰深度 6.5%。经济性分析显示，动态投资回收期 11.56 年，内部收益率 13.34%；年运行天数低于 168 天时不具备投资可行性，达到 350 天时回收期可降至 9.6 年，内部收益率升至 15.4%。【结论】该研究为燃煤机组灵活性改造提供了优化参数和运行策略依据。

［关 键 词］燃煤机组；压缩空气储能；调峰性能；多目标优化；经济性分析

［引用本文格式］（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Multi-objective optimization for peak shaving and economy of a coal-fired unit coupled with CAES system

Sun Ligang[1], Liu Wei[1], Li Yujiang[1], Yu Junhong[1], Jia Yuhan[2], Lin Jianqing[2], Jiang Tieliu[2]
(1. Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Co., Ltd., Jinan 250013, China;
2. School of Energy and Power Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132000, China)

Abstract: [Objective] To enhance the peak-shaving flexibility and operational economy of coal-fired power units and support the upgrading of next-generation coal power systems. [Methods] A multi-objective optimization is carried out using response surface methodology (RSM) for key parameters of a coupled system consisting of a compressed air energy storage (CAES) system and a 670 MW supercritical coal-fired unit. The coupled system model is built in EBSILON software, and an iterative solution strategy is employed to ensure heat balance convergence. During the charging process, the compression heat is recovered by condensed water from the coal-fired plant. During the discharging process, two extraction steam heating schemes (deaerator extraction and No.3 high-pressure heater extraction) are compared. Three design variables are selected: compressor isentropic efficiency, inlet air mass flow rate, and total pressure ratio. The two optimization objectives are downward peak-shaving capacity and annual

收 稿 日 期：2026-05-11 修 回 日 期：2026-06-22 接 受 日 期：2026-06-25 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：吉林省科技厅重点研发项目（20250203008SF）
Supported by: Key Research and Development Program Funded by Science and Technology Department of Jilin Province (20250203008SF)
第一作者简介：孙立刚（1980），男，正高级工程师，主要研究方向为高效清洁发电相关技术，sunligang@spic.com.cn。
通信作者简介：贾淯涵（2004），女，硕士研究生，主要研究方向为压缩空气储能系统耦合，jyh914079566@163.com。

net electricity sales revenue. A quadratic regression model is established based on Box-Behnken experimental design. Under the optimal parameter combination, the off-design thermodynamic and peak-shaving performance over the load range of 30%–100% turbine heat acceptance (THA) is analyzed, and the economic indicators are evaluated using a life-cycle assessment method. [Results] The deaerator extraction scheme is found to be superior during the discharging stage. The optimal parameter combination is: compressor isentropic efficiency 0.91, inlet air flow rate 85.6 kg/s, and total pressure ratio 85.0. The regression model predicts a downward peak-shaving capacity of 41.08 MW and an annual net electricity sales revenue of 13.223 8 million yuan. The simulation validation shows a relative error of less than 4% for both objectives. The energy utilization coefficient of the coupled system increases with load, ranging from 46.97% at 30% THA to 48.67% at 100% THA, which is higher than that of the standalone CFPP. Under off-design conditions, at 100% THA, the round-trip efficiency of the coupled CAES system reaches 64.40%, which is 9.1 percentage points higher than that of a standalone CAES system (55.3%). At 30% THA, the downward peak-shaving capacity is 43.56 MW, corresponding to a peak-shaving depth of 6.5%. The economic analysis reveals a dynamic payback period of 11.56 years, an internal rate of return (IRR) of 13.34%, and a net present value of 119.61 million yuan. The sensitivity analysis shows that when the annual operating days are below 168, the project is not economically feasible; when the operating days reach 350, the dynamic payback period shortens to 9.6 years and the IRR increases to 15.4%. [Conclusion] This study provides optimized parameters and operation strategy references for the flexibility retrofitting of coal-fired power units, contributing to the transformation of next-generation coal power systems. An optimal operating strategy is recommended: storing energy during low load (30%-50% THA) and releasing energy during high load (above 75% THA) to maximize system benefits.

Key words: coal-fired unit; compressed air energy storage; peak shaving performance; multi-objective optimization; economic analysis

在“碳达峰、碳中和”战略目标的驱动下，我国电力系统正加速从传统化石能源结构向高比例可再生能源供应转型[1]。其中，风电和光伏发电发展尤为迅猛。截至 2025 年一季度末，我国风电和光伏发电合计装机容量已超过火电，成为第一大电源[2]。但其间歇性和波动性给电网安全稳定运行带来严峻挑战[3]。储能是解决可再生能源规模化消纳的关键支撑技术，已成为构建新型电力系统的核心要素[4]。

在此背景下，作为在我国能源电力结构中长期占主导地位的燃煤电站，正加快由主体性电源向提供可靠容量的调节性电源转型，持续发挥兜底保供、调峰调频、应急备用的重要作用[5]。然而，燃煤机组调峰深度有限，深度调峰工况下设备可靠性差、响应速度慢，难以满足宽负荷、频繁、快速的调节需求[6]。《新一代煤电升级专项行动实施方案》明确提出，现役煤电机组需进一步提升深度调峰能力、负荷变化速率和低负荷运行经济性[7]，这为储能与煤电深度耦合提供了政策导向。

多种火电与储能耦合方案相继提出，如电化学储能与熔盐储热多级耦合[8]、热泵与水储能联合应用[9]、飞轮储能辅助 AGC 调频[10]等。其中，压缩空气储能（CAES）因储能容量大、安全性高、寿命长等优势，能有效提升燃煤机组调峰灵活性[11]。

近年来，国内外学者围绕 CAES 与燃煤机组耦合开展了大量研究。在方案设计与热力学分析方面，王妍等[12]利用凝结水吸收压缩热、给水及抽汽梯级加热膨胀机入口空气，使系统效率较传统储热方案提升 5 个百分点。王晓露等[13]将 CAES 与热电联产机组集成，系统㶲效率提升 4%~31.4%，拓宽了热电解耦运行范围。Zhu 等[14]采用压缩热加热凝结水并辅以抽汽加热，实现调峰容量扩大 31MW。Yan 等[15]发现抽汽位置设计对系统效率影响显著，并利用 NSGA-II 算法进行多目标优化，使系统㶲效率达到 61.49%。李斌等[16]指出增大膨胀机入口空气温度或质量流量可线性提升膨胀机功率，快速响应电网 AGC 指令。Gong 等[17]基于能量梯级利用原则设计耦合系统，发现在高负荷条件下具有更高的效率和经济效益，在低负荷条件下具有更强的调峰能力和深度。

陆树银等[18]分析了基于CAES的火储机组在不同负荷条件下的热电可行域、能量利用效率及㶲效率变化特性。Shi 等[19]采用级间双热交换方法，在不同工况下分析耦合系统的经济性，发现 50% THA 工况下投资回报率可达 18.44%，投资回收期约 5.14 年。Xu 等[20]对超临界燃煤机组耦合 CAES 系统进行了策略设计与综合性能评价，指出耦合系统年调峰收益约 430 万美元，投资回收期较短，具有良好的盈利能力。Ouyang 等[21]对压缩空气储能燃煤电厂的购售电灵活调度策略进行了分析，采用双参数调节拓宽了压缩机和膨胀机的运行范围，经济分析得出平准化度电成本 92.35 美元/(MW·h)、动态投资

回收期 8.4 年。陈来军等[22]系统梳理了火电耦合压缩空气储能技术的研究进展，指出现有研究多集中在典型工况下的方案设计与热力学分析，对不同应用场景下的系统评估及技术经济性研究仍较为缺乏。

以上研究表明，CAES 与燃煤机组耦合已取得重要进展，但仍存在以下不足：缺乏针对特定机组的热力分析与耦合方案理论探究；参数优化多聚焦于系统效率、㶲效率或单一经济指标，针对燃煤机组灵活性改造需求，以调峰能力与经济收益协同提升为目标的优化研究较少，难以兼顾调峰性能与经济性。为此，本文针对华能九台电厂 670 MW 超临界燃煤机组，提出压缩空气储能深度耦合方案。储能阶段利用凝结水回收压缩热，释能阶段对两种抽汽加热方案进行对比并确定最优路径。采用响应面法对压缩机效率、空气流量和总压比进行多目标优化，获得最佳参数组合。在此基础上，分析系统全工况热力性能与调峰特性，并开展技术经济性评价。所得最优参数及运行策略可为燃煤机组灵活性改造提供定量设计依据。

1 系统建模及评价指标

1.1 系统描述

本文构建的燃煤机组与压缩空气储能耦合系统如图 1 所示。该系统包括燃煤电厂（CFPP）子系统和压缩空气储能（CAES）子系统。CFPP 采用华能九台电厂 670 MW 超临界一次再热凝汽式机组，由哈尔滨汽轮机厂有限责任公司设计制造。机组回热抽汽系统采用“三高四低一除氧”配置。CAES 子系统采用三级压缩、三级膨胀方案，主要设备包括压气机、膨胀机、换热器及储气罐。储能阶段，从 CFPP 凝结水泵出口抽取凝结水，质量流量记为 m_{cw}（下标 cw 表示凝结水），该流量由变工况模型计算确定，各负荷差异较小。凝结水以入口温度 $T_{cw,in}$ 进入 CAES 系统的三级间冷器，吸收压缩热后温度升至 $T_{cw,out}$，返回至除氧器出口，参与回热循环。返回凝结水温度 $T_{cw,out}$ 及流量 m_{cw} 作为 CFPP 子模型的边界条件，影响回热系统的热平衡。

释能阶段由 CFPP 侧抽汽为 CAES 膨胀过程提供热源。从 CFPP 抽汽口引出蒸汽，抽汽压力 p_{ext} 和温度 T_{ext}（下标 ext 表示抽汽，extraction）随负荷变化，抽汽流量 m_{ext} 由设计工况确定。该抽汽在换热器中加热 CAES 膨胀机入口的高压空气，使其温度升至$T_{air,in}$ 后进入膨胀机做功。换热后的凝结水返回 CFPP 给水系统。

耦合模型采用迭代方式求解：

1）计算 CFPP 热力状态，获得向 CAES 侧传递的边界条件：凝结水流量 m_{cw}、入口温度 $T_{cw,in}$，以及抽汽压力 p_{ext}、温度 T_{ext}、流量 m_{ext}；

2）基于上述边界条件，计算 CAES 压缩、换热及膨胀过程，得到凝结水出口温度 $T_{cw,out}$ 和膨胀机入口空气温度 $T_{air,in}$；

3）将 $T_{cw,out}$ 和 m_{cw} 反馈至 CFPP，修正回热系统热平衡；

4）重复步骤（1）~（3），直至相邻两次迭代主要参数相对变化小于 0.01%，判定为收敛。

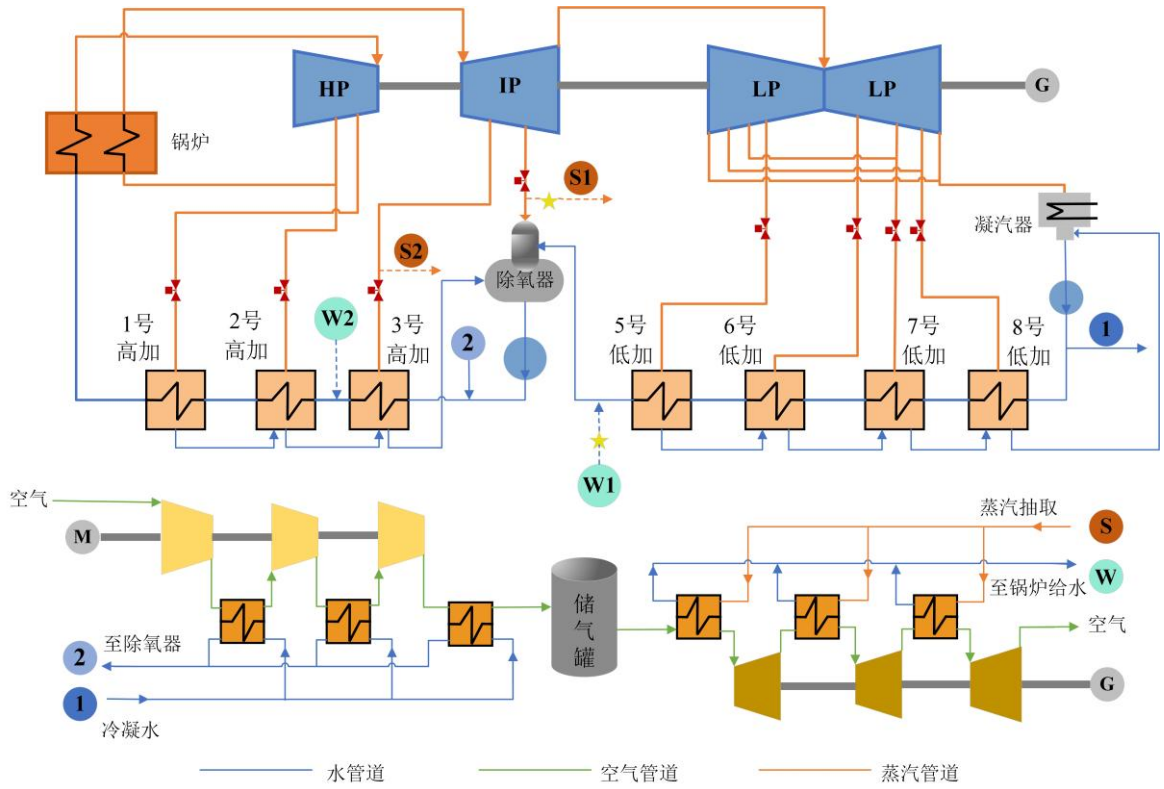


图 1 燃煤机组与压缩空气储能耦合系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of the coupling system of coal-fired unit and compressed air energy storage

1.2 评价指标

1） 热耗率

热耗率 q_0 为机组发出 1 kW·h 电量消耗的热量，计算式为：

$$q_0 = \frac{D_{gs} \times H_{gs} + D_{zr} \times H_{zr}}{p_{grid}} \tag{1}$$

式中：D_{gs}、D_{zr} 为给水流量、再热蒸汽流量，kg/s；H_{gs}、H_{zr} 为给水焓增、再热蒸汽焓增，kJ/kg；P_{grid} 为发电机输出功率，MW。

2）标准煤耗率

标准煤耗率 b_{bm} 为燃煤机组每发出 1 kW·h 电能所耗用的标准煤量。

$$b_{bm} = \frac{B_{bm}}{Q_f} \tag{2}$$

式中：B_{bm} 为发电用标准煤量，g；Q_f 为机组发电量，kW·h。

3）能量利用系数

$$\eta_{th} = \frac{P_{grid} + P_{tur}}{Q_{gs} + Q_{zr} + P_{com}} \tag{3}$$

式中：P_{grid} 为燃煤机组发电机输出功率，kW；P_{tur} 为 CAES 系统膨胀机总输出功率，kW；P_{com} 为 CAES 系统压缩机总耗功，kW；Q_{gs}、Q_{zr} 为分别为 CFPP 给水吸热量和再热蒸汽吸热量，kW。

4）往返效率

耦合系统中 CAES 子系统的往返效率定义为释能阶段向电网供电的电能与储能阶段输入电能和抽汽热量之和之比:

$$RTE = \frac{W_{dischar}}{W_{char} + \dfrac{(t_{char}\Delta q_{char} + t_{dischar}\Delta q_{dischar}) \cdot W_{CFPP}}{3600}} \tag{4}$$

式中：$W_{dischar}$、W_{char} 分别为释能输出电能和储能输入电能，MW·h；t_{char}、$t_{dischar}$ 为储、释能时间，h；Δq_{char}、$\Delta q_{dischar}$ 为耦合前后机组热耗率的变化量，kJ/(kW·h)；W_{CFPP} 为燃煤机组功率，MW。

5）调峰容量与调峰深度

调峰容量 ΔP 指耦合系统功率与原机组功率的差值，向上调峰（释能过程）和向下调峰（储能过程）的调峰容量分别按下式计算：

$$\Delta P_{up} = P_{CFPP,dch} + P_{tur} - P_{CFPP} \tag{5}$$

$$\Delta P_{down} = P_{com} + P_{CFPP} - P_{CFPP,ch} \tag{6}$$

峰值深度 ψ 是调峰容量与原 CFPP 发电量的比值：

$$\psi = \frac{\Delta P}{P_{CFPP}} \times 100\% \tag{7}$$

式中：P_{CFPP} 为原机组出力，MW；$P_{\mathrm{CFPP,ch}}$、$P_{\mathrm{CFPP,dch}}$ 分别为储能、释能工况下耦合机组的出力，MW。

6）售电收益

售电收益 S 表示在谷段电价时买电储能，在峰段电价释能卖电，从而获得的收益。

$$S = K_2 \times W_{\mathrm{out}} \times T_2 - K_1 \times W_{\mathrm{in}} \times T_1 \tag{8}$$

式中：K_1 为购电费用，元/(kW·h)；W_{in} 为压缩机耗功，MW；T_1 为储电时间，h；K_2 为售电费用，元/(kW·h)；W_{out} 为输出电功率，MW；T_2 为售电时间，h。

2 模型搭建及耦合方案设计

2.1 燃煤机组参数及模型验证

使用 EBSILON 软件仿真模拟，本文所建燃煤机组模型的主要设计参数见表 1。为确保仿真可行性与结果可靠，对燃煤电厂模型做出如下假设[23]：

1）锅炉主蒸汽及再热蒸汽管道压力损失分别为 5%和 10%；

2）高压抽汽管道压力损失 3%，低压抽汽管道压力损失 5%；

3）机械效率 0.995，发电机效率 0.989;

4）机组处于稳定状态运行。

表 1 670 MW 燃煤机组主要设计参数
Tab.1 Main design parameters of the 670 MW coal-fired unit

项目	数值	项目	数值
发电机功率/MW	670	排气压力/kPa	4.9
主蒸汽质量流量/(t·h^{-1})	1 851.6	凝结水流量/(t·h^{-1})	1 432.1
主蒸汽温度/℃	566	再热蒸汽温度/℃	566
主蒸汽压力/MPa	24.196	再热蒸汽压力/MPa	3.821
给水温度/℃	275.3	给水压力/MPa	25.926

为验证模型准确性，将模拟结果与汽轮机 THA 工况热平衡图数据进行对比，结果如表 2 所示。所有参数的相对误差小于 0.5%，满足热力学分析精度要求。

表 2 燃煤机组热力模型验证
Tab.2 Validation of thermodynamic model of coal-fired unit

参数	设计值	模拟值	误差/%	参数	设计值	模拟值	误差/%
机组负荷/MW	670	670	0	3 号高加抽汽压力/MPa	2.024	2.019	0.25
主蒸汽压力/MPa	24.196	24.195	0	3 号高加抽汽温度/℃	473.9	473.1	0.17
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 851.6	1 846.7	0.26	除氧器抽汽压力/MPa	1.050	1.048	0.19
再热蒸汽温度/℃	566	566	0	除氧器抽汽温度/℃	368.3	368.4	0.03
再热蒸汽压力/MPa	3.821	3.812	0.24	5 号低加抽汽压力/MPa	0.414	0.413	0.24
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 584.4	1 591.7	0.46	5 号低加抽汽温度/℃	254.1	254.2	0.04
排气压力/kPa	4.9	4.9	0	6 号低加抽汽压力/MPa	0.144	0.144	0
热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	7 511.7	7 515.8	0.05	6 号低加抽汽温度/℃	138.7	138.9	0.14
1 号高加抽汽压力/MPa	5.818	5.806	0.21	7 号低加抽汽压力/MPa	0.066	0.066	0
1 号高加抽汽温度/℃	354.5	353.4	0.31	7 号低加抽汽温度/℃	88.6	88.3	0.34
2 号高加抽汽压力/MPa	4.192	4.181	0.26	8 号低加抽汽压力/MPa	0.022	0.022	0
2 号高加抽汽温度/℃	308.6	308.2	0.13	8 号低加抽汽温度/℃	62.5	62.39	0.18

2.2 CAES 系统参数设定

CAES 系统模型结构及关键参数参考文献[24]，在此基础上结合本文研究对象进行参数适配与调整，主要设计参数见表 3。模型假设如下：

1）压缩空气视为理想气体，组成为 75.5% N_2、23.1% O_2、1.3% Ar；

2）忽略管道和设备压降及散热损失，系统稳态运行；

3）储气罐温度和压力恒定，节流过程为等焓过程；

4）压缩机及膨胀机等熵效率为定值。

表 3 CAES 系统主要设计参数

Tab.3 Main design parameters of CAES system

参数	数值	参数	数值
环境压力/MPa	0.101 3	压缩机压比	4.16/4.16/4.16
环境温度/℃	20	膨胀机膨胀比	3.5/3.43/3.5
压缩机组额定功率/MW	50	储气罐存储压力/MPa	7.2
膨胀机组额定功率/MW	50	储气罐体积/m^3	24 335
压缩机等熵效率	0.87	膨胀机入口温度/℃	125.1
膨胀机等熵效率	0.9	储能阶段时长/h	6.02
膨胀机空气流量/(kg·s^{-1})	157.026	释能阶段时长/h	3.48

2.3 耦合方案设计

储能阶段采用文献[16]提出的最佳方案，即从凝结水泵出口抽取凝结水，吸收压缩热后回至除氧器。在释能阶段，文献[16]和文献[25]均采用汽轮机抽汽加热高压空气的方式实现耦合。其中，文献[25]对比了 3 种方案，结果表明 5 号低压加热器抽汽的热耗率最低且能量利用系数最高。但根据本文所研究 670 MW 超临界机组的实际热力系统参数，5 号低加抽汽温度仅为 254 ℃，无法加热高压空气至目标温度，故对比另外两种方案。两方案均在 100% THA 工况下运行，耦合系统流程如图 1 中虚线所示，基于基准 CAES 参数的计算结果如表 4 所示。

表 4 释能阶段各耦合方案的模拟结果

Tab.4 Simulation results of different coupling schemes in discharge stage

项目	抽汽位置	热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	标准煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	能量利用系数/%	往返效率/%
方案 1	除氧器抽汽	7 680.0	262.4	50.44	67.29
方案 2	3 号高加抽汽	7 706.4	263.3	50.28	63.11
原始机组	-	7 515.8	256.8	47.89	-

方案 1 的热耗率和标准煤耗率较方案 2 分别降低 26.4 kJ/(kW·h)和 0.9 g/(kW·h)；能量利用系数和往返效率分别为 50.44%和 67.29%，较方案 2 分别提高 0.16 百分点和 4.18 百分点。采用除氧器抽汽能耗更低、效率更高且 CAES 子系统的能量转换能力更强。因此，本文选定方案 1 作为释能阶段最佳耦合方案。

3 基于响应面法的多目标优化

3.1 试验设计与模型拟合

采用 Box-Behnken 设计（BBD）开展三因素三水平响应面试验，探究储能侧关键参数对调峰能力与经济性的交互影响。以压缩机等熵效率（A）、入口空气流量（B）和总压比（C）为设计变量，以向下调峰容量（ΔP）和年净售电收益（S）为响应目标，各因素水平设置如表 5 所示。共进行 15 组试验，其中包括 12 个析因点、3 个中心点，试验方案及结果如表 6 所示。

采用二次多项式回归拟合，得到向下调峰容量 ΔP 和年净售电收益 S 的回归方程：

$$\begin{aligned}\Delta P = {} & 40.341\,11 - 99.686\,26A + 0.732\,459B + \\ & 0.224\,056C - 0.592\,073AB - \\ & 0.176\,453AC + 0.001\,911BC + \\ & 63.906\,25A^2 + 0.000\,837B^2 \\ & -0.000\,481C^2\end{aligned} \tag{9}$$

$$\begin{aligned}S = {} & 2\,420.178\,95 + 6\,853.041\,6A - \\ & 64.803\,77B - 25.154\,41C + \\ & 51.722\,56AB + 19.709\,3AC - \\ & 0.173\,171BC - 4\,684.895\,83A^2 - \\ & 0.065\,018B^2 + 0.057\,175C^2\end{aligned} \tag{10}$$

表 5 响应面试验因素与水平

Tab.5 Factors and levels of response surface experiment

条件因素	水平		
	-1	0	1
A	0.83	0.87	0.91
B/(kg·s^{-1})	40	81	122
C	47	68.5	90

表 6 响应面试验设计及结果

Tab.6 Design and results of response surface experiment

组号	A	B/(kg·s^{-1})	C	ΔP/MW	S/万元
1	0.83	40	68.5	20.849	3 039.1
2	0.91	40	68.5	18.567	3 296.6

3	0.83	122	68.5	62.911	-570.9
4	0.91	122	68.5	56.745	-28.1
5	0.83	81	47	36.597	1 736.0
6	0.91	81	47	33.359	2 007.5
7	0.83	81	90	43.222	1 125.4
8	0.91	81	90	39.377	1 464.7
9	0.87	40	47	17.819	3 364.5
10	0.87	122	47	53.680	243.3
11	0.87	40	90	21.837	3 025.2
12	0.87	122	90	64.437	-706.6
13	0.87	81	68.5	37.927	1 594.5
14	0.87	81	68.5	38.233	1 566.4
15	0.87	81	68.5	38.617	1 532.5

方差分析结果见表 7、表 8。两回归模型 p 值均小于 0.000 1，表明模型极显著；失拟项 p>0.05，不显著，说明模型拟合程度较好。各影响因素 p 值小于 0.05，对响应值的影响均显著。根据 F 值大小，各因素对响应的影响程度依次为：空气流量（B）>总压比（C）>压缩机效率（A）。交互项 AB 和 BC 显著，AC 不显著，表明压缩机效率与总压比的交互作用对响应值影响较弱，两者可视为独立作用。两模型决定系数均为 0.999 6，调整决定系数分别为 0.998 8 和 0.999 0，变异系数分别为 1.38%和 2.77%，表明模型拟合精度高、预测可靠。

表 7 向下调峰容量回归模型方差分析

Tab. 7 ANOVA of regression model for downward peak shaving capacity

方差来源	平方和	自由度	均方	F 值	p 值	显著性
模型	3 295.30	9	366.14	1 275.10	< 0.000 1	极显著
A	30.15	1	30.15	105.00	0.000 2	极显著
B	3 148.25	1	3 148.25	10 963.78	< 0.000 1	极显著
C	93.97	1	93.97	327.24	< 0.000 1	极显著
AB	3.77	1	3.77	13.13	0.015 2	显著
AC	0.092 1	1	0.092 1	0.320 8	0.595 6	不显著
BC	11.35	1	11.35	39.54	0.001 5	极显著
A^2	0.038 6	1	0.038 6	0.134 4	0.728 9	不显著
B^2	7.31	1	7.31	25.45	0.004 0	极显著
C^2	0.182 8	1	0.182 8	0.636 6	0.461 1	不显著
残差	1.44	5	0.287 2			
失拟项	1.20	3	0.398 9	3.34	0.239 1	不显著
误差	0.239 1	2	0.119 5			
合计	3 296.74	14				

表 8 年净售电收益回归模型方差分析

Tab. 8 ANOVA of regression model for annual net electricity sales revenue

方差来源	平方和	自由度	均方	F 值	p 值	显著性
模型	2.510×10^7	9	2.789×10^6	1 579.08	< 0.000 1	极显著
A	2.302×10^5	1	2.302×10^5	130.36	< 0.000 1	极显著
B	2.395×10^7	1	2.395×10^7	13 561.73	< 0.000 1	极显著
C	7.458×10^5	1	7.458×10^5	422.32	< 0.000 1	极显著
AB	28 781.12	1	28 781.12	16.30	0.010 0	显著
AC	1 149.21	1	1 149.21	0.650 8	0.456 5	不显著
BC	93 208.09	1	93 208.09	52.78	0.000 8	极显著
A^2	207.46	1	207.46	0.117 5	0.745 7	不显著
B^2	44 106.75	1	44 106.75	24.98	0.004 1	极显著
C^2	2 579.08	1	2 579.08	1.46	0.280 9	不显著
残差	8 829.65	5	1 765.93			
失拟项	6 902.05	3	2 300.68	2.39	0.308 9	不显著
误差	1 927.61	2	963.80			
合计	2.511×10^7	14				

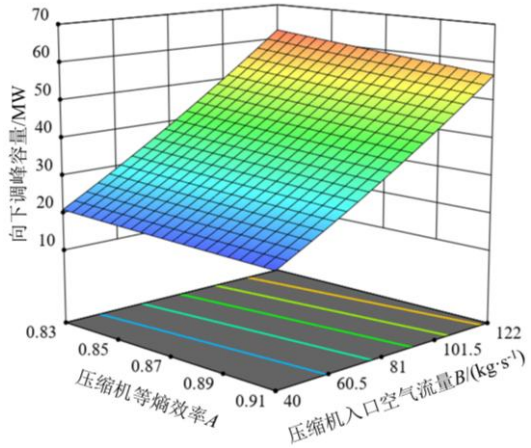
3.2 多目标优化结果

图 2 为各因素对 ΔP 和 S 的响应面曲面。由图 2a)可知，当总压比 C 固定于中心水平 68.5 时，ΔP

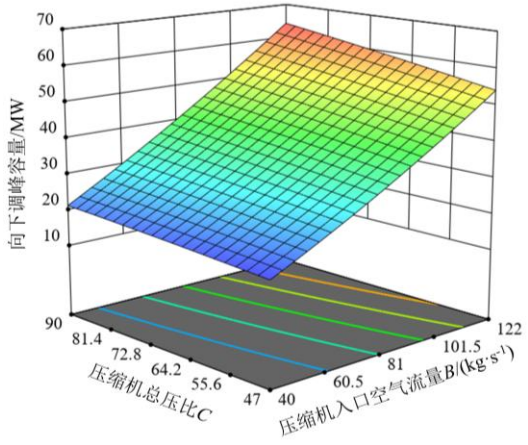
随空气流量 B 的增大而显著增大，随压缩机效率 A 的增大略有下降。曲面沿 B 轴方向陡峭，沿 A 轴方向平缓，说明空气流量是影响 ΔP 的主导因素，而压缩机效率影响相对较弱。由图 2b)可见，B 与 C 的交互作用显著，ΔP 随两者同步增大而持续上升，在 B=122 kg/s、C=90 时达到最大值 64.4 MW。因此，若以提升调峰容量为首要目标，应优先增大空气流量，其次提高总压比。

对于年净售电收益 S，由图 2c)可知，S 随 B 增大急剧下降，从 B=40 kg/s 时的高值 3 297 万元降至 B=122 kg/s 时的低值；随 A 增大略有上升。由图 2d)可见，S 随 B、C 增大均呈下降趋势，B=40 kg/s、C=47 时达到最高值 3 365 万元。这表明过高空气流量和总压比会显著降低经济性,甚至导致负收益。

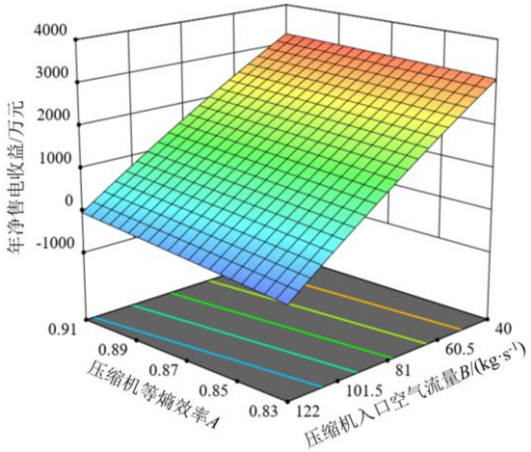
综合图 2 分析可知，调峰容量与经济性存在制约关系。增大空气流量和总压比有利于提升向下调峰容量，但会显著降低年净售电收益。因此，实际工程中应根据调峰需求与投资收益权衡选择适中参数。



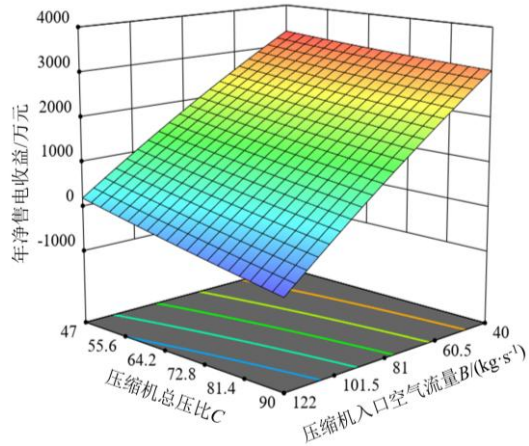
a) 压缩机效率和空气流量对 ΔP 的影响



b) 空气流量和总压比对 ΔP 的影响



c) 压缩机效率和空气流量对 S 的影响



d) 空气流量和总压比对 S 的影响

图 2 各因素及其交互作用对 ΔP 和 S 的响应曲面

Fig.2 Response surfaces of each factor and its interaction on ΔP and S

基于响应面模型，采用 Design-Expert 软件的 Numerical optimization 功能进行多目标优化。数值优化得到多组候选解，前 5 组及对应的优化结果见表 9。各解的向下调峰容量 ΔP 与年净售电收益 S 差异很小，均满足工程基本要求。考虑到工程参数的可实现性，选点准则为优先选取参数取值规整、且 ΔP 与 S 均处于较高水平的解。据此选择序号 1 进行圆整化处理，得到最佳参数组合为：A=0.91、B=85.6 kg/s、C=85.0。此时，模型预测 ΔP=41.08 MW，S=1 322.38 万元，实现了调峰性能与经济性的良好平衡。

表 9 前 5 组优化方案及优化结果

Tab.9 Top five candidate schemes and optimization results

序号	参数			目标值	
	A	*B*/(kg·s^{-1})	*C*	Δ*P*	*S*
1	0.910	85.586	84.989	41.075	1 322.381
2	0.910	85.555	84.986	41.082	1 321.700
3	0.909	85.485	84.999	41.070	1 322.689
4	0.910	85.994	84.995	41.281	1 304.379
5	0.909	85.665	84.987	41.177	1 313.301

验证试验结果见表 10。验证值与模型预测值的相对误差小于 4%，证明模型可靠，可用于耦合系统性能预测与参数优化。

表 10 最优参数模型预测与验证值对比

Tab.10 Comparison between predicted and validated values of optimal parameters

对比参数	Δ*P*/MW	*S*/万元
响应预测值	41.08	1 322.38
模拟验证值	41.49	1 281.37
误差	0.97%	3.20%

4 耦合系统热力性能与调峰性能分析

在响应面优化的最优参数组合下，分析耦合系统在不同燃煤机组基准负荷 30%~100% THA 下的热力性能与调峰性能。

4.1 热力性能分析

变工况下关键接口参数响应关系如图 3 所示。释能阶段除氧器抽汽流量在变工况中保持恒定。图 3 展示了不同负荷下储能侧凝结水出口温度、释能侧除氧器抽汽温度及膨胀机入口空气温度的变化。负荷降低，三者均呈下降趋势，储能侧压缩热回收能力与释能侧加热条件恶化，导致膨胀机出力、系统往返效率及向上调峰能力降低。

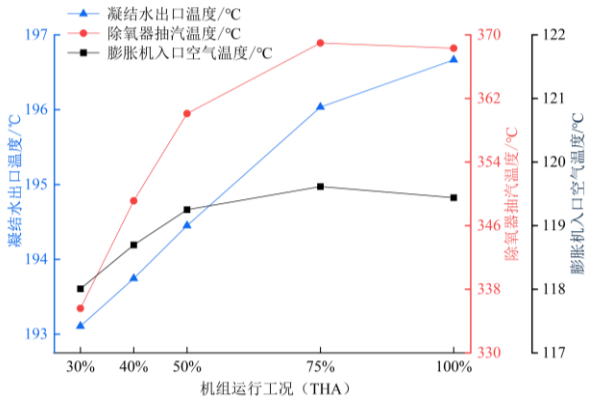


图 3 不同负荷下关键接口温度变化曲线

Fig. 3 Variation curves of key interface temperatures under different loads

图 4 为基于优化参数的耦合系统能量利用系数和 CAES 往返效率随负荷的变化。随着负荷升高，能量利用系数从 30% THA 时的 46.97%提升至 100%THA 时的 48.67%，各负荷下均高于独立 CFPP。75%~100%THA 高负荷区间，CAES 往返效率达 63.69%~64.40%，较独立 CAES 的 55.3%提升 8.4~9.1 个百分点，体现了与燃煤机组耦合带来的能效优势。30%THA 时，膨胀机入口空气温度降低导致输出功率下降，往返效率降至 60.67%。这是低负荷时抽汽参数过低且压缩热回收效果变差所致。因此，实际运行中建议释能安排在 75%THA 以上负荷区间。

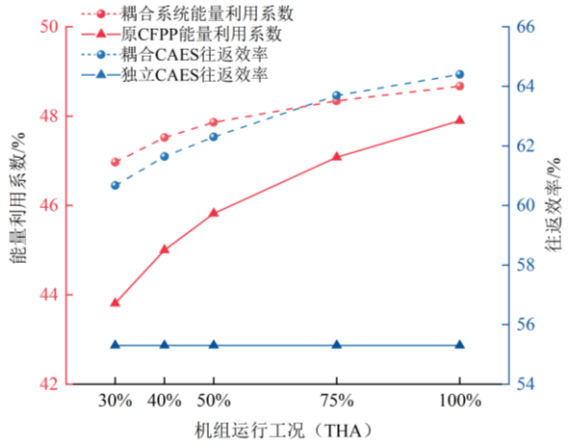


图 4 不同负荷下的能量利用系数与 RTE

Fig.4 Energy utilization coefficient and RTE under different loads

4.2 调峰性能分析

图 5 展示了耦合系统在不同负荷下的调峰容量及深度。调峰容量随负荷降低而增大，在 30% THA 时向上调峰容量为 39.74 MW、向下调峰容量为 43.56 MW；调峰深度相应达到 5.93%和 6.50%。表明低负荷下耦合系统具有更强的调峰能力，适合安排储能过程。耦合系统在全负荷范围内均能提供双向调峰能力，但优势区间不同：30%~50%THA 低负荷时向下调峰容量大，适合储能；75%~100%THA 高负荷时膨胀机出力大，往返效率高，释能效率更优。因此，建议储能安排在 30%~50%THA 区间，释能在 75%THA 以上负荷区间，避免在 30%THA 以下长期运行。

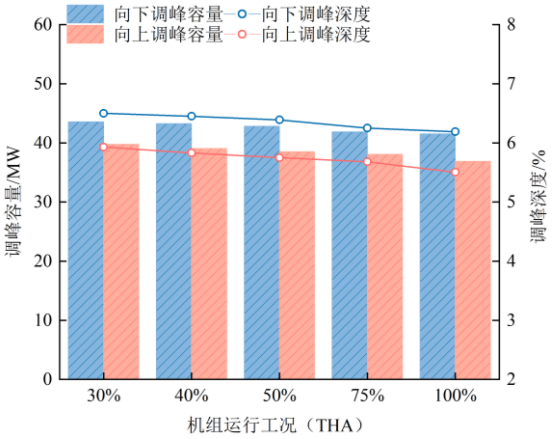


图 5 不同负荷下的调峰性能
Fig.5 Peak shaving performance under different loads

5 经济性分析

采用全生命周期成本法评估经济性。项目寿命取 30 年，基准折现率 8%，残值率 5%。储能系统充放电价格参考吉林市峰谷分时电价，见表 11。高峰和低谷时段电价在平时段电价基础上分别上下浮动 55%[26]。

表 11 吉林市峰谷分时电价参考标准
Tab.11 Reference time-of-use electricity pricing parameters for Jilin

项目	峰段电价	峰平段电价	谷段电价
	8:00—10:00 16:00—21:00	05:00—8:00 10:00—11:00 14:00—16:00 21:00—23:00	00:00—5:00 11:00—14:00 23:00—24:00
金额/(元·(kW·h)$^{-1}$)	0.943 5	0.755 7	0.375 7

5.1 投资成本与收益计算

文献[27]给出了压缩空气储能系统的工程投资数据，本文据此确定 50 MW 系统的设备投资成本，如表 12 所示。购地及工程建设费用按设备总投资的 27.4%计。耦合后压缩热梯级利用，无需设置蓄热及蓄冷罐，共享电厂土地及配套设施。初始投资由独立 CAES 系统的 23 649 万元降至 22 385 万元，节省 1 264 万元。

表 12 压缩空气储能系统设备投资成本
Tab.12 Equipment investment cost of CAES system

初始投资项	投资成本/万元	
	原始	耦合
压缩机	6 404	
膨胀机	5 023	
蓄热罐	510	0
蓄冷罐	482	0
间冷器	1 140	
换热器	980	
储气罐	4 024	
土地征收及基建	5 086	4 814
初始投资总额	23 649	22 385

根据“三北”地区电力辅助服务市场运行规则，纯凝火电机组在非供热期深度调峰，即负荷率不超过 40%时，可获得 0.5~1.0 元/(kW·h)的补偿[28]。保守假设每年有 100 天需要深度调峰，每天储能 6.02 h，取调峰补贴单价 0.5 元/(kW·h)，计算得年调峰补贴 1 249 万元。人工工资按 20 人、每人每年 8 万元估算。设备维护成本按初始投资 2%计，调频收益取初始投资的 5%[29]；售电净收益基于响应面优化结果，按峰谷电价差计算为 1 281.37 万元。各项成本与收益明细如表 13 所示。

表 13 运营成本及收益计算结果
Tab.13 Calculation results of operating cost and revenue

单位：万元/年

项目		金额
运营成本	人工工资	160
	设备维护成本	448
收入类型	调峰收益	1 249
	调频收益	1 119
	售电净收益	1 281

5.2 经济性指标与敏感性分析

耦合系统全生命周期经济性分析表明：运营期年净现金流 3 041 万元，静态投资回收期 7.36 年，动态投资回收期 11.56 年，净现值 11 961 万元，内部收益率 13.34%，高于电力行业 8%的基准。该耦合方案兼具灵活性与经济性，具备工程可行性。

耦合系统全生命周期内累积现金流曲线见图 6。未折现累积现金流第 8 年转正，静态投资回收期 7.36 年；折现累积现金流第 12 年转正，动态投资回收期约为 11.56 年，延长 4.2 年，表明考虑资金成本后仍具有良好的投资回收能力。

图 7 为年运行天数对耦合系统动态投资回收期和内部收益率的影响（年深度调峰天数按 100 天估算）。随天数增加，动态回收期逐渐缩短，内部收益率稳步上升。通过单因素敏感性分析得出，当运行天数低于 168 天时，动态回收期超过 30 年且内部收益率低于 8%，项目不具备投资可行性。当运行天数达到 350 天时，动态回收期约为 9.6 年，内部收益率约 15.4%。因此，工程中应确保耦合系统年运行天数不低于 168 天，以保障经济可行性；若能实现 350 天以上运行，则动态回收期可控制在 10 年以内，经济优势更为显著。

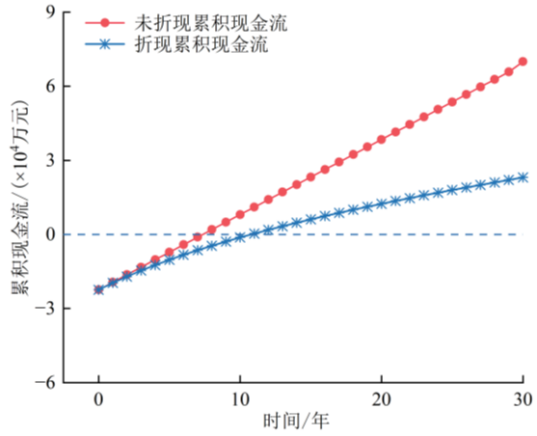


图 6 全生命周期内累积现金流
Fig.6 Cumulative cash flow over the whole life cycle

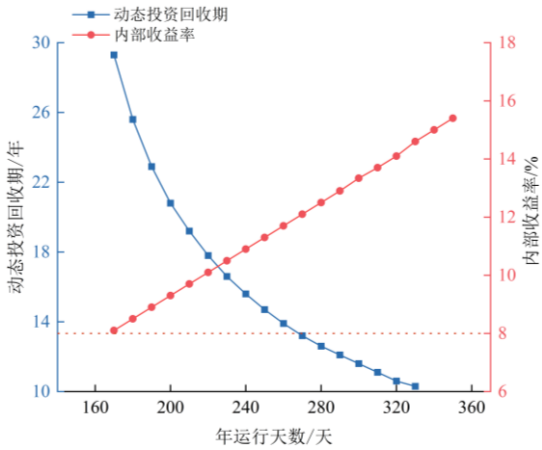


图 7 年运行天数对耦合系统经济性指标的影响
Fig.7 Effect of annual operating days on economic indicators of the coupled system

6 结论

本文提出了压缩空气储能与 670 MW 超临界燃煤机组的深度耦合方案，围绕关键参数优化及变工况性能研究，得出以下主要结论。

1）释能阶段采用除氧器抽汽加热高压空气为最优耦合方案，能量利用系数 50.44%，往返效率 67.29%，分别较 3 号高压加热器抽汽方案高 0.16 和 4.18 个百分点。基于响应面法多目标优化得到最佳参数组合：压缩机等熵效率 0.91、入口空气流量 85.6 kg/s、总压比 85.0。该参数下模拟验证值为向下调峰容量 41.49 MW、年净售电收益 1 281.37 万元，与响应预测值偏差小于 4%，优化模型可靠。

2）变工况下，耦合系统在 75%~100% THA 高负荷区间往返效率达 63.69%~64.40%，较独立 CAES 提升 8.4~9.1 百分点；在 30%THA 低负荷时向下调峰容量 43.56 MW，调峰深度 6.5%。建议释能过程安排在 75%THA 以上负荷区间，储能过程可利用低负荷时段的向下调峰能力。

3）耦合系统动态投资回收期 11.56 年、净现值 11 961 万元、内部收益率 13.34%，经济性良好。基于 30 年生命周期，年运行天数低于 168 天时不具备投资可行性；达到 350 天时动态回收期降至 9.6 年，内部收益率升至 15.4%。工程中应确保年运行天数不低于 168 天，并积极争取深度调峰补贴，以充分发挥耦合系统的经济优势。

[参 考 文 献]

[1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(08): 2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806 - 2819.

[2] 国家能源局. 国家能源局举行新闻发布会 介绍一季度可再生能源并网运行情况[EB/OL]. (2025-04-28)[2026-04-15]. https://www.nea.gov.cn/20250428/4b2dff7ab84347df9a068f8e972f4775/c.html.
National Energy Administration. National Energy Administration holds press conference to introduce renewable energy grid-connected operation in Q1[EB/OL]. (2025-04-28)[2026-04-15]. https://www.nea.gov.cn/20250428/4b2dff7ab84347df9a068f8e972f4775/c.html.

[3] HUANG S, KHAJEPOUR A. A new adiabatic compressed air energy storage system based on a novel compression strategy[J]. Energy, 2022, 242: 122883.

[4] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192.
CHEN Haisheng, LI Hong, XU Yujie, et al. Research progress on energy storage technologies in China in 2024[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2149-2192.

[5] 国家能源局. 对十四届全国人大三次会议第 6326 号建议的答复[EB/OL]. (2025-06-27)[2026-04-19]. https://www.nea.gov.cn/20250812/7bbc60f36127435c981513f4ee31e1f3/c.html.
National Energy Administration. Reply to proposal No. 6326 of the Third Session of the 14th National People's Congress[EB/OL]. (2025-06-27)[2026-04-19]. https://www.nea.gov.cn/20250812/7bbc60f36127435c981513f4ee31e1f3/c.html.

[6] LIANG H, CHEN H, GAO Y, et al. Flexibility improvement of a coal-fired power plant by the integration of biogas utilization and molten salt thermal storage[J]. Energy, 2024, 304: 132201.

[7] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于印发《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》的通知：发改能源〔2025〕363 号[EB/OL]. (2025-04-14)[2026-04-19]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/02504/t20250414_1397185_ext.html.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on issuing the "Special action plan for upgrading new-generation coal power (2025–2027)": NDRC Energy [2025] No. 363[EB/OL]. (2025-04-14)[2026-04-19]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/02504/t20250414_1397185_ext.html.

[8] 黄玉晶, 朱彦恺, 王庆华, 等. 电化学储能与熔盐储热多级耦合的可再生能源基地火-储双层协同优化方法

[J/OL]. 中国电机工程学报. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.252607.
HUANG Yujing, ZHU Yankai, WANG Qinghua, et al. A bi-level collaborative optimization method for thermal-storage in renewable energy bases with multi-stage coupling of electrochemical energy storage and molten salt thermal storage[J/OL]. Proceedings of the CSEE. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013. csee.52607.

[9] 张龙, 杨晓华, 沈超群, 等. 电力现货市场下热泵+水储能在火电机组灵活性改造中的应用研究[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 101-110.
ZHANG Long, YANG Xiaohua, SHEN Chaoqun, et al. Application study of heat pump plus water energy storage in flexibility retrofit of thermal power units under electricity spot market[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 101-110.

[10] 吕游, 高越纪, 吴斌, 等. 基于多目标优化的飞轮储能辅助火电机组 AGC 调频控制策略[J/OL]. 中国电机工程学报 .https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.252127.
LYU You, GAO Yueji, WU Bin, et al. AGC frequency regulation control strategy of thermal power units assisted by flywheel energy storage based on multi-objective optimization[J/OL]. Proceedings of the CSEE. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013. pcsee.252127.

[11] 牛东圣, 谭李悦, 王凯轩, 等. 可再生能源与热泵耦合压缩空气储能系统工程实践及性能优化路径[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(3): 1090-1108.
NIU Dongsheng, TAN Liyue, WANG Kaixuan, et al. Engineering practice and performance optimization path of compressed air energy storage system coupled with renewable energy and heat pump[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(3): 1090-1108.

[12] 王妍, 吕凯, 马汀山, 等. 与煤电机组耦合的压缩空气储能系统分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 54-63.
WANG Yan, LYU Kai, MA Tingshan, et al. Analysis of compressed air energy storage system coupled with coal-fired power unit[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 54-63.

[13] 王晓露, 郭欢, 张华良, 等. 火电厂热电联产机组与压缩空气储能集成系统能量耦合特性分析[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(2): 598-610.
WANG Xiaolu, GUO Huan, ZHANG Hualiang, et al. Energy coupling characteristic analysis of integrated system of combined heat and power plant and compressed air energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(2): 598-610.

[14] ZHU L, ZHONG Z, WANG C, et al. Thermo-economic comparison of integrating compressed air energy storage and molten salt thermal energy storage in a combined heat and power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 260: 124931.

[15] YAN X, WANG X, HAN X, et al. Study on the thermodynamic performance of a coupled compressed air energy storage system in a coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 68: 107727.

[16] 李斌, 陈吉玲, 李晨昕, 等. 压缩空气储能系统与火电机组的耦合方案研究[J]. 动力工程学报, 2021, 41(3): 244-250.
LI Bin, CHEN Jiling, LI Chenxin, et al. Research on coupling scheme of compressed air energy storage system and thermal power unit[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(3): 244-250.

[17] GONG L, LI Y, WANG Y, et al. Study on the peak shaving performance of coupled system of compressed air energy storage and coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 107: 114954.

[18] 陆树银, 吴清哲, 杨凯程, 等. 基于 CAES 的火储机组热力学分析及优化运行策略研究[J/OL]. 动力工程学报 . https://link.cnki.net/urlid/31.2041.TK.20260303.0856.002.
LU Shuyin, WU Qingzhe, YANG Kaicheng, et al. Thermodynamic analysis and optimal operation strategy of thermal-storage unit based on CAES[J/OL]. Journal of Chinese Society of Power Engineering. https://link.cnki.net/urlid/31.2041.TK.20260303.0856.002.

[19] SHI X, HE Q, LIU Y, et al. Thermodynamic and techno-economic analysis of a novel compressed air energy storage system coupled with coal-fired power unit[J]. Energy, 2024, 292: 130591.

[20] XU Q, WANG S, LUO K, et al. Strategy design and comprehensive performance evaluation of supercritical coal-fired power plants coupled with compressed air energy storage systems for peak-shaving[J]. Renewable Energy, 2026, 261: 125207.

[21] OUYANG T, QIN P, XIE S, et al. Flexible dispatch strategy of purchasing-selling electricity for coal-fired power plant based on compressed air energy storage[J]. Energy, 2023, 267: 126578.

[22] 陈来军, 梅生伟, 王斌, 等. 火电耦合压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7264-7276.
CHEN Laijun, MEI Shengwei, WANG Bin, et al. An overview and outlook on thermal power unit coupled with compressed air energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7264-7276.

[23] FAN C, PEI D, WEI H. A novel cascade energy utilization to improve efficiency of double reheat cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 171: 1388-1396.

[24] ZHANG L, CUI J, ZHANG Y, et al. Performance analysis of a compressed air energy storage system integrated into a coal-fired power plant[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 225: 113446.

[25] 李哲, 潘宏刚, 冷杰, 等. 先进绝热压缩空气储能系统的火储耦合优化方案[J]. 沈阳工程学院学报（自然科学版）, 2024, 20(4): 22-29.
LI Zhe, PAN Honggang, LENG Jie, et al. Fire-storage coupling optimization scheme for advanced adiabatic compressed air energy storage system[J]. Journal of Shenyang Institute of Engineering (Natural Science Edition), 2024, 20(4): 22-29.

[26] 吉林省发展和改革委员会. 吉林省发展改革委关于优化分时电价政策的通知: 吉发改价格〔2024〕469 号[EB/OL]. (2024-08-02)[2026-04-27]. http://xxgk.jl.gov.cn/zcbm/fgw/xxgkmlqy/202408/t20240802_8941551.html.
Jilin Provincial Development and Reform Commission. Notice of Jilin Provincial Development and Reform Commission on optimizing the time-of-use electricity price policy: Ji Fa Gai Jia Ge [2024] No. 469[EB/OL]. (2024-08-02)[2026-04-27]. http://xxgk.jl.gov.cn/zcbm/fgw/xxgkmlqy/202408/t20240802_8941551.html.

[27] 王鑫, 李斌, 刘艺博, 等. 燃煤电厂耦合压缩空气储能系统运行特性分析[J]. 热力发电, 2025, 54(9): 14-24.
WANG Xin, LI Bin, LIU Yibo, et al. Operation characteristics analysis of coal-fired power plant coupled with compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(9): 14-24.

[28] CAO L, WANG Z, PAN T, et al. Analysis on wind power accommodation ability and coal consumption of heat–power decoupling technologies for CHP units[J]. Energy, 2021, 231: 120833.

[29] ZHOU Q, HE Q, LU C, et al. Techno-economic analysis of advanced adiabatic compressed air energy storage system based on life cycle cost[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 265: 121768.