

DOI: 10.19666/j.rlfed.202411237

燃煤电厂耦合压缩空气储能系统 运行特性分析

王鑫¹, 李斌¹, 刘艺博¹, 吴正人¹, 王强², 李新福¹

(1.华北电力大学能源动力与机械工程学院, 河北 保定 071003;

2.安徽淮南平圩发电有限责任公司, 安徽 淮南 232089)

[摘要] 为实现燃煤电厂 (CFPP) 与压缩空气储能 (CAES) 的高效耦合, 提出了一种 CFPP 烟气侧与 CAES 耦合的系统。该耦合系统释能阶段利用 CFPP 烟气加热进入膨胀机前的高压空气, 避免了引入额外的热源增加成本或从汽轮机侧抽取蒸汽加热高压空气影响火电机组出力。随后为减小引出烟气对单台火电机组运行的影响, 建立共享 2 台火电机组烟气的 CAES 耦合系统。基于以上系统热力学模型, 通过 EBSILON 软件建模并进行性能分析, 提出厂级耦合系统经济性最优运行策略。结果表明: 满负荷时烟气耦合方案相对于蒸汽耦合方案标准煤耗率降低 2.15 g/(kW·h), 热耗率增加 37.06 kJ/(kW·h), 能量利用系数提升 0.33 个百分点, 厂用电率下降 0.20 个百分点; 烟气侧耦合的总电效率、往返效率和 CAES 运行效率都高于蒸汽侧耦合方式; 厂级耦合系统在经济性优化后, 4 个典型日的净收益较原始机组分别上涨了 14.37 万元、15.76 万元、18.81 万元和 20.87 万元。

[关键词] 火电机组烟气侧; 压缩空气储能; 耦合系统; EBSILON 仿真; 性能分析

[引用本文格式] 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. Analysis on operation characteristics of compressed air energy storage system coupled with coal-fired power plant[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(9): 14-24.

Analysis on operation characteristics of compressed air energy storage system coupled with coal-fired power plant

WANG Xin¹, LI Bin¹, LIU Yibo¹, WU Zhengren¹, WANG Qiang², LI Xinfu¹

(1.School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;
2.Anhui Huainan Pingwei Power Generation Co., Ltd., Huainan 232089, China)

Abstract: To achieve efficient coupling between coal-fired power plants (CFPP) and compressed air energy storage (CAES), a system that couples the flue-gas side of CFPP with CAES is proposed. During the energy release phase of this coupled system, the flue gas from CFPP is used to heat the high-pressure air before it enters the expander. This avoids introducing additional heat sources, which would increase costs, or extracting steam from the turbine side to heat the high-pressure air, which would affect the output of the thermal power unit. Subsequently, to reduce the effect of extracted flue gas on the operation of a single thermal power unit, a CAES coupled system sharing the flue gas of two thermal power units is established. Based on the above thermodynamic models of the systems, modeling is carried out using EBSILON software and performance analysis is conducted. Then, an optimal economic operation strategy for the plant-level coupled system is proposed. The results show that, at full load, compared with the steam-coupling scheme, the flue-gas-coupling scheme reduces the standard coal consumption rate by 2.15 g/(kW·h), increases the heat consumption rate by 37.06 kJ/(kW·h), raises the energy utilization coefficient by 0.33 percentage point, and decreases the auxiliary power rate by 0.20 percentage point. The overall electrical efficiency, round-trip efficiency, and CAES operating efficiency of the flue-gas-side coupling are all higher than those of the steam-side coupling. After the economic optimization of the plant-level

收稿日期: 2024-11-01

第一作者简介: 王鑫 (1999), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为储能及综合能源系统, 220222214072@ncepu.edu.cn。

通信作者简介: 李斌 (1969), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电站热力系统性能分析及节能优化, libin@ncepu.edu.cn。

coupled system, the net revenues of four typical days increase by 143 700, 157 600, 188 100 and 208 700 yuan, respectively.

Key words: flue gas side of thermal power unit; compressed air energy storage; coupled system; EBSILON simulation; performance analysis

加快煤电清洁化进程,是我国实现“双碳”目标的重要举措,也是促进能源发展绿色、经济、安全的重要途径^[1]。与此同时,储能技术可有效地平衡电力系统负荷波动并提高电网消纳能力。各类储能技术在基础研究、关键技术和集成示范等领域高速发展^[2]。

将火电机组与储能系统集成新型系统,可有效提高火电机组的负荷调节能力、运行的灵活性和电力系统的运行稳定性。有学者提出火电机组耦合液态二氧化碳储能^[3]、电池储能^[4]、飞轮储能^[5]等,以提升火电机组灵活性、改善其深度调峰性能。除此之外,燃煤电厂与压缩空气储能(CAES)系统的耦合近几年也显示出巨大潜力^[6]。相比于其他新型储能方式,CAES可以与火电机组进行深度耦合,余水龙^[7]分别从能量守恒和热力循环的角度分析,验证了CAES系统与电站锅炉联合耦合运行的可行性。

本着“温度对口,梯级利用”的原则,将火电机组的汽轮机侧与CAES耦合,实现热能的高效利用,摒弃了CAES的补燃环节^[8]。王晓露等^[9]利用火电部分冷凝水吸收CAES侧储能阶段压缩热,并用采暖抽汽在储能阶段加热膨胀机前高压空气,有效提高了烟效率。Li等人^[10]将350 MW燃煤热电机组和30 MW CAES耦合建模,提升了火电机组的负荷调节能力。文献[11]创新地提出了一种利用冷凝水和给水分级吸收压缩热并分别汇入火电机组高压加热器及低压加热器出口,可同时减小高压、低压抽汽量,提高了节能效果。文献[12]通过建立仿真模型确定了亚临界350 MW机组与10 MW级绝热压缩空气储能(AA-CAES)系统的最优耦合方案。以上研究方案虽实现了CAES系统与火电机组的耦合,但在释能阶段都需要由火电机组抽取部分蒸汽加热高压空气,会降低机组爬坡速率,影响机组运行。而利用火电机组烟气作为高温热源加热高压空气可以有效减小CAES释能阶段对火电机组升负荷的影响,提高系统总效率。

郭璞维等^[13]从温度匹配性的角度,阐述了烟气余热回收与CAES耦合的技术原理,对比烟气回收与不同储热技术的耦合,发现烟气余热回收与CAES技术耦合方案最具实际应用意义及发展潜

力。赫广迅等^[14]利用CAES系统与超临界630 MW燃煤机组耦合,对比研究了驱动方式及热源加热位置的不同对热经济性的影响,结果显示释能过程热源来自锅炉侧烟气较来自汽轮机中压缸排汽相比系统总效率提升0.29%。但是上述文献更侧重从技术可行性层面分析讨论回收烟气余热的火电耦合CAES的系统,缺乏具体的仿真模型验证如何回收利用烟气余热与CAES耦合。Xue等人^[15]将CAES系统与城市固废发电系统相结合,通过垃圾焚烧发电系统的烟气加热压缩空气,提高了CAES系统的性能。

以上研究表明,回收利用烟气余热与CAES耦合技术上是可行的,但是现有研究缺乏具体的电站仿真模型验证耦合方式、进行热力分析计算作数据支撑。故本文首先提出释能阶段利用烟气加热压缩空气的方案,并与利用蒸汽加热压缩空气的方案进行对比分析;然后建立2台火电机组耦合CAES的厂级耦合系统;最后基于EBSILON软件建立热力学模型并进行性能分析,提出衡量耦合机组热力、经济与综合性能的评价指标及厂级耦合系统经济性最优运行策略。研究结果可用于指导火电机组烟气侧与CAES耦合系统的具体实施。

1 系统建模及评价指标

1.1 系统描述

本文所采用的火电机组耦合CAES的系统如图1所示。耦合系统包括燃煤电厂(CFPP)部分和CAES部分,其中CFPP部分采用某电厂超临界350 MW机组,其热力系统由7级回热抽汽构成,回热系统采用“3高3低1除氧”模式;CAES部分的储能阶段设计为四级压缩和四级间冷,释能阶段包含四级加热和四级膨胀,系统的主要设备包括压气机、透平机、换热器、储气室等。

耦合系统工作原理为:储能阶段,引出火电侧的凝结水吸收压缩空气产生的压缩热后返回凝结水管路;释能阶段,引出部分烟气通过热媒换热器加热进入膨胀机前的高压空气。通过对原有耦合系统的改进,不仅无需抽取火电机组5号抽汽,减少对CFPP运行参数的影响,还可以充分利用CFPP的烟气余热。

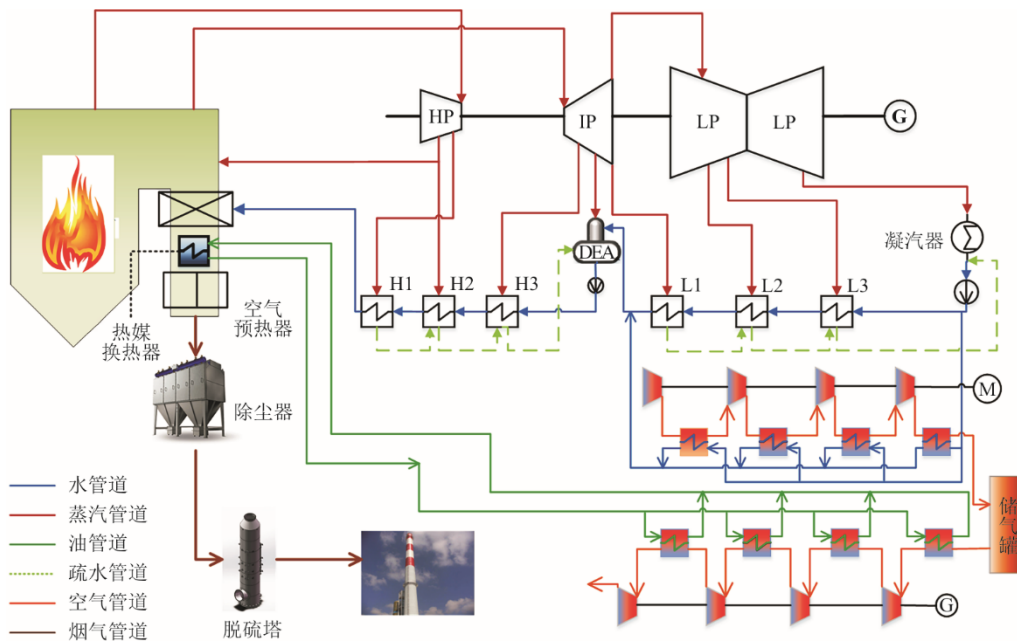


图 1 火电机组烟气侧耦合压缩空气储能系统

Fig.1 Schematic diagram of the compressed air energy storage system coupled with flue gas side of thermal power unit

为减小引出烟气体量过多对单台火电机组一、二次风温等参数的不利影响，且考虑到单台机组烟气余热不足以支撑大功率 CAES 系统的运行，故提出由 2 台燃煤机组与 1 台 CAES 系统耦合构成厂级耦合系统。图 2 为燃煤电厂耦合压缩空气储能系统工

作原理。该系统由 1 台超临界 350 MW 火电机组和 1 台亚临界 350 MW 火电机组构成的燃煤电厂耦合 CAES 系统。图中对亚临界机组进行了简化处理，仅展示其与热媒换热器的连接点和连线。

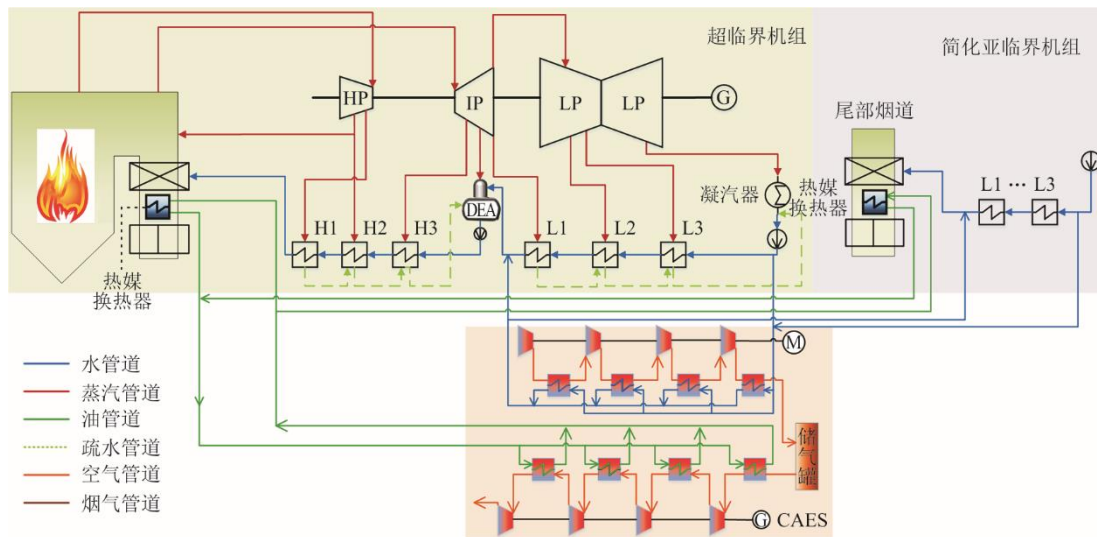


图 2 燃煤电厂耦合压缩空气储能工作原理

Fig.2 Schematic diagram of the coal-fired power plant coupled with compressed air energy storage

1.2 评价指标

1) 热耗率

热耗率 q_0 为耦合系统输出 1 kW·h 电量时消耗的蒸汽热量，用于评价系统的运行经济性。计算式为：

$$q_0 = \frac{D_{gs} \cdot H_{gs} + D_{zr} \cdot H_{zr}}{P_{grid}} \quad (1)$$

式中： D_{gs} 、 D_{zr} 为给水流量、再热蒸汽流量，t/h； H_{gs} 、 H_{zr} 分别为给水焓增、再热蒸汽焓增，kJ/kg。

2) 标准煤耗率

标准煤耗率 b_{bm} 是指火力发电机组每发出 1 kW·h 电能所耗用的标准煤量。

$$b_{bm} = \frac{B_{bm}}{Q_f} \quad (2)$$

式中: B_{bm} 为发电用标准煤量, g; Q_f 为机组发电量, kW·h。

3) 厂用电率

厂用电率 η_{cy} 是指发电厂发电辅机设备的自用电量占统计期内发电量的百分比。厂用电量是指发电厂在主机发电时辅机设备耗用的电量。厂用电率的计算式为:

$$\eta_{cy} = \frac{W_{cy}}{W} \quad (3)$$

式中: W_{cy} 为厂用电量, kW·h; W 为发电厂统计期内总发电量, kW·h。

由于系统包含多种输入输出的能量, 引入系统整体效率和往返效率评价指标可更好地评价整体系统的效率及运行效果。

4) 能量利用系数

能量利用系数可以评价系统的综合效益, 由系统产生的总电能与消耗的总能量的比值计算:

$$\eta_{th} = \frac{P_{grid} + P_{tur}}{Q_{gs} + Q_{zr} + P_{com}} \quad (4)$$

式中: P_{grid} 为发电机出力, kW; P_{tur} 为膨胀机做功, kW; P_{com} 为压缩机耗能, kW; Q_{gs} 、 Q_{zr} 分别为给水、再热蒸汽吸热量, kW。

5) 总电效率

$$\eta = \frac{W_{gross}}{Q_{total}} \quad (5)$$

式中: W_{gross} 为一周期内系统总体发电量, MW·h; Q_{total} 为一周期内系统消耗热量和, MW·h。

6) 往返效率^[6]

$$\eta_{RTE} = \frac{W_{re}}{\Delta Q_{CFPP} + W_{st}} \quad (6)$$

式中: W_{re} 为 CAES 释能过程中输出的总电量, MW·h; W_{st} 为储能过程中消耗的总电量, MW·h; ΔQ_{CFPP} 为 CAES 整个工作周期内, 火电机组提供的热能, MW·h。

7) CAES 运行效率

与燃煤机组耦合后的 CAES 系统, 其运行效率定义为系统总发电量与耗电量的比值。

$$\eta_{CAES} = \frac{P_{dis,net} \cdot t_{dis}}{P_{ch,net} \cdot t_{ch}} = \frac{(P_d - \Delta P_{dis}) \cdot t_{dis}}{(P_c - \Delta P_{ch}) \cdot t_{ch}} \quad (7)$$

式中: $P_{dis,net}$ 为释能阶段系统净发电功率, MW;

$P_{ch,net}$ 为储能阶段系统净耗电功率, MW; P_d 为释能阶段 CAES 对外发电功率, MW; P_c 为储能阶段 CAES 耗电功率, MW; ΔP_{dis} 为释能时因抽汽加热高压空气而使 CFPP 功率降低的值, MW; ΔP_{ch} 为储能时吸收空气压缩热使 CFPP 功率增加的值, MW。

8) 储能投资回报率

燃煤机组耦合 CAES 需新增储能系统设备, 故计算储能投资回报率。

$$T_{hb} = \frac{C_{iz,CAES}}{\Delta W} = \frac{C_{iz,CAES}}{W_{system} - W_{coal}} \quad (8)$$

式中: T_{hb} 为投资回收期, 年; $C_{iz,CAES}$ 为新增储能系统投资成本, 万元; W_{system} 为燃煤电厂耦合压缩空气储能系统年净收益, 万元/a; W_{coal} 为独立燃煤电厂年净收益, 万元/a。

2 模型及耦合方案设计

2.1 燃煤电厂参数

本文以呼和浩特某电厂的一台蒸汽参数为 24.2 MPa/566 °C/566 °C 的超临界 350 MW 机组为例, 基于 EBSILON Professional 14.03 平台搭建了火电燃煤机组的热力模型, 主要设计参数见表 1。

表 1 火电机组的设计技术参数
Tab.1 Design technical parameters of the thermal power unit

项目	数值	项目	数值
发电机功率/MW	350	排汽压力/kPa	12.4
主蒸汽质量流量/(t·h ⁻¹)	1 042.3	再热蒸汽质量流量/(t·h ⁻¹)	884.9
主蒸汽压力/MPa	24.2	再热蒸汽压力/MPa	3.563
主蒸汽温度/°C	566	再热蒸汽温度/°C	566
给水压力/MPa	27.3	给水温度/°C	274.2

给水系统包括 3 个高压加热器、3 个低压加热器和 1 个除氧器。机械效率和发电机效率为 99%。为了验证模型的准确性, 将模拟结果与汽轮机 THA 工况下热平衡图的数据进行了比较, 模型验证结果见表 2。由表 2 可见, 所有结果的误差均小于 0.9%。因此, 可以认为该模型满足热力学分析的准确性要求。

表 2 火电机组热力模型验证
Tab.2 Verification of the thermal model of thermal power unit

项目	设计值	模拟值	误差/%
发电机功率/MW	350.0	350.0	0
主蒸汽压力/MPa	24.2	24.2	0
再热蒸汽压力/MPa	3.563	3.563	0
主蒸汽质量流量/(t·h ⁻¹)	1 042.30	1 033.50	0.84
再热蒸汽质量流量/(t·h ⁻¹)	884.90	886.42	0.17

2.2 CAES 系统模拟

系统中采用中国科学院工程热物理研究所储能

研发中心自主设计的 10 MW 级 AA-CAES 系统^[6]，其设计参数见表 3。

表 3 先进绝热压缩空气储能系统设计参数

Tab.3 Design parameters of the advanced adiabatic compressed air energy storage system

项目	数值	项目	数值
环境压力/MPa	0.101	环境温度/℃	24.85
压缩机等熵效率/%	90	膨胀机等熵效率/%	88
压缩机压缩比	4.1/3.5/3.3/2.3	膨胀机膨胀比	2.92/2.89/2.85/2.82
空气流量/(t·h ⁻¹)	105.9	储气罐体积/m ³	5 225
储气罐设计压强/MPa	10	储气罐释能压强/MPa	7
膨胀机入口温度/℃	100.00	储、释能时长/h	8
总发电功率/MW	10	总功耗/MW	10

2.3 耦合方案设计

1) CAES 释能阶段的蒸汽侧耦合方案

在释能阶段，采用文献[6]中的耦合方案，通过蒸汽加热压缩空气。文献[6]和文献[12]均利用火电机组抽汽加热压缩空气实现燃煤电厂与 CAES 系统的深度耦合，且文献[12]采用 6 号抽汽时热耗率最低且能量利用系数最高。但根据实际工程条件，电厂实际回水系统中 6 号管道较细，不利于耦合系统的实现。因此方案改为从管道较粗易于蒸汽通过的 4 号抽汽入口处^[6]抽汽，当抽汽位置从 6 号抽汽改为 4 号抽汽，且回水位置由 6 号低加疏水改为除氧器后，热耗率增加了 0.22%、能量利用系数降低了 0.1 百分点，影响微弱可忽略不计。

2) 烟气侧耦合设计

为了避免引出的烟气与高压空气直接换热导致温度、压力不匹配，设计中采用热媒换热器进行间接换热^[17]。图 3 为热媒换热器的工作原理：导热油在循环泵的驱动下流入烟气换热器，吸收烟气余热，然后经空气换热器将热量传递给高压空气，导热油温度降低后继续下一次循环。选择工作压力较低且冬季不会结冰的导热油苯乙烯作为热媒，其循环工作温度为 140~200 ℃。

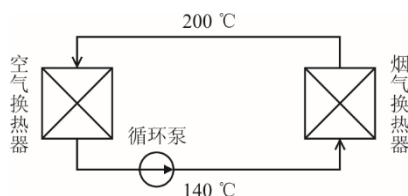


图 3 热媒换热器工作原理

Fig.3 Working principle of the heat exchanger

3 烟气侧耦合和蒸汽侧耦合性能对比

现就本耦合系统中压缩空气储能系统在释能

阶段的烟气侧耦合和蒸汽侧耦合方案进行对比研究，2 种方案中储能阶段耦合方式一致。

3.1 热力性能指标分析

为了评价这 2 种耦合方案在不同负荷下的热力性能，以火电机组 70%THA、80%THA、90%THA 和 100%THA 4 种工况为例进行分析。

负荷变化时 2 种耦合方案的标准煤耗率和能量利用系数的模拟计算结果见图 4。结果表明，额定负荷时，烟气侧耦合方案比蒸汽侧耦合方案的标准煤耗率降低了 2.15 g/(kW·h)，能量利用系数提升了 0.33 百分点。并且在各工况下，烟气侧耦合方案系统的标准煤耗率均低于蒸汽侧耦合方案，同时其能量利用系数更高，性能优越。说明烟气侧耦合系统充分利用烟气余热减少了热能损失，提高了能量利用率，且避免抽取汽轮机的蒸汽来加热压缩空气从而降低了煤耗。随着负荷的增加，标准煤耗率呈下降趋势，而能量利用系数不断提升，且 2 个耦合方案之间的差值也逐渐变小，这表明低负荷运行时，烟气侧耦合方案的优势更为显著。

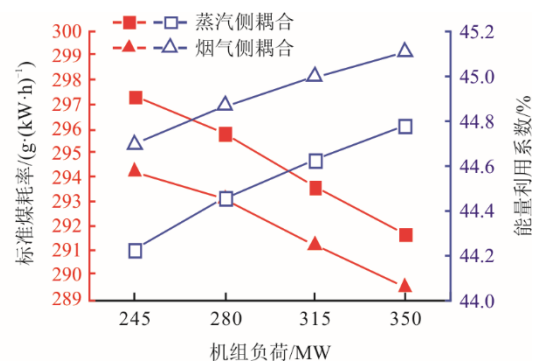


图 4 2 种耦合系统标准煤耗率和能量利用系数随机组负荷变化趋势

Fig.4 Change trends of standard coal consumption rate and energy utilization factor of the two coupled systems with unit load

在变工况运行时,系统的热耗率和厂用电率的模拟计算结果见图 5。当机组处于额定负荷时,烟气侧耦合方案的热耗率比蒸汽侧耦合高 37.06 kJ/(kW·h),而厂用电率比蒸汽侧耦合方案降低了 0.20 百分点。随着负荷增加,热耗率呈下降趋势,厂用电率则不断升高,并且两耦合方案在热耗率和厂用电率上的差值逐渐扩大。与蒸汽侧耦合方案相比,烟气侧耦合方案的热耗率下降速度和厂用电率上升速度都相对较慢。

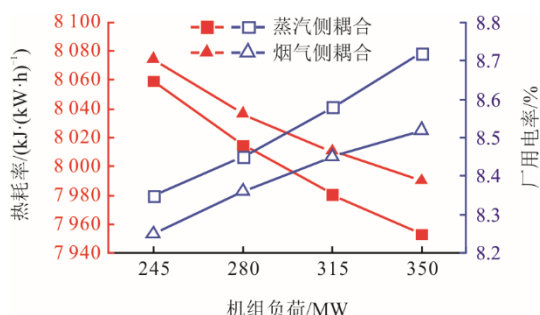


图 5 2 种耦合系统热耗率和厂用电率随机组负荷变化趋势
Fig.5 Change trends of heat consumption rate and auxiliary power rate of the two coupled systems with unit load

3.2 系统综合指标分析

整体评价指标可以更全面地描述系统性能,再增加 50%THA 和 60%THA 2 种工况进行对比研究。图 6 为变负荷下不同系统的总电效率对比。

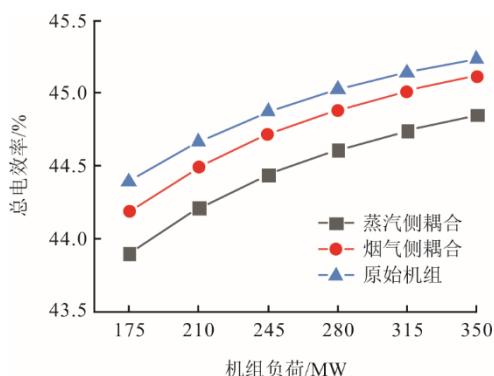


图 6 变负荷下不同系统的总电效率对比
Fig.6 The overall electrical efficiency of different systems under variable loads

由图 6 可知,利用火电侧蒸汽或烟气加热 CAES 释能阶段的高压空气时,整个系统的总电效率相较原始机组有所降低,其中烟气侧耦合系统的总电效率高于蒸汽侧耦合系统。主要是由于能量转换过程中有一定的损耗。储能系统运行时,在电热转换中会不可避免地产生一定的不可逆损耗,这直接导致了与 CAES 耦合后的系统总电效率无法达到原始机

组的水平。而当 CAES 系统释能阶段利用烟气而非蒸汽加热高压空气时,由于充分利用了烟气余热,不仅提高了热效率,还减少了额外的能量损耗,因此烟气侧耦合方案的总电效率高于蒸汽侧耦合方案。3 种系统的总电功率都随着机组负荷的增加而增加,说明随着机组负荷降低,发电机组的运行偏离其设计工况,从而导致各类损失增加,进而影响了总电效率。

往返效率可用于评估 CAES 耦合火电系统在整个储释能周期内的热力性能。图 7 为机组负荷从 50%THA 到 100%THA 时 2 种耦合方案的往返效率和运行效率的模拟计算结果。

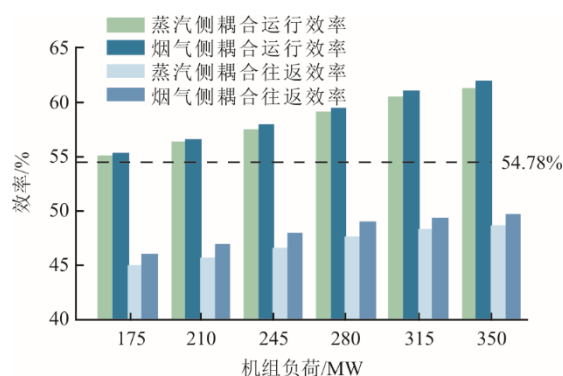


图 7 变工况下不同耦合方式的往返效率和运行效率
Fig.7 The round-trip efficiency and operation efficiency of different coupling methods under variable operating conditions

结果显示,CAES 的运行效率和往返效率均随机组负荷的增加而提高,且蒸汽侧耦合系统的这 2 项指标均低于烟气侧耦合系统。说明当机组处于低负荷时,锅炉产生的蒸汽流量较少,导致给 CAES 释能阶段提供的热量有限,影响了系统效率。而在锅炉侧,烟气的温度和流量相对稳定,有利于给 CAES 释能时持续稳定供热。因此,蒸汽侧耦合系统的往返效率低于烟气侧耦合系统。

此外,模拟结果显示当 CAES 独立运行时,其效率为 54.78%,而与火电机组深度耦合后,运行效率明显提高,其中烟气侧耦合方案的提升效果更为明显,且随负荷增加这种优化效果更突出。在机组额定负荷时,蒸汽侧耦合系统相比独立运行的 CAES,运行效率提升了 6.34 百分点,而烟气耦合系统提高了 7.07 百分点。结果表明烟气侧耦合方案在提升系统运行效率、往返效率方面具有显著优势。

4 厂级耦合系统最优运行策略

回收烟气余热耦合 CAES 可有效提高系统热经

济性和运行效率,但是当引出烟气量过多时,会影响到机组的一、二次风温进而影响机组燃烧的稳定性,容易在锅炉尾部产生腐蚀和积灰。实际生产中一个电厂通常有多台机组,可以将厂内 2 台(或以上)火电机组的烟气与 CAES 系统耦合而实现燃煤电厂与 CAES 系统深度耦合。以经济性最优为目标,制定厂级耦合系统的运行策略。

4.1 约束条件

耦合发电系统的运行需主要考虑功率平衡约束、各子系统的升降负荷速率及储能系统的容量约束。

1) 系统功率平衡约束

$$P_{s,t} = P_{CFPP,t} - P_{CAES,in,t} + P_{CAES,out,t} \quad (9)$$

式中: $P_{s,t}$ 为耦合系统的出力, MW; $P_{CFPP,t}$ 为火电机组出力, MW; $P_{CAES,in,t}$ 为 CAES 储能时消耗功率, MW; $P_{CAES,out,t}$ 为 CAES 释能时输出功率, MW。

2) 燃煤机组爬坡速率约束

$$\Delta P_{CFPP} = P_{CFPP,max} \beta_{CFPP} T \quad (10)$$

式中: ΔP_{CFPP} 为燃煤机组爬坡功率, MW; $P_{CFPP,max}$ 为燃煤机组额定功率, MW; β_{CFPP} 为燃煤机组爬坡速率, %/min; T 为时间。

3) 储能运行工况约束

$$x_{in,t} x_{out,t} = 0 \quad (11)$$

式中: $x_{in,t}$ 为储能状态系数, 压缩机运行时为 1, 反之为 0; $x_{out,t}$ 为释能状态系数, 膨胀机运行时为 1, 反之为 0。

4) 燃煤机组功率上下限约束

$$\alpha_{CFPP} P_{CFPP,max} \leq P_{CFPP} \leq P_{CFPP,max} \quad (12)$$

式中: α_{CFPP} 为燃煤机组功率下限系数。

5) 储能出力约束

$$-P_{CAES,max} x_{in,t} \leq P_{CAES} \leq P_{CAES,max} x_{out,t} \quad (13)$$

式中: $P_{CAES,max}$ 为储能功率上限, MW; P_{CAES} 为 CAES 系统的运行功率, MW。

6) 储气容量约束

$$0 \leq \int P_{CAES} dt \leq W_{CAES} \quad (14)$$

式中: W_{CAES} 为储能系统容量, MW·h。

4.2 优化目标

建立目标函数时需考虑发电成本、CAES 系统运行成本、辅助调峰收益以及售电收益。

1) 发电成本

发电成本 C_{power} 主要包括机组的煤耗成本和开

停机成本, 机组包括超临界机组、亚临界机组和 CAES 系统。

$$C_{power} = C_1 (P_{CFPP,1}, P_{CAES}) + C_2 (P_{CFPP,2}, P_{CAES}) + C_{1,U} + C_{2,U} + C_{1,D} + C_{2,D} \quad (15)$$

式中: C_1 为超临界机组烟气侧耦合 CAES 的煤耗成本, 元; C_2 为亚临界机组烟气侧耦合 CAES 的煤耗成本, 元; $P_{CFPP,1}$ 为超临界机组出力, MW; $P_{CFPP,2}$ 为亚临界机组出力, MW; $C_{1,U}$ 为超临界机组的启动成本, 元; $C_{2,U}$ 为亚临界机组的启动成本, 元; $C_{1,D}$ 为超临界机组的关停成本, 元; $C_{2,D}$ 为亚临界机组的关停成本, 元。

2) 压缩空气储能系统的运行成本

压缩空气储能系统的运行成本 $C_{operation}$ 包括运维成本以及储能成本。

$$C_{operation} = C_{yw} + C_{chr} \quad (16)$$

运维成本 C_{yw} 需考虑人力成本、设备运行维护费用, 具体计算见式(17), 储能成本 C_{chr} 指 CAES 在电价低谷期的购电费用。

$$C_{yw} = m_{yw} C_{tz} + n_{yw} C_{gz} \quad (17)$$

$$C_{chr} = P_{chr} T_{chr} c_{low} \quad (18)$$

式中: m_{yw} 为运维费用比例系数, 取 0.02; C_{tz} 为投资成本; n_{yw} 为运维人员的数量, 取 20; C_{gz} 为每个运维人员所获得的工资报酬, 取 5 000 元/m; P_{chr} 为储能功率; T_{chr} 为储能时间; c_{low} 为低谷期电价。

3) 辅助调峰收益

辅助调峰收益包括火电调峰收益 $C_{fz,thermal}$ 和 CAES 系统调峰收益 $C_{fz,CAES}$ 2 部分。

$$C_{peak} = C_{fz,thermal} + C_{fz,CAES} \quad (19)$$

根据华北地区电力市场运营管理规定, 当火电机组出力低于其额定容量的 50% 时, 便具备参与华北地区的调峰容量市场及提交报价的资格。

最终火电机组能够获得的辅助调峰收益 $C_{fz,thermal}$ 为:

$$C_{fz,thermal} = \sum \alpha_i (\lambda P_g - P_{i,t}) \Delta t \quad (20)$$

式中: α_i 为辅助调峰补偿单价, 元/(MW·d); λ 为系统调峰负荷率, 取值为 50%; P_g 为火电机组额定容量, MW; $P_{i,t}$ 为火电机组的实际出力, MW; Δt 为单位时间, 取 24 h。

4) 售电收益

售电收益 C_{sale} 包含火电机组和 CAES 2 部分, 其中, CAES 的收益主要体现为释能收益 C_{fd} , 该收

益与释能阶段的功率、释能时长和峰时电价相关，火电机组的售电收益则依据当地的分时电价政策进行核算。

$$C_{\text{sale}} = C_{\text{fd,thermal}} + C_{\text{fd}} \quad (21)$$

$$C_{\text{fd,thermal}} = \sum Q_{f,i} z_i \quad (22)$$

式中： $C_{\text{fd,thermal}}$ 为火电机组售电收益，元； $Q_{f,i}$ 为机组在 i 时段的发电量； z_i 为 i 时段的电价； i 为电价的各个不同时段。

综上，耦合发电系统的经济性收益优化的目标函数为：

$$\max(C) = -C_{\text{power}} - C_{\text{operation}} + C_{\text{peak}} + C_{\text{sale}} \quad (23)$$

4.3 运行分析

根据某燃煤电站半年的实际负荷数据，使用 K-means 算法进行了聚类分析。选择了 4 个典型日进行分析，图 8 展示了各典型日的系统负荷曲线。

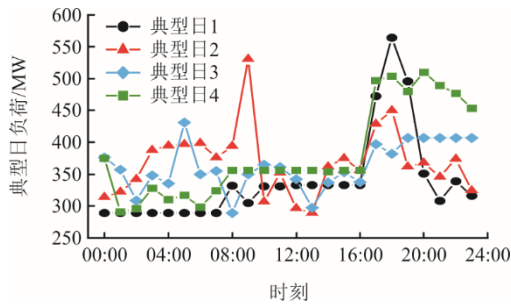
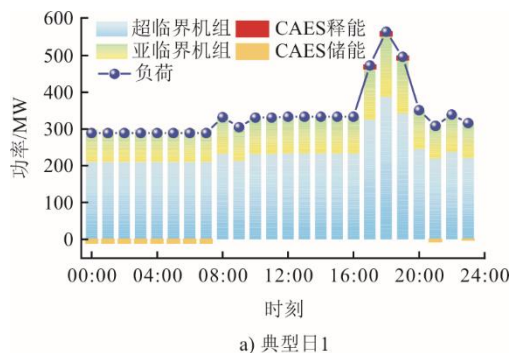
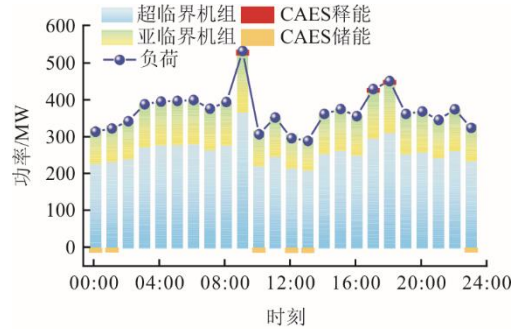


图 8 4 个典型日的日负荷变化
Fig.8 Daily load variations on four typical days

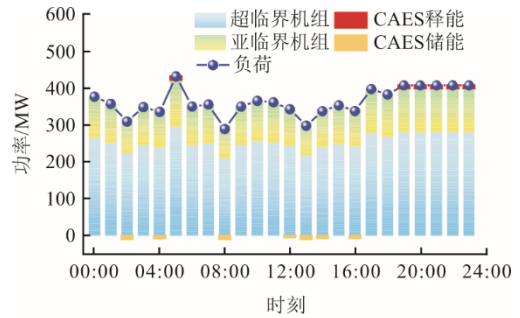
模拟 CAES 耦合燃煤电厂各典型日的逐时运行情况，图 9 为系统优化调度后的负荷分配情况。结果显示，系统运行时超临界机组承担了大部分的出力需求。电力低谷期亚临界火电机组的调峰深度在 30% 以上。此外为了提升厂级耦合系统的整体经济效益，运行策略会根据不同火电机组煤耗特性灵活调整出力分配，实现系统综合收益的最大化。



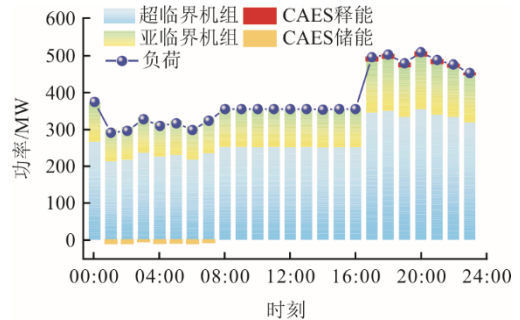
a) 典型日 1



b) 典型日 2



c) 典型日 3



d) 典型日 4

图 9 4 个典型日下厂级耦合系统负荷分配
Fig.9 The load distribution of plant-level coupling systems on four typical days

以典型日 1 为例，对系统运行情况进行分析讨论，凌晨 00:00—07:00 和深夜 21:00、23:00 时段为电力低谷期，系统运行时 CAES 储能以吸纳火电的多余电量；在傍晚 17:00—19:00 的用电高峰期，CAES 释能有效应对负荷高峰，也缓解了火电机组的调峰压力。综合各典型日的优化运行情况来看，燃煤电厂耦合 CAES 后，CAES 在负荷低谷期储能，负荷高峰期释能，有效减小了火电机组出力的大幅波动。此外，CAES 分担部分火电出力既降低了系统煤耗成本，又发挥了储能系统的削峰填谷功能。

图 10 给出了 CAES 耦合燃煤电厂在 4 个典型日运行时的 CAES 功率变化曲线。以典型日 1 为例对 CAES 运行情况进行分析讨论，在 23:00—07:00 及 21:00 的电力低谷期，CAES 以 0.8~10.0 MW 功

率储能，初期小功率启动避免火电机组频繁调节，随后满功率运行以吸收低价电能或冗余火电，降低储能成本；临近 07:00 功率降至 4.8 MW，为火电出力预留调节裕度。高峰时段（17:00—19:00），CAES 以 8.5~10.0 MW 释能，平抑负荷尖峰，缓解火电机组调峰压力。日间电力需求平稳时段（08:00—16:00 等），CAES 暂停运行以延长设备使用寿命。整体策略通过“低储高发”实现峰谷套利，优化火电运行平稳性，同时兼顾系统灵活性与设备使用寿命。

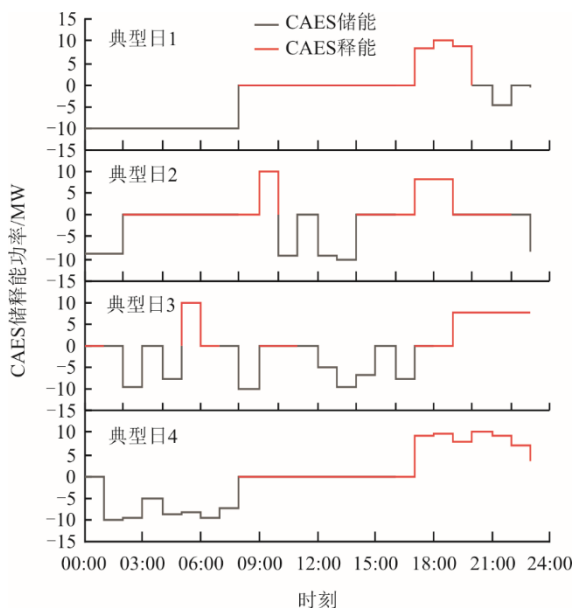


图 10 4 个典型日 CAES 功率变化曲线
Fig.10 Variation curves of CAES system power on four typical days

将优化运行的结果代入耦合发电系统的 EBSILON 模型中，模拟计算各典型日下系统的经济性，具体见表 4。其中将以年为单位计算的发电成本、运行成本折算为单日的成本来对比分析。

表 4 结果显示，厂级耦合系统在 4 个典型日内的净收益较独立煤电运行分别提升 20.45 万元、27.66 万元、13.60 万元和 23.89 万元，有效验证了耦合 CAES 对燃煤电厂运行经济性的改善提升。此外，较原始机组优化后在 4 个典型日运行时净收益分别上涨了 14.37 万元、15.76 万元、18.81 万元和 20.87 万元。经济效益提升主要来源于 CAES 峰谷套利及优化运行中平抑了火电出力波动，降低煤耗成本。

厂级耦合系统通过储能灵活性调度挖掘火电潜力，缓解火电调峰压力，兼具经济性与供电可靠性，为高比例煤电系统转型提供技术路径。

4.4 投资回报分析

燃煤电厂耦合 CAES 系统后提高了系统运行的灵活性、稳定性，但也需要考虑新增储能系统的投资回收期，表 5 为 CAES 系统设备投资成本。

经过计算表明，与火电耦合后新增的 CAES 系统投资成本为 8 164.83 万元，相对于新增同规模独立的 CAES 电站节约成本 654.57 万元。经测算 4 个典型日独立燃煤电厂运行的净收益分别为 42.18 万元、40.26 万元、37.42 万元、39.26 万元，结合式(8)与表 5 计算得储能投资回报周期约为 1.13 年。

表 4 独立燃煤电厂与厂级耦合系统在典型日优化前后经济参数对比

单位：万元

Tab.4 Comparison of economic parameters of the independent coal-fired power plant and plant-level coupling system before and after optimization on typical day

项目	典型日 1			典型日 2		
	独立煤电	原始机组	优化后	独立煤电	原始机组	优化后
发电成本	322.78	381.52	379.78	349.11	402.01	393.64
CAES 运行成本	0	4.87	4.21	0	4.72	4.32
售电收益	364.96	419.45	430.85	389.37	441.24	447.43
辅助调峰收益	0	15.21	15.78	0	17.65	18.45
净收益	42.18	48.27	62.64	40.26	52.16	67.92
项目	典型日 3			典型日 4		
	独立煤电	原始机组	优化后	独立煤电	原始机组	优化后
发电成本	339.91	348.45	342.14	363.78	367.45	363.76
CAES 运行成本	0	4.93	4.06	0	4.81	4.22
售电收益	377.33	376.52	387.37	403.03	401.95	417.19
辅助调峰收益	0	9.07	9.85	0	12.59	13.94
净收益	37.42	32.21	51.02	39.25	42.28	63.15

表5 压缩空气储能系统设备投资成本 单位: 万元
Tab.5 Equipment investment cost of the CAES system

投资项	独立 CAES	耦合煤电后
压缩机	1 989.82	1 989.82
膨胀机	1 549.33	1 549.33
储气罐	2 145.97	2 145.97
储热罐	145.64	0
储冷罐	137.85	0
间冷器	385.72	385.72
换热器	337.54	337.54
购地及工程建设	2 127.53	1 756.45

5 结 论

本文提出火电机组烟气侧耦合 CAES 系统及 2 台火电机组厂内共用 1 台 CAES 系统的厂级耦合系统。耦合系统可充分利用烟气余热, 通过热媒换热器将 CFPP 烟气侧与 CAES 连接。实现厂级耦合后可引出更多烟气加热 CAES 侧高压空气, 系统经济性更优。基于 EBSILON 软件建立火储耦合系统、厂级耦合系统相关热力学模型, 并与原系统对比, 分析其热力性能, 主要结论如下。

1) 建立的 EBSILON 耦合系统模型误差均在 5% 以内, 准确性较高。烟气侧耦合使用热媒换热器平衡温差, 得到了烟气侧与 CAES 耦合的新型集成系统。

2) 对比释能阶段的 2 种耦合方案, 在满负荷运行时, 烟气侧耦合方案相较于蒸汽侧耦合方案, 发电煤耗率降低 2.15 g/(kW·h), 能量利用系数提高 0.33 百分点, 热耗率增加 37.06 kJ/(kW·h), 厂用电率下降 0.20 百分点, 总电效率更高。通过计算往返效率和 CAES 运行效率验证了烟气侧耦合方案能有效提升 CAES 效率。

3) 以最大化系统生产运行净收益为目标, 提出厂级耦合系统的经济性最优运行策略。优化后的厂级耦合系统在 4 个典型日内的净收益分别增加 14.37 万元、15.76 万元、18.81 万元和 20.87 万元。最后结合储能系统投资成本分析得新增储能的投资回报期约为 1.13 年。

【参 考 文 献】

[1] 马汀山, 王妍, 吕凯, 等. “双碳”目标下火电机组耦合储能的灵活性改造技术研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(增刊 1): 136-148.
MA Tingshan, WANG Yan, LYU Kai, et al. Research progress on flexibility transformation technology of

coupled energy storage for thermal power units under the “dual-carbon” goal[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(Suppl.1): 136-148.

- [2] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2023 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1359-1397.
CHEN Haisheng, LI Hong, XU Yujie, et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2023[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(5): 1359-1397.
- [3] 严晓生, 王小东, 韩旭, 等. 液态压缩二氧化碳储能与火电机组耦合方案研究[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 90-100.
YAN Xiaosheng, WANG Xiaodong, HAN Xu, et al. Study on coupling scheme of liquid compressed carbon dioxide energy storage system and thermal power unit[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 90-100.
- [4] 郑林烽, 缪源诚, 滕晓毕, 等. 考虑配储的火电机组灵活性改造模型与方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(4): 307-319.
ZHENG Linfeng, LIAO Yuancheng, TENG Xiaobi, et al. Flexible transformation model and method of thermal power unit considering storage allocation[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(4): 307-319.
- [5] 代本谦, 兀鹏越, 王海波, 等. 飞轮储能辅助火电一次调频技术与应用[J]. 热力发电, 2024, 53(3): 81-88.
DAI Benqian, WU Pengyue, WANG Haibo, et al. Technology and application of flywheel energy storage assisting primary frequency modulation of thermal power plant[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(3): 81-88.
- [6] 李斌, 王雨萌, 张庆来, 等. “光火储”一体化发电系统研究[J]. 热力发电, 2022, 51(2): 56-64.
LI Bin, WANG Yumeng, ZHANG Qinglai, et al. Research on integrated power generation system of “solar, coal-fired power and energy storage”[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(2): 56-64.
- [7] 余水龙. 关于对压缩空气储能与电站锅炉耦合运行系统的研究[J]. 东方电气评论, 2022, 36(3): 33-36.
YU Shuilong. A study of air pressing energy storage and boiler couple system[J]. Dongfang Electric Review, 2022, 36(3): 33-36.
- [8] 李佳佳, 李兴朔, 周国文, 等. 基于火-储联合循环的冷热电三联供系统多运行模式热力性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(9): 3598-3610.
LI Jiajia, LI Xingshuo, ZHOU Guowen, et al. Thermo-dynamics analysis under different operation modes of trigenerative system based on CFPP-CAES combined cycle[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(9): 3598-3610.
- [9] 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. Analysis of energy coupling characteristics between cogeneration unit and compressed air energy storage integrated system in thermal power plants[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(2): 598-610.
- [10] LI J, LI X, YAN P, et al. Thermodynamics, flexibility and techno-economics assessment of a novel integration of coal-fired combined heating and power generation unit and compressed air energy storage[J]. Applied Energy, 2023, 339: 120924.
- [11] 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.
- [12] 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. Study 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.
- [13] 郭璞维, 彭跃, 邓靖敏, 等. 烟气余热回收与储能技术耦合应用的可行性研究[J]. 华电技术, 2021, 43(9): 62-68.
GUO Puwei, PENG Yue, DENG Jingmin, et al. Feasibility study on coupling application of flue gas waste heat recovery and energy storage technology[J]. Huadian Technology, 2021, 43(9): 62-68.
- [14] 赫广迅, 余海鹏, 孙嘉. 燃煤发电机组与压缩空气储能耦合热力系统分析及调峰特性研究[J]. 电站系统工程, 2023, 39(2): 53-54.
HE Guangxun, YU Haipeng, SUN Jia. Analysis of coupling thermal system and study of peak shaving characteristics of coal-fired generating units and compressed air energy storage[J]. Power System Engineering, 2023, 39(2): 53-54.
- [15] XUE X, LI Y, LIU S, et al. Performance analysis of a new compressed air energy storage system coupled with the municipal solid waste power generation systems[J]. Energy, 2024, 304: 132025.
- [16] KOWALCZYK T. Comparative analysis of hybrid energy storage based on a gas-gas system and a conventional compressed air energy storage based on a recuperated gas turbine round trip efficiency, exergy losses, and heat exchanges start-up losses[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 258: 115467.
- [17] 朱江辉. 热媒式空气预热器在燃气锅炉装置中的应用[J]. 化工技术与开发, 2020, 49(增刊 1): 90-92.
ZHU Jianghui. Application of heat medium air preheater in gas boiler[J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2020, 49(Suppl.1): 90-92.

(责任编辑 邓玲惠)