

DOI: 10.19666/j.rlfed.202307141

670 MW 燃煤机组耦合熔盐储能系统 方案设计及性能分析

张 祝¹, 陈国庆², 周小明¹, 姜燕妮¹

(1.河海大学机电工程学院, 江苏 南京 210024;

2.国家能源集团科学技术研究院有限公司低碳智能燃煤发电及超净排放全国重点实验室, 江苏 南京 210046)

[摘 要] 为应对新能源发电机组的反调峰特性对电网平稳运行带来的挑战, 煤电机组急需提高灵活性运行和深度调峰能力。针对某 670 MW 一次再热机组, 设计了利用蒸汽引射器调配再热器蒸汽入口流量等 9 种储-释能方案, 基于 Ebsilon 软件建立热力仿真模型并对耦合系统的各项性能进行了分析。研究结果显示: 所有方案均能有效拓宽机组的调峰区间; 储热时相同调峰深度下抽汽储热方式的热经济性优于电加热储热, 集成蒸汽引射器调配抽汽补偿再热入口流量的储热方案可以有效地解决大量抽取主蒸汽带来的再热器超温问题; 释热时高温熔盐加热高压给水可以获得更好的热经济效益; 储-释热组合方案 C1-S2 表现出最好的经济性能, 其向上调峰深度达到 76.89 MW, 循环热效率和焓效率分别达到 42.48%、41.31%。

[关 键 词] 熔盐储能; 火电机组改造; 深度调峰; 灵活性运行

[引用本文格式] 张祝, 陈国庆, 周小明, 等. 670 MW 燃煤机组耦合熔盐储能系统方案设计及性能分析[J]. 热力发电, 2024, 53(3): 89-98. ZHANG Zhu, CHEN Guoqing, ZHOU Xiaoming, et al. Scheme design and performance analysis for a 670 MW coal-fired unit coupled with molten salt energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(3): 89-98.

Scheme design and performance analysis for a 670 MW coal-fired unit coupled with molten salt energy storage system

ZHANG Zhu¹, CHEN Guoqing², ZHOU Xiaoming¹, JIANG Yann¹

(1.College of Mechanical and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210024, China;

2.State Key Laboratory of Clean and Efficient Coal fired Power Generation and Pollution Control of National Energy Group Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Nanjing 210046, China)

Abstract: To address the challenges posed by the reverse peak shaving characteristics of new energy generation units to the smooth operation of the power grid, coal-fired units urgently need to improve their flexible operation and deep peak shaving capabilities. This article proposes three schemes of molten salt heat storage and heat release for a 670 MW reheating unit, including using a steam ejector to allocate the steam inlet flow rate of the reheater. By using Ebsilon to establish the thermal model, this article analyzes the performance of the coupled system. The results show that all schemes can effectively expand the peak shaving range of the unit. Under energy-storage conditions, the thermal economy of steam-extraction is better than using electrical heating at the same peak shaving depth. The heat-storage scheme of integrating steam ejector to allocate extraction steam to compensate for reheat inlet flow can effectively solve the problem of reheater over temperature caused by a large

收稿日期: 2023-07-27

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(51976080); 清洁高效燃煤发电与污染控制国家重点实验室技术创新项目(D2022fk096); 江苏省特种设备安全监督检验研究院科技计划项目(KJ(Y)202409)

Supported by: General Program of the National Natural Science Foundation of China (51976080); Technical Innovation Project of Clean and Efficient Coal Fired Power Generation and Pollution Control State Key Laboratory (D2022fk096); Science and Technology Plan Project of Jiangsu Special Equipment Safety Supervision and Inspection Research Institute (KJ(Y)202409)

第一作者简介: 张祝(1997), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为火电调峰及大规模储能技术应用, 1076448541@qq.com。

通信作者简介: 周小明(1981), 男, 副教授, 主要研究方向为火电机组深度调峰及储能技术, xmzhou@hhu.edu.cn。

amount of extracted main steam. Under heat-release conditions, using molten salt to heat high pressure feed water can acquire better thermal and economic benefits. In the combination scheme of heat storage and release, C1-S2 exhibits the best economic performance, with an upward peak shaving depth of 76.89 MW, and a cyclic thermal efficiency and thermal efficiency of 42.48% and 41.31%, respectively.

Key words: molten salt energy storage; thermal power unit renovation; deep peak shaving; flexible operation

近年来,随着“双碳”政策和能源安全战略的推进,风、光等新能源得到了长足发展。2022年,我国新增风、光发电装机容量1.25亿kW,占全国新增装机总容量的62.7%^[1-2]。在未来相当长的一段时间内,围绕构建清洁、高效、安全、低碳的能源体系,风、光等新能源发电机组将大规模接入电力系统,逐步取代传统火电成为支柱性发电力量^[3]。但新能源发电本身具有随机性,受天气、气候条件等自然因素影响,大规模并网会造成电网波动变大、稳定性降低^[4]。同时,由于“源-荷”在时空上的不匹配,导致出现大量的“弃风”“弃光”现象,造成资源的极大浪费^[5]。因此,为了提高新能源发电系统的消纳能力,稳定电网波动,必须提高燃煤机组的负荷响应速度和调峰深度等灵活性运行能力^[6],同时要兼顾频繁调峰带来的机组煤耗上升和磨损等问题^[7]。

燃煤机组耦合储能系统可实现“炉机解耦”,是提高燃煤机组灵活性运行能力的重要途径^[8]。目前,常用于火电机组的储能调峰方案见表1^[9]。不难看出,熔盐储能是不受地理因素限制,能够实现长时间、大规模、低成本的唯一储能方式。因此,国内外学者对耦合熔盐储能系统做了大量研究。罗海华等^[10]设计了一套亚临界300MW火电机组的熔盐储能耦合系统,并讨论了该系统的部件选型和运行策略。王辉等^[11]采用二元熔盐、双罐储热的方式建立了百兆瓦级熔盐储能系统,对主蒸汽压力、过冷高压水温度等不同工况下的系统效率进行了分析,最终优化得到主蒸汽压力21.5MPa,过冷高压水温度320℃时为最佳工况。庞立平等^[12]对一台660MW机组耦合熔盐储能系统进行了研究,设计出储能系统的控制逻辑,结果表明,对于二次再热机组,熔盐储能系统对机组的爬坡率有一定改善,可以实现其灵活性运行。

在目前的研究中,受熔盐适用温度区间、再热器管道超温、低压缸最小进气流量等限制,大多数熔盐储能系统均采用少量抽取主蒸汽或较大量抽取再热蒸汽作为储热热源,换热后减温减压为凝结水返回汽轮机系统的方式进行设计。此类方案调峰

深度有限,并且会造成大量的凝结热损失,导致整个系统的经济性下降。

表1 常用与火电机组的储能调峰方案

Tab.1 Common energy storage and peak shaving schemes for thermal power units

方案	储能形式	单位成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	寿命/a
熔盐储能	热能	350~400	30
锂电池储能	电能	1 700	5~6
全钒液流电池储能	电能	2 000	5~15
抽水储能	机械能	1 200~1 700	不限
压缩空气储能	机械能	1 200~1 700	10

本文针对国内某670MW机组,设计了采用储热换热后的高压主蒸汽引射换热后的再热蒸汽,得到参数吻合的新蒸汽来补偿再热器入口蒸汽流量的方案。该方案解决了机组低负荷运行时,大量抽取主蒸汽储热导致再热器管道超温的问题,并有效降低了深度调峰工况下抽汽储热出现的凝结热损失;同时,文章设置了按主蒸汽最大抽汽量抽汽储热、电加热储热等方案进行对比,分析了各方案的调峰深度、储热容量、烟损失、烟效率及循环热效率,为未来燃煤机组灵活性改造工程建设提供设计思路和理论依据。

1 机组热力模型构建

1.1 机组参数

本文的研究对象为哈尔滨汽轮机厂生产的CLN670-24.2/566/566凝汽式汽轮机,型式为超临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽。机组8个回热级采用三高、四低、一除氧的布置方式。机组的主要额定参数见表2。

1.2 热力模型精确性验证

本文使用Ebsilon软件,参考文献[13]对整个机组系统进行建模。在建模过程中做如下简化:1)忽略管道的散热及漏风损失;2)忽略了非热力部件管道的流动损失以及变工况时汽轮机机组的漏气损失。为验证模型的精确性,选取了100%THA、75%THA、50%THA、40%THA 4个典型工况进行模拟计算,并将各个工况下的输出功率计算结果与实

际运行参数进行对比,误差见表3。总体模拟值的相对误差在2%内,考虑到机组各部件的变工况曲线不能精准吻合,会出现一定误差,故该模型可被认为是准确可靠的。

表2 机组额定工况参数

Tab.2 Parameters of the unit under rated working condition

项目	数值
额定功率/MW	670
主蒸汽温度/℃	566
主蒸汽压力/MPa	24.2
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 896.35
再热蒸汽温度/℃	566
再热蒸汽压力/MPa	4.0
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 611.9
额定背压/kPa	4.9

表3 670 MW 机组发电量变工况模拟参数对比
Tab.3 Comparison of simulation parameters of 670 MW unit under variable condition

工况	模拟值/MW	设计值/MW	误差/%
100%THA	669.6	670.0	-0.06
75%THA	504.2	502.5	0.33
50%THA	336.7	335.0	0.51
40%THA	271.1	268.1	1.10

2 熔盐储能系统耦合方案

2.1 系统设计概述

目前,应用于火电机组中的主流熔盐储能方式有2种^[14]:一是抽汽储能,抽取汽轮机系统的高温蒸汽与低温熔盐换热,将热量转移至高温熔盐中;二是电转热储能,利用发电机出口的电能,通过电加热器加热低温熔盐,将电能转换为热能储存在高温熔盐中。2种储能方式均可以有效地降低机组的输出负荷。但相比于电加热储能的方式,抽汽储能的热力学方案设计较为复杂,需要设计合适的抽汽点、抽汽参数以及降温后的热力学参数,不仅要实现机组的调峰性能,还必须选择合适的流入点保证汽轮机系统完整的朗肯循环。

本文同时拟定了抽汽储热、电加热储热2种技术方案。储热工况下,以锅炉40%稳燃负荷(271.1 MW)为调峰基准,实现机组最低负荷率可以达到25%(169.4 MW)。释热工况下,以机组100%负荷为基准,释放高温熔盐中的热量加热汽轮机系统的给水或凝结水,增加机组的做功能力,获得额外输出功率。结合熔盐的特性,分别设计了3种具有代表性

的储热和释热方案。所有方案均选用广泛应用于光热电站中的三元熔盐作为储能介质,该三元熔盐具有使用温度范围广、热稳定性高、价格较低等优点,其物性参数见表4。

该三元熔盐在427℃以上会出现微量分解,同时过低温度会出现熔盐凝固堵塞通道的问题,故将高温熔盐罐工作温度设计为425℃,低温熔盐罐工作温度190℃。储能时,由于两级换热过程中热量不一致,会出现低温换热区间的熔盐需求量略大于高温区间,故设置一个缓冲罐,用于储存多余的中温熔盐,其工作温度为305℃。在系统设计中,忽略管路损失、压降以及保温热损失。

表4 Hetic 盐物性参数

Tab.4 Physical property parameters of Hetic salt

项目	数值
组成成分	KNO ₃ -NaNO ₂ -NaNO ₃ (53%-40%-7%)
熔点、沸点/℃	142.2、680.0
工作温度/℃	180~430
定压比热容/(J·(kg·K) ⁻¹)	1 507-0.1T (T为工作温度)
导热系数/(W·(m ² ·K) ⁻¹)	0.5
密度/(kg·m ⁻³)	1 938 (150℃)、1 650 (600℃), 温度区间内线性下降。

2.2 储热方案及热力计算

在储热工况下,各换热器中熔盐与蒸汽(水)的质量流量关系表示为:

$$\int_{T_i}^{T_j} c_{p,T} G_{ms} dT = G_i (h_j - h_i) \eta_{ex} \quad (1)$$

式中: T_i 、 T_j 为各换热器或蒸汽发生器中冷、热端熔盐的温度, K; $c_{p,T}$ 为熔盐定压比热容, kJ/(kg·K); G_{ms} 为通过各换热器或蒸汽发生器中熔盐的质量流量, kg/h; G_i 为通过各换热器或蒸汽发生器中蒸汽(水)的质量流量, kg/h; h_i 、 h_j 分别为各换热器或蒸汽发生器中冷端蒸汽(水)和热端蒸汽(水)的焓值, kJ/kg; η_{ex} 为各换热器或蒸汽发生器的效率, 取95%。

熔盐在储热过程中的热负荷可表示为:

$$Q_c = \frac{\sum \int_{T_i}^{T_j} c_{p,T} G_{ms} dT}{3\ 600} \quad (2)$$

式中: Q_c 为熔盐的储热热负荷, kW。

储能工况下方案C1、方案C2、方案C3的具体流程分别如图1、图2所示。

1) 方案C1 在40%THA工况下,首先,抽取主蒸汽S1(10.32 MPa、566℃、328 t/h)和再热出口蒸汽R1(1.69 MPa、566℃、321 t/h),分

别经过换热器 EH1、EH2 与熔盐换热，将流量为 1 157、750 t/h 的熔盐温度由 305 °C 升温至 425 °C，同时 2 股蒸汽均降温至 315 °C；其次，通过蒸汽引射器，利用降温后的高压蒸汽 S11 (10.19 MPa、315 °C、80 t/h) 引射低压蒸汽 R11 (1.57 MPa、315 °C、145 t/h)，混合后得到参数为 1.616 MPa、301 °C 的适配蒸汽，由再热器入口蒸汽管道进入再热器系统，补偿其蒸汽流量以保证再热器管道在储热工况下不会出现超温现象；最后，剩余的低压蒸汽 R12 经过降压后返回低压缸做功，其余的高压蒸汽 S12 经过换热器 EH3 将流量为 1 907 t/h 的低温熔盐由 190 °C 加热至 305 °C 后，变为高压冷凝水 (10.04 MPa、200 °C) 由 2 号高加进入汽轮机高加给水系统。

2) 方案 C2 40%THA 工况下，在再热器喷水减温的安全调节裕度范围内，抽取 9.6% 的主蒸汽

(10.32 MPa、566 °C、69 t/h) 作为放热工质。在换热器 EH1 中将流量为 301 t/h 的熔盐由 305 °C 加热至 425 °C，在换热器 EH3 中将流量为 738 t/h 的熔盐由 190 °C 加热至 305 °C，换热后的高压冷凝水 (10.04 MPa、200 °C)，由 2 号高加给水管道返回汽轮机高压给水系统。然后抽取再热器出口蒸汽 (1.69 MPa、566 °C、280 t/h)，在换热器 EH2 中将流量为 840 t/h 的熔盐由 305 °C 加热至 425 °C，在换热器 EH4 中将流量为 440 t/h 的熔盐由 190 °C 加热至 305 °C，换热后的蒸汽经减温减压后得到参数为 1.42 MPa、195 °C 的冷凝水，由 2 号高压加热器的疏水管道返回汽轮机系统。

3) 方案 C3 在 40%THA 工况下，将发电机输出的多余电量 101.7 MW 作为电加热器电源，通过电加热的方式将流量为 1 014 t/h 的熔盐由 190 °C 加热到 425 °C。

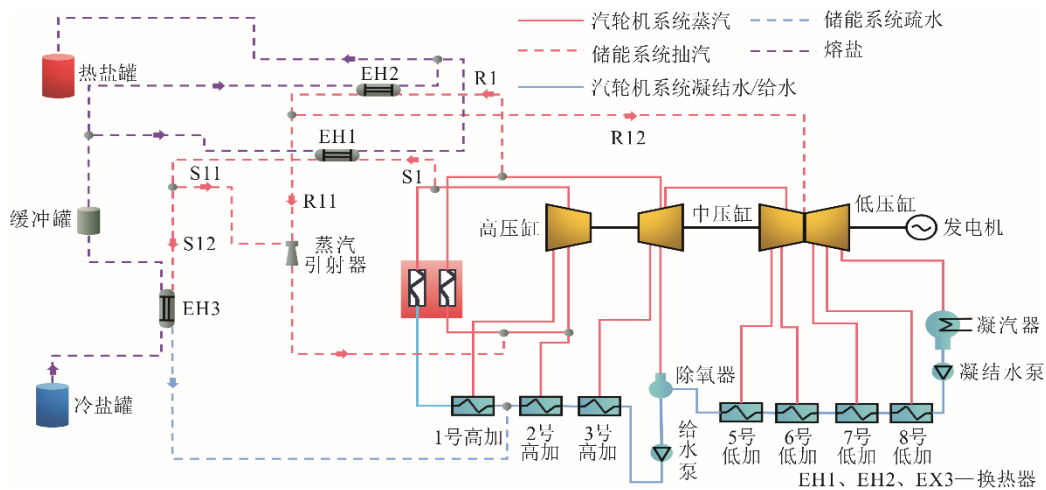


图 1 储能工况下 C1 方案系统流程

Fig.1 System flowchart of scheme C1 under energy storage condition

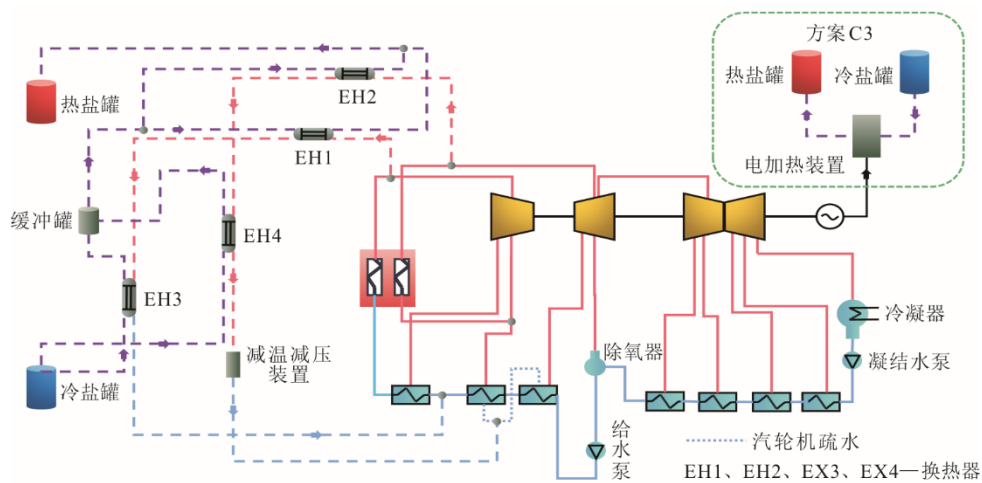


图 2 储能工况下 C2 和 C3 方案系统流程

Fig.2 System flowchart of scheme C2 and C3 under energy storage condition

在释热工况下，各换热器或蒸汽发生器中熔盐与蒸汽（水）的质量流量关系可表示为：

$$\eta_{ex} \int_{T_i}^{T_j} c_{p,T} G_{ms} dT = G_1 (h_j - h_i) \quad (3)$$

释热方案 S1、方案 S2、方案 S3 的系统流程分别如图 3、图 4、图 5 所示。

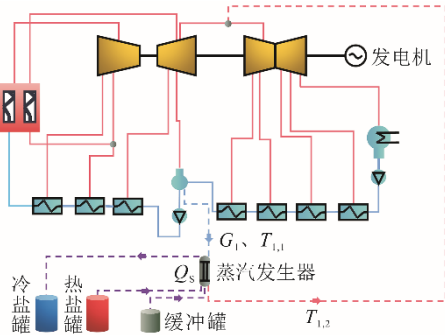


图 3 释热工况下方案 S1 系统流程
Fig.3 System flowchart of scheme S1 under heat release conditions

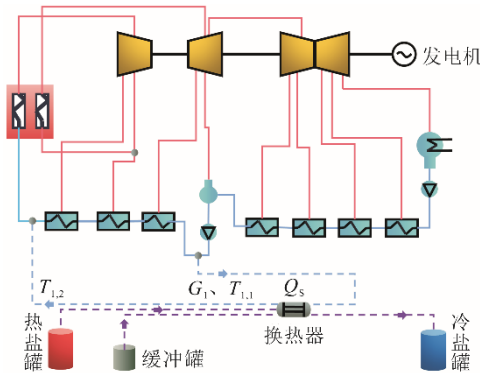


图 4 释热工况下方案 S2 系统流程
Fig.4 System flowchart of scheme S2 under heat release conditions

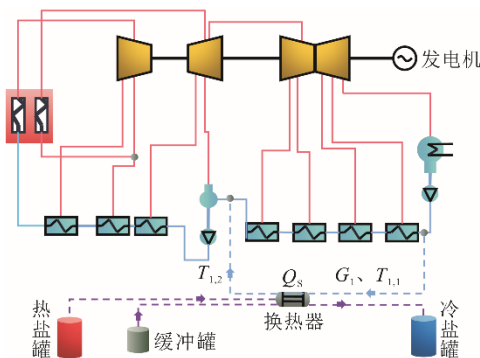


图 5 释热工况下方案 S3 系统流程
Fig.5 System flowchart of scheme S3 under heat release conditions

1) 方案 S1 在 100%THA 工况下，利用储存在高温罐、缓冲罐中的高温熔盐充当热源，抽取旁

路除氧水（1.01 MPa、180.4 °C），在蒸汽发生器中加热至参数匹配的中温蒸汽，送入低压缸做功。降温后的低温熔盐回到低温罐储存。

2) 方案 S2 在 100%THA 工况下，抽取除氧器给水泵后的高压给水（30.4 MPa、185 °C），利用高温熔盐将其加热至 276.9 °C 后送入锅炉给水系统。降温后得到低温熔盐回到低温罐中保存。

3) 方案 S3 在 100%THA 工况下，抽取凝汽器凝结水泵后的低压凝结水（1.05 MPa、32.6 °C），利用高温熔盐的热量将其加热至 180 °C，进入除氧器。降温后的低温熔盐返回到低温罐储存。

各组合方案在释热工况下的熔盐输出热功率 Q_s 、汽/水流量 G_1 、汽/水压力 p 、换热器或蒸汽发生器的进、出口汽/水温 $T_{1,1}$ 、 $T_{1,2}$ 参数见表 5。

表 5 释热工况下各组合方案节点参数
Tab.5 Node parameters of each combination scheme under heat release conditions

储-释能 组合 方案	项目				
	Q_s/kW	$G_1/(kg \cdot h^{-1})$	p/MPa	$T_{1,1}/^{\circ}C$	$T_{1,2}/^{\circ}C$
C1-S1	165 408	244 620	1.01	180.40	369.8
C1-S2	165 408	1 436 182	30.40	185.00	276.9
C1-S3	165 408	949 522	1.05	32.62	180.4
C2-S1	99 042	146 415	1.01	180.40	369.8
C2-S2	99 042	859 578	30.40	185.00	276.9
C2-S3	99 042	568 301	1.05	32.62	180.4
C3-S1	86 594	128 014	1.01	180.40	369.8
C3-S2	86 594	751 548	30.40	185.00	276.9
C3-S3	86 594	496 867	1.05	32.62	180.4

3 熔盐储能系统性能评价

3.1 储能容量及调峰深度

储能系统的收益主要来自于峰、谷电价差异以及调峰服务市场补偿 2 个方面^[15]。本文耦合熔盐储能系统的储热工况，以同一调峰深度为基准设计，所以 3 种方案获得的调峰补偿收益相同。但储热系统运行时，为实现再热器管道的安全运行，汽轮机系统汽水流程的封闭循环，选择了不同的抽汽点、流入点以及换热流程，这会造成满足同一调峰深度的前提下，不同方案的热损失有所不同，导致储热容量有较大的差异。储热工况下，熔盐储能容量可表示为：

$$W = Q_c \cdot \Delta t \quad (4)$$

式中： W 为储热工况下熔盐的储能容量， $kW \cdot h$ ； Δt 为系统在储热工况下运行的时长， h 。

释热工况下,保持锅炉负荷不变,以储存于高温熔盐中的热能作为额外热源,加热汽机系统中的给水,可增加汽轮机的做功能力,提高对外发电输出功率。此时,调峰深度可定义为:

$$\Delta P = P_s - P_0 \quad (5)$$

式中: ΔP 为释热工况下的调峰深度, kW; P_s 为释热工况下耦合系统的发电机输出功率, kW; P_0 为 100%THA 工况下,原系统发电机的输出功率, kW。

3.2 系统焓损失

焓损失可以直观地反映出熔盐换热过程中,热能品位的损失情况,是评价热力系统性能的重要参数^[6]。汽轮机系统中,任意状态点的比焓计算式为^[17]:

$$e_1 = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (6)$$

式中: e_1 为任意状态点的比焓, kJ/kg; h 为任意状态点的焓值, kJ/kg; h_0 为冷凝水焓值, kJ/kg; T_0 为冷凝水的温度, K; s 为任意状态点的熵, kJ/(kg·K); s_0 为冷凝水的熵, kJ/(kg·K)。

储热过程中,蒸汽侧的焓损可表示为:

$$E_{l,loss} = \frac{\sum G_x \Delta e_i}{3600} \quad (7)$$

式中: $E_{l,loss}$ 为蒸汽侧储热焓损, kW; G_x 为通过各换热器、减温减压装置蒸汽(水)的质量流量, kg/h; Δe_i 为蒸汽(水)通过各换热器、减温减压装置的比焓降, kJ/kg。

熔盐热能焓的计算式为^[18]:

$$e_{ms} = \int_{T_1}^{T_2} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) c_p dT \quad (8)$$

式中: e_{ms} 为熔盐热能焓, kJ/kg; T_1 、 T_2 分别为低温、高温熔盐的热力学温度, K。

储热工况下,熔盐获得的焓收益可表示为:

$$E_y = \frac{\sum G_{ms} e_{ms}}{3600} \quad (9)$$

式中: E_y 为熔盐储热焓收益, kW。

抽汽储热过程中,熔盐储能系统的焓损失可表示为:

$$\Delta E_{cq} = E_{l,loss} - E_y \quad (10)$$

电加热储热过程中,电加热器的焓损失可以定义为:

$$\Delta E_d = P_1 - P_{sc,c} - E_y \quad (11)$$

式中: ΔE_{cq} 、 ΔE_d 分别为储热工况下抽汽储热、电加热储热过程中熔盐储能系统的焓损失, kW; $P_{sc,c}$ 、 P_1 分别为储热工况和 40%THA 工况下发电机对外输出功率。

3.3 系统焓效率

系统焓效率能够表征储-释热过程中,可用能的转换效率情况^[19]。储热工况下,系统的焓效率可定义为^[20]:

$$\eta_{yc} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (P_{sc,c} + E_y) dt}{\int_{t_1}^{t_2} E_{fc} dt} \times 100\% \quad (12)$$

释热工况下系统的焓效率可定义为:

$$\eta_{ys} = \frac{\int_{t_3}^{t_4} P_{sc,s} dt}{\int_{t_3}^{t_4} (E_{fs} + E_y) dt} \times 100\% \quad (13)$$

全过程耦合系统的焓效率定义为:

$$\eta_y = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{sc,c} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{sc,s} dt}{\int_{t_1}^{t_2} E_{fc} dt + \int_{t_3}^{t_4} E_{fs} dt} \times 100\% \quad (14)$$

式中: η_{yc} 、 η_{ys} 、 η_y 分别为储、释热工况下的焓效率和储-释热全过程的焓效率, %; t_1 、 t_2 分别为储热工况的起始时刻和终止时刻, h; t_3 、 t_4 分别为释热工况的起始时刻和终止时刻, h; E_{fc} 、 E_{fs} 分别为储热、释热过程中煤的燃料焓, kW; $P_{sc,s}$ 为释热工况下发电机对外的输出功率, kW。

燃料焓计算公式为^[21]:

$$E_f = e_f \frac{Q_b / \eta_b}{Q_{net}} \quad (15)$$

式中: E_f 为燃料焓, kW; e_f 为燃料比焓, kJ/kg; Q_b 为锅炉输出热负荷, kW; η_b 为锅炉热效率, %; Q_{net} 为煤的低位发热值, kJ/kg。

燃料比焓的计算式为:

$$e_f = Q_{net} \left[1.0064 + 0.1595 \frac{w(H)}{w(C)} + 0.0616 \frac{w(O)}{w(C)} + 0.0429 \frac{w(N)}{w(C)} \right] \quad (16)$$

式中: $w(C)$ 为煤炭中碳的质量分数, %; $w(H)$ 为煤炭中氢的质量分数, %; $w(O)$ 为煤炭中氧的质量分数, %; $w(N)$ 为煤炭中氮的质量分数, %。

本文计算所采用的煤为某电厂的校核煤,具体参数见表 6。

表 6 某电厂校核煤部分参数

Tab.6 Parameters of coal calibration in a power plant

$Q_{net}/(\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1})$	$w(\text{C})/\%$	$w(\text{H})/\%$	$w(\text{O})/\%$	$w(\text{N})/\%$
20270	53.70	3.21	10.55	0.70

3.4 系统热效率

热效率是火电厂的重要经济指标,表征输入热

能与输出电能的转化效率，直接反映出燃煤机组整体的经济性能。耦合熔盐储能系统的燃煤机组释热工况和储-释热全过程的热效率定义为^[22]：

$$\eta_r = \frac{\left(\int_{t_1}^{t_2} P_{sc,c} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{sc,s} dt \right) \times 100\%}{\int_{t_1}^{t_2} Q_{bc} / \eta_{bc} dt + \int_{t_3}^{t_4} Q_{bs} / \eta_{bs} dt} \quad (17)$$

式中： η_r 为储-释热全过程耦合系统的热效率，%； Q_{bc} 、 Q_{bs} 分别为储、释热工况下锅炉热负荷，kW； η_{bc} 、 η_{bs} 分别为储、释热工况下锅炉的热效率，%。

4 结果分析

4.1 储能容量

根据泉州地区日内负荷曲线图，储热、释热时间均设计为 6 h^[23]，储热工况下方案 C1、C2、C3 的储能容量见表 7。

表 7 6 h 储热工况下各方案储能容量
Tab.7 Energy storage capacity of various schemes under heat storage conditions in 6 hours

储能方案	C1	C2	C3
储能容量(kW·h)	1 110 147	658 453	575 700

从表 7 中可以看出，在相同的调峰深度下，方案 C1、方案 C2 的储能容量分别为方案 C3 的 1.92 倍和 1.14 倍。这是因为方案 C1、方案 C2 采用抽汽储热，蒸汽中携带的热量通过换热的方式，直接转换为高温熔盐的热能储存起来；方案 C3 则需要蒸汽携带的能量先通过汽轮机组做功带动发电机发电，再利用电能转化为热能加热熔盐，而汽轮机机组热-电效率仅为 40% 左右^[24]。从能量转换过程来看，由于“热-电-热”的转换效率低于“热-热”转换效率，导致电加热储能容量远低于抽汽储能容量。

方案 C1 的储能容量为方案 C2 的 1.68 倍，这是因为方案 C2 中，再热蒸汽的压力为 1.616 MPa，其压力较低导致相变潜热无法有效利用，只能通过减温减压的方式将换热后的蒸汽冷凝成水返回汽轮机系统，大量的凝结热损失导致其储能容量较低。

4.2 调峰深度

释热工况下，各储-释热组合方案的调峰深度如图 6 所示。由图 6 可以看出，在同一释热方案下，方案 C1 的调峰深度约为方案 C2、方案 C3 的 1.67 倍和 1.90 倍，与系统储能容量比变化趋势一致。这是因为同方案下，机组的调峰深度与储能系统提供的热量呈正相关，方案 C1 的储能容量最大，提供的热量最多，所以调峰深度也就最大。

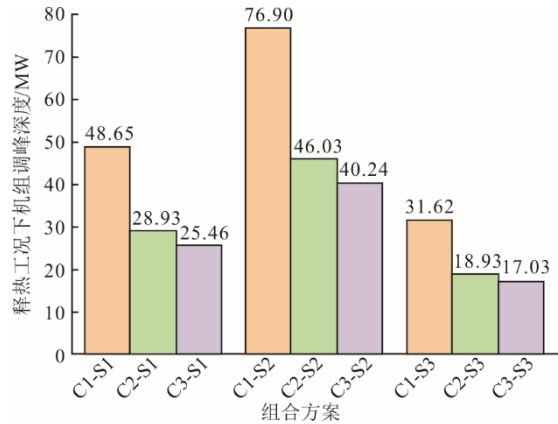


图 6 释热工况下机组的调峰深度
Fig.6 Peak shaving depth of the unit under heat release conditions

同一储能方案下，方案 S2、方案 S1、方案 S3 的调峰深度依次减小，这是因为熔盐系统释热过程中，会直接提高汽轮机系统的蒸汽流量或者减少回热抽汽间接提高汽轮机缸内蒸汽流量。从能量角度分析，由于 1—3 号抽蒸汽品位较高，同时高、中压缸的做功效率高于低压缸，所以当采用方案 S2 时，由熔盐携带的热量加热高压给水从而减少高、中压缸的回热抽汽所获得的调峰深度高于方案 S1、方案 S3。

方案 S1、方案 S3 均是通过提高低压缸的蒸汽流量获得调峰深度，但方案 S1 中蒸汽由低压缸入口直接进入，增加整个缸内所有级的蒸汽流量。方案 S3 是通过减少 5—8 号回热抽汽间接增加缸内进汽流量，而低压缸内各级的膨胀做功效率依次递减，所以方案 S1 较方案 S3 获得更大的调峰深度。

4.3 系统焓损失及焓效率

储热过程中，3 种储能方案下的焓损失及焓效率见表 8。

表 8 储热工况下各方案的焓损失及焓效率
Tab.8 Energy loss and efficiency of each scheme under thermal storage conditions

储能方案	C1	C2	C3
焓损失/MW	21 816	61 167	56 312
焓效率/%	37.94	32.82	31.73

由表 8 可以看到，方案 C1 的焓损失最小，为方案 C2、方案 C3 的 35.67% 和 38.72%。这是因为方案 C1、方案 C2 同为抽汽储热方式，蒸汽侧最大焓损失均发生在蒸汽冷凝过程中，1 kg 的蒸汽焓损分别为 871.38 kJ 与 697.04 kJ，但方案 C2 的冷凝热直接排入环境未能有效利用与加热熔盐，导致熔盐

未能获得相应的热能焓,故其总体焓损失远远大于方案C1。方案C3中,电能品位较高,直接采用电转热的方式同样会导致大量焓损失^[25]。此外,储热过程中焓效率变化趋势与储能容量的变化趋势一致,这是因为在相同的调峰深度和锅炉负荷时,焓效率只与储能工况下熔盐获得的热能焓多少直接相关。

释热过程中,各组合方案的焓效率如图7所示。

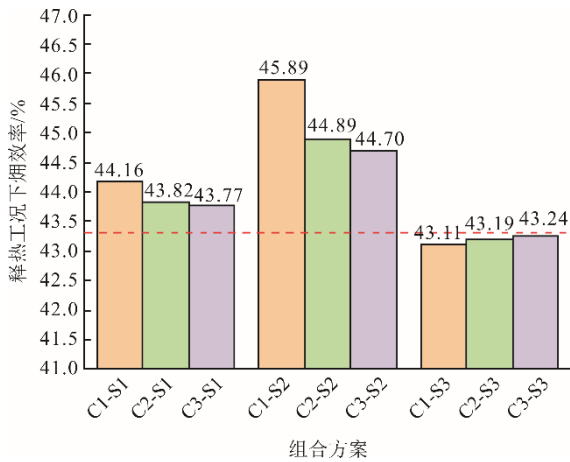


图7 释热工况下机组的焓效率

Fig.7 Efficiency of the unit under heat release conditions

由图7可知,同一储能方案下,方案S2、方案S1、方案S3的焓效率依次降低,这是因为汽轮机高、中压缸以及缸内每级中蒸汽膨胀做功效率依次降低,导致同储能方案下,方案S2、方案S1、方案S3输出发电量依次升高。另外,方案S3焓效率低于100%THA时原系统的焓效率,同时焓效率随输入的高温熔盐量增大而降低,这是因为低加给水温度较低,熔盐与给水进行大温差换热时会导致大量焓损失,反而降低系统的焓效率^[26]。

4.4 全过程热效率与焓效率

热效率能够直观地体现整个电力系统的热-电转换情况,是电厂的重要经济指标之一。图8为耦合熔盐储能系统的各组合方案储-释热全过程热效率。由图8可以看出,耦合为熔盐储能模块后,整个系统的热效率与原系统相比都有降低。这是因为在熔盐储、释能过程中,不可避免地会有换热损失、凝结热损失、散热损失以及节流损失,每一项损失都会导致整个系统的热效率有所降低。同一储热方案下,方案S2、方案S1、方案S3的热效率依次升高;同一释热方案下,方案C1、方案C2、方案C3的热效率依次降低。所有方案中,组合方案C1-S2

的热效率最高,为42.48%,较原系统降低了约0.77%,这是因为该组合方案中储热工况不存在冷凝热损失,释热工况降低了机组高、中压缸抽汽流量,故耦合系统的经济性会有较明显的改善。

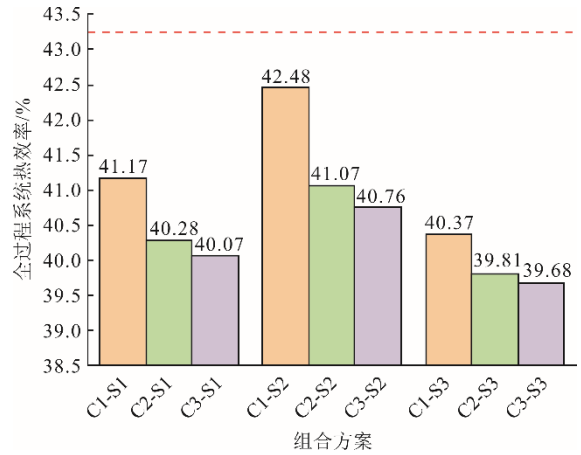


图8 耦合系统各组合方案全过程热效率

Fig.8 Overall thermal efficiency of various coupling system schemes

图9为耦合系统各组合方案全过程的焓效率。由图9可以看出,耦合系统全过程焓效率与热效率的变化趋势一致,但均略低于热效率。这是因为在同一输出发电量下,燃料焓较燃料输出的热能略高,导致焓效率较热效率略低。

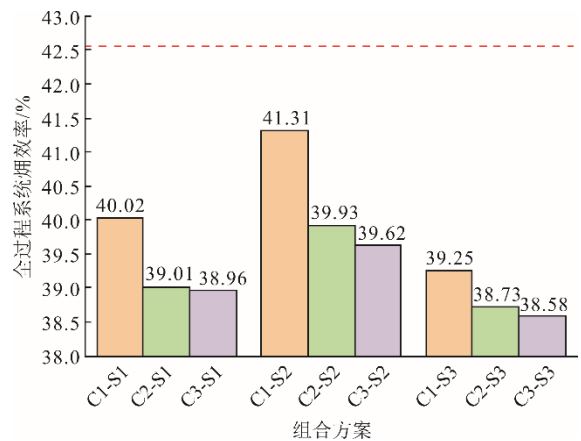


图9 耦合系统各组合方案全过程焓效率

Fig.9 Overall process efficiency of various coupling system schemes

5 结论

本文针对某670 MW燃煤机组,利用耦合熔盐储能系统的方式,拟定了9种储-释能方案,实现25%负荷深度调峰及灵活性运行。通过仿真计算,分析了不同方案的调峰容量、调峰深度、焓效率以及热效率等热力学性能,主要研究结论如下。

1) 熔盐储能系统能够有效地实现火电机组“炉机解耦”提高其灵活性运行能力。同时拓宽了机组向上、向下调峰的区间,为消纳新能源电力提供了更加宽广的空间。

2) 方案 C1 可以有效解决大流量抽汽储能时带来的再热管道超温问题。同时高压主蒸汽的饱和温度可以很好地匹配熔盐的工作温度,同一调峰深度下获得的储热容量是方案 C2、方案 C3 的 1.68、1.92 倍。

3) 抽汽储热方式在储热容量、储-释热全过程焓效率、热效率等方面均要高于同等条件下的电加热储热方式。

4) 在释热过程中,利用高温熔盐加热给水的方案在热效率、焓效率等方面均要优于加热凝结水以及将旁路除氧水加热为蒸汽进入低压缸做功。

5) 采用储、释热方案组合 C1-S2 有较好的热经济效应,其储能功率可达到 183.3 MW,向上调峰深度 76.89 MW,全过程的热效率、焓效率分别为 42.48%、41.31%。

[参 考 文 献]

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2022 年国民经济和社会发展统计公报 [R/OL]. (2023-02-28)[2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/28/content_5743623.htm.
National Bureau of Statistics. Statistical bulletin of nationaleconomic and social development of China in2022[R/OL]. (2023-02-28)[2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/28/content_5743623.htm.
- [2] 国家能源局. 2022 年可再生能源发展情况[EB/OL]. (2023-02-24)[2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/14/content_5741481.htm.
National Energy Administration. Development of renewable energy in 2022[EB/OL]. (2023-02-28) [2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/28/content_5743623.htm.
- [3] TONG J, LIU W, MAO J, et al. Role and development to thermal power units in new power systems[J]. Journal of Radio Frequency Identification, 2022, 6: 837-841.
- [4] 潘翔峰, 黄畅, 张琪, 等. 风-光-储能源系统变工况动态仿真研究[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 164-171.
PAN Xiangfeng, HUANG Chang, ZHANG Qi, et al. Dynamic simulation study of wind-solar-storage energy system under variable operating conditions[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 164-171.
- [5] 岑彬. “双碳”背景下可再生能源发展中“弃风弃光”的问题及消纳措施[J]. 中阿科技论坛, 2022(10): 60-63.
CEN Bin. The issue of “abandoning wind and light” in the development of renewable energy under the background of “dual carbon” and its consumption measures[J]. China Arab Science and Technology Forum, 2022(10): 60-63.
- [6] 李琦, 王放放, 杨鹏威, 等. 火电厂灵活性改造背景下储能技术应用现状与发展[J]. 综合智慧能源, 2023, 45(3): 66-73.
LI Qi, WANG Fangfang, YANG Pengwei, et al. Current status and development of energy storage technology application in the context of flexible transformation of thermal power plants[J]. Comprehensive Smart Energy, 2023, 45(3): 66-73.
- [7] 戴斌, 陈广伟, 孙海峰, 等. 煤电机组灵活性改造的政策导向及趋势[J]. 电力学报, 2023, 38(3): 247-253.
DAI Bin, CHEN Guangwei, SUN Haifeng, et al. Policy guidance and trends for flexible transformation of coal-fired power units[J]. Journal of Electric Power, 2023, 38(3): 247-253.
- [8] 白文杰. “双碳”目标下新型储能项目与传统燃煤电厂融合发展路径探究[J]. 产权导刊, 2023(3): 39-41.
BAI Wenjie. Exploring the integration development path of new energy storage projects and traditional coal-fired power plants under the “dual carbon” goal[J]. Property Rights Guide, 2023(3): 39-41.
- [9] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2022 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(5): 1516-1552.
CHEN Haisheng, LI Hong, XU Yujie, et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2022[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(5): 1516-1552.
- [10] 罗海华, 张后雷, 刘文涛, 等. 基于熔盐蓄热的亚临界火电机组工业供热调峰技术[J]. 暖通空调, 2020, 50(10): 71-75.
LUO Haihua, ZHANG Houlei, LIU Wentao, et al. Industrial heating and peak shaving technology for subcritical thermal power units based on molten salt heat storage[J]. Heating Ventilating and Air Conditioning, 2020, 50(10): 71-75.
- [11] 王辉, 李峻, 祝培旺, 等. 应用于火电机组深度调峰的百兆瓦级熔盐储能技术[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1760-1767.
WANG Hui, LI Jun, ZHU Peiwang, et al. 100 MW molten salt energy storage applied to deep peak shaving of thermal power units[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1760-1767.
- [12] 庞力平, 张世刚, 段立强. 高温熔盐储能提高二次再热机组灵活性研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2682-2691.
PANG Liping, ZHANG Shigang, DUAN Liqiang. Research on improving the flexibility of secondary reheating unit by high-temperature molten salt energy storage[J]. Journal of Electrical Engineering of China, 2021, 41(8): 2682-2691.
- [13] 刘翔宇. 泉州电厂供热机组调峰灵活性及机组运行优化[D]. 保定: 华北电力大学(保定), 2021: 1.
LIU Xiangyu. Peak shaving flexibility and unit operation optimization of heating units in Quanzhou power plant[D]. Baoding: North China Electric Power University (Baoding), 2021: 1.
- [14] 左芳菲, 韩伟, 姚明宇. 熔盐储能在新型电力系统中应用现状与发展趋势[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 1-9.
ZUO Fangfei, HAN Wei, YAO Mingyu. Application status and development trends of molten salt energy storage in new power systems[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 1-9.
- [15] 邝敏亮. 广东电力现货市场环境下火电企业中长期交易策略制定思路[J]. 广东电力, 2023, 36(5): 10-17.
KUANG Minliang. Ideas for formulating medium - and long-term trading strategies for thermal power enterprises in the Guangdong electricity spot market environment [J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(5): 10-17.

- [16] 侯丹. 基于 Aspen Plus 的焓分析在火电厂清洁生产实践中的应用[D]. 大连: 大连理工大学, 2011: 1.
HOU Dan. Application of exergy analysis based on Aspen Plus in cleaner production practice of thermal power plants[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2011: 1.
- [17] 王连启. 火电厂热力系统焓分析计算数学模型研究与应用[D]. 保定: 华北电力大学(保定), 2008: 1.
WANG Lianqi. Research and application of mathematical model for thermal system (exergy) analysis and calculation of thermal power plants[D]. Baoding: North China Electric Power University (Baoding), 2008: 1.
- [18] AMERI M, AHMADI P, KHANMO H S. Exergy analysis of a 420 MW combined cycle power plant[J]. Energy Research, 2018, 32: 175-183.
- [19] 魏海蛟, 鹿院卫, 吴玉庭, 等. 燃煤机组灵活性运行系统焓分析[J]. 北京工业大学学报, 2022, 48(12): 1307-1318.
WEI Haijiao, LU Yuanwei, WU Yuting, et al. Analysis of flexible operation system of coal-fired units[J]. Journal of Beijing University of Technology, 2022, 48(12): 1307-1318.
- [20] 张显荣, 徐玉杰, 杨立军, 等. 多类型火电-储热耦合系统性能分析与比较[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1565-1578.
ZHANG Xianrong, XU Yujie, YANG Lijun, et al. Performance analysis and comparison of multiple types of thermal power thermal storage coupling systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1565-1578.
- [21] 刘金恺, 鹿院卫, 魏海蛟, 等. 熔盐储热辅助燃煤机组调峰系统设计及性能对比[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 111-118.
LIU Jinkai, LU Yuanwei, WEI Haijiao, et al. Design and performance comparison of peak shaving system for molten salt heat storage auxiliary coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111-118.
- [22] 邹小刚, 刘明, 肖海丰, 等. 火电机组耦合熔盐储热深度调峰系统设计及性能分析[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 146-153.
ZOU Xiaogang, LIU Ming, XIAO Haifeng, et al. Design and performance analysis of coupled molten salt heat storage deep peak shaving system for thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 146-153.
- [23] 陈泓榆. 泉州供电公司电力负荷特性及需求侧管理办法的研究[D]. 泉州: 华侨大学, 2015: 1.
CHEN Hongyu. Research on power load characteristics and demand side management measures of Quanzhou power supply company[D]. Quanzhou: Huarizo University, 2015: 1.
- [24] 张楠. 基于精细化运行的火电厂运行指导系统研究[D]. 保定: 华北电力大学(保定), 2018: 1.
ZHANG Nan. Research on the operation guidance system of thermal power plants based on refined operation[D]. Baoding: North China Electric Power University (Baoding), 2018: 1.
- [25] XU C, PANG J S, WU Y Z, et al. Thermodynamic analysis of the chemical looping electricity storage system incorporating an electric heater[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 59: 106328.
- [26] WANG Z, GUY, ZHAO Z, et al. Operational optimization on large-scale combined heat and power units with low-pressure cylinder near-zero output[J]. Energy Science and Engineering, 2023, 16: 2081-2095.

(责任编辑 邓玲惠)