

DOI: 10.19666/j.rlfed.202304054

# 基于熔盐储热的燃煤机组调峰可行性分析

彭家辉, 倪永中, 王元良, 廖燕清, 徐 鸿  
(华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

**[摘 要]** 随着新能源发电装机量增加导致电网调峰压力增大, 火电机组要承担更多调峰任务, 但目前火电机组的灵活性和调峰能力都较差。针对某亚临界 300 MW 燃煤机组, 进行熔盐储能改造, 提出了 6 种储热策略和 2 种放热策略, 分析了 3 种工况下储-放热过程对机组调峰能力及热力性能的影响, 并用净现值法进行了技术经济分析。结果表明: 抽再热蒸汽储热可行性高, 调峰深度能到 58.9%, 但会增加煤耗; 放热时, 加热给水产生蒸汽做功的发电增量最大, 能到额定发电量的 11.3%, 但对熔盐的温度水平要求高; 高温熔盐代替低压加热器预热给水可行性高, 但发电增量低; 储-放热全过程中, 循环电效率最高可达 0.987; 进行了储热改造经济性分析, 计算得动态投资回收期为 11.65 年, 净现值为 4 911.8 万元, 改造方案可行。

**[关 键 词]** 熔盐储热; 调峰能力; 热力性能; 净现值

**[引用本文格式]** 彭家辉, 倪永中, 王元良, 等. 基于熔盐储热的燃煤机组调峰可行性分析[J]. 热力发电, 2024, 53(1): 99-106.  
PENG Jiahui, NI Yongzhong, WANG Yuanliang, et al. Feasibility analysis of peak shaving for coal-fired units based on molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(1): 99-106.

## Feasibility analysis of peak shaving for coal-fired units based on molten salt heat storage

PENG Jiahui, NI Yongzhong, WANG Yuanliang, LIAO Yanqing, XU Hong  
(School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** With the continuous increase of installed capacity of new energy generation in power grid, thermal power units have to undertake more peak shaving. However, the flexibility and peak shaving capacity of current thermal power units are generally insufficient. A subcritical 300 MW coal-fired unit is retrofitted for molten salt energy storage. Six heat storage strategies and two heat release strategies are proposed and investigated. The influence of heat storage and release process on the peak shaving capacity and thermal performance of the unit under three working conditions is analyzed, the technical and economic analysis is performed in terms of the net present value. The results show the feasibility of extracting reheated steam for heat storage is higher, with a peak shaving depth of 58.9%. However, the coal consumption would increase at the same time. During the releasing heat stage, the maximum increment of power generation up to 11.3% of the rated power generation is achieved by heating the water supply to generate steam, while the higher temperature of the molten salt is required. Using high-temperature molten salt instead of low-pressure heater to preheat water supply is proved to have more advantages, while the power generation increment is relatively small. During the whole process of heat storage and release, the maximum circulating electricity efficiency can reach 0.987. The economic analysis of heat storage transformation is conducted. The dynamic investment payback period is 11.65 years, and the net present value is 49.118 million yuan. Therefore, the renovation scheme is feasible.

**Key words:** molten salt heat storage; peak shaving capability; thermal performance; net present value

收稿日期: 2023-04-26

基金项目: 国家重点研发计划项目 (2022YFB4100403)

Supported by: National Key Research and Development Program (2022YFB4100403)

第一作者简介: 彭家辉 (1998), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为燃煤机组储热运行, 120212202122@ncepu.edu.cn。

通信作者简介: 徐鸿 (1959), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电站高温设备安全与健康诊断, xuhong@ncepu.edu.cn。

为实现“碳达峰，碳中和”目标，增加可再生能源装机容量是未来能源结构发展的主要方向。仅2022年1月至8月，风电及太阳能发电装机容量同比增加16.6%和27.2%，发展十分迅速<sup>[1]</sup>。风电和太阳能发电具有波动性和不稳定性，大规模并网后会对电网产生较强冲击，从而火电机组会承担更多调峰任务，而频繁的变工况运行会降低机组寿命，同时会使机组的运行经济性和效率下降<sup>[2-3]</sup>。火电机组储能化改造可以保证锅炉安全运行，同时提高机组运行灵活性<sup>[4]</sup>。文献[5]指出，要大力推进电源侧储能项目建设，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，同时探索利用退役火电机组的既有厂址建设储能。这为火电机组的储能化改造创造了条件。

熔盐储热作为一项储能密度高、成本较低的储热技术，在光热电站中已实现了商业化的应用<sup>[6]</sup>。目前，熔盐储热系统耦合燃煤电厂方面也有较多研究。燃煤机组熔盐储热改造与国家推行的“三改联动”关系密切，虽然增加了储放热环节，过程中有能量损失，不利于降碳减排，但储热改造使机组可在不进行供热改造的前提下进行供汽或供热，且理论上在抽汽储热的同时机组即可进行灵活调峰，打破了“热电耦合”与“机炉耦合”的限制，有较好的发展前景<sup>[7-8]</sup>。Li 等人<sup>[9]</sup>通过对超临界 600 MW 燃煤机组耦合熔盐储热系统进行模拟，提出了多种储放热策略，发现改造后机组对负荷需求的变化具有动态的响应速度，机组调峰速度有明显提升。王辉等<sup>[10]</sup>对百兆瓦级熔盐储热技术进行理论计算，论证了大规模熔盐储热理论上的可行性，并计算综合系统效率可达 77.8%。庞力平等<sup>[11]</sup>分析了某超超临界 660 MW 二次再热机组耦合熔盐储能后，机组爬坡率改善，储热时机组最大调峰量为 6.82%Pe（额定负荷），放热时为 1.82%Pe。Zhang 等人<sup>[12]</sup>通过 3 种热能储存（thermal energy storage, TES）方式探究对燃煤机组热经济性的影响，结果表明通过 TES 集成在不改变锅炉热负荷的前提下，机组最小功率可由 30%降至 17.64%，且在配置 2 阶段储热过程时，储热系统的往返效率最高，为 67.54%。Krüger 等人<sup>[13]</sup>通过分析不同的热能存储技术与传统燃煤电厂结合，储热存储效率高达 80%。邹小刚等<sup>[14]</sup>探究了某 350 MW 机组耦合不同策略后机组热力性能，结果表明电加热策略为最优，循环热效率能达到 33.2%。刘金恺等<sup>[15]</sup>通过计算各储热策略的焓效率，

发现电加热过程的焓损失较大，而抽中压缸排汽储热则焓损失较小。

以上研究多集中在高参数机组耦合熔盐储热对调峰深度及系统热力性能的影响，对 300 MW 级机组储热研究较少，且未对燃煤机组的储能化改造经济性进行研究。300 MW 级机组的蒸汽参数较低，抽汽量和抽汽位置的选择更受限，限制了机组的调峰能力，而高参数机组则影响较小，因此对 300 MW 级机组储热研究有一定价值。本文以某亚临界 300 MW 燃煤机组为研究对象，以 Aspen Plus 为平台进行系统搭建，设计熔盐储热系统，以不同耦合方案，对改造机组储-放热运行过程开展研究，最后对机组储能化改造的经济性进行探究，可为机组的储能化改造提供一定的思路和指导。

## 1 机组概况与储热系统建模

### 1.1 机组参数

本文以某亚临界 300 MW 燃煤机组为研究对象。机组型号为 N300-16.7/537/537，汽轮机为亚临界一次再热、单轴凝汽式汽轮机，高中压合缸，汽轮机的排汽压力为 5.8 kPa。回热系统为“三高四低一除氧”结构，并用小汽轮机驱动给水泵。表 1 为机组的额定设计参数。

表 1 300 MW 燃煤机组额定设计参数  
Tab.1 Rated design parameters of 300 MW coal-fired unit

项目	数值
主蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	899.6
主蒸汽压力/MPa	16.7
主蒸汽温度/℃	537
再热蒸汽压力/MPa	3.181
再热蒸汽温度/℃	537
凝汽器压力/kPa	5.8
机组输出功率/MW	300

### 1.2 系统建模与验证

本文使用 Aspen Plus 模拟电厂热力系统及储热装置，模拟之前进行全局及物性方法设定，取水的物性方法为 IF97，盐的为 ENRTL-SR。并进行模块选择，汽轮机模块使用 Compr，回热加热器为 MHeatX，工质混合及分离为 Mixer 及 FSplit。通过选取的组件进行系统搭建，并设计了 3 种典型工况，其设计值与模拟值的对比见表 2。由表 2 可知，不同工况下的最大误差不超过 1%，由此可以认为模型是可靠的。

表 2 典型工况下燃煤机组设计值与模拟值对比  
Tab.2 Comparison between design values and simulated values of coal-fired units under typical operating conditions

项目	100%THA			75%THA			50%THA		
	设计值	模拟值	误差/%	设计值	模拟值	误差/%	设计值	模拟值	误差/%
主蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	899.60	900.44	0.09	649.23	653.13	0.60	437.50	439.52	0.46
主蒸汽出口压力/MPa	16.70	16.70	0	13.90	13.90	0	9.26	9.26	0
主蒸汽出口温度/°C	537	537	0	537	537	0	532	532	0
再热蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	768.01	768.91	0.12	552.04	554.76	0.49	379.86	382.40	0.67
再热蒸汽出口压力/MPa	3.181	3.181	0	2.349	2.349	0	1.599	1.599	0
再热蒸汽出口温度/°C	537	537	0	537	537	0	512	512	0
给水温度/°C	271.70	271.60	-0.04	253.00	253.10	0.04	231.50	231.30	-0.09
机组发电功率/MW	300.00	300.28	0.09	225.00	224.95	-0.02	150.00	149.96	-0.02

## 2 储热系统及技术方案的

### 2.1 熔融盐物性参数

储热系统利用熔盐的储放热能力搭配火电机组进行灵活调峰，且熔融盐的工作温度区间需满足机组抽汽温度的需要。目前，熔融盐多以硝酸盐、碳酸盐、氯化盐等研究为主，二元盐中以太阳盐（40%KNO<sub>3</sub>-60%NaNO<sub>3</sub>）最具代表性<sup>[16]</sup>，三元盐的配制组合较多，其中 Hitec 盐（53%KNO<sub>3</sub>-40%NaNO<sub>2</sub>-7%NaNO<sub>3</sub>）的导热系数和比热容均高于太阳盐，是一种良好的储热材料<sup>[17]</sup>。本文以 Hitec 盐作为储热介质，其物性参数见表 3。

表 3 熔盐物性参数  
Tab.3 Physical properties parameters of molten salt

项目	太阳盐	Hitec 盐
熔点/°C	223	142
极限工作温度/°C	290/565	150/535
密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	1 924.6	2 317.5
导热系数/(W·(m·K) <sup>-1</sup> )	0.492	0.571
比热容/(J·(kg·K) <sup>-1</sup> )	1 488	1 550

### 2.2 储-放热耦合系统

熔盐系统是储存热能、调节机组出力的关键部分，主要由高、低温熔盐储罐和熔盐换热器组成，其工作过程分为储热和放热 2 部分。储热时，高温抽汽与低温熔盐换热，换热后的蒸汽进入汽轮机继续做功或进入凝汽器，低温熔盐被加热成高温熔盐后进入高温熔盐罐备用；放热时，给水是热能的主要载体，与高温熔盐换热后被加热成蒸汽进入汽轮机做功，而低温熔盐进入低温熔盐罐备用。具体系统结构如图 1 所示，储放热策略工作流程分别如图 2 和图 3 所示，同时提出了 6 种耦合方案见表 4。

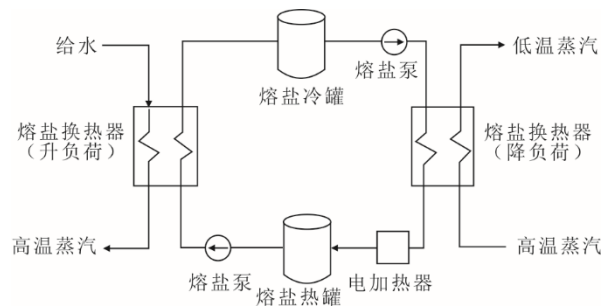


图 1 储热系统结构  
Fig.1 Structure of thermal storage system

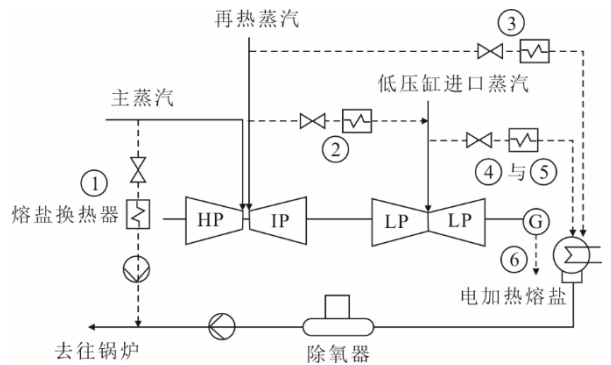


图 2 储热策略工作流程  
Fig.2 Heat storage strategy workflow

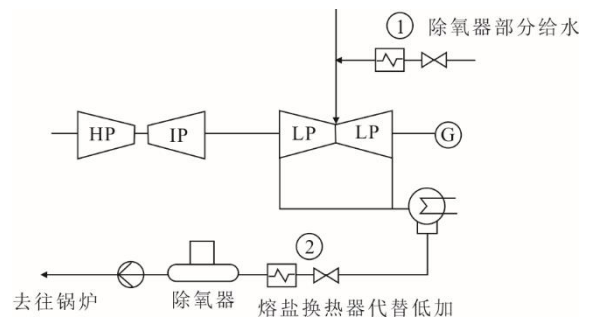


图 3 放热策略工作流程  
Fig.3 Heat release strategy workflow

表 4 储-放热耦合方案  
Tab.4 Thermal storage and release coupling scheme

耦合方案	储热过程	放热过程
方案 1	策略 1: 抽部分主蒸汽, 换热后将高压凝结水送入给水	策略 1: 从除氧器抽部分给水, 经换热器加热成蒸汽后进入低压缸做功
方案 2	策略 2: 抽部分再热蒸汽, 换热后到低压缸继续做功	策略 1: 从除氧器抽部分给水, 经换热器加热成蒸汽后进入低压缸做功
方案 3	策略 3: 抽部分再热蒸汽, 换热后送入凝汽器	策略 1: 从除氧器抽部分给水, 经换热器加热成蒸汽后进入低压缸做功
方案 4	策略 4: 抽部分低压缸进口蒸汽, 换热后送入凝汽器	策略 2: 利用高温熔盐加热给水, 熔盐换热器逐级代替低压加热器
方案 5	策略 5: 切低压缸运行, 将低压缸进口大量蒸汽换热后排入凝汽器	策略 2: 利用高温熔盐加热给水, 熔盐换热器逐级代替低压加热器
方案 6	策略 6: 电加热熔盐储热, 通过电加热器直接加热熔盐	策略 1: 从除氧器抽部分给水, 经换热器加热成蒸汽后进入低压缸做功

### 2.3 性能评价指标

储能装置解决了机组出力与电力需求不匹配的问题, 但由于传热温差、热量耗散等因素存在, 导致储能系统的储热与放热过程并非是无耗散的可逆过程。所以每储热放热一次必然导致可用能的减少, 具体体现在储热时机组出力减少量与放热时发电增量不相等。因此本文引入储-放热全过程循环电效率(简称循环电效率), 用来描述改造机组储放热过程与原机组发电量上的差异。

本文使用循环电效率、煤耗量、调峰量、调峰深度、发电增量作为调峰过程的评价指标, 净现值(net present value, NPV)和动态投资回收期(dynamic investment payback period, DDP)作为项目可行性评价指标。

#### 2.3.1 储-放热全过程循环电效率

储-放热全过程循环电效率定义为:

$$\eta_{ce} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{C,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{D,t} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{B1,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{B2,t} dt} \times 100\% \quad (1)$$

式中:  $\eta_{ce}$  为储-放热全过程循环电效率, %;  $t_1$ 、 $t_2$  分别为储热的起止时间, s;  $t_3$ 、 $t_4$  分别为放热的起止时间, s;  $P_{C,t}$ 、 $P_{D,t}$  分别为储放热时的发电功率, MW;  $P_{B1,t}$ 、 $P_{B2,t}$  分别为储放热时的基准发电功率, MW。

#### 2.3.2 煤耗量

煤耗量的定义<sup>[18]</sup>为:

$$b = \frac{Q_{re}}{b_e \eta_b \eta_g} \quad (2)$$

式中:  $b$  为煤耗量, kg/h;  $Q_{re}$  为机组热耗量, kJ/h;  $b_e$  为标准煤的低位发热量, 取 29 307.6 kJ/kg;  $\eta_b$  为锅炉效率;  $\eta_g$  为管道效率。

#### 2.3.3 调峰量、调峰深度和发电增量

储热过程调峰量和调峰深度定义式为:

$$\Delta P_1 = P_0 - P_{C,t}, \quad \xi_1 = \frac{\Delta P_1}{P_0} \times 100\% \quad (3)$$

放热过程发电增量定义式为:

$$\Delta P_2 = P_{D,t} - P_0 \quad (4)$$

式中:  $\Delta P_1$ 、 $\Delta P_2$  分别为  $t$  时刻储热过程调峰量和放热过程发电增量, MW;  $\xi_1$  为储热过程调峰深度, %;  $P_0$  为机组的额定发电功率, MW。

#### 2.3.4 净现值和动态投资回收期

净现值<sup>[19]</sup>和动态投资回收期<sup>[20]</sup>的定义式分别为:

$$C_{NPV} = \sum_{\gamma=1}^n \frac{(C_{in} - C_{out})}{(1 + r_{dis})^\gamma} \quad (5)$$

$$\sum_{\gamma=1}^{C_{DDP}} \frac{(C_{in} - C_{out})}{(1 + r_{dis})^\gamma} = 0 \quad (6)$$

式中:  $C_{NPV}$  为净现值, 万元;  $C_{DDP}$  为动态投资回收期, 年;  $\gamma$  为项目生命周期内的年份, 年;  $C_{in}$ 、 $C_{out}$  分别为第  $\gamma$  年的现金流入和流出, 万元;  $r_{dis}$  为贴现率, %;  $n$  为项目的寿命周期, 年。

当  $C_{NPV} \geq 0$  时, 项目可行; 当  $C_{NPV} < 0$  时, 项目不可行。  $C_{NPV}$  越大表明项目可行性和灵活性越好。

## 3 耦合系统性能分析

### 3.1 储热过程分析

由于实际发电过程有从高负荷工况直接储热调峰的需求, 本文计算了 100%THA、75%THA、50%THA 3 种工况储热时的发电状况。由于抽主蒸汽过多会造成再热器管壁超温, 因此可抽汽量较小, 最大抽汽比例 10%, 其他策略储热时由于汽机进口流量的限制, 抽汽比例未超过 25%<sup>[21]</sup>。储热装

置最大储热负荷为 100 MW<sup>[10]</sup>，若超过最大储热负荷，超出的蒸汽部分将排掉不再进行储热利用。

储热过程不同工况下各策略与发电功率的关系如图 4 所示。由图 4 可见：在允许的最大抽汽量下，策略 5 因为低压缸作零出力，大大提高了调峰能力，发电功率降得最低，为 99.4 MW，但此策略对末级叶片安全性影响较大；其次是电加热策略 6 能稳定降低发电功率 50 MW，但电加热器的容量有限，且造价较高<sup>[22]</sup>，策略 6 通常与其他储热策略结合进一步提升调峰深度。

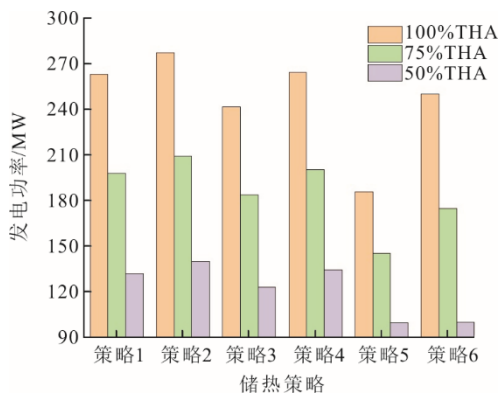


图 4 不同工况储热过程发电功率

Fig.4 Power generation during heat storage under different operating conditions

抽汽储热策略 1—策略 4 中，策略 3 抽汽参数高且抽汽量大，因此调峰量最大，最低发电功率 123.2 MW，调峰深度在 19.4%~58.9%；策略 1 因抽汽量的限制，调峰量稍小；策略 2 抽汽在储热后要进入低压缸做功，蒸汽参数要与低压缸进口蒸汽相匹配，无法利用潜热部分，蒸汽参数仍很高，所以调峰量最小，调峰深度在 7.5%~53.3%。整体来看，策略 3 的调峰效果最好，储热负荷最大，可行性最好。

机组储热时要保持汽轮机进口蒸汽参数的匹配及回热系统工作状态稳定，减少给水温度的下降，因此采取抽汽储热时，系统的煤耗量有一定提升，各抽汽储热策略在最大抽汽量时的煤耗增量如图 5 所示。由图 5 可见，整体来看煤耗增量随着机组负荷的下降而降低，但降低的趋势逐渐减小。策略 1 的抽汽量小所以整体煤耗增量最小，因策略 2 和策略 3 对高参数回热抽汽影响较大，所以煤耗增量较大，策略 3 的调峰量最大且煤耗增量也大，3 种工况下分别增加 1 911.3、790.1、700.0 kg/h，这是因为策略 3 减少了进入中、低压缸的蒸汽，回热抽汽量减少所致。

图 6 为 50%THA 工况储热过程性能参数对比，

其中发电功率从 150 MW 向下调峰。由图 6 可见：抽汽储热策略中策略 3 的储热负荷最大，为 60 MW；策略 4 和策略 5 储热负荷低且单位储热负荷下的熔盐需求量大。这是因为低压缸进汽的参数较低、换热温差较小，且此工况下蒸汽液化温度低于 150 °C，无法利用潜热部分，储热量较小，相比其他策略，策略 4 和策略 5 储热可行性较差。

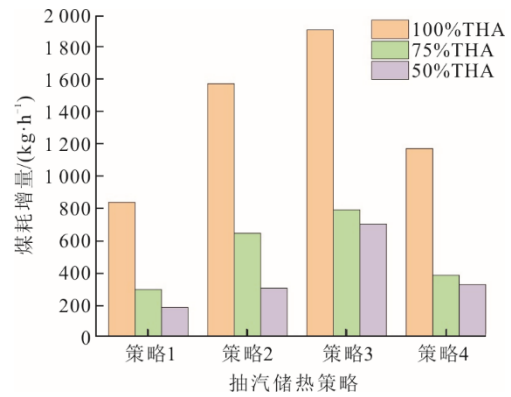


图 5 抽汽储热策略煤耗增量

Fig.5 The coal consumption increment of extraction and heat storage strategy

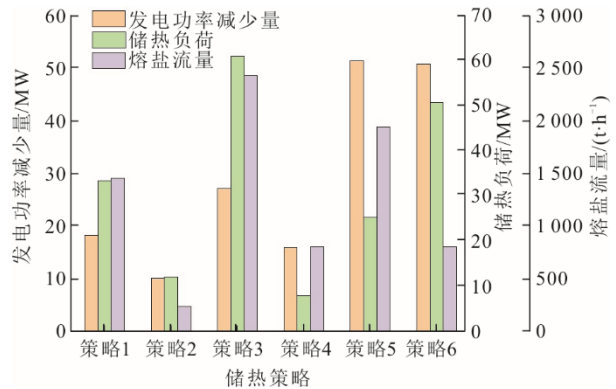


图 6 50%THA 工况储热过程性能对比

Fig.6 Performance comparison of heat storage process under 50% THA working condition

### 3.2 放热过程分析

本文基准放热工况为 100%THA 工况，通过系统放热获取发电增量。2 种放热策略的发电增量如图 7 所示。由图 7 可见，相比于代替低压加热器（策略 2），直接加热部分给水产生做功蒸汽（策略 1）的发电功率更大。这是因为低压加热器的回热抽汽参数较低，越靠近排汽位置的抽汽参数越低，即使是整体越过低加，发电增量也仅为 14.7 MW，优点是改造的工程量小，可行性高，对熔盐温度的要求低，即使是熔盐的最低工作温度也满足预热给水的要求。相同放热负荷下，加热给水产生蒸汽发电增

量可达 33.9 MW，为额定发电功率的 11.3%，但对熔盐温度水平要求较高。

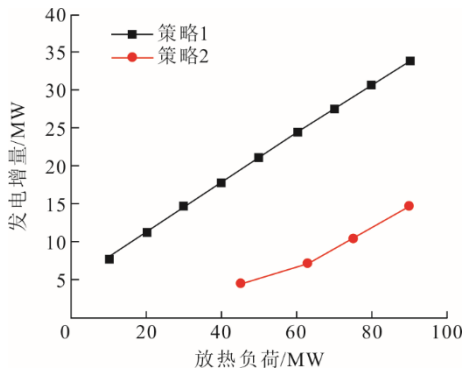


图 7 放热负荷与发电增量关系

Fig.7 Relationship between heat release load and power generation increment

根据图 4 工况进行储热，在 100%THA 工况放热，机组的发电增量如图 8 所示。由图 8 可见，100%THA 工况储热时，耦合方案 3 的发电增量最大，为 35.8 MW。50%THA 工况储热时，方案 6 发电增量最大，为 17.9 MW，且不受储热工况的影响，方案 4 的发电增量最小，因为此时低压缸进汽压力低，对应压力下水的沸点已低于熔盐工作温度的下限 150 °C，只能利用显热部分，储热量较小所致。

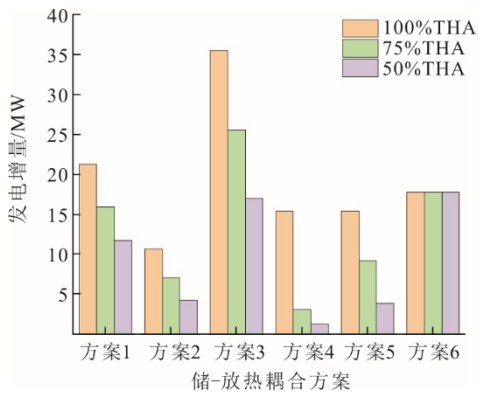


图 8 耦合方案不同工况的发电增量

Fig.8 Generation increment coupled with different operating conditions

### 3.3 储-放热全过程分析

图 4 与图 8 工况各策略下储-放热全过程循环电效率如图 9 所示。因耦合方案 4 和耦合方案 5 储热时利用的是低压缸进口蒸汽，熔盐升温量有限，放热时用于代替低压加热器预热给水。由图 9 及式(1)可知：耦合方案 4 和耦合方案 5 的循环电效率较低，耦合方案 5 的循环电效率最低至 0.836；同时，随机组负荷的降低，除耦合方案 6 外，各耦合方案的整体循环电效率提升，因为耦合方案 6 受机组负荷影

响较小，随机组负荷下降发电增量占比逐渐提高，储放热过程中损失的电量增加所致；耦合方案 2 的循环电效率最高，能达到 0.987，更接近机组原来的发电状况，因为其调峰量小而熔盐温度较高，储放热时电量损失较少。

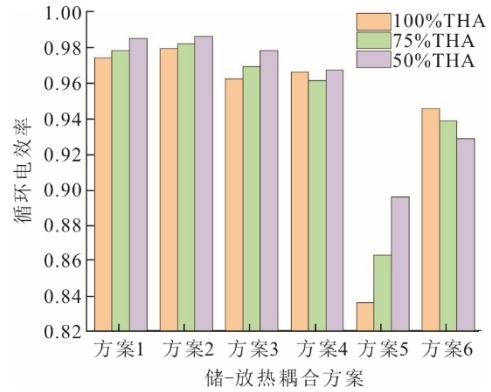


图 9 储-放热全过程循环电效率

Fig.9 Cycle electrical efficiency of the entire process of heat storage and release

## 4 储热改造经济性评估

为检验储热改造方案的可行性，本文以设计运行寿命为 30 年的燃煤机组展开计算，在运行 10 年后加装储热系统，储热系统设计运行寿命为 30 年<sup>[4]</sup>，且改造前机组不具备调峰能力。基准工况与上文相同，储热取耦合方案 3 与电加热结合，减少发电功率 50 MW，并使用 NPV 及 DDP 来综合评价系统经济性前景。表 5 为储热改造前后机组的发电功率，表 6 为储热改造的主要参数。以华北地区为例，根据文献[26]，机组在深度调峰时进行调峰报价，本文取辅助服务调峰补贴调峰深度 30%~40%档位报价为 500 元/(MW·h)。

表 5 储热改造前后机组发电功率

Tab.5 Power generation of units before and after thermal storage renovation

项目	储热时	放热时	正常发电
改造前发电功率/MW	150	300	300
改造后发电功率/MW	100	330	300
时间分配/h	2 000	2 000	1 200

根据表 6 中假设开展计算，储热改造后的经济性分析结果见表 7。由表 7 可知，改造后，电价年收益下降了 1 400 万元，年煤炭成本升高了 82 万元，但调峰补贴收入提高。经计算，若单纯通过调峰补贴收回成本，储热改造的动态投资回收期为 11.65 年，净现值为 4 911.8 万元，由于调峰补贴为长期的政策，

在火电机组承担主要调峰任务的实 情下, 调峰补贴也会维持较长的一段时间。因此 11.65 年的成本回收期, 在工程中可以接受, 改造方案可行。

表 6 储热改造的主要参数  
Tab.6 Main parameters of thermal storage renovation

项目	数值
年运行时间/h	5 200
建设期/a	2
设计运行期/a	18
煤单价/(元·t <sup>-1</sup> )	583 <sup>[23]</sup>
双罐系统建造成本/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	175 <sup>[24]</sup>
储热容量/(MW·h)	700
电价/(元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	350 <sup>[25]</sup>
年运行维护成本	总成本的 10%

表 7 改造前后电厂经济性  
Tab.7 Economic efficiency of the power plant before and after renovation

项目	改造前	改造后
年煤耗量/t	464 896	466 296
年发电量/(MW·h)	1 260 000	1 220 000
年煤耗成本/万元	27 103	27 185
年电价收入/万元	44 100	42 700
调峰收入/万元	0	5 000
储热设备及换热器成本/万元	12 250	
储热系统年运行及维护成本/万元	1 225	
动态投资回收期/a	11.65	
C <sub>NPV</sub> /万元	4 911.8	

## 5 结 论

本文针对某亚临界 300 MW 燃煤机组熔盐储热改造开展研究, 探究了不同储放热策略对机组调峰量的影响, 同时计算了机组储热改造的经济性, 结论如下。

1) 本文提出了 6 种储热策略及 2 种放热策略。储热时, 抽汽储热策略 3 调峰效果最好、储热负荷最大、可行性最好, 调峰深度能到 58.9%, 但会增加 700.0 kg/h 的煤耗。抽汽储热时机组的煤耗量会有一定的提升, 同时随机组负荷降低而下降, 而电加热策略则不会引起煤耗变化。

2) 放热时, 加热给水产生做功蒸汽的发电增量最大, 为额定发电量的 11.3%, 但对熔盐温度的要求高。代替低压加热器的发电增量小, 但对熔盐温度要求低。

3) 计算了不同耦合方案的循环电效率, 其中耦合方案 2 的循环电效率最高, 为 0.987, 耦合方案 5 的最低, 为 0.836。机组负荷降低时, 除电加热耦合

方案外, 其他耦合方案的循环电效率均提高。策略 3 的调峰深度大, 且循环电效率较高, 储-放热过程发电损失小, 深度调峰效果和顶峰发电效果最好。

4) 进行了储热改造后的经济性分析, 改造后电厂每年可额外盈利 2 293 万元, 动态投资回收期为 11.65 年, 净现值为 4 911.8 万元, 改造方案可行。

## [参 考 文 献]

- [1] 刘世宇, 陈俊杰. “十四五”新能源消纳形势分析与建议[J]. 新能源科技, 2021(10): 35-37.  
LIU Shiyu, CHEN Junjie. Analysis and suggestions on the consumption situation of new energy during the 14th Five Year Plan[J]. New Energy Technology, 2021(10): 35-37.
- [2] LI Y T, PENG X H, ZHANG Y. Forecasting methods for wind power scenarios of multiple wind farms based on spatio-temporal dependency structure[J]. Renewable Energy, 2022, 201(1): 950-960.
- [3] 王伟, 徐婧, 赵翔, 等. 中国煤电机组调峰运行现状分析[J]. 南方能源建设, 2017, 4(1): 18-24.  
WANG Wei, XU Jing, ZHAO Xiang, et al. Analysis on peak load regulation status quo for coal-fired power plants in China[J]. Southern Energy Construction, 2017, 4(1): 18-24.
- [4] 李峻, 祝培旺, 王辉, 等. 基于高温熔盐储热的火电机组灵活性改造技术及其应用前景分析[J]. 南方能源建设, 2021, 8(3): 63-70.  
LI Jun, ZHU Peiwang, WANG Hui, et al. Flexible modification technology and application prospect of thermal power unit based on high temperature molten salt heat storage[J]. Southern Energy Construction, 2021, 8(3): 63-70.
- [5] 国家发改委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见 [EB/OL]. (2021-07-15)[2023-04-23]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723\\_1291321.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html?code=&state=123).  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guiding opinions on accelerating the development of new energy storage[EB/OL]. (2021-07-15)[2023-04-23]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723\\_1291321.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html?code=&state=123).
- [6] 高敏. 光热发电蓄热系统控制策略与仿真研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020: 4.  
GAO Min. Study on control strategy and simulation of photothermal power generation heat storage system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020: 4.
- [7] 刘志强, 叶春, 张源, 等. 煤电“三改联动”实施分析与措施建议[J]. 热力发电, 2023, 52(5): 154-159.  
LIU Zhiqiang, YE Chun, ZHANG Yuan, et al. Analysis and suggestions on the implementation of “three-renovation” of coal-fired power[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(5): 154-159.
- [8] 巩志强, 祝令凯, 韩悦, 等. 山东省煤电机组“三改联动”相互关系研究[J]. 山东电力技术, 2023, 50(4): 72-76.  
GONG Zhiqiang, ZHU Lingkai, HAN Yue, et al. Relationship of energy saving and carbon reduction, heat supply and flexibility transformations of coal-fired power units in Shandong province[J]. Shandong Electric Power Technology, 2023, 50(4): 72-76.

- [9] LI D C, WANG J H. Study of supercritical power plant integration with high temperature thermal energy storage for flexible operation[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 20: 140-152.
- [10] 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. Hundred-megawatt molten salt heat storage system for deep peak shaving of thermal power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1760-1767.
- [11] 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. Flexibility improvement study on the double reheat power generation unit with a high temperature molten salt thermal energy storage[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2021, 41(8): 2682-2691.
- [12] ZHANG K Z, LIU M, ZHAO Y L, et al. Thermo-economic optimization of the thermal energy storage system extracting heat from the reheat steam for coal-fired power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 215: 119008.
- [13] KRÜGER M, MUSLUBAS S, LOEPER T, et al. Potentials of thermal energy storage integrated into steam power plants[J]. Energies, 2020, 13(9): 1-13.
- [14] 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 deep peak shaving system of thermal power units coupled with molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 146-153.
- [15] 刘金恺, 鹿院卫, 魏海姣, 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 of coal-fired unit aided by molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111-118.
- [16] 毛翠骥, 余雄江, 徐进良, 等. 耦合熔盐储热的火电机组灵活调峰系统关键技术研究进展[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 10-22.  
MAO Cuiji, YU Xiongjiang, XU Jinliang, et al. Research progress on key technologies of flexible peak shaving system of thermal power unit coupled with molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 10-22.
- [17] 李光华. 小容量熔盐蓄热装置结构设计与性能优化的研究[D]. 南京: 东南大学, 2019: 1.  
LI Guanghua. Design and research on performance optimization of small capacity molten salt heat storage device[D]. Nanjing: Southeast University, 2019: 1.
- [18] 张云鹏, 金晶, 高新勇, 等. 配置蓄热装置对热电机运行经济性的影响分析[J]. 热能动力工程, 2022, 37(8): 143-149.  
ZHANG Yunpeng, JIN Jing, GAO Xinyong, et al. Analysis of the influence of heat storage device on the operation economy of thermal power unit[J]. Thermal Power Engineering, 2022, 37(8): 143-149.
- [19] 张萍香. 企业项目投资决策净现值法研究[J]. 重庆理工大学学报, 2020, 34(2): 252-258.  
ZHANG Pingxiang. Research on the net present value method of enterprise project investment decision[J]. Journal of Chongqing University of Technology, 2020, 34(2): 252-258.
- [20] 黄洁. 盐化企业自备电厂投资决策模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021: 1.  
HUANG Jie. Research on investment decision model of self-provided power plant in salt chemical industry[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021: 1.
- [21] 王坚, 王辉. 火电厂抽汽储能深度调峰技术研究[J]. 电力勘测设计, 2022(6): 30-34.  
WANG Jian, WANG Hui. Research on the energy storage technique by steam extraction from thermal power units used to deep load modulation[J]. Electric Power Survey and Design, 2022(6): 30-34.
- [22] 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 trend of molten salt energy storage in novel power systems[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 1-9.
- [23] 国家统计局. 2020 年 12 月份能源生产情况[EB/OL]. (2021-01-18)[2023-04-23]. [http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202101/t20210118\\_1812463.html](http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202101/t20210118_1812463.html).  
National Bureau of Statistics. Energy production situation in December 2020[EB/OL]. (2021-01-18)[2023-04-23]. [http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202101/t20210118\\_1812463.html](http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202101/t20210118_1812463.html).
- [24] KHAN M I, ASFAND F, ALGHAMDI S G. Progress in research and technological advancements of thermal energy storage systems for concentrated solar power[J]. Energy Storage, 2022, 55(D): 105860.
- [25] 刘爱国, 张健赞, 赵树成, 等. 我国煤电机组延寿及其经济性研究[J]. 热力发电, 2022, 51(7): 54-60.  
LIU Aiguo, ZHANG Jianyun, ZHAO Shucheng, et al. Life extension study and economic analysis of coal-fired power units in China[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(7): 54-60.
- [26] 国家能源局. 华北电力调峰辅助服务市场运营规则(2022 年修订版)[EB/OL]. (2022-07-01)[2023-04-23]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=8301204c-7155-4c00-885d-9970986db8b9>.  
National Energy Administration. North China electric power peak shaving auxiliary service market operation rules (revised 2022 edition)[EB/OL]. (2022-07-01)[2023-04-23]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=8301204c-7155-4c00-885d-9970986db8b9>.

(责任编辑 邓玲惠)