第 54 卷　第 5 期　　热力发电　　Vol.54　No.5
2025 年 5 月　　THERMAL POWER GENERATION　　May 2025

DOI: 10.19666/j.rlfd.202408208

二次再热机组旁路蓄热方案调峰容量及经济性研究

沈仁虎，郑莆燕，程佳豪，张相鹏，黄娅彤，叶子杰
（上海电力大学能源与机械工程学院，上海　200090）

［摘　　要］为研究熔盐蓄热方案对二次再热凝气式机组调峰能力以及经济性的影响，以 660 MW 二次再热凝汽式机组为例，将蓄热与机组旁路相结合，考虑不同蓄热热源，设计了 7 种旁路蓄热方案。通过仿真模拟，研究了 30%THA~50%THA 蓄热起始范围内不同方案的最低发电负荷率、蓄热降负荷数、增加的调峰容量补偿及煤耗成本等指标的变化。结果表明：并联了多股蓄热热源方案的最低发电负荷率要低于使用单一热源，并联了 3 股蓄热热源的方案 7 在不同蓄热起始工况下均可将最低发电负荷率降至 18%以下；但采用过热蒸汽蓄热的方案 1 蓄热降负荷数超过 2.00，单位蓄热功率的降负荷能力最大；随着蓄热起始工况负荷率的下降，全年增加的调峰容量补偿存在最大值，多股蓄热热源方案补偿大于单股热源方案；包含低压旁路蓄热的方案全年增加的煤耗成本远高于其他方案，但会随着蓄热起始工况的下降而降低。

［关　键　词］二次再热机组；旁路；熔盐蓄热；调峰容量；经济性

［引用本文格式］沈仁虎，郑莆燕，程佳豪，等. 二次再热机组旁路蓄热方案调峰容量及经济性研究[J]. 热力发电，2025, 54(5): 102-111.　SHEN Renhu, ZHENG Puyan, CHENG Jiahao, et al. Research on peaking capacity and economy of bypass heat storage scheme for double reheat units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 102-111.

Research on peaking capacity and economy of bypass heat storage scheme for double reheat units

SHEN Renhu, ZHENG Puyan, CHENG Jiahao, ZHANG Xiangpeng, HUANG Yatong, YIE Zijie
(College of Energy and Mechanical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: In order to study the effect of molten salt thermal storage schemes on peak shaving capacity and economy of double reheat condensing units, by taking a 660 MW double reheat condensing unit as an example, seven bypass thermal storage schemes are designed by combing thermal storage with bypass system, considering different thermal storage sources. Through simulation, the changes in indicators of different schemes, such as the minimum power generation load rate, thermal storage load reduction number, compensation for increased peak shaving capacity and coal consumption costs, are studied in the heat storage initial range from 30%THA to 50%THA. The results show that, the minimum power generation load rate of the schemes with multiple parallel heat storage sources are lower than that of the schemes using a single heat source. Scheme VII with three parallel heat storage sources can reduce the minimum power generation load rate to below 18% under different initial heat storage conditions. However, in the Scheme I with superheated steam heat storage, the load reduction number of heat storage exceeds 2.00, and the load reduction capacity per unit of heat storage power is the largest. As the load rate of the initial heat storage condition decreases, there is a maximum compensation for the annual increase in peak shaving capacity, and the compensation for multiple thermal storage heat source schemes is greater than that for a single heat source scheme. The annual increase in coal consumption cost of the scheme including

收 稿 日 期：2024-08-21
基 金 项 目：甘肃省科学技术厅资助项目（22ZD11GA314）
Supported by：Project of Gansu Provincial Department of Science and Technology (22ZD11GA314)
第一作者简介：沈仁虎（1999），男，硕士研究生，主要研究方向为二次再热机组蓄热调峰，shenrenhu7@163.com。
通信作者简介：郑莆燕（1972），女，博士，副教授，主要研究方向为电站热力系统和分布式能源系统的节能、分析、优化等，tyy33@163.com。

low-pressure bypass heat storage is much higher than other schemes, but it will decrease with the initial working condition of heat storage.
Key words: double reheat units; bypass; molten salt heat storage; peaking capacity; economy

随着可再生能源发电装机容量的快速增长[1]，电力系统对调峰能力的需求日益增加，火电机组成为了电网调峰的主力机组[2-5]。国家发展改革委和国家能源局指出，全面实施火电灵活性改造，以调节型电源的角色促进可再生能源消纳，进一步推动“双碳”目标的实现[6]。蓄热调峰技术作为一种重要的技术路线，通过储存和释放热量，帮助电力系统平衡供需。大型燃煤机组用于推动汽轮机做功的蒸汽温度在 540～600 ℃，高温熔盐蓄热技术能较好地匹配这一温度参数[7]。目前已有不少研究将熔盐蓄热技术引入火电机组[8-15]。

Krüger 等人[16]分析研究了火电机组耦合熔盐储热系统在储热和放热阶段的调峰性能，结果表明，相较于纯火电机组，耦合后系统的调峰容量有明显提升。王惠杰等[14]对 300 MW 热电联产机组供热抽汽引入熔盐蓄热系统，有效提高了机组的调峰容量。刘金恺等[12]利用主蒸汽、再热蒸汽、高压缸排汽、中压缸排汽等作为蓄热热源，设计了 8 种具有代表性的调峰方案，研究了各方案的调峰容量、调峰深度、热效率、㶲效率和煤耗率等指标。李学军等[17]将汽轮机旁路蒸汽作为蓄热热源，构建了 3 种蓄热调峰方案，研究了各方案的调峰容量及容量补贴，并分析了蓄热起始负荷的影响。Wei 等人[18]在蒸汽旁路系统中引入蓄热系统，研究旁路蓄热方案对热电联产机组调峰范围、热效率和调峰收益的影响。王辉等[19]则以主蒸汽和再热蒸汽并列作为蓄热热源构建了 2 股蒸汽的一次再热机组蓄热调峰方案，其中放热过程产生的高参数蒸汽替代主机的高压加热器抽汽间接做功。研究表明该方案可使汽轮机按照最低出力运行，同时保证锅炉安全运行且不停炉。

上述研究均针对一次再热机组，结果表明将蓄热技术与火电机组耦合可以有效提高机组的调峰能力，但耦合方案有多种，不同方案的调峰容量和经济效益各不相同。

二次再热技术是目前世界领先的燃煤发电技术，是提高火电机组热效率的重要方法[20-24]。目前，关于二次再热机组的蓄热调峰研究较少。庞力平等[9]将一次再热和二次再热冷段蒸汽作为蓄热热源，研究了高温熔盐储能系统对二次再热机组锅炉和汽轮机负荷响应特性的影响。但采用再热冷段蒸汽作为蓄热热源会受限于锅炉再热器超温问题[25]，调峰容量提高有限。一次再热机组蓄热调峰的研究表明，使用旁路蓄热，可以解决这个问题[26]。由于二次再热机组有高压旁路、中压旁路和低压旁路 3 条旁路管道[27]，使得其旁路蓄热方案具有更多的可能。

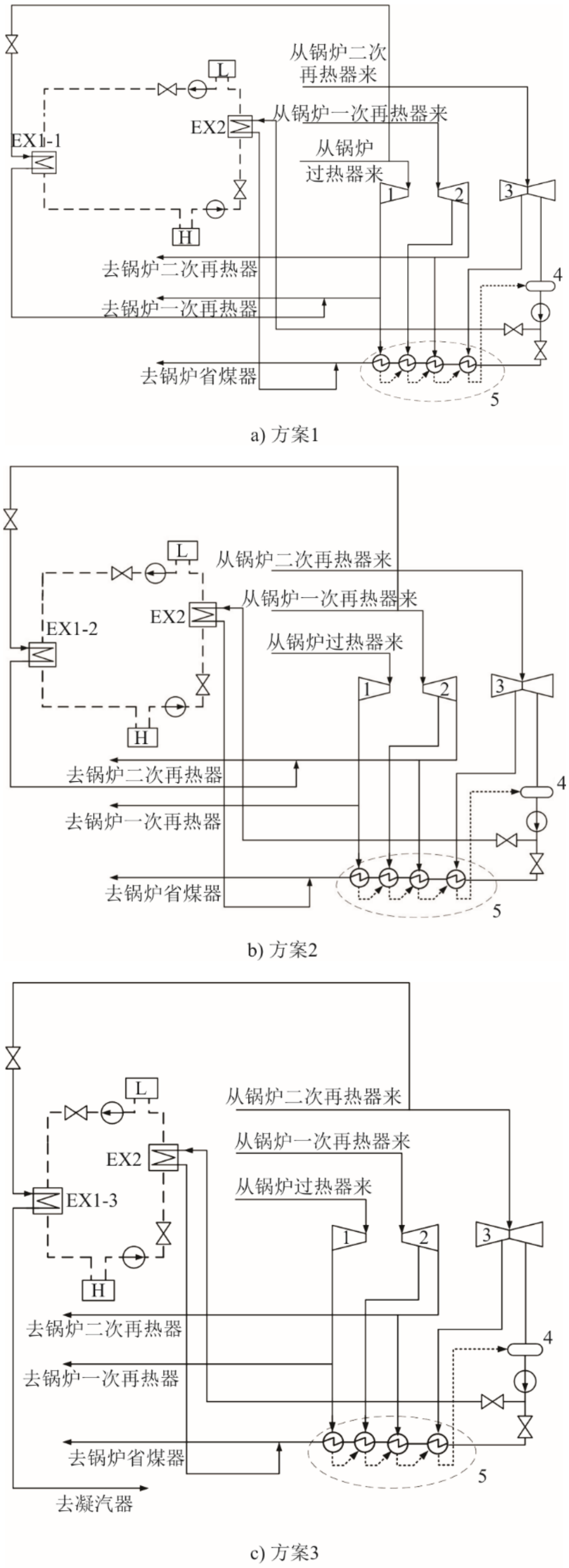
本文以某二次再热机组为例，引入熔盐蓄热技术，考虑单股蒸汽热源和多股蒸汽热源的不同旁路蓄热调峰方案，通过仿真模拟研究各方案的调峰容量、调峰容量补偿及煤耗成本的增加。

1 蓄热调峰方案

二次再热机组大多采用由高压旁路、中压旁路和低压旁路组成的三级旁路系统[26]，该系统能适应各种启动工况汽轮机进汽需求，并保护再热器。在旁路管道上引入蓄热系统，可以在锅炉负荷不变的前提下，通过旁路蓄热，减少汽轮机进汽，降低机组发电功率。蓄热系统储存的热量可以在机组顶峰运行时释放给汽轮机系统，增加发电功率。

本文以某 N660-31/600/620/620 超超临界二次再热机组为例，采用熔盐作为蓄热介质，引入旁路蓄热技术。该机组采用三级旁路，旁路容量为 30%BMCR，压力为 8.5 MPa、温度为 480 ℃。由于二次再热机组旁路系统的复杂性，使得蓄热过程可以有多股蓄热热源可选。为便于比较蓄热过程不同结构的影响，本文所有旁路蓄热方案中放热过程采用熔盐-水换热器 EX2，用高温熔盐加热给水泵出口的锅炉给水，从而排挤高压加热器的回热抽汽，增加机组发电功率。

图 1 给出了 3 种采用单股蓄热热源的旁路蓄热方案。方案 1 为高压旁路蓄热，抽取过热蒸汽作为蓄热热源，通过熔盐-蒸汽换热器 EX1-1 将低温熔盐罐 L 送出的低温熔盐加热后送入高温熔盐罐 H 储存，过热蒸汽减温减压后送入锅炉一次再热器；方案 2 为中压旁路蓄热，抽取一次再热蒸汽作为蓄热热源，通过熔盐-蒸汽换热器 EX1-2 加热熔盐，减温减压后送入锅炉二次再热器；方案 3 为低压旁路蓄热，抽取二次再热蒸汽作为蓄热热源，通过熔盐-蒸汽换热器 EX1-3 加热熔盐，减温减压后送入凝汽器。

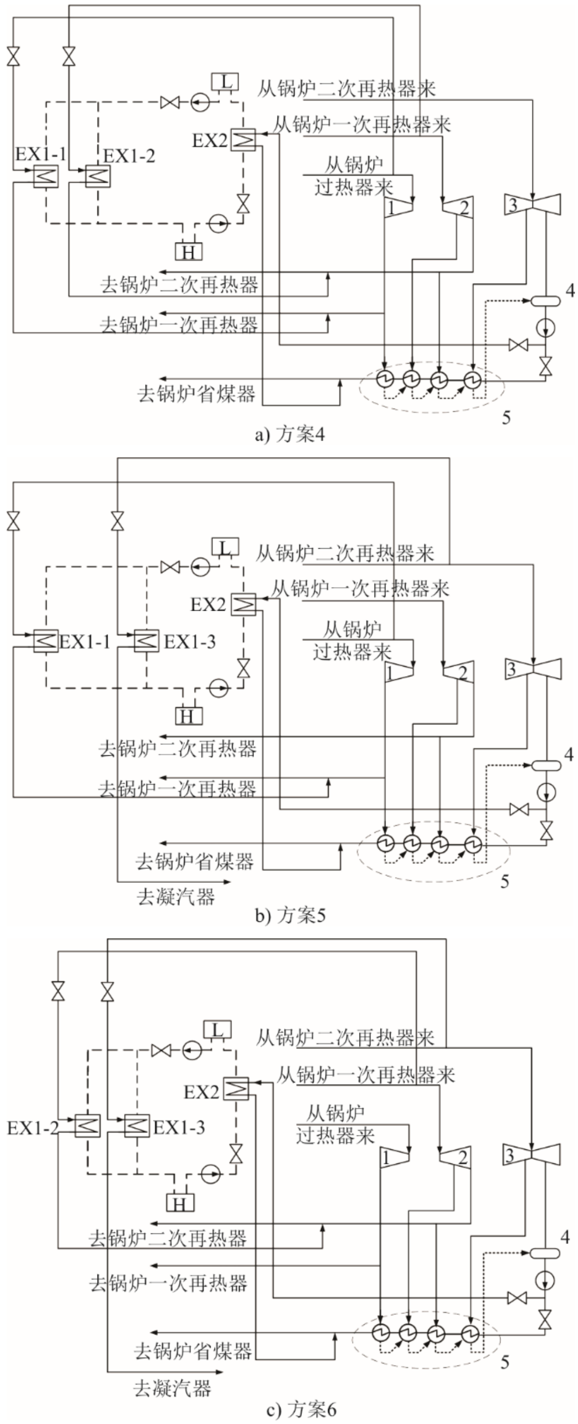


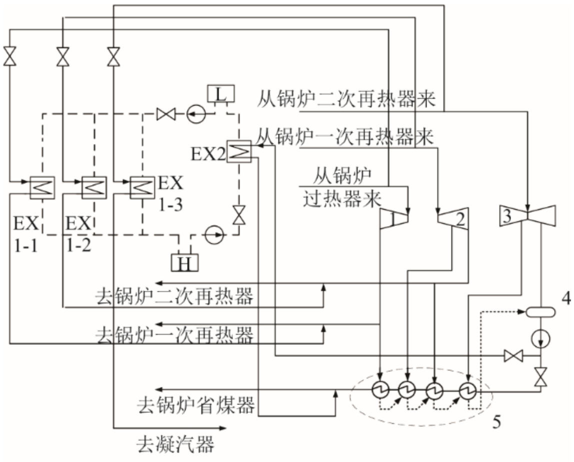
1—超高压缸；2—高压缸；3—中压缸；4—除氧器；5—高压加热器；EX1-1、EX1-2、EX1-3—熔盐-蒸汽换热器；EX2—熔盐-水换热器；L—低温熔盐罐；H—高温熔盐罐。

图 1 单股蓄热热源旁路蓄热方案

Fig.1 Bypass thermal storage scheme with single strand thermal storage heat source

由于过热蒸汽、再热蒸汽温度接近，而压力差别很大，因此可以考虑多股蓄热热源并联蓄热调峰。图 2 给出了 4 种可能的多股并联蓄热调峰方案：方案 4 采用过热蒸汽和一次再热蒸汽作为蓄热热源，熔盐-蒸汽换热器 EX1-1 和 EX1-2 并联；方案 5 采用过热蒸汽和二次再热蒸汽作为蓄热热源，熔盐-蒸汽换热器 EX1-1 和 EX1-3 并联；方案 6 采用一次再热蒸汽和二次再热蒸汽作为蓄热热源，熔盐-蒸汽换热器 EX1-2 和 EX1-3 并联；方案 7 采用过热蒸汽、一次再热蒸汽和二次再热蒸汽作为蓄热热源，熔盐-蒸汽换热器 EX1-1、EX1-2 和 EX1-3 并联。





d) 方案7

1—超高压缸；2—高压缸；3—中压缸；4—除氧器；5—高压加热器；EX1-1—熔盐-蒸汽换热器；EX1-2—熔盐-蒸汽换热器；EX1-3—熔盐-蒸汽换热器；EX2—熔盐-水换热器；L—低温熔盐罐；H—高温熔盐罐。

图 2 多股蓄热热源旁路蓄热方案
Fig.2 Bypass thermal storage scheme with multi-strand thermal storage heat source

上述 7 种方案的蓄热过程中，蓄热蒸汽的引出点是主蒸汽、一次再热蒸汽和二次再热蒸汽，3 股蒸汽放热后的引入点分别是一次冷再管道，二次冷再管道，在 30%THA~50%THA 内，引入点和引出点的蒸汽参数范围见表 1。放热过程顶峰运行，被熔盐加热的给水泵出口的锅炉给水温度范围为 184.256~319.285 ℃。根据蓄热过程的蒸汽温度和放热过程的给水温度变化，蓄热系统的热罐温度选为 540 ℃，冷罐温度选为 290 ℃。

文献[27]中给出了多个熔盐的比较，其中 LMPSII 熔盐组分为 $NaNO_3$、KNO_3、$NaNO_2$ 和 $Ca(NO_3)_2$，熔点温度为 86.5 ℃，分解温度为 629.9 ℃，适用温度广。且 LMPSII 熔盐的材料成本为 25.0 元/(kW·h)，系统成本为 49.3 元/(kW·h)，低于文中给出的其他熔盐（包括太阳盐）。因此，本文选用 LMPSII 熔盐作为蓄热介质，不仅可以降低冻堵风险，而且可以减少系统的投资成本。

表 1 引入点和引出点的蒸汽参数
Tab.1 Steam parameters for inlet and outlet points

方案	温度/℃	压力/MPa
主蒸汽	600.0	15.231~9.778
一次再热蒸汽	555.0~620.0	3.037~4.859
二次再热蒸汽	555.0~620.0	0.977~1.548
一次冷再热管道	427.3~427.6	3.266~5.225
二次冷再热管道	400.5~453.6	1.092~1.730

本研究利用德国 STEAG 公司研发的 EBSILON 软件构建了机组热力系统的静态仿真模型，仿真结果与热平衡图的比较见表 2。由表 2 可见，该机组关键参数在典型工况的仿真模拟值与热平衡图的误差均控制在 1.7%以内，满足工程计算精度要求。

使用 EBSILON 搭建上述 7 个方案的静态仿真模型，进行系统的热力计算。对于熔盐蓄热系统的仿真模拟，作如下假设：1）系统达到稳定运行，且工质无泄漏；2）忽略蓄热介质在管道和设备中的散热损失。

表 2 仿真结果与热平衡图的比较
Tab.2 Comparison of parameters between the simulation results and the thermal balance diagram

		主蒸汽流量/($t \cdot h^{-1}$)	主蒸汽压力/MPa	一次再热蒸汽流量/($t \cdot h^{-1}$)	一次再热蒸汽压力/MPa	二次再热蒸汽流量/($t \cdot h^{-1}$)	二次再热蒸汽压力/MPa	热耗率/($kJ \cdot (kW \cdot h)^{-1}$)
VWO	热平衡图	1 845.000	31.000	1 645.760	10.737	1 394.680	3.331	6 997.70
	仿真值	1 845.000	31.000	1 658.639	10.730	1 415.624	3.331	7 028.07
	误差	0	0	0.78%	–0.07%	1.50%	0	0.43%
THA	热平衡图	1 671.040	31.000	1 495.620	9.799	1 275.000	3.051	6 974.00
	仿真值	1 671.040	31.000	1 510.191	9.813	1 296.715	3.055	7 021.87
	误差	0	0	0.97%	0.14%	1.70%	0.13%	0.69%
50% THA	热平衡图	782.750	15.231	724.230	4.859	638.840	1.548	7 294.00
	仿真值	782.750	15.231	727.818	4.851	648.337	1.547	7 279.30
	误差	0	0	0.50%	–0.16%	1.49%	–0.06%	0.20%
40% THA	热平衡图	644.400	12.595	600.270	3.950	533.200	1.270	7 521.70
	仿真值	644.400	12.593	603.003	3.949	541.135	1.270	7 451.20
	误差	0	–0.02%	0.46%	–0.03%	1.49%	0	0.90%
30% THA	热平衡图	497.750	9.778	466.820	3.037	417.800	0.977	7 798.60
	仿真值	497.750	9.778	468.980	3.033	424.508	0.979	7 708.50
	误差	0	0	0.46%	0.13%	1.61%	0.20%	1.10%

2 评价指标

2.1 调峰容量

2.1.1 最低发电负荷率

调峰容量通常被定义为调峰电厂能够提供的最大可调出力与最小技术出力的差值[17]。在本文的研究中，放热过程对应机组顶峰运行，对应的发电功率为机组 TMCR 工况下的出力，即为机组的最大可调出力，7 个方案相同。蓄热过程对应机组深度调峰，即为机组最小技术出力，每个方案各不相同，因此蓄热过程的最小发电功率决定了各方案的调峰容量。本文采用最小发电负荷率来分析调峰容量的变化。

火电机组在蓄热过程中要达到最小技术出力必须要考虑锅炉和汽轮机的安全。本文提出的蓄热调峰方案都与旁路系统相耦合，保护了锅炉再热器的安全问题，还需要从汽轮机安全考虑，对汽轮机最小进汽量进行限制。此外，最低发电功率还与蓄热起始工况有关。由此建立蓄热调峰方案的最低发电负荷率计算模型如下：

$$\min\left(\frac{P_{\text{e-min}}}{P_{\text{e}}}\right)=f\left(D_{\text{n1}},D_{\text{n2}},D_{\text{n3}},R_i\right)$$
$$\text{s.t.}\quad D_{\text{n1}}/D_{\text{n}}\geqslant N_1,\ D_{\text{n2}}/D_{\text{n}}\geqslant N_2,\ D_{\text{n3}}/D_{\text{n}}\geqslant N_3 \tag{1}$$

式中：P_{e} 为机组额定容量，MW；$P_{\text{e-min}}$ 为最小技术出力，MW；D_{n} 为额定工况下的主蒸汽流量，t/h；D_{n1} 为变工况后的主蒸汽流量，t/h；N_1 为超高压缸最小进汽流量与额定工况下主蒸汽流量的比值；D_{n2} 为变工况后的一次再热汽流量，t/h；N_2 为高压缸最小进汽流量与额定工况下主蒸汽流量的比值；D_{n3} 为变工况后的低压缸进汽流量，t/h；N_3 为超高压缸最小进汽流量与额定工况下主蒸汽流量的比值；R_i 为蓄热起始工况发电负荷率。在本文的计算中，高压缸最小进汽量应该大于额定工况的 20%[22]，参考高压缸，超高压缸最小进汽量也取大于额定工况的 20%，低压缸最小进汽流量取为额定流量的 10%[28]。

2.1.2 蓄热降负荷数

不同方案由于蓄热热源的不同和蓄热起始工况的不同，导致最大蓄热功率不同。为便于分析蓄热容量对调峰容量的影响，本文引入一个新指标蓄热降负荷数，此指标是一个无量纲数，代表单位蓄热功率增加的调峰容量，反映了蓄热调峰方案单位蓄热功率的降负荷能力，可由式(2)计算得出。

$$k=\frac{P_{\text{e},i}-P_{\text{e-min},i}}{W} \tag{2}$$

式中：k 为蓄热降负荷数；W 为最大蓄热功率，MW；$P_{\text{e},i}$ 为以 i 为起始工况下的发电功率，MW；$P_{\text{e-min},i}$ 为以 i 为起始工况的最低发电功率，MW。

2.2 经济性

2.2.1 增加的调峰容量补偿

机组参与电网调峰时，获得的调峰容量补偿不仅与机组调峰容量有关，还与电力辅助市场的运营规则有关。2022 年发布的《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》的相关规定，机组发电负荷在额定容量的 50%以下可以获得容量补偿，并按发电负荷率区间分为 9 档。根据这一规定，全年调峰容量补偿计算如式(3)：

$$S_d=\sum_{d=1}^{n}\left[\sum_{i=1}^{9}\left(S_{d,i}\times W_i\right)\right]\times Q_d$$
$$Q_d=\left(M_{d1}\times M_{d2}\right)$$
$$M_{d1}=\frac{P_{\text{e-max},d}}{P_{\text{e}}} \tag{3}$$
$$M_{d2}=\frac{\min\left[\left(1-d\right)\eta,0.95\right]}{0.95}$$

式中：S_d 为全年调峰容量补偿，元；$S_{d,i}$ 为机组申报运行日 d 日第 i 档调峰容量，MW；W_i 为第 i 档调峰容量月度补偿价格，元/MW；n 为全年蓄热调峰天数，日；Q_d 运行日 d 日火电机组调峰容量补偿系数；$P_{\text{e-max},d}$ 为机组 d 日申报发电能力上限；η 为日厂用电率 。

在 50%以下的工况作为蓄热起始工况开始调峰时，获得的容量补偿包括因机组在蓄热起始工况得到的调峰容量补偿和因熔盐蓄热而增加的调峰容量补偿。因熔盐蓄热而增加的全年调峰容量补偿计算如式(4)所示：

$$\Delta S_d=S_{d1}-S_{d2} \tag{4}$$

式中：ΔS_d 为全年增加的调峰容量补偿，元；S_{d1} 为机组获得的全年总调峰容量补偿，元；S_{d2} 为机组全年在蓄热起始工况获得的调峰容量补偿，元。

2.2.2 熔盐系统投资成本

熔盐蓄热系统的总投资成本包括蓄热材料的成本和蓄热系统的成本 2 部分，可根据蓄热量来确定[27]，具体如式(5)所示：

$$C=\Delta W\times t_1\times\left(C_{\text{m}}+C_{\text{s}}\right) \tag{5}$$

式中：C 为投资成本，元；ΔW 为蓄热功率，MW；

t_1 为单日蓄热时长，h；C_m 为材料成本，元；C_s 为系统成本，元。

本文选用 LMPSII 盐作为蓄热介质，根据文献[27]，材料成本 C_m 为 25 元/(kW·h)，系统成本 C_s 为 49.3 元/(kW·h)。计算中，单日蓄热时长 t_1 取 4 h。

2.2.3 蓄热调峰增加的煤耗成本

蓄热过程将高温蒸汽的热能蓄存于熔盐中，在放热过程，这部分热量用以加热锅炉给水，从而排挤高加回热抽汽，增加发电功率。蓄热发电的煤耗率高，必然使蓄热调峰的煤耗成本增加。

蓄热的煤耗量可由式(6)得出。

$$B_h = \frac{\left[D_{h0}(h_0 - h_{h0}) + D_{h1}(h_1 - h_{h1}) + D_{h2}(h_2 - h_c)\right]\cdot t_1}{\eta_b \eta_p} \cdot n \tag{6}$$

式中：B_h 为蓄热的煤耗量，kg；D_{h0} 为经过高压旁路的蓄热蒸汽流量，kg/s；D_{h1} 为经过中压旁路的蓄热蒸汽流量，kg/s；D_{h2} 为经过低压旁路的蓄热蒸汽流量，kg/s；h_0 为主蒸汽焓，kJ/kg；h_{h0} 为一次冷再蒸汽焓，kJ/kg；h_1 为一次再热蒸汽焓 kJ/kg；h_{h1} 为二次冷再蒸汽焓 kJ/kg；h_2 为二次再热蒸汽焓，kJ/kg；h_c 为凝结水焓，kJ/kg；η_b 为锅炉效率，取 0.95；η_p 为管道效率，取 0.99。

蓄热的发电量为放热过程增加的发电量减去蓄放热过程熔盐泵的耗电量，具体如式(7)所示。

$$E_h = \Delta P_e \cdot t_2 - (P_{ep1} \cdot t_1 + P_{ep2} \cdot t_2) \tag{7}$$

式中：E_h 为蓄热的发电量，kW·h；P_{ep1} 为蓄热过程熔盐泵的功率，kW；P_{ep2} 为放热过程熔盐泵的功率，kW；ΔP_e 为放热过程增加的发电功率，kW；t_2 为单日放热时长，h。

则蓄热发电的煤耗率如式(8)所示。

$$b_{cp(h)} = \frac{B_h}{E_h} \tag{8}$$

式中：$b_{cp(h)}$为蓄热发电的煤耗率，kg/(kW·h)。

蓄热调峰增加的煤耗量如式(9)所示。

$$\Delta B_h = \frac{(b_{cp(h)} - b_{cp})\Delta P_e \cdot t_2}{1000} \tag{9}$$

式中：ΔB_h 为蓄热调峰增加的煤耗量，t；b_{cp} 为蓄热起始工况下未蓄热时的发电煤耗率，kg/(kW·h)。

蓄热调峰增加的煤耗成本计算为式(10)：

$$\Delta C_{Bh} = \frac{\Delta B_h k}{10\,000} \tag{10}$$

式中：ΔC_{Bh} 为蓄热调峰增加的煤耗成本，万元；k 为煤价，取 1 010.32 元/t。

3 结果与讨论

3.1 蓄热功率

根据各方案仿真模拟的结果，图 3 给出了不同旁路蓄热方案的蓄热功率随蓄热起始工况负荷率的变化。

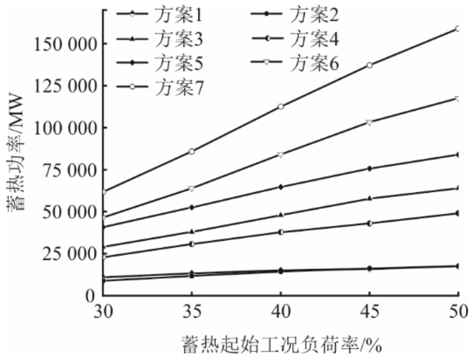


图 3 蓄热功率
Fig.3 Thermal storage power

由图 3 可知，随着蓄热起始工况的增加，各方案的蓄热功率几乎都线性增加。这是因为蓄热起始工况发电负荷率越低，各方案的最大抽汽量就越少，蓄热功率下降。方案 7 蓄集了高压旁路、中压旁路以及低压旁路蒸汽的热量，所以蓄热功率最高，同理，其他方案的蓄热功率从大到小依次为方案 6、方案 5、方案 3、方案 4、方案 1 和方案 2。

3.2 最低发电负荷率

图 4 给出了蓄热过程中，不同旁路蓄热方案的最小发电负荷率随蓄热起始工况负荷率的变化。

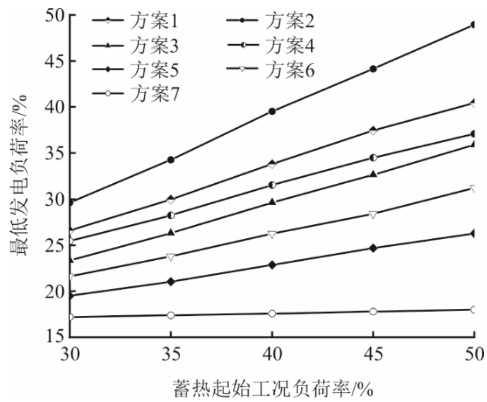


图 4 蓄热过程的最低发电负荷率
Fig.4 Minimum generating load rate during thermal storage process

由图 4 可知，在不同蓄热起始工况下，各旁路蓄热方案的发电负荷率均有所下降。采用单股蓄热热源的方案 1—方案 3，由于仅减小了超高压缸、高压缸或中低压缸的做功，发电负荷率的下降幅度

低于采用多股蓄热热源的方案 5、方案 6、方案 7。

由于中低压缸做功占比大于超高压缸和高压缸（在 30%THA~50%THA 负荷变化范围内，中低压缸做功占比为 57.84%~59.38%），采用低压旁路蓄热的方案 3，在蓄热过程中发电负荷率下降幅度不仅大于采用超高压缸进汽蓄热的方案 1 和采用高压缸进汽蓄热的方案 2，而且大于采用超高压缸进汽和高压缸进汽 2 股蓄热热源的方案 4。由于超高压缸做功占比大于高压缸（在 30%THA~50%THA 工况，超高压缸做功占比为 20.71%~22.75%，高压缸做功占比为 19.41%~19.91%），采用单股蓄热热源的方案中方案 1 的发电负荷率下降幅度大于方案 2，采用 2 股蓄热热源的方案中方案 5 大于方案 6。方案 7 由于采用了 3 股蓄热热源，发电负荷率的下降幅度最大，而且由于高压旁路、中压旁路和低压旁路的同时使用，使得在任一蓄热起始工况下汽轮机进汽均可降至最低，因此在不同蓄热起始工况下，最低发电负荷率基本变化不大，在蓄热起始工况为 30%THA 工况时达到最低，为 17.20%。而在其他方案的蓄热过程中，发电负荷率均会随着蓄热起始工况发电负荷率的下降而下降。在蓄热起始工况为 30%THA 工况时，方案 1—方案 6 的发电负荷率可分别降至 26.58%、29.63%、23.33%、25.43%、19.51%、21.60%。

本文以 TMCR 工况负荷率作为最大出力约束，则该机组对应的最大出力为 691.30 MW。若在最大出力时释放蓄存的热量，由于 7 个方案的放热结构相同，对应的放热起始工况的发电负荷率均为 89.29%。

3.3 蓄热降负荷数

图 5 给出了不同旁路蓄热方案的蓄热降负荷数随蓄热起始工况负荷率的变化。

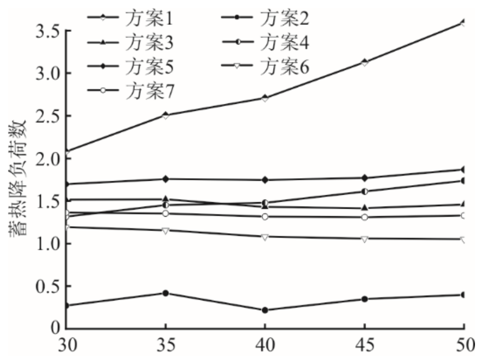


图 5 蓄热降负荷数
Fig.5 Heat storage load reduction number

由图 5 可知，在各旁路蓄热方案中，方案 1 的蓄热降负荷数最高，超过 2.00。这是因为采用超高压进汽蓄热的方案 1 虽然发电负荷率下降幅度不是最大，但蓄热功率比较小，仅略高于方案 2。采用高压缸进汽蓄热的方案 2 不仅发电负荷率下降幅度最小，且蓄热功率仅略低于方案 1，因此在所有方案中蓄热降负荷数最低，小于 0.42。其他方案的蓄热降负荷数介于 1.05~1.87。需要指出的是，除了方案 1，其他方案的蓄热降负荷数随蓄热起始工况负荷率的变化不大，而方案 1 的蓄热降负荷数随蓄热起始工况负荷率的下降而降低。这是因为方案 1 仅采用了超高压缸进汽蓄热，而这股蒸汽在不同蓄热起始工况下最大蓄热抽汽流量变化幅度大，因此蓄热功率变化大，而发电负荷率变化幅度远不如蓄热功率。

3.4 全年增加的调峰容量补偿

以每年调峰时间 200 天计算，可得全年增加的调峰容量补偿如图 6 所示。全年增加的调峰容量补偿与调峰容量补偿的市场规则、蓄热调峰的起始工况、最低发电负荷和最大负荷有关。由于这 7 种方案的最大负荷率相同，所以图 6 中增加的调峰容量补偿与最大负荷无关。

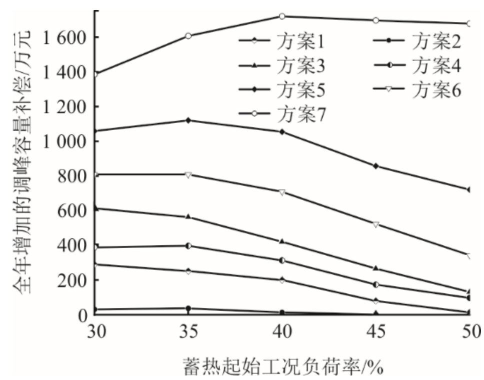


图 6 全年增加的调峰容量补偿
Fig.6 Compensation for increased peak shaving capacity throughout the year

在各蓄热起始工况下，7 种方案全年增加的调峰容量补偿的变化与图 4 中蓄热过程中的发电负荷率的大小变化正好相反，即蓄热过程中的发电负荷率越低，全年增加的调峰容量补偿越多。这 7 种方案在各蓄热起始工况下全年增加的调峰容量补偿从大到小依次为方案 7、方案 5、方案 6、方案 3、方案 4、方案 1 和方案 2。但全年增加的调峰容量补偿随蓄热起始工况负荷率的下降，呈现了先增后降的趋势，存在最大值。这是因为根据表 1 中给出的调峰容量市场补偿标准，当最低发电负荷率在

15%~50%变化时，调峰容量增加的补偿先增后降，在从 30%~35%变化到 25%~30%时，增加最大，达到了 250 元/(MW·d)。

3.5 全年增加的煤耗成本

图 7 给出了各方案全年蓄热调峰增加的煤耗量随蓄热起始工况的变化。

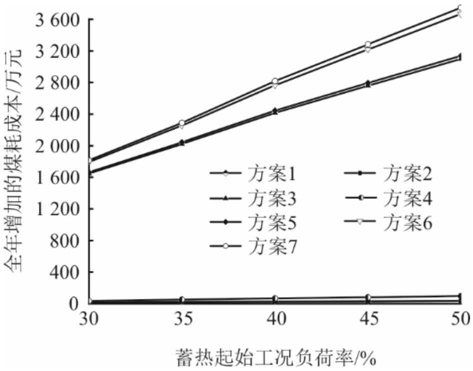


图 7 全年增加的煤耗成本
Fig.7 Cost for increased coal consumption throughout the year

从图 7 中可以看出，方案 1、方案 2 和方案 4 全年增加的煤耗成本明显低于其他 4 个方案。原因在于这 4 个方案蓄积了流经低压旁路的蓄热蒸汽的热量，而低压旁路的蓄热蒸汽放热以后直接进入凝汽器，热量损失较高。而且随着蓄热起始工况的降低，低压旁路蓄热蒸汽流量减少，进入凝汽器的热量损失减少，全年增加的煤耗成本也明显降低。在这 4 个方案中，方案 6 和方案 7 全年增加的煤耗成本明显高于方案 3 和方案 5，这是因为方案 6 和方案 7 的蓄热量大于方案 3 和方案 5，放热时增加的发电量更多。

3.6 熔盐系统投资成本

图 8 给出了不同旁路蓄热方案的熔盐系统成本随蓄热起始工况负荷率的变化。由图 8 可知，熔盐系统成本与蓄热量呈正比关系，随着蓄热起始工况的增加，7 种方案的熔盐系统成本几乎都线性增加。这是因为蓄热起始工况发电负荷率越低，各个方案的最大抽汽量就越少，蓄热功率下降，相同蓄热时长条件下的蓄热量减少。

因为方案 7 蓄集了高压和中压旁路蒸汽以及低压旁路蒸汽的热量，所以在各蓄热起始工况，方案 7 的蓄热功率最高，熔盐系统成本最高。同样，由于蓄热功率不同，其他 6 种方案的熔盐系统投资成本由高到低依次为方案 6、方案 5、方案 3、方案 4、方案 1 和方案 2。

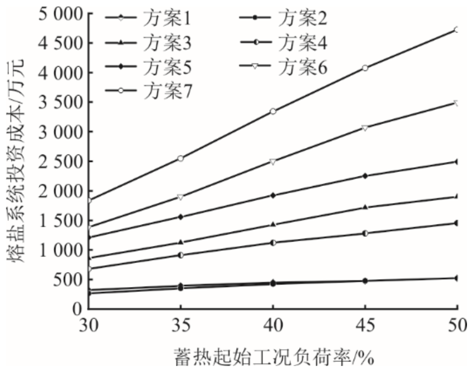


图 8 熔盐系统投资成本
Fig.8 Investment costs of molten salt systems

4 结　论

1）一般情况下，并联了多股蓄热热源的旁路蓄热调峰方案的最低发电负荷率要低于使用单一热源的方案。方案 7 并联了高压、中压和低压旁路蓄热热源，在不同蓄热起始工况下，均可将最低发电负荷率降至 18%以下。

2）单一热源的旁路蓄热调峰方案中，方案 1 单位蓄热功率的降负荷能力最大，蓄热降负荷数超过 2.00。多股热源的方案中，高压和低压旁路蓄热热源的方案 5 单位蓄热功率的降负荷能力最大，蓄热降负荷数超过 1.70，且在不同蓄热起始工况下变化较小。

3）包含低压旁路蓄热热源的方案 3、方案 5、方案 6 和方案 7 增加的煤耗成本远高于其他方案，但随着蓄热起始工况的下降，增加的煤耗成本会明显降低。

4）由于调峰容量市场补偿标准的影响，在不同蓄热起始工况下，全年增加的调峰容量补偿存在最大值。单一蓄热热源的旁路蓄热方案获得的补偿均低于多股蓄热热源并联的旁路蓄热方案，并联了 3 股蓄热热源的方案 7 全年增加的调峰容量补偿最大。

［参 考 文 献］

［1］ LIU J Y, ZHANG Y J. Has carbon emissions trading system promoted non-fossil energy development in China?[J]. Applied Energy, 2021, 302: 117613.

［2］ 赵文会, 毛璐, 王辉, 等. 征收碳税对可再生能源在能源结构中占比的影响——基于 CGE 模型的分析[J]. 可再生能源, 2016, 34(7): 1086-1095.
ZHAO Wenhui, MAO Lu, WANG Hui, et al. The impacts of levying carbon tax to the proportion of renewable energy in energy structure: based on CGE model[J]. Renewable Energy Resources, 2016, 34(7): 1086-1095.

［3］ 潘尔生, 田雪沁, 徐彤, 等. 火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景[J]. 电力建设, 2020, 41(9): 58-68.

PAN Ersheng, TIAN Xueqin, XU Tong, et al. Status, critical problems and prospects of flexibility retrofit of thermal power in China[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(9): 58-68.

［4］WANG C, SONG J, ZHU L, et al. Peak shaving and heat supply flexibility of thermal power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 193: 117030.

［5］LI X, ZENG L, ZHANG N, et al. Effects of the air-staging degree on performances of a supercritical down-fired boiler at low loads: air/particle flow, combustion, water wall temperature, energy conversion and NO_x emissions[J]. Fuel, 2022, 308: 121896.

［6］国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见[EB/OL]. (2022-01-30)[2024-08-20]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/2022-01/30/c_1310464313.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Opinions of the national development and reform commission and the national energy administration on improving the system, mechanism and policy measures for energy green and low-carbon transformation[EB/OL]. (2022-01-30) [2024-08-20]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/2022-01/30/c_1310464313.htm.

［7］毛翠骥, 余雄江, 徐进良, 等. 耦合熔融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.

［8］倪祯霖, 李延和, 张红丽, 等. 全清洁能源发电转型过程中火电退出顺序评估[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(1): 127-134.
NI Zhenlin, LI Yanhe, ZHANG Hongli, et al. Evaluation of the exit sequence of thermal power units in the transition to all clean energy generation[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(1): 127-134.

［9］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]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2682-2691.

［10］WANG Q, WU C L, WANG X M, et al. A review of eutectic salts as phase change energy storage materials in the context of concentrated solar power[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2023, 205: 123904.

［11］XU J, LIU W H, WANG Z P, et al. Comparative investigation on the thermodynamic performance of coal-fired power plant integrating with the molten salt thermal storage system[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 89: 111738.

［12］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.

［13］WANG B, MA H, REN S, et al. Effects of integration mode of the molten salt heat storage system and its hot storage temperature on the flexibility of a subcritical coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 58: 106410.

［14］王惠杰, 董学会, 杨杰, 等. 基于 Aspenplus 的配置储热装置 供热机组调峰范围研究[J]. 汽轮机技术, 2019, 61(2): 131-135.
WANG Huijie, DONG Xuehui, YANG Jie, et al. Research on peak shaving range of heat supply unit with heat storage device based on Aspenplus[J]. Steam Turbine Technology, 2019, 61(2): 131-135.

［15］GARBRECHT O, BIEBER M, KNEER R. Increasing fossil power plant flexibility by integrating molten-salt thermal storage[J]. Energy, 2017, 118: 876-883.

［16］KRÜGER M, MUSLUBAS S, LOEPER T, et al. Potentials of thermal energy storage integrated into steam power plants[J]. Energies, 2020, 13(9): 2226.

［17］李学军, 姜景芮, 李金泽, 等. 旁路蓄热对凝汽式机组调峰容量的影响[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(2): 56-62.
LI Xuejun, JIANG Jingrui, LI Jinze, et al. The impact of bypass heat storage on peak shaving capacity of condensing units[J]. Power Grid and Clean Energy, 2024, 40(2): 56-62.

［18］WEI Q, ZHENG P, ZOU S, et al. Research on the combined low pressure steam bypass and heat storage peak shaving for industrial extraction steam heating units[J]. Energy Reports, 2021, 8(Suppl.2): 179-187.

［19］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.

［20］王哮江, 刘鹏, 李荣春, 等. “双碳”目标下先进发电技术研究进展及展望[J]. 热力发电, 2022, 51(1): 52-59.
WANG Xiaojiang, LIU Peng, LI Rongchun, et al. Research progress and prospects of advanced power generation technology under the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 52-59.

［21］吴涛, 褚墨, 马朋波, 等. 莱芜超超临界 1 000 MW 二次再热机组在线运行性能指标分析及优化[J]. 热力发电, 2017, 46(12): 133-136.
WU Tao, CHU Mo, MA Pengbo, et al. Analysis and optimization for online operation performance indexes of the ultra supercritical 1 000 MW double-reheat unit in Laiwu Power Plant[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(12): 133-136.

［22］张方炜, 刘原一, 谭厚章, 等. 超临界火力发电机组二次再热技术研究[J]. 电力勘测设计, 2013(2): 34-39.
ZHANG Fangwei, LIU Yuanyi, TAN Houzhang, et al. Study of secondly reheat technique of supercritical fire power generators[J]. Electric Power Survey & Design, 2013(2): 34-39.

［23］王月明, 牟春华, 姚明宇, 等. 二次再热技术发展与应用现状[J]. 热力发电, 2017, 46(8): 1-10.
WANG Yueming, MU Chunhua, YAO Mingyu, et al. Review of the development and application of double reheat power generation technology[J]. Thermal Power

Generation, 2017, 46(8): 1-10.

[24] 高昊天，范浩杰，董建聪，等. 超超临界二次再热机组的发展[J]. 锅炉技术, 2014, 45(4): 1-3.
GAO Haotian, FAN Haojie, DONG Jiancong, et al. Development of ultra-supercritical secondary reheat units[J]. Boiler Technology, 2014, 45(4): 1-3.

[25] 范庆伟，居文平，黄嘉驷，等. 基于蓄热过程的工业供汽机组热电解耦研究[J]. 汽轮机技术，2019，61(3): 221-223.
FAN Qingwei, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Research on decoupling of heat and power of industrial steam supply unit based on heat storage process[J]. Turbine Technology, 2019, 61(3): 221-223.

[26] 王桂峰. 1 000 MW 超超临界二次再热燃煤机组汽机旁路选型优化[J]. 科技与创新, 2023(17): 112-115.
WANG Guifeng. Optimization of turbine bypass selection for 1 000 MW ultra supercritical secondary reheating coal-fired unit[J]. Technology and Innovation, 2023(17): 112-115.

[27] 张灿灿，吴玉庭，鹿院卫. 低熔点混合硝酸熔盐的制备及性能分析[J]. 储能科学与技术，2020，9(2): 435-439.
ZHANG Cancan, WU Yuting, LU Yuanwei. Preparation and comparative analysis of thermophysical properties on low melting point mixed nitrate molten salts[J]. Energy Storage Science and Technology, 2020, 9(2): 435-439.

[28] 曹丽华，王文龙，罗恒恒. 深度调峰工况下汽轮机低压缸最小流量的确定[J]. 机械工程学报，2020，56(16): 98-108.
CAO Lihua, WANG Wenlong, LUO Hengheng. Determination of minimum flow rate of low pressure cylinder of steam turbine under deep peak load regulation conditions[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2020, 56(16): 98-108.

（责任编辑　邓玲惠）