

配置蓄热装置对热电机组运行经济性的影响分析

张云鹏¹, 金晶¹, 高新勇², 侯封校¹

(1. 上海理工大学能源与动力工程学院, 上海 200093; 2. 华电电力科学研究院, 浙江 杭州 310030)

摘要:为了解决我国“三北”地区的弃风、弃电问题,提升热电机组的调峰能力尤为重要,在热电机组中配置蓄热罐可实现“热电解耦”,是扩大机组调峰空间的有效方法。本文以某330 MW亚临界机组为研究对象,利用Aspen Plus软件构建了配置蓄热装置的热电机组仿真模型,借助煤耗量、能量效率等指标,分析了蓄热装置的抽汽位置对热电机组经济性的影响。模拟结果表明:热电机组在不同工况下模拟计算结果均与实际工程数据吻合良好,验证了计算模型的可靠性;在机组的采暖抽汽口抽汽进行蓄热,最为经济合理;针对选取的六种典型工况,配置蓄热装置后的机组相比原机组最高可节省总煤耗量7 003.74 kg,平均每小时可减少1 167.29 kg燃煤量。

关键词:热电联产;蓄热;调峰;Aspen Plus;经济性分析

中图分类号:TK284.1 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlge.2022.08.018

[引用本文格式]张云鹏,金晶,高新勇,等.配置蓄热装置对热电机组运行经济性的影响分析[J].热能动力工程,2022,37(8):143-149. ZHANG Yun-peng, JIN Jing, GAO Xin-yong, et al. Analysis of the influence of heat storage device on the operation economy of thermal power unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(8): 143-149.

Analysis of the Influence of Heat Storage Device on the Operation Economy of Thermal Power Unit

ZHANG Yun-peng¹, JIN Jing¹, GAO Xin-yong², HOU Feng-xiao¹

(1. School of Energy and Power Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai, China, Post Code:200093; 2. Huadian Electric Power Research Institute, Hangzhou, China, Post Code:310030)

Abstract: In order to solve the problem of wind and solar power curtailment in the "three north" regions of China, it is particularly important to improve the peak regulation capacity of thermal power units. Installing heat storage tank in thermal power plant is the effective method to realize "thermoelectric decoupling" and widen the peak regulation space of unit. This paper takes a 330 MW subcritical unit as the research object, uses Aspen Plus software to construct a simulation model of a thermal power unit equipped with heat storage device, and analyzes the influence of the extraction location of heat storage device on the economy of thermal power unit through the indices of coal consumption and energy efficiency, etc. The simulation results show that the simulated calculation results of thermal power unit under different working conditions are in good agreement with practical engineering data, which verifies the reliability of calculation model. It is most economical to extract air and store heat at heating extraction opening of unit. According to the selected six typical working conditions, the unit equipped with heat storage device can save coal consumption of 7 003.74 kg at most compared with the original unit, and the average coal consumption can be reduced by 1 167.29 kg per hour.

Key words: heat and power cogeneration, heat storage, peak regulation, Aspen Plus, economic analysis

引言

近年来,化石能源消耗问题日益严峻,以风电、太阳能发电为代表的可再生能源开始大规模并网^[1]。但是风、光能具有很强的间歇性和随机性,这会导致其并网时发电功率出现波动,电网稳定性降低。当新能源上网电量出现不稳定时,传统燃煤火电机组需要进行调峰来提供足够的上网空间,否则就会造成弃风、弃光的现象^[2]。弃风、弃光现象主要集中在我国“三北”地区,这些地区燃煤火电机组比例较高,然而在供热期热电厂需按“以热定电”的模式运行,电负荷调节能力有限。如何有效进行电厂调峰已成为影响我国新能源发展的关键性问题。

目前大型火电机组进行调峰主要采用以下三种方式:低负荷运行、两班制运行以及轮流启停调节^[3]。但这些运行方式都存在着不足,一是发电机组在低负荷运行时会出现高能耗、环境污染严重以及安全性低等问题,二是对机组进行频繁启停以及变工况操作,会影响机组主、辅机设备的使用寿命^[4]。为解决这些问题,国内外学者对电厂调峰的方式进行了大量研究。Deane等人^[5]研究发现抽水蓄能可使电厂具有调峰、调频的能力,是理想的调峰方式,但其受限于资源分布和地理条件。Liu等人^[6]通过比较低压缸切缸技术、光轴技术、配置电锅炉、配置蓄热罐、配置热泵几项技术的优缺点以及运行效率,发现几项技术均可以提供调峰空间,为电厂选择“热电解耦”技术提供指导性意见。Richter等人^[7]发现热电厂通过增设蓄热罐可以实现热力生产与电力生产的解耦运行,实现电力调峰的目的,同时不需要改动主机,安全性也更高。刘吉臻等人^[8]提出从容量和成本角度来看,蓄热比蓄电优越,进一步发掘并利用燃煤机组的蓄热能力,会显著提升机组的运行灵活性。吕泉等人^[9]研究发现蓄热、风电供热和抽水蓄能三种方案能够扩大电网调峰空间,消纳弃风电量,其中配置蓄热罐方案提供单位风电接纳空间的投资最少,经济性最高。

通过上述研究可以发现,配置蓄热装置可以有效拓宽电厂的调峰范围,提升机组的弹性运行能力。前人的研究多集中在热电厂配置蓄热罐后的运行策略^[10-14],缺乏热电厂与蓄热装置耦合方式的详细研

究。同时,对热电厂进行蓄热装置改造后,若采用传统的能量分析方法,整个计算过程复杂,数据繁多。因此本文以某330 MW热电机组为研究对象,采用Aspen Plus软件模拟整个热电联产机组配置蓄热装置后的工艺流程,通过改变机组抽汽位置,借助煤耗、能量效率等指标来评价最为经济合理的抽汽口位置,并对热电机组配置蓄热装置后的运行经济性进行分析和研究。研究结果对热电厂进行蓄热调峰改造具有工程指导意义。

1 热电机组耦合蓄热装置的工艺流程

热电联产机组配置蓄热装置进行调峰的原理是在保证电负荷以及热负荷供应的前提下,将机组多余的热量储存起来,在机组需要进行调峰时,将所储存热量释放出来以降低机组的负荷,也为新能源提供上网空间,实现了“移峰填谷”^[15]。本文以某330 MW亚临界机组为例开展研究,该热电联产机组耦合蓄热装置的具体工艺流程如图1所示。其中,DJ为低压回热器,GJ为高压回热器。由锅炉产生的蒸汽除进行供电与供热外,需额外抽取一部分蒸汽进行蓄热。配置蓄热罐后,机组中的主要工作状态可分为储热工况与放热工况。通过储放热操作,扩大了原热电机组的调峰范围。图2为配置蓄热罐后机组的电热特性图,原热电机组的运行工况包括在ABCD围成的范围里。由于“以热定电”的运行策略, Q_h 为此时此刻机组对应的供热量,其对应电负荷调整空间只有EF段。配置蓄热罐后,在相同热负荷 Q_h 下,蓄热罐改造后电力调节上限达到K点,调节下限达到L点,调峰能力得到提高。

1.1 储热工况

在满足电热负荷供应的前提下,若热电机组在低负荷工况下运行时,蓄热罐便执行储热操作。此时从汽轮机组中抽取高温高压蒸汽到换热器中与蓄热罐中的冷水进行热交换,得到的热水进入蓄热罐中进行存储。而蒸汽经过换热后经疏水系统进入除氧器,这样对原热力系统的影响较小。配置蓄热罐后,该工况下机组运行负荷有所提高,并为电热负荷高峰时段的调峰储备热量。

1.2 放热工况

当蓄热罐中储存有热水,并且机组的运行负荷较高时,蓄热罐执行放热操作。此时,释放蓄热罐中

的热水进行供热,因此机组采暖抽汽量降低。相比原机组,蒸汽继续进入低压缸中做功,增加机组发电功率。实现了在不影响对外供电与供热的前提下机组整体负荷的降低,避免机组在非设计工况运行。

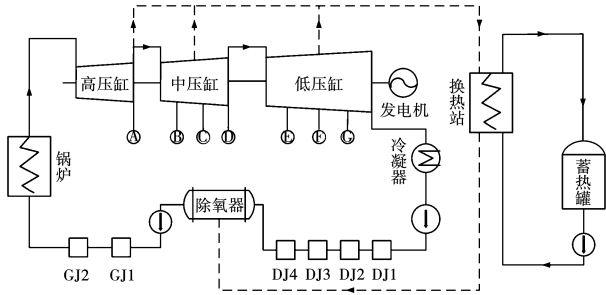


图 1 热电联产机组耦合蓄热装置的工艺流程

Fig. 1 Process flow diagram of a thermal power unit equipped with heat storage device

2 基于 Aspen Plus 的模拟系统

2.1 热电机组与蓄热装置耦合系统的仿真模型

ONG'IRO 等人^[16-18]采用 Aspen Plus 软件对热电机组的经济性进行过研究,本文在此基础上,在热电机组中配置蓄热罐,构建热电机组与蓄热装置耦合的系统仿真模型。模拟中做以下假设:(1) 不考虑管道和设备中的压力损失;(2) 忽略设备和管道的蒸汽泄漏;(3) 不考虑蓄热罐的热损失。

在利用 Aspen Plus 软件进行计算的过程中,物性方法的选择对模拟准确性的影响很大,整个热电厂模型中出现的工质只有水,采用 STEAM-TA 方法计算可以准确地模拟蒸汽循环。模拟的主要部件有汽轮机、回热器、除氧器、冷凝器以及给水泵。仿真模型整体的流程如图 3 所示。其中,GL 为锅炉,HP 为高压缸,IP 为中压缸,LP 为低压缸,F 为蒸汽分离器,B 为回热加热器,P 为泵机,EX 为蓄热装置换热器,ZR 为再热器,NQ 为凝汽器,MIX 为除氧器。

COMPR 模块用于模拟蒸汽在汽轮机中的膨胀过程,在模块中规定汽轮机的等熵效率与机械效率,通过计算将蒸汽焓降转化为净输出功:

$$W = \eta_s \eta_m m \Delta h \quad (1)$$

式中: η_s —等熵效率; η_m —机械效率; m —质量流量,kg/h; Δh —高压蒸汽焓降,kJ/kg。

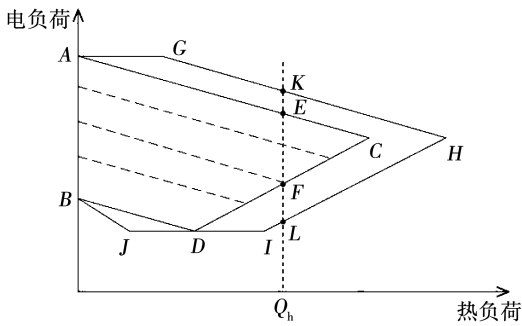


图 2 配置蓄热罐后机组电热特性图

Fig. 2 Diagram of heat-electricity relationship of unit equipped with heat storage device

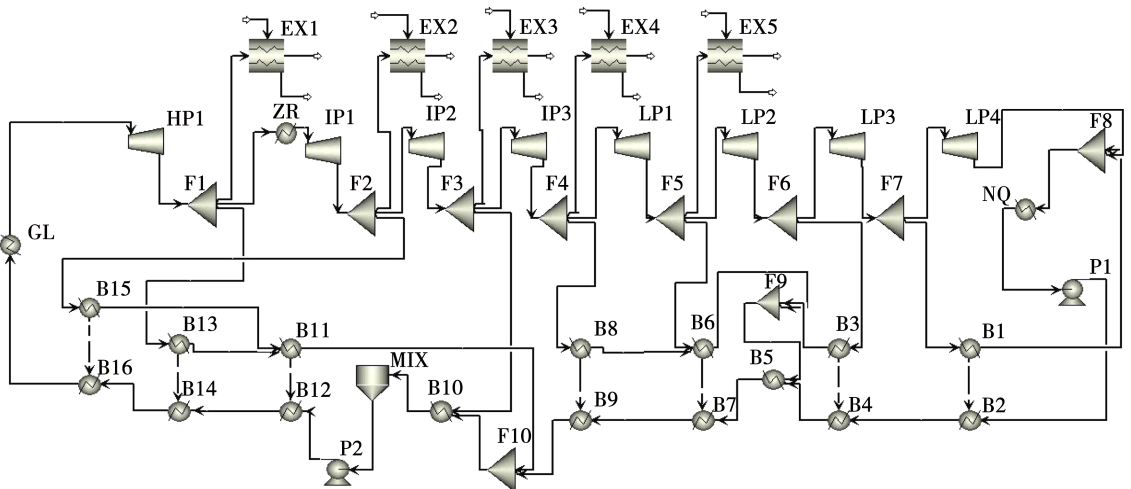


图 3 热电联产机组耦合蓄热装置的模型示意图

Fig. 3 Simulation model of a thermal power unit equipped with heat storage device

FSPLIT 模块用于分离蒸汽,使得一部分蒸汽被引导到回热加热器中,另一部分进入下一级汽轮机组中进一步膨胀做功。

冷凝器处理为换热器,采用 HEATER 模块来表示,规定其出口水温度为冷凝水温度。凝结水泵与给水泵均采用 PUMP 模型模拟,规定其出口压力为原机组给定压力。

除氧器内部水与蒸汽直接混合进行换热,可以用 MIXER 模块来模拟换热过程;高压加热器与低压加热器均为表面式加热器,使用一组 HEATER 模块来表示蒸汽与主凝结水的换热过程^[19]。两个 HEATER 模块对应于热交换器的冷侧和热侧,热侧进行高温蒸汽与上级疏水换热,冷侧则加热凝结水。回热加热器所需抽汽量通过设定各级加热器出口温度进行控制。

蓄热装置的蓄放热过程本质是高温蒸汽与水进行换热,采用 HEATX 模块模拟两条流股的换热过程。抽汽量与蓄热水量之间关系为:

$$\Delta D_j(h_j - h_w)\eta_{ex} = c_p(t_{in} - t_{out})\Delta D_m \quad (2)$$

式中: $\Delta D_j, \Delta D_m$ —抽汽量和蓄热水变化量, kg/h; h_j —抽汽处工质的比焓, kJ/kg; h_w —换热后的疏水比焓, kJ/kg; c_p —比定压热容, kJ/(kg·K); t_{out}, t_{in} —蓄热罐的冷水出口和热水进口水温, °C; η_{ex} —换热站换热效率。

2.2 模拟系统评价方法

热电联产机组既要供电也要供热,然而在进行机组热经济性整体评价时,电和热并不是等价的。热电机组总热耗量包括发电热耗量与供热热耗量,总热耗分配计算方法有多种,比较典型的方法有热量法、实际焓降法、做功能力法^[20],但每种方法都有其合理性和局限性,到目前为止电力行业并没有达成统一的标准。因此,评价配置蓄热装置后机组的经济性时最简单直观的方法就是直接计算改造后热电厂节省的总煤耗量。本文采用构建的热电机组模型,计算在相同的供电与供热负荷下,配置蓄热装置后机组的总煤耗量的变化情况。煤耗量的计算式为:

$$b = \frac{Q_{re}}{b_e\eta_b\eta_g} \quad (3)$$

式中: Q_{re} —机组总热耗量, kJ/h; b_e —标准煤的低位发热量,取 29 307.6 kJ/kg; η_b —锅炉效率; η_g —管道

效率。

除了考虑煤耗量,还应从系统的角度来分析从机组何处抽取蒸汽最合理。能量效率反映了燃料能量在数量上的有效利用程度,其计算式为:

$$\eta_{en} = \frac{3\ 600P + Q}{Bb_e} \quad (4)$$

式中: P —发电量, kW·h; Q —供热量, kJ/h; B —单位小时内的煤耗, kg/h。

3 算例分析

3.1 模型验证

以华北地区某 330 MW 亚临界抽凝式汽轮机组实际运行参数对模型进行验证,THA 为热耗率验收工况,常用于性能测验,模拟结果与实际运行数据对比情况如表 1 所示。可以看出,模拟计算的机组输出功率与实际参数吻合良好。

表 1 模拟结果与实际运行数据的对比结果

Tab.1 Comparison of simulation results and actual data

热耗率验收工况 (THA)	运行数据/MW	模拟值/MW	误差/%
100%	330009	326065.81	1.19
75%	247623	247571.05	0.02
50%	165235	169151.76	2.37
40%	132327	136255.75	2.97
30%	99327.5	102426.61	3.12

除此之外,将各工况下机组回热器抽汽量的运行数据与模型计算数据进行对比,其结果如图 4 所示。

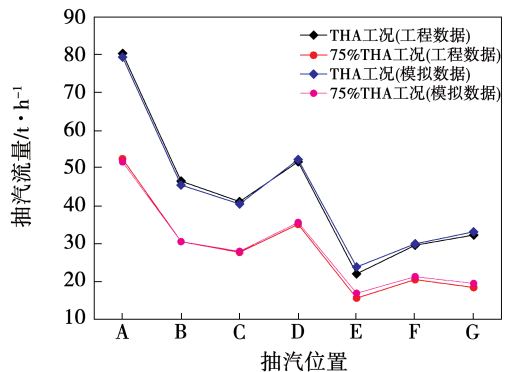


图 4 机组回热器抽汽量工程数据与模拟数据对比
Fig.4 Comparison of engineering data and simulation data of extraction steam flow of regenerator

从图 4 中可以看出,本文构建的模型各级抽汽量与工程数据误差较小,且这些误差主要是因为设计模型时未考虑轴封漏气这一过程造成的,在同一工况下对加热器的抽汽流量进行修正可以抵消设备和管道蒸汽泄漏的影响。通过上述的对比验证表明,采用 Aspen Plus 软件建立的热电联产机组仿真模型能有效地模拟机组不同工况的运行情况,可以用于进一步研究蓄热改造时抽汽位置的不同对机组经济性的影响。

3.2 不同抽汽位置的热电机组与蓄热罐耦合系统

选取某 330 MW 热电机组几种典型工况的运行数据,研究蓄热系统改造时抽汽位置的变化对机组经济性的影响。表 2 给出的工况下机组均为低负荷运行,配置蓄热罐后系统处于储热工况,在满足输出负荷的情况下,额外抽取汽轮机组的蒸汽与蓄热罐中的冷水进行换热。假设配置的蓄热罐储热容量足够,蓄热水温度区间为 50 ~ 100 °C。蓄热罐最大储热功率设为 60 MW,最大放热功率设为 120 MW。

表 2 典型负荷工况热力数据

Tab. 2 Thermodynamic data of typical load conditions

工况	发电机端 功率/kW	主蒸汽压 力/MPa	主蒸汽流量 /t · h ⁻¹	锅炉给水 温度/°C
1	247 623	17.75	674	236.18
2	165 235	17.75	452	215.70
3	132 327	17.75	366	205.47
4	99 328	17.75	280	193.05

如图 1 所示,330 MW 热电机组 ABCDE 5 处抽汽口可以加热蓄热水至预定温度,需注意放热工况时,使用蓄热罐中热水进行供热,代替的都是机组采暖抽汽口位置的供热蒸汽,因此不考虑放热工况时抽汽位置对机组能耗的影响。

模拟过程中,保持配置蓄热罐后机组的输出负荷与原机组相同,改变模型中抽汽位置,对每一种情况进行仿真模拟,得到系统不同改造方式的热耗参数,计算煤耗增加量,以此分析其经济性。图 5 为储存相同热量时,从不同抽汽口抽汽换热引起的煤耗量增加情况。

从图 5 中可以看到,在同一工况下,在 A 处抽汽来进行换热导致整体机组的煤耗量增加最多。这是由于 A 处抽汽热力参数最高,从此出抽取蒸汽使得进入后面汽轮机的蒸汽量减少,整体输出功率降

低。为保持相同的输出负荷,主蒸汽的流量势必要增加,因此便导致机组煤耗量升高明显。B, C 和 D 处煤耗呈现下降趋势,因为随着位置越来越靠后,蒸汽在被抽出前汽轮机所做的功会越多,对机组输出功率的影响越小,所以煤耗量会逐渐降低。E 处煤耗量有所上升是因为经过之前汽轮机组做功后,此处蒸汽焓值较低,要使蓄热水升温到预定温度需要的抽汽量较多,相比之前几处抽汽口整体煤耗量会有所增加。对于不同工况,无论从何处抽汽,都发现机组负荷越低,机组煤耗增加量越小。因为随着负荷降低,各抽汽处蒸汽压力会降低,对应抽汽的凝结水焓也相应的减少。蒸汽换热前后的焓差增大,所需的抽汽流量会减少,使得机组煤耗下降,所以低负荷工况下进行抽汽蓄热会使机组煤耗增加较小。综上,从节省煤耗的角度来说,从 D 处(即采暖抽汽口)抽汽换热进行蓄热最为经济。

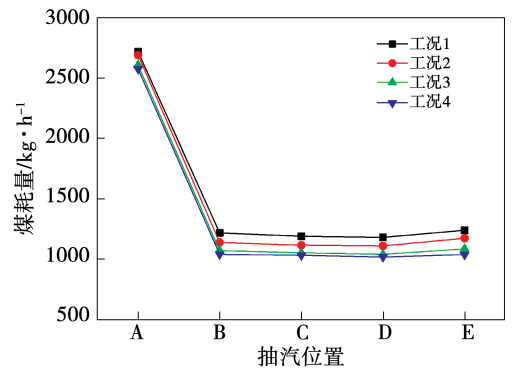


图 5 蓄热装置改造机组煤耗量的增加情况

Fig. 5 The increase of coal consumption of thermal power unit equipped with heat storage device

图 6 表示,机组从不同抽汽口抽汽蓄热流程整体能量效率的变化情况。抽汽位置越靠后,抽汽换热整体机组的能量利用效率会越高。在 E 处抽汽的能量效率有所下降,该处抽汽量相比其他抽汽口抽汽量较大,使机组热耗增加,在输出功率相同的情况下,能量效率降低。另外,随着工况负荷减小,后 4 处抽汽口之间效率的差别逐渐减小。

3.3 蓄热调峰系统运行经济性分析

配置蓄热罐时从采暖抽汽口抽汽进行蓄热调峰最经济合理。因此,在实际应用中均应使用采暖抽汽口的蒸汽进行蓄热。本节利用采暖抽汽来蓄热,分析配置蓄热装置前后机组运行效益的变化。选取原机组典型高负荷工况的热力数据如表 3 所示。

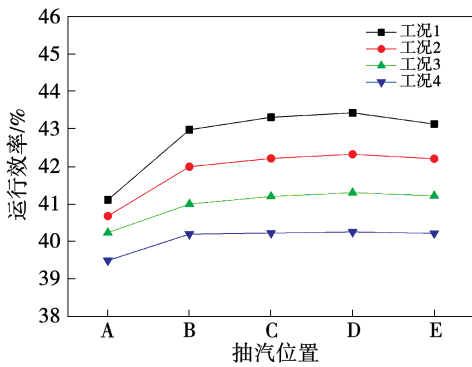


图6 蓄热装置改造机组整体能量效率的变化情况

Fig.6 Changes in energy efficiency of thermal power unit equipped with heat storage device

表3 典型高负荷工况热力数据

Tab.3 Thermodynamic data of typical load conditions

工况	发电机端功率/kW	采暖蒸汽流量/ $t \cdot h^{-1}$	采暖蒸汽温度/ $^{\circ}C$	采暖蒸汽压力/MPa
5	266 598	550	203.3	0.291
6	300 329	340	250.02	0.49

蓄热罐在这6种工况下进行蓄放热操作,放热过程会采用蓄热罐中储存热水代替部分供热。原机组煤耗量与配置蓄热罐后这些工况下机组煤耗量对比如图7所示。

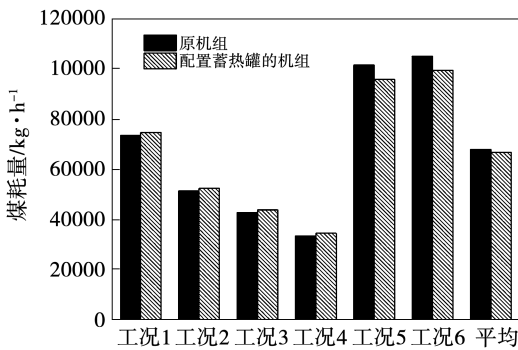


图7 原机组与配置蓄热罐机组的煤耗量对比

Fig.7 Comparison of coal consumptions between the original unit and the unit equipped with heat storage device

由图7可知,在满足原工况输出功率的同时,额外由采暖抽汽口抽取高温蒸汽以最大蓄热功率进行储热,机组在工况1需多抽取92.45 t蒸汽,导致整体机组煤耗增加1 179.85 kg。类似的,后3种工况也额外抽取蒸汽进行换热,由于采暖抽汽口蒸汽焓值不一样,针对相同蓄热功率,整体机组煤耗分别增加1 108.22,1 039.02和1 016.79 kg。热电机组在工况5与工况6要满足较高的电、热负荷需求,蓄热装置

可放热来减轻机组的供热压力,因此蓄热罐释放前4种工况中储存的热水进行供热,减少采暖抽汽量,热电机组因此减少的整体煤耗分别为5 762.63和5 584.89 kg。原机组6组工况运行的整体煤耗为407.73 t,配置蓄热装置后机组6组工况的整体煤耗为400.73 t,根据仿真模型计算的热耗,采用式(3)求得节省总煤耗量为7 003.74 kg,平均每小时可减少1 167.29 kg燃煤量。煤耗量的减少主要是由于配置了蓄热罐后,使得热电机组的运行灵活性有所提高。机组在运行时都有一个经济的负荷范围,一般保持在额定负荷的75%~90%时,其运行效率较高^[21]。在实际运行中,超过此负荷或低于此负荷,效率都要下降。因此,在相同输出负荷下,机组稳定运行比变工况运行更易降低整体煤耗。通过蓄热罐的储放热过程,实现了热能产生时间的“平移”,机组在更稳定的工况下运行,降低了整体煤耗。

图8为不同工况下,配置蓄热罐后机组的运行效率与原机组的对比情况。从图8中可以看出,与原机组相比,热电机组通过配置蓄热装置,整体运行效率均有所提升。在执行储热操作时,随着输出负荷降低,配置蓄热罐后运行效率的提升幅度越来越大,说明蓄热调峰的效果会受负荷情况的影响。对外输出负荷如果低于机组负荷能力的50%,机组配置蓄热罐后,通过抽汽蓄热会使整体运行效率提升较为显著。

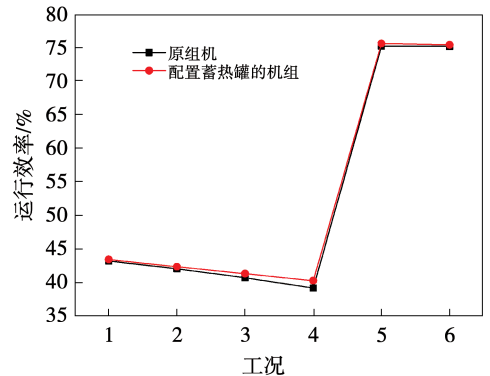


图8 原机组与配置蓄热罐机组的运行效率对比

Fig.8 Comparison of operation efficiencies between the original unit and the unit equipped with heat storage device

4 结论

利用 Aspen Plus 软件构建仿真模型模拟热电联产机组的各种运行工况,并将模拟结果与工程数据进行了对比验证,该模型可用于研究不同抽汽位置对机组经济性的影响,避免了传统的能量分析方法

整个计算过程繁琐的弊端。同时,对配置蓄热装置后整个热电机组的运行经济性进行了分析,得出结论:

(1) 针对某 330 MW 亚临界热电机组,模拟计算结果表明,使用采暖抽汽口的蒸汽进行蓄热最为经济合理,相比于另外几组抽汽口其总煤耗量降低最多。

(2) 对于选取的典型工况,系统从采暖抽汽口抽汽加热蓄热水,进行蓄热调峰。在相同负荷下,配置蓄热装置后的机组相比原机组节省总煤耗量为 7 003.74 kg,平均每小时可减少 1 167.29 kg 燃煤量。同时,当机组运行负荷低于 50% 时,抽汽蓄热对机组整体运行效率的提升效果较为明显。

参考文献:

[1] 王建学,李清涛,王秀丽,等. 大规模新能源并网系统电源规划方法[J]. 中国电机工程学报,2020,40(10):64-74.
WANG Jian-xue, LI Qing-tao, WANG Xiu-li, et al. A generation expansion planning method for power systems with large-scale new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 64-74.

[2] 刘吉臻,王 玮,胡 阳,等. 新能源电力系统控制与优化[J]. 控制理论与应用,2016(12):1555-1561.
LIU Ji-zhen, WANG Wei, HU Yang, et al. Control and optimization of alternate electrical power system with renewable energy sources [J]. Control Theory & Applications, 2016(12): 1555-1561.

[3] GU Y, JING X, CHEN D, et al. Overall review of peak shaving for coal-fired power units in China [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 54: 723-731.

[4] DING N, DUAN J, XUE S, et al. Overall review of peaking power in China: status quo, barriers and solutions [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2015, 42: 503-516.

[5] DEANE J P, GALLACHOIR B, MCKEOGH E J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2010, 14 (4): 1293-1302.

[6] LIU M, WANG S, ZHAO Y, et al. Heat-power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: operation flexibility and thermodynamic performance [J]. Energy, 2019, 188(1): 1-14.

[7] RICHTER M, OELJEKLAUS G, GOEMER K. Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of a thermal energy storage [J]. Applied Energy, 2019, 236(15): 607-621.

[8] 刘吉臻,曾德良,田 亮,等. 新能源电力消纳与燃煤电厂弹性运行控制策略 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35 (21): 5385-5394.
LIU Ji-zhen, ZENG De-liang, TIAN Liang, et al. Control strategy for operating flexibility of coal-fired power plants in alternate electrical power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35 (21): 5385-5394.

[9] 吕 泉,李 玲,朱全胜,等. 三种弃风消纳方案的节煤效果与国民经济性比较[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):75-83.

LYU Quan, LI Ling, ZHU Quan-sheng, et al. Comparison of coal-saving effect and national economic indices of three feasible curtailed wind power accommodating strategies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 75-83.

[10] NYUTTEN T, CLAESSENS B, PAREDIS K, et al. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating [J]. Applied Energy, 2013, 104: 583-591.

[11] MEHRJERDI H, RAKHSHANI E. Optimal operation of hybrid electrical and thermal energy storage systems under uncertain loading condition [J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 160: 114094.

[12] FRAGAKI A, ANDERSEN A N. Conditions for aggregation of CHP plants in the UK electricity market and exploration of plant size [J]. Applied Energy, 2011, 88(11): 3930-3940.

[13] CHRISTIDIS A, KOCH C, POTTEL L, et al. The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets [J]. Energy, 2012, 41 (1): 75-82.

[14] 曹丽华,丁皓轩,葛维春,等. 基于遗传算法的热电机组储热罐最优运行策略 [J]. 中国电机工程学报, 2020 (11): 203-212.
CAO Li-hua, DING Hao-xuan, GE Wei-chun, et al. Optimal operation strategy of heat storage tank in CHP unit based on genetic algorithm [J]. Proceedings of the CSEE, 2020(11): 203-212.

[15] KOOHI F, ROSEN M A. A review of energy storage types, applications and recent developments [J]. Journal of Energy Storage, 2020, 27: 101047.

[16] ONG'IRO A O, UGURSAL V I, TAWHEEL A. Simulation of combined cycle power plants using the ASPEN PLUS shell [J]. Heat Recovery Systems and CHP, 1995, 15(2): 105-113.

[17] SABIA G, HEINZE C, ALOBAID F, et al. ASPEN dynamics simulation for combined cycle power plant-validation with hot start-up measurement [J]. Energy, 2019, 187(15): 1-17.

[18] LIANG H, XU Z, SI F. Economic analysis of amine based carbon dioxide capture system with bi-pressure stripper in supercritical coal-fired power plant [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(4): 702-709.

[19] 张宏亮. 燃煤电厂二氧化碳氨吸收技术的系统模拟与优化 [D]. 北京:清华大学,2008.
ZHANG Hong-liang. Simulation and optimization of CO₂ capture from flue gas by ammonia scrubbing [D]. Beijing: Tsinghua University, 2008.

[20] 石志云,陈海平,王忠平,等. 热电联产机组热电成本分摊理论综述 [J]. 节能, 2012, 31(8): 12-16.
SHI Zhi-yun, CHEN Hai-ping, WANG Zhong-ping, et al. Summary of thermoelectric cost-sharing theory of cogeneration units [J]. Energy Conservation, 2012, 31(8): 12-16.

[21] 刘福国,蒋学霞,李志. 燃煤发电机组负荷率影响供电煤耗的研究 [J]. 电站系统工程, 2008(4): 47-49.
LIU Fu-guo, JIANG Xue-xia, LI Zhi. Investigation on affects of generator load on coal consumption rate in fossil power plant [J]. Power System Engineering, 2008(4): 47-49.