

深度调峰超超临界机组高压加热器抽汽节流变负荷能力静态分析

史燕红, 梁昊, 聂雨, 钟平
(西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054)

摘要:在深度调峰负荷50%THA、40%THA及30%THA条件下,对某超超临界660MW燃煤机组常规回热系统和弹性回热系统内高压加热器抽汽节流调频方式的变负荷能力进行静态分析。结果表明:单台高压加热器抽汽节流调频方式只对最末级高压加热器有效,零号高压加热器在50%THA、40%THA及30%THA工况下的最大变负荷能力依次为 $1.2\%P_e$ 、 $0.9\%P_e$ 和 $0.5\%P_e$ (P_e 表示额定负荷);常规回热系统给水旁路(1号+2号HP)流量比例为50%时,在50%THA、40%THA及30%THA工况下机组负荷增量依次为 $1.8\%P_e$ 、 $1.4\%P_e$ 和 $1.0\%P_e$;增设零号高压加热器后各负荷工况下机组负荷增量分别提高32%、37%和26%;在30%THA以上负荷凝结水节流调频方式的变负荷能力明显低于给水旁路调频方式,在30%THA及以下深度调峰负荷下凝结水节流技术将退出一次调频;通过给水旁路调频方式提供 $1\%P_e$ 负荷增量时,50%THA、40%THA及30%THA工况下最终给水温度分别降低 $9.8\sim 13.4$ 、 $15.4\sim 16.8$ 和 $20.8\sim 22.1$ ℃,1段抽汽温升分别为 $2.4\sim 3.1$ 、 $3.4\sim 3.7$ 和 $4.3\sim 4.5$ ℃,2段抽汽温升分别为 $2.9\sim 3.9$ 、 $4.0\sim 4.6$ 和 $5.1\sim 5.7$ ℃。

关键词:深度调峰;高加抽汽节流;变负荷;最终给水温降;抽汽温升

中图分类号:TK221 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlgc.2023.01.011

[引用本文格式]史燕红,梁昊,聂雨,等.深度调峰超超临界机组高加抽汽节流变负荷能力静态分析[J].热能动力工程,2023,38(1):90-97. SHI Yan-hong, LIANG Hao, NIE Yu, et al. Static analysis of load change capability of high-pressure heater steam extraction throttling of deep peak-regulating ultra-supercritical units[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(1): 90-97.

Static Analysis of Load Change Capability of High-pressure Heater Steam Extraction Throttling of Deep Peak-regulating Ultra-supercritical Units

SHI Yan-hong, LIANG Hao, NIE Yu, ZHONG Ping
(Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an, China, Post Code: 710054)

Abstract: The static analysis of the load change capability of high pressure (HP) heater steam extraction throttling frequency modulation mode in conventional regenerative system and flexible regenerative system of an ultra-supercritical 660 MW coal-fired unit under deep peak load regulation of 50% THA, 40% THA and 30% THA was carried out. The results show that the steam extraction throttling frequency modulation mode of a single HP heater is only effective for HP heater at the last stage, the maximum load change capabilities of No. 0 HP heater under 50% THA, 40% THA and 30% THA conditions are $1.2\%P_e$, $0.9\%P_e$ and $0.5\%P_e$ successively; when the flow ratio of feedwater bypass (No. 1 and No. 2 HP heaters) of conventional regenerative system is 50%, the unit load increments under 50% THA, 40% THA and 30% THA conditions are $1.8\%P_e$, $1.4\%P_e$ and $1.0\%P_e$ successively; after adding No. 0 HP heater, the unit load increments under each load condition are increased by 32%, 37% and 26% respectively; when the unit's load is above 30% THA, the load change capability of condensate throttling frequency modulation mode is significantly lower than that of feedwater bypass frequency modulation mode, and at the deep peak

load regulation of 30% THA and below, the condensate throttling technology will exit the primary frequency modulation; when 1% P_c load increment is provided through feedwater bypass frequency modulation mode, under 50% THA, 40% THA and 30% THA conditions, the final feedwater temperatures decrease by 9.8 to 13.4 °C, 15.4 to 16.8 °C and 20.8 to 22.1 °C respectively, the temperature rises of the first stage extraction steam are 2.4 to 3.1 °C, 3.4 to 3.7 °C and 4.3 to 4.5 °C respectively, and the temperature rises of the second stage extraction steam are 2.9 to 3.9 °C, 4 to 4.6 °C and 5.1 to 5.7 °C respectively.

Key words: deep peak load regulation, HP heater steam extraction throttling, load change, final feedwater temperature drop, extraction steam temperature rise

引 言

太阳能和风能发电具有间歇性和波动性,大规模并网后给电网稳定安全带来了新的挑战^[1]。尤其对于深度调峰机组在电网低频事故等大频差工况下,其一次调频性能与电网实际要求相差较远^[2]。赵永亮等人^[3]以 75% THA 工况为基础分析对比不同热力系统构型调整方案对主要参数动态特性和一次调频性能的影响,结果表明,采用高压加热器抽汽节流、高加给水旁路方案的机组输出功率调节幅度均明显大于低加抽汽节流、低加给水旁路方案。胡尊民等人^[4]采集多台已投运的二次再热机组的一次调频数据进行分析后,建议根据自身设备特点联合凝结水调频、高压加热器给水旁路调频等措施共同调频。王倩等人^[5]针对凝结水节流变负荷技术在燃煤机组灵活性改造时存在 10 ~ 20 s 响应滞后的情况,提出结合抽汽调节、给水分配变负荷技术的一次调频多变量优化控制策略,并在 50% 及以上负荷进行了试验验证。

综上所述,目前高压加热器抽汽节流变负荷技术主要集中在中、高负荷下负荷响应特性的研究,对于深度调峰超超临界机组、以及高压加热器抽汽节流变负荷技术对机炉设备影响的研究还比较少。因此,本文基于 Ebsilon 软件,建立常规回热系统和弹性回热系统热力模型,对深度调峰负荷 50% THA、40% THA 及 30% THA 高压加热器抽汽节流技术的变负荷能力进行静态分析。

1 机组概况及建模简述

根据机组回热系统不同构型将研究对象分为常规回热系统和弹性回热系统。弹性回热系统,是指

一种用于汽轮发电机组的可调式给水回热系统,通过增设末级给水加热器,进一步加热锅炉给水,可在机组变负荷状态下维持或改变给水温度,从而提高机组环保性、经济性并完善调频特性^[6]。常规回热系统的给水加热器依次为 3 号、2 号、1 号高压加热器,弹性回热系统的给水加热器依次为 3 号、2 号、1 号和 0 号高压加热器。

1.1 研究对象

研究对象为某电厂超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、纯凝汽式汽轮机,型号为 N660 - 25/600/600。配汽方式为全周进汽 + 补汽阀,由 2 个高压调节汽阀和 1 个补汽阀组成。回热系统为 3 高 4 低 1 除氧;高压加热器疏水方式为逐级自流,低压加热器疏水方式为 5 号低压加热器疏水至 6 号低压加热器,6 号低压加热器疏水通过疏水泵引至 6 号低压加热器出口凝结水管道,7、8 号低压加热器疏水流至疏水加热器,疏水加热器疏水至凝汽器。在宽负荷脱硝改造工程中增设零号高压加热器,从汽轮机高压缸第 5 级动叶后汽室(补汽阀)引出高参数汽源,用于加热末级加热器出水。零号高压加热器疏水汇入 2 号高压加热器。抽汽管上设置 1 只气动压力调节阀用于控制进入零号高压加热器的进汽压力。

1.2 热力系统模型

采用 Ebsilon 软件对某超超临界 660 MW 机组进行建模,如图 1 所示。数据基础为原设计热平衡图及机组性能考核试验测试数据。模型基准工况及部分负荷模拟工况与各设计工况的误差如表 1 所示。50% THA、40% THA 及 30% THA 工况模拟计算得到汽轮机热耗率与设计值偏差分别为 0.11%、0.12% 和 0.18%,各工况模拟结果误差均小于 0.25%,故认为搭建模型准确度符合比对分析要求。

表 1 各工况模拟计算的误差分析(%)

Tab. 1 Error analysis of simulation calculation under each working condition(%)

工况	发电机输出 功率	主蒸汽 流量	主蒸汽 压力	主蒸汽 温度	再热蒸 汽流量	再热蒸 汽压力	再热蒸 汽温度	低压缸进 汽流量	给水 温度	汽轮机 热耗率
100% THA	0	-0.02	0	0	0.01	0	0	-0.03	0	0
75% THA	0	-0.03	-0.05	0	-0.02	0	0	-0.05	0	-0.03
50% THA	0	-0.11	-0.08	0	-0.10	-0.39	0	-0.08	0	-0.11
40% THA	0	-0.06	-0.10	0	-0.11	-0.48	0	-0.08	0	-0.12
30% THA	0	-0.19	0	0	-0.16	-0.23	0	0.70	0	-0.18

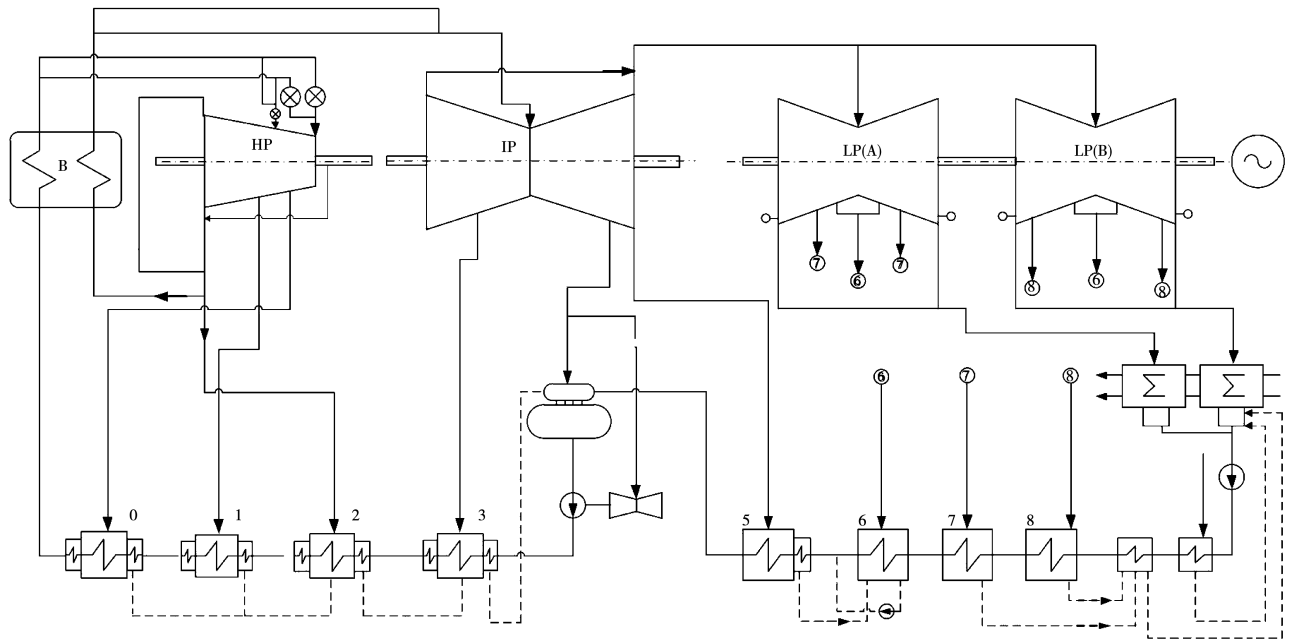


图 1 某超超临界机组热力系统模型

Fig. 1 Thermodynamic system model of an ultra-supercritical unit

1.3 模型设定

(1) 模型变工况设定

机组在 50% THA ~ 40% THA 工况下滑压运行, 在 30% THA 工况下定压运行。零号高压加热器运行压力根据机组负荷 - 零段抽汽调阀后压力曲线控制。基于锅炉省煤器较强蓄热能力, 高压加热器抽汽节流调频过程中, 进入汽轮机的主蒸汽参数不变^[7]。

(2) 模型构型设定

对于高压加热器抽汽节流, 有两种实现方式: 一是增设高压加热器抽汽管路调节阀, 直接调节抽汽流量; 二是增设给水旁路, 设定给水旁路流量比例。对于弹性回热系统, 零号高压加热器抽汽压力可调整, 通过设置零段抽汽调阀后压力的方式控制; 对于常规回热系统单台高压加热器抽汽节流方式或者几

个高压加热器抽汽同时节流方式时, 则采用给水小旁路或共同旁路的方式达到抽汽节流的目的。不同调频方式实现策略如表 2 所示。通过调节给水旁路调节阀, 旁路最大流量为 50% 主给水管道流量。

表 2 不同热力系统调频方案细节

Tab. 2 Details of frequency modulation modes for different thermal system configurations

构型	调频方式	实现策略
常规回热系统	单台高压加热器抽汽节流方式	调节单台高压加热器给水旁路流量
	给水旁路(1 号 + 2 号 HP)方式	调节 1 号、2 号高压加热器共同给水旁路流量
弹性回热系统	零号高压加热器抽汽节流方式	调节零段抽汽调阀开度
	给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)方式	调节零号、1 号、2 号高压加热器共同给水旁路流量

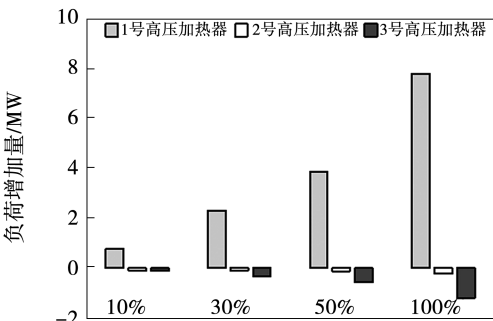
2 结果分析

2.1 常规回热系统

2.1.1 单台高压加热器抽汽节流方式

50% THA 工况下单台高压加热器抽汽节流对机组发电机功率的影响如图 2 所示。从图 2 中可以看出,单台高压加热器抽汽节流调频方式只对最末级高加有效,即对于常规回热系统而言,仅 1 号高压加热器抽汽节流短暂投入时机组发电机功率明显增加;2 号或 3 号高压加热器抽汽节流单独作用时机组发电机功率略有下降。这是因为次末级或其上一级高压加热器出现抽汽节流时,下一级加热器的抽汽流量会同时增加,以达到该加热器进汽压力下所对应的出水温度,进入汽轮机做功的蒸汽总流量并未发生明显变化,导致次末级或其上一级高压加热器抽汽节流不具有变负荷能力。

单台高压加热器给水小旁路流量比例 100% 表示高压加热器切除的极限条件,为高压加热器理论上最大变负荷能力(单台高压加热器解列可能会造成机组轴向推力异常以及高压加热器隔板变形和泄漏风险)。随着机组负荷的降低,1 号高压加热器的变负荷能力显著下降。在 30% THA 工况下 1 号高压加热器抽汽节流理论上最大变负荷能力约 0.6% P_e ,仅为 50% THA 工况下的 50% 左右。



50%THA工况下单台高压加热器给水小旁路流量比例

图 2 单台高加抽汽节流调频对机组发电机功率的影响

Fig.2 Influence of steam extraction throttling frequency modulation of a single HP heater on generator power

2.1.2 给水旁路方式

采用共同给水旁路方式同时对 1 号、2 号高压加热器进行抽汽节流研究,得出机组在不同负荷工

况下高压加热器抽汽不同程度节流条件下的变负荷能力,如图 3 所示。

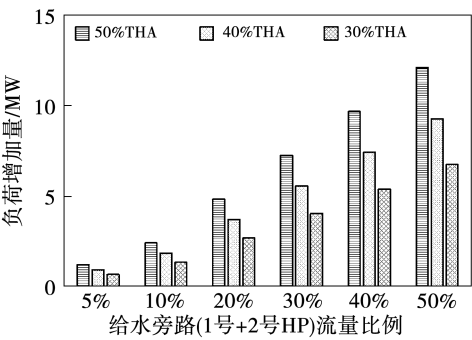


图 3 不同给水旁路流量(1 号 + 2 号 HP)对机组发电功率的影响

Fig.3 Influence of different feedwater bypass flow of feedwater bypass (No.1 and No.2 HP heaters) frequency modulation on generator power

给水旁路流量比例越大,代表高压加热器抽汽节流程度越大。从图 3 可以看出,随着 1 号、2 号高压加热器共同给水旁路流量的增加,各负荷下机组的变负荷能力均明显增大。同一给水旁路流量下,机组变负荷能力排序为 50% THA > 40% THA > 30% THA。当给水旁路(1 号 + 2 号 HP)流量比例为 50% 时,在 50% THA、40% THA、30% THA 工况下机组负荷增量依次为 12.1 MW (1.8% P_e)、9.3 MW (1.4% P_e) 和 6.7 MW (1.0% P_e)。

达到同等负荷增量(即相对额定负荷变化量 $P_e\%$),机组运行负荷越低所需的调节程度就越大,如深度调峰机组需要 1% 额定负荷调频能力,机组负荷最低为 30% THA 工况,通过高压加热器抽汽节流方式进行给水旁路(1 号 + 2 号 HP)施工,设计容量将必须达到 48.9% 主给水流量;如机组仅在 40% THA 及以上负荷参与一次调频,同时考虑增设旁路系统改造工程的投资回报,达到同样的 1% P_e 调频能力,旁路容量设计 35.6% 的主给水流量即可。

2.2 弹性回热系统

2.2.1 零号高压加热器抽汽节流方式

采用零号高压加热器抽汽节流调频时,可通过抽汽调门的快速动作改变抽汽量,从而在短时间内快速改变机组负荷。零号高压加热器抽汽全部切除时机组负荷的增加量,即为零号高压加热器最大调

频能力。根据模拟分析结果,在 50% THA、40% THA、30% THA 工况下零号高压加热器最大变负荷能力依次为 7.6 MW(1.2% P_e)、6.1 MW(0.9% P_e)和 3.4 MW(0.5% P_e)。30% THA 工况下零号高压加热器抽汽节流变负荷能力大幅下降。

2.2.2 给水旁路方式

采用共同给水旁路方式同时对零号、1 号和 2 号高压加热器抽汽进行节流研究,得出机组在不同负荷工况下、不同程度抽汽节流条件下的变负荷能力,如图 4 所示。

从图 4 可以看出,随着给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号高压加热器)流量的增加,各负荷下机组的变负荷能力均明显增大,在 30% THA 工况下机组变负荷能力的提升是明显小于 50% THA、40% THA 工况。当给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)流量为 50% 时,在 50% THA、40% THA、30% THA 工况下机组负荷增量依次为 16.0 MW(2.4% P_e)、12.7 MW(1.9% P_e)和 8.5 MW(1.3% P_e)。

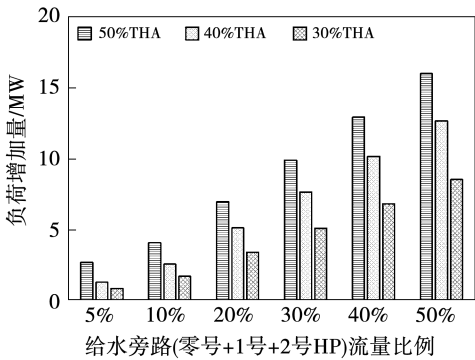


图 4 不同给水旁路流量(零号 + 1 号 + 2 号 HP)对机组发电机功率的影响

Fig.4 Influence of different feedwater bypass flow of feedwater bypass(No.0, No.1 and No.2 HP heaters) frequency modulation on generator power

达到同等负荷增量(即相对额定负荷变化量),机组运行负荷越低所需的调节程度就越大。如深度调峰机组需要 1% 额定负荷调频能力,机组负荷最低为 30% THA,给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)设计容量将必须达到 38.8% 主给水流量。如机组仅在 40% THA 及以上负荷参与一次调频,达到同等调频能力,给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)容量设计 25.9% 主给水流量即可。

2.3 两种回热系统下的高压加热器抽汽节流调频能力对比

弹性回热系统与常规回热系统最大区别为增设零号高压加热器。零号高压加热器单独调频能力与设计容量 30% 的给水旁路(1 号 + 2 号 HP)、设计容量 20% 的给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)相当。图 5 为两种回热系统给水旁路调频能力对比。从图 5 可以看出,给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)的变负荷能力均大于给水旁路(1 号 + 2 号 HP)。零号高压加热器参与给水旁路调频后各负荷下同一给水旁路流量比例下机组的变负荷能力均有所提高,且随着给水旁路流量的增加机组负荷增量越大。较增设零号高压加热器前,在 50% THA、40% THA、30% THA 工况下给水旁路流量比例为 50% 时,机组负荷增量分别提高 0.59% P_e 、0.51% P_e 、0.27% P_e ,加负荷能力提高约为 32%、37%、26%。

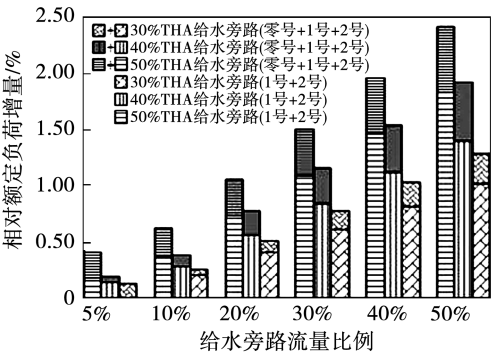


图 5 弹性回热系统与常规回热系统给水旁路调频能力对比

Fig.5 Comparison of frequency modulation capacity of feedwater bypass between flexible regenerative system and conventional regenerative system

2.4 与凝结水节流调频方式的对比

凝结水节流调频技术在国内各种类型机组应用较广,但在深度调峰工况下由于凝结水流量变化幅度受除氧器和凝汽器容量、凝结水泵出力和小汽轮机安全运行等多项因素限制,其实际调频出力有限^[8-9]。

以所研究 660 MW 超超临界机组为例,当凝结水流量小于 400 t/h 时,将启动凝结水泵再循环。为防止凝结水泵汽蚀、保证机组低负荷期间有足够的凝结水流过轴封加热器,维持轴封加热器微真空。以此为边界条件进行凝结水节流变负荷能力的模拟

计算,结果如表 3 所示。在 50% THA 工况通过凝结水节流能达到的机组最大负荷增量为 7.7 MW,约 1.2% P_e ;在 40% THA 工况通过凝结水节流能达到的机组最大负荷增量为 3.3 MW,约 0.5% P_e ;在 30% THA 工况凝结水流量为 395 t/h,已达到边界条件,无法通过凝结水节流技术参与一次调频。

表 3 凝结水节流对机组发电功率增量的影响(% P_e)

Tab.3 Influence of condensate throttling on generator power increment(% P_e)

凝结水流量比例/%	50% THA	40% THA	30% THA
95	0.16	0.12	0
90	0.31	0.24	0
80	0.64	0.50	0
70	0.99	0	0
65	1.17	0	0
60	0	0	0

需要说明的是,研究对象的低压加热器疏水系统为非常规逐级自流形式,低压加热器疏水方式为 5 号低压加热器疏水至 6 号低压加热器、6 号低压加热器疏水通过疏水泵引至 6 号低压加热器出口凝结水管道,7、8 号低压加热器疏水流至疏水加热器、疏水加热器疏水至凝汽器。这种疏水方式也在一定程度上减弱了凝结水节流调节的幅值。

图 6 为不同负荷下给水旁路调频与凝结水节流调频方式下的机组负荷增量(相对额定负荷)。可以看出,无论是常规回热系统还是弹性回热系统,给水旁路调频方式的变负荷能力均大于凝结水节流调频,尤其在 40% THA、30% THA 深度调峰负荷工况。

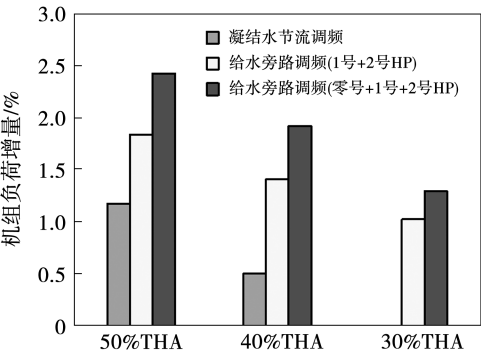


图 6 给水旁路调频与凝结水节流调频方式下的机组负荷增量

Fig.6 Load increment under feedwater bypass frequency regulation and condensate throttling frequency regulation

2.5 对主要设备的影响

2.5.1 炉侧给水温度

高压加热器抽汽节流调频过程中会导致最终给水温度下降。图 7、图 8 为不同给水旁路流量比例、不同负荷下最终给水温度变化。可以看出,节流调频深度程度越大,最终给水温度降低越多。当给水旁路流量比例达到 50% 时,在给水旁路(1 号+2 号 HP)调频方式下最终给水温度下降约 23 ~ 25 ℃;在给水旁路(零号+1 号+2 号 HP)调频方式下最终给水温度下降约 27 ~ 30 ℃。按照通过给水旁路方式提供 1% P_e 负荷增量来参与一次调频,50% THA、40% THA 及 30% THA 工况下最终给水温度将分别降低约 9.8 ~ 13.4 ℃、15.4 ~ 16.8 ℃和 20.8 ~ 22.1 ℃。零号高压加热器单独调频方式下最终给水温度降低约 9.0 ~ 11.3 ℃。

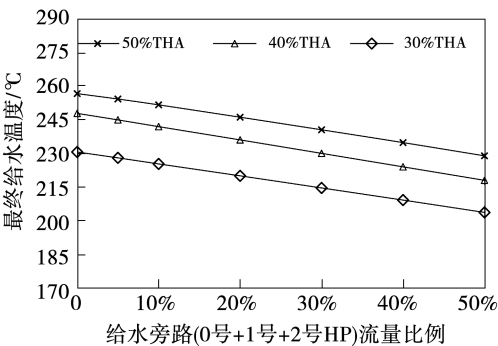


图 7 给水旁路(零号+1 号+2 号 HP)调频方式下最终给水温度变化

Fig.7 Final feedwater temperature change under feedwater bypass(No.0, No.1 and No.2 HP heaters) frequency modulation

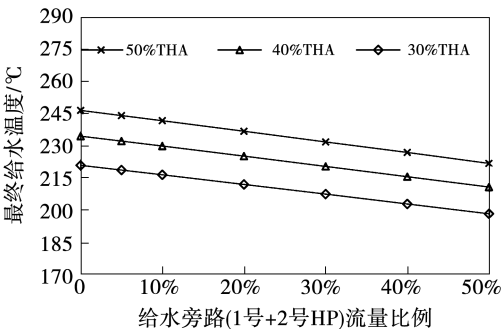
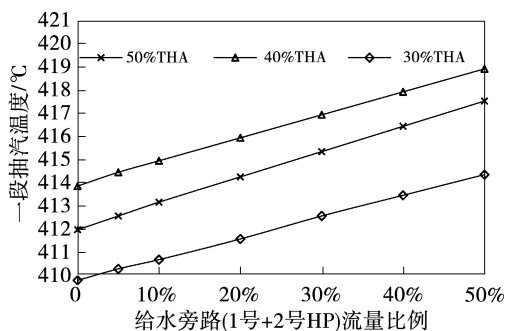


图 8 给水旁路(1 号+2 号 HP)调频方式下最终给水温度变化

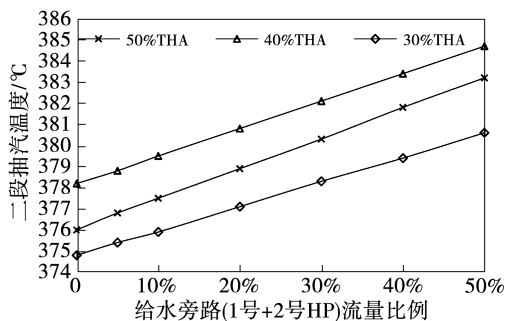
Fig.8 Final feedwater temperature change under feedwater bypass(No.1 and No.2 HP heaters) frequency modulation

2.5.2 汽轮机抽汽温度

高压加热器抽汽节流调频过程中,抽汽口下游通流级的蒸汽流量和温度都将增大,可能导致其汽缸和转子的内部温度也发生相应变化,并产生应力^[10],热应力是造成其设备寿命损耗的主要原因之一^[11]。图9、图10为不同给水旁路流量比例、不同负荷下各段抽汽温度变化。可以看出,随着给水旁路流量越大,高压加热器抽汽节流程度越大,各段抽汽温度逐渐升高;同一给水旁路流量下30%THA工况各段抽汽温度上升幅值略小于40%THA、50%THA工况。总体来说,在给水旁路调频方式下一段抽汽温度升高4.6~6.5℃、二段抽汽温度升高5.8~7.8℃。



(a) 一段抽汽温度



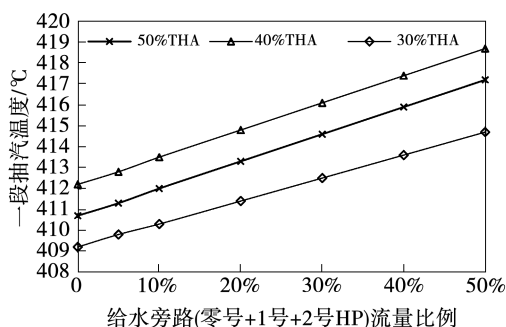
(b) 二段抽汽温度

图9 给水旁路(1号+2号HP)调频方式下各段抽汽温度变化

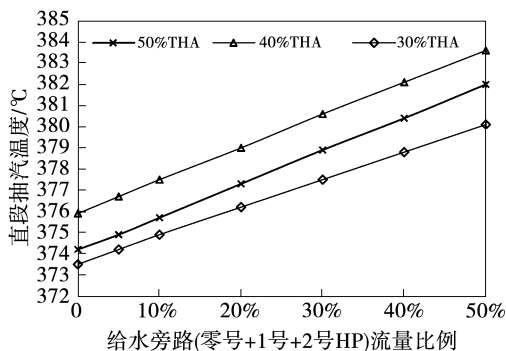
Fig. 9 Each stage extraction temperature change under feedwater bypass (No. 1 and No. 2 HP heaters) frequency modulation

按照通过给水旁路方式提供1% P_e 负荷增量来参与一次调频,在50%THA、40%THA及30%THA工况下,一段抽汽温升分别为3.1、3.7和4.5℃,二段抽汽温升分别为3.9、4.6和5.7℃;根

据上述数据可知,达到同等负荷增量,机组运行负荷越低调频过程中各段高压加热器抽汽温升越大。两种给水调频方式下在同一负荷、同等负荷增量(% P_e)条件下各段抽汽温升较接近,相差约0.2~1.0℃。



(a) 一段抽汽温度



(b) 二段抽汽温度

图10 给水旁路(零号+1号+2号HP)调频方式下各段抽汽温度变化

Fig. 10 Each stage extraction temperature change under feedwater bypass (No. 0, No. 1 and No. 2 HP heaters) frequency modulation

3 结 论

通过对某超超临界660MW燃煤机组在深度调峰负荷50%THA、40%THA及30%THA下,常规回热系统和弹性回热系统内高压加热器抽汽节流技术的变负荷能力静态分析,得出结论:

(1) 单台高压加热器抽汽节流调频方式只对最末级高压加热器有效。零号高压加热器在50%THA、40%THA及30%THA工况下的最大变负荷能力依次为1.2% P_e 、0.9% P_e 和0.5% P_e 。

(2) 随着给水旁路流量的增加,各负荷下机组的变负荷能力均明显增大;同一给水旁路流量下,机

组变负荷能力排序为 50% THA > 40% THA > 30% THA。常规回热系统给水旁路(1 号 + 2 号 HP)流量比例为 50% 时,在 50% THA、40% THA 及 30% THA 工况下机组负荷增量依次为 $1.8\% P_e$ 、 $1.4\% P_e$ 和 $1.0\% P_e$;增设零号高压加热器后,弹性回热系统给水旁路(零号 + 1 号 + 2 号 HP)在相同负荷工况下机组负荷增量分别提高 $0.59\% P_e$ 、 $0.51\% P_e$ 和 $0.27\% P_e$,加负荷能力提高约为 32%、37% 和 26%。

(3) 在 30% THA 及以下深度调峰负荷凝结水节流技术将退出一次调频,在 30% THA 以上负荷凝结水节流调频方式的变负荷能力明显低于给水旁路调频。

(4) 通过给水旁路方式提供 $1\% P_e$ 负荷增量来参与一次调频,50% THA、40% THA 及 30% THA 工况下,最终给水温度将分别降低 $9.8 \sim 13.4$ 、 $15.4 \sim 16.8$ 和 $20.8 \sim 22.1$ $^{\circ}\text{C}$ 。一段抽汽温升分别为 $2.4 \sim 3.1$ 、 $3.4 \sim 3.7$ 和 $4.3 \sim 4.5$ $^{\circ}\text{C}$,二段抽汽温升分别为 $2.9 \sim 3.9$ 、 $4.0 \sim 4.6$ 和 $5.1 \sim 5.7$ $^{\circ}\text{C}$ 。

参考文献:

[1] 陈欢乐,归一数,陈伟,等.基于加热器切除的深度调频控制技术与实施[J].中国电力,2021,54(3):168-176.
CHEN Huan-le, GUI Yi-shu, CHEN Wei, et al. Research and implementation of in-depth frequency regulation technology with heater removal[J]. Electric Power, 2021, 54(3): 168-176.

[2] 归一数,沈丛奇,陈欢乐,等.火电燃煤机组大频差一次调频性能研究与优化实施[J].中国电力,2017,50(4):106-112.
GUI Yi-shu, SHEN Cong-qi, CHEN Huan-le, et al. Research and optimization on primary frequency regulation characteristics with large frequency deviation for coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2017, 50(4): 106-112.

[3] 赵永亮,张利,刘明,等.660 MW 燃煤机组热力系统构型调整对一次调频性能的影响研究[J].中国电机工程学报,2019,39(12):3587-3598.
ZHAO Yong-liang, ZHANG Li, LIU Ming, et al. Effects of regulating thermal system configuration for 660 MW coal-fired power units on the performance of primary frequency control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(12): 3587-3598.

[4] 胡尊民,于国强,爰建军,等.某型二次再热机组调频能力研究[J].热能动力工程,2020,35(4):305-310.
HU Zun-min, YU Guo-qiang, SHU Jian-jun, et al. Study on frequency modulation capability of a secondary reheat unit[J]. Jour-

nal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(4): 305-310.

[5] 王倩,惠文涛,吕永涛,等.超超临界 1 000 MW 机组一次调频多变量优化策略[J].热力发电,2019,48(1):24-29.
WANG Qian, HUI Wen-tao, LYU Yong-tao, et al. Multivariable optimization strategy of primary frequency modulation for an ultra-supercritical 1 000 MW unit[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(1): 24-29.

[6] 冯伟忠.一种用于汽轮发电机组的可调式给水回热系统[P].中国:CN201110459533.2,2012-7-4.
FENG Wei-zhong. An adjustable feedwater regenerative system for steam turbine-generator unit[P]. China: CN201110459533. 2, 2012-7-4.

[7] 陈波,周慎学,丁宁,等.超(超)临界机组高加给水旁路调节方式的一次调频控制技术与试验[J].中国电力,2017,50(8):32-36.
CHEN Bo, ZHOU Shen-xue, DING Ning, et al. Research and test of the primary frequency control in ultra-supercritical units under feed water bypass control of HP heater[J]. Electric Power, 2017, 50(8): 32-36.

[8] 胡尊民,于国强,爰建军,等.凝结水辅助调频控制难点分析[J].热能动力工程,2020,35(4):293-299.
HU Zun-min, YU Guo-qiang, SHU Jian-jun, et al. Analysis of difficulties in controlling the auxiliary frequency-modulation by condensation water[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(4): 293-299.

[9] 常东锋,王伟,江浩,等.1 000 MW 机组多变量协同优化一次调频[J].热力发电,2018,47(11):123-128.
CHANG Dong-feng, WANG Wei, JIANG Hao, et al. Primary frequency modulation of multivariable co-optimization for 1 000 MW units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(11): 123-128.

[10] 李维特,黄保海,毕仲波.热应力理论分析及应用[M].北京:中国电力出版社,2004.
LI Wei-te, HUANG Bao-hai, BI Zhong-bo. The theory of thermal stress analysis and application[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.

[11] 王志杰,陈厚涛,朱晓星,等.超超临界汽轮机热应力控制技术分析[J].中国电力,2017,50(1):97-100.
WANG Zhi-jie, CHEN Hou-tao, ZHU Xiao-xing, et al. The analysis of thermal stress control technology for ultra-supercritical steam turbine[J]. Electric Power, 2017, 50(1): 97-100.