文章编号:1001-2060(2025)05-0131-10

基于冷端优化的燃煤机组负荷调整策略

祝令凯1,钟子威1,巩志强1,郑 威1,梁 凯2,宋继伟3

(1.国网山东省电力公司电力科学研究院,山东 济南 250003; 2.山东省智能电网技术创新中心,山东 济南 250003;3.山东大学 热科学与工程研究中心,山东 济南 250061)

摘 要:燃煤发电机组作为电网灵活调节的重要支撑,其负荷调节能力直接影响电力系统的运行稳定性。针对 330 MW 燃煤机组提出了一种基于冷端优化的负荷调节策略,基于凝汽器换热过程动态特性与循环水泵变工况运行特性,建立了燃煤机组冷端系统动态模型,该动态模型量化评估了该策略在电力市场中的经济效益,并以自动发电控制(AGC)辅助服务为例,评价了该策略在电力辅助服务市场的应用潜力。研究结果表明:机组最优背压与机组负荷率无关,但随环境温度升高而增大;凝汽器循环水流量阶跃变化时机组负荷率越低,背压达到稳定值的时间越短;在夏季典型日采用冷端优化策略可使机组平均背压由7.31 kPa 降至6.02 kPa,供电量增加56.6 MW·h,提升了机组负荷调整能力的同时增加电力现货市场收益22 215 元;冷端优化策略可显著提升机组 AGC 跟随能力;在7.3 kPa 较低背压时,引入冷端优化响应 - 3% Pe/min 降负荷 AGC 指令的综合性能指标 K_p 从 2.96 升至5.03;在11.8 kPa 较高背压时,引入冷端优化响应 + 3% Pe/min 升负荷 AGC 指令的综合性能指标 K_p 从 3.66 升至5.28。

关键 词:燃煤机组;冷端优化;灵活性;电力现货市场;辅助服务

中图分类号:TK26 文献标识码:A DOI:10.16146/j. cnki. mdlgc. 2025.05.015

[引用本文格式]祝令凯,钟子威,巩志强,等. 基于冷端优化的燃煤机组负荷调整策略[J]. 热能动力工程,2025,40(5):131-140. ZHU Lingkai, ZHONG Ziwei, GONG Zhiqiang, et al. Load adjustment strategy for coal-fired power units based on cold end operation optimization [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power,2025,40(5):131-140.

Load Adjustment Strategy for Coal-fired Power Units based on Cold End Operation Optimization

ZHU Lingkai¹, ZHONG Ziwei¹, GONG Zhiqiang¹, ZHENG Wei¹, LIANG Kai², SONG Jiwei³

(1. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Jinan, China, Post Code: 250003;

2. Shandong Smart Grid Technology Innovation Center, Jinan, China, Post Code: 250003;

3. Institute of Thermal Science and Technology, Shandong University, Jinan, China, Post Code: 250061)

Abstract: As a crucial support for power grid flexible adjustment, coal-fired power units significantly influence power system operation stability through their load regulation capacity. Aimming at a 330 MW coal-fired unit, a load regulation strategy was proposed based on cold end optimization. A dynamic model of the cold end system for coal-fired unit was established, incorporating the dynamic characteristics of condenser heat transfer process and the variable operating conditions of circulating water pumps, which quantitatively evaluated the economic benefits of the strategy in electricity market. And taking the automatic generation control (AGC) auxiliary service as an example, the application potential of this strategy in the power auxiliary service market was evaluated. The results demonstrate that the optimal back pressure of the unit is independent of the unit load rate, but increases with the increase of ambient temperature. When the cir-

Fund-supported Project Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company (520626238036)

作者简介:祝令凯(1987-),男,国网山东省电力公司电力科学研究院高级工程师.

收稿日期:2024-10-07; 修订日期:2025-01-11

基金项目:国网山东省电力公司科技项目(52062623S036)

通信作者:宋继伟(1975-),男,山东大学副教授.

culating water flow rate of the condenser changes step by step, the lower the load rate of the unit, the shorter the time required for the back pressure to reach a stable value. Implementing the cold end optimization strategy during typical summer days reduces the average back pressure of the unit from 7.31 to 6.02 kPa, increases power supply by 56.6 MW \cdot h, enhances the load regulation capacity of the unit and generates additional revenue of 22 215 yuan in the electricity spot market. The cold end optimization strategy significantly improves the unit's AGC tracking capability. At lower back pressure of 7.3 kPa, the comprehensive performance index (K_p) by introducing cold end optimization responding to -3% Pe/min load reduction AGC command increases from 2.96 to 5.03. At higher back pressure of 11.8 kPa, the K_p by introducing cold end optimization responding to +3% Pe/min load increase AGC command improves from 3.66 to 5.28. **Key words**: coal-fired unit, cold end optimization, flexibility, electricity spot market, auxiliary service

引 言

2022年国家能源局印发《"十四五"现代能源体 系规划》指出,加快推动能源绿色低碳转型,推动电 力系统向适应大规模高比例新能源方向演进。截止 2023年底,我国光伏装机 6.09亿千瓦,风电装机 4.41亿千瓦,分别较 2022年增长 55.2%与 20.7%^[1]。 由于风电、光伏的波动性、随机性等特征,为保障其 规模化增长,电网负荷调节的灵活性需求迅速增 长^[2-3]。当前,我国北方煤电机组占比高,其对电网 安全稳定运行的重要支撑体现在负荷调整的灵活 性。随着小容量煤电机组逐步关停,大型煤电机组 承担热电汽等综合能源服务成为常态,其负荷调整 能力受到热电联产模式的制约。

近年来全社会用电量稳步提升,燃煤机组在应 对季节性用电高峰方面面临日益严峻的挑战。因 此,不断完善我国电力市场,提升煤电机组负荷调整 的灵活性及供电保障能力势在必行。

针对燃煤机组的改造,Liu 等人^[4]采用电转热 技术和李祥勇等人^[5]采用的灵活性改造技术仅适 用于供暖季,且只能降低机组发电功率,无法响应顶 峰需求。祝令凯等人^[6]通过优化热电厂供热负荷 分配,同样是通过降低全厂发电功率促进可再生能 源消纳,故难以响应顶峰需求。Zhang等人^[7]、庞力 平等人^[8]和 Wang 等人^[9]研究表明,燃煤机组与熔 盐储热或压缩气体储能耦合,可提升机组顶峰能力。 然而,耦合熔盐储热提升机组顶峰能力的本质是通 过熔盐放热增大汽机内蒸汽流量。受汽机最大蒸汽 流通量限制,当机组达到 100% 负荷时,无法进一步 提升负荷。尽管耦合压缩空气储能使机组在满负荷 后仍有一定顶峰能力,但因该系统庞大复杂,投资 大,往复效率过低,尚未在实际电厂普及。

凝汽器是机组冷端的主要换热设备,环境温度 会间接影响低压缸输出功率与厂用电,二者耦合共 同影响了机组输出功率。通常,夏季气温高,进入凝 汽器的循环水温度高,导致汽机低压缸出口乏汽背 压的升高,机组输出功率降低,存在较大优化空间, 一定程度上可实现机组负荷的灵活性调整能力提 升。对比冬季,热电联产机组通过调整供热抽汽量 可实现一定的顶峰能力,冷端优化则可以一定程度 上提升煤电机组夏季的顶峰能力。近年来,许多学 者基于机理建模、热力试验等,对冷端优化展开了相 关的研究。其中,严波^[10]通过机理建模,获得了 660 MW 燃煤机组不同运行工况的最优背压曲线。 Wang 等人^[11]通过人工神经网络和粒子群算法求解 了不同环境温度下凝结水泵的最优运行工况。 Naderi等人^[12]以最小耗水量为目标函数,采用 改进鲸鱼算法优化冷端运行,耗水量降低了556 $m^{3}/(kW \cdot h)$ 。王攀等人^[13]通过热力试验,确定了 330 MW 机组循环水泵最优运行方式,发电煤耗降 低了 0.42 g/(kW·h)。梅海龙等人^[14]试验测得 1 000 MW 超超临界机组 50% 负荷运行时,变频泵 以最优频率运行可提升机组功率1.5 MW。

以上研究主要基于稳态工况获取最优背压曲 线,或通过冷端优化实现节能降耗。随着我国电力 市场发展,煤电的角色正逐步发生转变,参与负荷灵 活性调整等辅助服务的功能凸显。研究机组通过冷 端运行优化提升机组的负荷调整能力,实现对电网 的灵活性支撑,在电力现货市场、辅助服务市场的应 用潜力巨大。目前,关于冷端优化的研究多为寻找 机组最优运行背压,少见有提升燃煤机组负荷调整 的灵活性与电力辅助服务能力的研究。此外,现有 冷端建模多为稳态模型和非动态模型,只能指出功 率的稳态增量,无法给出功率随时间变化特征,难以 将冷端优化应用在辅助服务市场。 本研究基于冷端动态模型,提出燃煤机组基于 冷端优化运行的负荷调整策略,根据环境温度与实 时电价确定机组最优运行背压,以提升在电力市场 现货收益;并根据负荷指令,实时调整凝汽器循环 水流量,提升响应自动发电控制 AGC(Automatic Generation Control,AGC)指令的能力,以提升机组参 与电力辅助服务的能力。

1 热力学模型

1.1 机组简介

以 330 MW 燃煤机组为例,机组热力系统如图 1 所示。图中高加指高压加热器,低加指低压加热器。机组型号 N330-16.7/537/537-3,额定工况下, 机组主蒸汽温度为 537 ℃,压力为 16.7 MPa,流量 为1 002.4 t/h。再热蒸汽压力为 537 ℃,压力为 3.2 MPa。机组冷端主要设计参数如表1 所示。



Fig. 1 Thermal system diagram of the unit

表 1	机组冷端主要设计参数
- N I	

Tab. 1	l	Main	design	parameters	of	cold	end	of	the	unit
--------	---	------	--------	------------	----	------	-----	----	-----	------

参 数	数值
阻塞背压/kPa	5.2
最大安全运行背压/kPa	13.0
凝汽器循环水入口温度/℃	20
凝汽器循环水出口温度/℃	28.6
循环水泵流量/m ³ ·h ⁻¹	24 056
循环水泵扬程/m	22
循环水泵效率/%	86.7
凝汽器换热端差/℃	5.7

1.2 热力系统冷端建模

1.2.1 凝汽器模型

凝汽器作为关键热交换设备,采用管壳式换热器的结构设计:循环水流经管程,低压缸排汽进入壳程,实现对汽轮机排汽的高效冷凝。在此过程中,低

压缸排汽的热量通过循环水传递,最终经冷却塔向 环境排放。

稳态模型中,凝汽器内部传热过程方程为[15]:

$$m_{\rm s}(h_{\rm c} - c_p t_{\rm bh}) = m_{\rm w} c_p (t_{\rm w,out} - t_{\rm w,in})$$
(1)

$$t_{\rm bh} = t_{\rm w,out} + \Delta t_{\rm D} \tag{2}$$

式中: m_{s} 和 m_{w} 一低压缸排汽量与循环水流量,t/h; h_{c} 一排汽焓,kJ/kg; c_{p} 一水的比定压热容,kJ/(kg· \mathbb{C}); t_{bh} 一凝汽器内蒸汽饱和温度; $t_{w,in}$ 和 $t_{w,out}$ 一凝汽器循 环水入口、出口温度, \mathbb{C} ; Δt_{D} 一凝汽器换热端差,依 据机组集控运行规程,取值5.7 \mathbb{C} 。

动态模型要考虑凝汽器热惯性对传热过程的影响。根据文献[16]中假设:(1)金属壁面温度采用 集总参数法计算;(2)忽略水的可压缩性和凝汽器 散热。动态过程的传热方程为:

(1) 低压缸排汽侧

(1) 循环水间

$$\begin{cases} M_{\rm s} \frac{{\rm d}h_{\rm s}}{{\rm d}\tau} = m_{\rm s} \cdot h_{\rm c} - m_{\rm s} \cdot c_{\rm p} \cdot t_{\rm s} - Q_{\rm s,rel} \\ Q_{\rm s,rel} = \alpha_1 \cdot A \cdot (t_{\rm s} - t_{\rm m}) \\ \alpha_1 = 0.725 \left(\frac{\rho^2 \cdot g \cdot r \cdot \lambda^3}{\mu D \Delta t}\right)^{0.25} \end{cases}$$
(3)

$$\begin{cases} M_{s}c_{p}\frac{\mathrm{d} t_{\mathrm{w,out}}}{\mathrm{d}\tau} = m_{w}\cdot c_{p}\cdot t_{\mathrm{w,in}} - m_{w}\cdot c_{p}\cdot t_{\mathrm{w,out}} + Q_{\mathrm{w,abs}} \\ Q_{s,\mathrm{abs}} = \alpha_{2}\cdot A(t_{\mathrm{w,out}} - t_{\mathrm{w,in}}) \\ \alpha_{2} = 0.023Re^{0.8}Pr^{0.4}(\frac{\lambda}{D}) \end{cases}$$
(4)
(3) $\Leftrightarrow \mathbb{R} \oplus \mathbb{B}$

$$M_{\rm m} c_{\rm m} \frac{\mathrm{d}t_{\rm m}}{\mathrm{d}\tau} = Q_{\rm s,rel} - Q_{\rm w,abs} \tag{5}$$

式中:M—质量,kg; α —对流换热系数,W/(m²·K); A—传热面积,m²;下标 s,w,m—蒸汽、水和金属壁; ρ —冷凝液密度,kg/m³;g—重力加速度,m/s²; λ — 导热系数,W/(m·K);r—汽化潜热,J/kg; μ —动力 粘度,Pa·s;D—管径,m; Δt —饱和蒸汽与管壁的温 差, \mathbb{C} ; C_{m} —金属壁面比热容,kJ/(kg· \mathbb{C}); $Q_{s,rel}$ 和 $Q_{w,abs}$ —金属壁面从蒸汽吸收的热量和金属壁面释 放给循环水的热量,W。

凝汽器压力采用文献[15]中实验公式计算:

 $p_{c} = (t_{bh} + 100/57.66)^{7.46} \times 9.8 \times 10^{-3} \quad (6)$ 式中: p_{c} —机组背压, kPa_o

1.2.2 循环水泵模型

燃煤机组的循环水泵为变频泵,变频泵运行特

性曲线与管路特性曲线交点为泵的工作点,如图 2 所示。



Fig. 2 Operating characteristic curve of variable frequency pump

根据文献[15],泵的特性曲线方程与管路特性 曲线方程分别用式(7)和式(8)表示。

$$H_{\text{pump}} = a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c \tag{7}$$

$$H_{\rm pipe} = H_0 + k \cdot Q^2 \tag{8}$$

式中: H_{pump} —设计工况运行状态下的泵扬程,m;Q— 流量,t/h; H_{pipe} 和 H_0 —总阻力压头和静压头,m;a、b、c、k—常数,由泵与管道自身性质决定,通过对流量与泵扬程的数据拟合获得。

本研究的负荷调整过程主要基于水泵的变频工况曲线。因此,求解水泵变频工况功率曲线十分必要。非设计工况下,凝汽器排汽量降低,循环水量减少,水泵变频运行。由图2可知,设计工况下水泵工作点为A,变频工况下水泵工作点为B。根据相似原则,变频工况扬程与流量之间关系为。

$$\frac{H_{\text{vary}}}{H_{\text{pump}}} = \left(\frac{Q_1}{Q}\right)^2 = \omega^2 \tag{9}$$

式中:*Q*₁—变频工况泵流量,t/h;ω—转速比,即实际 转速与额定转速比值;*H*_{vary}—变频工况运行状态下 的泵扬程。

联立式(7)和式(9),可得出水泵处于变频工况时的特性曲线^[17]:

$$H_{\text{vary}} = a \cdot Q_1^2 + b \cdot \omega \cdot Q_1 + c \cdot \omega^2$$
(10)
变频泵功率为:

$$P_{\text{pump}} = Q_{\text{I}} \cdot \rho_{\text{w}} \cdot g \cdot H/\eta \qquad (11)$$

式中: ρ_w —循环水的密度; η —变频泵效率,由 Q_I 决定。

1.3 机组背压变化下的功率计算模型

冷端状况对机组的影响,一是背压的变化影响 低压缸各级回热的抽汽量,进而改变汽轮机发电功 率;二是循环水量的改变影响了泵功消耗。本文基 于汽轮机变工况计算与机组汽 – 水平衡方程^[18],量 化机组背压变化对功率的影响。

背压改变后,低压缸各级抽汽压力与抽汽量均 发生变化,抽汽压力计算公式^[19]为:

$$p_{i} = \sqrt{p_{c}^{2} + (m_{1}^{2}/m_{1,0}^{2}) \times (p_{i,0}^{2} - p_{c}^{2})}$$
(12)

式中:*p_i*—机组第*i*级抽汽压力,*m*₁—抽汽位置所在级组蒸汽流量,t/h;下标0—额定工况。

机组的抽汽流量^[18]为:

	$ au_1$		q_1							٦	$\lceil m_1 \rceil$	
$m_{ m fw}$	$ au_2$		<i>y</i> ₂	q_2							m_2	
	$ au_3$		<i>y</i> ₃	y_3	q_3						<i>m</i> ₃	(13)
	$ au_4$	_	<i>y</i> ₄	y_4	y_4	q_4					m_4	
	$ au_5$		$ au_5$	$ au_5$	$ au_5$	$ au_5$	q_5				m_5	
	$ au_6$		$ au_6$	${ au}_6$	$ au_6$	${ au}_6$	y_6	q_6			m_6	
	$ au_7$		$ au_7$	$ au_7$	$ au_7$	$ au_7$	y_7	y_7	q_7		m_7	
	$_{-} au_{_{8}}$ –		$1_{ au_8}$	${m au}_8$	${m au}_8$	${m au}_8$	y_8	y_8	y_8	$q_8 \rfloor$	$\lfloor m_8 \rfloor$	

式中: m_{fw} —锅炉给水流量,t/h; m_i —第i级回热抽汽流量,t/h; q_i , y_i , τ_i —第i级回热器的抽汽焓降、疏水 焓降和给水焓升,kJ/kg。

机组供电功率变化量的计算公式为:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{plant}} - \Delta P_{\text{pump}} \tag{14}$$

$$\Delta P_{\text{plant}} = \sum_{i=5}^{8} m_i (h_{\text{c},1} - h_{\text{c}})$$
(15)

式中: P_{plant} 一汽机背压降低后的功率增量, MW; ΔP_{pump} 一使背压下降造成的泵功增加量, MW; h_{c} 与 h_{cl} 一背压改变前后的排汽焓, kJ/kg。

2 模型验证

模型验证选用公式(16)所示的平均绝对百分 比误差(MAPE)^[20]为指标,将机组背压、循环水出 口温度与机组功率的仿真结果与热力试验实测数据 对比,如图 3 所示。热力试验持续时间 6 h,采点间 隔30 s,与仿真时间步长一致。动态模拟过程中,对 所需参数的拟合与假设如下:基于机组设计数据及 热平衡图,拟合不同主蒸汽流量下低压缸排汽流量、 排汽焓与汽轮机各缸效率曲线;假设模拟过程中凝 汽器端差保持不变,为 5.7 ℃;锅炉效率固定为 93%。结果显示,机组背压、循环水出口温度与机组 功率 MAPE 分别为 1.88%, 2.04% 和 0.43%, 证明 模型精度满足工程需要。

MAPE =
$$\frac{100\%}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left| \frac{y_{\rm m} - y_{\rm s}}{y_{\rm s}} \right|$$
 (16)

式中:n—样本数量; y_m, y_s —模拟结果与电厂实测数据。



3 结果与讨论

3.1 基于冷端优化的负荷调整效果及其在电力现 货市场应用

3.1.1 负荷调整能力提升效果

机组设计规程给出的经济运行背压依据环境温 度确定。环境温度变化,最优背压则发生偏移。基 于煤电机组夏季额定运行背压(11.8 kPa),假设环 境温度与凝汽器循环水入口温度相等,环境温度对 最优背压的影响,如图4所示。由图4可知,不同环 境温度下均存在相应的最优背压。背压大于最优值 时,低压缸做功将减少,导致机组净功率降低;背压 小于最优值时,循环水泵的功耗过大,同样导致机组 净功率降低。以环境温度30℃为例,额定背压11.8 kPa运行,机组发电功率约314 MW,最优背压6 kPa 对应的功率约330 MW,冷端优化可获得16 MW 顶 峰能力的提升。随着环境温度降低,机组最优背压 相应降低。环境温度由30℃降至15℃,最优背压 由6 kPa 降至5 kPa。

机组频繁调峰、调频和经常变工况运行,需要分 析负荷率对机组最优背压的影响及机组偏离最优背 压运行对功率的影响。以环境温度25℃,机组最优 背压5.2 kPa 为例,不同负荷率对背压的影响如图5 所示。由图 5 可知,负荷率几乎不影响机组最优背 压,但会影响背压偏离最优值时功率变化量。机组 负荷越高,冷端优化对功率提升越明显。以背压为 9 kPa 时为例,机组 100% 与 40% 负荷率对应的功率 分别降低 9.26 MW 与 3.61 MW。夏季无采暖,机组 为应对某些时段的尖峰电力需求而在高负荷下运 行,冷端优化对满足夏季相关时段的顶峰需求能够 提供一定的负荷贡献。



图 4 不同环境温度下功率随背压的变化曲线 Fig. 4 Change curve of the power with the back pressure at different ambient temperatures



图 5 不同机组负荷率下功率变化量随凝汽器 背压的变化曲线



3.1.2 夏季典型日电力现货市场收益分析

机组背压优化可获得负荷灵活性调整,提升机组 净供电功率,进而响应实时电价,可提升其在电力现 货市场的收益。基于夏季某日环境温度、机组实际背 压和现货电价分析了冷端优化收益。由3.1.1节结 论可知,在不同的环境温度下均存在机组最优背压。 本研究基于夏季某日实际环境温度、机组实际背压、 现货电价,分析了冷端优化收益。环境温度与山东电 力交易中心^[21]提供的逐时电价如图 6(a)所示。优 化前后的背压,如图 6(b)所示,对应的净功率增量与 收益提升分别如图 6(c)和图 6(d)所示。





由图 6(b) 可知, 优化后机组平均背压由 7.31 kPa 降至 6.02 kPa。由图 6(c) 可知, 夏季典型日 内, 背压优化使机组发电功率平均提升 2.36 MW, 累计供电量提升 56.6 MW · h。图 6(d) 显示, 夏季典型 日优化运行使机组在电力现货市场的收益增加 22 215 元。此外, 早、晚时段冷端优化收益较正午时 段明显。原因是正午光伏发电量较大, 电力需求小, 导致电价较低, 冷端优化的收益相对较低; 而早、晚间 光伏发电量不足, 电力需求增大, 有顶峰需求, 此时电 价较高, 冷端优化获得机组顶峰能力提升, 收益明显。 3.2 基于冷端优化的凝汽器响应特性及其在辅助 服务市场应用

3.2.1 凝汽器响应特性

调节凝汽器循环水量是冷端优化的主要手段, 其动态响应特性直接影响机组参与电力辅助服务的 能力。因此,了解凝汽器循环水流量阶跃变化后凝 汽器的动态响应特性十分必要。图7为循环水流量 阶跃 – 50%的动态响应特性。



图 7 循环水流量阶跃 – 50%的动态响应特性 Fig. 7 Dynamic response characteristics of condenser circulating water flow rate with a step change of – 50% 如图7(a)所示,在系统稳态运行后的第50s时 对循环水流量施加-50%的阶跃扰动,则不同负荷 率下机组背压与机组功率的动态响应曲线分别如图 7(c)与图7(d)所示。数据显示,机组负荷率不影 响最终背压的稳定值,但影响达到稳定值的时间。 负荷率越低,背压达到稳定值越快。原因是冷端循 环水量在低负荷时较少,故凝汽器的热惯性较小,动 态响应速度更快。机组负荷率40%时,背压和功率 在第200s基本稳定。由于凝汽器具有较快的响应 速度,故冷端优化可辅助机组自身的锅炉 – 汽机协 调控制系统参与负荷调整,提升机组响应 AGC 指令 的精确性。此外,负荷率会影响最终机组功率变化 量,负荷率越大,循环水流量变化对功率影响越大。 3.2.2 AGC 响应能力提升及辅助服务收益分析

如图 8 所示,本研究提出了一种基于冷端优化 辅助的机组变负荷控制策略。具体为,当锅炉 – 汽 机协调控制系统检测到当前机组功率 P_{output} 与功率 指令 $P_{command}$ 的偏差时,一方面调整锅炉负荷跟随指 令;另一方面,将功率偏差传递给冷端,计算使功率 偏差最小的最优凝汽器循环水量 $m_{w,op}$,通过 PID 控 制器调整实时循环水量 m_w 后,重新计算机组功率, 并将新的功率偏差再次传递给冷端,以实时调整凝 汽器循环水量,提升机组对 AGC 指令曲线的跟随能 力。上述控制策略涉及的主要参数见表 2。其中, $k_p,k_i 与 k_d$ 分别为 PID 控制中的比例系数、积分系 数与微分系数。





Fig. 8 Variable load control strategy of the unit based on cold end optimization

表 2 控制策略主要参数

Tab. 2 Main parameters for control strategy

参数	数值
最大给煤量/t·h ⁻¹	104.7
最大给煤量变化率/ t·h ⁻¹ ·min ⁻¹	2.094
最大循环水流量/ t·h ⁻¹	48 112
锅炉 PID 参数	$k_{\rm p} = 300$; $k_{\rm i} = 0.05$; $k_{\rm d} = 20$
冷端 PID 参数	$k_{\rm p} = 10; \ k_{\rm i} = 0.2; k_{\rm d} = 15$

本研究选取了两个基准背压工况进行研究,分 别为7.3 kPa(案例机组全年平均运行背压)与11.8 kPa(案例机组夏季运行背压)。模拟了机组在7.3 和11.8 kPa下,负荷率80%~100%范围内分别响应 每分钟变化额定功率3%的升负荷(+3% Pe/min) 和每分钟变化3%的降负荷(-3% Pe/min)AGC指 令的过程,并计算了AGC考核指标^[22],包括误差绝 对值积分IAE、调节速率指标*K*₁、调节精度指标*K*₂、 响应时间指标*K*₃、综合性能指标*K*₂。

机组以背压 7.3 kPa 运行时,引入冷端优化跟随 AGC 指令前后,机组功率响应曲线如图 9 所示, 冷端优化后的循环水量与机组背压如图 10 所示。



图 9 基准背压 7.3 kPa 时冷端优化后机组 AGC 功率响应曲线

Fig. 9 Power curve in response to AGC command after cold end optimization at baseline back pressure of 7.3 kPa

由图 9(a) 可知, 响应 – 3% Pe/min 降负荷指 令, 冷端优化使 AGC 响应明显提升。与 AGC 指令 曲线偏差显著减小, 变负荷速率明显增大, 达到目标 负荷后进入稳定状态耗时明显减少。由图 9(b) 可 知,响应 + 3% Pe/min 升负荷指令,冷端优化使 AGC 响应效果略微提升,效果不及降负荷明显。由 图 10(a)可知,为通过减少循环水量提升背压,实现 快速降负荷效果;由图 10(b)可知,存在最优背压, 无法持续增加循环水量实现快速升负荷效果。



图 10 基准背压 7.3 kPa 时冷端优化前后的 凝汽器循环水流量与机组背压对比

Fig. 10 Comparison between circulating water flow rate of the condenser and back pressure of the unit before and after cold end optimization at baseline back pressure of 7.3 kPa

引入冷端优化响应 AGC 指令前后,机组各项考核指标如表 3 所示。

表 3 冷端优化前后 AGC 调节考核指标对比 Tab. 3 Comparison of AGC regulation assessment indicators before and after cold end optimization

北左	降负荷冷端	降负荷冷端	升负荷冷端	升负荷冷端
1百 1小	优化前	优化后	优化前	优化后
IAE∕ MW∙h	2.91	0.44	2.63	2.18
K_1	1.03	1.38	1.08	1.16
<i>K</i> ₂	1.72	1.99	1.98	1.99
<i>K</i> ₃	1.67	1.83	1.71	1.85
K_P	2.96	5.03	3.66	4.27

引入冷端优化后,机组响应 - 3% Pe/min 指 令,误差绝对值积分从 2.91 MW ·h 降至0.44 MW ·h, 降低约 85%,综合性能指标 K_p从 2.96 升至 5.03。 机组响应 + 3% Pe/min 指令,误差绝对值积分从 2.63 MW ·h 降至2.18 MW ·h,降低约 17%,综合性 能指标 K_a从 3.66 升至 4.27。

机组以背压 11.8 kPa 运行时,引入冷端优化跟随 AGC 指令前后,机组功率响应曲线如图 11 所示, 优化后的循环水量与机组背压如图 12 所示。对比 图 11(a) 与图 11(b)可知,机组响应 + 3% Pe/min 升负荷指令优于响应 – 3% Pe/min 降负荷指令。 原因是机组背压较高,受机组集控规程最大背压 13 kPa 的限制,机组通过降低循环水量来降背压、 升负荷的效果较好,而通过减小循环水量升背压、降 负荷的效果有限。



back pressure of 11.8 kPa



图 12 基准背压 11.8 kPa 时冷端优化前后的凝汽器 循环水流量与机组背压对比

Fig. 12 Comparison between circulating water flow rate of the condenser and back pressure of the unit before and after cold end optimization at baseline back pressure of 11.8 kPa

引入冷端优化响应 AGC 指令前后各项考核指标如表4 所示。由表4 可知,冷端优化后,机组响应 -3% Pe/min 降负荷指令,误差绝对值积分从2.91 MW·h 降至2.41 MW·h,降低约17%,综合性能指标 *K*_p从2.96 提升至3.77。机组响应 + 3% Pe/min 升负荷指令,误差绝对值积分从2.63 MW·h 降至 0.39 MW·h,降低约85%,综合性能指标 *K*_p从3.66 提升至5.28。

表 4 冷端优化前后 AGC 调节考核指标对比

Tab. 4 Comparison of AGC regulation assessment indicators before and after cold end optimization

七年	降负荷冷端	降负荷冷端	升负荷冷端	升负荷冷端
1百7小	优化前	优化后	优化前	优化后
IAE/MW•h	2.91	2.41	2.63	0.39
K_1	1.03	1.10	1.08	1.42
K_2	1.72	1.98	1.98	1.99
K_3	1.67	1.73	1.71	1.87
$K_{ m P}$	2.96	3.77	3.66	5.28

对比表 3 与表 4 的结果可知,机组背压较低时, 引入冷端优化跟随 AGC 指令降负荷效果好,*K*_p值更 大;而机组背压较高时,引入冷端优化跟随 AGC 指 令升负荷能力提升效果明显,*K*_p值更大。

此结论是基于理论计算得出的,旨在研究冷端 优化提升机组 AGC 响应能力的最大潜力。在实际 机组冷端调节时,可按照实际需求及现实机组的运 行特性,设置机组背压的安全可调范围,以切实指导 工程应用。

4 结 论

本文建立了燃煤机组冷端动态模型,分析了冷 端优化对机组负荷调整能力及响应 AGC 指令的情况。主要结论如下:

(1)环境温度影响机组最优背压,环境温度越高,最优背压越高。负荷率几乎不影响机组最优背压,但显著影响背压偏离最优值时的功率变化量,机组负荷越高,冷端优化对机组功率提升越明显,进而提升一定的机组顶峰能力。

(2)优化算例显示,冷端优化可使日内机组平均背压由 7.31 kPa 降至 6.02 kPa,使机组净发电功率平均提升 2.36 MW,累计供电量提升 56.6 MW・h,电力现货市场收益提升 22 215 元。

(3)模拟了循环水量阶跃-50%的动态响应特 性。结果表明,机组负荷率不影响最终背压稳定值, 但影响达到稳定值的时间。负荷率越低,背压达到 稳定值越快。负荷率会影响最终机组功率变化量, 负荷率越大循环水量变化对功率调整影响越大。

(4) 引入冷端优化跟随,可提升机组 AGC 响应 能力。背压较低时(7.3 kPa),引入冷端优化跟随 AGC 指令降负荷效果好,响应 – 3% Pe/min 指令, 综合性能指标 K_p从 2.96 升至 5.03。背压较高 时(11.8 kPa),冷端优化适用于跟随 AGC 指令升 负荷,响应 + 3% Pe/min 指令,综合性能指标 K_p从 3.66 升至 5.28。

参考文献:

[1] 国家能源局.2023 年全国电力工业统计数据.[R](2024-01-26)[2024-06-09].北京:国家能源局,2023.https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm.
 National Energy Administration. National electric power industry statistical data 2023[R].(2024-01-26)[2024-06-09].
 Beijing:National Energy Administration,2023.https://www.nea.

gov. cn/2024 - 01/26/c_1310762246. htm.

 [2] 赵永亮,刁保圣,韩 翔,等.660 MW 超临界燃煤机组变负荷 过程动态特性的仿真研究[J].中国电力,2019,52(5): 13-20.

ZHAO Yongliang, DIAO Baosheng, HAN Xiang, et al. Simulation study on the dynamic characteristics of a 660 MW supercritical coal-fired power unit during AGC processes [J]. Electric Power, 2019,52(5):13 - 20.

 [3] 伦 涛,鄂志君,张 利,等. 燃煤机组不同灵活性调节方案参与一次调频过程的经济性分析[J]. 中国电力,2019,52(8): 164-172.

LUN Tao, E Zhijun, ZHANG Li, et al. Thermo-economic analysis on four regulation schemes with different flexibilities for primary frequency regulation control in a coal-fired power plant [J]. Electric Power, 2019, 52(8):164 – 172.

- [4] LIU M, WANG S, YAN J J. Operation scheduling of a coal-fired CHP station integrated with power-to-heat devices with detail CHP unit models by particle swarm optimization algorithm [J]. Energy, 2021,214;119022.
- [5] 李祥勇,吴 昕,庞春凤,等. 两种灵活性改造技术的热电特性 对比研究[J]. 中国电力,2023,56(4):192-200.
 LI Xiangyong, WU Xin, PANG Chunfeng, et al. Comparative study of thermoelectric characteristics of two flexibility transformation technologies[J]. Electric Power,2023,56(4):192-200.
- [6] 祝令凯,郑 威,钟子威,等. 基于粒子群算法的热电厂供热负荷分配优化[J]. 山东电力技术,2023,50(7):60-67.
 ZHULingkai, ZHENG Wei, ZHONG Ziwei, et al. Optimization of heating load distribution in combined heat and power plants based on particle swarm optimization algorithm [J]. Shandong Electric Power,2023,50(7):60-67.
- [7] ZHANG K Z, LIU M, ZHAO Y L, et al. Design and performance evaluation of a new thermal energy storage system integrated within a coal-fired power plant [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50:104335.
- [8] 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.
- [9] WANG C Y, SONG J W, ZHENG W, et al. Integration of compressed air energy storage into combined heat and power plants: A solution to flexibility and economy [J]. Energy Conversion and Management, 2023, 290:117215.
- [10] 严 波.600 MW 火电机组冷端系统运行优化[D]. 南昌:南 昌大学,2021.

YAN Bo. Operation optimization of cold end system for 600 MW thermal power unit[D]. Nanchang: Nanchang University, 2021.

[11] WANG H J, QIU B Y, ZHAO F L, et al. Method for increasing net power of power plant based on operation optimization of circulating cooling water system[J]. Energy, 2023, 282:128392.

- [12] NADERI E, AZIZIVAHED A, ASRARI A. A step toward cleaner energy production: A water saving-based optimization approach for economic dispatch in modern power systems [J]. Electric Power Systems Research, 2022, 204:107689.
- [13] 王 攀,王泳涛,王宝玉. 汽轮机冷端优化运行和最佳背压的研究与应用[J]. 汽轮机技术,2016,58(1):55-57,60.
 WANG Pan,WANG Yongtao,WANG Baoyu. Optimization operation of steam turbine cold end and the best back pressure research and application[J]. Turbine Technology, 2016, 58(1):55 57,60.
- [14] 梅海龙,曾海波,段旺权,等.1000 MW 超超临界机组冷端系 统运行优化[J].湖南电力,2024,44(1):140-144.
 MEI Hailong,ZENG Haibo,DUAN Wangquan, et al. Optimization of cold end system operation for 1000 MW ultra supercritical unit [J]. Hunan Electric Power,2024,44(1):140-144.
- [15] WANG W, ZHENG D L, LIU J Z, et al. Feasibility analysis of changing turbine load in power plants using continuous condenser pressure adjustment[J]. Energy, 2014, 64:533 - 540.
- [16] HAN Z H, XIANG P. Modeling condensate throttling to improve the load change performance of cogeneration units [J]. Energy, 2020,192:116684.
- [17] WANG W, LIU J Z, ZENG D L, et al. Variable-speed technology used in power plants for better plant economics and grid stability
 [J]. Energy, 2012, 45(1):588 594.
- [18] 王琮瑜. 燃煤热电联产机组灵活性改造效果评价及优化调度
 [D]. 济南:山东大学,2023.
 WANG Congyu. Performance assessment and optimal dispatch of combined heat and power units integrating with flexibility retrofits
 [D]. Jinan; Shandong University,2023.
- [19] LIU M, WANG S, ZHAO Y L, et al. Heat-power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: Operation flexibility and thermodynamic performance[J]. Energy, 2019, 188:116074.
- [20] HUANG Q X, FENG B, LIU S C, et al. Dynamic operating characteristics of a compressed CO₂ energy storage system [J]. Applied Energy, 2023, 341:120985.
- [21] 山东电力交易中心.山东电力现货市场2023年8月结算试运 行工作日报(8月1日)[EB/OL].(2023-08-01)[2024-04-17].https://pmos.sd.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/columnHomeLeftMenuNew. Shandong Electric Power Trading Center. Settlement trial-operation daily report (August 1st) of Shandong electricity spot market in August 2023[EB/OL].(2023-08-01)[2024-04-17].https://pmos.sd.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxfsettlement-outnetpub/columnHomeLeftMenuNew.
- [22] 王 玮,孙 阳,刘吉臻,等.适应电网快速调频的热电联产机组新型变负荷控制策略[J].电力系统自动化,2018, 42(21):63-69.

WANG Wei, SUN Yang, LIUJizhen, et al. Load-change control strategy for combined heat and power units adapted to rapid frequency regulation of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21):63-69. (美雪梅 编辑)