

# 关于准能矸电公司在调频控制方面的优化研究与运用

王 亮

神华准格尔能源有限责任公司矸石发电公司 内蒙古自治区鄂尔多斯 010300

**摘要:** 电厂调频控制系统的优化,主要是为了解决降低能耗,提高机组运行效率,满足蒙西电网《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》及《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》两个细则的要求。调频控制优化主要包括两个方面:AGC优化与一次调频优化。AGC即自动发电控制,电网通过电气运动装置对发电机组负荷进行实时控制。其考核指标有可用率、调节速率、调节精度、响应时间四项。一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时,发电机组通过调速系统的自动反应,调整有功出力减少频率偏差所提供的服务,着重考察机组的“15秒出力响应指标”、“30秒出力响应指数”和“电量贡献指数”这三项指标。

**关键词:** AGC; 一次调频; 转速不等率; PID优化; 前馈; 负荷控制

## 引言:

随着我国电力需求的巨大发展,为了提高单机发电量,大容量机组日益增多,逐渐替代小容量机组,总的电网容量越来越大,这样就造成了电网的峰谷差也越来越大,过去固定发电量的电网主力机组不得不参与降负荷的调峰运行,时常在55%~90%负荷之间作大幅度的变工况运行。这样,机组实际的运行工况经常偏离汽轮机设计时的额定工况,导致机组负荷调节性能较差,在内蒙古电网“两个细则”要求下,矸电公司在AGC与一次调频方面均被考核,为此对AGC系统与一次调频系统进行了深入的研究与优化。

## 一、AGC系统控制存在的问题

### 1. 机组滑压运行对AGC的影响

由于深度滑压造成汽机调门调节品质差的问题,从而影响了AGC的调节速率;我公司在之前运行状态都处于深度滑压运行,在今后调整过程中,应进一步论证深度滑压方式与AGC调节速率优化后的经济性,对相关参数进行进一步调整;

### 2. 机组的变负荷速率设定值影响;

### 3. 以下问题会对机组的调节精度产生影响:

- (1) 负荷调节的不灵敏区的影响
- (2) 协调控制系统压力拉回回路的影响
- (3) 负荷闭锁增/减的触发条件的影响
- (4) 协调控制系统调节性能的影响

4. 使用负荷保持按钮、负荷上限、负荷下限等保持指令影响,如使用这些负荷保持指令,四项指标均被同时考核。

## 二、针对AGC系统的优化

针对上述存在问题对准能矸电AGC控制程序进行优化,具体做了如下工作:

### 1. 操作设定限制

(1) 由于二期机组一直采用深度滑压运行方式为AGC调节速率偏慢的主要原因,针对这一问题热控人员对二期机组滑压运行时的滑压偏置上下限进行了限制:从原设定范围(-10Mpa~10Mpa),现改为(-2Mpa~2Mpa);

(2) 提高机组的变负荷速率设定值,将原负荷变化率调节范围从(0~5)MW限定为(3.8~6)MW;

### 2. AGC控制组态优化

(1) 对负荷调节的不灵敏区进行优化,对协调控制下的功率控制PID的比例带与积分时间适当调小,将功率惯性环节进行优化(将一阶惯性环节、二阶惯性环节与三阶惯性环节的时间常数从2S改为1S)加快机组对负荷的响应速度和调节速度;

(2) 取消了协调控制系统压力拉回回路,消除其对调节精度影响;

(3) 负荷闭锁增/减的触发条件,添加了无扰切换环节,避免了机组负荷在一定条件下突变;

(4) 对锅炉主控PID进行优化,适当调小了比例带与积分时间,增大了微分增益系数与微分时间,提高了锅炉的响应速度;

(5) 根据历史曲线数据,对于机组在滑压运行下的压力曲线进行优化;

(6) 增加协调控制系统中汽机主控的前馈环节,在AGC指令发生变化时,机组的实际负荷指令与AGC指令有偏差时,在汽机主控PID前叠加一个小的阶跃指令信号,不经过惯性环节,直接改变机组的负荷指令,这样就大大的提高了机组响应时间与响应速度。

3. 在协调控制中增加了煤量偏置环节,在协调控制下,AGC指令变化较大且主汽压力不稳的情况下,运行人员可以使用煤量偏置按钮进行提前手动干预。

通过以上工作,电网AGC指令发生变化后,机组响

应速度、调节精度、响应时间较以前均有了较大改善。

### 三、一次调频存在的问题

一次调频相关信号包括电网频率、机组实发功率，要求发电机组侧信号与电网侧考核用信号保持一致。从电网调度中心取得机组一次调频动作曲线来看，“15秒出力响应指标”、“30秒出力响应指数”和“电量贡献指数”这三项指标均存在问题。

#### 1. 一次调频动作曲线对比

如图1所示，为发电机组汽机转速与电网调度侧网频对应转速的对比图，从图中可知，两者信号变化趋势一致，相对于网频对应转速，汽机转速变化幅度较大，频差极值大了11.1%。

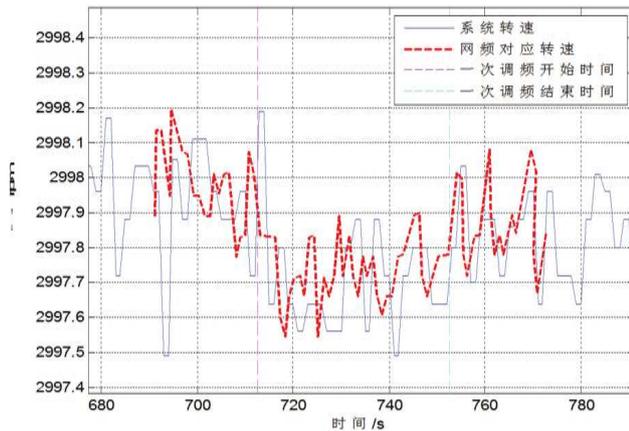


图1 汽机转速与网频对应转速的对比

如图2所示，为机组侧频率信号与网频对应转速的对比。机组侧频率信号包括汽机转速（系统转速）、发电机频率、主变高压侧频率。从图中可知，汽机转速与网频对应转速的稳态值一致。从图中可知，发电机频率对应转速与网频对应转速，大的变化趋势一致，稳态值，发电机频率对应转速大0.8rpm，发电机频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm。从图中可知，主变高压侧频率对应转速与网频对应转速，大的变化趋势一致，稳态值一致，另外主变高压侧频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm。

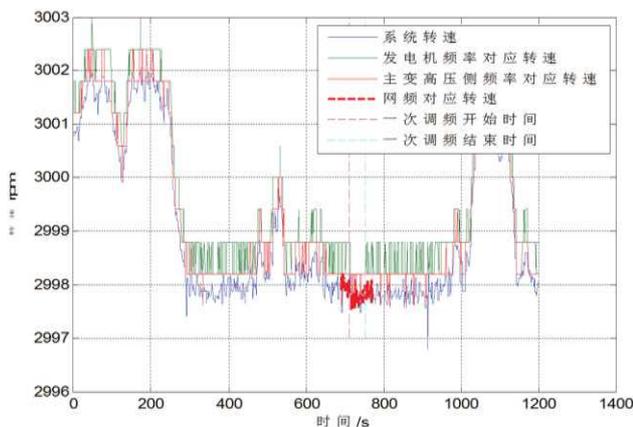


图2 机组侧频率信号与网频对应转速的对比

因此，机组侧频率信号中的汽机转速（系统转速）、发电机频率、主变高压侧频率，其中：

(1) 汽机转速与网频对应转速：汽机转速与网频对应转速稳态值一致；变化趋势一致，相对于网频对应转速，汽机转速变化幅度较大，频差极值大了11.1%；

(2) 发电机频率对应转速与网频对应转速：稳态值，发电机频率对应转速大0.8rpm；变化趋势一致，发电机频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm；

(3) 主变高压侧频率对应转速与网频对应转速：稳态值一致；变化趋势一致，主变高压侧频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm。

#### 2. 机组侧频率信号与网频对应转速的对比

机组侧频率信号包括汽机转速（系统转速）、发电机频率、主变高压侧频率：

(1) 汽机转速与网频对应转速：汽机转速与网频对应转速稳态值一致；变化趋势一致，相对于网频对应转速，汽机转速变化幅度有一定偏差，偏差在[-30%，11%]范围内；

(2) 发电机频率对应转速与网频对应转速：稳态值，发电机频率对应转速大0.8rpm；变化趋势一致，另外发电机频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm；

(3) 主变高压侧频率对应转速与网频对应转速：稳态值一致；变化趋势一致，另外主变高压侧频率对应转速的测量精度（最小测量单位）为0.6rpm。

发电机组实发功率与电网调度侧机组实际出力的对比：

发电机组实发功率在130MW-170MW时，发电机组实发功率与电网调度侧机组实际出力的对比，发电机组实发功率通过PMU传输至电网调度中心的过程出现了偏差：稳态值上，发电机组实发功率小2.4MW；两者信号变化趋势一致，相对于电网调度侧机组实际出力，发电机组实发功率变化幅度较小，出力调整峰峰值小了30%；

发电机组实发功率在310MW-320MW时，发电机组实发功率与电网调度侧机组实际出力的对比，发电机组实发功率通过PMU传输至电网调度中心的过程出现了偏差：稳态值上，发电机组实发功率小4.4MW；两者信号变化趋势一致，相对于电网调度侧机组实际出力，发电机组实发功率变化幅度较小，出力调整峰峰值小了37%。

### 四、一次调频逻辑组态

#### 1. 一次调频在DEH中的组态

在DEH中一次调频给定计算，主要功能是根据转差计算高调门的调整量，对高调门的调整量进行比例修正，其中AMSPDCR（一次调频修正系数）取值为0.7。

从AMFRQDIFF（一次调频转速偏差）至AMFRQDMD（一次调频给定（修正后））的函数关系与

电网要求的理论调整量的对比如表1所示,由此可知:一次调频转速偏差在 $[-2.857, -2]$ rpm ( $[-0.0476, -0.0333]$ Hz)、 $[2, 2.857]$ rpm ( $[0.0333, 0.0476]$ Hz)范围内,DEH一次调频实际调整量(AMFRQDMD)大于等于电网要求的理论调整量;一次调频转速偏差在 $[-20, -2.857]$ rpm、 $(2.857, 20]$ rpm范围内,DEH一次调频实际调整量(AMFRQDMD)小于电网要求的理论调整量,不利于一次调频调整。

另外,在主汽压小于设计工况的情况下,一次调频同样的高调门调整,引起的负荷调整明显降低,不利于一次调频调整。

表1 从AMFRQDIFF(一次调频转速偏差)至AMFRQDMD(一次调频给定(修正后))的函数关系

序号	AMFRQDIFF	AMFRQDMD	理论调整量
x1/y1	-150	-5.60	-8.0
x2/y2	-14	-5.60	-8.0
x3/y3	-2.1	-0.23	-0.067
x4/y4	-2	0	0
x5/y5	0	0	0
x6/y6	2	0	0
x7/y7	2.1	0.23	0.067
x8/y8	14	5.60	8
x9/y9	150	5.60	8
x10/y10	150	5.60	8
x11/y11	150	5.60	8

### 2.CCS侧一次调频逻辑组态

在机组CCS侧频率修正指令计算,主要功能是根据高调门的调整量转成负荷指令的调整量,在协调机主控指令经过三个一阶惯性的计算环节,其中函数FOP05A01、FOP05A02、FOP05A03的算法为 $AV(s) = \frac{1}{s+1}IN(s)$ 。三个一阶惯性将协调机主控指令(频率修正指令在其中)的快速变化缓和下来,对一次调频的快速调整不利。

在协调方式下汽机主控设置,汽机主控PI中比例带为100,积分时间为42。在主汽压小于设计工况的情况下,机组负荷调整明显变慢,不利于一次调频调整。

### 3.一次调频逻辑优化

通过对一次调频系统的整体分析,对一次调频逻辑进行了优化。

(1)为了提高机组对小频差扰动的响应值,提高15秒和30秒的出力响应指数,将DEH中阀位方式中,增加函数块对转速偏差进行局部放大,将小频差扰动的调频值适当放大,加大转速偏差的动作值;

(2)增大偏差扰动下的一次调频值,按照转速不等率5%额定负荷下的限幅值,对偏差扰动下的调频值进行

调整,放大了1.1倍,这样增加了一次调频的动作值;

(3)AGC反向闭锁,为了防止AGC与一次调频反向造成调频作用抵消,增加了闭锁回路,当高频时,触发负荷指令的增闭锁;低频时,触发负荷指令的减闭锁,闭锁时间设置为30秒。

经过优化后,从AMFRQDIFF(一次调频转速偏差)至AM19CCS0231(频率修正指令)的函数关系与电网要求的理论调整量的对比如表2所示,与电网要求的理论调整量的对比由此可知:一次调频转速偏差在 $[-20, 20]$ 范围内,CCS一次调频实际调整量(AM19CCS0231)大于等于电网要求的理论调整量。

表2 从AMFRQDIFF(一次调频转速偏差)至AM19CCS0231(频率修正指令)的函数关系

序号	AMFRQDIFF	AM19CCS0231	理论调整量
x1/y1	-150	-26.4	-26.4
x2/y2	-14	-26.4	-26.4
x3/y3	-13.635	-26.4	-25.60
x4/y4	-2.1	-1.12	-0.23
x5/y5	-2	0	0
x6/y6	0	0	0
x7/y7	2	0	0
x8/y8	2.1	1.12	0.23
x9/y9	13.635	26.4	25.60
x10/y10	14	26.4	26.4
x11/y11	150	26.4	26.4

### 五、结束语

综上所述,火力发电厂想要,在市场上拥有立足之地,需要通过控制优化节能降耗帮助其降低发电成本,同时满足电网公司的要求。调频系统控制优化属于有一项长期而艰巨的任务,因设备情况、煤种变化、运行人员操作习惯等因素都会对AGC与一次调频产生影响,需要经过反复计算和实践,才能保证机组安全、稳定、长效运行,控制发电成本的同时提升电厂效益。研电公司经过本次调频控制系统的优化后,同时要求运行人员根据经验更多地进行手动干预,参与AGC的调节,#3、#4机组各项“两个细则”要求下的考核指标均成倍提高,现AGC与一次调频每年都受到电网公司的奖励,达到了优化目的和预期效果。

### 参考文献:

- [1]张文博.电厂热控系统可靠性技术[J].电子技术与软件工程,2019(15):221-222.
- [2]朱殷卉.提高电厂热控系统可靠性技术研究[J].科技创新导报,2019,16(11):67+69.
- [3]杨飞.关于火电厂热控系统可靠性及其优化的分析[J].建材与装饰,2016(27):231-232.