

内刊征稿启事

时光在你的忙碌中
在你的期待中
在你的思念里
在你的不舍中
悄悄行至岁末
岁末将至
崭新的一页即将翻开
挥挥手
甩掉烦恼
抬抬脚
迈向幸福

时光荏苒，又是一年岁末时，回顾走过的岁月，有太多的记忆值得我们铭记。那么，你想用什么方式来表达？

【征稿主题】岁末感言

【内容】

可采用散文、诗歌等文字形式，或者拿起手中的镜头记录下 2019 年最感怀的一刻。题材不限。

欢迎大家踊跃投稿。

请各位墨客、摄影师于 2020 年 1 月 10 日前将您的原创作品发到 wangmm@cenpower.com，记得署名，留下联系方式，谢谢。



济南中能电力工程有限公司
地址：济南市历下区鲁商盛景广场 B 座 7 层
电话：0531-66683093
网站：<http://www.cenpower.com>

中融人

第 171 期
2019 年 12 月 23 日

主办 济南中能电力工程有限公司

专业技术分享专刊

专业技术分享

生日祝福



MT 断路器 Micrologic6.0 型低压电动机保护整定计算

调试事业部 梁作红

摘要：针对 MT 断路器 Micrologic6.0 型低压电动机智能保护装置，通过合理的整定计算，确定其保护定值。从而使保护装置正确地发挥作用，防止事故扩大，维持低压电动机的稳定运行。

关键词：计算；保护；动作电流；灵敏度校验；动作时间

1 前言

继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性及速动性的基本要求，正确而合理的整定计算原则和方法是实现上述要求的关键。本文根据施耐德电气 MT 断路器配置的 Micrologic6.0 型智能保护装置原理及枣庄八一热电厂一期 350MW 机组低压电动机保护实际，来进行介绍具体的保护整定计算。

2 保护装置、系统设备简介

2.1 保护装置

Micrologic6.0 型智能保护装置适用于 4000A 以下断路器，枣庄八一热电厂一期 350MW 机组低压电动机 3 极 MT08H 断路器配置的 Micrologic6.0 型智能保护装置具有以下保护功能（见图 1）：

- 1——真正的 rms 长延时过载保护，电流设定值和脱扣延时。
- 2——过载信号（LED）。当电流超过长延时整定阈值时 LED 点亮。
- 3——短路短延时保护，电流设定值和脱扣延时。在延时上，可选择 I²t（ON 或 OFF）。
- 4——短路瞬时保护电流设定。在延时上，可选择 I²t（ON 或 OFF）。
- 5——接地故障和脱扣延时。在延时上，可选择 I²t（ON 或 OFF）。
- 6——长延时整定模块固定螺钉。
- 7——测试孔。可通过手持测试器和全功能测试箱来检测断路器。

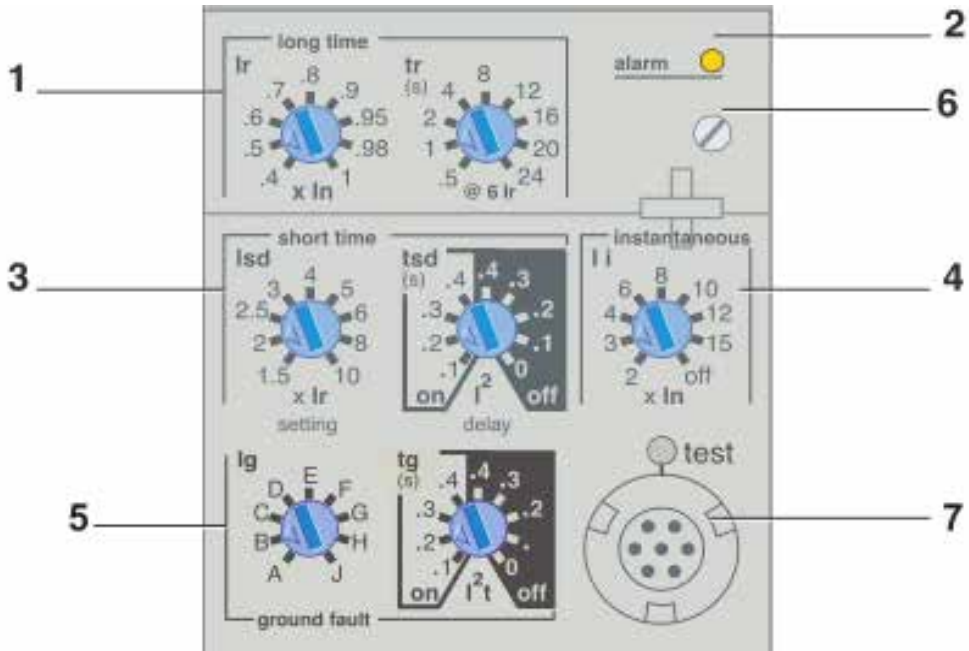


图 1 Micrologic6.0 保护配置图
Fig.1 Protection configuration diagram

2.2 系统设备

400V 工作 PC1A 段 #1 机真空泵 A 电动机额定功率 90kW，额定电流 =159A。配置施耐德 MT08H 型断路器智能保护 Micrologic6.0。智能保护一次额定电流 =400A。#1 机真空泵 A 电动机入口最小三相短路电流一次值 =8400A，最小单相短路电流一次值 =2500A。

3 整定计算

3.1 长延时过载保护

3.1.1 动作电流

按躲过电动机额定电流计算：

$$I_{op} = K_{rel} I_{MN} = 1.15 \sim 1.20 \times 159 = 182.85 \sim 190.8(A)$$
$$I_r \text{ 取值范围 } \langle \text{见图 1} \rangle = 0.4 \sim 0.5 \sim 0.6 \sim 0.7 \sim 0.8 \sim 0.9 \sim 0.95 \sim 0.98 \sim 1 I_n$$
$$I_r = 182.85 \sim 190.8 / 400 = 0.46 \sim 0.48, \text{ 取 } I_r = 0.5, I_r = 0.5 I_n = 0.5 \times 400 = 200(A)$$

式中：

- I_{op} ——动作电流；
- K_{rel} ——可靠系数，取 1.15~1.20；
- I_{MN} ——电动机一次额定电流；
- I_n ——智能保护装置一次额定电流。

3.1.2 动作时间 t_r

按躲过电动机启动时间 $t_{st} = 6s$ 计算：

$$t_r = K_{rel} \times t_{st} \times [(I_{st}/I_r)^2 - 1] / 35 = 1.3 \times 6 \times [(7 \times 159 / 200)^2 - 1] / 35 = 6.7(s)$$
$$t_r \text{ 取值范围 } \langle \text{见图 1} \rangle = 0.5 \sim 1 \sim 2 \sim 4 \sim 8 \sim 12 \sim 16 \sim 20 \sim 24s. \text{ 取 } t_r = 8s.$$

- 式中：
- K_{rel} ——可靠系数，取 1.3；
 - I_{st} ——电动机启动电流；
 - I_r ——电动机长延时过载保护整定值。

3.2 短路短延时保护

3.2.1 动作电流 I_{sd}

按躲过电动机启动电流计算：

$$I_{sd} = K_{rel} K_{st} I_{MN} / I_r = 1.5 \times 7 \times 159 / 200 = 8.35$$
$$I_{sd} \text{ 取值范围 } \langle \text{见图 1} \rangle = 1.5 \sim 2 \sim 2.5 \sim 3 \sim 4 \sim 5 \sim 6 \sim 8 \sim 10 I_r. \text{ 取 } I_{sd} = 10 I_r = 2000A.$$

- 式中：
- K_{rel} ——可靠系数，取 1.5；
 - K_{st} ——电动机启动电流倍数，取 7；
 - I_{MN} ——电动机额定电流；
 - I_r ——电动机长延时过载保护整定值。

3.2.2 灵敏度校验

$$K_{sen} = I_K^3 / I_{sd} = 8400 / 2000 = 4.2 \geq 2$$

式中：

I_K^3 ——电动机入口最小三相短路电流一次值；

I_{sd} ——电动机短路短延时保护整定值。

3.2.3 动作时间 t_{sd}

取可整定的最小值 $t_{sd} = 0.1s$, 投入定时限动作特性 I² t-off。

3.3 短路瞬时电流保护

3.3.1 动作电流 I_i

按躲过电动机启动电流计算：

$$I_i = K_{rel} K_{st} I_{M.N} / I_n = 1.5 \times 7 \times 159 / 400 = 4.17$$

I_i 取值范围<见图 1>=2~3~4~6~8~10~12~15 I_n 。取 $I_i = 6I_n = 2400A$ 。

式中：

K_{rel} ——可靠系数，取 1.5；

K_{st} ——电动机启动电流倍数，取 7；

$I_{M.N}$ ——电动机额定电流；

I_n ——智能保护装置一次额定电流。

3.3.2 灵敏度校验

$$K_{sen} = I_K^3 / I_i = 8400 / 2400 = 3.5 \geq 2$$

式中：

I_K^3 ——电动机入口最小三相短路电流一次值；

I_i ——电动机短路瞬时保护整定值。

3.3.3 动作时间

取 0s。

3.4 接地保护

3.4.1 动作电流 I_g

$$I_g = K_{rel} I_{M.N} / I_n = 1 \times 159 / 400 = 0.40$$

I_g 取值范围<见图 1>=A~B~C~D~E~F~G~H~J=0.3~0.3~0.4~0.5~0.6~0.7~0.8~0.9~1.0 I_n 。

$$I_g = C = 0.40 \times 400 = 160A$$

式中：

K_{rel} ——可靠系数，1~1.2，取 1；

$I_{M.N}$ ——电动机额定电流；

I_n ——智能保护装置一次额定电流。

3.4.2 灵敏度校验

$$K_{sen} = K_K^{(1)} / I_g = 2500 / 160 = 15.6 \geq 2$$

4、结束语

本文 MT 断路器 Micrologic6.0 型低压电动机保护整定计算方法，不仅适用于大型发电机组，也适用于中小型发电机组，同时适用于各大中型工矿企业低压电动机，但不同类型保护应根据其保护原理区别对待。

参考文献：

[1] 高春如. 大型发电机组继电保护整定计算与运行计算. 第二版 [M]. 北京：中国电力出版社. 2010. Gao Chunru. Setting Calculation and Operation Calculation for Relay Protection of Large Generating Unit. Second Edition [M]. Beijing: China Electric Power Press. 2010.

[2] DL/T1502-2016. 厂用电继电保护整定计算导则 [S]. 国家能源局. 2016

DL/T1502-2016. Guide of Calculating Settings of Relay Protections for auxiliary System of Power Plant [S]. National Energy Bureau. 2016.

[3] 施耐德电气中国. Masterpact MT 低压空气断路器和负荷开关产品目录 [Z]. 北京：施耐德电气（中国）有限公司. 2011.

Schneider Electric China. Masterpact MT Product Catalog for Low Voltage Air Breaker and Load Switches [Z]. Beijing: Schneider Electric (China) Co., Ltd. 2011.

国内外电网谐波的危害和治理分析

调试事业部 刘新光

1. 引言

从严格的意义来讲，谐波是指电流中所含有的频率为基波的整数倍的电量，一般是指对周期性的非正弦电量进行傅里叶级数分解，其余大于基波频率的电流产生的电量。从广义上讲，由于交流电网有效分量为工频单一频率，因此任何与工频频率不同的成分都可以称之为谐波。

2. 谐波的基本概念

谐波频率是基波频率的整倍数，任何周期性非正弦波都可以分解为含有基波频率和一系列为基波倍数的谐波的正弦波分量。

一般地讲，奇次谐波引起的危害比偶次谐波更多更大。在平衡的三相系统中，由于对称关系，偶次谐波已经被消除了，只有奇次谐波存在。对于三相整流负载，出现的谐波电流是 6n±1 次谐波，例如 5、7、11、13、17、19 等。变频器主要产生 5、7 次谐波。

频率为基波非整数倍的分量称为间谐波，有时候也将低于基波的间谐波称为次谐波。基波与 3 次谐波、5 次谐波的波形图如图 1、图 2 所示。

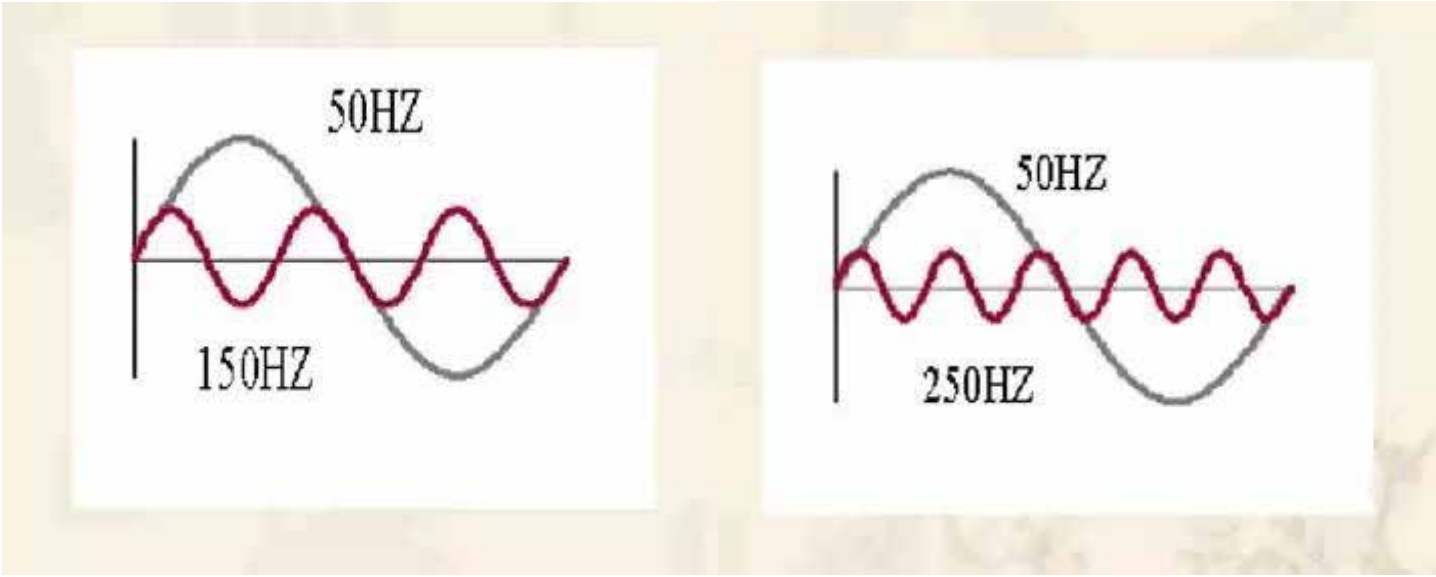


图 1 基波与 3 次谐波的波形图

图 2 基波与 5 次谐波的波形图

3. 谐波的产生

(1) 具有铁磁饱和特性的铁心设备

主要为变压器、电抗器等，此种设备产生的谐波较少。理论上，变压器正常运行时，本身不产生谐波，但是变压器磁通达到饱和时，主要会产生 3 次谐波。

(2) 以电弧为工作介质的设备

如气体放电灯、交流弧焊机、炼钢电弧炉等。这类负荷谐波含量大，且有低次、偶次谐波。

(3) 以电子元件为基础的开关电源设备

如整流器、逆变器、变频器、相控调速和调压装置、大容量的晶闸管可控开关设备等。

(4) 不间断电源系统（UPS）

大功率 UPS 是通信电源系统中主要的谐波源，采用可控硅整流是 UPS 产生谐波的主要原因。UPS 生产厂家提供的谐波指标通常是满载输出时的数据，而实际情况中 UPS 不可能运行在满载状态下。

4. 谐波的危害

(1) 谐波对系统的普遍影响

首先，谐波会增加设备的铜耗、铁耗和介质损耗进而加剧热应力，从而运行中需要降低设备的额定出力。其次，谐波还可以使电压峰值增大，若忽略相位差，则峰值电压上升的标么值就等于电压峰值系数，这种电压升高会导致绝缘应力升高，最终有可能使电缆绝缘击穿。最后，谐波还会引起负载设备损坏（这里负载设备损坏广义的定义为由电压畸变引起的任何设备故障或工作不正常），并缩短设备寿命。

另外，3 倍数次谐波即使在负载平衡的情况下也会使中性线带电流，并且此电流有可能等于甚至大于相电流。这种情况会导致零地电位差的升高，而且中性线上的开关和电缆等的选取都需要做出适当调整。此外，如果谐波引起了谐振，则极大的谐振电流会在电源系统中引起更大的破坏。

(2) 谐波影响国外柴油发电机组的正常供电

柴油发电机组的内阻相对市电要大得多，谐波所造成的电压波形失真也大很多。因此，在市电供电时，谐波的影响不易发现；但当油机供电时，谐波对供电系统的影响就会明显得多，比如使油机输出的电压波形出现严重失真。这时，如果油机的控制部分对严重失真的输出波形进行判断，就可能会认为是过压、超频等原因，从而造成油机停机；或者使 UPS 等通信重要负荷不能使用油机电源，而是依靠蓄电池放电供电，如市电停电时间过长，就会造成 UPS 停机。所以，针对输入电流谐波含量较大的设备，都要求必须增大油机与设备的配比倍数（即将油机降容使用），即将油机容量加大到设备容量的 2～5 倍，以减小谐波失真和绕组的发热等情况。但这种方法的成本是非常昂贵的，而且也不能保证 UPS 和柴油发电机组的完全兼容，由于柴油发电机组的欠载，还会引出油发电机组运行维护方面的问题。

另外，谐波使发电机的铜损和铁损增加。当发电机的自然振荡频率在脉动磁场频率附近时，发电机会发生超同步谐振。

(3) 谐波对电容器组的影响

谐波对电容器组的影响也比较严重，主要有以下几种情况。

- 1) 电容器由于谐波电流而过载，因为电容器的电抗随着频率的升高而减小，这使得电容器称为谐波的吸收点。同时，谐波电压产生大电流会引起电容器熔丝熔断。
- 2) 谐波往往会使介质损耗增加，其直接后果是额外的发热和设备的寿命缩短。
- 3) 电容器和电源电感结合构成并联谐振电路，其谐振频率可以计算得出。在谐振情况下谐波被放大，最终的电压会大大高于电压额定值并导致电容器损坏或熔丝熔断。

(4) 谐波对变压器的影响

谐波环境下的变压器会受到如下损害。

- 1) 负载损耗增加。负载损耗包括铜耗和杂散损耗（线圈涡流损耗）。杂散损耗是由非线性负载引起的变压器铁心额外发热损耗的最重要因素。
- 2) 磁滞和涡流损耗增加。这些损耗会随着频率的升高而大大增加，而且由谐波引起的涡流损耗比由谐波引起的磁滞损耗大。
- 3) 变压器电感与功率因数校正电容器之间可能产生谐振。

4) 由于峰值电压增加而导致绝缘应力增加。

上述损耗会导致变压器发热及相应的寿命损失。

(5) 谐波对保护装置、通信电路和电子设备等的影响

谐波还会干扰保护继电器、测量设备、控制电路和通信电路以及用户电子设备等，还会使灵敏设备发生误动作或元件故障。谐波在以下几个方面影响保护和控制装置、测量设备、通信电路和电子负载。

- 1) 谐波影响断路器的开断能力。
- 2) 受电压和电流峰值或零值控制的继电器会受到谐波的影响。在有谐波存在时，机电型继电器的延时特性会改变。零序电流继电器不能区分零序电流和 3 次谐波电流，从而导致误跳闸。
- 3) 测量仪表对非正弦信号呈现出不同的响应特性，从而导致计量不准确。
- 4) 谐波通过感性耦合干扰电话线路。
- 5) 由于过零点的移动，谐波影响电子装置和控制电路的正常工作。
- 6) 谐波干扰用户负载，这对计算机系统特别值得关注。
- 7) 谐波缩短白炽灯的寿命和引起荧光灯的故障。

5. 谐波的治理

谐波的治理应当首先考虑预防，控制好谐波产生的源头，使系统中产生的谐波尽量减小，就可以更方便的治理或者不用再进行进一步的治理。因此，在选择设备和构建系统时，就应该将减小谐波做为一项重要的条件来考虑。对于交流和直流两大类通信电源设备：在其他条件同等或类似的情况下，UPS 系统应该优先选择 12 脉冲或者 Delta 变换的设备，直流系统应优先选择有更好的整流电路和完善的滤波措施的产品。

在通信领域，为了使谐波尽量不对油机等设备的运行产生干扰，为了使整个供电系统更安全可靠，将整个系统中各点的电流谐波含量均控制在 5% 以内是最佳的选择。因此，在新建系统时，应对各种设备专门提出谐波指标相关的要求，以保证系统中的谐波在建设时就得到控制。

对于既有的用户低压系统来说，由于系统结构已经基本固定，谐波问题的解决只能通过加装电抗器、滤波器等补救措施得以控制。

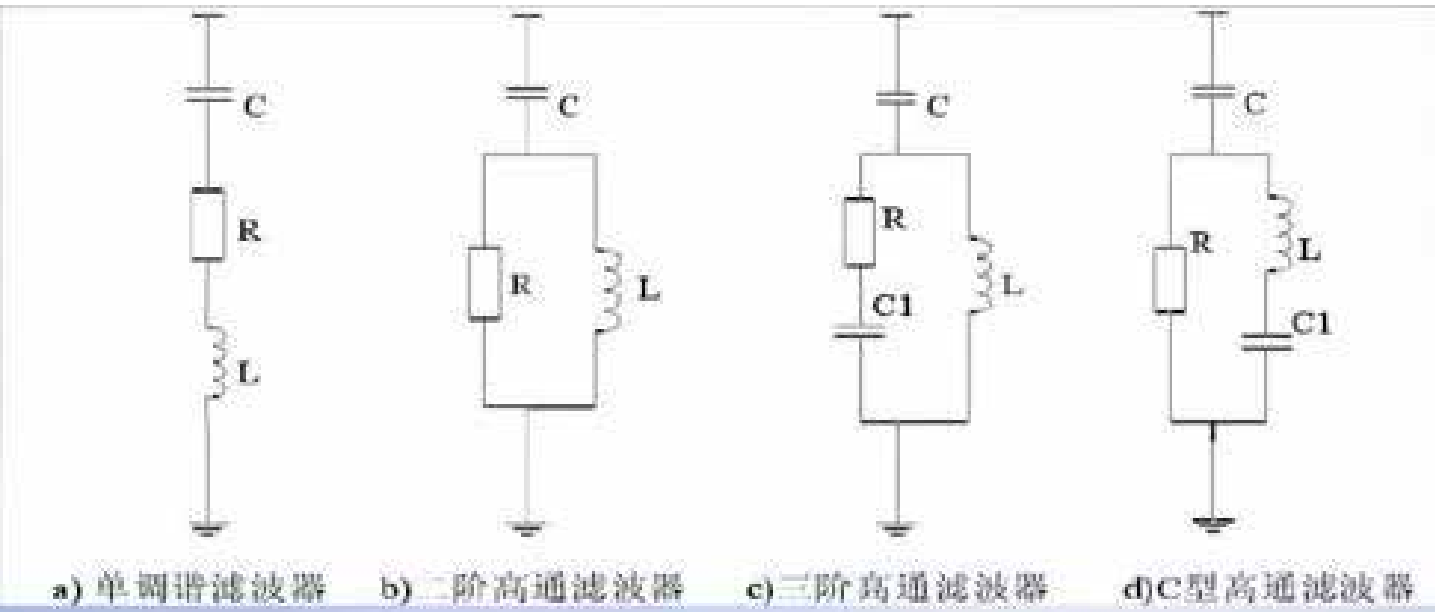
(1) 无源滤波

无源电力滤波器是传统的补偿无功和抑制谐波的主要手段。无源电力滤波器由电力电容器、电抗器和电阻器适当组合而成。

滤波装置通常由若干个无源滤波器并联而成，每个滤波器在一个谐波频率附件或在某一个频带内呈现低阻特性，从而吸收谐波电流，使流入交流系统的谐波电流减小，达到抑制谐波的目的。

滤波器投入电网中工作时，往往与谐波源并联滤除特定次谐波电流。在基波下，滤波器通常呈容性，除了起滤波作用外，还可兼顾无功补偿的需要。

工程上使用的无源滤波装置一般由一组或数组单调谐滤波器组成，每组单调谐滤波器调谐于需要滤除的谐波频率上，或者谐波频率附近。当需要滤除更高频率的谐波电流而幅值又较小时，可以再加一组高通滤波器。



无源滤波的优点如下：

- 1) 其结构简单，电压和容量可以做的很大。
- 2) 在吸收谐波的基础上还可以补偿无功，改善功率因素。
- 3) 设计制造经验成熟，维护方便，造价低，运行费用也低。
- 4) 对某一次高次谐波的吸收效果明显。

无源滤波器是通过在系统中为谐波提供一条并联的低阻通路，其滤波特性由系统和滤波器的阻抗比所决定，因而存在以下缺点：

1) 滤波器一旦制成，性能参数难以变动，滤波特性受系统参数的影响较大。当系统参数改变，则滤波装置有可能失效甚至会引起谐振。因此当电网谐波阻抗降低时，滤波效果将随之降低；当电网参数不变而谐波电流增加时，可能使滤波器过载。此外，滤波器的电抗电容值通常也会有容差，也会降低滤波效果。

2) 只能消除特定的几次谐波，由于无源元件本身的特性，会与电网阻抗一起作用引起谐振，而对某些次谐波会产生放大作用。当电网短路容量大（即电源阻抗小）时，则要求滤波器阻抗还要更小，即要求滤波器是精确调谐（锐调谐），但由于部件性能的容差和变动使滤波器的设计有很大困难。

3) 谐波电流增大时，滤波器负担随之加重，可能造成滤波器过载。另一方面，由于滤波支路表现出电容特性，会产生超前的无功电流，如果系统原有的无功含量不大，就会出现无功功率过补偿，功率因数可能因此下降，而且会提升电网电压，这对某些设备也是不安全的。

（2）有源滤波

有源电力滤波器，是采用现代电力电子技术和基于高速 DSP 器件的数字信号处理技术制成的电力谐波治理专用设备。它由指令电流运算电路和补偿电流发生电路两个主要部分组成。指令电流运算电路实时监视线路中的电流，并将模拟电流信号转换为数字信号，送入高速数字信号处理器（DSP）对信号进行处理，将谐波与基波分离，并以脉宽调制（PWM）信号形式向补偿电流发生电路送出驱动脉冲，驱动 IGBT 或 IPM 功率模块，生成与电网谐波电流幅值相等、极性相反的补偿电流注入电网，对谐波电流进行补偿或抵消，主动消除电力谐波。

有源滤波的优点如下：

- 1) 实现了动态补偿，可对频率和大小都变化的谐波以及变化的无功功率进行补偿，对补偿对象的变化有极快的响应。
- 2) 可同时对谐波和无功功率进行补偿，补偿无功功率时不需要储能元件，补偿谐波时所需要储能元件容量也不大，且补偿无功功率的大小可做到连续调节。
- 3) 即使补偿电流过大，有源电力滤波器也不会发生过载，并能正常发挥补偿作用。
- 4) 受电网阻抗的影响不大，不容易和电网阻抗发生谐振，并能正常发挥补偿作用。

- 5) 能跟踪电网频率的变化，故补偿性能不受电网频率变化的影响。
- 6) 既可对一个谐波和无功源单独补偿，也可对多个谐波和无功源集中补偿。

参考文献

[1] 《电力系统谐波管理暂行规定》
[2] 《电能质量－公用电网谐波》GB/T 14549
[3] 《静止无功补偿装置运行规程》DL/T 1298-2013
[4] 《低压无功补偿装置运行规程》DL/T 1417-2015
[5] 《电网运行准则》GB/T 31464-2015
[6] 《IEEE 推荐实践的谐波控制的电力系统要求》IEEE 519-2014

SCR 蜂窝式催化剂磨损的原因分析

调试事业部 付勇猛

我公司所采用的脱硝催化剂均是市面上最为广泛的蜂窝式催化剂，但各热电厂都出现了催化剂磨损的问题，以燃用贫煤的锅炉脱硝催化剂磨损尤为严重。通过以下脱硝催化剂磨损图片观察发现，催化剂上游端部磨损严重，呈弧形并向内凹进，每个通孔的内壁均已减薄，并伴随着轻微塌陷现象，以上问题，不管是催化剂端部磨损还是内壁减薄，都会导致催化剂的活性减弱，脱硝效率降低，部分催化剂模块需要进行更换才能保证脱硝效率。催化剂更换周期缩短， SCR 系统运行成本增高，已成为各电厂现阶段面临的主要问题。出现催化剂磨损的原因有很多，现就其磨损的原因分析如下：

- 1、煤质。贫煤的主要特点是可磨性指数低，不易磨制，硬度高，成分复杂，不同程度的加剧了催化剂的磨损。同时，贫煤的灰熔点比烟煤稍高，煤灰在火焰中被熔化的比例越小，煤灰具有的尖角越多，磨损性也越强，进一步加剧了催化剂的磨损。燃用烟煤的电厂，催化剂磨损较轻。
- 2、飞灰浓度和成分。SCR 反应器安装位置位于省煤器与空气预热器之间，该区域的烟气中携带有大量的飞灰。烟气中的飞灰撞击催化剂表面会造成催化剂的磨损。当飞灰颗粒随着烟气撞击催化剂表面时，微观上可以分解为切屑力和撞击力，对催化剂的磨损

起主要作用的是切屑力。在大量飞灰长期反复的切屑作用下，催化剂表面产生磨损。宏观上，飞灰对催化剂磨损的程度主要取决于烟气流速、飞灰特性（包括飞灰粒径分布、飞灰磨损特性、飞灰浓度等）、撞击角度越大，磨损越严重。另外，飞灰的化学组份中的 SiO₂ 和 Al₂O₃ 是影响磨损的重要因素，SiO₂ 和 Al₂O₃ 的比值越大，磨损也越严重。魏桥一电和邹六一厂所燃用的贫煤设计值中 SiO₂ 和 Al₂O₃ 的比值比烟煤中的 SiO₂ 和 Al₂O₃ 的比值稍大。

3、烟气流速。较高的烟气流速和飞灰浓度会加速催化剂的磨损，撞击角度越大，磨损也越严重。随着烟气流速的增加，磨损强度和磨损失重率快速增加，抗磨损性能降低。对于相同的飞灰浓度，风速越高，磨损剂动能越大，磨损强度和磨损失重率快速增加。

4、磨损时间对催化剂磨损强度的影响。催化剂净失重率随着磨损时间的增加而增加。脱硝催化剂投运时间越长磨损越严重。

5、厂家的催化剂本身抗磨损性能差。厂家的催化剂本身在制备时未加入耐磨损剂，硬度不够，抗磨损性能差。另外，对于蜂窝状催化剂，节距越小，催化剂断面的空数越多，催化剂的磨损强度和抗磨性能越强。

6、SCR 反应器内部烟气流场不均匀。当 SCR 反应器内部烟气流场分布不均匀时，会造成局部地区飞灰浓度增大，也易引起催化剂在飞灰集中地区的严重磨损。尤其是在冷态时，流场的相对标准偏差系数虽说在合格范围之内，但是在热态时会导致烟气流场分布极不均匀，这也是个别脱硝催化剂磨损严重的一个原因。

7、脱硝吹灰器的运行方式。除了高温烟气的冲刷，SCR 系统中吹灰器的运行方式不合理也是导致催化剂出现磨损的主要原因之一。SCR 系统目前使用的吹灰器主要有两种，分别是耙式蒸汽吹灰器和声波吹灰器。蒸汽吹灰器依靠蒸汽的机械冲击力对受热面积灰进行吹扫，实现清灰的目的。高速的蒸汽流夹杂着粉尘，对催化剂表面的磨损加剧，若同时吹灰汽源品质不良，蒸汽过热度不够，蒸汽带水或蒸汽汽源压力过高等，都会对催化剂表面造成严重磨损。各电厂 SCR 系统蒸汽吹灰器运行频率不一，如果都是每天一次，这就加剧了催化剂的磨损速度。蒸汽吹灰频率延长，未出现催化剂明显磨损的现象。而声波吹灰器以空气为介质，将声能传递到相应的积灰点，振落积灰，再由重力或气流将灰尘带走，已实现清灰的目的。声波吹灰器属于非接触式的清灰方式，不会对催化剂造

成明显的磨损。

附：催化剂磨损图 1



通过以上图片可以发现被磨损的催化剂端面呈弧形并向内凹进，而且每一个通孔的内壁也形成弧形。形成这种磨损现象的机理，可能是烟道内和通孔内的风速分布遵循流体动力学，由于滞流边界层的存在，靠近烟道壁面和催化剂内壁面的风速较小，因而裹挟其中的磨损剂动能较小，从而对靠近烟道壁面部分的催化剂磨损相对较小。而处于烟道和通孔中部的风速系数较大，风速高，其中的磨损剂动能较高，从而对催化剂中部的磨损加剧，使得磨损后的催化剂断面呈弧形。另外，磨损后的催化剂内壁变的光滑，且厚度减小，造成这种现象的原因可能是“马格努斯效应”（马格努斯效应：当一个旋转物体的旋转角速度矢量与物体飞行速度矢量不重合时，在与旋转角速度矢量和平动速度矢量组成的平面相垂直的方向上将产生一个横向力。在这个横向力的作用下物体飞行轨迹发生偏转的现象称作马格努斯效应）。

发电机氢气爆炸原理、原因及预防

调试事业部 李同攀

随着大容量氢冷发电机组的增多，近年来，全国发生了多起大型氢冷发电机组氢气爆炸事故，事故轻则导致密封油系统管道、发电机内风挡损坏，重则导致发电机定子、转子线圈损坏或人身伤亡事故，对设备、系统、人身都造成巨大的损失。因此对于大型氢冷发电机内冷所用的介质——氢气。有的氢气爆炸是在发电机停运状态下发生的，也

有的是在发电机运转过程中发生的，故无论氢冷发电机运行与否，都必须引起高度重视。

一、氢气爆炸原理

1. 氢气爆炸的过程当在一定空间内部如一容器中的氢气含量处于爆炸极限内时，遇到明火，局部首先着火，并放出大量的热量，使生成的水蒸汽体积膨胀，压力急剧增大，在极短的时间内完成燃烧，同时引燃周围混合气体燃烧，空间内的压力猛然急剧增大，这就形成了爆炸。

2. 氢气爆炸的条件：
- a. 混合气体必须充放在一定的容器中；
 - b. 氢气在空气中的体积含量为 4%~75%，或氢气占氧气中体积含量的 4.65% 时，便形成一种易爆性的混合物。
 - c. 有明火，触发氢气着火温度不小 585℃，最低引爆能量仅为 0.02Mj.

3. 氢气爆炸的实质

氢爆发生的主要条件是氢气与空气（实质上是氢气与氧气）的混合气体中氢气的体积含量达到 4%~75% 时，在明火的作用下，极易迅速发生化学反应，该反应同时释放出大量的热量、引燃周围同样够条件的气体，生成物急剧膨胀，并形成连锁反应，直至所有混合气体全部反应结束为止。在氢气混合物中，之所以要求氢含量要有一定的限定，是因为氢含量低于某一限度时，少量的氢气与空气中的氧气发生反应所生成的热量弥补不了散失的热量，不能使周围的混合气体达到着火温度；反之，若混合气体中的氢气含量高于 75% 时，则因缺氧而无法燃烧，形不成爆炸。氢气混合物爆炸的威力相当大，故在利用氢气比热较大优点的同时，必须充分考虑到其缺点，对氢冷系统的维护要合理地进行。

二、发电机内氢气纯度不合格原因分析

发电机氢爆十分可怕，其损失也相当严重，而避免发电机氢气系统爆炸，则必须严格控制形成氢爆 2 个条件的各种因素。

1. 氢气纯度在线监测装置和取样点

该装置是消除发电机内氢爆的关键。目前所制造的氢冷发电机组，均配置有氢气取样点和氢气纯度在线监测装置，使用这套系统可随时、连续监测到机内氢气系统的纯度

值，前提是保证这套系统真实地反映机内的氢气纯度。一般地说，发电机内氢气纯度取样点设计在距本体底部约 150 mm 高的位置，这样可保证取到发电机内部较低位置的氢气，使所取氢样尽可能具有代表性，另外，这样设计可避免油污进入取样系统而将其堵塞。

2. 发电机的充氢过程

- a. 在发电机充氢即由二氧化碳置换空气、氢气置换二氧化碳的过程中，充排放气体速度过快，所充气体不能将发电机内部异种气体逐层排净，使得氢气中混杂其它气体而变得纯度较低。
- b. 在发电机充氢过程中，位置较低的死区，如发电机三相出线区、氢气干燥器等位置较低部位，未进行排放，将有部分比重较大的异种气体存留在机内，使局部区域氢气纯度不合格。
- c. 充入二氧化碳与充入氢气管道系统使用错误，不能有效地将发电机内的空气排出。正常情况下，因 CO2 比重较空气比重稍大，在 CO2 置换空气过程中，CO2 从发电机底部缓慢充入，空气从发电机顶部逐渐排出，CO2 的取样点在机顶部，检测发电机内 CO2 纯度达 98% 后，确认机内空气排净，允许充入氢气。氢气是从发电机顶部缓慢补入，二氧化碳—空气混合气体从发电机底部逐步排出，当发电机氢气取样系统所取样纯度达 98% 时，可认为置换结束。如在此置换过程中，充入 CO2 与充入氢气系统阀门切换不正确、排空气与 CO2 系统阀门切换不正确，均会影响发电机内氢气纯度值。

3. 发电机运行中氢系统受到污染

- a. 在某些具有真空除氢的密封油系统中，真空系统漏空，空气与所回收的氢气一起返回发电机内，污染了整个氢气系统。
- b. 密封油含水量较高（来自润滑油系统）时，尤其在夏季，因通过密封油冷却器的冷却水温较高，导致密封油温也较高，而氢侧密封油压高于发电机内氢压，这使油内的水份等气体物质逐步缓慢蒸发，散发至发电机内，引起发电机内氢气纯度降低。
- c. 在发电机停运后，氢冷器内的冷却水系统未停运，导致氢冷器气侧结露，结出的水受热后缓慢蒸发与氢气混在一起，不但增大了氢气湿度，同时也降低了氢气纯度。
- d. 发电机氢侧密封油密封瓦与大轴间的间隙过小，这样通过密封瓦间的油量较少，

导致密封瓦内的油温升高，使得氢侧密封油内的油、水蒸发进入发电机内，污染发电机内部氢气。机组运行中，若发现环式密封瓦的回油温度较高或回油量较少，应停机对密封瓦进行检查，必要时对其进行调整。

三、防止发电机氢爆措施

为防止发电机氢爆，必须严格从控制氢气纯度和明火 2 方面出发，做好有关控制措施，对发电机充氢、运行、排氢及隔离实施全过程管理。

1. 凡在氢冷发电机氢气系统中有检查、检修工作，在其排氢后，要关闭严密补氢门，在补氢门后加装钢制堵板，使之彻底与氢气流管隔离。对发电机内、外可能存在死区的部位用干燥空气吹扫，并用氢气检漏仪测量无氢含量时，方可允许开工。在工作过程中，也要定期进行测量、吹扫。

2. 充氢或排氢过程中，盘车不得运行，防止转盘车局部摩擦而产生火花，引起混合气体爆炸。

3. 用二氧化碳气体作为中间介质进行充、排氢时，CO2 的含量按容积算不得低于 98%，水份含量按重量计不得高于 0.1%。发电机内充入及排出 CO2 最好在 6 h 内完成，最多不得超过 24 h，主要是防止气态 CO2 在发电机内产生结露，降低线圈绝缘。

4. 发电机内送入的压缩空气，必须经干燥器除去水份，并保持机内空气绝对湿度低于 15 g/m3。

5. 在发电机充入氢气置换 CO2 时，必须遵从以下规定：①确信通向发电机的所有空气管道、阀门隔离；②在排气管处取样的氢气纯度高于 90% 时，方可投入气体分析器；③在发电机内氢气纯度高于 98%、空气含量低于 1.5% 时，方可认为氢气、CO2 置换结束，停止排出混合气体，提高氢气压力至要求的数值，在提升氢压过程中，应加强监视和调整密封油压与氢压的对应关系，防止因氢、油差压阀故障造成漏氢或发电机进油。氢气系统阀门的开关尽量用手操作，特殊情况下，要用门钩操作时必须用铜制门钩进行；进入氢区工作的操作人员不得穿带铁钉的鞋。这 2 项都是为防止产生火花而规定的。

7. 向发电机内充入的氢气，其纯度不得低于 99.5%，含氧量按容积计不得高于 0.4%。

8. 发电机氢置换过程中，严格按规程要求进行，防止置换速度过快，导致高速氢气流摩擦发生爆炸，且整个置换过程要连续、缓慢进行，并保持充、排气体压力稳定。

9. 在发电机由 CO2 置换空气、氢气置换 CO2 全过程中，氢气干燥器必须保持在备用状态。氢气置换结束后，打开干燥器氢气入口门，开启其放水门稍许，排出其内部的混合气体，排气 5 min 后，对排出的气体取样分析，当化验分析合格后，方可关闭放水门，再投入干燥器运行。

10. 氢冷发电机密封油系统及氢气系统一经投入运行，就必须象对待整台机组正常运行一样进行正常的巡回检查和维护，每小时对氢、油系统的有关参数检查、记录 1 次。

11. 氢冷发电机组冲车启动后，就必须每小时对冷氢、热氢温度记录 1 次，以监视发电机内部的运行情况。

12. 每周对主油箱内排出的气体取样化验 1 次，以鉴定是否含氢，如气体中含有氢，应及时调整密封油运行情况。

13. 每月进行 1 次空侧、氢侧直流密封油泵联锁试验，以保证事故情况下，直流密封油泵能自动联起供给充足的油量，确保密封油不中断运行。

14. 发电机、励磁机碳刷冷却风道小门必须关闭，以便保持良好的冷却气流吹扫，及时将可能残存的氢气吹走，防止因碳刷冒火花，导致氢气、空气混合气体爆炸。

15. 发电机周围氢区、密封油系统区域，严禁有明火、摩擦起火或产生静电火花的作业，如确须动火工作，必须在发电机排氢、工作点含氢量经测试合格、办理相应的动火工作票、安全措施布置完善及在有关监护人、消防人员均到位后方可开工。

汽轮机动静碰磨故障的原因分析及处理

调试事业部 毕林思

【摘要】汽轮发电机组转动部件与静止部件的碰磨是运行中常见故障，而转轴碰磨是机组启动和正常运行中振动突然增大的主要故障之一。汽轮机动静部分碰磨对设备造成的危害是非常严重的，据国内汽轮机弯轴事故统计表明，其中 86% 由转轴碰磨引起，转轴碰磨严重时会引起轴破坏。因此，分析和研究汽轮机动静部分发生碰磨的原因，可避免事故的发生，以保证机组的安全可靠运行。

【关键词】汽轮发电机组、动静部分碰磨、碰磨的原因分析、诊断方法及其处理

1、摩擦振动的特征

碰磨具有多种征兆，易变的信号特征与外界条件有密切的关系，在某一时刻出现的特征，在其它时刻可能不再复现，这使得碰磨带有不确定性。发生碰磨时，具体的信号特征如下：

- (1) 振动信号的时域波形发生畸变；
- (2) 当机组在升速过程中发生碰磨时，经过多次起停，或者是暖机时间的延长，振动值将逐渐减小；
- (3) 碰磨点处轴振的工频或通频振动值快速增大；
- (4) 轻微碰磨主要是工频振动，当严重碰磨时，除了工频成分因素外还有其它的倍频成分因素；
- (5) 当轴颈和轴瓦发生碰磨时，轴瓦的乌金温度和回油温度将会升高；
- (6) 低转速时在汽封或轴瓦处用听针能听到异常的声音。

2、碰磨产生的原因

汽轮机组的径向和轴向碰磨通常发生在隔板汽封、叶片围带汽封以及轴封部位，径向碰磨还可能发生在各轴承的油挡、汽封片部位。发电机的径向碰磨通常发生在密封瓦处。

2.1 机组动静碰磨原因

2.1.1、转轴振动过大

造成轴振动过大的原因有质量不平衡、转子弯曲、轴系失稳等。不管那种原因，大振动下的转轴振幅一旦大到动静间隙值，都可能与静止部位发生碰磨。

2.1.2、动静间隙过小或消失

- (1) 造成轴封间隙过小或消失的原因有上下缸温差过大，使得轴封间隙减小或消失；
- (2) 汽缸与法兰温差过大，使得转子两端轴封上下间隙减小；
- (3) 轴瓦乌金磨损或烧瓦，使得轴封下部间隙消失；
- (4) 安装或检修时轴封间隙调得过小；
- (5) 汽缸膨胀偏斜，使得汽缸上的轴封发生单侧碰磨；汽封壳体变形，汽轮机相对胀差过大，使隔板与叶轮轴向通流间隙减小；

(6) 机组在启动及运行过程中，主蒸汽管道及各抽汽管道积水或进水，汽轮机转子推力突然大幅度增加，会使轴向通流间隙减小；

(7) 轴承箱出现严重卡涩，机组在启动过程中膨胀不出来或膨胀不足，停机时缩不回去，也会产生通流轴向间隙减小。

3、碰磨故障诊断方法及其处理

3.1、碰磨故障诊断

现场诊断机组动静碰磨有一定难度。如果认定发生了碰磨，有时需要开缸处理，工作量较大。根据经验，单纯地用瓦振信号判断碰磨，频谱较复杂，易于混淆，而轴振动信号可提供更准确的碰磨信息。因此，现场诊断应尽量利用涡流传感器。事先没有安装涡流传感器的机组，当怀疑发生碰磨后，应尽早加装，利于以后的测试和诊断。在依据振动信号特征诊断碰磨的同时，还需要了解机组安装或大修中的情况，查阅有关的间隙记录。人员在机组启动过程常采取听诊的方法，对碰磨的确定有时也是有用的。分析中把这些信息结合起来，可提高诊断的准确性。对于高中压缸和双层结构的低压缸，通流部分的碰磨声难于准确传出，只有轴端汽封的碰磨比较容易听到。因此，不能将某一种方法的结论作为认定碰磨故障的决定性判据。

3.2、碰磨故障处理

对于发生动静碰磨的机组，采取的处理方法要根据碰磨故障严重程度和检修工期而定，处理方法有下列 5 种：

- (1) 提高升速率。如果碰磨发生在某一低转速点或临界转速前，现场对碰磨判断的准确性把握较大，且仅是个别瓦振大，大多数瓦振正常，整个机组不存在其它振动，可采取提高升速率冲过这一转速区，直接升到高转速或 3000r/min 的方法。
- (2) 根据振动调整运行参数（膨胀、差胀、负荷、缸温等），使机组通过发生碰磨的工况区。
- (3) 根据需求增长暖机时间。将机组打闸至盘车状态，或保持在某一转速进行数小时甚至数十小时暖机，使碰磨部位自行磨合消除。
- (4) 根据对产生碰磨原因的分析，从外部消除缺陷。
- (5) 如果碰磨部位发生在轴封处，对于汽缸端部汽封套、汽封环可拆卸的机组从外

部调整。对于个别大机组，如果能准确判断碰磨的径向方位，调整轴承标高或联轴器对轮左右偏差、张口也是一种工作量较小的措施，但需执行常规检修规范，注意影响运行的相关因素，如瓦温、通流间隙等的变化。

4、结论

- (1) 新建或大修后的机组，由于汽轮机动静间隙小，启动前轴偏心、汽缸温差、差胀等重要参数一定要控制在厂家设计或运行规程规定的范围内，在启动过程中要注意机组的振动情况，尽量维持参数的稳定，防止动静碰磨的发生，若在冲转过程中存在动静碰磨故障，则在过临界转速时振动会更加剧烈，甚至造成弯轴。如果转速在一阶临界转速以下振动达到规定的数值，应该立即打闸停机，先进行盘车，相关参数正常后方可再次启动；如果转速在一阶临界转速以上，则在振动可以控制的转速上多停留一段时间，磨合一定时间后再升速，经过几次起停，碰磨故障可以消除。
- (2) 若在运行中发现机组振动有增大趋势时，应严密监视振动情况，如果振动可以控制在一定的变化范围内，可以坚持运行一段时间，以磨合出适当的间隙，如振动上升速度较快，要严格按厂家设计说明及运行规程要求进行操作，必要时进行紧急停机。

垃圾渗滤液的几种新型处理工艺

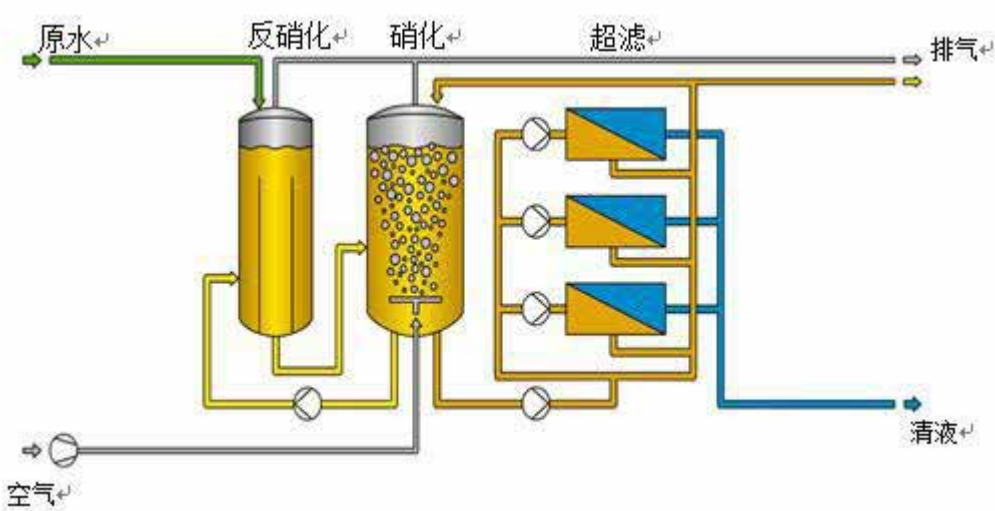
调试事业部 王龙

垃圾渗滤液作为高浓度有机废水，自 2003 年首次将外置式膜生化反应器（MBR）工艺从德国引入国内进行垃圾渗滤液进行处理以来，已经有数百个案例采用该工艺，但因为各个公司的设计及运营水平不一样，一直只有少数公司能够将该工艺长期稳定运行在项目上，但 MBR 工艺无疑是被证明了的对垃圾渗滤液最高效，最稳定的工艺，因而，当前国内新建的垃圾渗滤液处理场 90% 以上采用生化工艺进行处理。

主要工艺为“MBR+NF+RO”，如成都兴蓉集团 2016 年新建运营的 850t/d 的成都万兴电厂垃圾渗滤液处理工程采用“MBR+NF+RO/DTRO”工艺，浙江泰来环保 2016 年新建的 400t/d 象山垃圾填埋场垃圾渗滤液处理工程采用“MBR+NF+RO/AOP”，上海康恒 2016 年新建的 800t/d 宁波市鄞州区垃圾焚烧场渗滤液处理系统采用“MBR+NF+RO”等。

但随着膜法技术的深入，越来越多的其他问题也渐渐浮出水面，尤其是纳滤与反渗透的浓缩液的处理已成为越来越多垃圾渗滤液处理公司发展的瓶颈，因而，在 2016 年，很多新的工艺与方法在项目上进行了应用，值得我们去研究。

一、外置式膜生化反应器的进展



外置式膜生化反应器工艺原理图 外置式膜生化反应器根据进水水量和水质的不同工况而设计和控制适宜的反应条件以实

现高效的反硝化和硝化反应并同时降解有机污染物。为了充分利用进水中的碳源来进行反硝化反应，外置式膜生化反应器采用反硝化前置，硝化后置的形式，同时可以减少硝化池中用于降解有机污染物所需的氧量。单级生物脱氮的外置式膜生化反应器由反硝化、硝化和外置式超滤（UF）两个单元组成。如上图所示。

外置式膜生化反应器的硝化池内根据需要配置射流鼓风曝气专用设备，可以培养出高活性的好氧微生物，使污水中的可生化降解的有机污染物在硝化池内几乎完全降解，同时把氨氮和有机氮氧化为硝酸盐，由于超滤膜把菌体（活性污泥）和净化水完全分离，使得在生化系统中经过不断驯化产生的微生物菌群得以繁殖，对渗沥液中相对普通污水处理工艺而言难降解的有机物也能逐步降解，可以获得高品质的出水水质。超滤进水兼有回流功能，即超滤进水经过超滤浓缩后，清液排出，而浓缩液回流至反硝化池中，在缺氧环境中还原成氮气排出，达到脱氮的目的。反硝化池内设液下搅拌装置，保证了反硝化池内泥水的良好混合性，避免了污泥沉淀在反硝化池底部。

外置式膜生化反应器采用外置管式超滤替代了传统的二沉池完全实现泥、水分离，

使 生化系统内的污泥浓度达到 15-30g/l。由于生化反应器内污泥浓度较传统的活性污泥法高 出 3-6 倍,并且渗沥液中盐份含量很高,如采用普通的曝气方式,氧的转移效率、空气扩散 和 气液搅拌混合效果等均受到极大的限制,不能满足高污泥浓度、高污染物负荷条件下的供 氧要求,因此在外置式膜生化反应器硝化池中采用特殊设计的鼓风射流曝气机构。

该工艺虽然原理上比较简单,但为了达到高效、节能等特点,很多公司在生化系统上进 行了很多的创新与试验,如采用试验 CJR 代替传统的生化,将一级硝化池分成二段,增加二 级反硝化池与二级硝化池的比例,反硝化池采用折流设计,二级系统与一级系统串联或并联 优选等各种改变,来达到更高的污水处理效果。

二、混凝沉淀 + 高级氧化技术在浓缩液处理上的应用

纳滤浓缩液水质浑浊,呈弱酸性,黄褐色,无味。含有大量腐殖酸类物质,难以被生物降解,COD 约为 3000~10000mg/L,BOD ≤ 100mg/L,采用混凝沉淀能去除腐殖酸类物质,从而降低系统的 COD。在弱酸性条件下,FeCl3 的水解产物主要为带正电荷的低 、中聚合形 态,吸附电中和及共聚络合是 FeCl3 与腐殖酸的主要混凝机理 。

当 pH>7 后,对腐殖酸(以 TOC 量计)基本无去除效果,混凝效果较差。投药量较低或较高时,pH 值为 4~7 时,去除 TOC 效果均较佳,都能获得较好的混凝效果。而投加量为 0.25mg/mgTOC 基本上可以达到 50%左右的 TOC 去除效果,在性价比上来说是最优的,pH 控 制在 4~6 范围内对整个系统的运行是最优的。

在 pH=5 的弱酸性条件下,由于 FeCl3 的水解产物主要为带正电荷的低、中聚合形态,容 易与腐殖酸分子发生吸附电中和后形成大量 Me-HA 形式的络合物(Me 为金属离子)。在 pH=7 的中性条件下,FeCl3 的水解产物主要为高聚合形态,达到一定投药量后,生成大量不定形的 氢氧化物沉淀。在较低投药量下,这种高聚合态水解产物仍然与腐殖酸分子络合,但络合物表 面的剩余负电荷阻碍了络合物的进一步凝聚而较难沉淀,通过增大投药量后形成的氢氧化物 不定形体与铁 - 腐殖酸络合物作用而达到混凝沉淀的效果。

FeCl3 混凝后,进行 PAM 复配,能提高 COD 的降解率 10~15%左右,PAM 是阳离子型有机 高分子,阳离子型 PAM 水解形成长链的高分子物质,对胶体主要起吸附架桥

的作用,同时因 为它能解离出较多的阳离子基团,所以兼有电性中和的作用。首先投加的 FeCl3 混凝剂与水 中有机物形成絮体,投加 PAM 后,它先吸附在絮体上,然后与其他未反应的高分子通过桥连 而实现絮凝。此外,阳离子型 PAM 还可以通过与带负电的溶解物进行物理化学反应,生成不 溶性盐,对水中溶解物起到絮凝沉淀的作用。与单独投加 FeCL3 相比,絮体形成快,尺度大 且密实,沉速快。

高级氧化技术(AOPS)是 20 世纪 80 年代发展起来的一种难降解有机污染物氧化去除新 技术,它的特点是利用反应中产生的强氧化性的羧基自由基作为主要氧化剂,将废水中难降 解的有机污染物氧化降解成无毒或低毒的小分子物质,甚至直接矿化为二氧化碳、水以及其 他小分子羧酸,达到无害化目的。由于 AOPs 产生大量非常活泼的具有强氧化性自由基(•OH), 这些自由基无选择性地直接与废水中的有机污染物作用诱发后续链反应,将难降解有机污染 物无害化降解,并且操作条件易于控制,因此被科研人员认为是化学氧化法中最有发展前景 的分支之一。该方法在废水处理方面也发挥着越来越重要的作用。高级氧化技术以产生强氧化活性的羧基自由基为标志,通过电、声、光辐射、催化剂等 作用方式,使污水中难降解物质直接矿化,或利用自由基强氧化作用将大分子物质降解为小 分子易降解物质,提高污水的可生化性。

与其他化学氧化法相比,高级氧化法具有以下特点:

(1) 氧化能力强 反应过程中产生大量羧基自由基(•OH)。羧基自由基和其他各种氧化剂 的标准电极电势见下表。从表中可以看出,•OH 自由基的标准电极电势仅次于 F2,比 O3、 H2O2、MnO4、CL2 等常用的强氧化剂的电势高得多,这就意味着羧基自由基的氧化能力要远 远高于普通的化学氧化剂,是一种氧化能力很强的氧化剂。

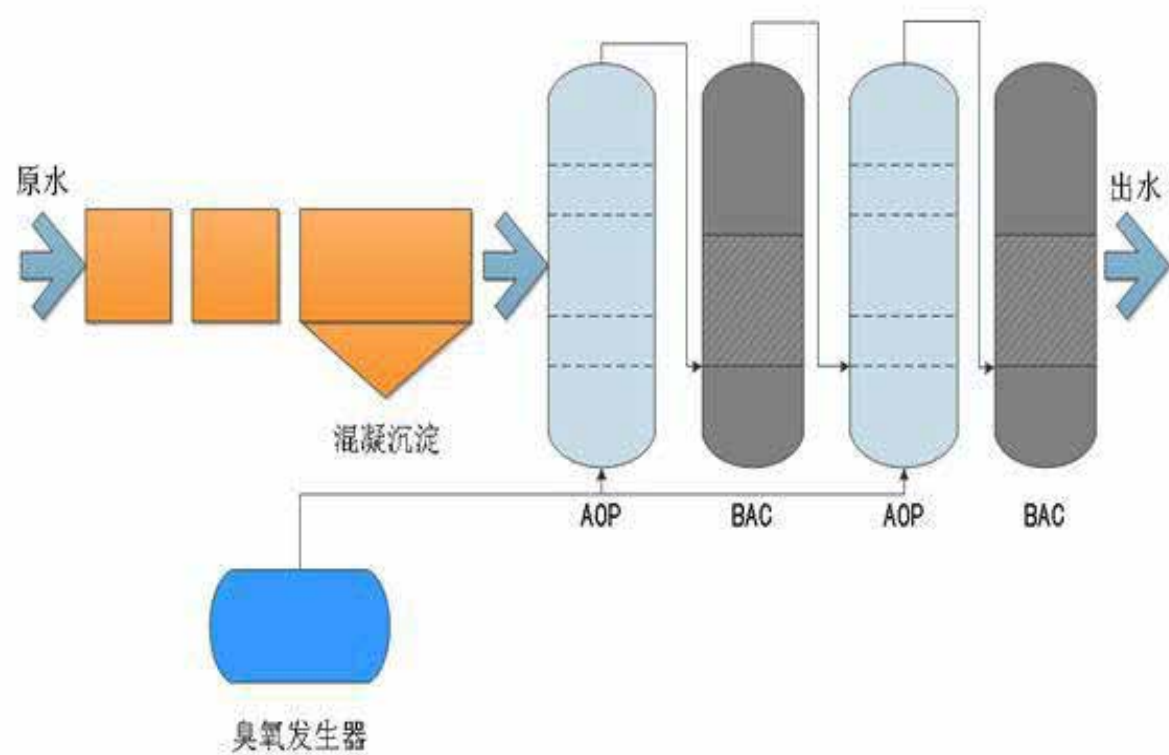
表 5-14 各种氧化剂的标准电极电势		
氧化剂	方程式	标准电极电势/V
F ₂	F ₂ +2e ⁻ →2F ⁻	2.87
•OH	•OH+H ⁺ +e ⁻ →H ₂ O	2.80
O ₃	O ₃ +2H ⁺ +2e ⁻ →H ₂ O+O ₂	2.07
H ₂ O ₂	H ₂ O ₂ +2H ⁺ +2e ⁻ →2H ₂ O	1.77
MnO ₄ ⁻	MnO ₄ ⁻ +8H ⁺ +5e ⁻ →Mn ²⁺ +4H ₂ O	1.52
ClO ₂	ClO ₂ +e ⁻ →Cl ⁻ +O ₂	1.50
Cl ₂	Cl ₂ +2e ⁻ →2Cl ⁻	1.30

(2) 反应速率快 羧基自由基 (•OH) 非常活泼，能与大多数有机物反应；反应速率很快，多数有机物在此过程中的氧化速率常数可达 $10^6 \sim 10^9 \text{L}/(\text{mol} \cdot \text{s})$ 。对不同有机物质， O_3 的氧化速率常数大多保持在 $10^9 \text{L}/(\text{mol} \cdot \text{s})$ 这一数量级水平上。

(3) 适用范围广羧基自由基 (•OH) 与有机物作用时，无论是何种物质，无论多大浓度，较高的氧化电位使得羧基自由基 (•OH) 几乎可将所有有机物快速氧化降解直至矿化，反应选择性小。

例：浙江象山垃圾填埋场渗滤液处理工程 $80\text{m}^3/\text{d}$ 浓缩液处理采用 “AOP(高级催化氧化)

处理系统”主体工艺为“混凝沉淀+AOP+BAC”，工艺流程如下：

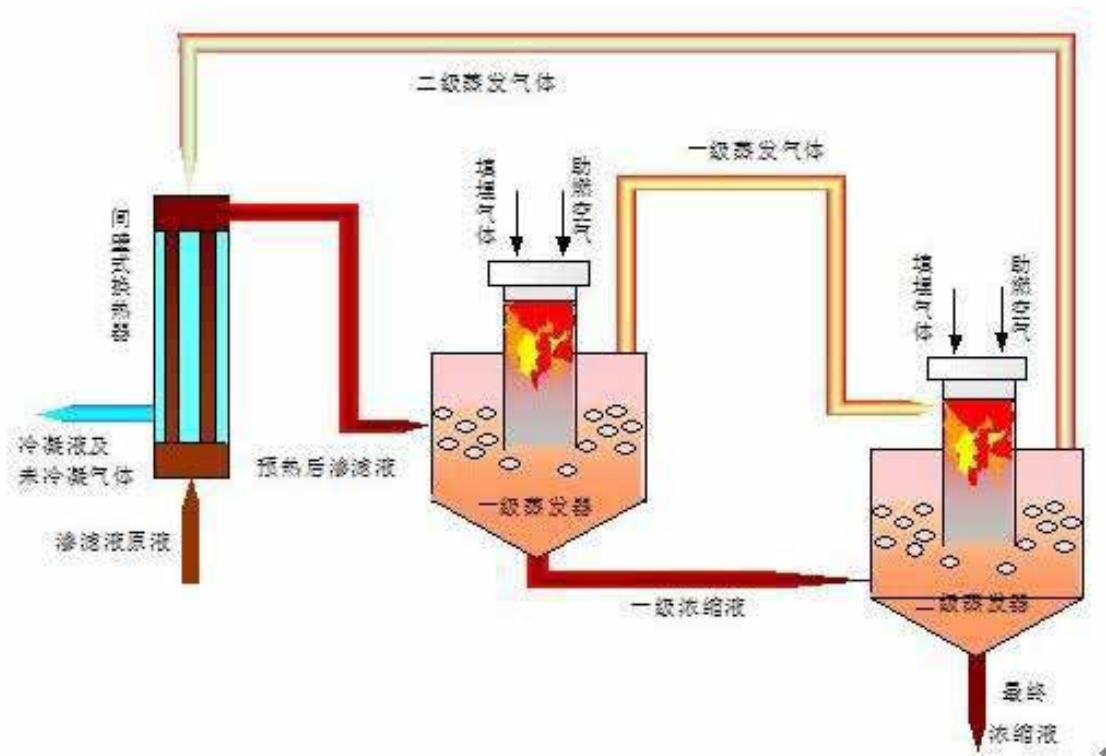


三、亚表面超微气泡浸没式燃烧工艺

浸没燃烧蒸发器是在浸没燃烧中把热烟气强制通过浸没管道，直接释放到水中，一般可达到 95% 以上的传热效率。其燃烧室可达到很高的温度，因此，排出尾气可达标。浸没燃烧蒸发器的主要工作过程如下：燃气燃烧器产生热烟气进入蒸发器，热烟气从浸没于水池的管道口冲击进入水体，多孔板把大气泡撕裂为微气泡，极大地提高传热表面积，界面水迅速气化，蒸气缓慢上升至液面，在上升过程中加热更多的水转化为蒸气，最后尾气通过管道排出，蒸发浓缩液从底部除去。渗滤液浸没燃烧蒸发器的特点：

工艺可靠、可达标排放；减容率可达 97% 以上；对水量、水质变化适应能力强；维护成本低、自控程度高；燃气用填埋气体，节省能源费用；减少甲烷排放。根据渗滤液水质和填埋气体产量的不同，渗滤液浸没蒸发处理也存在各种不同的工艺流程。

同时该工艺解决了浓缩液处理中蒸发工艺易结垢的问题，我们知道渗滤液中含有大量的钙镁钡硅等离子，这些离子在受热后会迅速沉淀，形成难以处理的垢质，对设备及整体稳定运行具有很大影响，浸没燃烧工艺在原理上没有固定传热面，不存在在传热面上结晶、结垢和腐蚀问题。



四、MVC 蒸发工艺

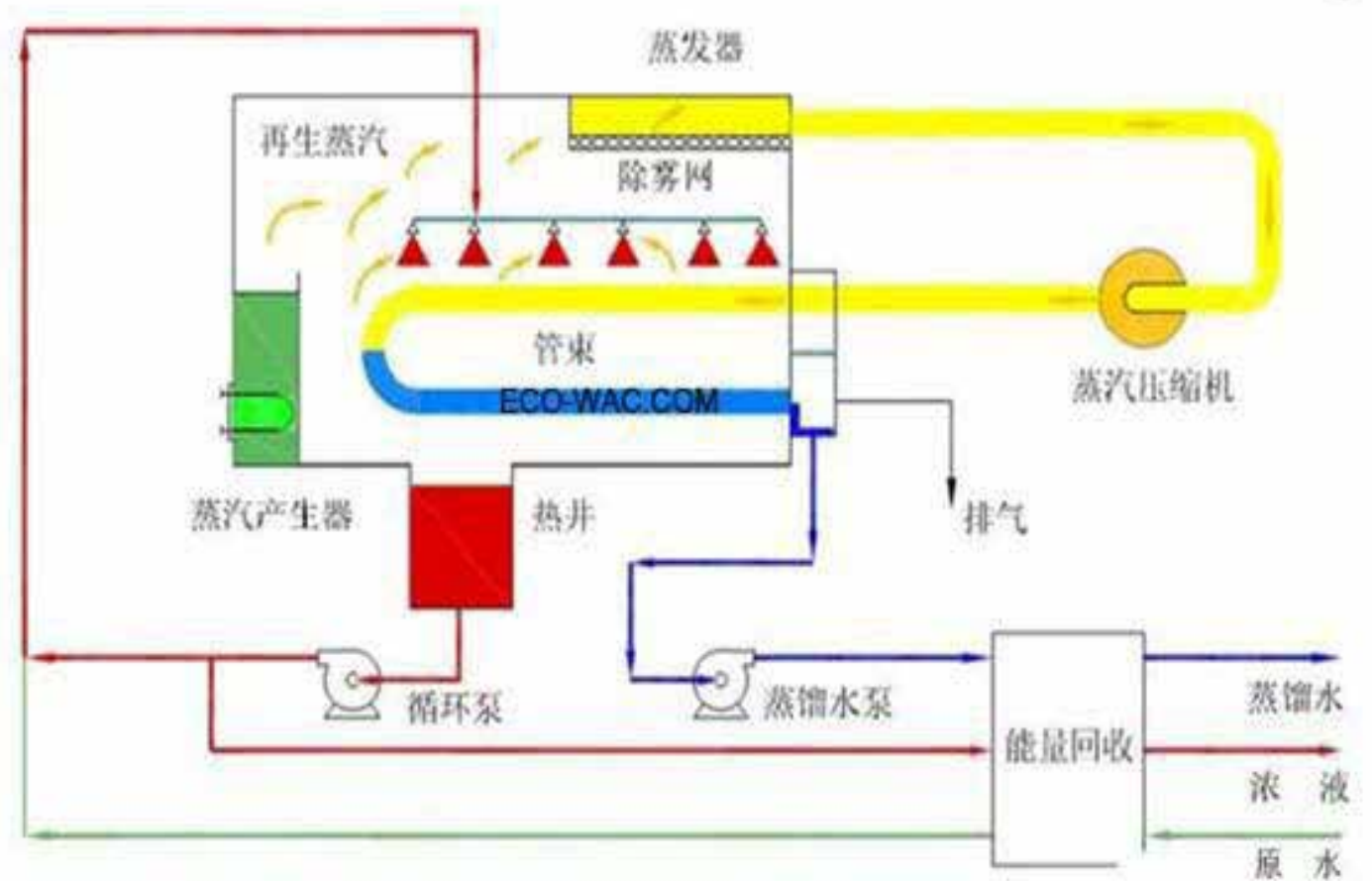
MVC 技术（即 Mechanical Vapor Compression）最初为美国海军舰船的海水淡化研发而成，现在已经广泛的应用到海水淡化、化工浓缩、高浓度有机 / 无机废水处理、纯净水生产、药用级注射用水生产等。

MVC 技术的工作原理，首先污水通过绿色线的来水管道进入 MVC 处理系统，由于管束附近的温度要高出来水温度 10 度左右，进来的污水会一部分蒸发到空气中并通过除雾网进入蒸汽管道。气体管道中的蒸汽压缩机会按照系统的实际情况对管道中的气体增压提温，保持管道蒸汽温度在 110 度左右，之后来水部分的污水和管道中的气体热交换一方面使得一部分来水汽化，另一方面管道中的气体会冷凝为蒸馏水。而来水在不断

的蒸发冷凝过程中浓度会 越来越大，最后通过热井富集并由浓液管道将浓度很高的污水排出。

MVC 技术的优点是在蒸馏水出水和浓液出水的过程中都会进行能量回收以确保热量最小 的消耗，经处理排出的蒸馏水纯度可以达到 90% 以上，而且这套系统另一项优点在于整套系 统是全封闭的，确保系统热量内部循环从而达到耗能最小的目的。据了解系 统每处理一吨污水大概耗电 25 度电左右。同时 MVC 采用全自动的系统，管外薄膜蒸发，污水处理后的积垢 比较容易清洗，每吨废水所需的清洗药剂成本大约十元左右，由于管 外接触污水管外清洗， 也在处理过程中省去了软化水的步骤。

蒸发工艺一直是被大家谈论在处理浓缩液方面具有很大的优势，但一直以来有几个 问题制约着这个工艺的发展，一是结垢问题，因盐份太高对设备及管材腐蚀、结垢非常严重，蒸发设备引入后大多项目都只是关停状态，难得笔记在现场进行考察时看到了 2 年完整的运行记录及中控记录，这让笔者很欣喜，终于找到一家能稳定运行的蒸发工艺了，因而本人在 写这遍文章时推荐给大家。二是运行费用问题，有时高昂的运行费用，使得蒸发工艺谈之色 变，动辄上百元的运行费用，这是一般企业很难接受的。而 MVC 蒸发的运行费用从数据上看 的确是比较低的。



五、总结

在渗滤液处理方面留给我们的思考还很多，我们听到过不少关于渗滤液偷排的新闻，也关注过很多渗滤液处理新工艺的研发，但很多只是忽悠的成份更多一点，因为在一套成熟的 工艺之上进行创新，并不是简单的过程，我们更多的是需要引进，比如将化工的 MVC 工艺引入到垃圾渗滤液项目上，比如国外同类已经成功的案例进行国产化，一切的道路都很漫长，我们需要的是沉下来认真做事的企业，我们需要的是确确实实打造项目的工程，我们关注环保，我们呵护环保，我们热爱环保就如对待我们的家人。

印尼庞卡兰苏苏电厂海水淡化一级反渗透装置试运行前技术分析

调试事业部 王龙

摘要：针对印尼庞卡兰苏苏电厂海水淡化一级反渗透装置存在的问题，从一级反渗透装置设计、运行参数和理论支持两方面进行了试运行前技术分析，为系统设备的试运行调试和反渗透膜元件的维护保养提供科学依据。

关键词：海水淡化；反渗透；性能；电导率；能量回收；脱盐率；背压

1 装置概

印尼庞卡兰苏苏电厂海水淡化系统采用海水反渗透技术，包括预处理系统、超滤系统、一级反渗透系统、二级反渗透系统。3、4 号机组工程设计 2 套一级反渗透装置，每套出力为 75m³/h。按一级一段配置，反渗透膜型号为日本东丽 TM820V-400，每套装置配 24 个压力容器，每个压力容器 7 支膜，每套装置共 168 支膜。一级反渗透装置按 25±2℃设计，进水 SDI ≤ 5，设计进水压力约 6.0MPa，产水背压按 0.05MPa。一级反渗透膜的使用寿命保证期为 5 年，系统出水质量（1 年内）为：脱盐率 ≥ 99%、CL- ≤ 180mg/L、TDS ≤ 400mg/L、回收率 ≥ 42%、硼 ≤ 0.9mg/L。一级反渗透装置出水用于全厂杂用水和供二级反渗透用水。二级反渗透装置出水主要用于锅炉补给水系统供水，此外还供生活用水。

2 存在问题

- （1）一级反渗透升压泵为工频泵，高压泵出口只有手动截止门无电动慢开门。
- （2）能量回收装置浓水排放测为 UPVC 粘接管道。

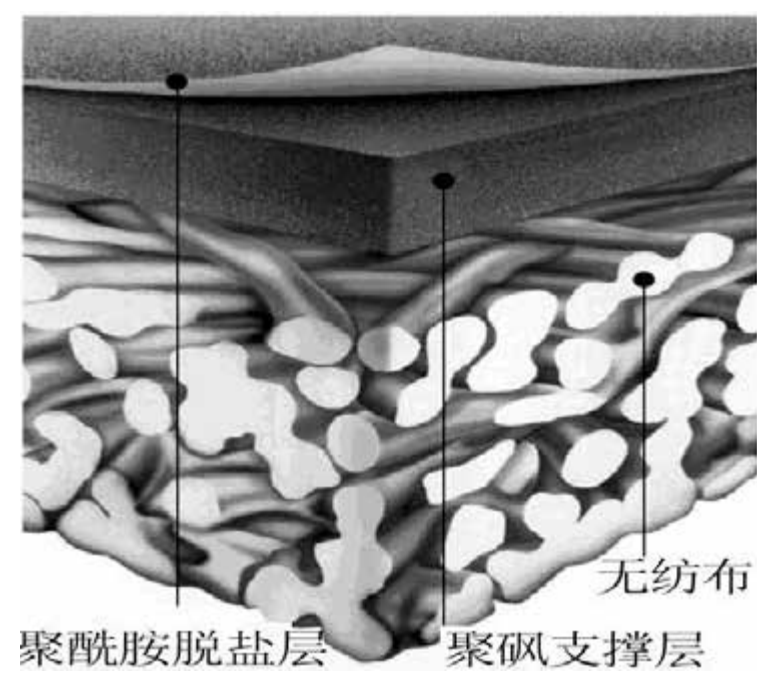
3 问题分析

(1) 为了保护反渗透膜元件，反渗透装置一般设计原则为高压泵出口手动截止门后应 设计电动慢开门。

设计目的：

a. 通过控制手动截止门开度，以控制高压泵出口压力及出口流量，根据反渗透运行参数 进行调整。

b. 高压泵截止门后设计出口电动慢开门①防止反渗透升压泵或反渗透高压泵 [1] 在启动时，压力瞬间升高产生对反渗透膜的冲击；②防止压力反渗透升压泵或反渗透高压泵 [2] 停运时，反渗透进水压力瞬间降低产生背压 [3] 损坏，这种背压超过 0.02-0.03MPa 左右就有可能产生使复合膜间的剥离。这种剥离会使膜表面脱盐层受到强烈拉伸， 进而导致膜元件产水水质急剧降低，在某些极端情况下甚至不再具备脱盐能力。



图一：反渗透膜片复合结构

(2) 由于海水的含盐量高，渗透压大，反渗透淡化海水需要提供较高的工作压力（约 5.8 ~ 8.0MPa）。如标准海水的含盐量约为 35000mg/L，反渗透装置的给水压力约需要 6.0MPa。反渗透淡化海水时，一级反渗透装置水的回收率一般为 35 ~ 55%，即高压浓盐水的 排放量可占进水流量的 45 ~ 65%，这部分浓盐水排出反渗透装置时尚有约 5.6 ~ 5.8MPa 的压力。

在海水淡化技术的应用过程中，降低能耗、节省能源、减少制水成本的处理方式是

最为人们所关注的。反渗透海水淡化（SWRO）具有设备投资省、能耗低、建设期短、占地面积少、对设备材质要求低等特点。其在能耗方面占有很大的优势，无能量回收装置的反渗透海水淡 化的能量消耗约为 8 ~ 10kW • h/m3，采用能量回收装置 [4] 能耗可降 3 ~ 4.5kW • h/m3。由于 能量回收装置使用压力较高易造成设备管道选材不合理容易造成爆裂建议能量回收装置管道 设计为承压强度高的管材和连接方式。

设计目的：防止在较高压力下因设备、管道材质强度不够或连接处强度不够极易造成管道爆裂而导 致设备及人身伤害。

4 案例分析

(1) 2013 年 07 月 22 日 09 时 23 分山东烟台某电厂化水车间 2*120m3/h 海水一级反渗透运行，事故前 #1 海水一级反渗透运行进水压力 6.0MPa，浓水压力 5.9MPa，产水压力 0.07MPa。入口电导率 42500 μ s/L，产水电导率 850 μ s/cm，一级反渗透产水箱 A 运行，一级反渗透产水箱 B 检修。

事故经过：该电厂化水车间一级反渗透产水箱 B 检修检修完毕，进水试运，班长命令值班员打开一级反渗透产水箱 B 进水门试运。值班员误操作关闭了一级反渗透产水箱 A 的进水门。导致一级反渗透憋压，高压泵保护动作停运，反渗透入口垫片刺开大量漏水。2013 年 07 月 23 日 10 时 45 分，漏点处理完毕启动反渗透试运，反渗透启动后产水 母管电导率入口电导率 42470 μ s/cm，产水电导率 1100 μ s/cm，脱盐率下降。分别对反渗透压力容器电导率检测，检测发现末端两个压力容器电导率较大分别为 1720 μ s/cm、1600 μ s/cm。其他压力容器电导率在 850 μ s/cm 左右。拆膜检测发现这两支膜容器内膜元件有 剥离现象。经查阅历史曲线发现产水产生了 0.05MPa 左右的背压。全面检测膜元件，除有 背压现象外全部膜元件进水侧普遍存在轻微压力冲击痕迹，分析为反渗透升压泵启动时冲击导致。

5 总结与建议

反渗透入口电动慢开门在反渗透启动时，有缓解压力冲击以及反渗透正常停运时防止产水侧产生背压的作用。不设置电动慢开门易造成压力瞬间升高或降低对设备管道及膜元件产生损伤。为了保护反渗透装置建议在反渗透装置高压泵出口手动截止门后增加电动慢开门。由于能量回收装置压力较高，建议将压力回收装置管道改为承压强度高的

管材和连接方式，防止设备运行时由于压力过高设备管道承压强度不够导致设备管道损坏及造成人身伤害。

6 结语

为提高海水淡化反渗透系统的调试、运行、维护水平，反渗透安装调试前应进行图纸会审，排查设计缺陷对于不符合安全运行条件的做出变更，日常必须做好相关数据记录，定期进行反渗透装置性能分析，与原设计的产水水质、脱盐率、系统回收率等性能指标进行对比分析，掌握性能发展趋势，为系统设备的维护或反渗透膜元件的更换提供科学依据，确保海水淡化系统的安全可靠运行。

[参考文献]

[1]《印尼庞卡兰苏苏项目 #3、#4 机组海水淡化一级 RO 系统图》；
[2]《印尼庞卡兰苏苏项目 #3、#4 机组海水淡化一级 RO 系统图》；
[3]《印尼庞卡兰苏苏 2×200MW 燃煤电站项目海水淡化系统设备安装、调试和操作说明书》；
[4]《HPB 能量回收装置使用说明书》

印尼庞卡兰苏苏 2×200MW 机组协调控制系统探讨

调试事业部 苏伟凯

摘要：本文通过详细介绍印尼庞卡兰苏苏项目协调控制系统的投入过程，对调试过程中出现的问题进行探讨，总结出以汽包炉为代表的该类型机组的控制特点和控制思路，通过采用直接能量平衡（DEB）协调控制策略，改善了控制系统的调节品质，提高机组对负荷的适应能力。

关键词：协调控制 DEB RB FCB 旁路控制 快速调节

1 引言

随着中国电力的迅速发展，越来越多的中国电力建设企业和电力制造企业走出国门，参与世界其他国家的电力事业建设。印尼庞卡兰苏苏项目目前也是印尼苏门答腊岛上最大的发电机组（据印尼国家电网资料），机组协调控制的投入对于提高机组自动化水平和对岛上其他项目的自动控制应用起到一定促进作用。机组 RB（机组重要辅机故障快速

减负荷）、FCB（负荷快速切回）的功能投入也为机组的安全稳定运行提供了重要保障。

印尼庞卡兰苏苏 2×200MW 燃煤发电项目，配套锅炉为为一次中间再热超高压自然循环汽包炉、π 型布置、单炉膛、燃烧器四角布置。配套汽轮机为亚临界（印尼标准）、一次中间再热、单轴、双缸、双排凝汽式汽轮机。该机组在电网中既可以承担基本负荷，也可承担调峰任务。主要辅助设备配置如下，制粉系统采用四用一备五套给煤磨煤机组，配置 BC 层，DE 层两层大油，A 层微油助燃；给水系统配置三台容量各为 50% 的给水泵，采用液耦调节；汽机采用高、低压两级串联旁路系统装置，高旁容量设计为 70%BMCR，低旁容量为 80% BMCR。

2 协调控制策略概要

机炉协调控制主控回路发出的控制指令最终形成锅炉主控指令和汽机主控指令。本机炉协调控制共有四种独立的控制方式：协调控制 CCS 方式、锅炉跟随 BF 方式、汽机跟随 TF 方式、基本 BASE 方式。

锅炉主控：锅炉主控完成对主蒸汽压力的控制，采用基于能量平衡的控制方式。汽机侧的能量需求信号“ $p_s \cdot p_1 / p_t (1 + d/dt)$ ”与锅炉侧的热量信号“ $p_1 + C_b dp_b/dt$ ”求差后，将差值送入 PID 控制器，以机组负荷指令作为前馈，PID 控制器的输出值作为锅炉负荷指令。

汽机主控：汽机机主控控制负荷需求，通过调节汽轮机流量指令获得期望的负荷。

燃料主控：根据锅炉主控来的锅炉主控指令调节进入锅炉的总煤量，设计有锅炉主控指令和总风量信号的交叉限制。

送风控制：送风控制是根据总风量和总风量设定值的偏差给出两台送风机入口调节挡板控制指令。总风量设定值经过氧量校正控制输出信号的校正。设计有总风量设定值与总燃料量信号之间的交叉限制，以确保锅炉的富氧燃烧。送风控制为带氧量校正的串级控制系统。

炉膛压力控制：炉膛压力控制是根据炉膛压力和其设定值的偏差给出两台引风机静叶的控制指令。设计有送风机入口调节挡板开度指令对引风控制的前馈信号，以及 MFT 时的超驰信号。引风控制为带前馈的单回路控制系统。

汽包水位控制：汽包水位控制设计有单冲量和三冲量两套控制结构，在机组启动

状态时，通过控制电动给水泵给水管道上的调节阀来调节汽包水位，采用单冲量控制；正常运行时，调节电动给水泵的转速，采用主蒸汽流量、汽包水位、给水流量组成的三冲量控制。单冲量给水调节和三冲量给水调节可实现无扰切换。

RB 控制回路：当机组发生下列辅机故障跳闸，使机组最大理论出力低于当前实际负荷时，协调控制系统切至汽机跟随方式下，控制机前压力，随着锅炉出力的降低，快速将机组负荷降到所有辅机实际所能达到的相应出力，并控制机组参数在允许范围内保持机组继续运行。机组设计有磨煤机 RB、送 / 引风机 RB、一次风机 RB、给水泵 RB 等类型。主要动作设备与控制回路如下：将机组从 CCS 模式切到 TF 滑压模式；将机组负荷快速减至辅机可承受范围；快速关闭减温水调阀，30 秒后恢复自动调节。

3 协调控制投入的要点及方法概述

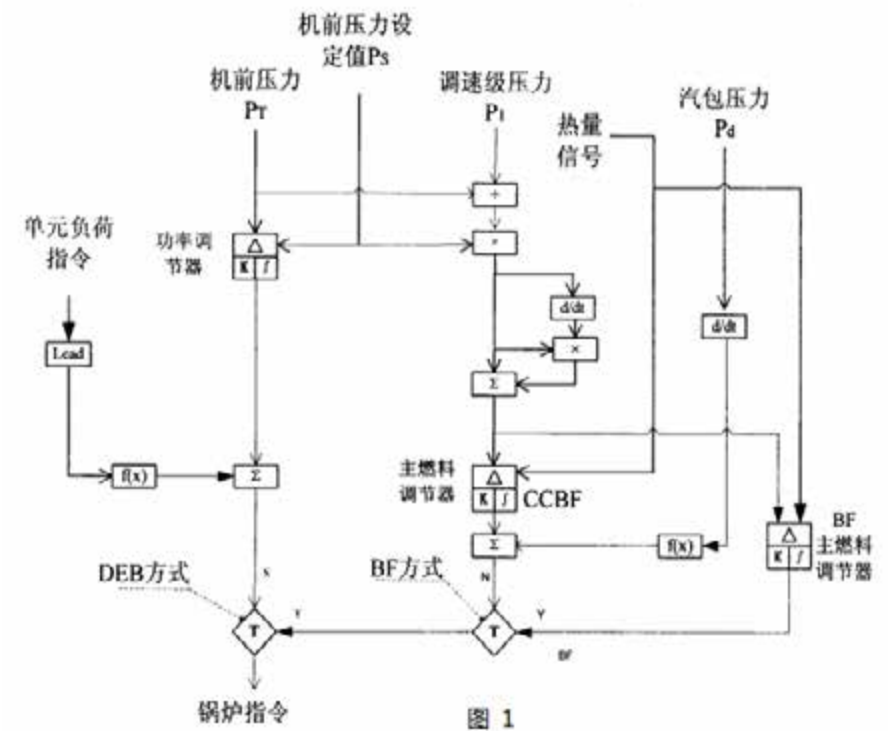
控制系统投入步骤概述

- 1) 掌握该系统的工艺流程，并且控制系统基础检查（信号处理等）准备完毕。
- 2) 确认设定指令曲线的形成方式；对前馈信号的选取，前馈信号的处理修正；确认单回路、多回路的切换条件，有无扰动，是否闭锁。
- 3) 对PID进行初始参数设置，如测量值PV，设定值SP的量程设置；正反作用再次确认；切除自动的条件确认。
- 4) 控制系统动态参数调整，初始扰动时，要注意闭锁输出上下限，以避免动作幅度过大造成系统不稳定。调节过程中根据曲线变化趋势优化调整控制参数。

4 DEB 协调控制策略及探讨分析

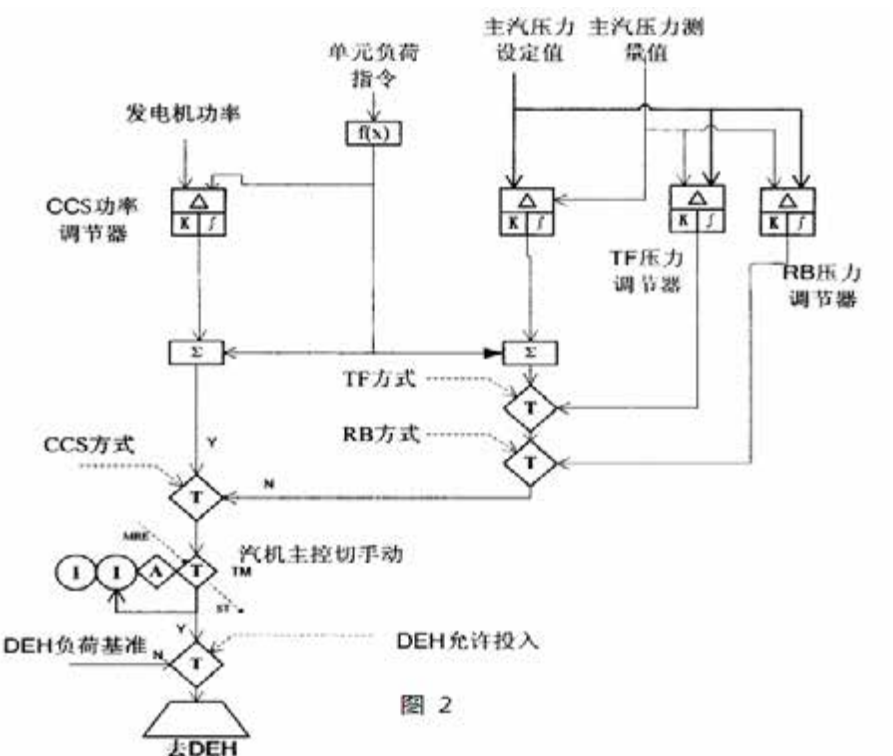
4.1 锅炉侧采取了 DEB 直接能量平衡控制。锅炉的能量输出一般就是指汽机的能量输入，而汽机能量输入可以用汽机一级压力 P_1 来表示，所以可以考虑用 P_1 信号直接控制锅炉指令，但仅用 P_1 是不够的，它可能产生正反馈影响。例如，由于锅炉自身扰动，燃烧短暂加强，这会使主汽压 P_t 上升，又会使 P_1 上升，按照上述设计，锅炉侧理解为汽机所需要的能量增加了，这就会使锅炉指令再增加，结果使 P_t 继续上升，所以这样的设计是不稳定的，应进行改进。汽机的能量需求，应体现在对汽机阀门的开度变化上。在某一主汽压力 P_t 下，调门开度越大，调节级压力 P_1 越大，或者说，调门开度与 P_1/P_t 成比例。在当前要求的主汽压力下，汽机的能量需求应为调门开度 \times 主汽压力设定值。

即 $P1/Pt*Ps$ 。锅炉根据这个需求增加锅炉指令,才能使锅炉的能量输入与输出能量相平衡,用这个信号具有直接和快速的优点。为了改善动态品质,所以采用了 DEB 微分信号与 DEB 叠加,最终成为锅炉指令。主要原理图如图 1 所示。



DEB 偏差调节的处理，锅炉侧的释放信号增加 10s 惯性，汽机侧需求信号增加 5 秒惯性，锅炉侧慢一些，保证偏差动作迅速，调节煤量快捷。另外将锅炉侧的汽包压力微分乘以 0.9 的系数，保证稍微过调一些。当 DEB 偏差绝对值降到 0.3 以内时，将偏差切换到另一路调节，将偏差放大 3.5 倍。这样主要是怕 DEB 平衡时，存在压力静差，将 DEB 的偏差放大，使得 DEB 平衡更加稳定，当压力偏差进入较小的一个区间内时，DEB 也稳定时，就进入了一个相对稳定的真正平衡。这里设置的 3.5 倍，经试验确定可保证压力在可控制范围。

4.2 当 DEH 不在遥控方式时，汽机主控不能投自动，此时汽机主控指令将跟踪 DEH 的流量指令。当汽机主控站投自动时，又有两种情形：1)、锅炉主控在手动。此时为 TF 方式，汽机将自动维持主汽压力，主汽压力 P_t 与其设定值 P_s 求偏差，然后交给汽机主汽压力控制器运算，输出指令去汽机 DEH，最终使压力达到设定值。2)、若锅炉主控也投自动，此时为 CCS 方式，



主汽压力将由锅炉主控去调，汽机侧将根据机组负荷及负荷指令调节。测量到的实际 MW（三测量）与设定值（MWD）求偏差，并由汽机功率控制器进行 PI 运算，其输出去控制汽机流量指令，继而改变机组负荷，最终负荷达到控制目标。尽管采用 DEB 可以改善压力调节品质，但若负荷需变化过大，或其它原因，仍有可能使主汽压波动较大，例如，在增负荷时，主汽压力会降低，若降得过多，则不利于机组安全运行，此时应该注意防止由于汽机指令进一步增加而导致压力进一步下降。其主要原理图如图 2 所示。

4.3 为了能使锅炉调节快速，为此增加了锅炉前馈子回路。其控制回路有以下 6 点组成。

1) 负荷指令前馈回路，当负荷指令改变，进行升降负荷时，锅炉据此进行增加或减少给煤量，该回路与负荷线性相关，超前作用强。

2) 压力设定值微分回路，当升降负荷时，或者由于外部原因造成压力波动时，压力设定值改变后，其微分信号作为前馈，可提前补偿压力定值扰动。

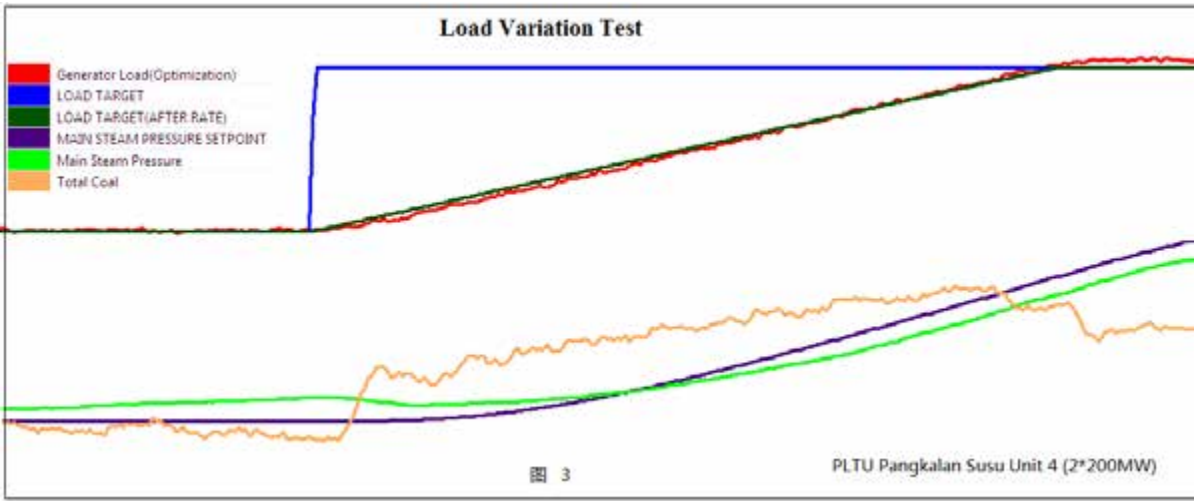
3) 压力偏差微分前馈回路，当升降负荷时，如果压力偏差逐渐增大，将产生较大微分前馈，可通过该子回路进行补偿，提前补偿压力偏差带来的扰动。

4) 压力偏差大前馈回路，当升降负荷时，如果压力调节偏差达到一定程度，仅仅靠压力偏差微分回路不足以抵消产生的较大压力偏差，可通过该子回路进行补偿，提前补偿大偏差带来的扰动。最初设计时此值为 0.65MPa~6MW，经试验这个值偏高，我们正常压力波动范围是 $\pm 3\%P_o$ ，0.65 值太高，不能保证偏差在正常范围内。后来修改为 0.15MPa~3MW，但是这样的话，煤量波动较为频繁，且波动较大。曲线比较陡，造成明显的正弦波似的波动。后来将值改为 0.22~2.5MW，这个值非常合适。既能满足波动时的压力偏差在范围内（稳态 $\pm 0.2\text{MPa}$ ），又没有明显的正弦波似的波动，变化幅度很小。

5) 负荷指令的惯性函数前馈回路，最初设计采用负荷限速前与限速后差值前馈，函数幅值限制在 -20~20t 煤，经试验，这种方式并不能保持长久。后来增加了升降负荷的区分，将升负荷时，升速率不加限制，降速率限制到 0.01；降负荷时，降速率不加限制，升速率限制到 0.01。修改后曲线未发生明显变化。主要是速率限制块的输入端，是负荷偏差，其本身就是不断减小的。经过多次试验，采取负荷指令的惯性函数为前馈，对不同负荷段采用不同的分段系数，并对惯性的前后做快速加权处理。

6) 一次调频调整前馈。

2019 年 8 月 6 日进行了升负荷测试，将目标负荷指令从 140MW 升到 170MW，负荷变动 30MW(15%Pe)，变负荷速率 3MW/min(1.5%Pe/min)，各项参数满足机组试运要求，具体调节曲线如图 3 所示。



4.4 主汽压力的设定生成

机组可实现滑压和定压的切换，当滑压时，压力设定值跟随滑压变化，滑压时可设置压力偏置。滑压设定值来源于负荷指令，根据设备厂家提供的滑压曲线进行适当修正。压力设定与实际压力进行偏差计算，在死区内不进行调节。其滑压曲线如下：

参数	1	2	3	4	5	6	7
负荷	0	80	100	150	180	200	250
滑压值	5.67	5.67	7.08	10.59	12.75	12.75	12.75

对于通过滑压曲线生成的压力设定值，需要进行三阶到五阶的平滑滤波环节，具体选用几阶惯性环节，可以根据锅炉和汽机的特性试验而定，通过观察曲线的响应速度，鲁棒性，收敛性最终决定惯性环节的多少与惯性环节的时间。

4.5 RB 动作回路的前馈

当发生任一重要辅机故障 RB 动作时，仅仅靠自动调节回路有可能是调节不过来的，需要添加前馈动作回路。主要是对引风机自动，一次风机自动设置前馈回路。另外在正常运行时，当引风机跳闸，连锁跳闸同侧送风机。同理在正常运行时，当送风机跳闸，连锁跳闸同侧引风机。当风机设备停运时，连锁关闭调节动叶（静叶）。

具体前馈设置函数如下：

引风机PID前馈				
参数	0	1	2	3
跳磨台数	0	1	2	3
FF	0	-5	-10	-12

说明：当发生一次风机 RB 作用时，前馈作用在乘以 1.2

一次风机PID前馈				
编号	0	1	2	3
跳磨台数	0	1	2	3
FF	0	-3	-6	-9

4.6 一次调频

苏苏项目所在苏门答腊岛电网频率不稳定，波动频繁，电网频率最大波动范围可达 49.2-50.7，并不适合一次调频的投入。另外为了保持电网的稳定与安全，电网长期运行在一个较高的电网频率（50.2-50.4）。岛上的其他机组也并未参与一次调频，单台机组的一次调频可谓是杯水车薪，不足以改变整体状态，机组预留了 AGC 与一次调频接口，待电网稳定运行时可直接投入。

5 DEB 协调控制的优点

直流炉启停迅速，增加煤量后能够较为快速的反映到主汽压力的变化。而汽包炉由于汽包内储有大量的水，有较大的储热能力，能缓冲负荷变化时引起的汽压变化，所以汽压变化较慢，滞后性强。与直流炉直接控制主汽压力相比，DEB 协调控制具有以下优点：

结构简单，DEB 将多变量，多耦合回路单一化，无需机前压力闭环矫正；系统响应快，调节品质好；调整方便，参数范围宽，维护简单；应用范围广，不用因汽机单阀 / 顺序阀方式，或者定压 / 滑压方式而改变。

6 结束语

协调控制是各子控制系统的总成，需要考虑因素众多，需要进行不断完善。印尼庞卡兰苏苏项目采用了直接能量平衡为基准的协调控制模式，并辅以锅炉调节前馈回路，该模式调节迅速，具有一定的可移植性和扩展性。经过多种工况多次试验，可满足负荷调节的基本控制功能。

针对凝汽器除氧器液位自动控制的改进

调试事业部 吴凯

【摘要】除氧器和凝汽器是火力发电厂的两个重要设备，其水位是否能够在机组进行大幅度负荷变化时保持在较小的范围内变化，关系着机组运行的安全性和经济性，因此火力发电厂对除氧器和凝汽器水位的控制有着较为严格的要求。按常规单回路系统结构设计的除氧器水位自动调节系统投入难的问题较普遍，表现在该系统可控性差、特别是不能满足变负荷工况的要求。巴基斯坦 Nishat Chunian Limited 46MW 燃煤电站建于 2015 年，#1 机组进行 DCS 控制升级改造后，对原有的控制策略进行改进和优化使其能够满足当前的工况要求。

【关键词】除氧器液位、凝汽器液位、耦合、整体考虑、PID 同步投入

一、系统自安装和调试后，一直未能正常连续投入运行，主要原因有：

- 1) 在凝结水母管回路采用的调整门，执行机构开关动作一次后，凝结水母管压力波动较大，在凝结水泵联锁中有出口母管压力低于 1.0MPa，联启备用凝结水泵，对系统造成了不必要的扰动。
- 2) 凝汽器采用低水位运行方式，利用工频凝结水泵将凝汽器热水井的水输走，如果仅靠开大除氧器水位调整门来补充除氧器液位，由于水源不足，很难达到效果。
- 3) 除氧器水位和凝汽器水位从设计思路将其相互独立。

二、系统改进方案

考虑到运行的机组已按常规设计凝汽器水位和除氧器水位自动调节系统，本方案的指导思想是基于现有生产实际，注重解决问题的实用性。以较小的改动实现既定目标——即尽量利用原有自动调节装置及相关设备，对热力系统有关设备和控制结构实施局部改造。同时，在控制策略上进行一些调整，实施智能控制策略。

- 1、将除氧器水箱和凝汽器热水井控制系统联成一个整体考虑。利用除氧器水位调节阀来主调除氧器水位，凝汽器水位调节阀辅助调节除氧器液位。
- 2、除氧器水位调节与凝汽器水位调节在一起工作，两个 PID 同步投切手 / 自动。将除氧器水位设定乘以除氧器面积系数与凝汽器水位设定之和作为凝汽器水位调节

的设定；

将凝汽器水位设定乘以凝汽器面积系数与除氧器水位设定之差作为除氧器水位调节的设定；

将除氧器水位乘以除氧器面积系数与凝汽器水位之和作为凝汽器水位PID的测量值；

将凝汽器水位乘以凝汽器面积系数与除氧器水位之差作为除氧器水位PID的测量值；

3、除氧器水位与凝汽器水位调节控制回路相关测点：

控制器PV与SP偏差大、除氧器水位和凝汽器水位信号质量品质坏都将使控制器M/A站切手动；

除氧器水位调阀位置：

除氧器水位：

凝汽器水位：

凝汽器水位调节阀位置：

三、控制策略

把除氧器和凝汽器看成一个整体容器加以分别控制，采用这种控制除氧器和凝汽器水位的方式，解决了两水位的的耦合作用。凝汽器补水调门调节除氧器与凝汽器总水量，除氧器水位调门调节除氧器与凝汽器水量间的平衡。这样，在机组负荷稳定时，此时除氧器与凝汽器水位折算的总水量可认为不变，除氧器水位的调节不会影响凝汽器水位的调节；在机组变负荷时，锅炉给水流量变化首先使除氧器水位随着变化，凝汽器水位较除氧器水位变化迟延一定时间，除氧器调节回路输出按使两水位变化在折算水量平衡的位置动作。负荷变化开始时凝汽器水位尚未变，除氧器水位调节朝减小偏差的方向动作，但其调节不会到达除氧器水位偏差为零的程度，而是到达两容器水量变化相同的位置即止，这样就兼顾凝汽器水位，两水位的动态偏差因此均比较小。系统调节的稳态结果控制了除氧器和凝汽器水位在设定值。在控制除氧器液位的同时对凝汽器液位控制也产生影响，解决了在突发事件中液位急速波动导致调节品质坏的情况；但是由于除氧器容积大而凝汽器容积小，要把握两个PID调节的快慢。

在紧急事故及启停机组过程中，两套自动可以分别自由投入自动，自动更改PID调节参数以满足各种工况需要。

四、调节品质

除氧器液位和凝汽器液位控制系统经过改善可以长期稳定投入运行，在负荷变动期间能保持水位稳定。

稳定运行期间除氧器液位保持在±10mm，凝汽器液位保持在±30mm。负荷变动时除氧器液位保持在±30mm，凝汽器液位保持在±70mm。



生日快樂
HAPPY to YOU
Birthday

· 中能人 · 生日祝福

崔玉新、孙启林的生日是 12 月 2 日

牛爱花的生日是 12 月 3 日 闫桂林的生日是 12 月 5 日

韩傲立、徐超的生日是 12 月 4 日

张西盼的生日是 12 月 7 日 孙志涛的生日是 12 月 19 日

张金鹏、曹峥琦的生日是 12 月 9 日

韦贤生的生日 12 月 23 日 赫宏的生日是 12 月 26 日

赵鑫、刘学军、张积磊的生日是 12 月 25 日

梁作红的生日是 12 月 27 日

全杰的生日是 12 月 30 日

祝福大家生日快乐！