

中国创造 世界品质
From China with Global Standard

HollySys

北京和利时集团

地址：北京经济技术开发区地盛中路2号院
邮编：100176
电话：010-58981000
传真：010-58981100

杭州和利时自动化有限公司

地址：杭州市下沙经济技术开发区19号大街（北）1号
邮编：310018
电话：0571-81633800
传真：0571-81633700

www.hollysys.com ▲



电厂自动化解决方案

Power Plant Automation Solutions

为电力行业提供综合自动化解决方案





前言

目录

CONTENTS



HOLLiAS-MACS 是一套代表当今先进技术水平的DCS产品

自上世纪90年代和利时公司进入电力行业（长山电厂200MW机组）以来，和利时公司DCS系统已经在电站控制工程领域得到了广泛的应用。和利时公司结合十几年的系统开发应用经验和国际主流DCS的系统功能，于2003年推出HOLLiAS-MACS系统，该系统具有信息化、混合控制、分散化、开放性和高可靠性等特点，是一套代表当今先进技术水平的DCS产品。

在多年的工程实践中，和利时公司与各大电力集团、各大电力设计院、电力调试单位相配合，根据不同类型机组的工艺特性结合HOLLiAS-MACS系统自身特点，有针对性的设计各种类型机组协调控制（CCS）、模拟量控制（MCS）、汽机旁路控制（BPCS）、顺序控制（SCS）、锅炉炉膛安全监控（FSSS）、电气控制（ECS）、汽轮机数字电液控制（DEH）、烟气脱硫（FGD）、直接空冷凝汽器的控制（ACC）、辅网控制（BOP）等全面解决方案。HOLLiAS-MACS系统已经在100多台300MW以上大型火电机组上成功应用，并实现了国产DCS在600MW、1000MW机组上的首台套应用。

机组协调控制系统CCS	▷ 02
模拟量控制系统MCS	▷ 03
汽机旁路控制系统BPCS	▷ 04
顺序控制系统SCS	▷ 06
锅炉炉膛安全监控系统FSSS	▷ 08
电气控制系统 ECS	▷ 10
汽轮机数字电液控制系统DEH	▷ 12
烟气脱硫FGD	▷ 16
直接空冷凝汽器的控制系统ACC	▷ 20
辅网控制	▷ 23
超临界直流机组的控制系统SPOTB	▷ 27
应用案例一：HOLLiAS MACS 系统在国华呼伦贝尔电厂（2*600MW）空冷机组的应用	▷ 30
应用案例二：HOLLiAS MACS系统在国华台山电厂二期工程（2×1000MW）超超临界机组中的应用	▷ 34
电力典型业绩表	▷ 43



机组协调控制系统CCS (Coordination Control System)

功能概述

机炉协调控制系统由机组负荷管理中心、机前压力定值回路、锅炉主控制器、汽机主控制器等回路组成。统一协调锅炉、汽机及相关辅机的运行，快速、准确、稳定地响应中调或运行人员的负荷指令，使机组生产所需电力。

系统功能：CCS负荷管理中心功能、一次调频、RUNBACK功能、自动发电控制（AGC）等功能。高度适应机组运行，满足连续、稳定、安全的运行要求。

依照机组工艺情况，可以采用直接能量平衡策略、直接指令平衡策略、超临界机组协调策略，使汽机侧、锅炉侧的供需能量平衡，快速响应机组负荷指令的变化。CCS负荷管理中心对负荷设定指令进行限速、限幅、闭锁增\减等处理，生成实际负荷指令，协调各个调节控制回路，稳定机组运行。

以机炉协调控制为基础，AGC子系统可以接受电网发来的负荷指令，直接响应电网负荷要求。

机组工作方式

- 协调控制 (CCS)
- 锅炉跟随 (BF)
- 汽机跟随 (TF)
- 基本方式 (BASE)

具有定、滑压两种控制方式，可以选择和切换。



模拟量控制系统MCS (Modulation Control System)

锅炉侧调节控制 (Regulation Control Of The Boiler) 功能

锅炉调节控制系统由若干子系统组成，子系统间相互协调，使得锅炉安全、快速、稳定地生产出机组负荷指令要求的蒸汽。

锅炉侧调节控制通常包括：

- 给水调节
- 燃料调节
- 磨煤机冷、热风调节
- 一次风调节
- 送风调节
- 炉膛压力调节
- 氧量调节
- 主蒸汽温度调节
- 再热汽温度调节
- 二次风门调节
- 燃油压力调节

汽机侧控制 (Turbine Control) 功能

汽机侧调节控制通常包括：

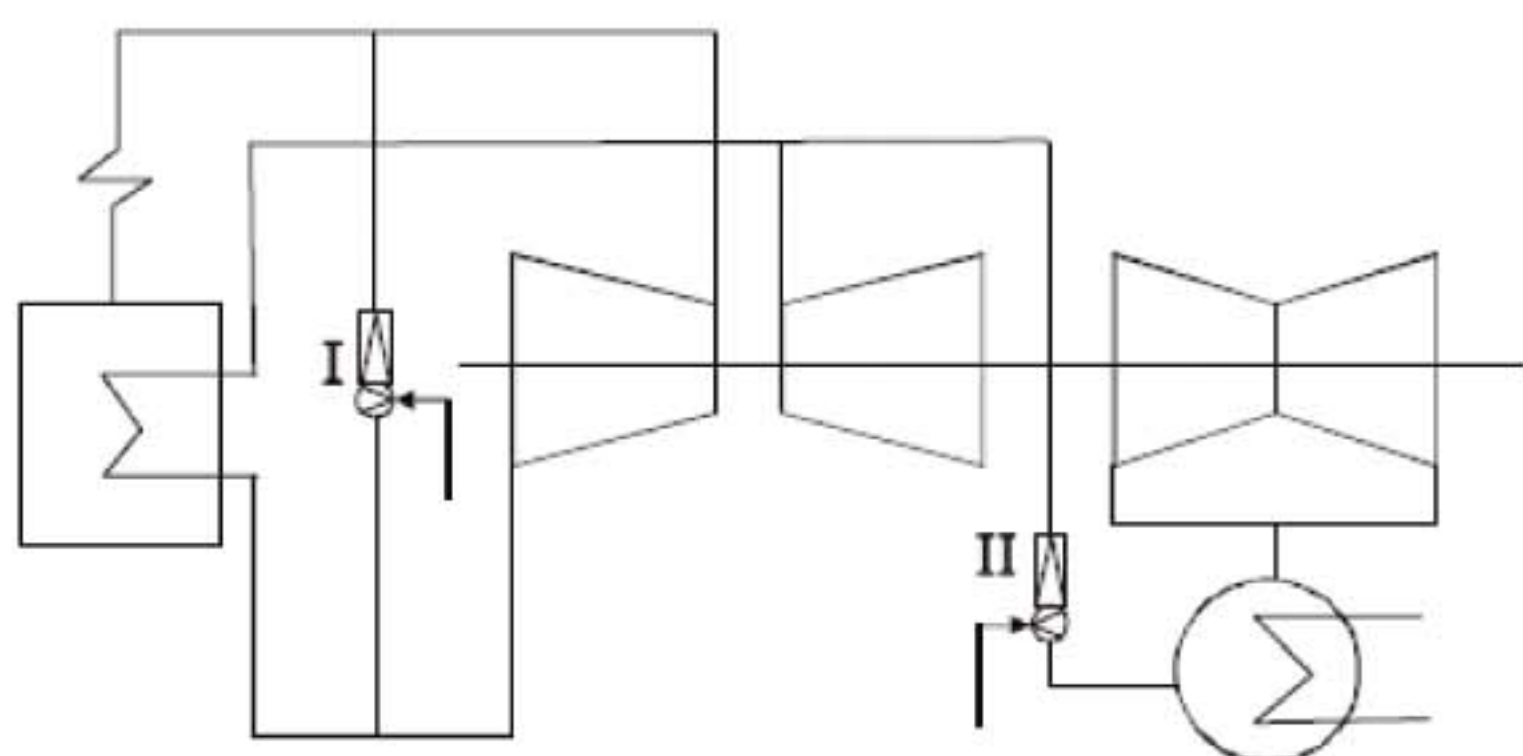
- 汽轮机数字电液控制系统 (DEH)
- 汽动给水泵调速控制系统 (MEH)
- 旁路控制系统 (BPCS)
- 汽机辅机控制系统



汽机旁路控制系统BPCS (Bypass Control System)

系统组成

中间再热单元式机组一般装有旁路系统。旁路系统是为了适应再热式机组启停、事故情况下的一种保护和调节系统。两级串联旁路系统原理图如下所示。



控制功能

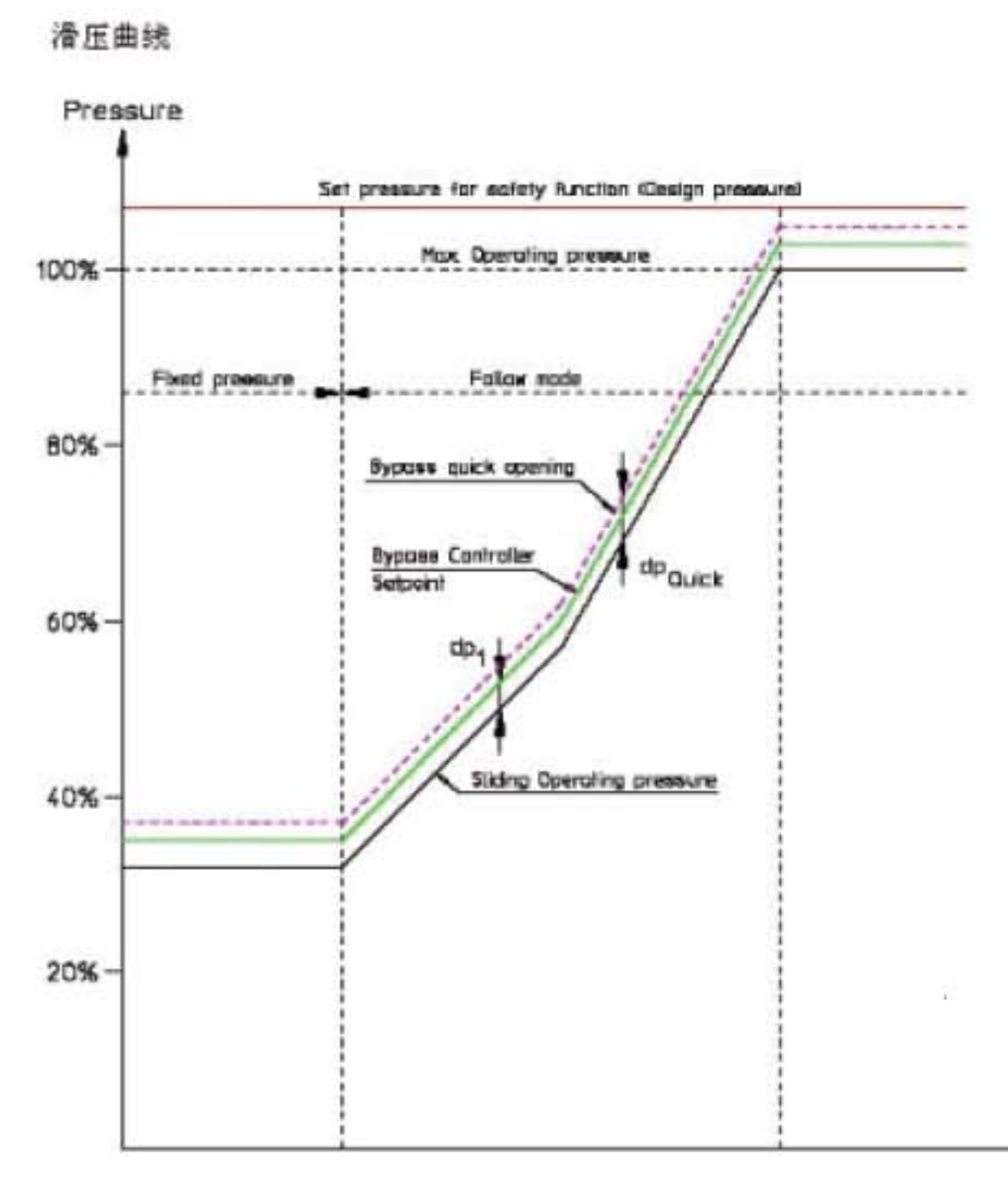
根据旁路系统的容量和类型的不同，旁路系统的作用也有所不同，其控制回路也有所不同。

旁路系统的主要控制回路包括高旁压力定值回路、高旁压力调节回路、低旁压力定值回路、低旁压力调节回路、高旁阀后温度调节回路、低旁阀后温度调节回路、高、低旁路隔离阀控制、旁路油站控制、高旁快开、快关保护回路、低旁快开、快关保护回路等。

控制方式

根据机、炉的技术特点和运行方式，旁路系统的配置及控制模式也有所不同。旁路系统与CCS系统、DEH系统、FSSS系统有密切的联系。机组的机前压力调节优先级以旁路系统的压力调节为最高，其次为机侧压力调节和炉侧的压力调节。

对于大容量旁路系统，旁路系统与CCS、DEH系统压力设定关系如下：



一般的控制模式如下：

高旁工作模式：A1模式，A2模式，A3模式（压力控制），B模式（溢流），C模式（事故），D/E模式（停炉）
低旁工作模式：启动模式，压力控制模式，B模式（溢流），C模式（事故），D/E模式（停炉）

顺序控制系统SCS (Sequence Control System)

功能概述

大型火力发电机组的被控对象多、控制过程复杂，一对一的手动控制方式，不能适应机组安全经济运行的需要。采用顺序控制，可以提高操作人员的工作效率，防止误操作事故，减轻值班员的劳动强度。

顺序控制系统SCS(Sequence Control System)是DCS系统的重要部分，实现对机组以及辅机设备的控制、连锁、保护以及顺控启停等功能。运行人员可以对设备进行单独操作，也可以将相关设备按子组进行顺控启停。同时，提供设备的操作提示、报警首出等信息，以方便运行人员操作。

顺序控制系统一般具有两个层次：机组级顺序控制、功能组级顺序控制。

- 功能组级顺控，完成相关设备群组的顺序控制，可以独立执行。依照工艺过程，不同功能组顺控的逻辑连接，构成了机组级顺序控制。
- 机组级顺序控制故障时，可以切换至功能组级顺控，切换不会对机组的安全运行造成影响。
- 机组的顺序控制系统具有完备的操作指导，帮助运行人员快速、准确地处理运行中出现的各种情况。

功能组级顺控及子组级顺控

功能组级顺控或子组级顺控，接受运行人员的控制指令，经过必要的条件逻辑运算、向相关设备发出控制指令，待得到动作完成的回报信号后，完成本级的控制。

机组级、功能组级及子组级顺控

机组级顺控也称为机组自启停系统（APS），为最高一级的控制。当顺序控制系统接受机组级顺控的启动指令后，将机组从起始状态按照程序控制步序启动至某一负荷，启动过程中只需设置少量断点，由运行人员确认后自动进行。



锅炉部分

- * A侧烟风系统功能组；
- * B侧烟风系统功能组；
- * A侧烟风道通风功能子组；
- * B侧烟风道通风功能子组；
- * 空预器A功能子组；
- * 空预器B功能子组；
- * 引风机A功能子组；
- * 引风机B功能子组；
- * 送风机A功能子组；
- * 送风机B功能子组；
- * 一次风机A功能子组；
- * 一次风机B功能子组；
- * 锅炉疏放水子组；
- * 吹灰系统子组；

汽机部分

- * 给水泵A功能子组；
- * 给水泵B功能子组；
- * 给水泵C功能子组；
- * 高压加热器功能子组；
- * 低压加热器功能子组；
- * 凝结水泵A功能子组；
- * 凝结水泵B功能子组；
- * 凝汽器A侧循环水功能子组；
- * 凝汽器B侧循环水功能子组；
- * 开式循环水泵A功能子组；
- * 开式循环水泵B功能子组；
- * 工业水泵A功能子组；
- * 工业水泵B功能子组；
- * 循环水泵A功能子组；
- * 循环水泵B功能子组；
- * 真空泵功能子组；
- * 轴封系统功能子组；
- * 汽机润滑油系统功能子组；
- * 汽机盘车功能子组；
- * 发电机密封油系统功能子组；
- * 发电机定子冷却系统功能子组；
-



锅炉炉膛安全监控系统FSSS (Furnace Safety Supervisory System)

功能概述

FSSS(Furnace Safeguard Supervisory System), 锅炉炉膛安全监控系统。它是现代大型火电机组锅炉必须具备的一种监控系统, 它能在锅炉正常工作和启停等各种运行方式下, 连续密切监视燃烧系统的大量参数与状态, 不断进行逻辑判断和运算, 必要时发出动作指令, 通过种种连锁装置, 使燃烧设备中的有关部件严格按照既定的合理程序完成必要的操作或处理未遂事故, 以保证锅炉燃烧系统的安全。

FSSS系统包括两部分: 燃烧器管理系统 (BMS)、炉膛安全保护系统 (FSS)。

FSSS系统的设计, 符合美国NFPA8502美国国家防火协会标准, 符合及执行国家的相关技术标准。

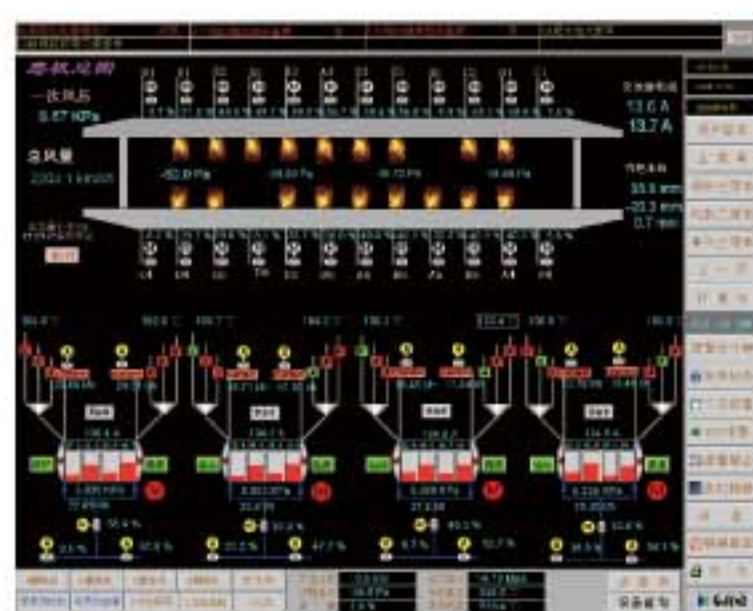
BMS (Burner Management System) 系统功能

BMS功能包括:

- 油燃烧器的启动/停止顺序控制;
- 煤燃烧器的启动/停止顺序控制;
- 磨煤机系统的控制。

实现功能:

- 启动、吹扫、点燃、直到燃烧器稳定运行的全过程自动化控制;
- 也可“分阶段、顺序启动”的控制方式, 完成燃烧器的自动控制; 正常工况、RB工况下的燃烧器控制功能。



1.进油枪	15g
2.进点火枪	15g
3.开油阀	15g
4.退点火枪	15g
5.退油枪	15g
6.退油枪	15g
1.进油枪	30g
2.进点火枪(无能量)	30g
3.点火器点火(无能量)	140g
4.吹扫风	30g
5.退点火枪(无能量)	30g
6.退油枪	30g

FSS (Furnace Safety System) 系统功能

FSS系统功能如下:

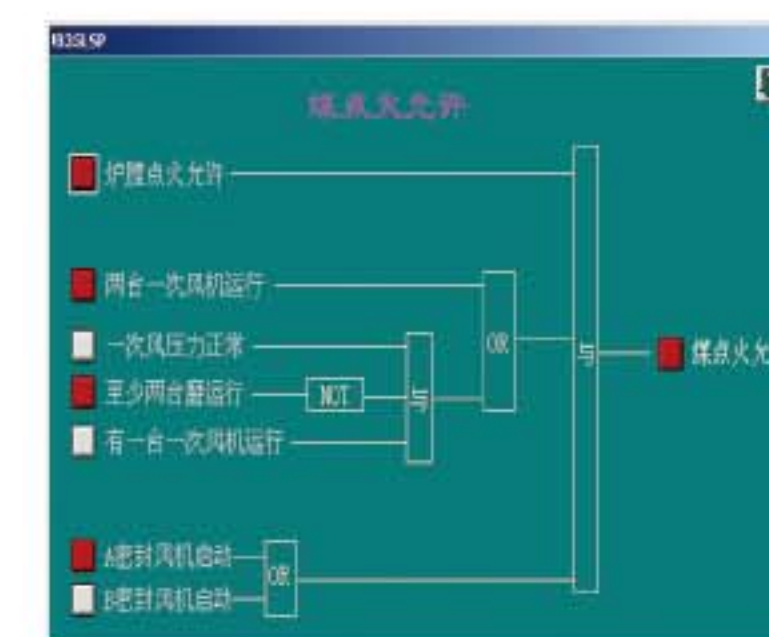
- 炉膛吹扫功能;
- 油燃料泄漏试验功能;
- 紧急跳闸 (MFT/OFT) 功能。



FSS系统的监视和保护功能

连续监视锅炉运行, 出现危险工况时, 快速、准确地生成油燃料跳闸信号 (OFT)、或主燃料跳闸 (MFT) 信号;

- 将OFT、MFT信号, 通过硬接线逻辑, 执行相关保护动作。并且将紧急跳闸信号, 送至BMS系统、机组控制系统, 完成相应的机组保护动作;
- MFT发生后, 维持锅炉进风, 清除炉膛内、烟道中的可燃物;
- 有关许可条件满足之前, 阻止燃料重新进入炉膛;
- 具有手动MFT跳闸功能;
- 自动记忆和显示“跳闸原因”。





电气控制系统 ECS (Electrical Control System)

功能概述

电气控制系统 ECS (Electrical Control System) 的配置及范围, 分为单元电气控制系统和公用电气控制系统。机组的发变组与厂用电系统以及厂用电公用部分的监控主要由DCS系统来实现, 重要的开关量控制信号和报警信号将通过硬接线接入DCS系统。发变组与厂用电系统监视用的DAS信号和必要的状态信号通过ECMS以通讯方式接入DCS, 最终满足在机组DCS人机界面上全部监控发变组与厂用电系统的功能。

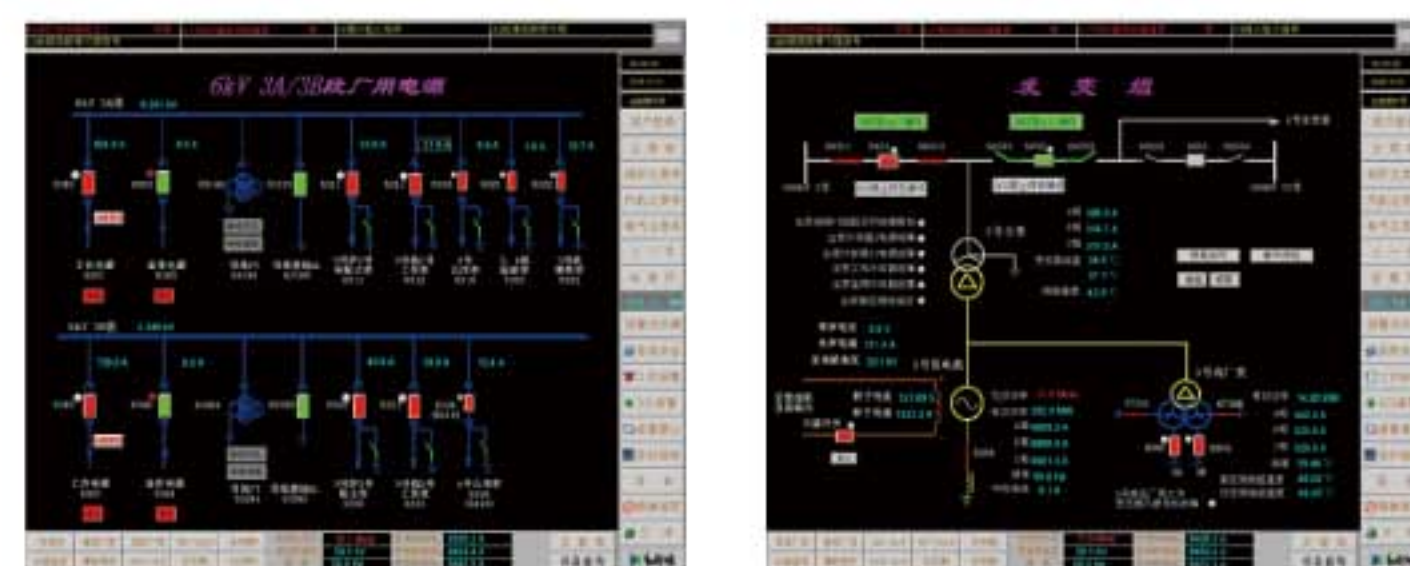
控制范围

电气系统进入DCS系统的控制范围, 包括机组电气和公共电气系统两部分。

- 公共电气系统为多台发电机组共用, 检修任一机组的DCS系统, 不能影响另一台机组的正常运行。
- 两台机组的DCS系统均具有对公共电气系统的实时监视、控制功能。但是DCS系统必须互锁, 保证只有一套DCS系统具有操作控制权。操作控制权能够在两套DCS系统间平滑切换。

单元机组电气部分包括

- 发变组500KV断路器、隔离开关;
- 发电机灭磁开关;
- 励磁系统AVR控制;
- 自动准同期ASS;
- 高厂变工作、备用分支断路器;
- 6KV母线工作电源分支开关;
- 6KV母线备用电源分支开关;
- 6KV厂用电快切装置;
- 低压工作变压器6KV、380V及380V分段开关;
- 低压照明变压器6KV、380V开关及照明、检修变压器380V分段开关;
- 保安段工作、备用分支开关。



公用电气部分包括

- 启动/备用变压器(SST)220KV断路器、隔离开关、有载调压开关;
- 6KV公用段进线电源分支开关(OA、OB);
- 公用变压器(#1、#2)6KV、380V及380V分段开关;
- 厂区变压器(#1、#2)6KV、380V及380V分段开关;
- 化学变压器(#1、#2)6KV、380V及380V分段开关;
- 厂区公用变压器(#1、#2)6KV开关、6KV输煤馈线开关。

顺序控制功能

电气部分顺序控制主要是由三个功能组组成:

发电机—变压器功能组, 它包括下列顺序控制子组

- 发—变组高压侧断路器及刀闸子组项: 包括发—变组高压侧断路器及高压侧I母及II母隔离开关等;
- 同期子组项: 包括发电机同期系统, 同期控制由电气专用装置(ASS)完成, DCS系统具有操作窗口;
- 励磁子组项: 发电机励磁由AVR系统完成, DCS系统具有监视、操作窗口。

厂用电源功能组, 它包括下列顺序控制子组项

- 高压厂用电源子组: 包括高压厂用工作及备用分支等;
- 低压厂用电源子组: 包括6KV厂用变压器的6KV侧断路器、380V侧断路器、380V侧分段断路器等;
- 保安电源子组项: 包括保安段的工作及备用进线断路器、仪/控变压器进线断路器及分段断路器等;
- 快切子组项: 包括厂用电的快切装置功能。

厂用公用及备用电源功能组, 它包括下列顺序控制子组项

- 高压启动/备用电源子组: 包括启/备变高压侧断路器、隔离开关及6KV侧断路器、启/备变调压开关等。
- 低压厂用公用段子组: 包括6KV所联接的变压器6KV侧断路器、380V侧断路器及380V侧分段断路器等。

汽轮机数字电液控制系统DEH (Digital Electro-Hydraulic Control System)

功能概述

- 汽轮机控制系统是机组控制中重要的功能子系统。可以采用抗燃油、透平油液压伺服装置，配套组成DEH控制系统。
- 基本控制功能：具有汽机的转速控制、一次调频控制、发电负荷控制等功能。
- 其他功能：具有超速保护、热应力计算、汽机参数监视等功能。
- DEH系统具有快速控制特性，满足一次调频控制的要求。
- 具备完善的自诊断功能，采用冗余体系结构，具有极高的可靠性。

控制功能

转速控制 (Speed Control)

依据汽机的热状态、进汽条件和允许的汽机寿命消耗，DEH系统产生相应的升速率，实现从‘盘车转速、升速、直到额定转速’的自动控制。

- 转速调节范围：50~3360 rpm；
- 转速控制精度：±1rpm；
- 超调量：≤0.15% 额定转速
(最大升速率下)；



负荷控制 (Load Control)

- DEH系统可以实现：‘带初始负荷’到‘带满负荷’的自动控制。
- DEH系统具有快速控制能力，可以稳定实现一次调频功能；
- 系统具备‘阀门控制’、‘压力控制’、‘功率控制’三种控制方式；
- 功率控制精度：优于±0.5%；
- 转速不等率整定范围：3%~6%；
- 局部不等率整定范围：3%~8%。

超速抑制 (Over Speed Rejection) 功能

故障工况下，为了抑制汽轮机超速，本DEH系统具有阀门瞬时快关OPC功能。多种条件启动OPC：

- 主油开关跳闸；
- 加速度大于预定值；
- 转速≥103%额定转速；
- 甩负荷最大超调量：≤7% 额定转速；



超速跳闸保护 (Over Speed Protection Trip, 简称OPT)

- 汽轮机转速达到额定转速的110%时，DEH系统发出保护跳闸指令，送至紧急跳闸系统ETS (Emergency Trip System) 装置，产生一系列的保护动作。
- 汽轮机的保护动作，由ETS系统完成。如：关闭主汽门；关闭高压和中压调节门…。
- 机组正常运行工况下，本DEH系统提供了跳闸保护系统的试验手段。可以检验跳闸系统的功能是否正常。

热应力计算 (Thermal Stress Calculation) 功能

汽轮机自启停及负荷自动控制 (Automation Turbine Control简称ATC) 功能

本ATC系统能够与下列控制系统协调工作，实现汽轮机组自启动过程的全自动控制。

- 汽轮机盘车控制系统；
- 疏水控制系统；
- 汽机旁路控制系统；
- 发电机励磁控制系统；
- 发电机自动同期系统。

汽轮机ATC系统的控制功能

- 在最少的人工干预下，以可能的最大升速率，从盘车转速、逐步提升到同步转速，实现并网；
- 从带初负荷、直至正常负荷的全程控制。

具体功能如下

- 启动前必要的检验，确保自动启动的工作条件；
- 机组的并网控制；
- 升速率的计算和监控功能；
- 汽机的负荷率及负荷控制；
- 转速及升速率控制功能；
- 超速保护控制。
- 应力计算及监视功能；



机组运行方式

DEH系统接受机组协调控制系统 (CCS) 的指令和信号，安全、经济地实现下述一种方式运行：

- 机炉协调方式
- 锅炉跟随
- 汽机跟随
- 定压运行
- 滑压运行
- 手动方式

DCS控制系统依照递阶、分层控制的原则设计。上一级控制系统故障时，可转移至低一级控制系统运行。操作人员也可以选择其中一种运行方式。



可靠性设计

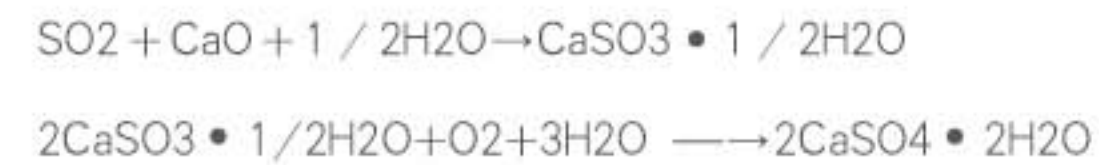
- 控制系统部件的冗余。如：控制器、电源、网络、IO总线等，均为冗余配置。
- 重要模拟量的三重冗余。如：转速、功率、压力等，为三重冗余。
- 重要的开关量三重冗余或双重冗余。
- 故障诊断技术。诊断到模件、通道级，保证了DEH系统的高可靠性。
- 对操作员输入命令，具有严格的校验诊断。
- 重要信号采用硬接线方式连接，如：与ETS系统、TSI系统的连接信号。
- 故障工况下，具有完善的对策设计。
- 控制系统的设计遵循“失效保护”和“安全自锁”的原则。
- 具有‘汽机仿真器’，可与DEH控制器形成闭环，进行静态和动态的试验。



烟气脱硫FGD (Flue Gas Desulfurization)

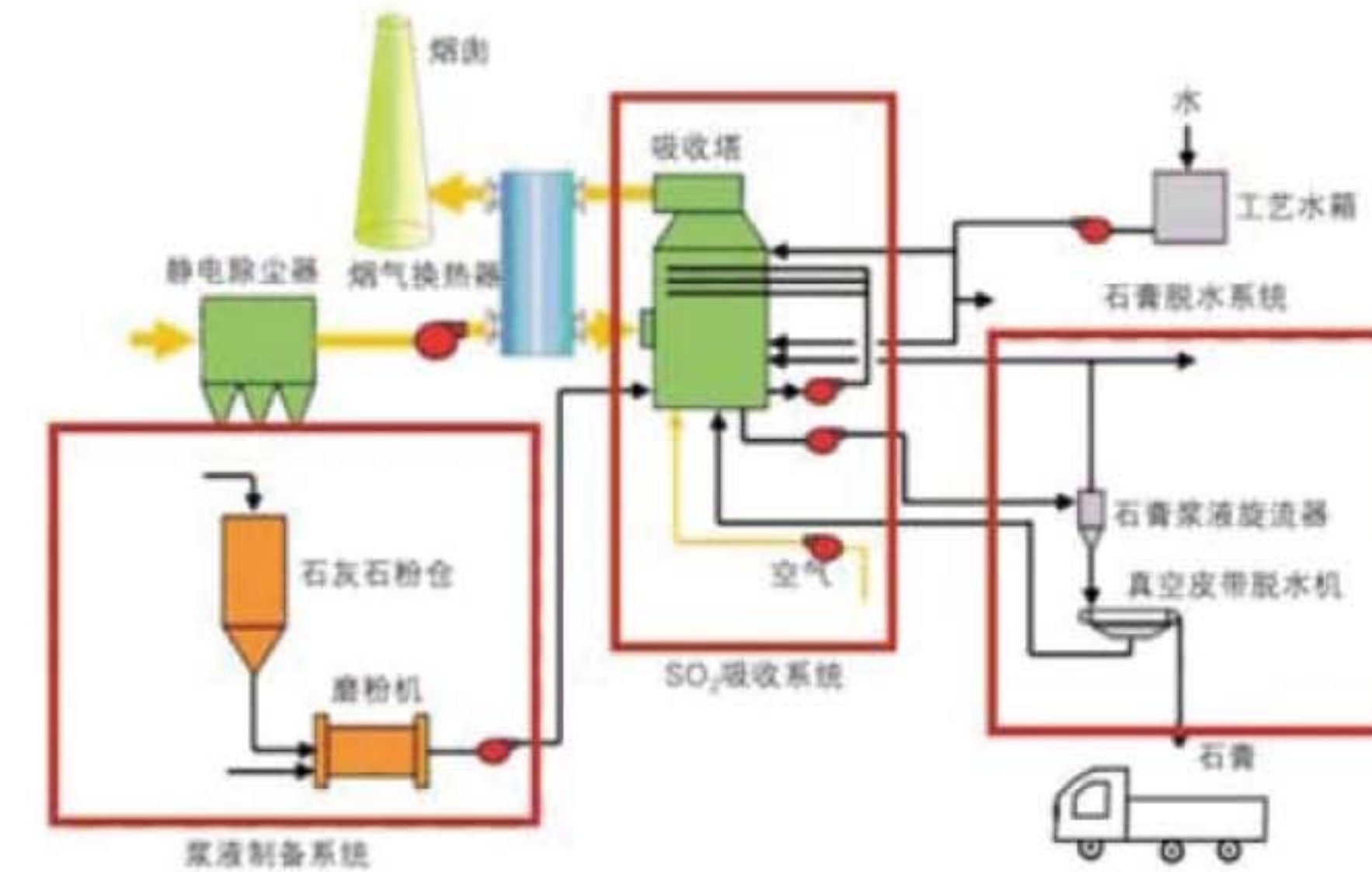
功能概述

目前，全世界投成熟的烟气脱硫（FGD）技术不下几十种，主要分为湿法、干法、半干法等几大类，其中湿式钙法（石灰石-石膏法）是当前世界上技术最成熟、实用业绩最多、运行状态最稳定的脱硫工艺，应用此类工艺的机组容量约占电站脱硫装机总容量的85%以上。对高硫煤，脱硫率可在90%以上，对低硫煤，脱硫率可在95%以上。主要化学反应过程：



湿法脱硫工作原理

将石灰石粉加水制成浆液作为吸收剂送入吸收塔，由浆液循环泵使石灰石浆液在吸收塔内自上而下进行循环。从锅炉引风机来的原烟气从吸收塔下部进入，向塔顶运动时与喷淋下来的石灰石浆液充分接触混合，烟气中的二氧化硫与浆液中的氧化钙反应生成亚硫酸钙，亚硫酸钙和从塔下部鼓入的氧气进行化学反应生成硫酸钙，硫酸钙达到一定饱和度后，结晶形成二水石膏。经吸收塔排出的石膏浆液经浓缩、脱水，使其含水量小于10%，然后用输送机送至石膏贮仓，脱硫后的净烟气经过除雾器除去雾滴，由净烟道导入烟囱排入大气。

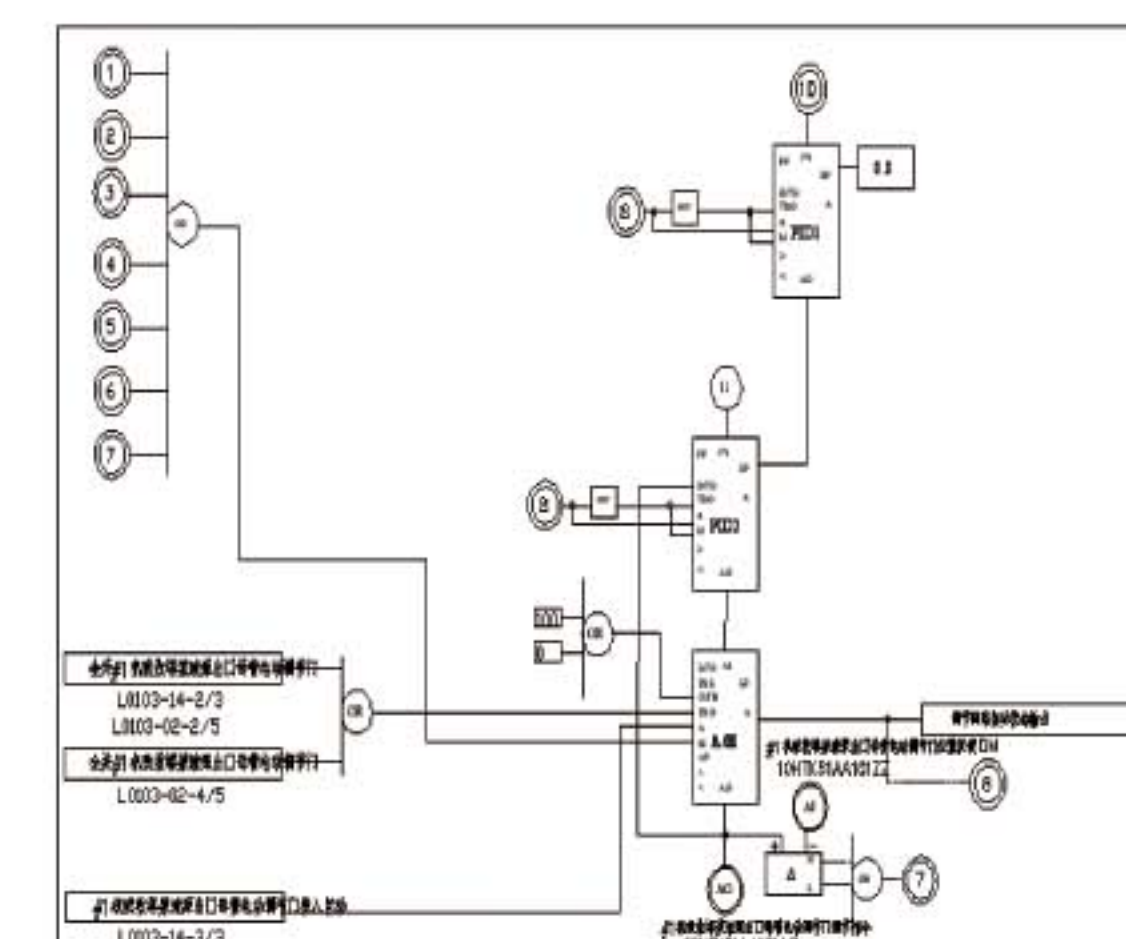
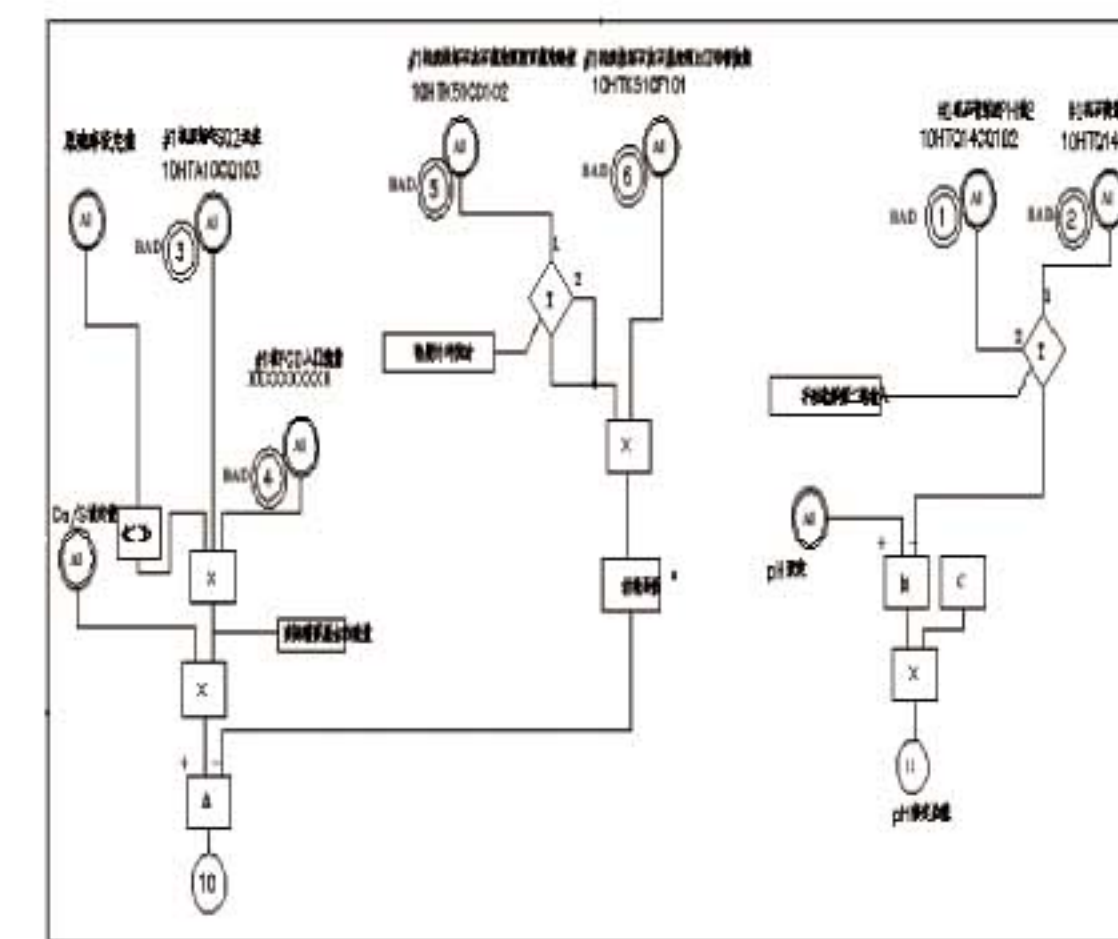


电厂脱硫整体流程图

闭环控制和开环控制

闭环控制

- 增压风机导叶开度控制
- 磨机再循环箱浆液密度控制
- 真空皮带脱水机滤饼厚度控制
- 石灰石浆液供浆量控制
- 石灰石浆液箱密度控制



石灰石浆液供浆量控制



开环控制

主要通过顺控和联锁完成FGD系统的启动、停止、保护等功能。包括三个等级：机组级、子组级、设备级。

机组级

机组级是最大级别控制，对子组级进行命令和控制。主要包括：

- 工艺水系统
- 烟气系统
- 吸收塔系统
- 浆液制备系统
- 石膏浆液排出及石膏脱水系统

子组级

子组级顺控对设备级进行命令和控制。主要包括：

- 挡板系统
- 浆液循环系统
- 除雾器冲洗系统
- 石灰石上料系统
- 磨机系统
- 浆液制备系统
- 浆液给料系统
- 滤液水系统
- 废水处理系统
- 石膏浆液排出系统
- 石膏脱水系统
- 排空系统

设备级

设备级对单个设备进行控制，为控制的最低一级。由DCS操作界面上的顺控块进行控制。



旁路控制

有旁路的FGD系统

脱硫系统在引风机和烟囱之间的烟道上设置旁路挡板门，当FGD装置运行时，烟气旁路挡板门关闭，FGD装置进出口挡板门打开，烟气通过增压风机进入FGD系统。为了保证机组的安全稳定运行，在FGD装置故障或停运时，旁路门打开，FGD进出口挡板关闭，烟气由旁路挡板经烟道直接进入烟囱，排向大气。旁路快开条件（或逻辑）

- FGD入口烟温高于设定高高值
- FGD入口压力高于设定高高值
- FGD烟尘浓度高于设定高高值
- 增压风机跳闸
- 循环泵全停
- GGH停运延时60S
- 锅炉MFT

例如国华呼伦贝尔电厂2X600MW机组即采用脱硫旁路控制。

无旁路的FGD系统

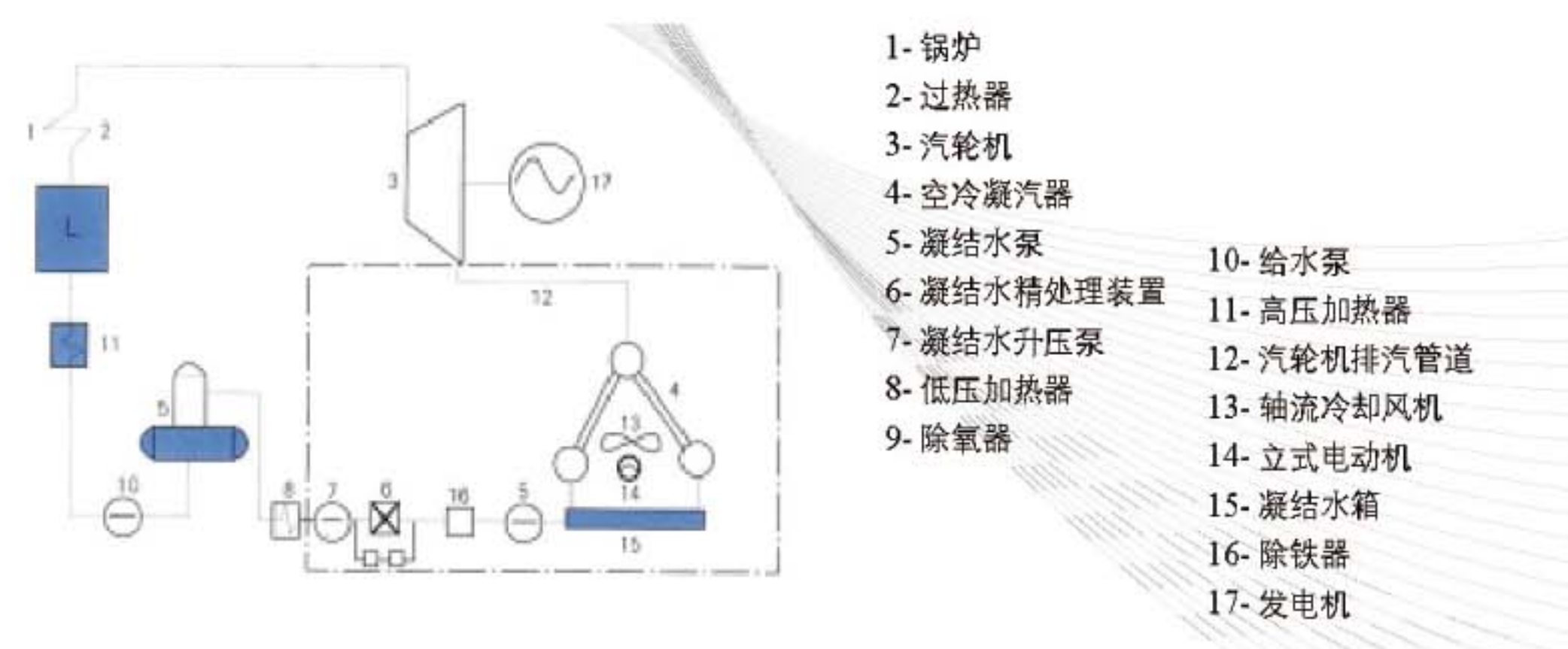
现在由于环保要求，很多电厂都逐渐取消了旁路，所以脱硫与主机的关系发生了很大的变化。为了减少锅炉启、停时煤油混燃对脱硫系统的污染，要求锅炉启动前脱硫系统必须投入运行。同时在锅炉启动前电除尘器和干除灰系统已经具备投入条件。即先启动脱硫系统再启动电除尘和主机。脱硫已经成为电厂非常重要的一个部分。无旁路脱硫系统跳主机的逻辑也必须修改。如：浆液循环泵全部跳闸或入口原烟气温度高于180℃则为了防止高温烟气对吸收塔防腐材料及除雾器的破坏而跳主机。增压风机停运也会引起MFT。

例如国华台山2X1000MW机组即采用脱硫无旁路控制。

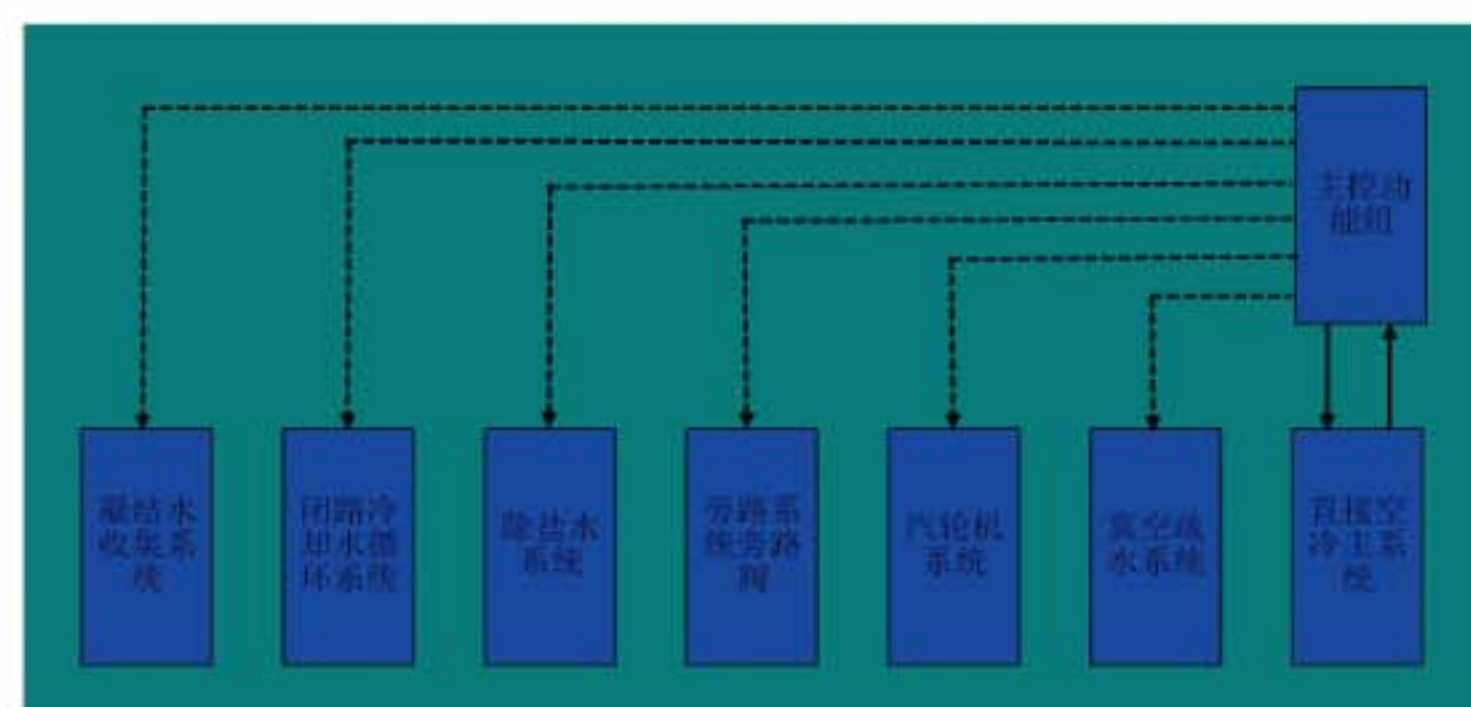
直接空冷凝汽器的控制系统ACC (The Air Cooling Control of Condenser)

系统组成

直接空冷机组具有节水的优点，在我国西部地区，得到广泛的应用。直接空冷机组的汽水系统如下图所示。



直接空冷系统是一个复杂的系统，关联了凝结水收集系统，真空疏水系统，闭路冷却水循环系统，除盐水系统，旁路系统等。



控制功能

空冷系统的主要控制回路包括空冷系统的程控启停、风机组的控制、真空泵控制、自动暖管程控、防冻保护、排汽装置背压调节。

空冷系统程控：

根据环境温度或运行人员的手动选择，按照冬季或夏季运行模式，实现对空冷系统设备的一键启动和停止。



风机组的控制：

按照夏季或冬季运行模式确定投入风机组的步序。根据背压与设定值的偏差和风机的转速等条件确定风机组的上切和下切。

真空泵控制：

实现三台真空泵之间的联锁控制和根据环境温度、排汽温度与凝结水温度或真空抽汽温度差以及冬季防冻保护的需要或风机组的运行等来确定真空泵的启停，实现真空泵控制的全自动化。

风机组的回暖程控和防冻保护：

由于西部地区冬季气温较低，尤其是我国东北部一些高寒地区，气温能达到零下50度以下。在极低的环境温度下，如何保证空冷管束的正常运行，是空冷系统运行的关键。

根据防冻保护的优先级别从低到高依次设计：顺流管束单元的防冻保护、逆流管束单元的防冻保护、逆流管束单元的回暖程控。

辅网控制

概述

目前大型火力发电厂的辅助生产车间一般均是由水系统、煤系统、灰渣系统组成，每一个子系统都设置有独立的监控点，每个控制点相对分散，集控室的辅网仅远程监视没有真正做到集中监控。随着行业间竞争的加剧，各行各业都在通过整合业务来提高效率，创造利润，电厂的辅网系统也需要从单个系统操作向辅控网络集中操作的整合。将整个电厂的辅助车间的监控纳入到统一系统中来，在电厂的集控室对整个辅助系统远方监控、调度、干预，就地仅留下临时操作和检修使用的操作员站的这种做法在这几年已经发展成熟。而将辅控网和主控网络进行进一步整合，将海量的辅控和主控的控制系统进行整合与发布，实现全厂电子化，和全能值班操作是未来趋势。

主辅机一体化的设计可以为电厂提供方便数据信息整合与发布，以及信息处理。可以为管理者提供更加准确全面的生产信息；可以为电厂节约备件成本，有充裕的备件；可以为电厂优化运行人员，提高运行效率；还可以让运行人员受到充分培训提高运行人员的业务水平。

和利时公司一直从事着使用DCS系统完成辅网控制系统的设计，通过自己的努力实践和电力系统的大力支持，和利时的DCS系统已在电厂辅控系统中成熟应用，和利时全厂DCS系统已在全国300MW机组全面推广。通过近几年的努力，和利时已经具备完成电厂辅控系统的成熟标准，技术和方法。

和利时的辅网系统具有以下特点：

完整的自动化控制工艺，输煤、制水、除灰系统均可完成选定设备后一键启动功能，启动过程自动完成，拥有完善的安全互锁机制和逻辑互锁机制，不需要操作员人工干预启动过程。

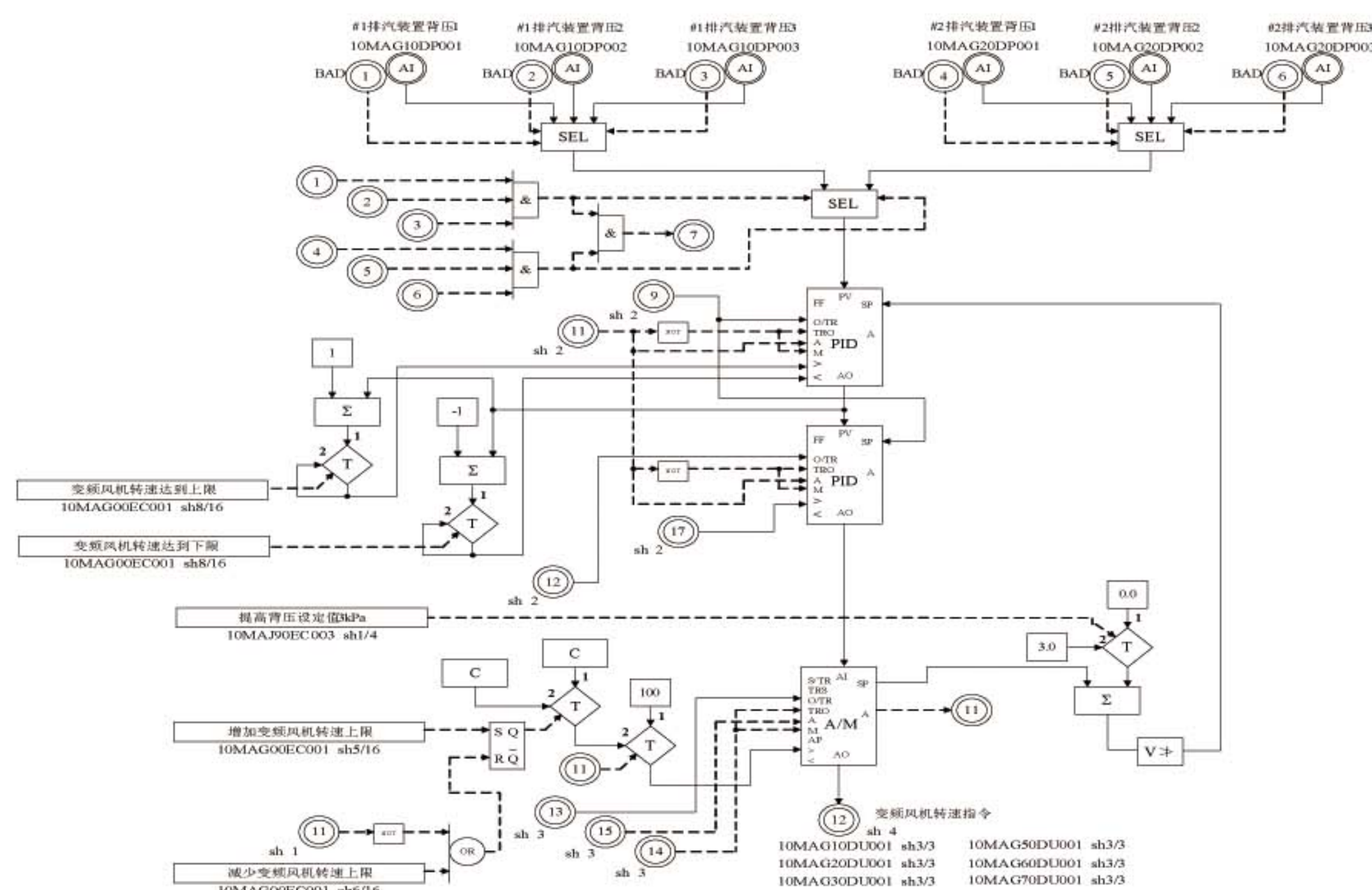
透明的跨系统操作，操作员在水系统、灰系统、煤系统之间切换操作时不需要推出重新登录，只要拥有权限就可以完成跨系统的监视与操作。同时系统内监视界面的切换鼠标点击不超过两次，跨系统监视界面的切换鼠标点击不超过三次。

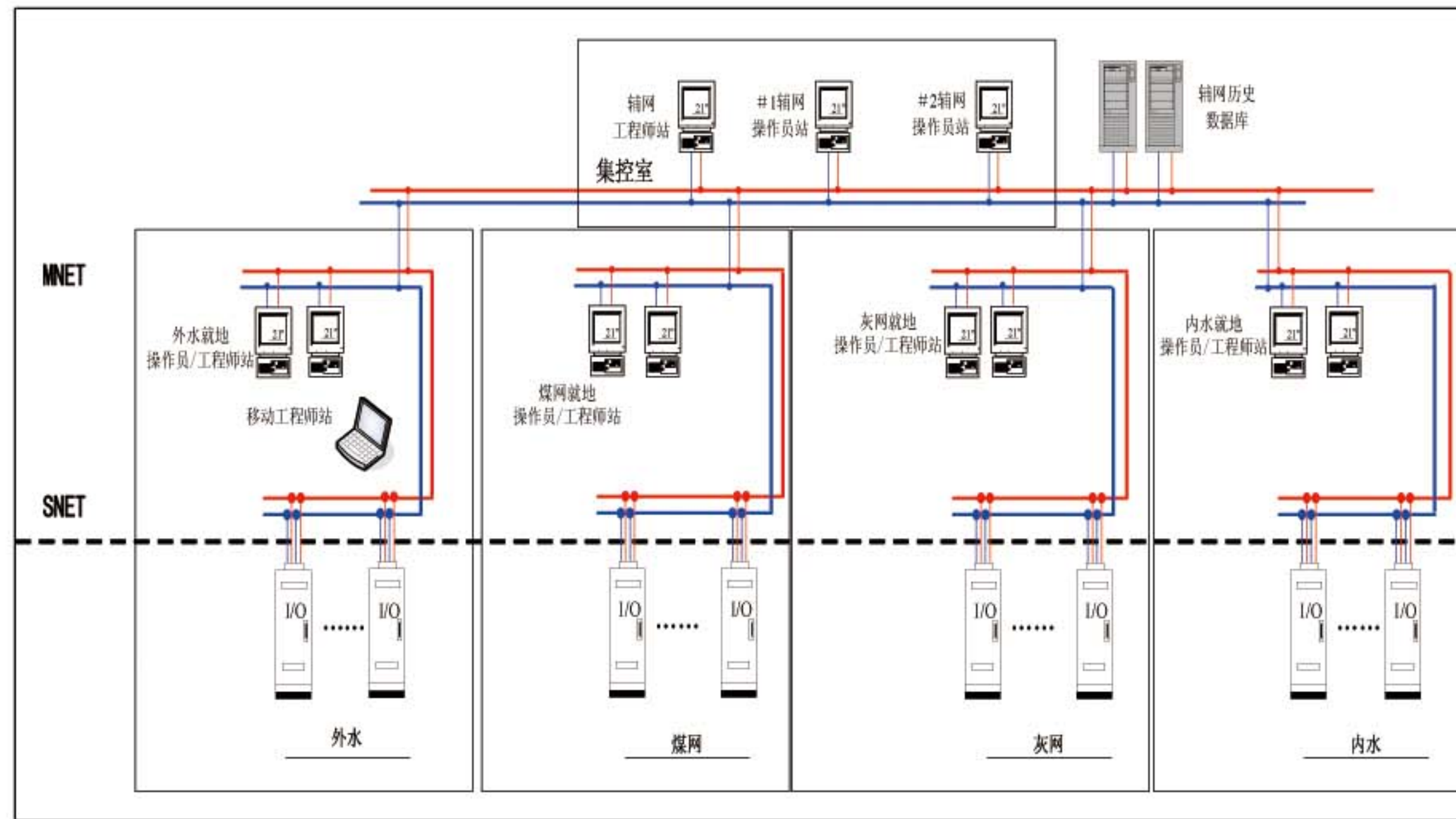
完善的保护机制，通过密码和权限管理防止不同地域的操作员同时对同一设备进行操作。

具有全系统100%的离线仿真功能，通过仿真系统可以模拟真实控制系统中的所有操作，和保护。利用此功能完成的培训和验证教室可以用于培训全能操作员和进行所有逻辑验证工作。

排汽装置背压调节：

根据汽轮机的排汽压力，控制风机电机转速，维持真空。当蒸汽负荷变化、冷却空气温度变化时，根据风机转速配置图，调节风机转速，使排汽装置背压达到设定值。





水系统的工艺描述、控制功能和特点

水系统描述

电厂辅控水网是为主机提供除盐水、同时处理凝结水为空压机等设备提供工业冷却水；为辅机输煤、除灰等系统提供水源的系统；同时对主机以及辅机产生的废水与污水进行处理、净化，最后达到重复利用或安全排放。

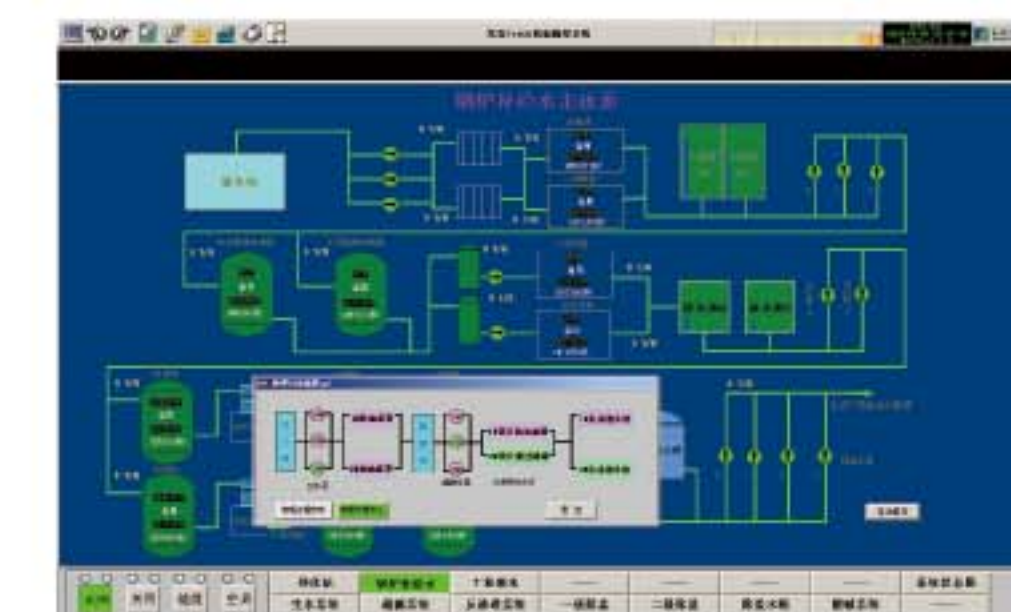
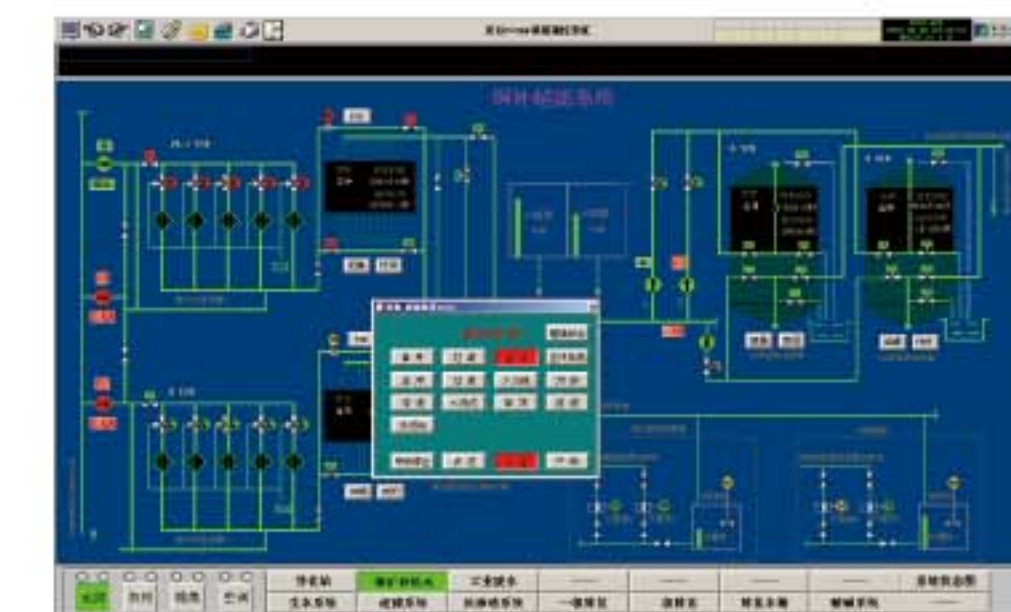
水网分为：取水（取水泵房）；净水（机械加速澄清池、综合泵房、净水加药）；化水（锅炉补给水、循环水加药、炉水加药）；废水（工业废水、含油污水、含煤废水、生活污水）；凝水（凝结水精处理、汽水取样、制氢站）。

水系统功能

水网控制系统根据系统的控制包含有单体、连锁、互备、组操、自动等功能

所有具有组操工艺的设备设备组如过滤器、超滤、反渗透、一级除盐、二级除盐等；我们根据设计院或者工艺设备的生产厂家提供的具体要求组操工艺完成控制系统，具备自动到时跳步、步延、步进和运行指定等功能。

锅炉补给水，凝结水系统拥有全自动的运行模式，操作员只需在系统中选择需要启动的设备，多级确认后，一键启动制水。制水过程中，程序对水质进行检测及判断，及时弹出窗口，警告操作员是否改变系统运行方式。



除灰系统的工艺描述、控制功能和特点

灰系统描述

灰网系统包括除灰和除渣两大系统，除灰系统包含收灰、运灰、储灰三个主要运行过程。除渣包括捞渣和储渣两大过程。

除灰系统的受控设备包括电除尘、布袋除尘，仓泵，输灰路径的阀门，库顶切换阀，灰库出料阀，灰蛟龙，气化风机，空压机和电加热器等设备。

除渣系统的受控设备包括捞渣机、碎渣机、挡板、输渣皮带和渣水处理等设备。





控制功能

和利时的飞灰系统具备全自动循环运行，堵管后自动吹堵排堵，排堵成功后自动恢复运行等功能。操作员只要选择运行单个电厂的运行模式后点击启动，单个电厂即可自动运行。飞灰系统中当单个电场内出现设备故障时可以单个电厂解列，不影响其他电场的自动运行。

捞渣系统所有设备可以按流程逆序启动与顺序停机，整个输渣过程可以一键自动启动。

煤系统的工艺描述、控制功能和特点

系统说明

煤系统主要有输煤工艺和配煤工艺

输煤及通过卸车设备、煤场堆取设备、给煤设备、皮带输送设备、除铁设备、除大块设备、破碎设备将煤从煤源（火车、汽车、煤场）运到煤仓间。

配煤及通过犁煤设备将煤仓间皮带上的煤均匀分配到每个原煤仓中。

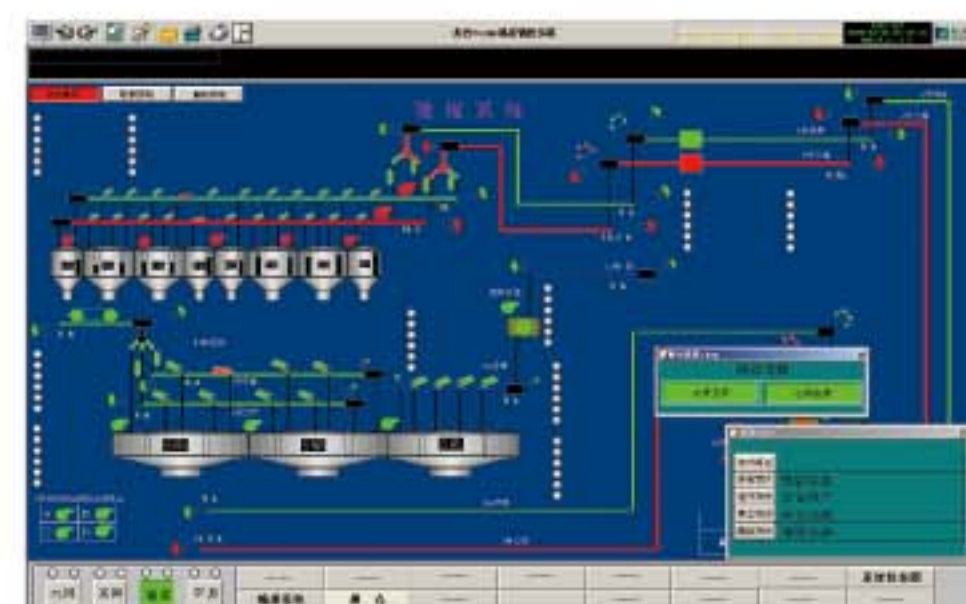
由于输煤系统现场设备分散，输煤线路长等特点，整个系统一般分为多个设备相对集中的分站进行控制：在程控室设立主站；在碎煤机室或转运站及原煤仓间设立远程站。

软件功能说明

输煤过程具有程控自动、联锁手动、解锁手动三种功能。另外还有实验方式和就地控制方式。配煤过程具备自动配煤和手动配煤控制方式。

自动输煤是通过上位机选流程，然后预启。待挡板和除铁器到位后，发出允许启动，这时按下程启按钮，设备自动依次启动，进入正常工作状态。工作完毕后，按程停按钮，系统自动停机。

程序配煤是根据现场煤位信号进行配煤，即低煤位优先配，顺序时间配及煤源停止后的皮带余煤配。配煤过程操作人员可随之设置首仓、尾仓和检修仓。同时可以指定仓优先配。



超临界直流机组的控制系统SPOTB (The Control System Of Supercritical Pressure One-Through Boiler)

超临界直流机组特点

- 超临界直流炉没有汽包，要求燃水比、风燃比及减温水等的调节品质相当高。
- 超临界直流炉蓄能小且呈分布特性，变负荷性能差，汽压保持比较困难。
- 超临界直流机组表现出严重非线性。
- 超临界直流机组是一个多输入、多输出的被控对象，具有强烈的耦合特性。



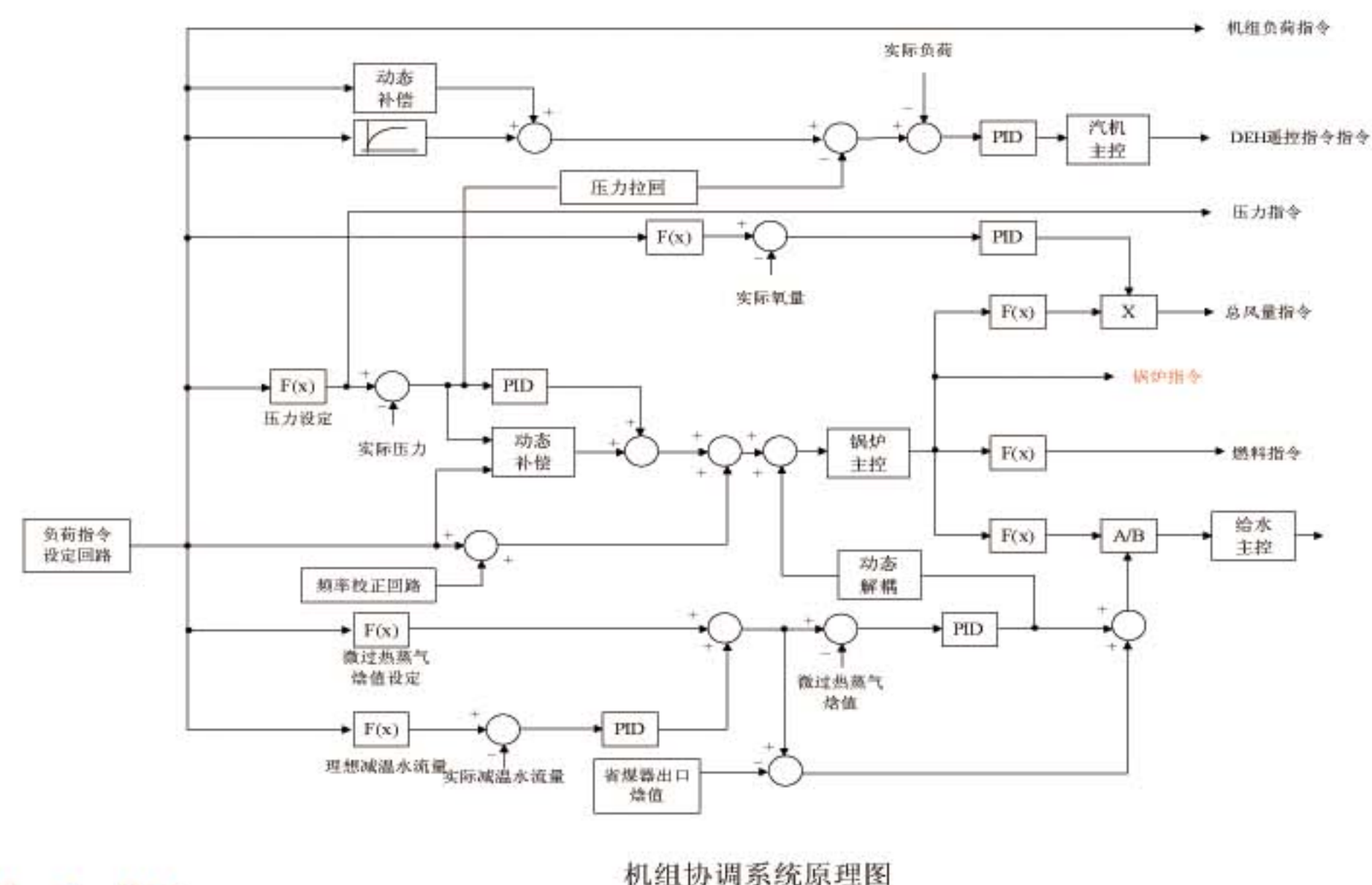
超临界直流机组协调控制

根据不同类型的锅炉以及制造厂不同的控制要求，一般有两种典型的协调控制方案。如下：

- 汽机跟随为基础的机炉协调控制系统
- 锅炉跟随为基础的机炉协调控制系统

其中以锅炉跟随为基础的机炉协调控制系统能较好适应AGC的要求，目前正广泛采用。

控制原理框图如下：



机组协调系统原理图

控制功能

协调控制主要有以下回路组成：负荷指令处理回路、压力定值回路、锅炉主控回路、汽机主控回路、频率修正回路、热值修正回路、RUNBACK回路。

机组运行方式：协调控制模式 (CCS)，锅炉跟随模式 (BF)，汽轮机跟随模式 (TF) 和基本模式 (BASE) 四种运行模式。

负荷指令处理回路：

该回路接受中调自动发电控制 (AGC) 指令，经速率限制，负荷上、下限限制和负荷指令增、减闭锁等运算后分别送往机、炉主控等回路；频率校正回路把频差信号转换为负荷偏差信号，分别叠加到锅炉主控和汽轮机主控的控制指令上。

压力定值回路：

压力设定是负荷指令的函数，通过惯性环节协调锅炉与汽机的不同特性。提供人工修改偏置接口。压力定值的变化速率由正常工况速率和RB工况速率两种。

超临界机组均采用滑压运行方式。根据汽轮机类型的不同，一般采用复合滑压（定-滑-定）或纯滑压方式运行。

锅炉主控回路：

锅炉主控回路由协调方式锅炉指令回路和BF方式锅炉指令回路以及RB方式锅炉指令回路组成。协调方式锅炉指令回路由机前压力的偏差调节回路、负荷指令的前馈回路、动态补偿回路组成。

汽机主控回路：

汽机主控回路由协调方式汽机指令回路和TF方式汽机指令回路组成。RB发生时汽机主控自动切换至TF方式回路。

RUNBACK回路：

RUNBACK功能由RUNBACK动作回路和RUNBACK指令回路和RUNBACK燃料切除回路组成。RB发生时机组处于TF方式运行。

超临界直流机组给水控制

超临界机组的给水控制是协调回路的重要组成部分，根据协调控制采用的方案的不同，给水控制也有两种典型的控制方案：

- 水跟煤的控制方式
- 煤跟水的控制方式

其中以水跟煤的控制方式能更好的控制中间点温度，目前正广泛采用。由于中间点焓值特性更稳定，一般采用中间点焓值的给水反馈控制。

给水控制回路一般由湿态方式和干态方式下的控制回路组成。

湿态下的给水控制与汽包炉的给水控制基本相同。

干态下的给水控制回路包括：给水指令形成回路、焓值调节回路、焓值设定修正回路、焓值设定值形成等多个回路。

焓值设定修正回路：

协调喷水减温和给水调节之间的调节作用，建立喷水温度调节和给水调节之间的传递通道。把各级减温器前后的温差或减温水流量都控制在合适的范围。

焓值设定形成回路：

焓值设定回路由正常焓值设定回路、焓值设定修正回路、异常工况焓值修正回路组成；

焓值调节回路：

焓值设定与分离器出口的焓的偏差调节。

给水指令形成回路：

根据燃水比，由锅炉指令产生的给水流量经过计算得出干态下的给水流量指令。

应用案例一： HOLLiAS MACS 系统在国华呼伦贝尔电厂 (2*600MW) 空冷机组的应用

引言

国华呼伦贝尔能源工程地处内蒙古呼伦贝尔市宝日希勒矿区。是国家振兴东北老工业基地战略的重要能源工程。一期装机2台600MW超临界空冷直流机组。DCS和DEH控制系统采用和利时公司的HOLLiAS MACS系统。



项目概述

锅炉制造：哈尔滨锅炉厂 型号：HG-1913/25.4-HM15

汽机制造：上海汽轮机厂 型号：NZK600-24.2/566/566

热工自动化设备：和利时公司制造 型号：HOLLiAS MACS 大型集散控制系统

项目规模

单元机组和公用系统I/O点：

信号类型	单元机组	锅炉部分	汽机部分	空冷部分	电气部分	DEH部分	公用系统
AI	2400	939	576	600	134	151	140
AO	306	184	61	56		5	4
DI	4765	2405	855	604	840	61	504
SOE	123	38	55		30		28
DO	1849	1102	363	180	161	43	182
PI	16	7			9		2
							860

另有594点通过采集前端以通讯方式送入DCS。

系统功能

- 自动发电控制 (AGC)
- 机炉协调控制系统 (CCS)
- 锅炉炉膛安全监控系统 (FSSS)
- 数据采集系统 (DAS)
- 锅炉烟气脱硫控制 (FGD)
- 汽轮机数字电液控制系统 (DEH)
- 模拟量控制系统 (MCS)
- 顺序控制系统 (SCS)
- 发变组和厂用电控制系统 (ECS)
- 直接空冷凝汽器控制系统 (ACS)
- 锅炉烟气脱硝控制 (SCR)
- 机组仿真系统 (OTS)



系统特点

系统网络结构

该项目两台机组和公用系统设三个“域”，域间用光缆连接，可以互相通讯，用户通过口令可以监视、操作不同域设备。DEH系统与DCS系统在一个工程师站集中管理。空冷系统以远程站方式接入系统控制网。数据I/O服务和历史趋势服务分别布置在不同的服务器，不仅提高了实时处理能力，降低了负荷率，而且极大地增强了可靠性。

控制策略特点

DCS系统采用了炉跟随的直流炉协调控制策略、中间点焓值控制的给水控制策略、针对褐煤的燃烧调节策略。针对高寒地区空冷机组的运行设计了完善的防冻保护和回暖程控。

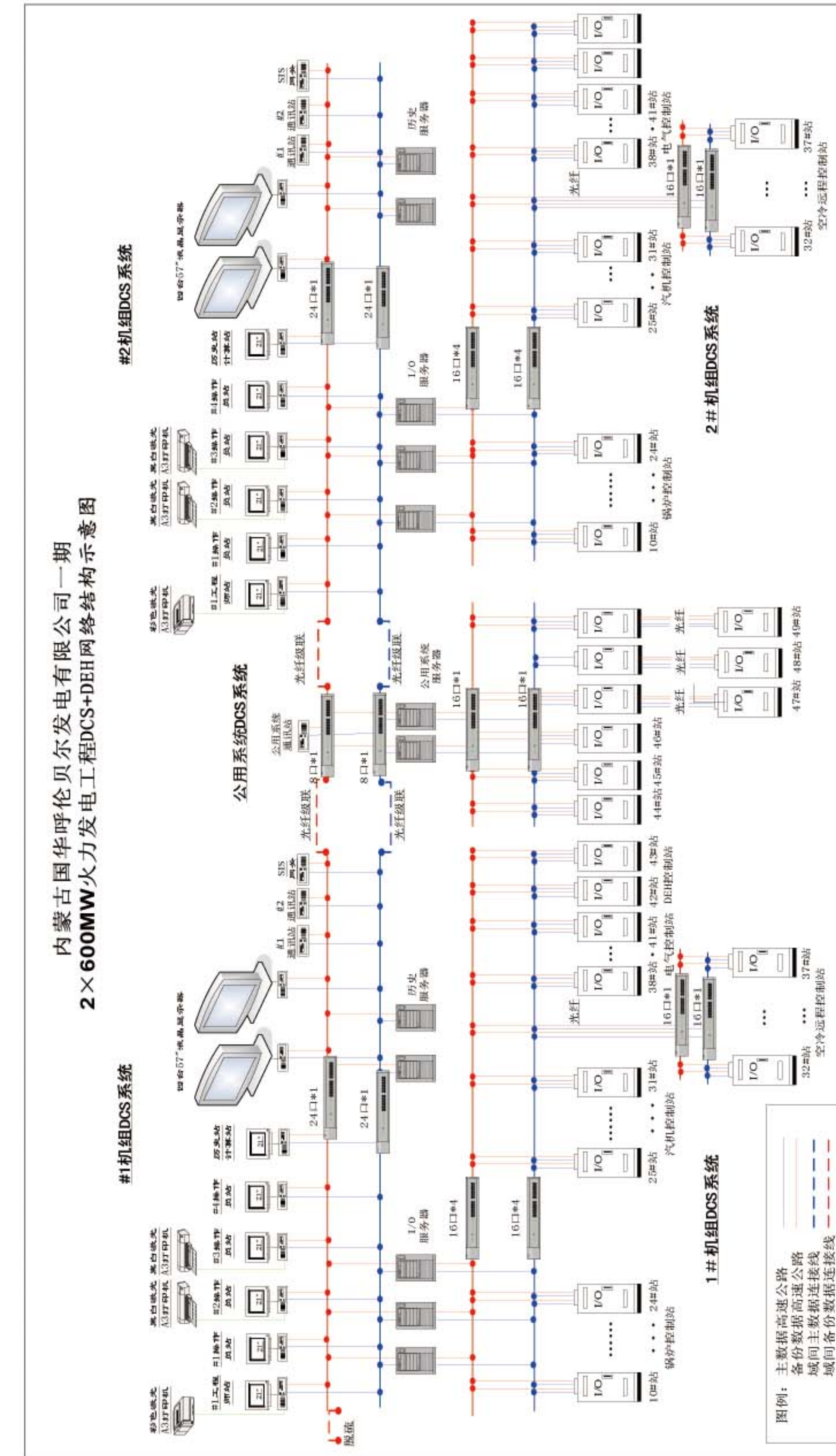
DEH系统一次调频回路和主汽门、调门切换回路采用了独特的设计，使升速阶段、故障甩负荷时的转速控制更稳定。

后记

国华呼伦贝尔电厂（2*600MW）项目，采用和利时公司HOLLiAS MACS系统实现机炉一体化控制。在项目实施过程中，北京国华电力公司组织国内电力系统的专家对系统功能、性能和控制方案进行了全面的测试、审查。机组试运中，系统各项测试指标和试验参数均达到行业标准。

2010年12月1日两台机组通过168小时试运后正式投入商业运行。

呼伦贝尔电厂HOLLiAS MACS系统的结构如下图所示：





应用案例二： HOLLiAS MACS系统在国华台山发电厂二期工程 (2×1000MW) 超超临界机组中的应用

摘要：本文介绍了和利时公司的HOLLiAS MACS分散控制系统在广东国华台山发电厂二期工程2×1000MW超超临界机组中的应用，主要包括HOLLiAS MACS的系统配置，实现的控制功能，以及与其它第三方系统的通讯接口等。

关键词：HOLLiAS MACS 分散控制系统 超超临界机组

引言

我国首台采用国产化控制系统的1000MW超超临界燃煤发电机组：广东国华台山发电厂二期工程(2×1000MW)6号机组，于2011年3月29日10:08一次性高标准通过168小时考核，顺利移交生产。该机组的DCS控制系统采用了和利时公司的HOLLiAS MACS系统。

工程概况

广东国华台山发电厂二期工程扩建两台超超临界1000MW燃煤发电机组，锅炉、汽机、发电机三大主机均由上海电气集团提供。

锅炉采用上海锅炉厂有限公司引进Alstom-Power公司Boiler GmbH技术生产的1000MW锅炉，型号为SG3091/27.56-M54X、超超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉、一次再热、单炉膛单切圆燃烧、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构塔式布置。主要参数为：3091t/h/27.56MPa/60°C/2580.9t/h/5.96Mpa/603°C/298°C。系统配置30%BMCR容量的启动循环泵。锅炉最低稳燃负荷为30%BMCR。锅炉点火采用0号轻柴油，采用二级点火方式。同时配置微油点火系统。

汽机采用上海汽轮机有限公司引进西门子技术生产的TC4F型汽轮机。高中压联合启动，超超临界、一次中间再热、单轴、双背压、四缸四排汽。汽轮机采用定-滑-定运行方式。机组能满足各种运行方式并具有调峰能力。主要参数为：1000MW/3000r/min /26.25 Mpa /600°C/2943.065t/h /5.335 Mpa/600°C/5.7/6.7 kPa。

发电机采用上海汽轮发电机有限公司的THDF 125/67型发电机。发电机转子绕组及铁芯为氢冷，定子绕组为水冷。主要参数为：1000MW/50Hz/27000V/0.9/无刷励磁。

项目规模

单元机组DCS（含炉、机、电和脱硫系统）以及公用系统的物理I/O点：

信号类型	单元机组	锅炉部分	汽机部分	脱硫部分	电气部分	公用系统
AI	2391	1113	803	380	95	227
AO	350	226	64	60	0	26
DI	6841	2934	1774	1696	437	1414
SOE	398	85	100	28	185	14
PI	12	6	0	0	6	2
DO	2816	1204	692	749	171	563
合计	12808	5568	3433	2913	894	2246

(单元机组+公用系统) 总的I/O点数：15054

系统配置

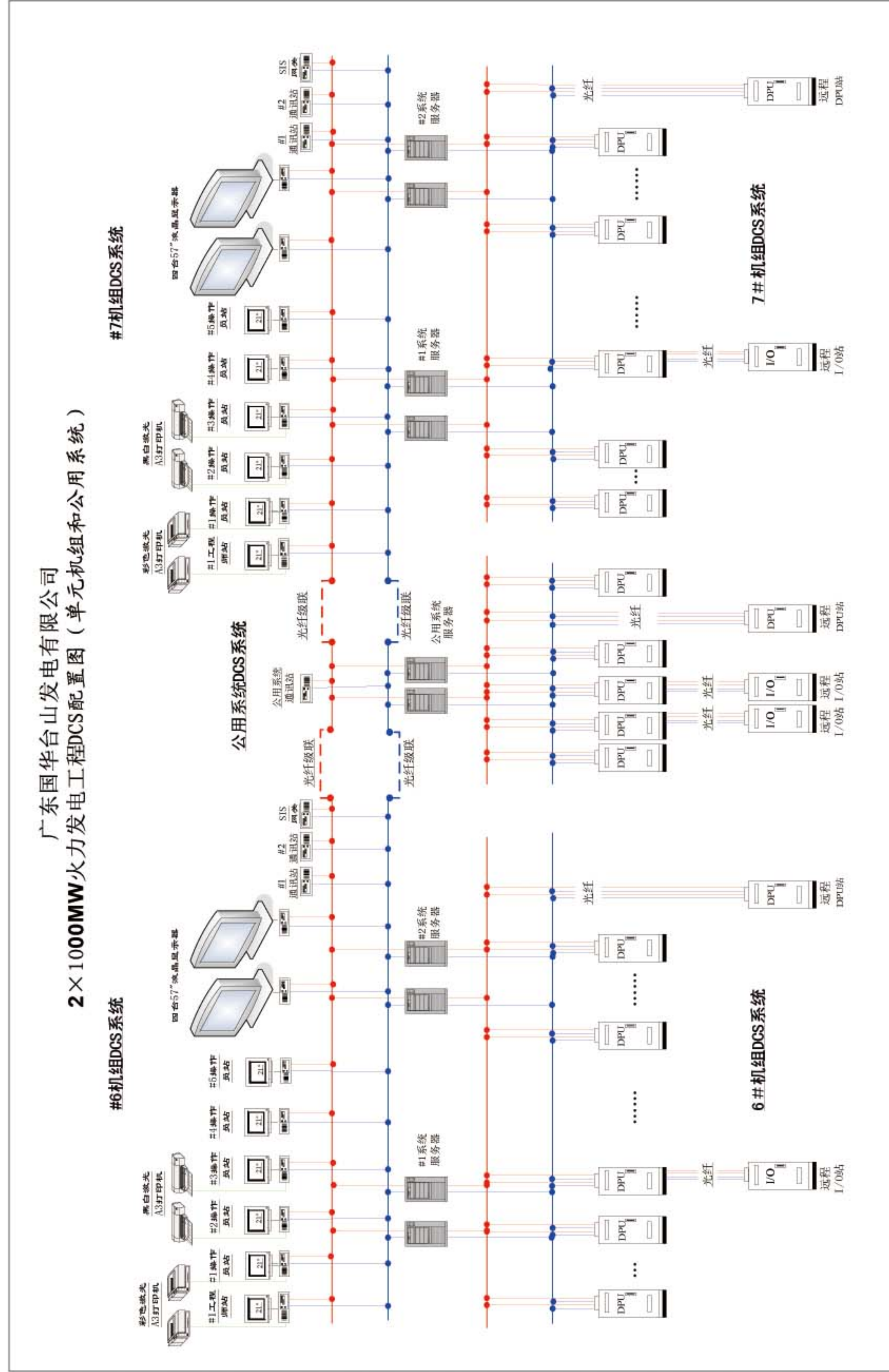
和利时公司的HOLLiAS MACS系统是用一个开放的系统软件平台，将各种控制功能与管理功能相结合，构成了一个集成开放的系统平台。在此基础上，和利时公司结合不同行业自动化控制的需求特点，推出专业化的控制方案，最大限度地满足不同行业的应用需要。

国华台山电厂的二期工程包括#6机组和#7机组，分散控制系统的控制范围包括单元机组、机组脱硫系统和二期公用系统。整个DCS系统按照HOLLiAS MACS的网络结构划分为#6机组、#6机组脱硫、#7机组、#7机组脱硫以及公用系统共五个域，并且与电厂管理信息系统(MIS)、监控信息系统(SIS)等留有通讯接口。

单元机组DCS的监控范围包括锅炉及其辅助系统、汽轮机及其辅助系统、发电机变压器组、厂用电系统等。机组脱硫系统DCS的监控范围包括脱硫增压风机、吸收塔、氧化风机等。二期公用系统的监控范围包括二期厂用电公用部分、空压机系统、氨储系统、空调系统等。同时，DCS还与汽机DEH、主机TSI、发变组保护系统、BOP系统等进行通信，从而实现DCS对整台机组的统一监控和管理。

DCS的主要功能包括：数据采集系统(DAS)、模拟量控制系统(MCS)、顺序控制系统(SCS)、锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)、旁路控制系统(BPS)、汽动给水泵控制系统(MEH+METS)、电气控制系统(ECS)、脱硫系统(FGD)控制等。

台山发电厂二期工程的DCS控制系统硬件配置示意图（单元机组和公用系统）如下：



DCS网络结构

HOLLIAS MACS分散控制系统，可以划分为监控层和控制层两个层次。监控层的设备主要包括工程师站、操作员站、通讯站等；控制层的设备主要包括实现各种控制功能的控制站（包括远程控制站和远程I/O站）。工程师站、操作员站和通讯站等与系统服务器的互连，通过监控网（M-NET）使用以太网协议通讯，通讯速率100Mbps。

控制站与系统服务器的互连，通过系统网络（S-NET）使用HSIE网络协议，通讯速率10/100M自适应。HSIE网络协议基于可靠的工业以太网通讯协议，信息传输实时、可靠。

控制站内部的数据通讯网络称为控制网（C-NET），控制网采用Profibus现场总线。使用Profibus-DP协议，通讯速率500Kbps，实现控制器与过程I/O模块的通讯，符合IEC61158国际标准。所有支持Profibus-DP协议的控制站（如PLC）和智能仪表只要提供相应的GSD设备文件，都能作为主控的从站与HOLLIAS MACS系统进行通讯。

HOLLIAS MACS系统的网络结构具有灵活的扩展性，对于距离电子设备间较远的控制现场，可以通过在现场设置远程控制站或远程I/O站的方式接入系统。例如本项目中，在锅炉现场设置远程I/O站对锅炉吹灰器进行控制；在循泵房就地设置远程控制站对循泵进行控制等。远程控制站和远程I/O站采用光缆通讯，保证了通讯的速度和质量。

DCS硬件配置

HOLLIAS MACS分散控制系统的硬件设备主要包括控制机柜、工程师站、操作员站、数据服务器、通讯站、大屏幕显示器、激光打印机等。另外，根据DCS合同要求，集控室和工程师站的操作台、紧急跳闸按钮操作盘、UPS电源分配柜（含切换装置）、接地柜等设备也由和利时公司供货。

工程师站是配有系统组态软件的计算机，工程师站对应用系统进行功能组态，包括操作员站组态和控制器组态，并进行在线下载和在线调试，是工程师对工程实施各种控制策略和人机交互方式的工作平台。

操作员站是配有实时监控软件和各种可配置的人机接口设备的计算机，完成对生产过程和现场参数的实时监控与操作。操作员站可全面完成对现场工艺状况的显示、报警、打印、历史数据记录和再现以及报表等功能。本工程中，DCS的工程师站和操作员站采用DELL工作站，型号为Precision T3400n，运行在基于Windows NT/2000构架的Windows XP中文版SP2平台之上。



数据服务器采用高性能服务器，完成实时数据库及历史数据库的管理和存取，服务器为双冗余配置，并可根
据实际工程规模灵活配置。本工程DCS的数据服务器采用DELL机架式服务器，型号为PowerEdge 2950，操作系统
为Windows Server 2003。

HOLLIAS MACS系统中，较复杂的计算和管理任务交给网络上的高性能的数据服务器，频繁与操作员打交道
的人机界面等任务交给操作员站。这种体系结构结构灵活、处理效率高，易于扩充、适应范围广，可维护性强。

运行人员通过操作员站上的人机界面将请求发给数据服务器，而由高性能的数据服务器完成专门负责数据库
的操作和维护，同时把结果返回给人机界面或将指令下传到主控单元。在网络里传输的只有SQL语句和结果数
据，提高了整个系统的吞吐量和响应时间。

控制功能

模拟量控制系统（MCS）

台山电厂二期工程机组的主要工艺系统特点为：主蒸汽和再热蒸汽均采用单元制系统；机组旁路系统采用
100%(BMCR)容量的高压、65%(BMCR)容量的低压两级串联旁路；无高压安全门，设有再热器安全门。

给水系统：采用2台50%容量汽动调速给水泵，每台汽动调速给水泵配有一台定速电动机拖动的前置泵。不
设电动给水泵。给水操作台设两路，主路不设调节阀，正常运行时给水的调节通过控制给水泵的转速来实现，
旁路上设置一个给水调节阀，供启动和低负荷时使用。采用带炉水循环泵的启动系统，通过循环泵将分离器的
疏水打入省煤器入口。

风烟系统：采用平衡式通风系统，送风机(2台)采用动叶可调轴流风机，引风机(2台)采用静叶可调轴流风
机。空气预热器(2台)为三分仓容克式空气预热器。除尘器(2台)为四电场静电除尘器。

制粉系统：采用正压冷一次风中速磨直吹式制粉系统，主要设备（每炉）包括：6台中速磨煤机(对于设计
煤种，5运1备)，6台电子称重式皮带给煤机，2台动叶可调轴流式一次风机，2台离心式磨煤机密封风机。

回热系统：回热系统为三高加、四低加、一除氧。除氧器采用全滑压运行方式。

脱硝系统：主要由选择性催化还原法(SCR)脱硝装置、氨的制备及存贮系统等组成。

单元机组的主要控制回路包括，机炉协调控制、燃料控制、制粉系统控制、启动系统控制、给水控制、过热
器喷水减温控制、再热汽温控制、总风量控制、炉膛压力控制、一次风压控制、二次风箱压力控制、除氧器系
统控制、凝结水系统控制、高低加水位控制、轴封控制等。

本期工程的汽轮机DEH为上海汽轮机厂配套的西门子SPPA-T3000 系统，控制汽机本体。汽机本体的辅助系
统，主要包括汽机本体疏水、轴封系统、抽汽系统、真空破坏阀、主机润滑油、顶轴油、盘车电磁阀等分别由
DCS中的MCS和SCS控制。重要测点通过DCS与DEH间的硬接线连接，辅助测点通过通讯方式进行数据交换。机组
正常运行时，可由DCS完成对汽轮机的监控和操作。

顺序控制系统（SCS）

机组的顺序控制系统（SCS）实现锅炉、汽机各辅机设备的控制、联锁、保护以及顺控启停等功能。SCS的
设计分为子组级和设备级，运行人员可以对设备进行单独操作，也可以将相关设备按子组进行顺控启停。同
时，提供设备的操作提示、报警首出等信息，以方便运行人员操作。

单元机组的锅炉SCS和汽机SCS主要包括以下功能子组：

锅炉SCS包括：烟风系统子组、空预器子组、送风机子组、引风机子组、一次风机子组、锅炉疏放水子组、
过、再热器减温水子组、过、再热器疏水子组、吹灰系统子组等。

汽机SCS包括：主、再热蒸汽疏水子组、高加及抽汽子组、除氧器及四段抽汽子组、低加及抽汽子组、给水
和小机子组、凝结水子组、汽机真空子组、汽机轴封子组、汽机润滑油子组、循环水子组、开式循环冷却水子
组、闭式循环冷却水子组、发电机定冷水子组、发电机密封油子组、辅汽子组、凝结水输送子组等。

锅炉炉膛安全监控系统（FSSS）

FSSS(Furnace Safeguard Supervisory System)，锅炉炉膛安全监控系统。它是现代大型火电机组锅炉必须具备
的一种监控系统，它能在锅炉正常工作和启停等各种运行方式下，连续密切监视燃烧系统的大量参数与状态，
不断进行逻辑判断和运算，必要时发出动作指令，通过种种连锁装置，使燃烧设备中的有关部件严格按照既定
的合理程序完成必要的操作或处理未遂事故，以保证锅炉燃烧系统的安全。

炉膛安全监控系统一般分为两个部分，即燃烧器控制BCS(Burner Control System)和燃料安全控制FSS(Fuel
Safety System)。燃烧器控制系统的主要功能是对锅炉燃烧系统设备进行监视和顺序控制，保证点火器、油枪和
磨煤机系统的安全启动、停止、运行。燃料安全系统的功能是在锅炉点火前和跳闸、停炉后对炉膛进行吹扫、
防止可燃物在炉膛积存，在监测到危及设备、人身安全的工况时，启动MFT，迅速切断燃料，紧急停炉。

FSSS系统主要功能包括：锅炉炉膛吹扫、主燃料跳闸MFT 及发出跳闸原因及首出记忆、油燃料跳闸OFT及发
出跳闸原因及首出记忆、燃油泄漏试验、炉膛灭火保护、火焰检测、锅炉燃油进油、回油阀控制功能、油燃烧
器控制功能、微油点火控制功能、制粉系统控制功能、火检冷却风系统控制功能等。



旁路控制系统 (BPS)

本项目采取100%的高压旁路,不设过热器安全门,设65%的低压旁路,设再热器安全门。旁路在系统中起着启动、溢流和安全三项作用。

高旁控制方式:机组在主蒸汽升压至汽机冲转压力后进入定滑定的压力运行模式,旁路配合锅炉、汽机实现这种定滑定的主蒸汽压力运行模式。高压旁路控制在锅炉运行过程中分为A1、A2、A3、B和C方式,锅炉熄火后分为D和E方式。其中,A1、A2方式是为了使锅炉起压;A3方式下锅炉升压至汽机冲转压力并进入第一个定压模式;滑压运行模式及第二个定压模式由锅炉主控或汽机主控实现,此时旁路进入B方式(当压力波动,旁路调节时,仍然为B模式,这是由“DEH发出全部蒸汽进入汽机”决定,该信号由RS触发器锁定,当跳闸或FCB时才释放);旁路的C、D和E方式为汽机故障或锅炉停机工况下的压力控制模式。

总的来说:A1、A2、A3为机组启动及低负荷阶段,B方式为正常调节阶段,C方式为汽机跳闸阶段的调节,D方式为停炉后待启阶段,E方式为停炉检修。

低旁控制:锅炉刚点火时,低旁是关闭的,随着蒸汽压力的上升,高压旁路打开,当高旁开至2%时,低旁进入压力控制方式,并将低旁刚开启时的再热蒸汽压力作为低旁压力的定值。随着负荷的增加,为维持再热器起始压力,低旁阀门逐渐开大至70%上限。此时低旁进入升压阶段,直到再热器压力达到中压缸冲转压力(冷态时为2.5MPa)。然后将低旁压力设定值切换到中压缸冲转压力,并取消阀位上限,通过低旁阀门的调节来维持中压缸冲转压力。与高旁相似,在汽机冲转、并网且接受全部蒸汽后,低旁全关并进入安全方式,即溢流方式。低旁蒸汽溢流设定值是锅炉指令的函数,比正常的热再运行压力大0.015~0.05MPa。当汽机故障或跳闸而使再热汽压力超过设定值时,低旁将打开泄压。停炉后如果在短时间内需要重新点火生炉,则打开低旁,按一定的速率将压力泄至主汽压力的一半,并小于5MPa,以备锅炉下一次启动用。由于低旁容量为65%,在再热器上另设4只安全门,用于高负荷汽机跳闸时,共同协助低旁泄压。

高、低旁温度控制:以旁路减压阀后的温度为被调量进行控制,以旁路蒸汽流量的减温水需求为前馈。旁路蒸汽流量根据蒸汽压力、减压阀开度、蒸汽温度、管道参数得出。通过焓值的变化量和减温水焓值计算出需要的减温水量。

汽动给水泵控制系统 (MEH+METS)

MEH的控制对象为机组给水系统的两台汽动给水泵,MEH/METS的控制功能包括,调节系统功能、试验系统功能以及限制保护功能。

调节系统功能,分为就地自动方式、阀控方式、遥控方式。小机刚运行时进入就地自动方式,可控制小机按经验曲线完成升速率设置、过临界转速区,直到转速上升到机组调速范围升速过程;阀控方式,机组运行后,就地自动方式和遥控方式未投入,且无关调门信号时即为阀控方式。在阀控方式下,通过主控画面可设置目标阀位(0~100%)和阀位变化率(0~100%/min)或按增、减按钮改变总阀位给定值(单位为%),来控制给水流量。在遥控方式下,系统转速给定接受来自与锅炉转速给定信号,在PID作用下调节给水泵转速。

试验系统功能,包括超速保护试验、调门严密性试验。超速保护试验用于检验各超速保护的動作转速。进行超速试验时候,目标转速最大设置为6100r/min,机组升速到6050r/min,检查超速保护是否动作。调门严密性试验用于检验调门严密性,调门严密性试验开始,调门关闭,转速下降到可接受转速,试验结束,并记录下惰走时间。

限制保护功能,包括挂闸功能、MEH保护功能、METS保护功能。挂闸功能,在机组已跳闸、所有进汽阀门全关、无打闸信号、且DCS允许启动的条件下,操作员按挂闸按钮或者程控挂闸信号来后,小机复位电磁阀带电,速关油压建立,延时2秒后判断机组已挂闸,挂闸电磁阀失电,挂闸操作完成。MEH保护功能,当有转速>6050r/min三取二测速板打闸、操作台手动打闸等信号时,MEH开出打闸去METS。METS保护功能,当有小机润滑油压低三取二、小机轴向位移大三取二、小机径向轴承温度过高、小机汽轮机轴振过大、小机排气温度高三取二等信号来时,METS开出打闸去打闸继电器,并记录首出。

电气控制系统 (ECS)

电气控制系统ECS控制系统的配置及范围,分为单元电气控制系统和公用电气控制系统。发变组及机组厂用电系统以及厂用电公用部分的监控主要由DCS系统来实现,重要的开关量控制信号和报警信号将通过硬接线接入DCS系统,发变组及厂用电系统监视用的DAS信号和必要的状态信号将通过ECMS以通讯方式接入DCS,最终满足在机组DCS人机界面上全部监控发变组与厂用电系统的功能。

单元电气控制系统监控范围包括:发电机-变压器组;发电机励磁系统;高压厂用电源;单元低压变压器、PC进线及分段;保安电源及柴油发电机组;单元机组直流系统(仅监测);UPS系统(仅监测)。公用电气控制系统监控范围包括:高压备变;公用低压变压器、PC进线及分段。



脱硫系统 (FGD) 控制

本期工程的两台机组，同步配套烟气脱硫系统。烟气脱硫装置采用石灰石/石膏湿法脱硫工艺，按一炉一塔配置，设有两台增压风机，不设GGH。

石灰石/石膏湿法烟气脱硫技术的脱硫过程为：将石灰石粉加水制成浆液作为吸收剂送入吸收塔，由浆液循环泵使石灰石浆液在吸收塔内自上而下进行循环。从锅炉引风机来的原烟气从吸收塔下部进入，向塔顶运动时与喷淋下来的石灰石浆液充分接触混合，烟气中的二氧化硫与浆液中的碳酸钙以及从塔下部鼓入的氧气进行化学反应生成硫酸钙，硫酸钙达到一定饱和度后，结晶形成二水石膏。经吸收塔排出的石膏浆液经浓缩、脱水，使其含水量小于10%，然后用输送机送至石膏贮仓，脱硫后的净烟气经过除雾器除去雾滴，由净烟道导入烟囱排入大气。

FGD的控制功能分为调节功能和顺控功能，主要包括增压风机入口压力控制、石灰石浆液浓度控制、脱硫塔pH值及塔出口SO2浓度控制、吸收塔液位控制、石膏浆排出量控制以及脱硫系统FGD启动/停止顺序控制、烟气系统启停控制、除雾器清洗程控、石灰石破碎输送系统顺控、石灰石制浆系统顺控、吸收塔系统顺控、石膏脱水系统顺控等。

通讯接口

HOLLIAS MACS系统具有广泛的开放性，支持TCP/IP、OPC/ODBC、MODBUS、Profibus等通讯协议，采用RS232/RS422/RS485、以太网等接口方式，可以通过系统的通讯站实现与其它系统的信息交流，系统间根据需要实现单向或双向通讯。

本期工程的单元机组设有一台SIS接口站和两台通讯站，以实现与电厂SIS系统和机组辅控系统的通讯。SIS接口站，采用OPC方式与SIS系统通讯。SIS接口站运行通讯服务软件，将机组各系统的主要参数送至电厂SIS系统，供电厂生产管理人员在办公室查阅。每套SIS接口站均有3个以太网通讯口和招标文件要求的硬件防火墙。两台通讯站采用MODBUS等通讯协议，与机组辅控系统进行数据交换，实现DCS对机组的集中监控。主要包括：锅炉各受热面壁温、锅炉泄漏监测系统、锅炉水力吹灰系统、空预器LCS装置、发电机定子线圈温度、发电机定子铁心温度、凝结水精处理、电气ECMS系统等。

后记

HOLLIAS MACS控制系统在广东国华台山项目上的成功应用，标志和利时公司的DCS系统产品有能力承担超大型电站控制工程，和利时公司的技术人员具有实施大机组控制工程的能力及经验。

HOLLIAS MACS控制系统在1000MW机组的成功应用，标志着国产DCS系统再次上了一个新的台阶。具有自主知识产权的国产DCS系统，不仅可以完成300MW、600MW电站控制工程，同样可以完成1000MW等级的超大型电站控制工程。

电力典型业绩表

用户单位	机组编号	机组规模	标准功能									
			DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS	DEH	MEH	BOP	FGD
广东国华粤台山发电有限公司	6#、7#	1000MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS		MEH		FGD
内蒙古国华呼伦贝尔发电有限公司(空冷)	1#、2#	600MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS	DEH			FGD
陕西国华锦界能源有限责任公司(空冷)	1#~4#	600MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS				FGD
华能长春热电厂	1#、2#	360MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS	DEH	MEH		FGD
广东顺德德胜发电厂	1#、2#	300MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS				FGD
福建龙岩发电有限公司(CFB)	5#、6#	300MW	DAS	MCS	SCS	FSSS	ECS	BPCS	DEH	MEH	BOP	