

# 太古长输水网集中供热项目现场交流研讨会



卫永杰

山西兴能发电有限责任公司发电部副部长，热动专业工程师。长期从事电厂运行、热网管理工作，在汽轮机运行，热网调试、运行及优化方面有丰富经验。

## 山西兴能发电有限责任公司供热工程项目 技术方案及运行情况

主办单位：中国电力科技网 协办单位：山西兴能发电有限责任公司 中能建山西省电力勘测设计院有限公司  
2017年3月30-31日 中国·太原 太原市热力公司 山西工业设备安装集团公司 国电科学技术研究院

# 山西兴能发电有限责任公司

## 供热工程项目技术方案及运行情况

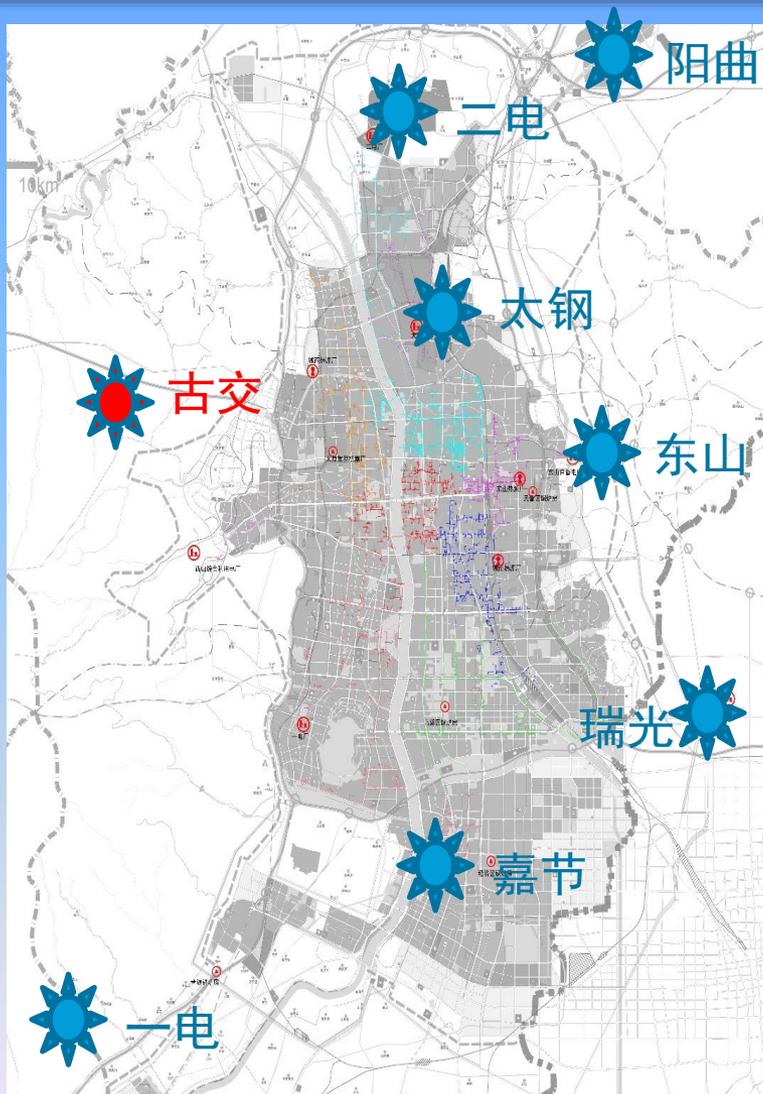
山西兴能发电有限责任公司

发电部卫永杰

# 汇报提纲

1. 项目背景
2. 供热概述
3. 主机的改造内容
4. 空冷列的防冻及备用
5. 热网及机组热负荷调节
6. 供热投运后现场主要问题及解决方案
7. 供热实际效果
8. 2017年供热改造内容
9. 其他电厂高背压供热改造可借鉴经验

# 1. 太古供热项目背景



## 1.1 保障太原市集中供热的需要

截止2014年底，太原市现状供热建筑面积1.61亿平方米，热电联产集中供热面积仅为9733万平方米，热电厂供热能力远远不能满足需求。因此，根据《太原市热电联产专项规划（2015年~2020年）》，山西兴能发电有限责任公司被列为太原市八个主要热源点之一。

# 1. 太古供热项目背景

## 1.2 节能减排的需要

火力发电是煤炭资源最高效的利用形式之一。然而，受环境条件和热力学基本规律的约束，燃煤火力发电的能源转换和利用效率仅能达到**40%**左右，**60%**的能量以低品位余热的形式被排放到环境中，造成能源的极大浪费和环境污染。能量在数量上具有守恒性，在质量上具有品位性。热电联产机组将高品质热量用于发电低品质热量用于供热，可有效减少冷源损失，显著提高能源转换利用效率，能源综合利用效率可以提高到**80%**以上，具有显著的节能减排经济社会效益。

当前**300MW**及以上等级的大容量热电联产机组，采暖供热汽源一般采用中压缸排汽，压力约为**0.3~0.5MPa**，温度为**235~276°C**左右；由亚临界以上参数的纯凝机组改为供热的汽源压力更是高达**0.7~1.1MPa**、温度达到**340~360°C**左右。造成了高品位能量的极大浪费。另一方面，采用抽汽式供热机组，为保证汽轮机低压缸安全，需要保证其最小冷却流量，供热抽汽量受到限制，往往造成机组的实际供热能力不足。而汽轮机低压缸因偏离设计工况运行，缸效率严重下降。未来随着供热机组容量的增加，上述不利影响将更为突出。大型空冷机组汽轮机长期运行的安全背压可达到**35kPa**，对应的排汽温度可达**70°C**左右。丰富的余热能资源，为构建低位能供热系统奠定了基础。

# 1. 太古供热项目背景

## 1.3 电厂简介

古交电厂规划总装机容量3120MW，其中一期工程 $2 \times 300\text{MW}$ 亚临界直接空冷发电机组，每台机组空冷有6列，每列4个单元，于2003年4月开工建设，2005年九月投产；凝结水精处理采用粉末树脂过滤器。二期工程 $2 \times 600\text{MW}$ 超临界直接空冷发电机组，每台机组空冷有8列，每列7个单元，于2008年8月开工建设，2011年6月投产；凝结水精处理采用粉末树脂过滤器+高速混床。三期工程 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界低热值煤空冷发电机组，于2015年6月开工建设，计划2017年7月投产。



## 2. 供热方案介绍

### 2.1 热网设备介绍

2.1.1 热网凝汽器：汽-水表面式加热器，用机组低压缸排汽加热热网循环水，其特点为面积大，端差小，运行实际端差为 $0.5\sim 1^{\circ}\text{C}$ 。

2.1.2 尖峰加热器：汽-水表面式加热器，用机组供热抽汽加热热网循环水。

2.1.3 疏水冷却器：用热网循环水回水冷却尖峰加热器疏水进一步回收热量，加热器疏水冷却至 $55^{\circ}\text{C}$ 后回收至排汽装置。热网疏水回收至除氧器的主要缺点：**a.**由于尖峰加热器投运时的疏水温度平均不超过 $110^{\circ}\text{C}$ ，较除氧器温度 $150\sim 160^{\circ}\text{C}$ 低，消耗较高的高品位四段抽汽，经过计算回收至除氧器的热经济性较差；**b.**热网疏水泵长期达不到额定出力，耗电量多；**c.**系统较回收至排汽装置复杂；**d.**加热器泄漏将直接污染锅炉给水，若回收至排汽装置凝结水精处理装置将进行处理。

2.1.4 凝结水冷却器：在凝结水精处理前增加凝结水冷却器，用太原市热网循环水回水对机组背压提高后的高温凝结水进行冷却，以保护粉末树脂过滤器和混床树脂，保证轴封加热器正常运行，保证各凝结水减温水用户适当温度的减温水。这样改造的优点是设备变动少，投资小。

2.1.5 循环水升压泵：克服凝结水冷却器及疏水冷却器热网循环水阻力。

2.1.6 热网循环泵：可热网凝汽器、热网尖峰加热器、管道及其它附属设备的阻力。

## 2. 供热方案介绍

### 2.2 热网流程介绍

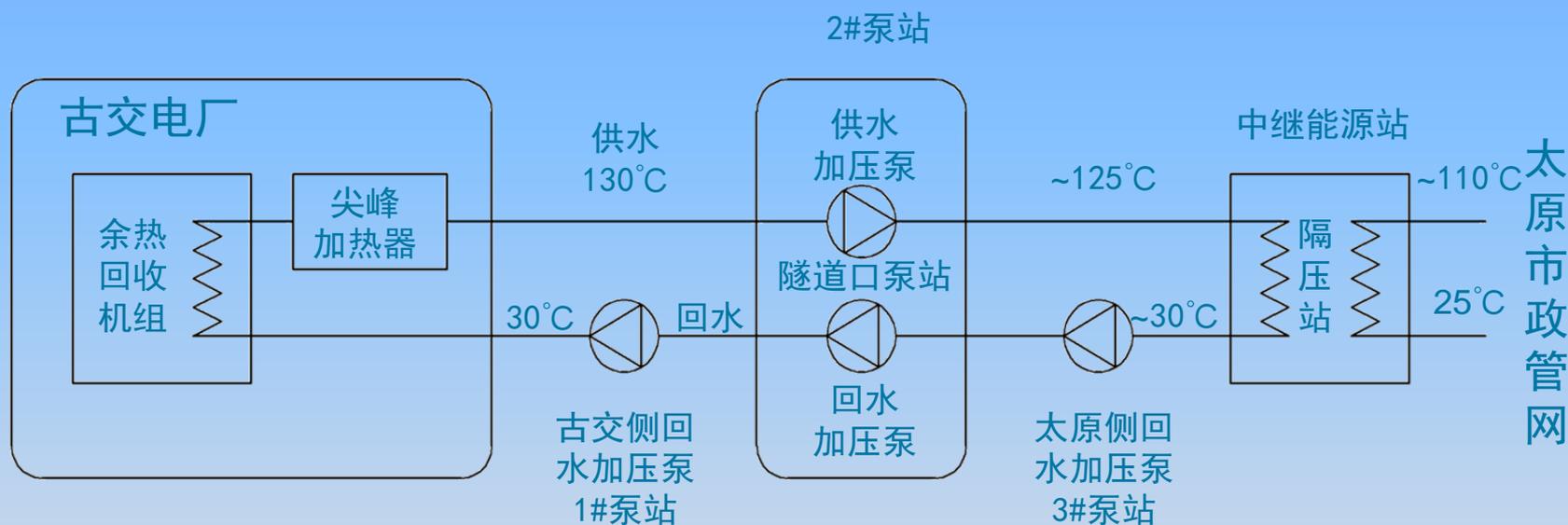
整体供热系统分为五部分，按照不同供热用户划分为太原、古交、屯兰、马兰、厂区，其系统流程简介如下：

#### 2.2.1 太原市：

热网回水（1号线、2号线两条独立管线）首先并列经过5号、6号机组的热网凝汽器，再经过4号机组并列4台乏汽背压凝汽器进行初步加热，再分别经过3号机组并列4台乏汽高背压凝汽器进行再次加热，之后再经过2号机组并列两台乏汽超高背压凝汽器进行最终乏汽加热。之后分别经过并列8台热网循环泵（1号线4台，2号线4台）分别进入4台并列的热网加热器加热后送至三期热网加热器向外供热。电厂距太原市城区37.8km，电厂地面标高1030米，太原市地面标高850米，全程最大高差180米。敷设两套独立的供热循环水系统：1号线、2号线，4条DN1400的供热管道（1号线1条供水管一条回水管，2号线1条供水管一条回水管），每套供热系统循环水流量为15000t/h。古交至太原长输管道全系统共设6级加压循环泵组（电厂循环泵一级，供水加压泵一级，回水加压泵四级）。每套供热系统有6组循环泵，每组循环泵设4台水泵，不设备用，全系统共计48台循环泵。循环泵转速调整均为变频调节，泵组运行频率控制原则为供热管线监控调度中心中央调度室根据供热管线实际运行状态，统筹安排，统一调度。

## 2. 供热方案介绍

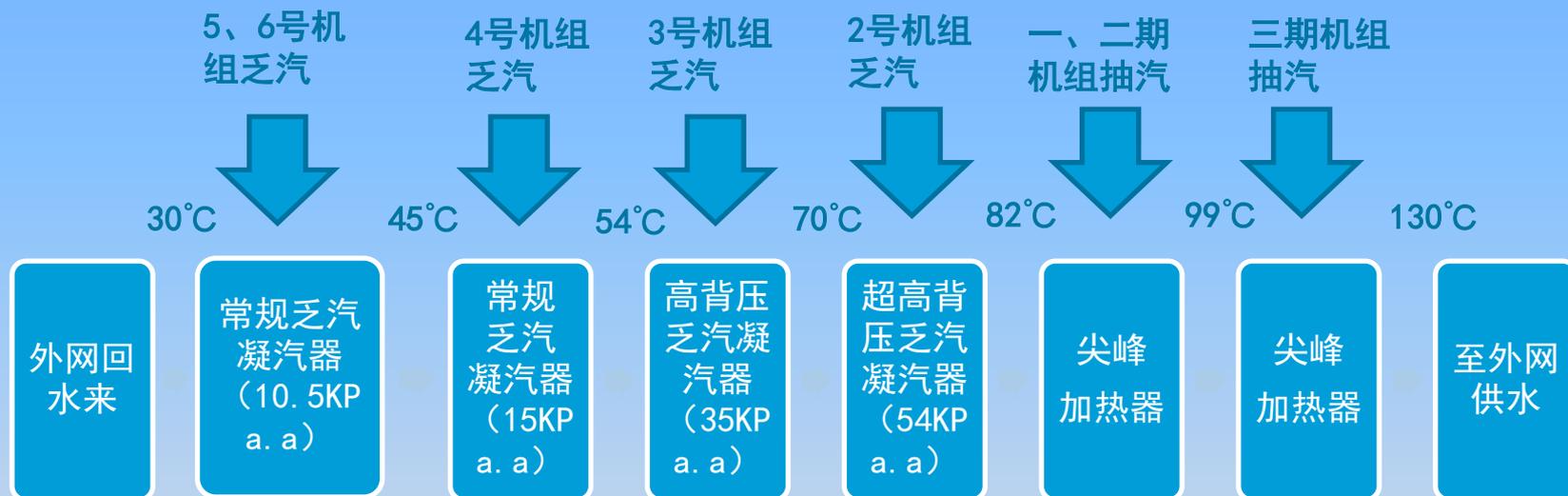
太原市热网流程厂外示意图：



太原供热系统的主要特点可总结为：长距离**38公里**；大温差，设计回水温度 **$30^{\circ}\text{C}$** 送出水温度 **$130^{\circ}\text{C}$** ；大落差**180米**。

## 2. 供热方案介绍

太原市热网流程厂内示意图：



机组供热的主要特点：**1.充分利用机组乏汽供热；2.根据能量品位不同合理分配能量，优化能源利用方式，即：温度对口、梯级利用；**

## 2. 供热方案介绍

### 2.2 热网流程介绍

#### 2.2.2 古交市：

热网回水首先经过4号机组乏汽高背压凝汽器进行初步加热，再经过3号机组乏汽高背压凝汽器进行再次加热，之后再经过2号机组乏汽超高背压凝汽器进行最终乏汽供热，之后经过并列3台热网循环泵（2用1备）进入2台并列的热网加热器加热向外供热。

#### 2.2.3 马兰矿：

热网回水首先经过3号机乏汽高背压凝汽器进行初步加热，之后再经过2号机组乏汽超高背压凝汽器进行最终乏汽供热，之后经过并列2台热网加热器加热后再进入3台并列的热网循环泵向外供热。

#### 2.2.4 屯兰矿：

热网回水首先经过3号机乏汽高背压凝汽器进行初步加热，之后再经过2号机组乏汽超高背压凝汽器进行最终乏汽供热，之后经过并列3台热网循环泵进入2台并列热网加热器加热向外供热。

#### 2.2.5 厂区：

热网回水经过2号机组乏汽高背压凝汽器进行加热后，再经过1台热网加热器加热后进入2台热网循环泵（1用1备）向外供热。

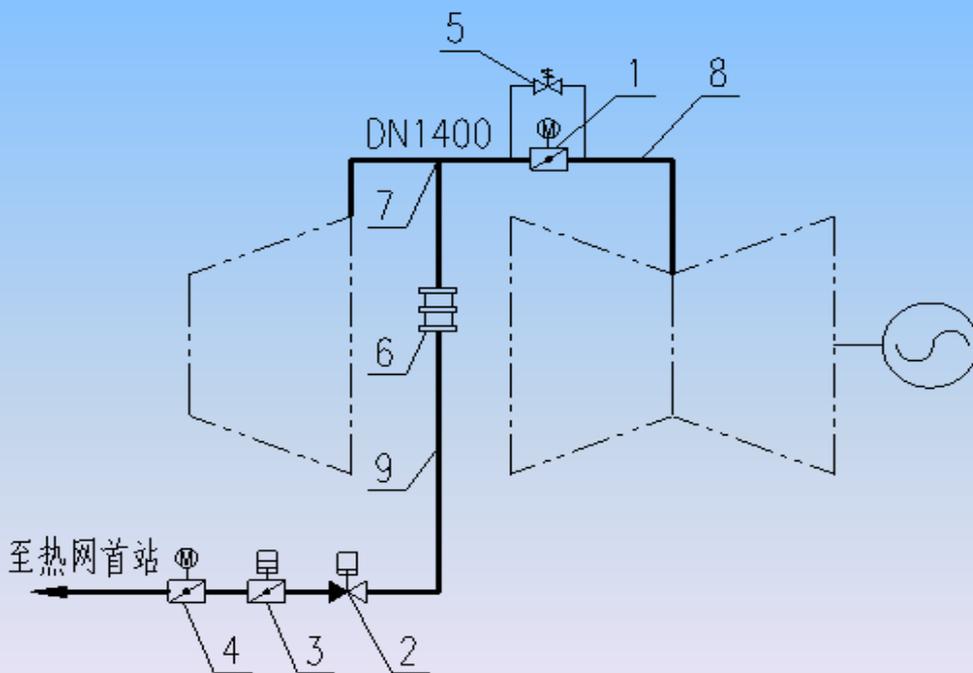
# 3. 主机改造内容

## 3.1 #1机组供热改造内容:

### 3.1.1 #1机组本体改造内容

中压转子更换末两级叶片及隔板。

更换带有抽汽口的中低压联通管，在中低压联通管上增设供热蝶阀及其驱动机构；抽汽管道上增设逆止阀、快关阀、安全阀等满足供热工况运行的要求；



- 1、抽汽压力调控碟阀；
- 2、抽汽逆止阀；
- 3、抽汽快关阀；
- 4、抽汽关断阀；
- 5、安全阀；
- 6、联络管；
- 7、高、低压连通管；
- 8、三通；
- 9、抽汽管道。

## 3. 主机改造内容

### 3.1.2 #1机组空冷及排汽装置改造内容

空冷每一列增加进汽蝶阀、抽空气蝶阀、凝结水阀。

拆除机房运转层室外的凝结水箱，空冷凝结水回水直接回排汽装置，为了提高回热除氧效果，在排汽装置内部增设凝结水雾化装置。拆除排汽装置疏水泵，主机凝结水排汽装置直接自流到凝结水泵入口，为了防止凝结水泵汽蚀，将原布置在汽机房零米的凝结水泵下移7米。

### 3.1.3 改造后机组主要技术规范如下：

型号：CZK300/255-16.7/0.8/537/537型；

型式：亚临界、中间再热、双缸双排汽、单轴、直接空冷、抽汽供热

额定功率：300MW；

额定主蒸汽压力/温度（主汽门前）：16.67MPa/537°C；

额定流量：1005t/h；

最大流量：1065t/h；

采暖抽汽供热压力：0.6~0.9Mpa

额定采暖抽汽流量：300t/h

最大采暖抽汽流量：450t/h

额定转速：3000r/min；

## 3. 主机改造内容

### 3.2 #2机组供热改造内容:

#### 3.2.1 #2机组本体改造方案:

#2机组采暖季运行背压为54KPa，常规空冷机组不改造不能满足要求，湿冷机组一般采用双转子运行，即采暖季高背压运行，采暖停运后更换为原低背压转子。经过与东方汽轮机厂有关专家充分讨论，夏季空冷机组实际运行平均背压在17~20KPa，原低背压转子与新更换通用转子煤耗差异不大。数据比较如下所示:

项目	末叶	低压缸效率		出力		凝汽器对外放热量	最小投供热, 出力	最小投供热, 凝汽器对外放热量
单位	mm	%		MW		MW	MW	MW
背压	20/54kpa	20kpa	54kpa	20kpa	54kpa	54kpa	54kpa	54kpa
双转子	661/390	87.7	88.7	289	268	491	158	311

从计算的结果来看，夏季非采暖期时出力基本相等；20KPa额定负荷时低压缸效率相差0.4%，20KPa、75%额定负荷时低压缸效率相等。在冬季采暖期，同样进汽参数的情况下，两方案的出力及凝汽器对外放热量基本相当。双转子每年需揭缸两次，单转子一次改造成功则不需揭缸运行。东汽单转子方案能同时满足采暖和非采暖的背压运行要求，可在20KPa~54KPa背压下高效工作，具有更大的变背压运行范围，简化了电厂的运行维护难度。综合考虑采用单转子方案。

# 3. 主机改造内容

## 3.2 #2机组供热改造内容:

### 3.2.2 #2机组本体改造内容:

1) 低压转子; 2) 低压排汽导流环、低压缸冷却水管; 3) 对轮液压螺栓; 4) 低压内缸; 5) 低压隔板及隔板汽封。

### 3.2.3改造后机组主要技术规范如下:

型号: NZK300/263-16.7/0.054/537/537型

型式: 亚临界、中间再热、双缸双排汽、  
单轴、直接空冷、背压循环水供热

高背压最大供热工况参数:

新蒸汽压力: 16.7MPa

新蒸汽温度: 537℃

再热蒸汽压力: 3.332MPa

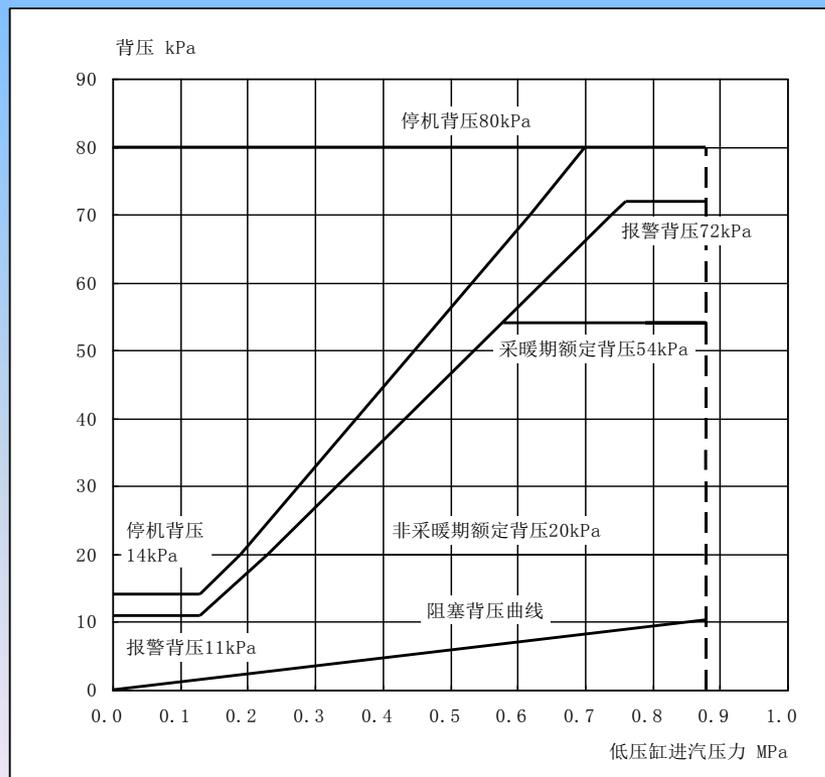
再热蒸汽温度: 537℃

背压: 20kPa (纯凝) /54kPa (供热)

额定新蒸汽流量: 1004.3t/h

低压缸: 2×5压力级, 末级动叶高度510mm

功率: 300MW (纯凝) /263MW (供热)



## 3. 主机改造内容

### 3.2 #2机组供热改造内容：

#### 3.2.3 #2机组空冷改造内容：

空冷每一列增加进汽蝶阀、抽空气蝶阀、凝结水阀。

拆除机房运转层室外的凝结水箱，空冷凝结水回水直接回排汽装置，为了提高回热除氧效果，在排汽装置内部增设凝结水雾化装置。拆除排汽装置疏水泵，主机凝结水排汽装置直接自流到凝结水泵入口，为了防止凝结水泵汽蚀，将原布置在汽机房零米的凝结水泵下移7米。凝结水泵密封使用橡胶材料的全部更换为新材料，避免凝结水温度升高损坏橡胶密封。

#### 3.2.4 #2热网改造内容：

空冷下方布置太原一号线、二号线热网凝汽器、古交、屯兰、马兰、厂区热网凝汽器、凝结水冷却器及其升压泵。

## 3. 主机改造内容

### 3.3 #3、#4机组供热改造内容

#### 3.3.1 #3、#4机组本体改造内容：

同#1机组。中压转子更换末两级叶片及隔板。更换带有抽汽口的中低压联通管，在中低压联通管上增设供热蝶阀及其驱动机构；抽汽管道上增设逆止阀、快关阀、安全阀等满足供热工况运行的要求；

#### 3.3.2 #3、#4机组空冷改造：

空冷每一列增加进汽蝶阀、抽空气蝶阀、凝结水阀。

#### 3.1.3 改造后机组主要技术规范如下：

型号：CZK600/499-24.2/1.0/566/566型；

额定主蒸汽压力/温度（主汽门前）：24.2MPa/566℃；

额定再热蒸汽压力/温度（中联门前）：3.851MPa/566℃

额定蒸汽流量：1863.6t/h

采暖抽汽供热压力：0.6~1.1Mpa

额定采暖抽汽流量：600t/h

#### 3.1.4 热网改造内容

#3机组固定端新建太原供热首站，主要布置太原热网循环水泵、尖峰加热器、变频器及电气配电设备。

#3空冷下方布置太原一号线、二号线热网凝汽器、古交、屯兰、马兰、热网凝汽器、凝结水冷却器及其升压泵。

#4空冷下方布置太原一号线、二号线热网凝汽器、古交热网凝汽器疏水冷却器。

## 4. 空冷的防冻与备用

在供暖初期及末期，机组乏汽不能全部利用，部分乏汽需要投入1~2列空冷进行冷却，可停运一列空冷风机，将此列抽空气阀、进汽蝶阀关闭。运行人员对进汽蝶阀后3~5米后的管道定期测温，特别是刚退出运行的2~4小时必须高度重视测温工作以确定阀门是否关闭严密，不能关严的进行手动复紧，复紧无效时则投入此列作为机组背压调整用。空冷列的投入及退出尽可能选择在白天环境温度高的时候进行，投运时手动控制进汽量以减小空冷散热金属片的热冲击。

为了防止循环水减少或中断引起机组背压升高跳闸，退出的空冷列应保持真空。空冷列的备用有2种方法：**1.**关闭进汽蝶阀、关闭凝结水阀、保持开启抽真空阀。这种备用方法必须要保证进汽蝶阀和凝结水阀非常严密，真空泵运行时抽真空阀后为压力低点，为蒸汽流动提供了可能动力，部分漏进蒸汽凝结后将可能将空冷基管冻裂。**2.**关闭进汽蝶阀、关闭抽真空阀、保持开启凝结水阀。这种备用方法必须要保证抽真空阀严密，抽真空阀一般为DN200的真空蝶阀，由于阀门直径较小，严密性一般容易实现。我们采取的是第2种方法，经过两年的运行未发生空冷冻结情况。

## 5. 热网及机组热负荷调节

### 5.1. 热网流量调节

太古供热项目循环泵总共6级，全部采用变频调节，各级泵站启动后加频率至10Hz后将频率控制切至远方（太古供热调度中心），变流量采用系统6级同步升降频的方式。在未完全达产的情况，需要根据热网负荷及供热参数调整供热流量，在热网负荷确定的情况下，采用质调节方式运行。电厂根据太古供热调度中心要求控制循环水出口温度。

### 5.2. 电厂热负荷调节原则：

#### 5.2.1 安全性调节原则：

热网用户预见性或突然性降低循环水流量时，可通过快速降低汽轮机进汽量和投运部分空冷列来保证机组背压升高在安全范围。

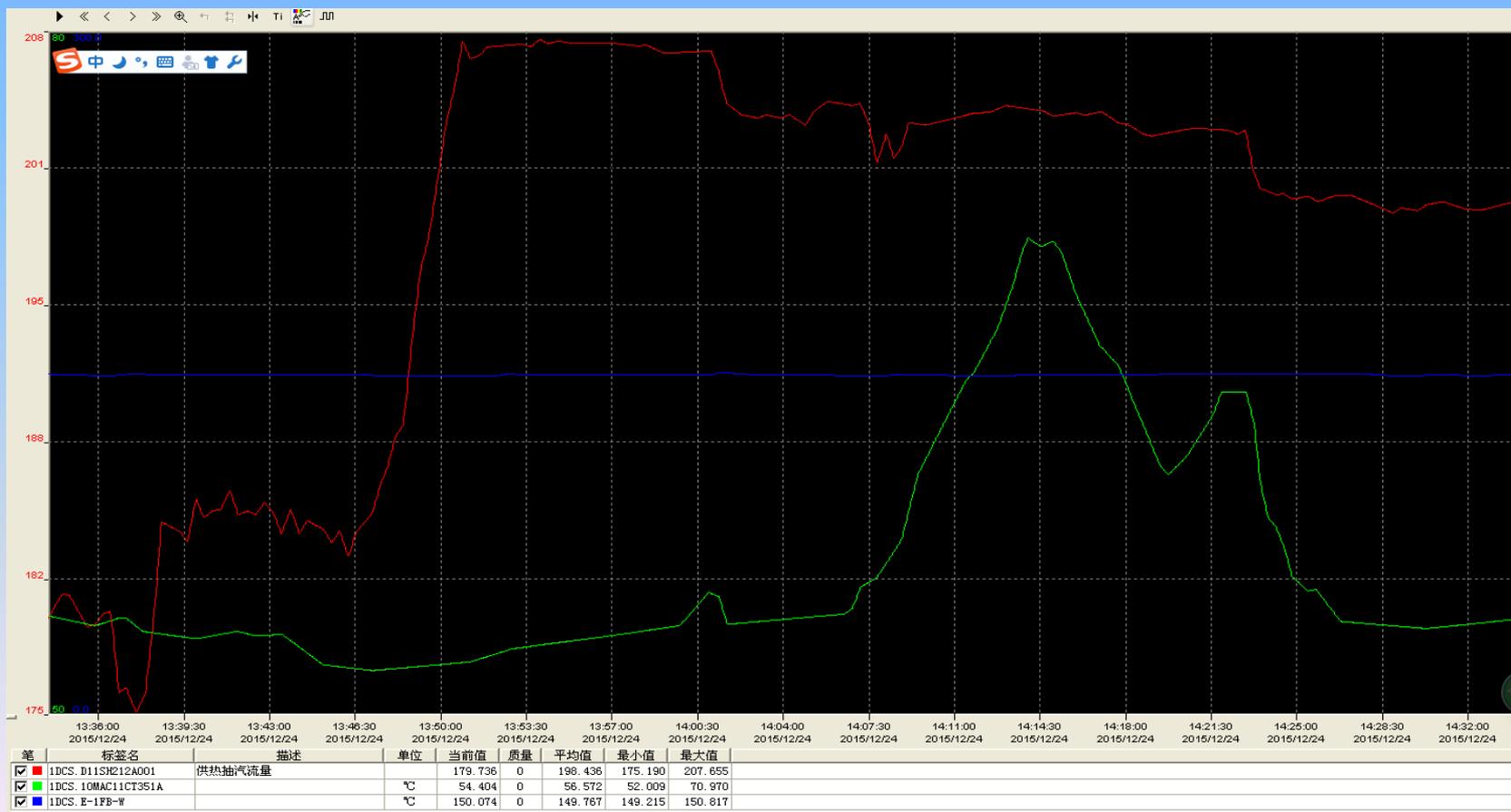
机组高背压或大流量供热抽汽运行时，一定要确保低压缸流量满足最低流量要求，防止低压缸鼓风引起末级叶片过热。低压缸流量监视主要依靠低压缸进汽压力。发生低压缸鼓风时的处理办法：**a.**供热抽汽量不变，增加主汽流量以提高低压缸进汽量。 **b.**电网负荷无法协调时，为确保机组安全，关小尖峰加热器进汽门，减少供热抽汽流量。 **c.**主汽流量和供热抽汽量不变时，降低机组背压。

下面是#1机组电负荷150MW，供热抽汽流量180t/h增加到204t/h时的试验历史数据：

# 5. 热网及机组热负荷调节

## 5.2.1 安全性调节原则：

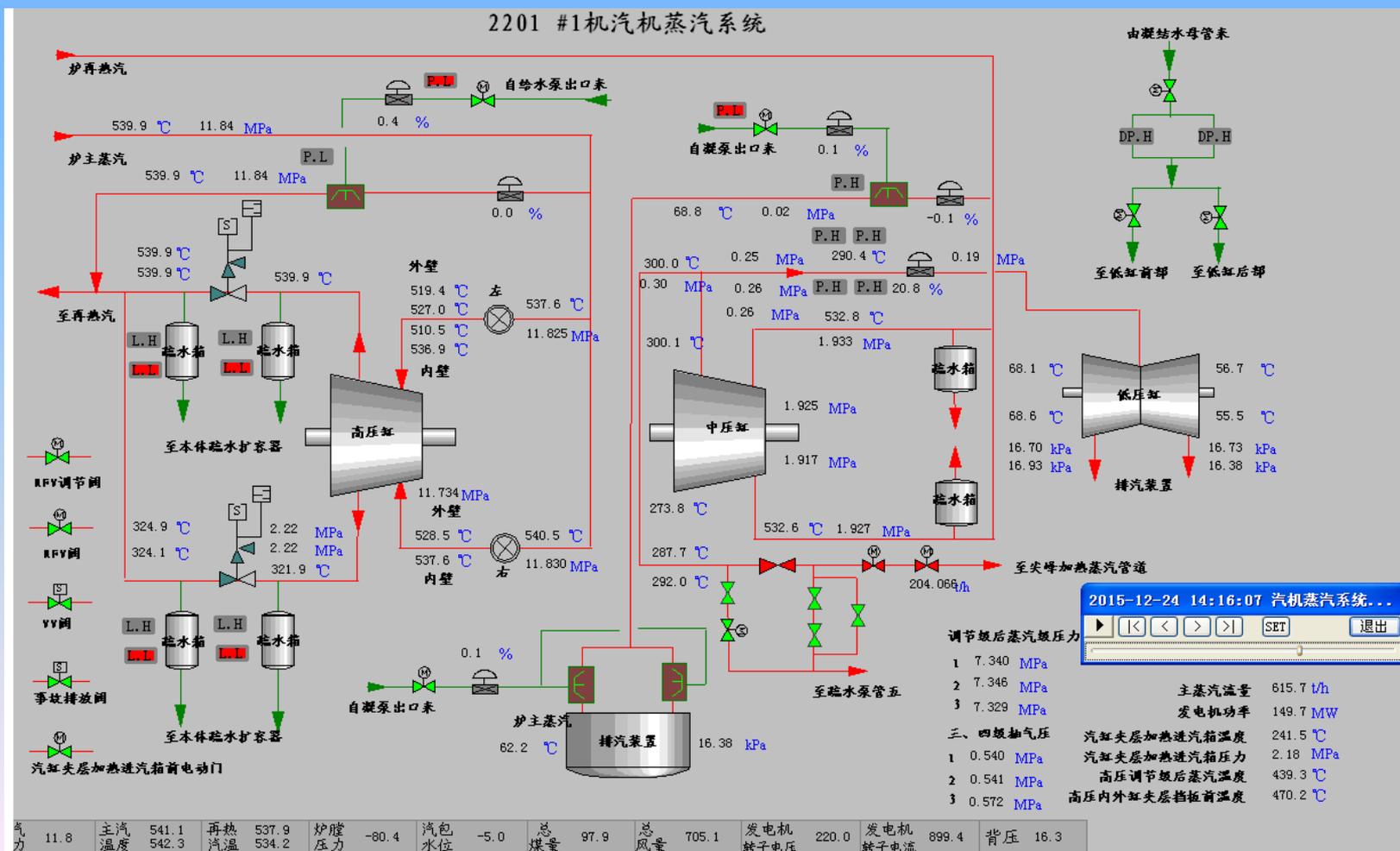
下面是#1机组电负荷150MW，供热抽汽流量由180t/h增加到204t/h时的历史曲线图：红色：供热抽汽流量；绿色：低压缸温度；蓝色：机组电负荷。



# 5. 热网及机组热负荷调节

## 5.2.1 安全性调节原则：

下面是#1机组电负荷150MW，供热抽汽流量204t/h时的工况图：



## 5. 热网及机组热负荷调节

### 5.2.2 经济性调节原则：

超高背压（54KPa）#2机组乏汽全利用，高背压（35KPa）#3机组乏汽尽可能全部利用。乏汽加热最后一级的#2机组空冷列全部退出，机组保持54KPa运行，机组发电负荷220~260MW，背压调节由前一级的#3机组调节背压控制热网凝汽器入口水温。#3机组空冷投运1~2列调节机组背压，在空冷风机转速达到40%时由前一级的#4机组调节背压控制热网凝汽器入口水温。

尖峰加热器的抽汽供热优先采用低品位抽汽参数供热；在满足抽汽供热的前提下尽可能降低供热抽汽参数，即尽可能不节流中低压缸间的供热抽汽压力调整阀。

#5、#6机组抽汽：0.4MPa，266℃；#1机组抽汽：0.8MPa，360℃；#3、#4机组抽汽：1.0MPa，380℃；

## 6. 供热投运后现场主要问题及解决方案

### 6.1. 热网回水温度高、流量低

由于太原市热力公司的大量热泵没有投运导致回水温度较高，第一个采暖季回水温度在47~50℃，未达到设计值30℃；循环水流量2×8500t/h，未达到设计值2×15000t/h。#4机组的大量乏汽不能使用。

采取措施：#4机组低背压运行，热网凝汽器不投运。

### 6.2. 热网回水空气多

电厂所处古交地区较太原地区高180米，尖峰加热器又处在电厂最高位，热网循环水中的大量空气聚集到加热器处，给加热器的安全运行带来威胁。

采取措施：热网水系统严禁私自放水。在水侧高点增加可靠的自动排气装置。值班员定期手动排空气。

### 6.3. 乏汽管道爆破

#4机组热网改造后机组第一次启动机组背压降至15KPa时，新增6米乏汽乏汽管道内爆。主要原因为施工过程中未按照要求焊接管道加强环筋。

采取措施：严格施工程序，认真进行施工组织方案交底和技术安全交底。加强施工监理和验收工作。

## 6. 供热投运后现场主要问题及解决方案

### 6.4. 空冷凝结水回水管振动

#2机组第2列退出运行后，凝结水回水管剧烈振动，分析原因是抽空气阀不严，导致凝结水再回水管中上下汽液两相流，抽真空阀手动复紧后正常。

采取措施：在空冷抽真空电动蝶阀前增加手动阀，防止阀门故障致使空冷列不能退出运行。

### 6.5. 一期凝结水水质差

凝结水阳电导长时间保持在 $0.5\sim 0.8$  s/cm，不符合凝结水水质要求。

采取措施：乏汽管道及凝汽器施工完成后内部清理干净。热网凝汽器投运时乏汽管道及凝汽器需大流量冲洗。凝结水精处理系统粉末树脂过滤器后增加高速混床。

### 6.6. 防水锤逆止门动作后卡异物

为了防止热网循环水流量大幅突变时对热网管道、凝汽器、加热器等其它设备造成损害，在我厂热网水侧大旁路设置防水锤逆止门，调试过程中发现压力波动后逆止门不严导致厂区回水温度高于太原市回水温度 $1.5\sim 2.5$ ℃，初步判断为逆止门阀瓣处卡杂质。

采取措施：保持热网循环水清洁；将逆止门布置在管道高位，逆止门阀瓣处不会沉积杂质；调整首站循环水泵出口压力，保持逆止门前后较小差压减小阀瓣处轻微不严导致的泄漏量。

## 7. 供热实际效果

#2 机 组						
项目	发电量 (万度)	乏汽供热量 (吉焦)	抽汽供热量 (吉焦)	总供热量 (吉焦)	供热比	发电煤耗 (克/千瓦时)
12月	16723.1	805455.1	0.0	805455.1	48.3	203.2
01月	16703.6	888168.0	0.0	888168.0	53.4	175.4
02月	15058.6	924809.6	0.0	924809.6	60.8	151.8
#3 机 组						
项目	发电量 (万度)	乏汽供热量 (吉焦)	抽汽供热量 (吉焦)	总供热量 (吉焦)	供热比	发电煤耗 (克/千瓦时)
12月	32554.8	861390.0	123472.5	984862.5	29.3	245.4
01月	32403.1	1175083.0	297853.0	1472936.8	44.1	201.1
02月	29660.2	1141191.3	301384.7	1442576.1	46.7	189.3
#4 机 组						
项目	发电量 (万度)	乏汽供热量 (吉焦)	抽汽供热量 (吉焦)	总供热量 (吉焦)	供热比	发电煤耗 (克/千瓦时)
12月	35840.2	335078.0	198146.0	533224.8	16.2	267.4
01月	35641.1	289398.0	297145.0	586543.1	17.8	264.9
02月	8279.7	30419.1	70230.3	100649.4	13.1	279.8

## 8. 2017年供热改造内容

#1机组双转子超高背压改造。更换#1机组低压缸转子（利用原#2机组转子）、叶片、内缸、隔板，采暖季运行70KPa，将热网循环水加热到90℃，减少抽汽供热比列，降低供热成本。非采暖季根据电网负荷情况决定是否更换为低背压转子。

## 9. 其他电厂高背压供热改造可借鉴经验

国电榆次电厂： $2 \times 300\text{MW}$ 直接空冷抽汽供热机组，2014年在热网加热器前增设热网凝汽器，主机部分不做改造。采暖季运行将#1机组背压提高至 $35\text{KPa}$ ，热网循环水加热至 $70^\circ\text{C}$ 后再由#2机组抽汽加热。

北方联合电力金桥电厂和华能山东黄台电厂对一台 $300\text{MW}$ 湿冷机组进行高背压改造（ $54\text{KPa}$ ），采用双转子方案。主要改造内容为：1. 低压缸及转子；2. 凝汽器（采暖季和非采暖季共用）；3. 因湿冷机组低压缸轴承为座缸式，排汽温度变高后会改变轴承中心，为了不改变轴系中心，对5、6瓦轴承进行了更换。4. 凝结水泵橡胶密封材料更换。

一般一台 $300\text{MW}$ 机组的乏汽热负荷为 $450 \sim 490\text{MW}$ ，可供热面积 $800 \sim 900$ 万平方米，供热面积较小时乏汽不能全利用，部分高背压乏汽排至空冷岛，降低发电经济性。根据核算一般乏汽利用率大于40%时，乏汽加热机组经济性优于抽汽加热。供热面积较小时可以采用热泵方案利用乏汽供热。

采用汽动热网循环泵，小机排汽作为热网加热器汽源，减少“烟”损失。由于我厂供热为改造过程，地方狭小，较难布置，采用电动变频热网循环泵。

**谢谢你的聆听！**

**期待你的指正！**