

大唐清苑热电有限公司 技术改造项目竣工评估报告

一、前言：

（一）项目名称；

2 号机组高背压双转子循环水供热改造

（二）项目性质；

技术改造

（三）可研编制人；

主要参加人员：

大唐东北电力试验研究所有限公司：王凤良 杨承学

山东省能源建筑设计院：张振

大唐河北发电有限公司：姚岚

大唐清苑热电有限公司：沈涛 李涛

编 写：王凤良 杨承学 刘 南 张子仁 孙喆 亓怀刚 彭小兵

梁 淼 王俊杰 韦统周 王莉 曹新杰 李冬梅 孙 明

初 审： 付振春

复 审： 索庆江

审 定： 衣心亮 张振

批 准： 李玉贵 任群

（四）项目负责部门；

设备管理部

（五）项目负责人。

陈朝 殷宏业 杨会斌 李涛 杨磊 缴继康

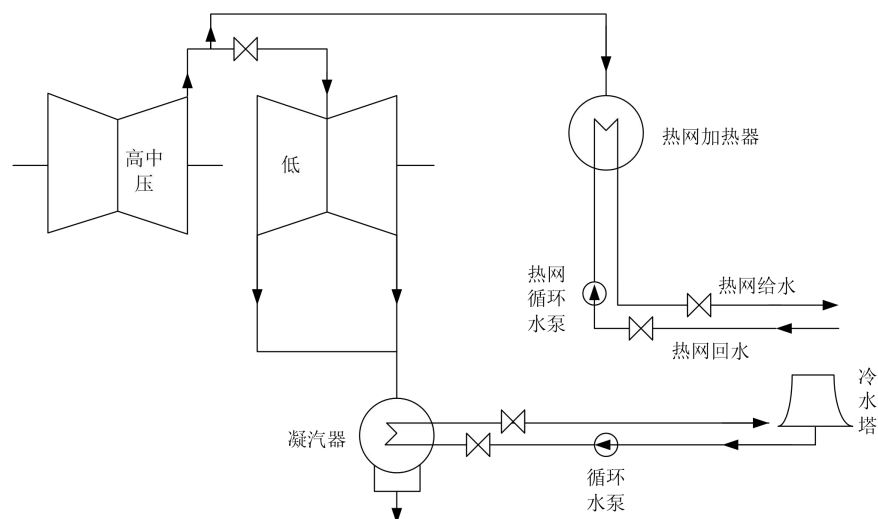
牛乐 仇国明 韩天培 李彦海 武进猛

二、项目提出的背景及改造的必要性：

（一）原系统或设备的基本情况：

1. 拟进行改造的系统或设备的基本情况说明；

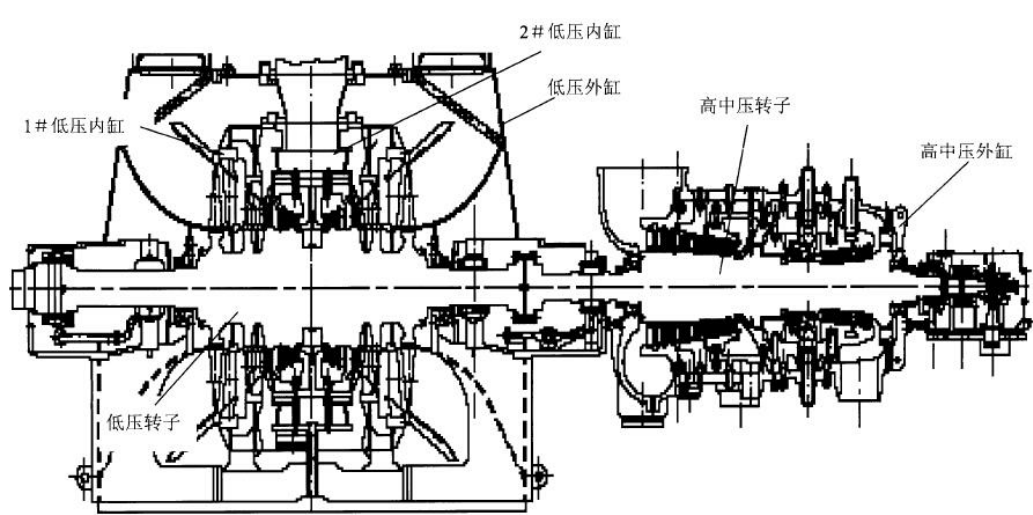
清苑热电 2 号机组原供热方式如图 2-3 所示，在冬季采暖过程中，利用中排抽汽作为热网循环水的加热热源，抽汽量的大小由中、低压缸连通管上的阀门开关量的大小来控制，设计的额定采暖抽汽量为 500t/h，最大采暖抽汽量设计值为 560t/h，设计采暖抽汽压力 0.43MPa，在不同的采暖期根据不同的热负荷需要来调整需要的中排抽汽量，将热网循环水加热到需要的温度再向用户供热。原有的设计方式中热网循环水与凝汽器冷却水分属不同的系统，即机组只要运行就必须有冷水塔参与凝汽器的冷却工作，有一定的冷源损失，但机组对于热负荷波动的适应性较好。



2. 系统或设备简述；

2.1 原有汽轮机技术规范

清苑热电 2 号机组汽轮机为上海汽轮机厂有限公司生产的 C300-16.7/0.43/537/537 型汽轮机，为亚临界、单轴、一次中间再热、高中压合缸，双缸双排汽、抽汽凝汽式汽轮机，产品编号 155，机组通流部分共计 36 级叶片，分别为高压部分 I 级调节级+11 级压力级；中压部分 12 级压力级；低压部分对称分流结构，级数为 2×6 级，低压末级叶片长度为 905mm。机组改造前结构图如图 2-1 所示。



清苑热电 2 号机组改造前结构图

2.2 原有机组凝汽器技术规范

清苑热电 2 号机组凝汽器为上海电站辅机厂生产的单背压、单壳体、对分双流程表面式凝汽器，安装时呈横向布置。凝汽器由接颈、壳体、水室、排汽接管等构成，整台凝汽器座落在 5 只支墩上，并通过排汽接管（带不锈钢膨胀节）与低压缸排汽口相连。

2.3 原有机组给水泵小汽轮机技术规范

清苑热电 2 号机组给水泵小汽轮机为北京电力设备总厂生产的

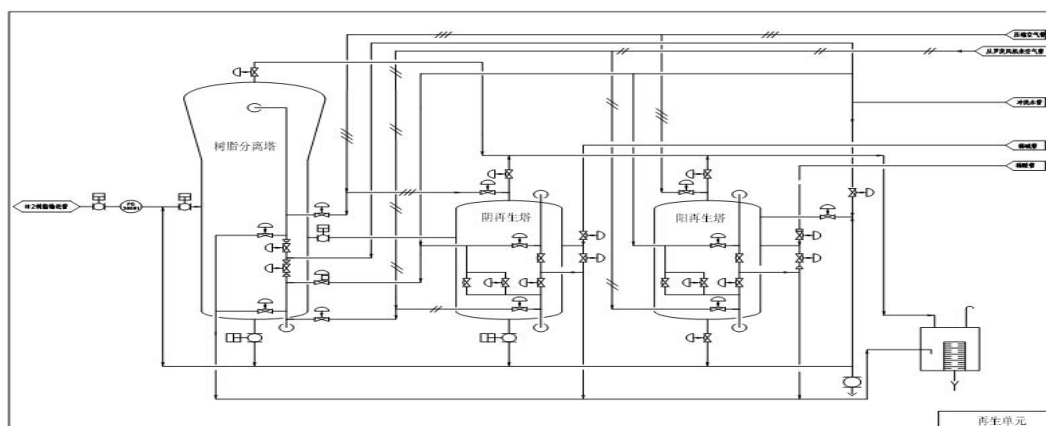
TGQ06/7-1 型、单缸、双汽源、高低压汽源内切换、冲动凝汽式小汽轮机。

2.4 原有机组热网系统技术规范

清苑热电 1、2 号机组热网系统共配备 4 台套热网加热器，6 台套电动液力偶合器调速热网循环水泵，4 台套热网疏水泵，1 台热网低压除氧器，2 台热网补水泵。

2.5 原有机组凝结水精处理系统：

清苑热电 2 号机组原设置 3 台高速混床，两用一备，高混内装填的树脂采用体外再生方式。两台机组共用一套“高塔分离法”再生系统，由树脂分离塔、阴树脂再生塔、阳树脂再生兼树脂贮存塔组成。如图 2-2 所示。高混内壁防腐层耐温设计为 $\leq 60^{\circ}\text{C}$ ，树脂允许温度 $\leq 55^{\circ}\text{C}$ 。高混目前运行水温小于 50°C ，运行周期为 18 天左右，当一台高混失效后，解列并投入备用高混，然后将失效树脂输送至公用再生系统，然后将备用树脂输送至解列的高混备用。



清苑热电 2 号机组原有凝结水精处理系统

3. 铭牌;

(1) 清苑热电 2 号机组汽轮机改造前技术规范

型号：C300-16.7/0.43/537/537 型				
型式：亚临界、单轴、一次中间再热、高中压合缸，双缸双排汽、抽汽凝汽式				
序号	项目	单位	抽汽工况	凝汽工况
1	额定功率	MW	211.103	300.113
2	最大功率	MW		316.37
3	额定蒸汽流量	t/h	979.282	919.379
4	最大蒸汽流量	t/h	1025	1025
5	主蒸汽压力	MPa（绝）	16.7	16.7
6	主蒸汽温度	℃	537	537
7	再热蒸汽流量	t/h	796.674	758.155
8	再热蒸汽压力	MPa（绝）	3.6	3.548
9	再热蒸汽温度	℃	537	537
10	工业抽汽压力	MPa（绝）	1.20	
11	工业抽汽流量	t/h	55	
12	采暖抽汽压力	MPa（绝）	0.43	
13	额定采暖抽汽流量	t/h	500	
14	最大采暖抽汽流量	t/h	560	
15	排汽压力	kPa（绝）	5.6	5.6
16	冷却水温度（额定）	℃	21	21
17	冷却水温度（最高）	℃	33	33
18	给水温度	℃	277.8	274.9
19	额定转速	r/min	3000	3000
20	转子旋转方向	从机头向发电机看顺时针转动		

(2) 清苑热电 2 号机组凝汽器改造前技术规范

序号	参数名称	单位	数值
1	型号	N—19000 型	
2	型式	单背压、单壳体、对分双流程、表面式	
3	总冷却面积	m ²	19000×2
4	壳侧设计压力	MPa	0.098
5	管侧设计压力	MPa	0.45
6	循环水量	t/h	35300
7	循环水进水温度	℃	21
8	循环水温升	℃	9.6
9	凝结水过冷度	℃	≤2
10	端差	℃	>2.8

11	凝汽器热井容量	m ³	62
12	清洁系数		0.85
13	钢管材料（主）	TP317L	
14	钢管材料（空）	TP317L	
15	凝汽器管子尺寸有效长度	mm	10840
16	管子有效长度	m	10.84
17	管径×壁厚	mm	φ25×0.5 / φ25×0.7
18	管子数量	根	22320
19	管内平均水流速	m/s	1.9425
20	水阻	kPa	≤60
21	凝汽器管子尺寸总长	mm	10923
22	凝汽器自重	t	约 380
23	汽侧满水水重	t	约 1500
24	生产厂家	上海电站辅机厂	

（3）清苑热电 2 号机组给水泵小汽轮机改造前技术规范

设备名称	项目	单位	规范
给水泵小汽轮机	型号	TGQ06/7-1	
	型式	单缸、双汽源、高低压汽源内切换、冲动凝汽式	
	调速范围	r/min	3000~5450
	额定功率	MW	3.835
	最大连续功率	MW	6
	转子临界转速值	r/min	一阶：2550 二阶：12200
	转向	自汽轮机向给水泵看顺时针	
	低压进汽压力	MPa（ECR/VWO）	0.796/0.891
	低压进汽温度	℃（ECR/VWO）	336.7/335.7
	高压进汽压力	MPa	3.57
	高压进汽温度	℃	317.6
	额定工况排气压力	kPa	6.18（绝对压力）
	调节系统	数字式电液（MEH）调节	
	级数	级	6+I
	汽耗率（低压）	kg/kW.h （ECR/VWO）	5.22/5.13
	耗汽量	kg/s	12.16
	危急保安器动作转速	r/min	5505~5506
	盘车转速	r/min	43

	制造厂家	北京电力设备总厂
	给水泵厂家	上海电力修造总厂

(4) 清苑热电 1、2 号机组热网系统设备技术规范

热网加热器			
型号	RJBW-1720-2.0-2	有效换热面积	1720 m ²
型式	卧式、U 型管壳式	流程数	2 个
管侧工作压力	1.6Mpa	管侧工作温度	130℃
汽侧工作压力	0.35Mpa	汽侧工作温度	263℃
管侧设计压力	2.0Mpa	汽侧设计压力	0.6Mpa
管侧设计温度	150℃	汽侧设计温度	270℃
汽侧安全阀整定压力	0.5MPa	管侧安全阀整定压力	1.8MPa
制造商	山东北辰压力容器有限公司		
热网循环泵			
泵参数		电机参数	
型式	双吸中开卧式离心泵	型号	YKK560-4
型号	XS400-690	额定功率	1600KW
流量	2550 m3/h	额定电压	6000V
扬程	150m	额定电流	183.4A
转速	1480r/min	转速	1491r/min
		功率因数	0.88
配用功率	1600KW	接线方式	Y
进水温度	70℃	绝缘等级	F
最大允许进水温度	100℃	防护等级	IP54
密封型式	机械密封	加热器功率	1000W
制造商	长沙山水泵有限公司	制造商	湘潭电机股份公司
热网循环泵调速液力偶合器			
型 号	YOTCP750	功率范围	510-1600KW
输入转速	1500rpm	额定转速差	1.5-3%
调速范围	1-1:5	生产厂家	广东中兴液力公司
供油压力	0.05-0.35 Mpa	冷却水压力	0.2-0.6 Mpa
供油温度	45-88℃	冷却水温度	≤33℃
热网疏水泵			
泵参数		电机参数	
型式	卧式径向中开单吸离心泵	型号	YKK3552-2
		额定功率	250KW
型号	HTZ100-400A	额定电压	6KV
流量	265m3/h	额定电流	30.6A

扬程	180m	转速	2964 r/min
转速	2950r/min	功率因数	0.85
配用功率	250KW	接线方式	Y
效率	70%	绝缘等级	F
制造商	江苏海天泵阀有限公司	防护等级	IP54
		制造商	湘潭电机厂
热网低压除氧器			
型号	XMC-100D	工作压力	0.02Mpa
型式	旋膜式除氧器	工作温度	104℃
设计压力	0.3Mpa	设计温度	300℃
水箱容积	35L	试验压力	0.45Mpa
额定出力	100t / h	安全阀整定压力	0.22
制造商	山东北辰压力容器有限公司		
热网补水泵			
泵参数		电机参数	
型式	耐腐蚀离心泵	型号	Y2-180M-2
		额定功率	22KW
型号	CH80-160A	额定电压	380KV
流量	120m3/h	额定电流	41A
扬程	34m	转速	2940 r/min
转速	2940r/min	功率因数	0.8
配用功率	22KW	接线方式	Y
		绝缘等级	F
制造商	大连双龙泵业制造有限公司	防护等级	IP54
		制造商	安徽皖南电机公司
热网循环泵入口电动滤水器			
型号	CQSF28	过滤面积	240m2
最高工作压力	0.4Mpa	最高工作温度	80℃
最高流量	280m3/h	清洗时间	60s
电机功率	1.1 KW	电压	380v
反洗差压设定	0.05Mpa	清洗周期设定	8 小时
制造商	山东格瑞特环保设备科技有限公司		

4. 制造商；

- (1) 汽轮机：上海汽轮机厂；
- (2) 凝汽器：上海电站辅机厂；
- (3) 给水泵汽轮机：北京电力修造总厂有限公司；

5. 投产日期；

2012 年 12 月

6. 技术状况及其他有关技术参数；

原机组为抽汽凝汽式机组，设计总供热能力为 656MW，满足 1200 万平方米供热需求。原机组采暖抽汽为五段抽汽，额定抽汽压力 0.43MPa、温度 255.1℃，额定抽汽量 500t/h，最大抽汽量 560t/h；工业抽汽为三段抽汽，额定抽汽压力 0.8Mpa、温度 260℃，额定抽汽量 50t/h，最大抽汽量 80t/h。

7. 运行简历；

1、2 号机组自投产即承担每年保定大部分主城区和全部清苑区集中供热工作。2014-2015、2015-2016 年度供水流量长期维持 10000t/h 左右，最大流量 13200t/h；极寒期 1、2 号机组抽汽量约 420t/h，供水温度 85-97℃，回水温度 45-55℃。机组整体运行正常、供热稳定。

（二）存在的主要问题：

1. 缺陷情况的历史记录和叙述；

无，本次改造为节能提效机组整体升级，非缺陷治理。

2. 影响人身和设备安全的问题；

无。

3. 影响设备可靠性的问题；

供热能力接近设计值，无法满足保定城区持续增长的供暖需求。同时供热接近饱和，供热能力受限，影响冬季供热安全。

4. 系统配置与偏差；

近年，随着京津冀一体化发展提速，保定城区集中供热面积大幅增加，原设计供热能力已不能适应供热需求，供热面积 1200 万 m² 已经称为限制清苑热电供热市场发展的瓶颈，急需提高供热能力，保证企业持续发展。

5. 环境保护的问题；

保定地区冬季雾霾天气严重，环保压力较大，保定市要求供热公司大力开发集中供热市场，要求清苑热电配合提高供热能力，环节环保压力。

6. 节能降耗、提高经济性；

原抽汽凝汽式机组，无法同时满足高供热量和高发电负荷需求，机组整体效率较低。目前高背压双转子供热模式已经得到了推广应用，该方式同时提高供热和发电能力，能完全消除汽轮机冷锻损失，具有较高的经济性。另一方面，按照国家发改委《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》（发改能源[2014]2093 号）通知要求，到 2020 年现役 300MW 燃煤机组平均煤耗低于 310g/Kwh，清苑公司应势而为，在集团公司、河北公司指导下，深度挖潜，积极推进 2 号机组高背压双转子循环水供热改造项目。

7. 改善劳动环境和条件等。

配套优化辅机系统，降低设备噪音，提高系统运行安全性与稳定性，减少工作量。

（五）进行技术改造的必要性；

（1）保定市区集体供暖需求增长迅速，供热面积突破 2500 万

m²，清苑热电承担负荷逾 1800 万 m²，远超设计 1200 万 m² 负荷；另一方面，国家政策要求电厂年均发电煤耗降至 310g/kw·h 以下，采用热泵技术利用机组余热，可有效提高燃料利用效率，降低机组煤耗。

(2) 提高全厂供热能力，满足保定市供热需求。

(3) 余热利用技术可实现能源梯级利用，提高燃料使用效率，综合降低机组煤耗，保证企业持续发展。

(4) 保定城区供热面积剧增，综合清苑电厂、保定电厂七期、八期项目，供热能力总计约 1128MW，2016-2017 年供热面积仅为 2200 万 m²，低于保定城区供热需求，供热市场发展受限。

(5) 冬季供暖稳定已上升至关系社会稳定的政治任务，引入余热回收热泵供热技术，不但可以提高供热能力，也是提高供暖可靠性、安全性的有效措施。

(六) 调查研究的主要依据、过程及结论；

为满足电厂尽可能扩大机组供热能力、替代小机组供热的目标，决定采用消除冷端损失方式对机组进行改造。故对市场常见的光轴改造、高背压单转子和高背压双转子三种方式进行论证，具体情况如下：

(1) 光轴改造方案

采暖期将低压缸更换为一条光轴运行，仅留下 13t/h 左右的蒸汽进入低压缸冷却光轴，基本上中压缸排汽全部用于供热，从而提高了机组供热抽汽量，扩大了机组供热能力。光轴方案，中排供热

能力增加，为提高热网输出能力，供热抽汽管道、热网循环水管道、以及热网加热器、热网循环水泵等均需要进行扩容改造。

光轴方案存在的问题：

采暖期光轴运行时，凝结水量仅有 15t/h 左右，单靠这部分凝结水已经无法冷却进入轴加的轴封漏汽量。为保证轴加的正常运行，采暖期由热网循环水回水来吸收轴加的蒸汽热量，因此需增加相应的管道阀门投资费用。

由于光轴方案留有 13t/h 左右的冷却蒸汽进入低压缸，为冷却这部分低压缸排汽热量，供热期还需开启循环水泵和凝结水泵，因所需的循环水量较少，冬季循环水上塔会出现结冰现象，较难治理。同时因供热期经过循环水泵及凝结水泵的水量很小，水泵负荷极低、不仅耗功损失大，运行安全也会存在一定的问题。因此，光轴方案虽然理论上可行，但考虑实际运行可能出现的问题，不推荐光轴方案。

（2）高背压单转子方案

高背压单转子供热改造方案是利用现有的低压转子进行返厂改造，改造后的转子主要满足供热期运行，此种改造如果可行其特点是，低压缸通流部分改造量较少，投资较少，但该方案存在以下的问题：

①机组纯凝工况运行的最大出力达不到设计值。

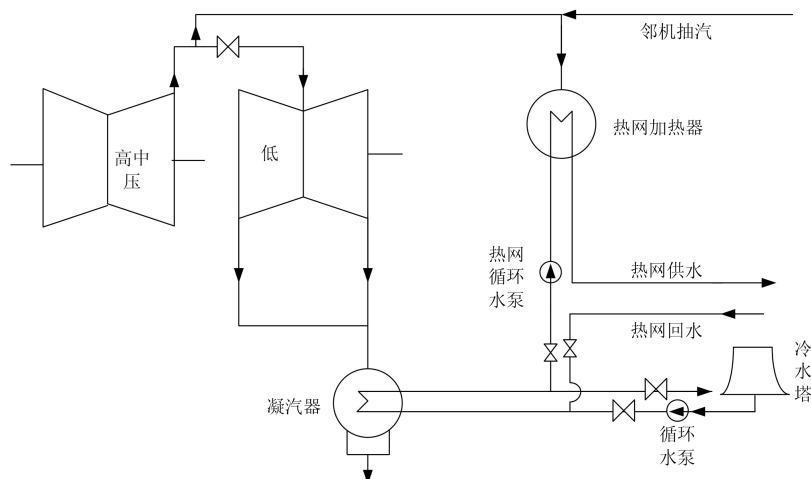
②机组在供热期间能够达到低真空供热的要求，机组的热经济性较高，但是非供热期运行效率下降，机组热耗增加。

③高背压单转子方案的可行性需要汽轮机厂家对整个低压缸通流进行核实及优化，可能出现不能利用现有转子进行改造，就需要将低压转子和低压缸整体更换，改造投资费用会大大增加。

受以上三方面影响，不推荐高背压单转子供热改造方案。

(3) 高背压双转子互换方案

所谓低压缸高背压双转子互换，即：供热期间使用动静叶片级数相对减少的低压转子，凝汽器高背压运行；非供热期使用原设计配备的转子，凝汽器低背压运行。利用现有机组凝汽器及其循环冷却水管路，增设热网循环水管道切换系统，供热期采用新型低压转子、机组高背压运行，热网循环水首先进入 2 号机凝汽器，由凝汽器作为基本加热手段、将热网循环水加热到一定的温度，再由本机或邻机的中排抽汽作为尖峰负荷加热，将热网循环水温提升到供热需求后对外供出，尖峰加热器为原来 1、2 号机组的热网加热器，系统供热简图如图所示。



高背压改造后系统简图

获得能够满足机组高背压运行的转子的方式是重新设计加工一根新的转子，满足机组供热期间高背压运行，且机组运行、经济可靠；夏季更换为原纯凝转子，满足电网公司要求的备用容量，其改造的可行性较高。高背压双转子互换方案的特点如下：

（1）经济性

高背压双转子互换方案最大优点就是全年经济性较高。在供热期，机组为供热转子运行，显然其经济性较高；在非供热期，机组则更换为纯凝转子，恢复到原来纯凝运行的经济水平。因此，采取高背压双转子互换方案可实现全年发电、供热综合收益的最大化。

（2）机组发电能力

采用高背压双转子互换方案的另一个优点是在夏季非供热期机组使用原来的转子，可以保证机组具备满负荷运行的发电能力，保证电网公司要求的容量备用要求，在较好的经济性的条件下完成全年的发电任务，并节省了大量运行调整的工作量。

综上所述，建议清苑热电对2号机组供热改造采用高背压双转子互换方案，采取的运行方式是在冬季采暖期间利用新设计的转子机组高背压运行，发挥其改造后的供热能力，夏季纯凝工况运行换回原来的转子，保证企业全年综合盈利能力的大幅提升。

（七）需要通过技术改造解决哪些问题。

（1）履行社会责任，满足供热需求

目前，京津冀地区雾霾严重，城市空气污染严重，保定地区也是城市污染的重灾区，为此，保定市加快推进产业结构与能源结构

调整，截止到 2014 年 3 月保定市三区四县已经拆除 800 多个锅炉，到 2017 年还要拆掉 500 台小锅炉，面临着气源不足、财力拮据的困难。加强京津冀协作治理雾霾，北京一些功能和产业需要转移，保定在承接北京的功能的转移，产业的转移。

清苑热电位于保定南郊，2 台 300MW 热电联产机组，铁东南部和清苑县城供热区，到 2016 年将肩负着供热面积 1083 万平方米和供工业蒸汽 100 吨/小时重任。清苑热电设计供热能力为 656MW，设计供热面积为 1200 万平方米。

保定市区集体供暖需求增长迅速，供热面积突破 2500 万 m^2 ，清苑热电承担负荷逾 1800 万 m^2 ，远超设计 1200 万 m^2 负荷；另一方面，国家政策要求电厂年均发电煤耗降至 310g/kw·h 以下，采用热泵技术利用机组余热，可有效提高燃料利用效率，降低机组煤耗。

（2）企业节能挖潜、节能降耗可以达到的指标

改造后，机组发电煤耗降低到 143g/kWh，机组热耗达到 3750kJ/kWh 以下，排汽冷源损失为零。

（3）国家的需要

国家在能源节约与资源综合利用规划中指出：应认真贯彻落实可持续发展战略，坚持“资源开发与节约并举，把节约放在首位，依法保护和合理使用资源，提高资源利用率，实现永续利用”的方针；规定了主要耗能产品单位综合能耗应大幅度降低，“规划”确定的重点发展技术之一便是发电厂的多联供技术。即重点发展热电联产、集中供热及热能梯级利用技术，推广热电冷联供和热电煤气

三联供等多联供技术。本次供热改造正体现了这一集中供热及热能梯级利用的节能技术思路；符合能源节约与资源综合利用“规划”确定的重点发展技术范畴。

（4）节能减排的需要

我国目前是世界上最大的温室气体排放国之一，“节能减排”是“十二五”期间我国社会经济发展的一个重要核心。提高能源利用率、加强余热回收利用是节约能源、降低碳排放、保护环境的基本措施。火力发电厂的冷端损失是电厂热力系统的最大损失。以电厂为例，在冬季额定供热工况下，汽轮机排汽损失可占燃料总发热量的 39%以上。汽轮机排汽损失对于火力发电厂来说是废热排放，但对于低品位的建筑采暖而言，则构成巨大的能源浪费。如果汽轮机乏汽余热能够充分回收用于供热，将大幅提高电厂的供热能力和能源利用效率，带来巨大的节能效益、环保效益与社会效益。

（5）提高火力发电厂经济效益的需要

由于煤炭价格较高，火力发电厂面临极为严峻的经营形势。在这种情况下，向城市供热、向企业供工业抽汽等，成为电力企业增加收入的重要手段。本项目在不增加电厂燃煤量、环保排放量等的基础上，回收其乏汽或循环水的余热向城市供热，变废为宝，使电厂对外供热能力提高，增加了电厂的收入。

三、改造方案

3.1 主机改造

（一）确定运行背压

目前，300MW 机组高背压供热改造两种主流设计方案为 45kpa 和 54kpa，

为了选取最佳方案，清苑热电与供热公司积极沟通协调、测算市区供热发展情况，确定 54kPa 背压设计符合清苑热电生产情况，具体优势如下：

①运行背压 54kPa，凝汽器出水温度为 80℃，较 45kPa 背压 75.7℃ 高 4.3℃；在供热初期 680t/h 主汽量、980t/h 主汽量、和 1025t/h 主汽量时，热网循环水量分别为 9000t/h、12258t/h、12689t/h，同主汽流量下，较 45kPa 背压热网循环水量 10400t/h、14258t/h、14759t/h 少，符合保定城区热网启动工况，利于机组平稳启动。

②54kPa 背压方案同时满足 45kPa 背压运行要求，运行范围更广、热网适应能力强、安全可靠性能高，且综合考虑辅机运行状态，两背压发电能力差距极小，故选择 54kPa 作为最佳方案，实现机组排汽余热完全回收。

（二）更换低压内缸和转子

2 号汽轮机改造前为湿冷机组，轴承座为座缸式，低压通流级数为六级，前三级安装在静叶持环中，末三级低压隔板直接安装在内缸上。改造前通流结构如图 2 所示：

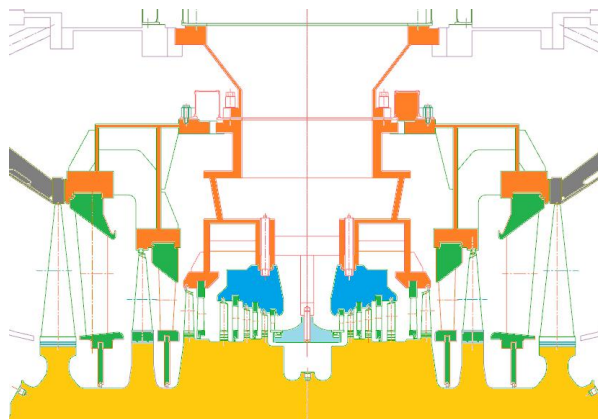


图 2 改造前机组低压通流图

供热期汽轮机低压通流级数改为四级，转子由 2×6 级替换为 2×4 级，更换新低压内缸后，单一内缸可同时适用供热工况四级通流和纯凝工况的前四级通流（共六级）隔板匹配，实现一缸双工况运行。

本次改造，采购新低压内缸一套，将原双层内缸取出，割除原#6、#7、#8 三级抽汽管道并重新焊接至新单层低压内缸抽汽口（以后更换转子无需对抽汽管道进行割除和焊接），然后将新供热工况 2×4 级隔板安装于低压内缸

持环，原低压末两级隔板槽处安装带有隔板槽保护功能的导流板，配合新购 2×4 级供热转子运行，实现高背压供热。改造后供热工况通流如图 3 所示：

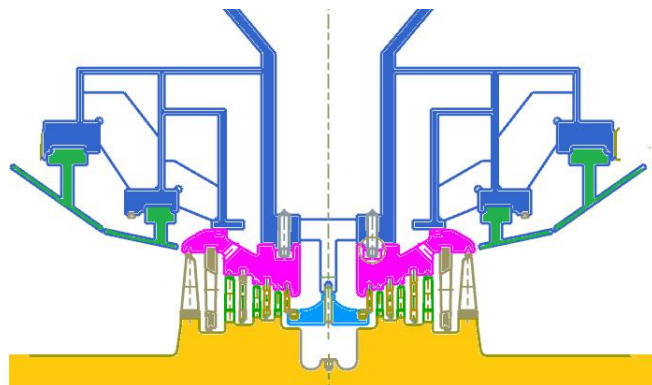


图 3 清苑热电改造供热工况机组通流示意图

供热期结束，拆除导流板，安装低压末两级隔板及带有前四级纯凝工况隔板的低压持环，与原 2×6 级低压转子匹配运行。改造后纯凝工况通流图如图 4 所示：

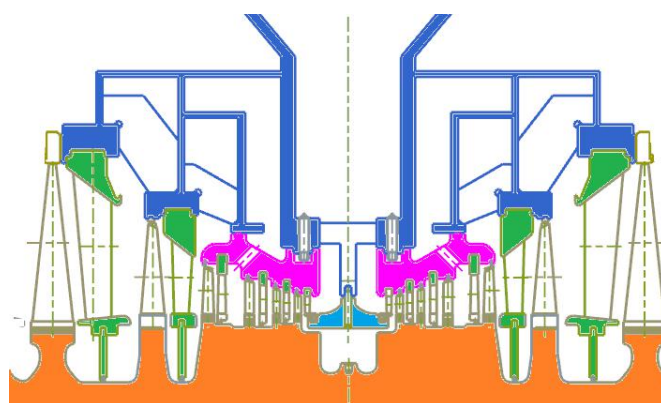


图 4 清苑热电改造纯凝工况机组通流示意图

改造后，进入凝汽器冷却水流量由 16560t/h 降至 $9000\text{--}16000\text{t/h}$ ，背压由 5.6kPa 升至 54kPa ，低压缸排汽温度由 34.9°C 升至 83°C 。原机组跳机值为真空 -81kPa ，现跳机值为 -34.5kPa ，日常运行报警值为 -42kPa ，在 $-42\sim-37\text{kPa}$ 区间内运行时间小于 900s ，确保机组叶片运行安全。

（三）转子轴系调整

高背压改造后，低压缸排汽压力升高、温度升高，低压转子抬升量和汽缸、凝汽器膨胀均发生变化，为避免产生其他电厂改造后启机振动问题，要求上海汽轮机厂对轴系进行校核，两工况轴系差异如表 1 所示：

表 1 汽轮机双背压轴系调整对比表（公差±0.02mm）

纯凝工况联轴器张口和错位值			
联轴器	联轴器外径 mm	张口值 mm	错位值 mm
2-3	Ø978	0.192	-0.394
4-5	Ø914	0.148	-0.125
高背压工况联轴器张口和错位值			
联轴器	联轴器外径 mm	张口值 mm	错位值 mm
2-3	Ø978	0.221	-0.216
4-5	Ø914	0.190	-0.310

注：1、正张口定义为联轴器端面下张口比上张口宽。

2、正错位定义为联轴器调阀端高于电机端。

本次改造严格按高背压工况对轴系进行了调整，低压缸两侧对轮连接张口按图纸较纯凝工况增加 0.03-0.04mm（3-4 丝），以适应凝汽器高温后低压转子约 0.6mm（60 丝）抬升量，启机过程已验证调整效果良好可靠。

（四）隔板及叶顶汽封调整

高背压供热工况隔板和叶顶汽封仍沿用原汽封形式。考虑机组供热工况运行时，机组低压内、外缸由于排汽温度的升高而上抬因素，为避免由于缸体上抬造成动静部件碰磨，低压隔板汽封及径向汽封改用椭圆汽封。上汽厂根据低压外缸变形量对汽封间隙进行了重新计算调整，并考虑一定的安全余量后，汽封形式和间隙按图 5 和表 2 数据调整，保证启动过程和运行过程不发生因低压缸低压缸膨胀和转子热力抬升造成的汽封碰磨。

表 2 汽轮机低压汽封装配数据

低压 1 至 4 级动叶径向椭圆汽封装配间隙 (公差+0.2, -0.1)		
级别	间隙 J	半径 M
第 1 级	1.2	1024.2
第 2 级	1.4	1056.4
第 3 级	1.6	1110.1
第 4 级	2.07	1231.47
低压 2 至 4 级隔板椭圆汽封装配间隙 (公差+0.1, -0.1)		
级别	间隙 J	半径 M
第 2 级	1.1	854.6
第 3 级	1.3	829.3
第 4 级	1.36	785.35

(1) 低压缸轴承改造

改造后，考虑排汽温度影响升高对轴承座的热传导，会直接影响油的粘度和引起轴承瓦温升高过大。为了避免烧瓦问题，本次改造将#3、#4 轴承原巴氏合金改为耐高温形式，轴承报警温度油 107℃提高至 110℃，跳机温度由 113℃提高至 130℃。同时，为了降低轴承金属温度，从轴承座外部入口

管路引各引一路 $\phi 22$ 低温油源通过管道直接碰至轴承表面，确保高温排汽工况轴承运行稳定，纯凝期关闭截止阀，喷油减温退出使用。

（2）新增低压导流板喷水减温系统

高背压供热工况受供热管网影响，水温和背压调节手段单一、反应迟缓，为了提高机组背压适应能力、提高运行安全性，故在凝结水泵出口引出 $\phi 34$ 喷水减温管路一根，喷头安装在原第六级隔板位置（现更换为导流板），设计喷水量 12t/h，作为处理背压或排汽温度过高的紧急措施。

（3）新增低压缸保温装置

机组改造后高背压运行，因排汽温度升高，低压外缸表面温度达到 80℃ 左右，为了防止人员意外烫伤，减少热量损失，在低压外缸上缸加装可拆卸式外装保温，该保温拆卸方便，供暖期使用、非供暖期拆除，可避免保温反复拆装，提高检修效率和机组美观。

（4）同期解决机组振动问题

基于高背压改造施工长周期考虑，清苑热电将高中压转子送返上海汽轮机长进行动平衡校核工作。经测量，汽轮机高中压转子过桥位置弯曲量达到 0.05mm，故对高中压转子过桥、中压转子部分进行不平衡量车削加工，复核轴弯曲量为 0.02mm，符合出厂标准。

随后进行转子动平衡校核，加工后转子不平衡量明显好转，在高中压转子前、中、末端添加平衡块后，临界振速降至 0.8mm/s（标准 $\leq 1.2\text{mm/s}$ ）。调整后，首次启机过程临界振动峰值 0.057mm，达优秀标准（优秀标准 $\leq 0.076\text{mm}$ ）。

（六）改造前后参数对比及供热工况参数

1、汽轮机改造前后主要参数对比

序号	规 范	单位	高背压供热工况参数	纯凝工况参数
1	型 号		CB300-16. 67/0. 43/0. 0 54/537/537	C300-16. 7/0. 43/537/537

序号	规 范	单位	高背压供热工况参数	纯凝工况参数
2	型 式		亚临界、单轴、一次中间再热、双缸双排汽、抽汽凝汽背压式、高中压合缸	亚临界、单轴、一次中间再热、双缸双排汽、抽汽凝汽式、高中压合缸
3	额定功率	MW	255.624	300.113
4	最大连续功率	MW	267.955	316.37
5	主汽阀前额定蒸汽压力	MPa	16.7	16.7
6	主汽阀前额定蒸汽温度	℃	537	537
7	额定工况主蒸汽流量	t/h	980.004	919.375
8	最大功率蒸汽流量	t/h	1025.005	1025
9	中压主汽门前额定蒸汽压力	MPa	3.260	3.191
10	中压主汽门前最大蒸汽压力	MPa	3.402	3.527
11	中压主汽门前蒸汽温度	℃	537	537
12	再热蒸汽额定流量	t/h	798.966	758.155
13	再热蒸汽最大流量	t/h	833.309	839.497
14	中压缸额定排汽压力	MPa	0.604	0.5541
15	中压缸额定排汽温度	℃	297.9	289.9
16	中压缸最大排汽压力	MPa	0.632	0.6088
17	中压缸最大排汽温度	℃	298.1	288.9
18	额定背压	kPa	54	5.6
19	最大允许背压	kPa	58	11.8
20	回热抽汽级数	级	6（3高+2低+1除氧）	8（3高+4低+1除氧）
21	给水温度(额定/最大)	℃	277.9/280.9	274.9/281.9
22	低压转子末级叶片长度	mm	311.5	905
23	旋 转 方 向		从机头向发电机端看为顺时针旋转	
24	额 定 转 速	r/min	3000r/min	
25	机组保证热耗	kJ/kWh		7991.5
26	制造厂		上海汽轮机厂	

2、汽轮机额定工况下改造前后抽汽参数对比

抽 汽	加 热 器	抽汽压力MPa		抽汽温度℃		蒸汽流量t/h	
		纯凝	高背压	纯凝	高背压	纯凝	高背压
1	GJ1	5.9674	6.257	386.6	390.3	70.356	79.331
2	GJ2	3.5480	3.622	318.7	319.8	71.457	82.724

3	GJ3	1.6830	1.586	439.9	428.0	29.209	28.187
4	CY	0.8824	0.863	348.7	342.0	24.562	20.291
5	JD5	0.5541	0.604	289.9	297.9	56.699	69.372
6	JD6	0.1313	0.112	143.5	124.4	20.353	18.183
7	JD7	0.0699	/	89.2	/	30.200	/
8	JD8	0.0228	/	62.92	/	25.157	/

3、机组高背压工况热力性能数据表

名称	单位	工况1	工况2	工况3	工况4
电负荷	MW	238.292	267.955	255.624	183696
主蒸汽流量	t/h	1025.005	1025.005	980.004	700.000
主蒸汽压力	MPa (a)	16.7	16.7	16.7	16.7
主蒸汽温度	℃	537	537	537	537
再热蒸汽压力	MPa (a)	3.375	3.402	3.260	2.352
再热蒸汽温度	℃	537	537	537	537
抽汽压力	MPa (a)	1.619/0.43	1.661	1.586	1.053
抽汽量	t/h	55.000/300.000	80.000	80.000	80.000
低压缸排汽量	t/h	308.905	564.591	540.997	388.912
排汽压力	kPa (a)	54	54	54	54
排汽温度	℃	80.2	80.2	80.2	80.2
给水温度	℃	280.7	280.9	277.9	256.7

注：工况 1 抽汽量前为工业、后为采暖；工况 2、3、4 均为仅进行工业抽汽。

3.2 凝汽器改造

（一）改造方案确定

2 号机组高背压改造后，热网循环水替代原循环冷却水进入凝汽器成为冷源水，外部热网承担冷却塔散热工作，供暖加热系统由热网加热器改为凝汽器。改造后，凝汽器排气温度由 34℃提高至 83.3℃，热网循环水在凝汽器循环过程由 50℃升高至 80.3℃，然后经 1、2 号机热网循环泵升压并加热后至外网供热，改造范围包括管板、水室更换及接口加装膨胀节等。

同时，为了降低机组纯凝期背压，避免重复投资，本次改造同时开展凝汽器增容工作，增加凝汽器芯管数量、增大换热面积、增加冷却水通流能力，

保证纯凝期室外高温机组背压维持 6kpa 左右，间接实现机组增容和提效。

（二）结构改造

高背压改造后，凝汽器进汽温度、凝结水温度、进水温度和出水温度均提高，故需对凝汽器热应力及承压能力进行重新校核，更换承压部件，具体更换部件及参数如表 3 所示。

表 3 凝汽器改造结构部件差异明细

名称	改造前参数	改造后参数
凝汽器冷却面积	19000 m ²	22000 m ²
循环水流量	35300 m ³ /h	45760m ³ /h
管侧设计压力	0.45 MPa	1 MPa
冷却水管数	22320 根	29368 根
管内平均循环水流速	1.9 m/s	2.5 m/s
进水温度	循环水进水温度 23 ℃	热网回水温度 45 ℃
出水温度	循环水出水温度 50 ℃	热网供水温度 85 ℃
芯管材料	317L	317L
管板厚度 mm	35+3.5	40+5
主冷却区管数	20530	27480
顶部及空冷区管数	1790	1888
管径×壁厚	Φ 25×0.5/Φ 25×0.7	Φ 22×0.5/Φ 22×0.7
冷却水管有效长度	10840	10840

改造后凝汽器主体设计压力由 0.45mpa 升至 1.0mpa，管板由 38.5m 加厚至 45mm，水室由 25mm 加厚至 30mm。为了实现增容提效目的，冷却管直径由 25mm 缩小至 22mm，管子总数由 22320 增加至 29368 根，换热面积由 19000 m²升至 22000 m²，不但满足高背压热网换热需求，也可达到夏季降背压增容运行效果。

（三）热应力处理

高背压改造后，凝汽器内汽水双侧工质工作温度均大幅提高，凝汽器热应力易集中且更加复杂，主要集中在凝汽器与低压缸接颈、后水室与管板及出入口接管位置。为了消除热应力，须根据热应力情况在上述位置改造或加装膨胀节，抵消应力作用，三种膨胀节参数如表 4 所示，使用情况良好，未出现其他电厂轴向应力过大导致的撕裂问题。

表 4 凝汽器改造新膨胀节技术参数

位置	数量	长度 mm	轴向 mm	横向 mm	温度℃
凝汽器喉部	1	350	±15	±5	100
后水室	2	170	8	0	100
进出口管道	4	750	15	±10	100

（四）改造施工控制

（1）芯管严格验收

29386 根新冷却水管在施工现场经过 100%涡流探伤监测，共计查出损坏芯管 46 根（损坏率 0.16%），不合格管路全部弃用销毁，保证新冷却管道安装后不出现循环水与凝结水串水问题。

（2）严控穿、胀、焊工艺

管板安装应精确中心控制，安装完毕应在四个通道不同位置分别进行试穿、试穿过程不可出现卡涩、磨损现象，否则应复查管板安装水平度与对中情况，防止穿管造成管壁划伤、损坏。

因芯管数量过多，胀管前应在管板四角及中央各胀一标准管，确保管子长度一致，管板无变形，在胀管过程作为检验依据。正式胀管从后水室侧开始，每 20-50 跟为一组从中间向周围进行，避免大面积胀接造成管板变形，各胀口应平滑均匀，设计胀管减薄率为 5%-6%。

芯管全部胀接后，对管板胀口干燥处理，然后进行氩弧焊密封打底，焊接完成后进行 100%着色探伤试验，验收合格后进行注水试验，确保投运后流道独立无串水，凝结水水质稳定。

3.3 给水泵汽轮机

（一）改造方案选取

原2号机组2台给水泵汽轮机为北京电力设备总厂生产的TGQ06/7-1型、单缸、双汽源、冲动凝汽式小型汽轮机，末级排汽经排汽管进入主机凝汽器内，和主机共用真空系统。高背压供热改造后，供热期主机运行背压设计为54kPa，远高于原给水泵汽轮机设计排汽压力6.18~13.17kPa，供热期运行时将会造成给水泵汽轮机排汽温度高、出力不足、末级叶片颤振等问题。故需对给水泵汽轮机进行改造，同时满足纯凝和高背压两种工况下安全运行。

给水泵汽轮机改造主要有三种备选方案，分别为订购新双背压运行汽轮机、与主机同期更换转子和原给水泵汽轮机原机改造。对比分析认为与主机同期更换转子方案工作量大、纯凝期影响煤耗少、与主机工期交叉，不可取，更换新汽轮机无节能效果、投资过高，故选择原机改造方式进行给水泵汽轮机高背压配套改造。

（二）改造方案介绍

（1）转子和隔板改造

根据2号主机改造后设计排汽压力54kpa对高背压工况给水泵汽轮机进行校核，现有汽轮机转子和隔板不能满足背压升高要求，全部进行设计更换。

原给水泵汽轮机转子为高强度合金钢材料整锻实心转子，转子直径小、无中心孔，具备利旧改造条件，故保留原轴，拆除全部叶片，更换新叶片和配套转子使用。改造后额定非供暖期排汽压力为9.7kpa，供暖期排汽压力为56kpa，最大排汽耐压为68kpa，同时具备双背压运行条件。

（2）调节级改造

为了满足给水泵处理要求，高背压54kpa工况单台给水泵汽轮机流量最大为31吨/时，较原19.5吨/时增加11.5吨/时，原调节级进汽流量受限，本次改造重新更换了调节级喷嘴和配套动叶，实现通流扩容运行。

（3）加装喷水减温装置

改造后高背压运行工况背压54kpa，排汽温度83℃，当机组启停、低效率运行或出现突发状况时，易出现排气过热、背压升高问题，故设计增加一路喷水减温系统。该系统自凝泵出口母管引出，利用汽化潜热实现降温效果。

通过选取保留原主轴、更换叶片和隔板的方式进行改造，节约改造经费

近 300 万元，改造前后关键参数对比如表 5 所示。投运后机组出力正常，设备运行稳定。

表 5 给水泵汽轮机改造前后关键数据对比

序号	名称	单位	原纯凝	现纯凝	高背压
1	调速范围	r/min	3000-5450	3000-6000	3000-6000
2	最大连续功率	MW	6	6	6
3	低压进汽压力	MPa	0.796	0.68-1.2	0.68-1.2
4	低压进汽温度	℃	336.7	310-400	310-400
5	级数	级	6+1	6+1	6+1
6	额定排汽背压	kPa	6.18（绝对）	9.7（绝对）	68（绝对）
7	汽耗率	kg/kwh	5.22	5.46	7.757
8	耗汽量	kg/s	4.85	4.97	8.19

3.4 凝结水精处理系统

（一）改造方案概述

高背压改造后，凝汽器内凝结水温度达 83℃，原凝结水精处理系统已无法满足高温运行工况，需配套进行全部更换，提高耐温能力。具体改造范围包括：

- ①将原有 3 台高速混床和树脂捕捉器（内衬天然橡胶，最高耐温 40℃）更换为 3 太内衬耐高温橡胶(最高耐温 90℃)的高速混床和配套树脂捕捉器。
- ②将原有的 3 台高速混床由汽机车间挪至化学精处理车间，作为树脂储存罐使用，储存导出的低温树脂，作为非供热期纯凝工况备用。
- ③新增 1 套高塔体外再生系统（包括树脂分离塔、阳塔、阴塔、废水树脂捕捉器等）。
- ④配套购入 4 套进口三菱品牌耐高温专用树脂（耐温 90℃）。
- ⑤对原有公用再生系统进行优化改造，包括调整工艺用压缩空气管路系统、更换酸碱喷射器及酸碱浓度计等。
- ⑥根据耐高温精处理系统运行要求，新增 PLC 控制系统一套。

(二) 关键参数与优化技术

(1) 改造前后精处理系统运行参数如表 6 所示

表 6 精处理改造前后参数对比

序号	项目	改造前参数	改造后参数
1	精处理流量	额定：760 吨/时 最大：910 吨/时	额定：760 吨/时 最大：910 吨/时
2	设计压力	3.5MPa	3.5MPa
3	设计温度	额定：35℃ 最大：50℃	额定：85℃ 最大：90℃

(2) 再生系统升级

①提高树脂输送效率：原工艺用压缩空气与超滤、反渗透系统并联，输送树脂需 2-3 小时，本次改造新增供气母管至输送管路，是输送用压缩空气稳定在 0.4mpa，现输送树脂时长为 0.5 小时，同时消除树脂管道堵塞隐患。

②提高树脂再生效率：原树脂再生用酸碱浓度计不准确，树脂再生过程需人工频繁取样调整酸碱浓度，更换新酸碱浓度计后，可直接在线读取准确数据，适时调整酸碱量；同时更换原酸碱喷射器，将酸碱浓度由 1%提高至 3-5%，树脂再生过程进酸碱时间由 5-6 小时压缩至 1.25 小时。

通过对再生系统的改造,将 1 套树脂再生时间由 48 小时压缩至 10 小时，应对水质变化能力提高，间接提高高背压工况高温凝结水大流量运行稳定。

原低温精处理设备。包括高温高速混床 3 台，高温再生装置一套，新设备耐温能力由原 50℃提高至 95℃，保证供热期汽水品质和大流量长周期运行稳定。投产效果良好，高温树脂运行稳定可靠。

3.5 管道系统改造

高背压改造后，管路系统改造主要涉及三个方面。分别为热网循环水系统、开式冷却水系统和轴封加热器冷却系统，具体改造方案如下：

(一) 热网循环水系统

高背压改造后，凝汽器称为热网回水母管第一级加热器用来提高热网循环水温度，然后分别进入热网加热器升温后供厂外用户采暖使用，同时实现

冷却低压缸排气冷却和维持机组运行背压的功能。

(1) 管道增容改造

2 号机改造后按以热定电方式运行，原热网循环水回水温度和出水温度相对稳定，故热网循环水流量直接关系机组供电和热负荷能力。按设计值 54kpa 运行需要 12200t/h 热网循环水可满足设计工况稳定运行，综合考虑机组运行安全性与经济性，应尽量低控制机组背压运行可获得更好的经济性与收益。如循环水流量升高至 14200t/h，机组背压降至 45kpa 左右，相同进汽量前提下，机组可提高约 10MW，如循环水流量进一步增加，机组运行将更加安全经济。

原厂区内供热供回水母管为 DN1200 管道，按流速 3m/s 计，最大流量为 12200t/h，影响机组运行经济性，且调节能力不足。故配套对厂内循环水管道进行扩容，综合考虑 2017 年热泵改造及热网发展情况，一次性将供回水母管扩建为 DN1600 管道，最大供水能力达 21700t/h。本年度完成原保定城区 DN1200 出厂母管和清苑区 DN700 供暖母管连接工作，预留 2017 年扩展 DN1200 和 DN500 供回水接口各一。系统改造如图 6 所示。

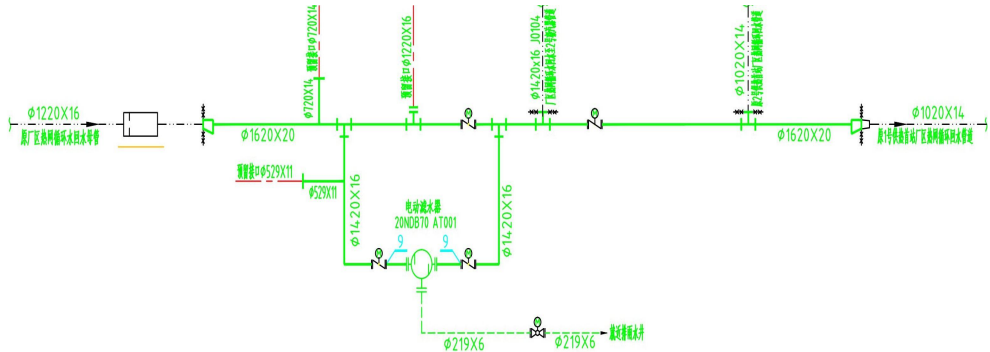


图 6 供水母管增容改造示意图

图 6 所示下部为母管增容配套增加滤水旁路系统，在热网投运初期，为了保证凝汽器进水水质，并联增设 DN1400 滤水器一台，滤水能力为 16600t/h，可满足热网投运初期滤水工况，待新网全部投运、水质合格后切换回 DN1600 主管路运行。

(2) 回水母管至凝汽器系统

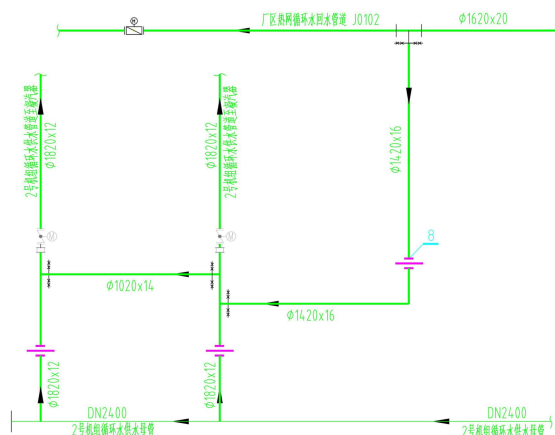


图7 热网循环水回水接入凝汽器管路系统示意图

2号机组高背压改造后，2号机凝汽器串联在原热网循环水回水并联加热管路前，为了考虑凝汽器运行安全，采用双进双出通流模式，具体方案为：①原进入凝汽器两侧两根DN1800管路堵板封堵，从DN1600回水母管引DN1400管道一根，在主变压器南侧入操作井在堵板后侧插入原凝汽器南侧DN1800管道。②在机房内循环水管道入室位置，增加一根DN1000管道，作为热网循环水回水至北侧循环水管道联通管，并配套在南侧DN1800管道回水管增加DN1000节流孔板，以平衡凝汽器两侧水量。该系统如图7所示。

(3) 增加热网加热器旁路系统

高背压改造后，为了保证2号机组运行安全，热网循环水系统须维持9000t/h以上工况运行，要求系统通流能力必须保证在极端设备故障前提下，单台机组具备热网最低流量通流能力。原单台机组2台热网加热器入口均为DN600管径，单机母管最大通流能力为6100t/h，影响机组运行稳定，故在每台机组热网循环泵出口母管增加至热网循环水供水母管DN600管路一根，保证单台机组循环水量不低于9000t/h，管路系统如图8所示。

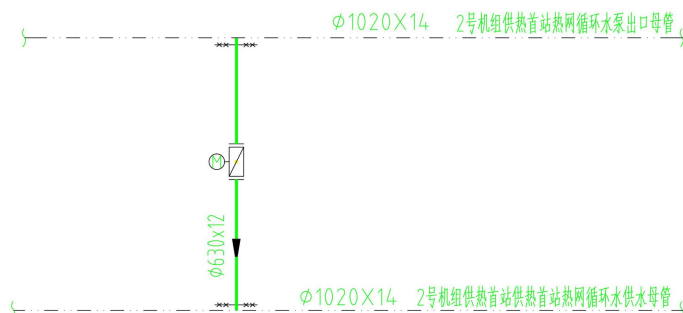


图 8 热网加热器旁路系统（单机示意，两机相同）

（4）新增并联热网循环泵管路

改造前，机组共有热网循环泵 6 台，单台最大流量 2800t/h，采用四用二备方式运行，设计流量 11200t/h。改造后，2016 年长期运行流量约 13000t/h，正常情况循环泵处于五用一备运行，为了提高设备稳定，确保高背压机组运行安全经济，故增加同型号热网循环泵 1 台，配套增加与供回水母管并联管路一条，新增系统如图 9 所示，供水侧接入旁路为 DN600 管道。

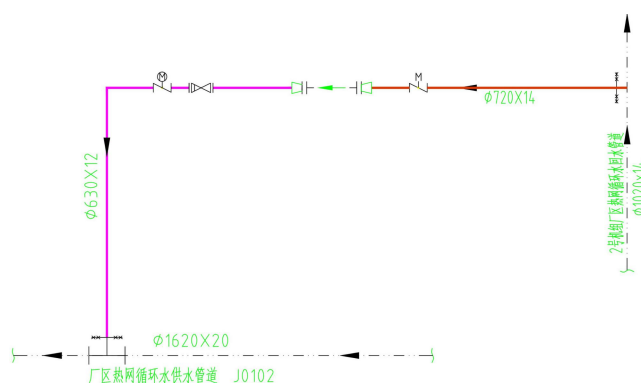


图 9 新增并联热网管路系统图

（二）配套辅助系统

高背压改造后，2 号冷却塔停用、凝结水温度升高，机组运行辅助系统主要影响两个方面，分别为开式冷却水和轴封加热器冷却水系统。

（1）开冷水系统改造

高背压运行期间，凝汽器冷却水源改为热网循环水回水，2 号冷却塔和循环水泵退出使用，原 2 号机开式冷却水处于断水状态，为了保证机组稳定运行，新增加一路冬季用开式冷却水源。

经综合考虑现场设备布局，确定自 1 号机组 1A 循环泵出口位置引出 DN600 管路沿厂内道路至 2 号机原开式冷却水源接入位置，实现供暖期和非供暖期开冷水切换运行，回水采用无压回水方式至 1 号冷却塔。同时，为了提高开式冷却水系统运行稳定性，新增开式冷却水泵 1 台，作为 1 号机组双循环泵退备或凝汽器故障停机时使用。改造系统如图 10 所示。

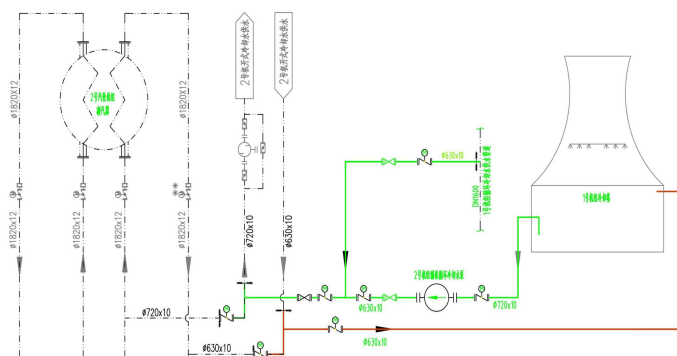


图 10 开冷水系统改造示意图

(2) 新增轴封加热器冷却水系统

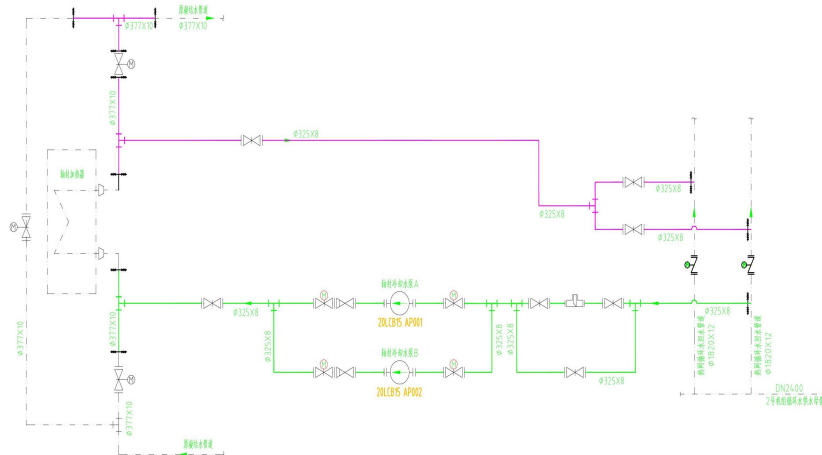


图 11 轴封加热器冷却水系统管路示意图

高背压改造后，凝结水温度由 34.9°C 升至 83°C ，无法满足轴封加热器的冷却要求。经核算，在不改变原轴封加热器前提下，替换使用热网循环水回水作为轴封冷却水源可满足运行要求，并实现轴封热量回收外供功能。故自凝汽器入口管道引出 DN300 管道一根，经轴加升压泵升压进入轴封加热器回收热量后返回凝汽器入口母管，解决凝结水温过高问题。管道系统设计如图 11 所示。

3.6 配套辅机增设与改造

(一) 新增热网循环泵 1 台

在并联热网循环泵管路配套增设与原热网循环泵参数相同循环泵 1 台，现热网系统共有循环泵 7 台，目前采取四用三备方式运行，规划极寒期热网

循环水流量超 14000t/h 后，改为五用二备方式运行。具体参数见表 7。

表 7 新增热网循环泵技术参数

泵参数		电机参数	
型式	双吸中开卧式离心泵	型号	YKK560-4
型号	XS400-690	额定功率	1600KW
流量	2550 m ³ /h	额定电压	6000V
最大流量	2800 m ³ /h	额定电流	183. 4A
扬程	150m	转速	1491r/min
转速	1480r/min	功率因数	0. 88
配用功率	1600KW	接线方式	Y
进水温度	70℃	绝缘等级	F
最大允许进水温度	100℃	防护等级	IP54
密封型式	机械密封		

(二) 新增开冷水泵 1 台

在新增开冷水系统管路，与 1 号机循泵出口连接管路并联接入备用开冷水泵一台，确保在 1 号机两台循环水泵必须退备工况可应急提供冷却水源。具体参数见表 8。

表 8 新增开冷泵技术参数

名称	型式	流量 m ³ /h	扬程 m	电机 功率 kW	电压 V	吸上 高度 (m)	安装 地点	启动 时间	台数
开式循环冷却水泵	同步自吸泵	2096	25	280	6000	≥7	循泵前池南侧	≤5s	1

(三) 新增轴加升压泵 2 台

新增轴封加热器冷却水系统后，因轴封冷却水取自热网循环水回水母管，经轴封加热器加热后返回热网循环水回水母管进入凝汽器开始继续加热过程，为了保证轴封冷却器冷却效果，不产生轴封蒸汽外逸，配套增加轴封冷却升压水泵 2 台，日常采用一用一备方式，保证轴加系统运行正常。该 2 台轴加升压泵布置于机房 0 米，具体参数如表 9 所示。

表 9 轴加升压泵技术参数（单台）

名称	型式	流量 m ³ /h	扬程 m	最高水 温℃	功率 kW	电压 V	吸上高 度(m)	安装地点	台数
----	----	-------------------------	---------	-----------	----------	---------	-------------	------	----

轴封冷却水泵	管道泵	720	15	60	55	380	≥ 7	汽机房 0.00m	2
--------	-----	-----	----	----	----	-----	----------	--------------	---

（四）热网疏水泵改造 2 台

高背压改造后，1、2 号机热网采暖抽汽均为二次加热使用，测算抽汽量 0-200t/h，原 315t/h 热网疏水泵不再适用于低流量加热工况，限值阀门开度运行影响系统安全与稳定，且泵长期运行振动严重，故配套将原热网疏水泵更换为变频泵，适应各种采暖抽汽工况。具体参数如表 10 所示。

表 10 改造后热网疏水泵技术参数

项 目	单位	双级热网疏水泵
额定工况进水压力	MPa	0.35
最高进水压力	MPa	0.55
额定工况进水温度	℃	138
最高进水温度	℃	142
额定流量	t/h	285
最大流量	t/h	315
扬程	mH ₂ O	160
转速	rpm	1450
台数	台	2
电动机型号		YSP315L2-2/IP54(2 台)（湘潭）
电动机功率	kW	200
调频范围	Hz	20-50

（五）真空泵改造 2 台

高背压改造后，2 号汽机排汽温度为 83.3℃，设计运行背压 54kpa，原真空泵无法满足高温工况运行，易形成气塞、抽吸能力下降，因背压升高更容易出现叶根汽蚀现象，故保留原一台真空泵，新增 100%和 50%负荷双级锥体真空泵各一台，兼顾机组运行稳定性与经济性。具体参数如表 11 所示。

表 11 新增真空泵技术参数

序号	名称	单位	数据	备注
100%容量双级锥体真空泵组				
1	凝汽器最低运行背压 吸入压力	kPa	5.4	对应设计背压 5.4Kpa，冷却水温 20℃
2	设计背压下单泵出力	kg/h	70	抽出的干空气量

3	真空泵极限抽吸入压力	kPa	2.7	冷却水温 15℃
4	单泵极限抽吸能力	kg/h	41	对应吸压力 3.4kPa, 冷却水温 15℃
5	真空泵转速	r/min	500	
6	真空泵级数		双级	
7	轴功率	kw	62	5.4Kpa 设计工况
8	电动机额定功率	kw	110	
9	电动机额定电压	V	380	
50%容量双级锥体真空泵组				
1	凝汽器最低运行背压 吸入压力	kPa	5.4	对应设计背压 5.4Kpa, 冷却水温 20℃
2	设计背压下单泵出力	kg/h	35	抽出的干空气量
3	真空泵极限抽吸入压力	kPa	2.7	冷却水温 15℃
4	单泵极限抽吸能力	kg/h	20	对应吸压力 3.4kPa, 冷却水温 15℃
5	真空泵转速	r/min	740	
6	真空泵级数		双级	
7	轴功率	kw	33	5.4Kpa 设计工况
8	电动机额定功率	kw	110	
9	电动机额定电压	V	380	

四、项目规模和主要内容：

（一）项目方案及内容综述

清苑热电高背压双转子改造的技术路线为，供热期机组低压缸转子更换为设计背压较高的供热专用转，把凝汽器的压力提高，充分利用机组的冷源损失，把循环水变成热网循环水，把背压提高到 54kPa，热网循环水吸收低压缸排汽余热，进行一次加热水温提高到 80℃，然后再经过供热首站蒸汽加热器完成第二次加热，把生成的高温热水循环水，送到首站利用本机组或另一台机组的抽汽进一步加热，送至热水管网通过二级换热站与二级热网循环水进行换热，高温热水冷却后再回到机组

凝汽器,构成一个完整的循环水路送往用户。一方面满足热用户的需要,同时又最大限度的利用了机组的冷源损失,提高了机组的经济性。

(二) 工程计划开竣工时间;

可研预计工期安排:

现场施工: 2016 年 05 月 01 日-2016 年 10 月 15 日

各相关系统调试: 2016 年 10 月 16 日-2016 年 10 月 30 日

热网热态调试: 2016 年 11 月 10 日-2016 年 11 月 15 日

(三) 项目范围;

改造范围包括汽轮机本体、凝汽器、给水泵汽轮机、开冷水系统、凝结水精处理系统、热网管道系统、真空系统、热网抽汽系统、热工参数整定、轴加系统、热网循环水系统等 2 号机组全部涉及高背压供热设备。

(四) 项目的主要设备材料构成;

主要设备包括:

①汽轮机高背压和纯凝共用新低压内缸、高背压用低压转子各 1 套, 新单管式中低压缸联通管 1 根;

②2 台给水泵汽轮机更换通流叶片、隔板各 1 套;

③凝汽器更换全部芯管、管板、隔板等 1 套;

④新增热网循环泵、轴加冷却泵 (2 台)、开冷泵, 改造真空泵 (2 台)、变频热网疏水泵 (2 台)。

主要材料包括:

热网管道系统、开冷水管道系统、轴加系统新增管路及配套阀门等。

（五）地址选择及地理位置、路径及方案；

本项目在原 2 号机组主机及附属设备范围内原址施工改造。

（六）改造后系统布置的变化；

1、新增热网循环泵 1 台，热网循环泵由 4 用 2 备，改为 4 用 3 备（大流量时 5 用 2 备）；

2、新增开冷水系统及配套开冷水泵 1 台，改造后 2 号机组开冷水由 1 号机组循环水泵通过新增管路补给。特殊情况下，由新增开冷泵自 1 号机循环水泵前池取水，无压回水至 1 号冷却塔西侧。

（七）性能和有关参数及必要的图纸；

因改造范围广，图纸详见打包文件。

五、工程实施情况：

（一）工程项目有关征地、占地、施工临时用地、拆迁、赔偿等外部条件的落实情况；

本改造工程全部在清苑热电厂内实施，不涉及征地等问题。

（二）设计、施工单位的选择；

项目设计为一级标，通过大唐集采平台公开招标确定山东奥翔电力工程设计咨询有限公司为中标单位。

项目施工为一级标，通过大唐集采平台公开招标确定河北电力建设第一工程公司为中标单位。

（三）工程施工周期；

2016 年 9 月 12 日-2016 年 11 月 15 日

（四）设备制造周期；

2016 年 2 月-2016 年 10 月

(五) 勘测设计周期;

(六) 资金来源等的落实情况;

项目总投资 9600 万元, 其中国家财政补贴 500 万元, 自筹资金 9100 万元。

(七) 有关规划、消防、征地、搬迁等的落实情况;
无。

(八) 需要停机停炉等计划的落实情况;
按技改计划停机。

(九) 进口设备是否具备采购条件;
无进口设备采购。

(十) 主要设备及材料的采购是否采用招议标方式进行;
是。

(十一) 主要设备及材料采购的被招标对象(制造商)的选择;
通过大唐集采平台公开招标, 性价比综合评标确定中标单位。

(十二) 其他外部条件是否具备。
具备。

六、竣工决算表及设备、材料明细表:

(一) 投资估算表;

序号	工程或费用名称	估算值(万元)				
		建筑工程	设备购置	安装工程	其它费用	合计
一	第一部分: 工程费用					

序号	工程或费用名称	估算值（万元）				
		建筑工程	设备购置	安装工程	其它费用	合计
1	主机系统改造					6779
1.1	汽轮机低压通流部分		3732			3721
1.2	凝汽器加强改造		1080	108		1188
1.3	小机改造		650	40		690
1.4	化学精处理		700			700
1.5	冷却水系统改造		85	15		100
1.6	更换轴封加热器		70	10		80
1.7	抽空热量回收装置和系统		95	5		100
1.8	热工、电气控制系统		60	40		100
1.9	管道阀门、管件等		70	30		100
2	厂区供热管网工程					1100
2.1	热水管出水					400
2.2	热水管回水					400
2.3	热水管 DN1000 Φ 1020*7 钢管 200 米 (5 段抽气管道)					120
2.4	Φ 630*7 钢管 150 米 (开冷水管道)					20
2.5	蒸汽管 DN1320×12*150					110
2.6	其他					50
3	换热站站内供热改造工程					485
3.1	水泵及附属设备					120
3.2	供热管道改造					100
3.3	管道阀门、管件等					80
3.4	热工控制系统等					105
3.5	设备钢架					50
3.6	其他设备（除铁器、凝水回收等）					30
二	第二部分：其他费用					1058

序号	工程或费用名称	估算值（万元）				
		建筑工程	设备购置	安装工程	其它费用	合计
1	建设单位管理费					20
2	勘察设计费					240
3	工程监理费					120
4	工程保险费					33
5	技术使用及服务费					320
6	控制优化软件					205
7	调试费用					60
8	试验费用					60
三	基本预备费					100
四	工程静态总投资					9522

（二）设计费

序号	费用名称	费用金额（万元）
1	可研编制费	29
2	可研审核费	8.1
3	热网管路及辅助系统勘察设计费	159
4	环评审核项目	4.8
合计		200.9

（二）设备费

序号	费用名称	费用金额（万元）
1	低压缸成套部件改造设备费	3366
2	凝汽器改造设备费	1180
3	联通管改造设备费	185

4	凝结水精处理系统改造设备费	667.4
5	新增配套转机（4台）设备费	91.2
6	真空泵升级改造设备费	97.6
7	高中压缸汽封改造设备费	198
8	热网疏水泵（2台）变频改造设备费	97.75
9	热网回水母管滤水器设备费	18.8
10	控制系统设备改造	23
11	物资设备采购费	834.311574
合计		6759.061574

（三）建筑费

序号	费用名称	费用金额（万元）
1	砖混泵房及砖混配电室建设费	35
2	低压转子隔板安置板房建设费	23.7856
合计		58.7856

（四）施工费

序号	费用名称	费用金额（万元）
1	工程监理费	58.38
2	技术服务费	290
3	机组安全运行监测系统软件费	96
4	优化运行软件研发费	16.9
5	2号机组 TSI 校验费	6.12
6	2号机组 SIS 系统升级改造费	17.64
7	仿真机改造费	48
8	2号机组改造前后性能试验费	82
9	保温及脚手架搭设施工费	98.5

10	检修场地面防护设施制作及施工费	33.1
11	检修现场安全围栏、标示制作及施工费	35.98
12	厂区热网施工费	563.2881
13	高中压缸和小汽轮机保温施工费	26
14	现场地面治理施工费	192.8
15	现场照明优化施工费	34.9
16	现场文明生产治理施工费	16.4922
17	转子喷丸施工费	9.2
18	外加工修理费	0.127
19	安全文明治理施工费	0.5076
20	涡流探伤试验施工费	18
21	低压缸保温施工费	69.28
22	低压转子与热网堵板定期轮换检修施工费	151
23	低压转子托架支撑改造施工费	32.1867
24	零部件加工费	26
25	真空泵返厂检修费	29
26	高主门优化施工费	9.5
27	凝结水泵（2台）返厂检修费	13
28	给水泵汽轮机（2台）综合改造费	378
29	循环水泵（2台）增容改造费	124
30	EH油泵返厂检修费	15.63
31	凝汽器补水雾化改造施工费	19.48
32	汽泵及电泵液偶返厂检修费	57.4931
33	化妆板修复与喷涂	12
合计		2580.5047

（七）工程总投资

工程总投资：9600 万元

完成总投资：9599.251874 万元

结算剩余资金：7481.26 元

七、经济效益分析：

（一）对于提高系统和本单位综合生产能力与经济效益的计算分析，包括节能降损、提高效益、降低成本、增加利润等；

（1）节能降损分析

①节约冷却塔水耗：2 机组实施高背压双转子供热改造后，2 号冷却塔退出备用，按 1 号塔补水情况概算，全部供热季减少补充中水约 40 万吨。

②节约生产电耗：改造后，2 号机组循环水泵退出使用、供热季两台机组热网总抽汽量减少，2 号机组热网疏水泵停用、1 号机组 1A 热网疏水泵变频使用，经测算，供热季节节约电耗 443 万 kWh。

（2）提高效益

①发电能力提高：原设计采暖抽气工况下发电负荷 226.71MW，实际运行过程发电负荷最大值为 271.68MW，超过设计保证值 255MW，满足改造要求。

②供热能力提高：2 号机原设计供热能力为 328MW，改造后现供热能力为 424MW，抽汽工况

（3）降低成本：改造后，试验供电煤耗 147g/kwh，较原设计额定供电煤耗 222g/kwh 降低 75g/kwh。按增加供热能力稳定为 118MW、供热煤耗 39kg/Gj 计，全部供热季节节约标煤量约 4.7 万吨。

（二）对投资回报等指标的分析计算。

按目前投运情况推算（暂不考虑节水、节电收益和环保限产及超发电量

影响), 主要供热节能与收益指标概算同年对比情况为: ①按增加供热能力稳定为 118MW、供热煤耗 39kg/Gj 计, 全部供热季节约标煤量约 4.7 万吨, 较可研报告中 4.31 万吨多节约 0.39 万吨, 符合可研报告预期目标; ②因标煤价格上涨, 现标煤单价约为 650 元/吨, 年节约燃煤支出约 3055 万元, 较可研报告中 2180 万元增加 875 万元。③项目总投资为 9600 万元, 静态投资回报周期为 3.14 年, 投资回报率 32%。

八、评价结论:

(一) 运用各种数据, 从安全、技术、经济、财务等方面, 论述工程项目的可行性和存在问题;

(1) 改造效果

安全性: 汽轮机运行安全性显著提高, 机组背压适应区间增大, 运行调整及事故反应时间延长, 可有效适应 5.6kpa-54kpa 运行工况, 符合设计要求。

技术性: 改造后, 2 号汽轮机最高发电负荷 271MW, 超过设计值 255MW; 不抽汽工况, 供热能力 420MW, 抽汽工况 470MW, 超过设计值 446MW, 满足设计要求。

经济性: 改造后, 汽轮机热耗由原供热工况 5560kj/kwh, 改造后汽轮机热耗降至 3676.5kj/kwh, 同时低于可研报告预计值 3750kj/kwh。

(2) 存在问题

2 号机组高背压改造后, 机组真空由热网循环水系统维持, 故热网循环水系统运行安全性与稳定性要求较高。目前, 受保定市供

热管网发展限制，清苑热电仅有一条母管至保定城区供热，该管网失水严重影响机组运行安全，下一步将新建朝阳路 DN1200 支线一条，并在厂区内增加至保定城区保清路和朝阳路 DN1200 两根管线、至清苑区 DN700 管线一次隔离阀门，提高高背压机组运行安全性。

（二）对改进前后安全生产情况、经济运行情况、社会环境影响等方面的对比分析。包括：节能降耗方面、提高安全性、提高可靠性等；对环境的影响；经济效益；社会效益等。

因保定城区集中供热面积发展迅速，2 号机组于 2016-2017 年度投产，目前供热面积已超过 1200 万平米，与可研材料中 2017-2018 年度预计供热面积相符。

按目前投运情况推算（暂不考虑节水、节电收益和环保限产及超发电量影响），主要供热节能与收益指标概算同年对比情况为：

①按增加供热能力稳定为 118MW、供热煤耗 39kg/Gj 计，全部供热季节约标煤量约 4.7 万吨，较可研材料中 4.31 万吨多节约 0.39 万吨，符合可研材料预期目标；②因标煤价格上涨，现标煤单价约为 650 元/吨，年节约燃煤支出约 3000 万元，较可研材料中 2180 万元增加 820 万元；③年降低二氧化碳排放 12.22 万吨较可研值 9.95 万吨多减排 2.27 万吨、降低二氧化硫排放 1128 吨较可研值 918.336 多减排 209.664 吨、降低氮氧化物排放 329 吨较可研 267.848 多减排 64.152 吨、降低烟尘排放 94 吨较可研 76.528 多减排 17.472 吨。

综上，本次改造严格按集团公司要求，结合城市热力管网改造，进行（热）网（热）源合一深度优化设计，受保定城区供热面积发

展利好，效果符合且部分优于可研材料所列技术参数，实现了改造预期目标和改造收益最大化。

