

新建热电联产机组及供热改造厂内设计

西北电力设计院有限公司

白锋军

2018年4月10日

主要内容

一、新建热电联产机组

1、新建背压机组

- 1) 新建背压式机组国家政策
- 2) 常规背压机组特点
- 3) 超临界或亚临界再热型背压机组
- 4) 采暖型背压机组经济性测算

2、350MW超临界供热汽轮机选型

二、供热改造

1、再热系统工业抽汽供热改造

2、压力匹配器及增汽机

3、中低压缸连通管道供热抽汽压力优化

4、高背压余热回收供热改造

- 1) 湿冷机组高背压余热回收供热改造
- 2) 直接空冷机组高背压余热回收供热改造
- 3) 间接空冷机组高背压余热回收供热改造
- 4) 大温差、长距离、高背压余热回收供热改造

5、利用热泵回收余热供热改造

6、切除低压缸供热改造

主要内容

三、主要供热系统设计

- 1、热网加热蒸汽系统
- 2、热网加热器疏水放气系统
- 3、热网循环水系统
- 4、热网循环水补水系统

一、新建热电联产机组

1、新建背压机组

1) 新建背压式机组国家政策

(1) 政策来源：五部委联合下发的热电联产管理办法（发改能源〔2016〕617号）

(2) 管理办法中关于背压机的相关条款要求

第八条：

新建工业项目禁止配套建设自各燃煤热电联产项目。

限制规划建设仅为单一企业服务的自各热电联产项目。

第十九条：

工业热电联产项目优先采用高压及以上参数背压热电联产机组。

第三十一条：

背压燃煤热电联产机组建设容量不受国家燃煤电站总量控制目标限制。

电网企业要优先为背压热电联产机组提供电网接入服务，确保机组与送出工程同步投产。

第三十二条：

有条件的地区可试行两部制上网电价。容量电价以各类采暖型背压燃煤热电联产机组平均投资成本为基础，主要用于补偿非供热期停发造成的损失。电量电价执行本地区标杆电价。

第三十六条：

热电联产机组所发电量按“以热定电”原则由电网企业优先收购。

背压热电联产机组暂不参与市场竞争，所发电量全额优先上网并按政府定价结算。

抽凝热电联产机组参与市场竞争，按“以热定电”原则确定的上网电量优先上网并按市场价格进行结算。

总之：背压热电项目不能自备、背压机组装机容量不受限制，以热定电、全额上网，采暖型可实行两部制上网电价。

一、新建热电联产机组

2) 常规背压机组特点

单机容量小、主汽参数低（低压到超高压）、非再热型、汽轮机结构简单（单缸或双缸）、按以热定电方式运行，额定供热量时发电量额定、汽轮机排汽主要对外供热，发电煤耗率低（约150g/kwh），发电总量较小，电厂发电收益不明显等。

3) 超临界或亚临界再热型背压机组

(1) 研发此型背压机目的：

与常规背压机对比，在相同供热量时，扩大背压机组发电量（发电量略小于350MW抽凝机组，但比常规背压机组大3~4倍），充分利用背压机组无冷源损失，发电煤耗率仅150g/kwh的特点，增加电厂的收益。

(2) 超临界或亚临界再热型汽轮机选型

超临界再热型背压机：超临界、再热型、双缸、两级调节抽汽、背压式汽轮机CCB170-24.2/4.5/1.8/0.15，发电机额定出力170MW。对外可供4.5MPa/430℃及1.8MPa/330℃两种参数的蒸汽，4.5MPa/430℃利用中联调节阀及供汽管道上快关调节阀调节；1.8MPa/330℃利用旋转隔板及供汽管道上快关调节阀调节，6级回热系统。

亚临界再热型背压机：亚临界、再热型、两级调节抽汽、背压式汽轮机CCB55-16.7/4.3/1.3/0.15，发电机额定出力55MW。

(3) 技术难点：

①、扩大供热范围

改型号背压机容量较大，如何保证汽轮机在低负荷时能保证对外供热参数，使供热范围达到30~100%额定供热量（350MW工业供热范围75~100%）；

②、如何保证各负荷时机组不超压

本工程汽轮机结构为：高压缸100%容量、中压缸约50%容量、旋转隔板后低压缸约25%，如何控制机组在各负荷时6级回热系统及2级对外供热不超压超温是改型汽轮机重点研究内容。

一、新建热电联产机组

③、如何保证机组蒸汽不溢流

如何保证机组在启动时少溢流，在正常供热时无溢流，保证主蒸汽除回热系统及供热外无额外损失；

④、汽轮机控制逻辑

东汽： 4.5MPa/430℃利用中联调节阀及供汽管道上快关调节阀调节；

1.8MPa/330℃利用旋转隔板及供汽管道上快关调节阀调节；

0.15MPa利用排汽管道上调节阀及溢流阀调节。

哈汽： 4.5MPa/430℃利用主蒸汽调节阀调节；

1.8MPa/330℃中压联合调节阀调节；

0.15MPa利用旋转隔板调节。

上汽： 4.5MPa/430℃利用主蒸汽调节阀调节，中联调节阀辅助调节；

1.8MPa/330℃利用主蒸汽调节阀调节，座缸阀辅助调节；

0.15MPa主蒸汽调节阀调节。

⑤、回热系统如何配置，防止单级加热器给水温升过大；

如何更好设置回热抽汽级数，防止某级加热器给水温升过大。

⑥、防止再热冷段温升过大

再热冷段温度随机组负荷及中联阀调节变化，温度变化高达100℃以上，导致锅炉再热器吸热量变化幅度很大，如何控制再热温度。

一、新建热电联产机组

4) 采暖型背压机组经济性测算

(1) 对比机型：2×B12MW、2×B25MW和2×B50MW

(2) 测算采暖时间：按4个月、5个月、6个月、7个月

(3) 基础参数：

标杆上网电价：400元/MWh（含税）

供热价格：30元/GJ（含税）

标煤价：680元/t（含税）

投资方内部收益率（IRR）8%。

(4) 采暖型背压机组经济性测算结论

①、在当前标杆上网电价400元/MWh（含税），供热价格30元/GJ（含税）的前提下，不同容量机组基本均处于亏损状态。

②、采暖期越短，亏损额越大；

③、当采暖期为7个月时，2×B50MW机组处于盈亏平衡状态，且2×B25MW机组比2×B12MW机组亏损额要小。

一、新建热电联产机组

(5) 采暖型背压机经济性测算表

序号	项目	单位	2×B12MW				2×B25MW				2×B50MW			
1	锅炉形式		2×CFB95t/h+2×B12MW				2×CFB160t/h+2×B25MW				2×300t/h煤粉炉+2×B50MW			
2	单位投资	元/kw	13000				11500				10000			
3	供热负荷	万m ² /MW	212/106				336/168				662/331			
4	采暖期	月	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7
5	年发电利用小时	h	2880	3600	4320	5040	2880	3600	4320	5040	2880	3600	4320	5040
6	年发电量	GWh	69.12	86.4	103.68	120.96	144	180	216	252	288	360	432	504
7	年供热量	万GJ	109.35	136.69	164.02	191.36	174.58	218.22	261.86	305.51	343.13	428.91	514.69	600.47
8	发电标煤耗	g/kWh	174.71				161.45				138			
9	供热标煤耗	kg/GJ	38.91				38.45				37.62			
10	发电厂用电率	%	10				10				10			
11	供热厂用电	kWh/GJ	5				5				5			
12	年亏损额	万元	-4877	-4252	-3615	-3000	-6646	-5315	-3988	-2661	-8305	-5486	-2479	400
13	电价400/MWh、全年盈亏平衡时，电厂出口热价	元/GJ	66.50	56.61	50.04	45.38	54.86	45.93	39.97	35.72	44.73	37.99	33.06	29.58
14	电价400/MWh、IRR=8%时测算热价	元/GJ	68.14	57.59	50.56	45.59	65.42	54.45	47.13	41.90	54.22	45.41	39.23	34.92
15	热价30元/GJ、IRR=8%测算上网电价	元/MWh	1201.94	979.29	830.73	726.25	958.02	784.7	669.15	586.62	773.21	638.66	541.23	474.95
16	若电价与热价均得不到补贴，为实现IRR=8%直接年财政补贴	万元	3715	3346	2975	2616	5490	4705	3920	3171	7295	5790	4152	2580
17	若无电价、热价及直接财政补贴，为实现IRR=8%，需要达到的转移电量补贴数（转移电价按100元/MWh测算）年转移电量	GWh	371.5	334.6	297.5	261.6	549	470.5	392	317.1	729.5	579	415.2	258
18	转移电量年利用小时	h	15479	13942	12396	10900	10980	9410	7840	6342	7295	5790	4152	2580

一、新建热电联产机组

■ 2、350MW超临界供热汽轮机选型

1) 汽轮机供热抽汽压力调节方式选择

中压联合调节阀调节：利用中压联合调节阀控制再热系统或高压缸供汽压力，再热系统供汽压力：4.0～5.5MPa左右、高压缸9.8～5.5MPa。

座缸阀门调节：用于供热抽汽压力 > 1.5MPa、调节阀设在汽缸上可调抽汽方案；

旋转隔板调节：旋转隔板设在中压缸内，调节供热抽汽压力在0.8～1.5MPa；

中低压缸连通管道上调节蝶阀调节：调节供热抽汽压力在0.12～1.0MPa。

2) 纯采暖供热汽轮机选型

汽轮机结构：选用双缸或三缸、两排汽

供热抽汽压力：0.297～0.4MPa

中、低压缸分缸压力：0.4～0.6MPa

冷却方式：间冷、直冷、湿冷

单台机最大抽汽量：500～550t/h

供热抽汽调节方式：中、低压缸连通管蝶阀调节。

供热抽汽接口位置：新建机组从中压下汽缸排汽端；改造机组从中低压缸连通管接出。

3) 纯工业供热汽轮机选型

(1) 当工业热负荷要求汽轮机抽汽口处压力要求 ≤ 1.0 MPa时：

汽轮机结构：选用双缸或三缸、两排汽

供热抽汽压力：0.8～1.0MPa

中、低压缸分缸压力：0.8～1.0MPa

冷却方式：间冷、直冷、湿冷

单台机最大抽汽量：350t/h

供热抽汽调节方式：中、低压缸连通管蝶阀调节。

供热抽汽接口位置：新建机组从中压下汽缸排汽端；改造机组从中低压缸连通管接出。

一、新建热电联产机组

(2) 当工业热负荷要求汽轮机抽汽口处压力 $\geq 1.0\text{MPa}$ 、工业蒸汽总量 $\geq 150\text{t/h}$

汽轮机结构：选用三缸（哈汽可提供双缸）、两排汽

供热抽汽压力： $1.0\sim 1.5\text{MPa}$

冷却方式：间冷、直冷、湿冷

单台机最大抽汽量： 350t/h

供热抽汽调节方式：旋转隔板调节。

供热抽汽接口位置：从旋转隔板前汽缸上抽出。

旋转隔板投运最大机组容量： 660MW

(3) 工业热负荷不明确，预留工业供热能力

利用冷段、三抽和四抽非调整抽汽预留工业对外供热能力。

(4) 再热系统调节抽汽

汽轮机结构：选用双缸或三缸、两排汽

供热抽汽压力： $4.0\sim 5\text{MPa}$ 、 $5\sim 9.8\text{MPa}$

抽汽位置： $4.0\sim 5\text{MPa}$ 再热系统； $5\sim 9.8\text{MPa}$ 高压缸

允许抽汽量：冷段最大允许抽8%再热量； 350MW 级热段单机可抽 200t/h 以上。

供热抽汽调节方式：中压联合汽阀调节。

4) 既有工业又有采暖供热汽轮机选型

(1) 当2台机组工业热负荷总量 $\leq 100\text{t/h}$ ，其余热负荷为采暖热负荷时：

工业热负荷由非调整抽汽组合供热；采暖抽汽由中、低压缸连通管蝶阀调节供汽。

汽轮机结构：选用双缸或三缸、两排汽

采暖抽汽压力： $0.379\sim 0.4\text{MPa}$

中、低压缸分缸压力： $0.4\sim 0.6\text{MPa}$

冷却方式：间冷、直冷、湿冷

一、新建热电联产机组

(2) 当2台机组工业热负荷总量 $\geq 100\text{t/h}$,其余热负荷为采暖热负荷时:

汽轮机选用三缸(哈汽可提供双缸)、双排汽汽轮机;

工业热负荷由旋转隔板调节供热;采暖抽汽由中低压缸连通管蝶阀调节供汽。

工业抽汽压力: $0.8\sim 1.5\text{MPa}$

采暖抽汽压力: $0.297\sim 0.4\text{MPa}$

冷却方式: 间冷、直冷、湿冷

(3) 当2台机组工业热负荷总量 $\geq 100\text{t/h}$,工业抽汽压力为 $0.8\sim 1.5\text{MPa}$ 、 $4\sim 5\text{MPa}$,其余热负荷为采暖热负荷时:

汽轮机选用三缸(哈汽可提供双缸)、双排汽汽轮机;

工业抽汽: $0.8\sim 1.5\text{MPa}$ 工业热负荷由旋转隔板调节、 $4\sim 5\text{MPa}$ 工业热负荷由中联阀调节;

采暖抽汽: 由中低压缸连通管蝶阀调节供汽。

工业抽汽压力: $0.8\sim 1.5\text{MPa}$ 、 $4\sim 5\text{MPa}$

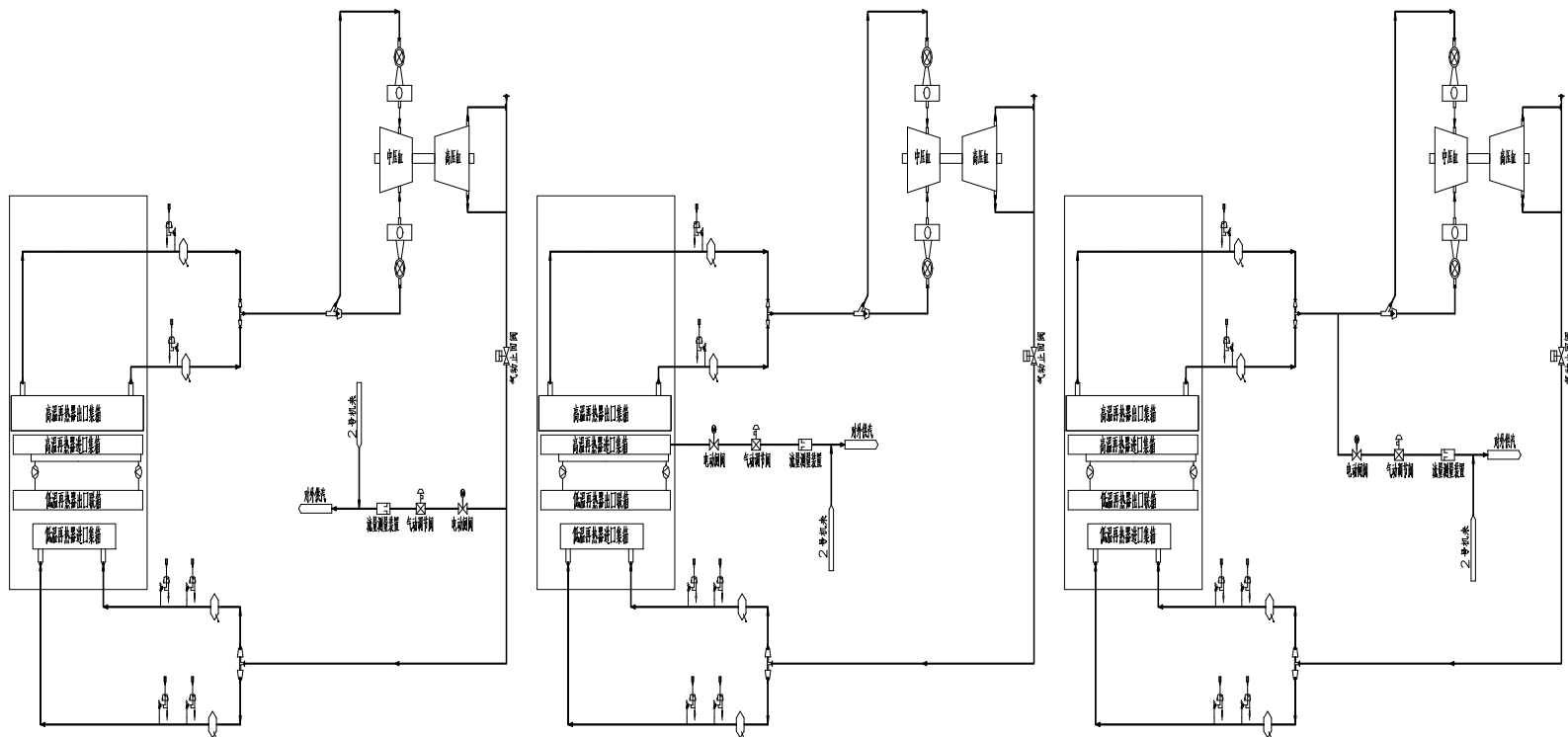
供暖抽汽压力: $0.297\sim 0.4\text{MPa}$

冷却方式: 间冷、直冷、湿冷

二、供热改造

1、再热系统工业抽汽供热改造

从再热冷段、低温再热器出口集箱及再热热段管道上对外抽汽供热，从这三个位置对外抽汽，其汽源温度不同，再热冷段抽汽量不能大于再热流量的8%、热段抽汽量较大时，中联阀必须更改为可调式：



二、供热改造

2、压力匹配器及增汽机

1) 压力匹配器

压力匹配器：利用高压蒸汽引射低压蒸汽，提高部分低压蒸汽供汽压力。主要用于工业蒸汽

例：西北院设计的某工程压力匹配器参数如下：

压力匹配器供汽压力**1.7MP a(a)**，供汽设计流量**60t/h**，供汽最低流量**20t/h**。

当低压汽源压力为**1.3MP a(a)**，压力匹配器供汽压力**1.7MP a(a)**时：

- 1) 如果高压汽源压力大于**5.3MP a(a)**时，压力匹配器高低压汽源供汽量比例为**1: 1**；
- 2) 如果高压供汽压力大于**3.8MP a(a)**时，压力匹配器高低压汽源供汽量比例为**6: 4**；
- 3) 如果高压供汽压力大于**3.4MP a(a)**，压力匹配器高低压供汽比例为**2: 1**，。
- 4) 如果高压汽源压力继续下降，低压供汽量会更小。

2) 增汽机

增汽机：利用低压蒸汽引射乏汽，提高乏汽回收压力，主要用于乏汽余热回收。

增汽机可以调节，压力匹配器不可以调节。

2、中低压缸连通管道供热抽汽压力优化

在某个供热项目汽轮机招标时，规范书要求投标方专题论述《采暖抽汽压力能否由0.4MPa降低为0.3MPa》的技术可行性及经济性对比方案。

二、供热改造

1)、东方汽轮机厂：

(1) 中排及连通管流速

最大抽汽量550t/h工况时中排及连通管流速

名 称	0.4MPa供热抽汽	0.3MPa供热抽汽
中压缸排汽供热管道流速 (m/s)	55.1	69.6
连通管流速 (m/s)	9.1	11.4

结论：中排采暖抽汽0.3MPa与0.4MPa在采暖抽汽量最大550t/h时，连通管及中排的通流能力均能满足规范要求。

(2)、经济性对比

名 称	0.4MPa供热抽汽	0.3MPa供热抽汽	对 比
中排最大抽汽520t/h工况时热耗	5495kJ/kw. h	5416kJ/kw. h	79kJ/kw. h
TMCR主汽量、11KPa背压、抽汽520t/h时发电量	263821KW	272852KW	9031KW
2台机TMCR主汽量、4个月采暖期，抽汽量2×520t/h、上网电价0.33元/kw. h 总节电：52018560KW 总节省：1716万元			

二、供热改造

2)、哈尔滨汽轮机厂

(1) 中排及连通管流速

最大抽汽量550t/h工况时中排及连通管流速

抽汽压力 MPa	抽汽温度 ℃	抽汽比容 m ³ /kg	抽汽量 t/h	口径 mm	管速 m/s
0.407	258.1	0.594	550	2×1013	56
0.302	233.3	0.765	550	2×1013	72

(2) 经济性对比

名 称	0.4MPa供热抽汽	0.302MPa供热抽汽	对 比
中排最大抽汽520t/h工况时热耗	5369.5kJ/kw.h	5302.6kJ/kw.h	66.9kJ/kw.h
TMCR主汽量、11KPa背压、抽汽520t/h时发电量	274803.6KW	283340.2KW	8536.6KW
2台机TMCR主汽量、4个月采暖期，抽汽量2×550t/h、上网电价0.33元/kw.h 总节电：49170816KW 总节省：1622万元			

二、供热改造

4、高背压余热回收供热改造

1) 湿冷机组高背压余热回收供热改造

(1) 高背压运行原理

利用热网循环水凝结乏汽，吸收乏汽热量，对外供热，减少冷源损失，大幅降低汽轮机发电热耗率。

汽轮机低压缸排汽压力对应的饱和温度减去高背压凝汽器端差，即为高背压凝汽器热网循环水最高出水温度，高背压凝汽器热网循环水进出口温差、热网循环水流量决定乏汽利用量，汽轮机排汽压力越高，凝汽器热网循环水进出口温差越大，越有利于乏汽利用。

(2) 改造方案：

方案1：双背压（4.9~11.8kPa、54kPa）、双转子互换供热改造

采暖期用末级叶片长度约330mm的低压转子供暖，非采暖期用末级叶片长度约1030~1050mm 的湿冷转子发电，

方案2：全年利用末级叶片长度约630~650mm的低压空冷转子

采暖期35kPa高背压供暖运行，非采暖10~15kPa运行，适用于非采暖期发电设备利用小时数不大的地区，可以免去每年2次更换低压转子。

(3) 湿冷机组高背压改造注意事项

- ①、湿冷机组采用座缸轴承，高背压排汽温度升高，使低压缸运行温度升高，宜造成轴承座标高增加；
- ②、在高背压工况下，如果汽缸膨胀不均匀，可能造成座缸轴承歪扭等异常问题，导致轴瓦与轴局部接触，使瓦温升高；
- ③、改造后主凝结水温度升高，应核轴封加热器是否满足要求；
- ④、改造后给水泵汽轮机排汽压力升为高背压，排汽温度升高，应对小汽机进行改造，使其满足高背压条件运行，同时要考虑小机出力减小，能否满足给水泵轴功率需求。

二、供热改造

⑤、背压升高后，进入精处理装置的凝结水温度升高到80℃以上，要考虑耐高温树脂；

⑥、高背压供热对凝汽器的影响：

I、循环水压力升高、水室及换热管压力超过原来设计压力；

II、变工况时，排汽温度升高有可能达到100℃，管束与壳体膨胀可能出现不均匀，造成管束胀口泄漏，凝汽器壳体向上膨胀量增大，凝汽器与低压缸间补偿器是否满足要求等。

III、热网水锤对凝汽器的影响。

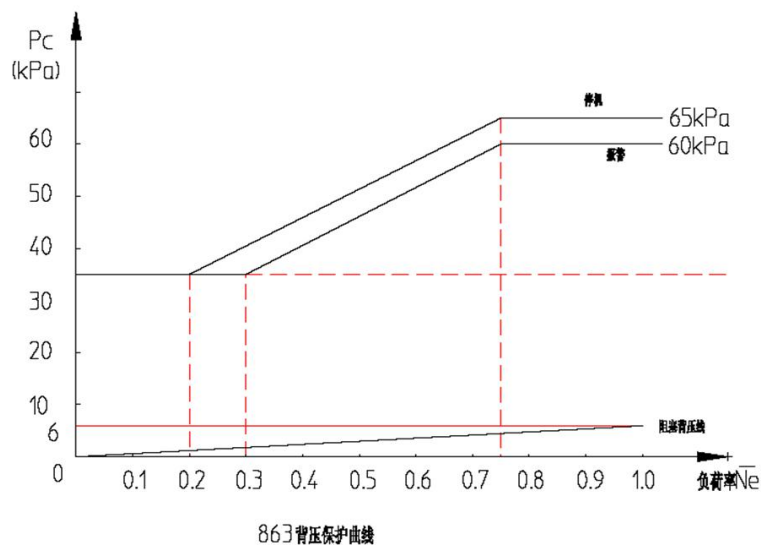
(4)、2台330MW亚临界湿冷汽轮机连通管供热与1台高背压1台连通管供热经济性对比

名称	2台机连通管供热	1台机高背压+1台机连通管供热
主蒸汽流量 (TMCR)	2×1117t/h	2×1117t/h
汽轮机背压	2台机全部5.2KPa	高背压汽轮机54KPa 连通管供热汽轮机5.2KPa
汽轮机对外供热抽汽	连通管0.4MPa抽汽 2×528t/h	高背压汽轮机及小机排汽739t/h 连通管0.4MPa抽汽528t/h
2台机对外总供热量	2×1363=2726GJ/h	1363+1663=3026GJ/h
2台机组发电总量	2×273522=547044KW	273522+317729=591251KW
高背压比连通管多供热		300GJ/h
高背压比连通管多发电		44207KW

二、供热改造

2) 直接空冷机组高背压余热回收供热改造

(1) 空冷机组背压保护曲线



结论:

- 当机组负荷大于30%额定负荷时，报警背压35KPa;
- 当机组负荷在30--75%额定负荷时，报警背压35--60KPa;
- 当机组负荷大于75%额定负荷时，报警背压为60KPa 。
- 结论：350MW超临界空冷汽轮机可以在35KPa高背压下连续运行。

二、供热改造

名 称	方案一 (2台机常规供热)	方案二 (1台机常规供热+1台机高背压)
主蒸汽流量	$2 \times 1093.4 \text{ t/h}$	$2 \times 1093.4 \text{ t/h}$
汽轮机背压 (35KPa饱和温度72.71℃)	2台机全部12KPa	1台12KPa 1台35KPa
汽轮机0.4MPa采暖抽汽量 (单台高背压机组最大允许抽250t/h)	$2 \times 500 = 1000 \text{ t/h}$ (684MW)	$500 + 250 = 750 \text{ t/h}$ (513MW)
汽轮机35KPa低压缸排汽量		391.89t/h (241MW)
热网循环水量	7730t/h	10901t/h
热网循环水供回水温度	130/50℃	112.5/50℃
2台机组相同主蒸汽量时发电量	2×268157 =536314KW	$287708 + 268157$ =555865KW
两台机对外最大总供热负荷 (单台机增加70MW)	684MW	754MW (比方案一增加70MW)
两个方案发电量差值	19551KW	

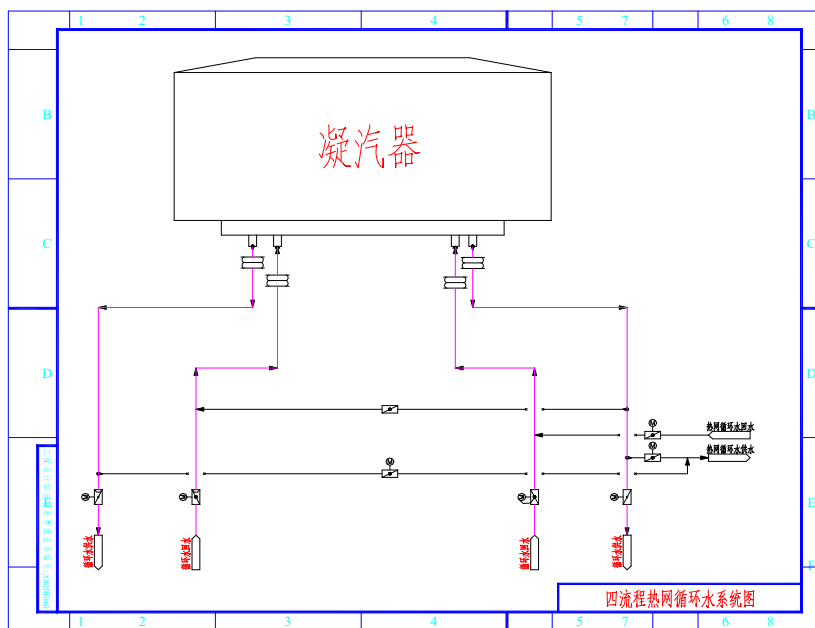
二、供热改造

3) 间接空冷机组高背压余热回收供热改造

(1) 改造方案

方案1: 利用间冷凝汽器实施高背压供热，所有乏汽加热热网循环水

由于350MW机组间冷循环水总量约36000~40000t/h，热网循环水量小于12000t/h，间冷凝汽器结构采用双流程，根据凝汽器设计规范，凝汽器换热管内流速不能小于1m/s，为保证换热管最小流速，间冷凝汽器需由2流程更改为4流程，其系统图如下：



二、供热改造

方案2： 间冷凝汽器单侧运行热网循环水，单侧运行间冷循环水

①、改造方案

间冷凝汽器采用两路独立冷却水源，半侧采用原间冷凝汽器循环冷却水作为冷却水源，另半侧采用热网循环水回水作为冷却水源，将热网循环水回水由50℃加热到70℃，再到热网加热器加热到110℃供给用户；

②、系统改造

I、冲洗水系统：

由于热网循环水质较间冷水水质差，如热网循环水退出运行时，则需对凝汽器管束进行冲洗，需设置一套冲洗水系统，如由凝结水系统提供水源或冲洗时，可采用凝结水启动上水泵兼做冲洗功能，在冲洗水排水口设置化学取样点，当水质达到间冷水水质要求时，停止冲洗。

II、采用变频间冷循环水泵：

间冷循环水泵改为带变频器的变频循环水泵，调节间冷循环水量，控制间冷循环水出水温度与热网循环水一致，防止间冷水与热网循环水抢夺乏汽，影响高背压对外供热。

III、在间冷凝汽器入口增设调节蝶阀：

将间冷凝汽器入口循环水管道上电动蝶阀更换为调节阀型电动蝶阀，以便更精确的配合变频循环水泵对循环水流量进行调节。

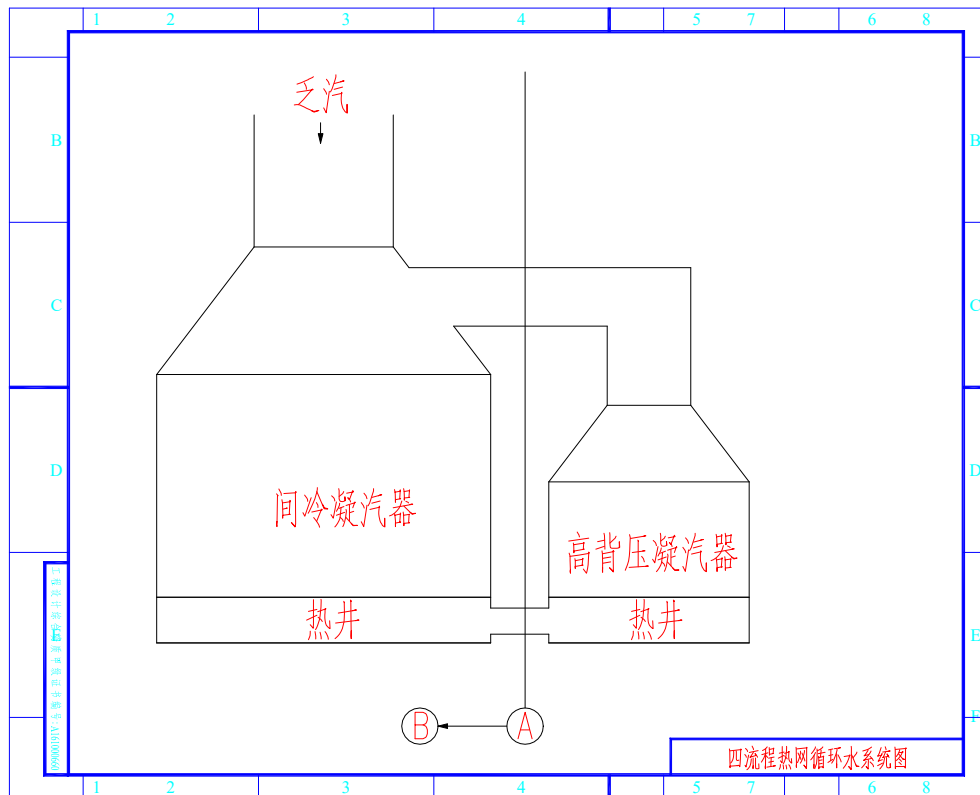
二、供热改造

IV、间冷却塔

在不同的环境气温下，为满足对凝汽器进、出水温（即间冷塔的进、出水温）的控制，需调节运行扇段的数量及百叶窗的开度，当环境温度较低时还需开启旁路阀，使间冷循环水一部分进入扇段、一部分走旁路。

方案3：增设高背压供热凝汽器

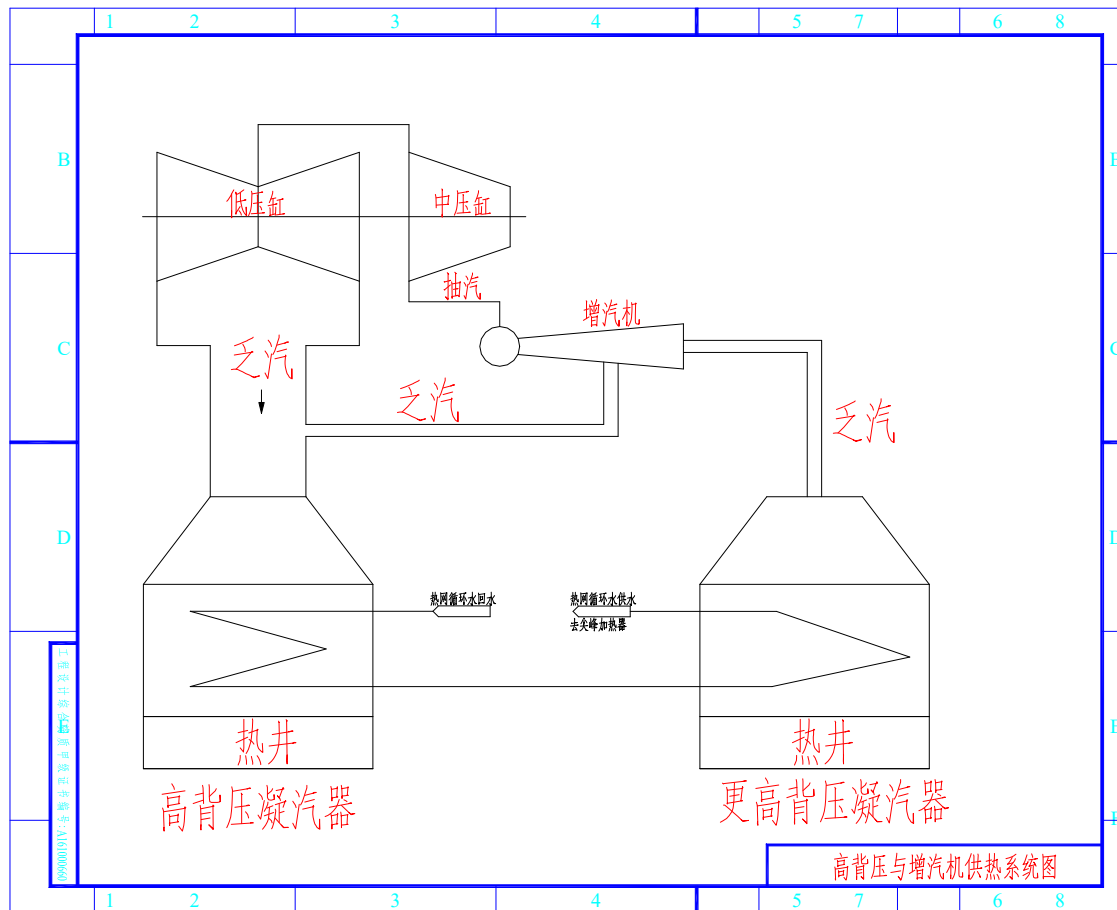
在A排外新增一台高背压凝汽器，乏汽从间冷凝汽器靠A排侧喇叭处引接，凝结水回间冷凝汽器热井，见下示意图：



二、供热改造

方案4：利用增汽机提高部分乏汽背压，增大乏汽利用量供热方案

利用采暖抽汽引射乏汽，增加部分乏汽背压，提高热网循环水高背压供水温度，增汽机为可调节拉法尔喷管。



二、供热改造

4) 大温差、长距离、高背压余热回收供热改造

①、大温差方案：二级换热站设热泵，降低热网循环水回水温度，大温差高背压对外供热，常规热网设计供回水温度为130/70℃，供回水间有60℃温差，二级站增设热泵供回水温度可设为130/30℃，供回水间有100℃温差。

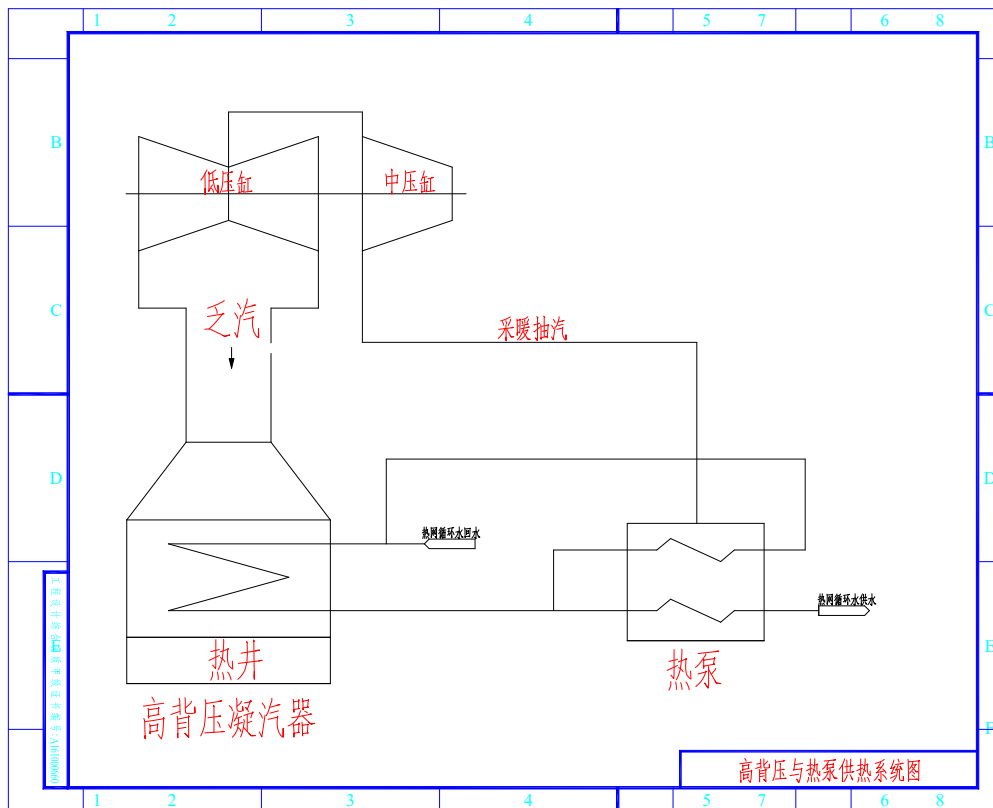
②大温差经济性

名 称	方 案 一 (2台机常规供热)	方案二 (2台机组高背压供热)
主蒸汽流量	2×1093.4t/h	2×1093.4t/h
汽轮机背压 (35KPa饱和温度72.71℃)	2台机全部12KPa	2台机全部35KPa
汽轮机0.4MPa采暖抽汽量 (单台高背压机组最大允许抽250t/h)	2×500=1000t/h (684MW)	2×250=500t/h (342MW)
汽轮机35KPa排汽量		2×391.89t/h (482MW)
热网循环水量	6184t/h	10901t/h
热网循环水供回水温度	130/30℃	98.3/30℃
2台机相同主蒸汽量时机组发电量	2×268157 =536314KW	2×287708 =575416KW
两台机对外最大总供热负荷	684MW	824MW (2台机比方案一增加140MW)
两个方案发电量差值		39102KW

二、供热改造

5、利用热泵回收余热供热改造

1) 利用热泵增加热网循环水量，增加间冷乏汽回收量

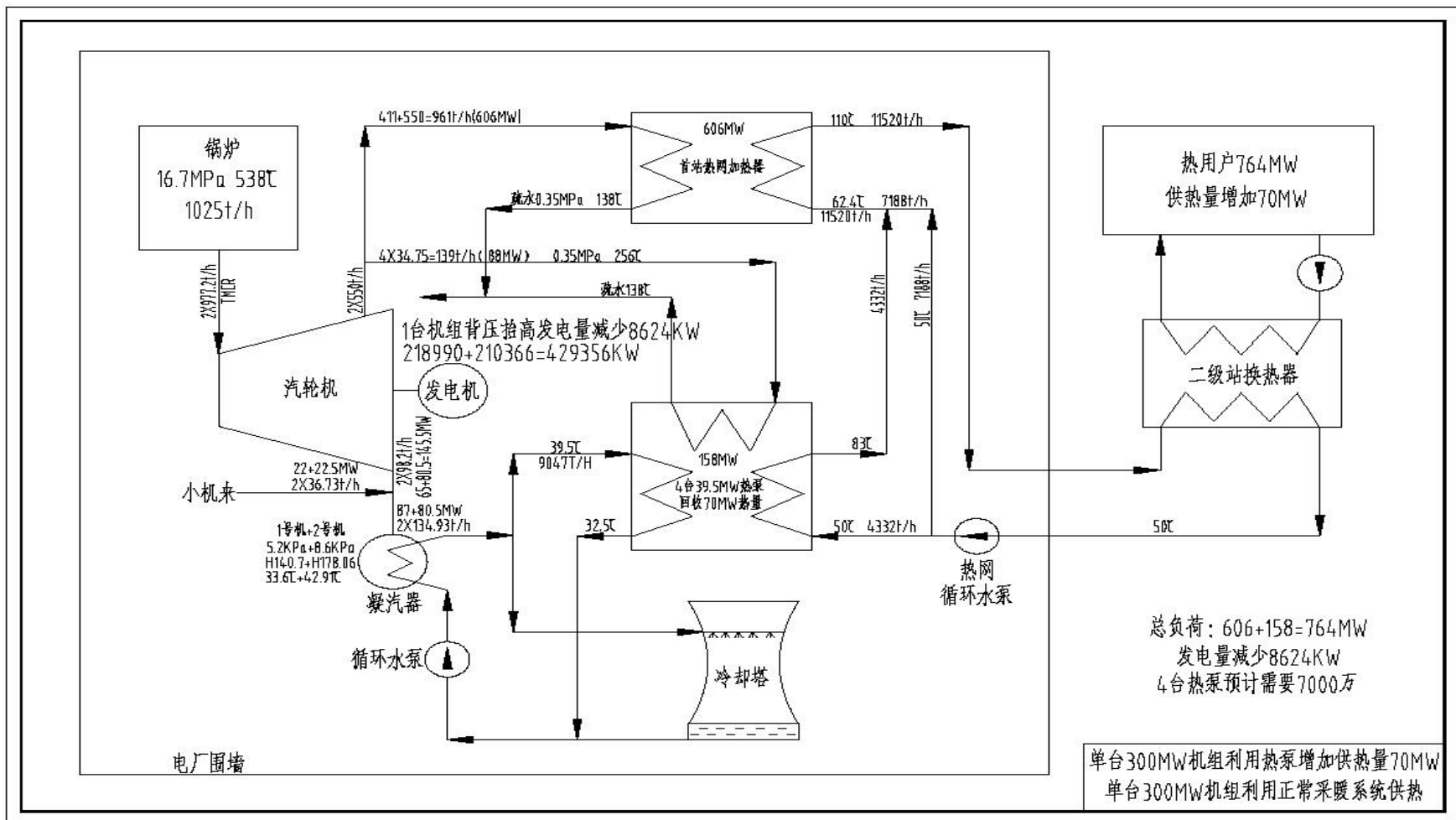


2) 利用热泵吸收湿冷机组循环冷却水热量

利用吸收式热泵吸收湿冷机组循环水中热量，将凝汽器背压提高到8KPa,利用采暖抽汽驱动热泵，系统如下：

二、供热改造

湿冷机组热泵供热系统示意图



二、供热改造

3) 热泵适用范围

对于湿冷机组如果不采用更换转子或空冷转子，且一定要增加供热面积时，可选择热泵。

6、切除低压缸供热改造

1) 国内外应用情况

国外：丹麦Vattenfall公司纯凝407MW的热电机组；

国内：临河热电1号机组、延吉热电2号机组、辽宁东方电厂1号机组、杨柳青电厂7号机组及黄台电厂。

2) 安全风险（汽机厂）

（1）鼓风过热

鼓风引起排汽温度会升高到100—200℃，将带来问题如下：

- ①、汽缸变形，易引起轴承标高发生变化，动静碰磨；
- ②、末三级叶片许用应力值发生变化，存在静应力超标的风险；
- ③、末三级叶片整圈动频率下降，存在共振点落入避开区的风险。
- ④、大多数低压缸喷水系统都不能够长期投入

（2）末级叶片的水蚀

叶片长时在低负荷工况下运行，叶片根部的脱流和叶片顶部的涡流汽流中夹带的水滴随蒸汽倒流冲刷叶片，使叶片根、顶部水蚀严重，长期运行会给叶片带来严重的安全隐患。

二、供热改造

(3) 末叶片动应力大

低压缸切缸后，蒸汽流量下降，导致流场不稳定，使气流从叶片表面脱落产生聚集现象，形成倒流涡流区，引发不规则的气流激振，使叶片出现动应力“突增现象”，此时的动应力比设计工况要大约**5~10**倍，如果不对叶片动应力水平加以限制的话，会严重影响叶片的安全运行。

短期运行安全不代表长期运行安全

(4) 建议

不进行安全性试验的低压缸切缸供热方案存在安全风险，它的安全性有待进一步验证，目前不宜大面积快速推广。

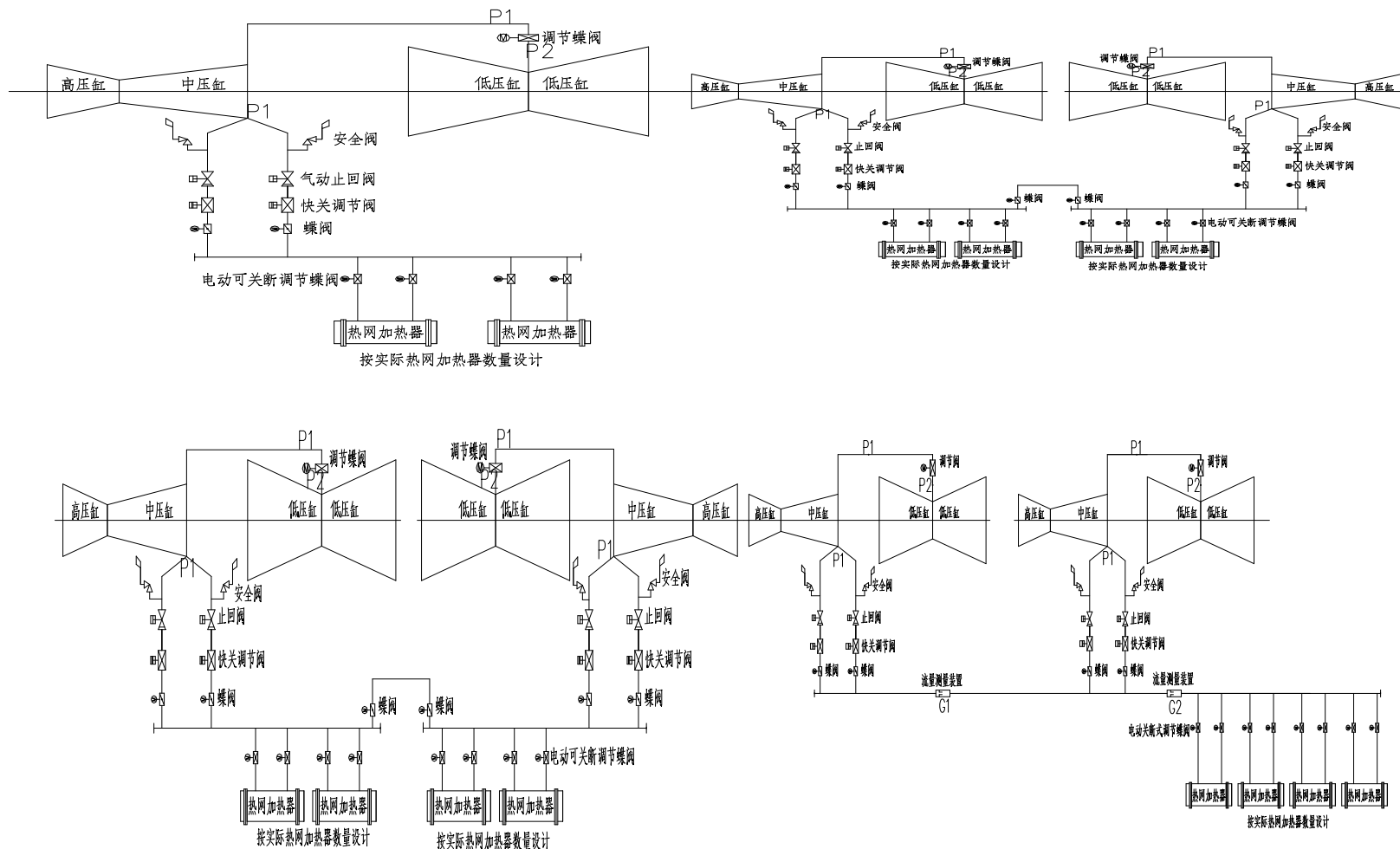
三、主要供热系统设计

1、热网加热蒸汽系统

- 1) 当汽轮机供热抽汽来自中压缸排汽，供热抽汽为调节抽汽时，中低压缸连通管道上应装设调节蝶阀。
- 2) 汽轮机调节供热抽汽管上应按汽流方向依次装设安全阀、气动止回阀和快关调节阀。热网加热器蒸汽入口支管上应设置可调式关断蝶阀。供热抽汽管道应按现行行业标准《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T834的要求设计疏水系统。
- 3) 抽凝机组供热抽汽管上安全阀排放容量应满足当连通管上调节阀开度与供热抽汽管上各阀门开度不匹配时，中压缸排汽不超压；背压式机组排汽供热蒸汽管道上安全阀排放容量应满足背压机排汽不超压。
- 4) 热网加热蒸汽系统宜采用单元制，当系统为母管制、扩大单元制及切换母管制时，应按机组汽水平衡原则设计疏水系统。
- 5) 非调整供热抽汽管道上应依次装设气动止回阀、调节阀及电动关断阀。
- 6) 背压机排汽供热蒸汽管道上应依次装设安全阀、气动止回阀和电动关断阀。
- 7) 气动热网循环水泵驱动汽源宜采用热网加热蒸汽，其排汽宜用于加热热网循环水。
- 8) 当热网加热蒸汽系统采用单元制时，其疏水系统上宜装设流量计；当热网加热蒸汽系统采用非单元制时，其蒸汽系统及疏水系统上均宜装设流量计，流量计设置应满足机组汽水平衡控制要求。

三、主要供热系统设计

1、热网加热蒸汽系统



三、主要供热系统设计

2、热网加热器疏水放气系统

- 1) 热网加热器正常疏水系统可采用单元制、母管制、切换母管制及扩大单元制，系统应与热网加热蒸汽系统一致；
- 2) 直流锅炉机组热网加热器正常疏水宜经降温后至凝汽器或排汽装置；
- 3) 汽包锅炉机组热网加热器正常疏水宜经升压后回收至凝结水系统，可设置除铁装置；也可经降温后回收至凝汽器或排汽装置；
- 4) 每台热网加热器水位宜独立控制，其正常疏水系统上应设动力疏水调节阀；事故放水系统上应设动力关断阀；
- 5) 当热网疏水回收到凝汽器或排汽装置时，热网疏水系统不宜设疏水泵及疏水箱；当热网疏水回收到凝结水系统时，热网疏水系统宜配置疏水泵及疏水箱。

3、热网循环水系统

- 1) 热网循环水宜采用母管制系统。
- 2) 热网加热器循环水进出水母管间应设置旁路，旁路容量不宜小于单台最大热网循环水泵设计流量。
- 3) 热力网的定压可采用补水泵定压方式或旁通管定压方式。
- 4) 热力网系统定压值不应使热力网管道中任何一点的循环水汽化，并有30kPa~50kPa的压力裕度；同时应保证热力网系统任何一点的压力值均不超过热力网系统的设计压力。
- 5) 热网循环水系统防水锤设计应符合下列要求：
 - (1) 在热网循环水泵的回水母管和供水母管之间应设置带止回阀的旁通管，旁通管道设计流量不应小于单台最大热网循环水泵设计流量；
 - (2) 在热网循环水泵出口宜设置缓闭式止回阀。

三、主要供热系统设计

4、热网循环水补水系统

- 1) 热网循环水正常补水系统可设置补水除氧器。
- 2) 热网循环水正常补水系统的设计流量应按供热首站热网循环水设计流量的**2%**取值。
- 3) 事故补水量不应小于供热首站热网循环水设计流量的**4%**，其中包括**2%**正常补水量。
- 4) 事故补水时，如果软化除氧水量不足，可补充工业水或生活水。

汇报结束

---谢谢---

