EPTCHINA.CN 中国电力科技网

中国华电 CHD

第三届热电联产远距离低能耗集中供热技术研讨会

王震 华电宁夏灵武发电有限公司调运部热动专业工程师，长期从事电厂运行及热网运行工作，在电厂运行、热网运行及调试方面具有丰富的经验，特别是在供热机组经济性运行、供热方式优化方面多次提出可行性建议，提升了机组供热期经济性。

银川“东热西送”供热工程机组改造及热网运行

主办单位：中国电力科技网

协办单位：华电宁夏灵武发电有限公司 宁夏华电供热有限公司

2020年1月8-10日 中国·银川

中国华电

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

热电联产远距离低能耗集中供热技术研讨会

银川“东热西送”供热工程机组改造及热网运行

华电宁夏灵武发电有限公司调度运行部　　钟定均　王震

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机的运行情况

6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

1、银川供热项目背景

华电灵武电厂简介

灵武电厂位于宁夏回族自治区银川市所辖的灵武市境内，黄河东岸，银川市东南方向，距离银川市 58kM。

灵武电厂总装机容量 3320MW，其中一期工程为2×600MW 亚临界直接空冷机组，每台机组空冷岛8排7列共56个空冷单元，于 2007 年建成投产。二期工程为 2×1060MW 超超临界直接空冷机组，每台机组空冷岛设有10排8列80个单元，两台给水泵汽轮机采用间接空冷，分别于 2010 年 12 月和 2011 年4 月建成投产。

EPTCHINA.CN
中国电力科技网

1、银川供热项目背景

提升机组效率

目前，600MW及以上的燃煤火力发电机组的能源转换和利用效率仅能达到40%左右，而热电联产再加高背压运行火电机组能源综合效率将提高到80%左右，具有巨大的社会经济效益。

减少环境污染

2018年银川“东热西送”一期工程投运，一次达到满负荷运行，该项目是全国首家穿越黄河长距离集中供热工程，也是全国首家百万千瓦空冷机组实现供热技改工程，节能减排效果显著。

投运后替代燃煤小锅炉158台；
每年可节约标煤123万吨；
减少烟尘排放1.3万吨；
减少粉煤灰排放1.86万吨；
减少炉渣排放17.02万吨；
减排二氧化硫0.98万吨；
减排氮氧化物0.2万吨。

1、银川供热项目背景

灵武电厂机组供热改造过程

2013年

响应灵武市政府节能减排相关政策，开始规划建设通过一期机组改造利用中排抽汽灵武市集中供热项目。

2015年

完成向灵武市供热，项目规划供热面积600万平方米，供热品质高、环境改善效果显著。

2018年

通过机组供热改造，增加高背压凝汽器，提升供热能力，完成了向银川市集中供热一期工程，并顺利投产供热。

2020年

银川市采暖建筑面积将达到12100万㎡，供热缺口将达 9353 万㎡，灵武电厂被列为银川市主要热源。二期工程已经开工建设。

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热方案及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机的运行情况

6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

2、银川供热方案及机组改造项目

正常运行中，#2机组高背压方式运行，抽汽供灵武首站加热器及两台汽泵小机用汽，也可为银川首站#3、4、5、6加热器提供备用热源（但限热负荷）。

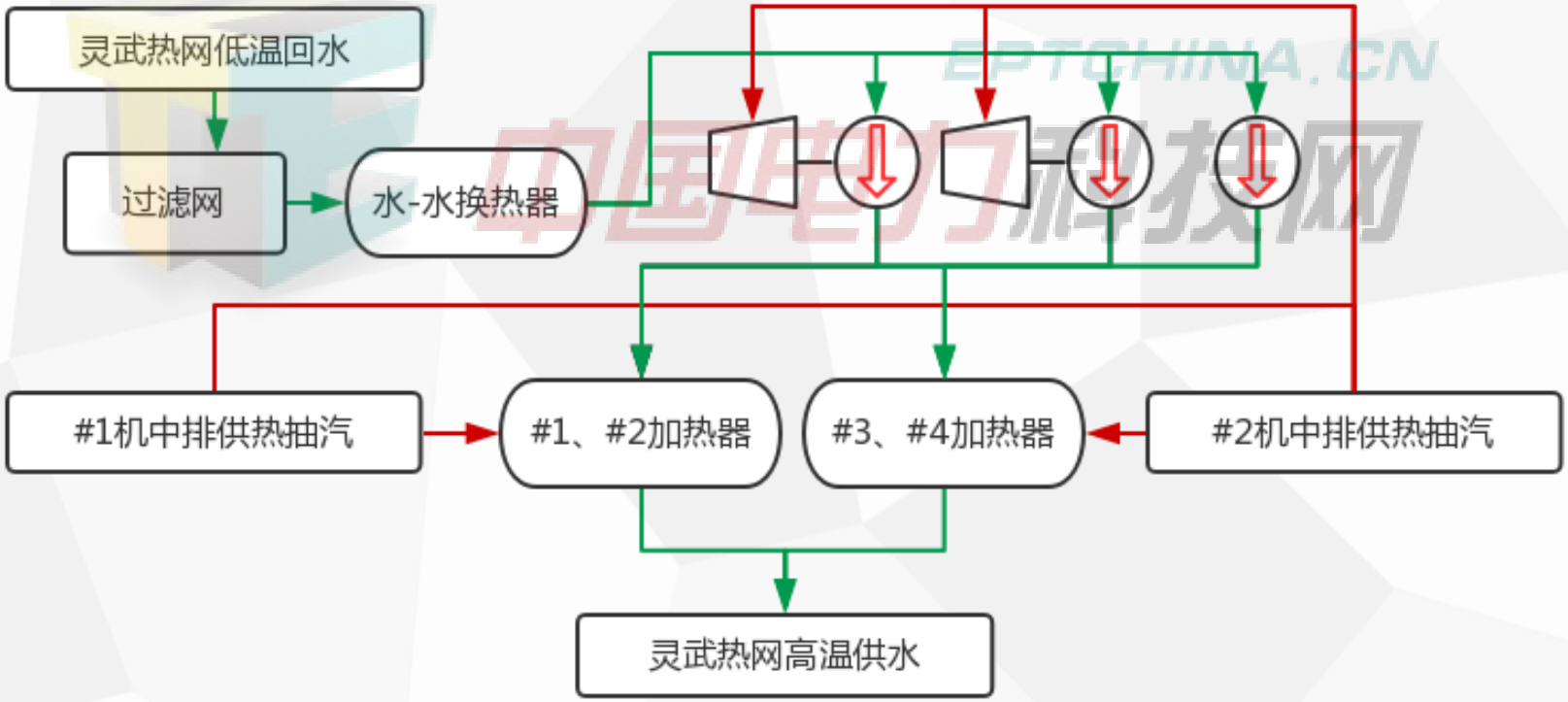
#1机组高背压凝汽器备用，抽汽供银川首站#1、2加热器及#1背压机汽源，同时作为灵武首站备用汽源。 #3机组抽汽供银川首站#3、4、5、6加热器及#2、3背压机汽源。

中国电力科技网

2、银川供热方案及机组改造项目

2.1 灵武供热首站流程

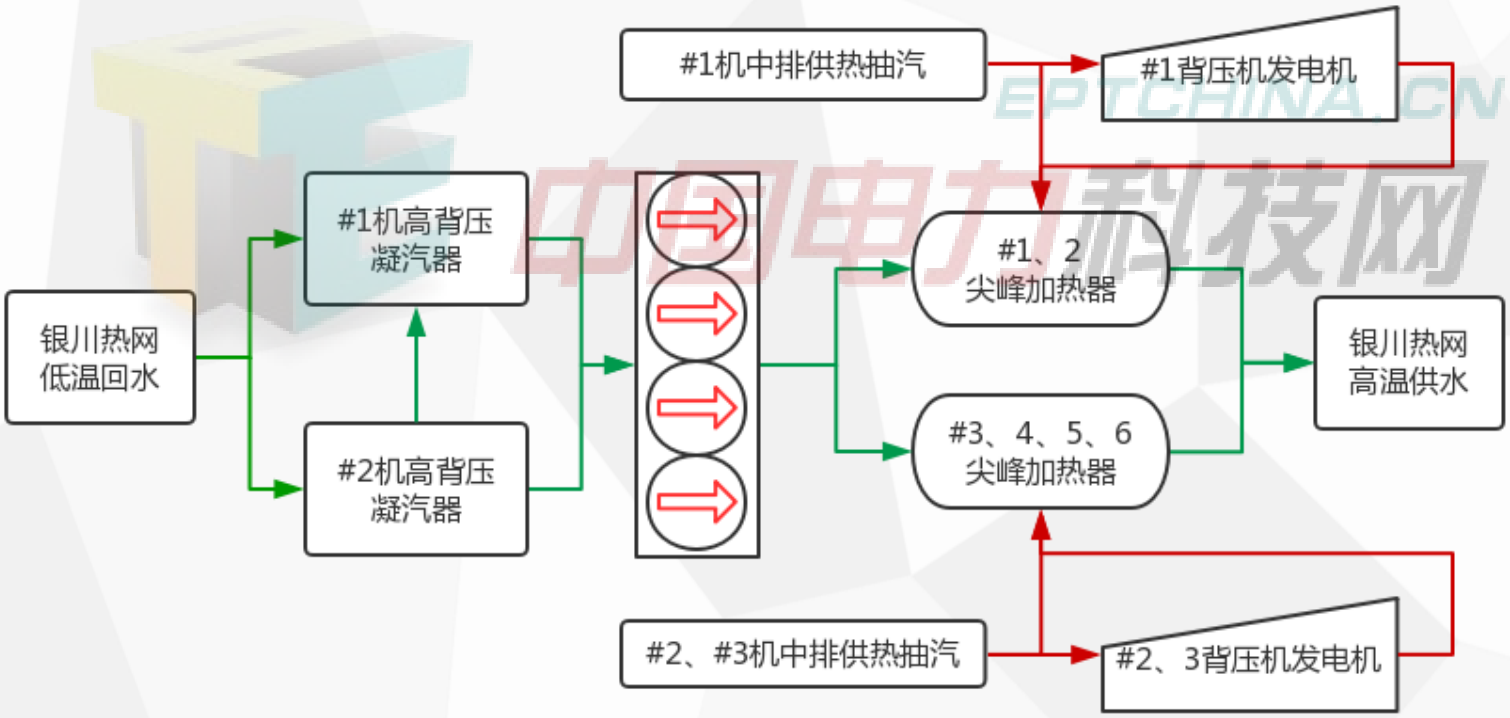
灵武热网回水首先经过银川供热首站的水-水换热器（加热5-6℃），再经过灵武供热首站并列运行的2台汽动热网循环水泵，最后进入灵武供热首站4台并列运行的热网加热器加热后向灵武供热。



2、银川供热方案及机组改造项目

2.2 银川供热首站流程

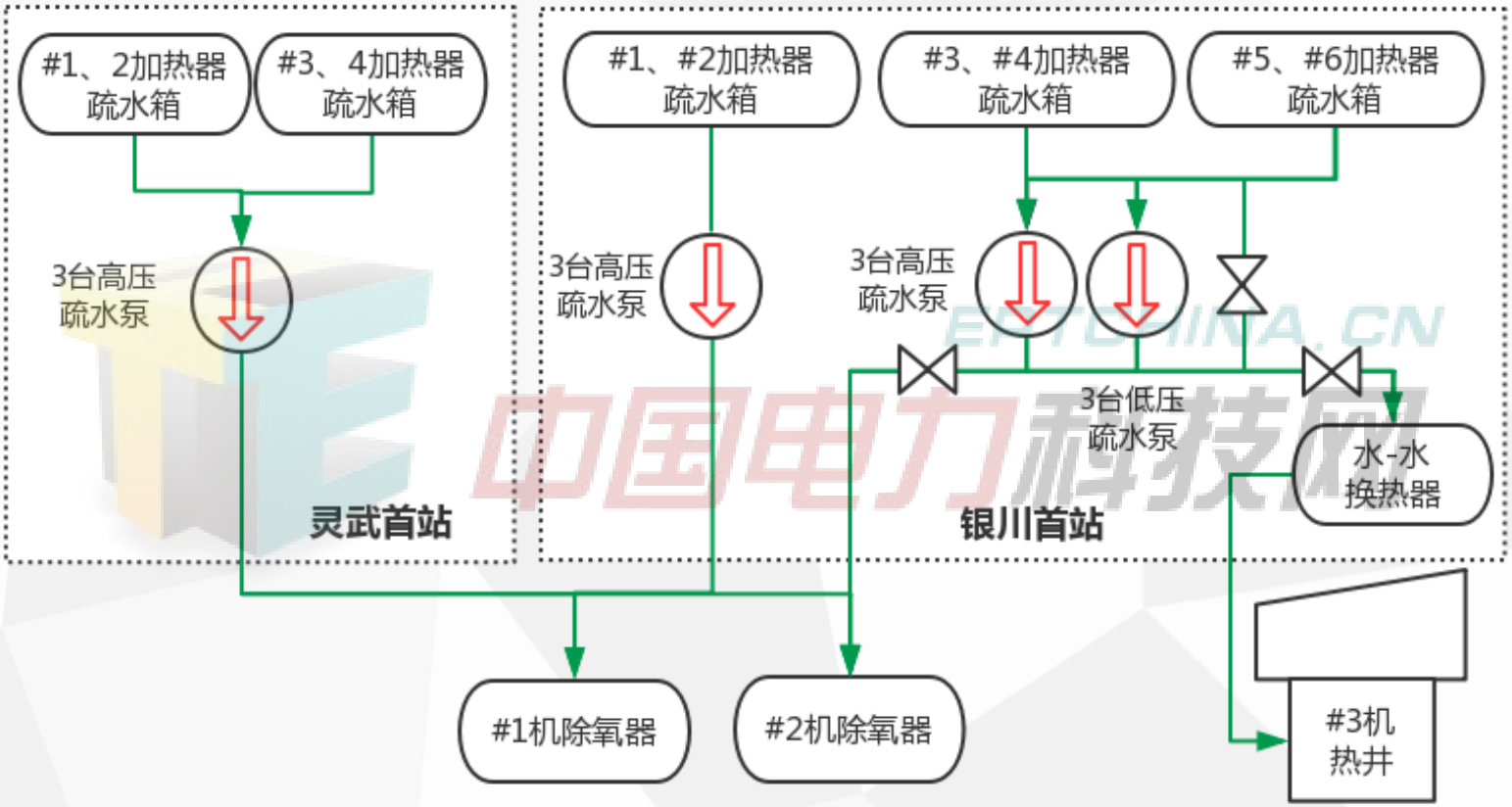
一期工程银川热网回水30℃经过清洗滤水器、高背压凝汽器（加热至68℃），再经过银川供热首站并列运行的4台热网循环水泵，最后进入6台并列运行的热网加热器后向银川供热，供水温度130℃。



EPTCHINA.CN 中国电力科技网

2、银川供热方案及机组改造项目

2.3 供热抽汽疏水流程

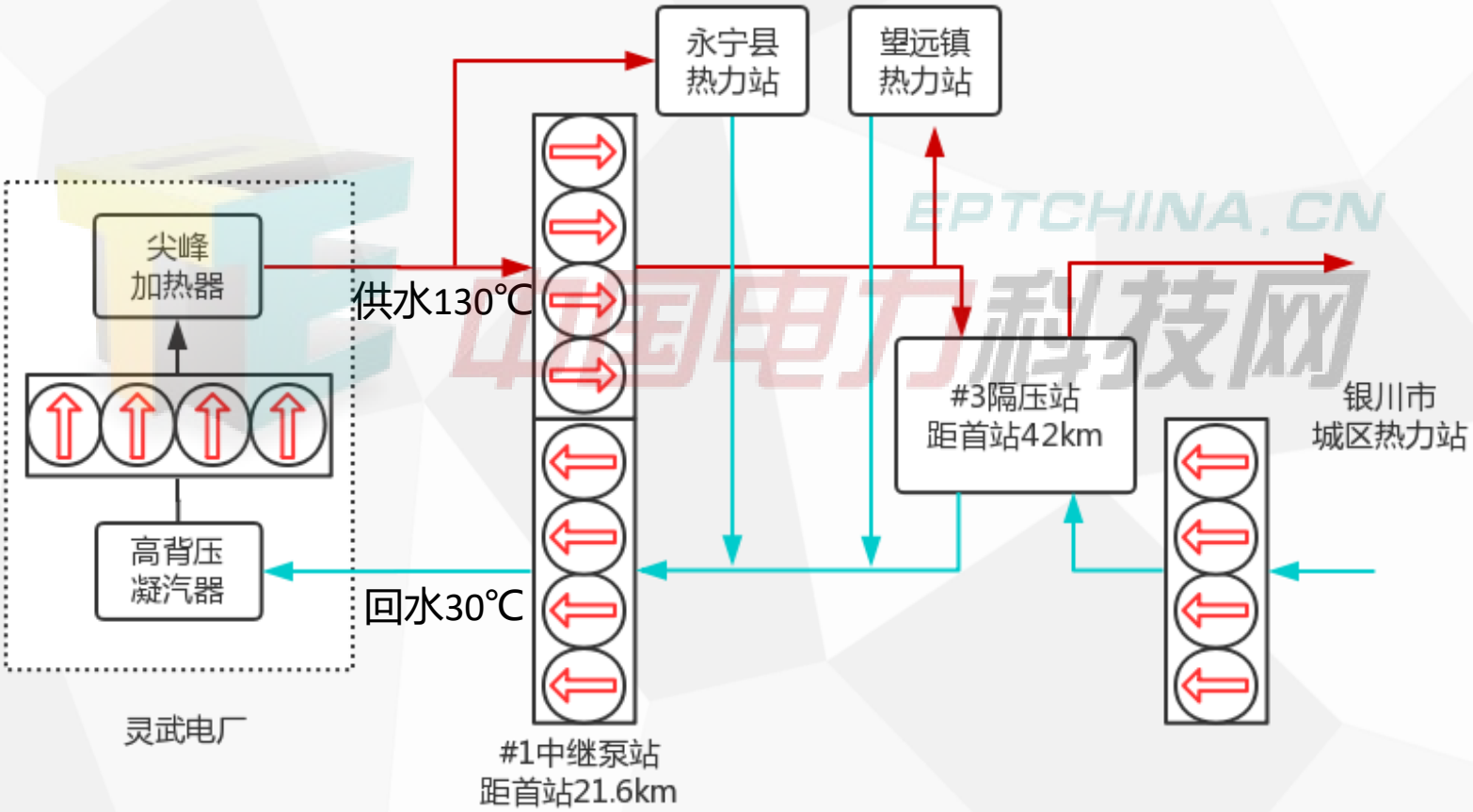


#1、#2机回水至除氧器，所需压力较高，需要高压疏水泵加压，#3机回水经过水水换热器降温后至热井，本着供热抽汽与凝结水回水平衡的原则，根据不同运行方式，可以通过阀门不同状态，对回水进行分配，保证机组的凝结水量平衡。

2、银川供热方案及机组改造项目

2.4 银川供热热网流程

银川热网主要特点：长距离（46公里）、大温差（设计供水温度130℃，回水温度30℃）、高背压凝汽器加热及背压发电机组。



EPTCHINA.CN
中国电力科技网

2、银川供热方案及机组改造项目

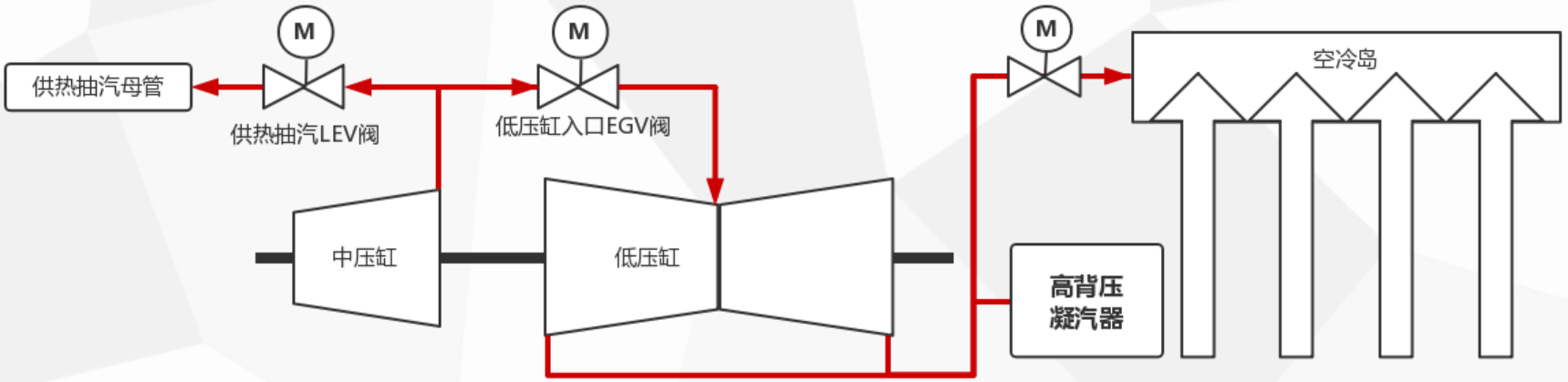
2.5.1 一期#1、#2机组改造项目

（1） 由于一期两台机组已进行面向灵武市供热的供热抽汽改造。设计供热面积为600万平米。设计额定抽汽参数为：P=1MPa；t=350.5℃；D=2×230t/h。本期两台机组将中低压缸联通管引出的DN800管道扩至DN1000管道，改造后可在背压33kPa下，供热抽汽量达到2×600t/h。

（2） #1、#2机进行高背压改造，在空冷岛排汽管道侧增设高背压凝汽器。

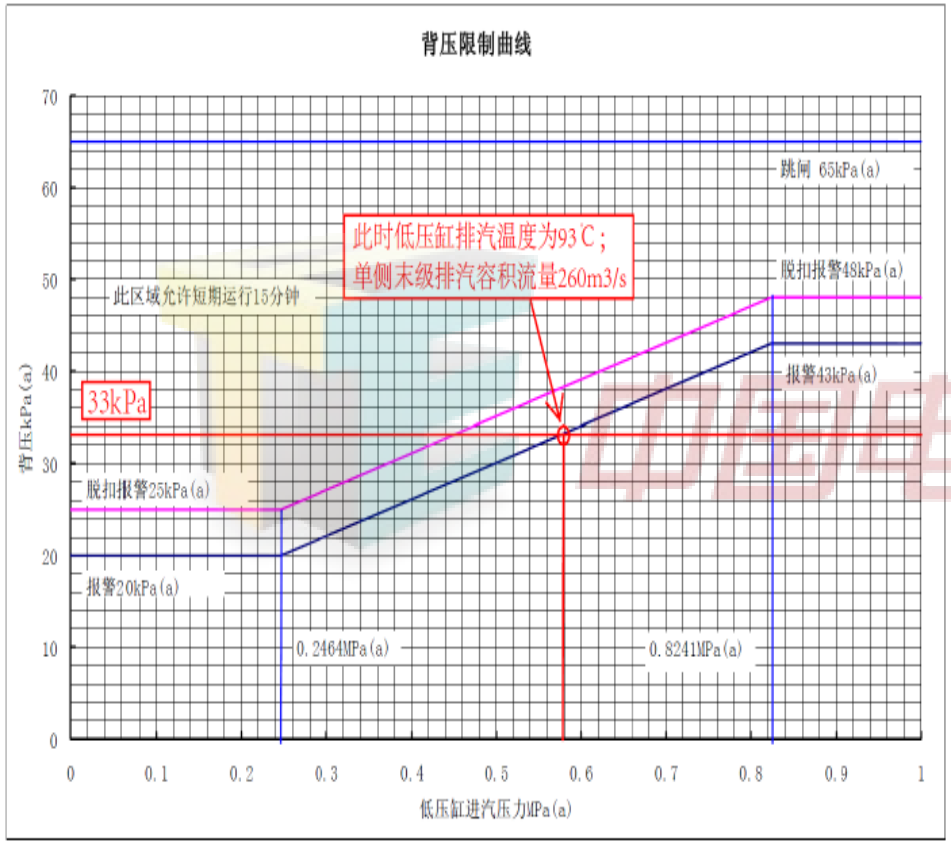
（3） 原两台机组空冷岛仅#1、2、7、8排有进汽隔离蝶阀，改造后两台机组空冷岛#3、4、5、6排均增加进汽隔离蝶阀，每排增加抽真空隔离阀，凝结水隔离阀。

中排抽汽经抽汽逆止阀、速关阀、压力调整阀 LEV 至供热抽汽母管



2、银川供热方案及机组改造项目

2.5.1一期#1、#2机组改造项目



600MW机组665mm 叶片背压限制曲线

一期600MW机组增加高背压凝汽器后，机组在33kPa背压下运行时，应遵守汽轮机厂家给定的背压限制曲线，保证低压缸入口流量，防止低压缸排汽温度高，保证机组的安全稳定运行。

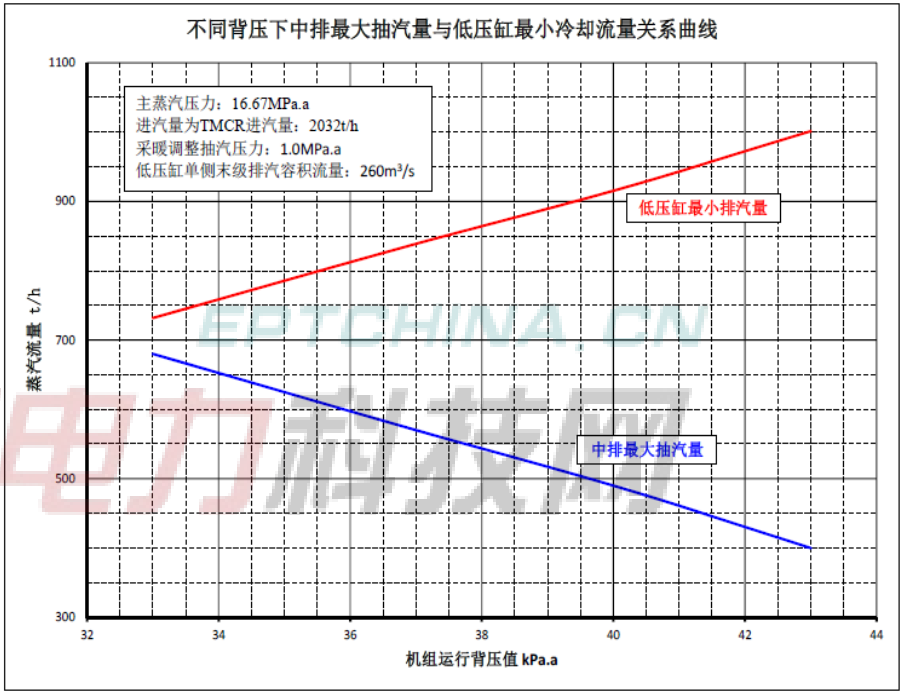
如表：机组背压在33kPa下，对应低压缸入口压力不能低于0.58MPa。

2、银川供热方案及机组改造项目

2.5.1 一期#1、#2机组改造项目

汽轮机厂家给出的600MW机组汽轮机在不同背压下中排最大抽汽量和低压缸最小排气量的曲线。

根据限制曲线计算出常用背压下的低压缸入口最小压力和最低流量，用于指导运行人员操作，避免高背压运行时，因为机组负荷低，使低压缸入口流量小于低限值。根据经验工况稳定时低压缸入口流量约等于低加出口的凝结水流量。

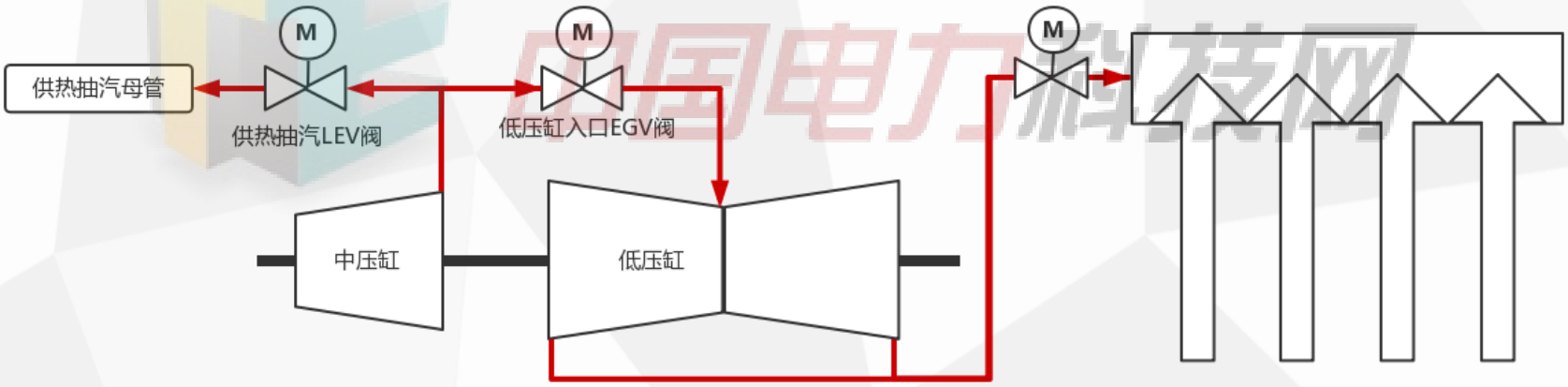


背压	20kPa	25kPa	30kPa	33kPa
低压缸进汽压力最小值MPa	0.246	0.37	0.5	0.58
低压缸入口最小流量t/h	357.22	536.4	724.9	840.9

2、银川供热方案及机组改造项目

2.5.2 二期#3机组供热改造项目

二期#3机组采用中低缸联通管抽汽，从联通管道上加装调节蝶阀向外抽汽，设计最大抽汽参数为：P=1MPa、T=367℃、D=1000t/h。抽汽作为银川供热首站的尖峰热源，同时还向背压发电机组供汽。



EPTCHINA.CN
中国电力科技网

2、银川供热方案及机组改造项目

改造后的供热能力

银川供热一期工程设计供热面积为3770万平方米，采暖综合热指标为47.6W/㎡，供热负荷为1795MW，热网循环水量为15433t/h。高背压凝汽器将循环水从30℃加热至70℃，所需要的乏汽量为1055t/h，加热至130℃所需的尖峰汽源为1550t/h。本次改造后，公司满足银川3770万平米以及灵武600万平米供热负荷的需要。

灵武热网、银川热网一、二期工程供热首站相互独立，银川热网二期工程供热首站正在修建，二期工程投运后，银川热网将实现供热面积6949万平方米。

中国电力科技网

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热方案及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机的运行情况

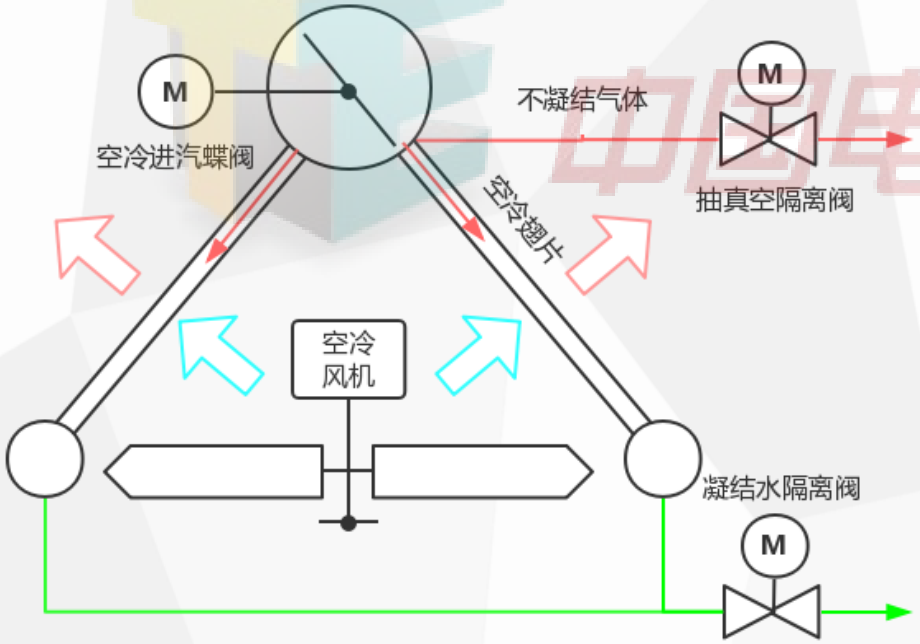
6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

3、空冷岛的防冻及备用

3.1 供热期空冷岛的运行方式

空冷机组当环境温度低于2℃，应采取防冻措施，降低空冷风机出力或停运部分风机，保持机组背压在9.0kPa以上，控制凝结水温度不低于30℃，#3机组（1060MW）还需在停运的空冷风机入口铺上苫布防冻。



低背压运行机组：因为供热抽汽，空冷岛进气量减少，应严格按照防冻措施控制参数。

高背压运行机组：只保留4排空冷风机参与调节背压，根据机组负荷变化情况调整空冷风机转速或启停空冷风机，保持机组高背压。

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

3、空冷岛的防冻及备用

3.2 空冷单排隔离时的防冻措施

空冷单排隔离状态：空冷风机停运，进汽隔离阀关闭、抽真空阀关闭，凝结水疏水阀关闭，单排真空破坏。

进汽蝶阀后真空为0，蒸汽无法进入空冷单元，无冻结可能，需要注意的是破坏真空的时候需要注意机组背压，如进汽蝶阀不严，应恢复措施，保持此排运行状态。

3、空冷岛的防冻及备用

3.3 空冷单排备用时的防冻措施

空冷单排备用状态：空冷风机停运，进汽隔离阀关闭、抽真空阀关闭，保持凝结水阀开，单排真空保持。

刚退出运行的2～4小时必须高度重视测温工作以确定进汽蝶阀是否关闭严密，不能关严则投入此列作为机组背压调整用，这种备用方法必须要保证抽真空隔离阀严密，因进汽蝶阀前后无压差，可防止阀后漏进蒸汽，遇到背压突升的情况，可快速投入运行。

中国电力科技网 EPTCHINA.CN

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热方案及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机的运行情况

6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

4、电负荷与热负荷的调节

4.1 银川热网热源调节原则

银川热源调节的原则是根据一级网负荷需求和天气变化情况，调节供水温度和供水流量，满足一级网的热负荷需求。银川热网循环水泵共3级，变流量采用3级泵同步调节的方式，根据供热调度中心调度命令同步调节。

高温一级网运行调节采用分阶段变流量调节方式，在初寒期、严寒期、末寒期设定不同的流量值，避免流量频繁调整变化对全网水力平衡产生影响。热网监控系统将全网热量信号分解为电厂首站供水温度指令，首站供水温度指令分为实时和6小时、24小时预测。

高温网主调节是建立在气象局未来天气预报的基础上，进行隔日热负荷预算。由于银川高温一级管网单程长约46公里，管网的设计流速为2.6m/s，当供热首站出口的循环水温度升高后大约需要4.6小时到达#3隔压站。

热指标Qw	Tg-Th	初寒期（-5℃~0℃）	严寒期（-5℃以下）	末寒期（-5℃~0℃）
	供回水温差	80-60℃	95-60℃	80-60℃
26W/m2	每万平方米流量	11t/h	——	11t/h
46W/m2	每万平方米流量	——	11.3t/h	——
51W/m2	每万平方米流量	——	12.5t/h	——

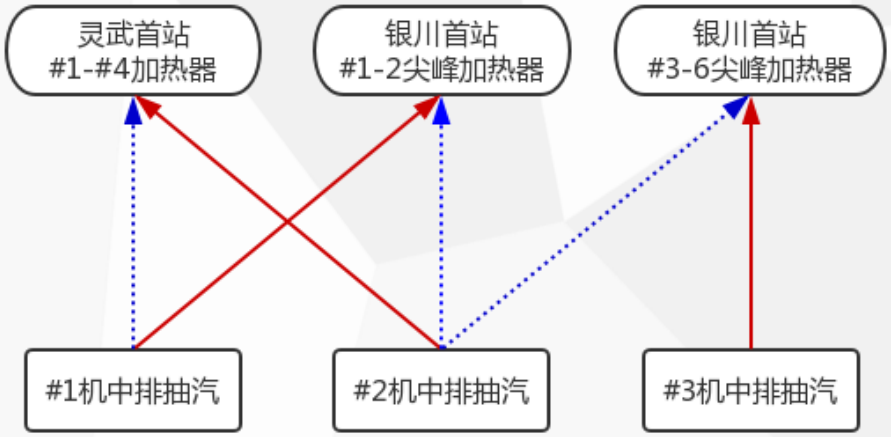
EPTCHINA.CN 中国电力科技网

4、电负荷与热负荷的调节

4.2 供热机组的负荷调整原则

根据“以热定电、安全经济”的原则，合理安排各机组运行方式、背压运行方式，保证机组安全经济运行，根据不同阶段的供热负荷确定出机组的调峰负荷区，参与电网调峰，参与电网调峰时应注意最低负荷时保证供热参数不受影响，最高负荷时设备不应超出设计出力，机组增加负荷还是应该以安全稳定为前提。

正常运行方式的设定按照：”负荷均摊，互为备用“的原则，保证可靠性，#1机、#2机供热抽汽互为备用，#2机供热抽气可作为#3机供热抽汽备用汽源，#1、#2机高背压凝汽器互为备用。保证每台加热器，都有备用汽源，同时留有一部分供热出力余量。



4、电负荷与热负荷的调节

4.3 供热机组的抽汽量控制及安全性分析

由于灵武公司供热机组均为技改实现，设计初期均不是热电联产机组，在进行供热负荷调节时必须考虑其安全性。

1、防止#3机组中压缸末级叶片过负荷。严格控制三段抽汽与中排的压差不大于1.45MPa，确保中压缸末级叶片机械应力在设计安全范围内。

2、保证低压缸进口最小冷却流量。在采暖期大负荷供热，低压缸进汽量减少，容积流量减小，会导致末级叶片鼓风发热，影响机组安全性。#3机低压缸进汽压力不小于0.45MPa，#1、#2机不小于0.17MPa（低背压下），低压缸排汽温度不大于80℃，避免低压缸末级叶片陷入负功率区。#1、#2机高背压运行时，应按照背压限制曲线，保证低压缸入口流量不低于限值。

3、防止热网故障切除负荷或循环水流量突降。空冷风机保留4排运行状态，根据机组电负荷情况启停风机，紧急情况下可以快速投运部分空冷风机或降低机组负荷来保证背压在安全范围内。

4、电负荷与热负荷的调节

4.4 供热抽汽的压力控制

根据温度对口，减少换热温差，降低供热抽汽参数，有利于能源的梯级利用。但是供热抽汽参数的最低值，须在满足机组安全和供热出力的前提下，以下是各供热抽汽用户所需要的最低蒸汽压力值。

用户	最低供汽压力
灵武首站汽动循环泵进汽	不低于0.45MPa
银川#1、2加热器出水130℃时	汽侧压力0.22MPa
银川#3-6加热器出水130℃时	汽侧压力0.28MPa
供热抽汽管道压降	0.06MPa

取上述压力的最高值，加上管道压降，同时保留一定量的压力调节裕量，根据实际运行经验供热抽汽母管的压力设定值不低于0.6MPa。当供热抽汽流量大时，抽汽压力还要相应的提高，以保障供热负荷。

中国电力科技网 EPTCHINA.CN

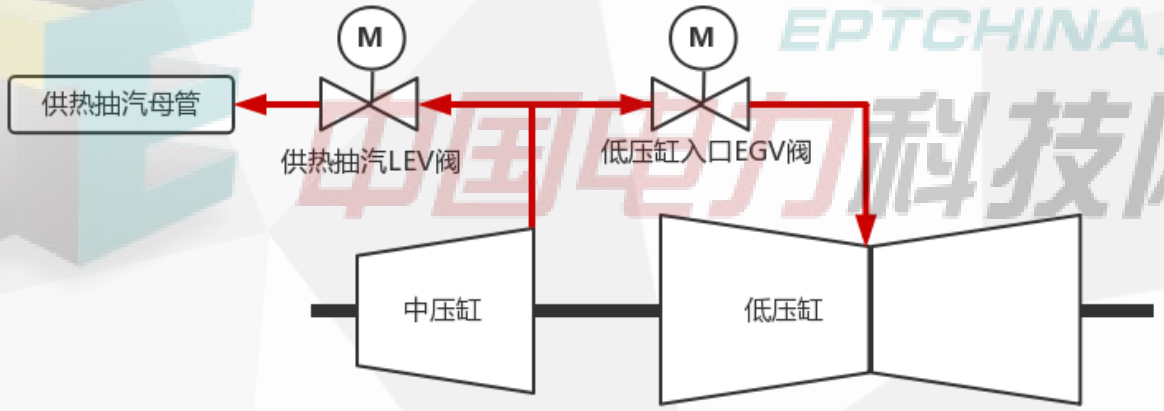
4、电负荷与热负荷的调节

4.5 供热抽汽调整阀节流损失的影响

中排抽汽压力控制由供热抽汽调整阀LEV和低压缸入口节流阀EGV共同控制，中排压力随机组负荷变化：

当中排压力高时，LEV阀节流抽汽，降低抽汽压力。

当中排压力低时，LEV阀全开，EGV阀节流低压缸进汽，提升供热抽汽压力。



EPTCHINA.CN
中国电力科技网

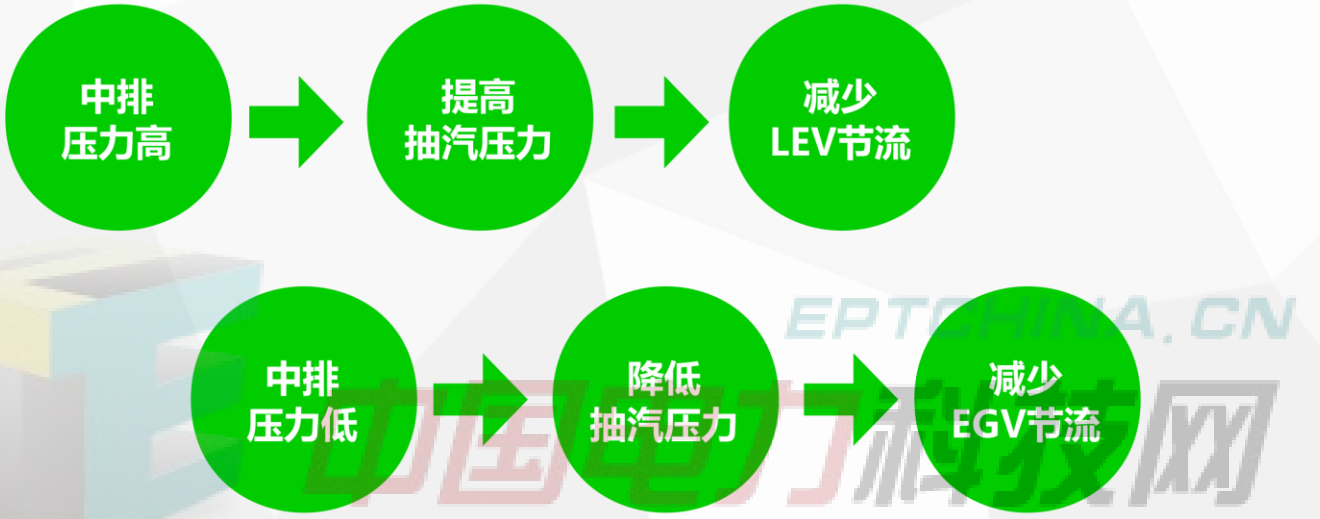
节流损失属于不可逆过程，会造成蒸汽技术功的损失：

抽汽压力调整阀节流：减少供热抽汽在银川首站背压发电机作功能力。

低压缸入口节流阀节流：蒸汽在低压缸做功减少，机组冷端损失增加，发电效率下降。

4、电负荷与热负荷的调节

4.5 供热抽汽调整阀节流损失的影响



因此在运行调整时应注意：

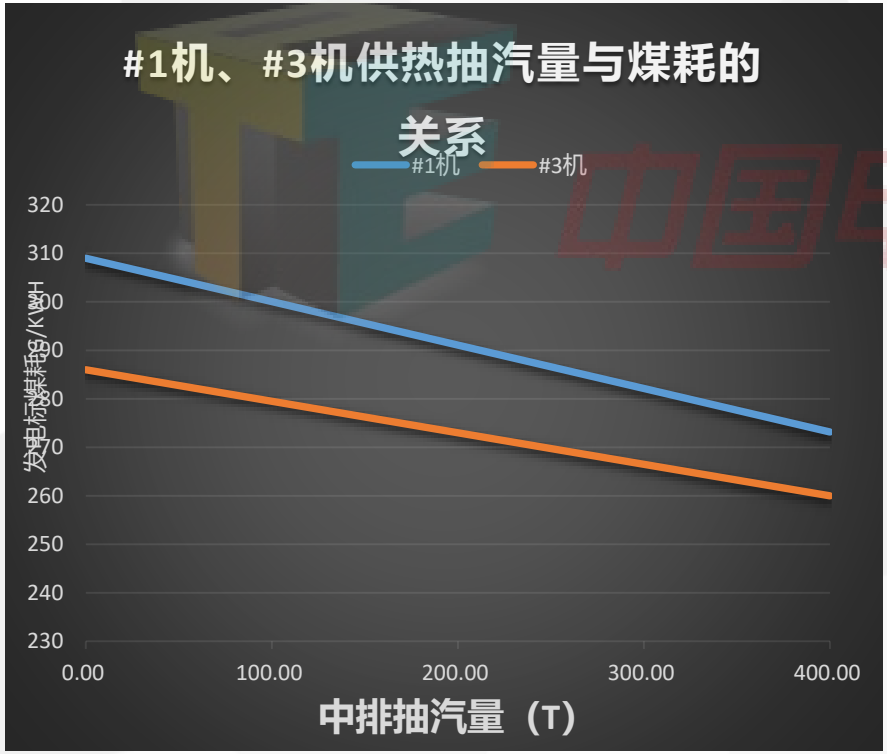
1、中排压力高于供热抽汽设定值时：应适当提高中排抽汽压力设定值，减少LEV阀的节流损失，可提高银川首站背压机发电量。

2、中排压力低于供热抽汽设定值时：优先采取增加蒸汽量的方式增加供热出力，适当降低中排抽汽压力设定值，减少EGV阀的节流损失，提高机组效率。

4、电负荷与热负荷的调节

4.6 中排抽汽供热对机组电负荷的影响

一期#2机高背压方式，#1机低背压方式，#1、#2中排抽汽焓值在3140kJ/kg附近，#3机低背压方式抽汽焓值3200kJ/kg附近。



根据统计数据分析，#1、#3机组每增加100吨抽汽，降低发电煤耗分别为8.96g/kwh和6.62g/kwh。

根据运行数据对比，#1机供热抽汽每增加5.4t/h，机组电负荷减少1MW。

#2机高背压运行方式，供热抽汽每增加7.0t/h，机组电负荷减少1MW。

#3机供热抽汽每增加4.7t/h，机组电负荷减少1MW。

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

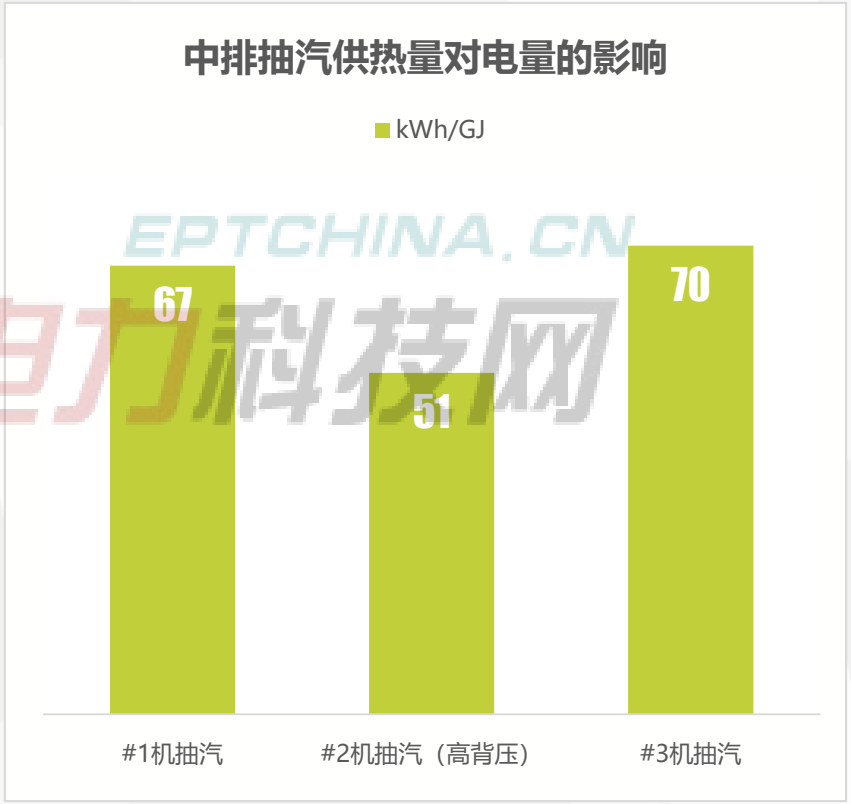
4、电负荷与热负荷的调节

4.6 中排抽汽供热对机组电负荷的影响

分析：（1）#1机供热抽汽影响发电量比较大，原因有供热回水至除氧器温度低，相比#5低加出口温差较大，额外消耗了高品质四抽蒸汽加热。

（2）#2机同样存在供热回水温度低的问题，因高背压方式运行，中排蒸汽的低压缸做功的焓降比#1机小，供热抽汽影响的电量小。

（3）#3机因抽汽参数较高，影响负荷多，但抽汽回水由于经过水-水换热器，抽汽凝结水回热井，供热抽汽焓降较大，利用低压缸抽汽加热凝结水，换热温差小，供热每吉焦电量影响较#1机相差不多。

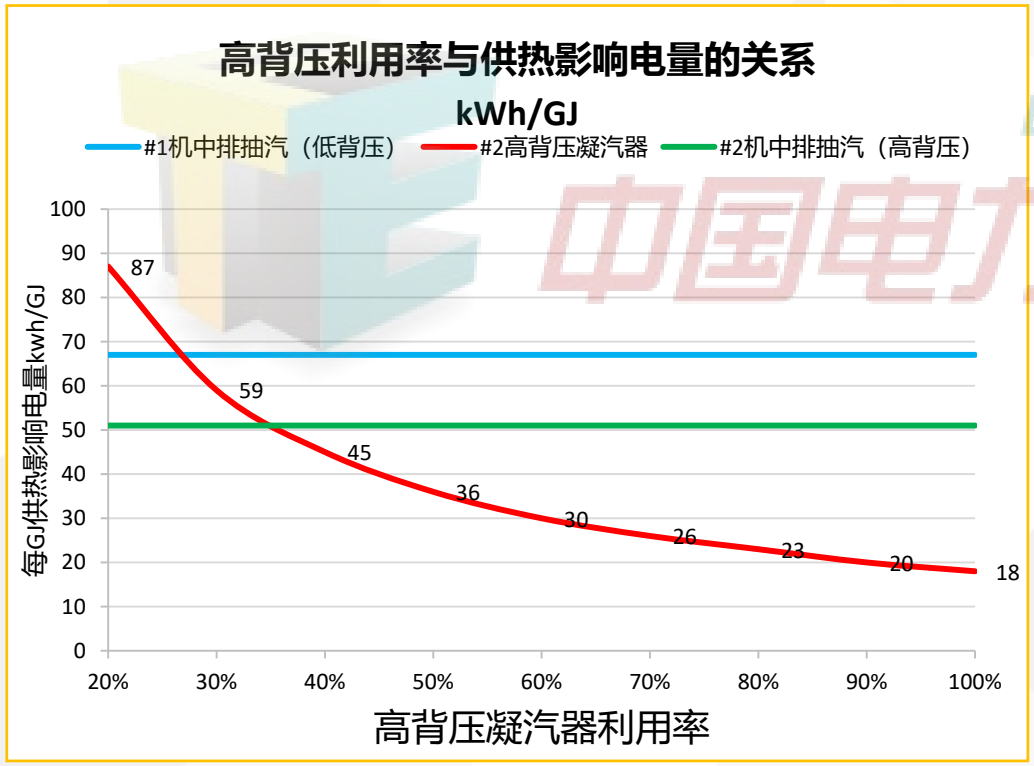


EPTCHINA.CN
中国电力科技网

4、电负荷与热负荷的调节

4.7高背压凝汽器的经济性分析

高背压凝汽器利用低压缸低参数排汽给热网循环水加热，优点是换热温差小，端差小，实际0.6℃，机组33kPa运行时，相比低背压9kPa，机组负荷减少约10%，#2机高背压33kPa实际运行数据得出，高背压凝汽器利用率与影响电量的关系如下表。



高背压凝汽器利用乏汽量占低压缸排汽量的比例：

大于27%时经济性优于#1机中排抽汽供热；

大于36%时经济性优于#2机中排抽汽；

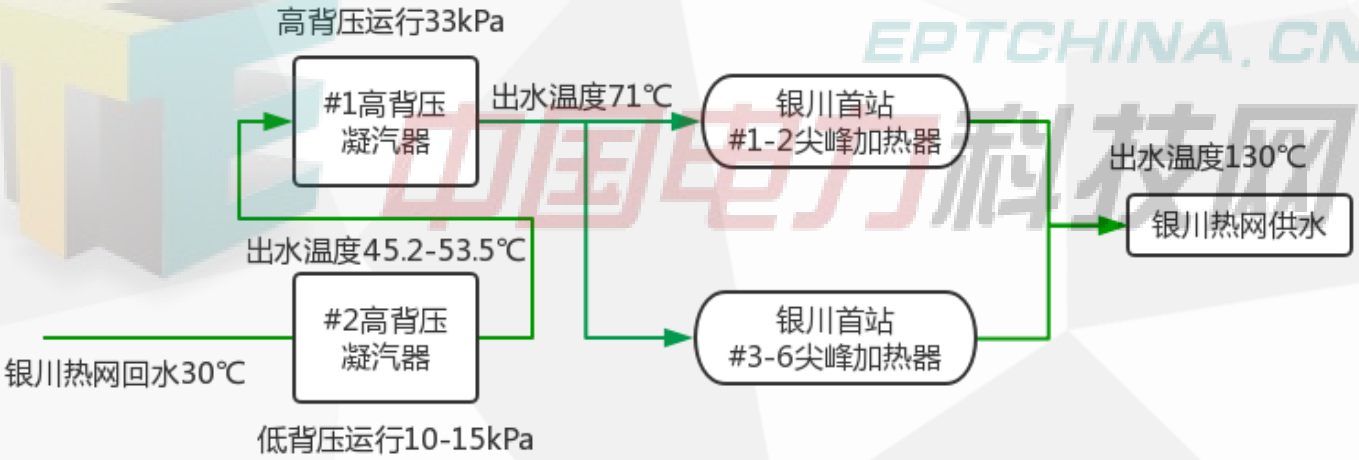
高背压凝汽器充分利用乏汽用于供热，减少空冷岛的冷端损失，提高高背压凝汽器利用率是提高供热经济性的关键。

中国电力科技网

4、电负荷与热负荷的调节

4.8 供热最优运行方式的探讨

供热机组在运行调整中提高经济性的方法：温度对口、梯级利用。通过合理的运行方式，多用低品位能量，少用高品位能量；最大限度减少机组的冷端损失。防止热网循环水流量突降造成机组背压突升，保证机组安全性，#1、#2高背压凝汽器采用一运一备的方式运行，也可以采用串联方式运行，其热网循环水流程如下：



EPTCHINA.CN 中国电力科技网

高背压凝汽器串联运行方式分析：#2机高背压凝汽器在10-15kPa滑压运行，对机组发电量影响较小，充分利用高背压凝汽器加热端差小的优势，回收利用了部分冷端损失，#2机背压15kPa时，可分担高背压加热循环水所用蒸汽量的50%。

#1机高背压凝汽器蒸汽量将减少，在严寒期提升了供热能力，保证了高背压出水温度。

4、电负荷与热负荷的调节

4.8 供热最优运行方式的探讨

根据灵武公司#1、#2、#3机组不同运行方式抽汽经济性不同，可安排抽汽方式如下：

EPTCHINA.CN
中国电力科技网

中排供汽方式分析：按初寒期各加热器的进汽流量如图所示，此供汽方式根据影响电量较多的抽汽少用，影响电量少的抽汽多用，高效的运行方式将提高机组的供热能力，降低发电煤耗。

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热方案及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机的运行情况

6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

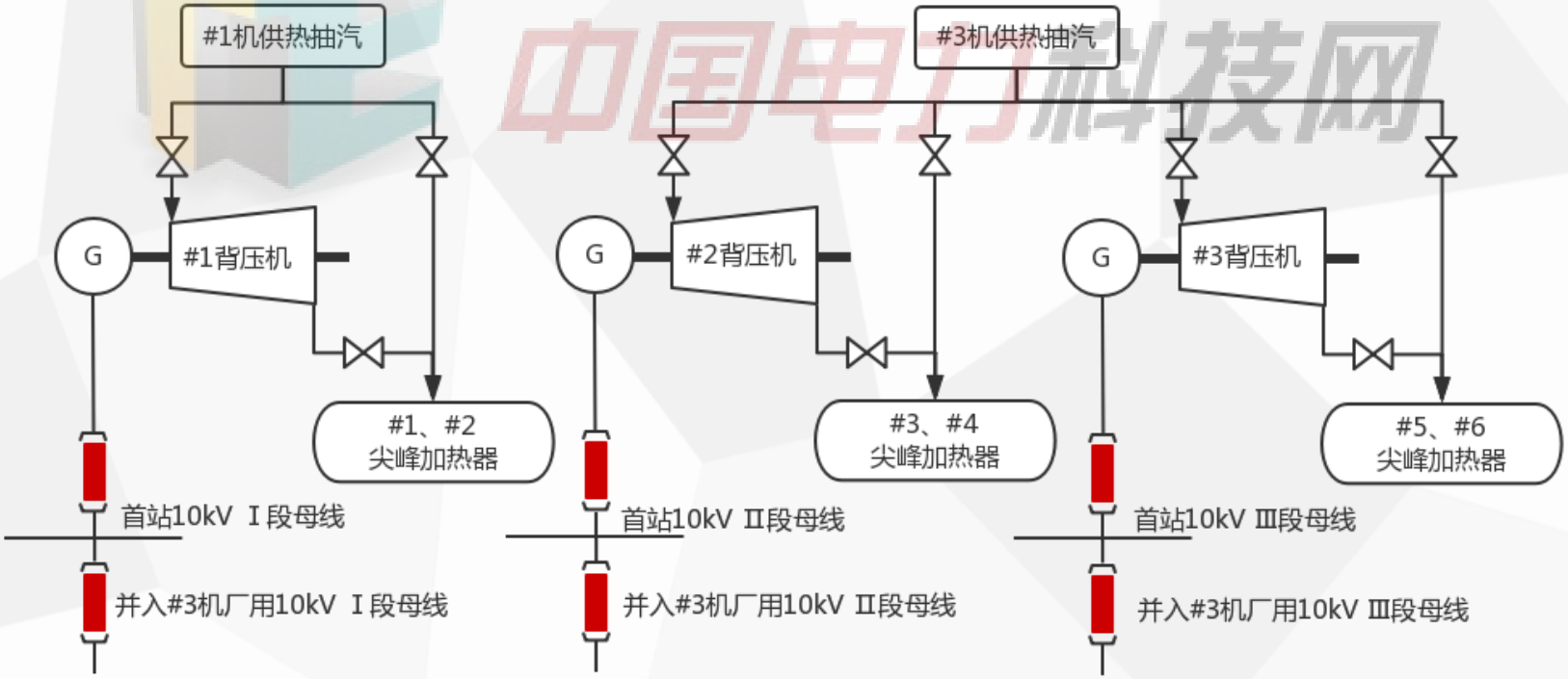
5、背压机的运行情况

5.1 银川首站背压发电机概况

背压机设计参数：额定功率：12000kwh；进/出口温度：340-367/252℃

进/出口压力：0.85/0.25（0.7-0.95/0.17-0.35）MPa；

背压机属于供热抽汽能量的梯级利用，将供热抽汽做功能力转化成电能，在满足首站供热用电的同时，将剩余电量送回#3机，#3机的厂用电率降低了3%左右，背压机排汽进入加热器，降低了传热温差，减少了烟损失，在供热初末期有效的提高了能源利用效率。



中国电力科技网

5、背压机的运行情况

5.2 背压发电机的经济指标

今年自供热投运以来，3台背压机均投入运行，状态良好，负荷率均在80%以上。由于没有流量测点，选择背压机进汽调门开度在90%以上，节流损失较少的工况，根据背压机实际运行时进出口蒸汽参数和发电机功率推算，求出背压机各运行参数数值如下表。

EPTCHINA.CN
中国电力科技网

入口蒸汽压力	排汽压力	背压机耗汽率	蒸汽焓降	最大蒸汽流量	背压机效率
0.62MPa	0.15MPa	15.42 kg/kWh	252.3 kJ/kg	158t/h	73.5%

5、背压机的运行情况

5.2 背压发电机的经济指标

根据背压机负荷率，推算背压发电机的经济指标。

（按照背压机80%负荷率，背压机发电机组供热期运行小时数2880h，#3机发电煤耗281.53g/kWh，#1机抽汽对负荷影响量5.4t/MW、#3机抽汽对负荷影响量4.7t/MW。）

	发电量（MW）	供热抽汽焓降（kJ/kg）	因背压机增加的抽汽量（t/h）	影响大机负荷（MW）	净发电功率（MW）
#1背压机	9.60	2763.00	13.03	2.40	7.20
#2背压机	9.60	3012.00	11.95	2.53	7.07
#3背压机	9.60	3012.00	11.95	2.53	7.07

由此得出供热期三台背压发电机组经济数据：

三台背压机增发电量：6146万千万时，节约标煤17303吨；

背压机的节能效果显著，在运行调整时应尽量提高背压机的利用率。

目 录
Contents

1、银川供热项目背景

2、银川供热方案及机组改造项目

3、空冷岛的防冻及备用

4、电负荷与热负荷的调节

5、背压机发电机的运行情况

6、供热运行中的问题及解决方案

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

6、供热运行中的问题及解决方案

6.1 银川热网回水温度高

由于热网部分热泵未投运或处于调试阶段，导致回水温度较高，2018-2019年度供热季回水温度在40～43℃，未达到设计回水温度30℃，高背压运行机组的大量乏汽不能利用。

解决方案：合理调节热负荷分配，尽快调试、投运热泵。

6.2 机组DCS控制部分与机组供热运行方式不匹配

由于机组DCS是针对纯凝工况设计，增加供热之后，机组的电负荷与原工况偏差较大，之前根据电负荷调整的参数，如锅炉氧量、主蒸汽滑压值等，都出现自动工作不正常。

解决方案：将DCS中以电负荷为依据的控制逻辑，修改为按锅炉的蒸发量计算。

EPTCHINA.CN 中国电力科技网

6、供热运行中的问题及解决方案

6.3 背压发电机组润滑油温度高

由于背压机润滑油冷却水源为辅机冷却水，水质较差，在冷却器水侧进水管路未设计滤网，引起润滑油冷却器堵塞，换热效果差，导致润滑油温高，影响背压机安全运行。

解决方案：现已在冷却器进水管路加装滤网，可以在线进行滤网清理。

EP-CHINA.CN 中国电力科技网

6.4 #3背压发电机失磁保护动作、励磁调节器过励动作跳闸

#3背压发电机励磁调节器A通道电流采样极性接反，励磁调整时采样值与目标值反向变化，控制器持续调整，发电机无功功率反向波动，造成保护动作跳闸。

解决方案：重新核算三台背压发电机励磁参数，更改极性错误的电流回路，并在发电机空载状态下进行励磁调节试验，确保了发电机参数调整正常。

结　语

根据银川供热一期工程供热季7个月的运行实践，充分利用高背压运行机组的乏汽、降低热网加热器端差、提高背压发电机负荷率，实现能源梯级利用，是整个热网经济运行的关键。

由于我们供热设备投运时间较短，对于如何提高长距离、大温差、高背压供热可靠性、经济性等问题，还缺乏经验，需要进一步向经验丰富的兄弟单位学习，也恳请各位专家不吝赐教，促使银川供热项目更加安全高效!

华电宁夏灵武发电有限公司银川供热一期项目

感谢观看
期盼您的指教

中国华电