



EPTCHINA.CN
中国电力科技网

SXEC 苏夏

大机组供热改造与优化运行技术2019年会



李晓明

华北电力设计院工程有限公司发电热机处高级工程师，主要从事火力发电厂热机设计、火力发电厂供热灵活性改造。承担国内多项350MW等级、660MW等级燃煤机组的可行性研究、初步设计和施工图设计工作，参与公司多项科标业项目。

大型供热机组扩大供热改造和供热灵活性改造相关分析

主办单位：中国电力科技网 协办单位：江苏苏夏能源集团 2019年9月25-27日 中国·石家庄

2009 Qingdao / 2010 Nanjing / 2011 Yangzhou / 2012 Wuxi / 2013 Suzhou / 2014 Xian / 2015 Guangzhou / 2016 Shenyang / 2017 Xuzhou / 2018 Changshu / 2019 Shijiazhuang

大型供热机组扩大供热改造 和供热灵活性改造

相关分析

中国电力工程顾问集团
华北电力设计院有限公司
2019年9月



依托项目概述



扩大机组供热能力的相关技术方案



供热灵活性提升方案

1. 依托项目概述

1.1 项目概况

天津国华盘山发电有限责任公司位于天津市蓟县，公司距天津市110km，距北京市80多km，于1987年建厂，共有两台500MW俄制超临界燃煤发电机组，其中1号、2号机组分别于1995年12月和1996年4月投产，已服役23年。

2009年，国华盘山电厂对2号机进行了低压缸通流部分改造，2013年对1号机进行了低压缸通流部分改造，两台汽轮机低压缸通流部分改造后，铭牌功率增容到530MW。

电厂已于2013年完成双机供热改造，通过在汽轮机中低压连通管上打孔抽汽，抽汽参数为0.25MPa/194℃，单机额定抽汽量300t/h，最大抽汽量400t/h，单机额定最大供热能力194MW，最大供热能力258MW。

1.2 机组升级改造

国华盘山电厂机组服役年限进入寿命后期、能耗指标落后、灵活性无法满足电网要求、设备老化影响机组安全可靠运行的现状，综合考虑盘山电厂所在区域的能源市场需求，需要开展盘山俄制机组延寿及跨代技术升级研究论证工作。

为此进行了多个升级方案的论证工作，其中的一个延寿及技术升级方案：保持机组铭牌功率不变，机组容量为530MW，主要参数为：主汽压力为28.0MPa，主汽温度为600℃，再热蒸汽温度为620℃。

根据汽机厂提供的初步热平衡图，该改升级方案，机组的供热能力如下：

单台机组在保证低压缸最小冷却流量约260t/h条件下的最大抽凝工况，其最大供热抽汽量630t/h，最大供热负荷约450MW，此时工况机组的进汽量为TMCR工况的进汽量。

1.3 电厂周边供热需求情况

盘山电厂周边热力负荷包括天津市蓟州区、宝坻区、北京市通州区和河北省北三县的热力负荷。

京津冀三地规划面积增长与热源能力不能匹配，在盘山电厂可供热的范围内，近期通州区和北三县已存在供热缺口约**11300**万平米，宝坻区如果对目前的燃煤锅炉进行拆除，近期将存在供热缺口约**1050**万平米。蓟州区近期规划供热面积**2118**万平米。综合考虑，盘山电厂可供热的区域范围内，近期供热面积约**14000**万平方米。

因此，国华盘电通过机组技术升级，扩大供热能力，在满足天津市蓟州区供热需求的前提下，向宝坻区、河北“北三县”和北京地区供热负荷，符合区域能源供应需求，符合国家京津冀一体化发展规划。

2. 扩大机组供热能力的 相关技术方案



低压缸零出力供热方案



低压转子光轴供热方案



高背压供热方案

低压缸零出力供热技术（又称“切除低压缸进汽供热技术”）是在低压缸高真空运行条件下，切除低压缸全部进汽，仅通入少量的冷却蒸汽（大约20t/h），实现低压缸“零出力”运行，从而提高机组供热能力、供热经济性和电调峰能力。

本项目两台机组如果均实施低压缸零出力供热方案，在低压缸高真空运行条件下，切除低压缸全部进汽，仅通入少量的冷却蒸汽（大约20t/h）。单台机组的最大供热能力约630MW，两台机组的最大供热能力约1260MW。

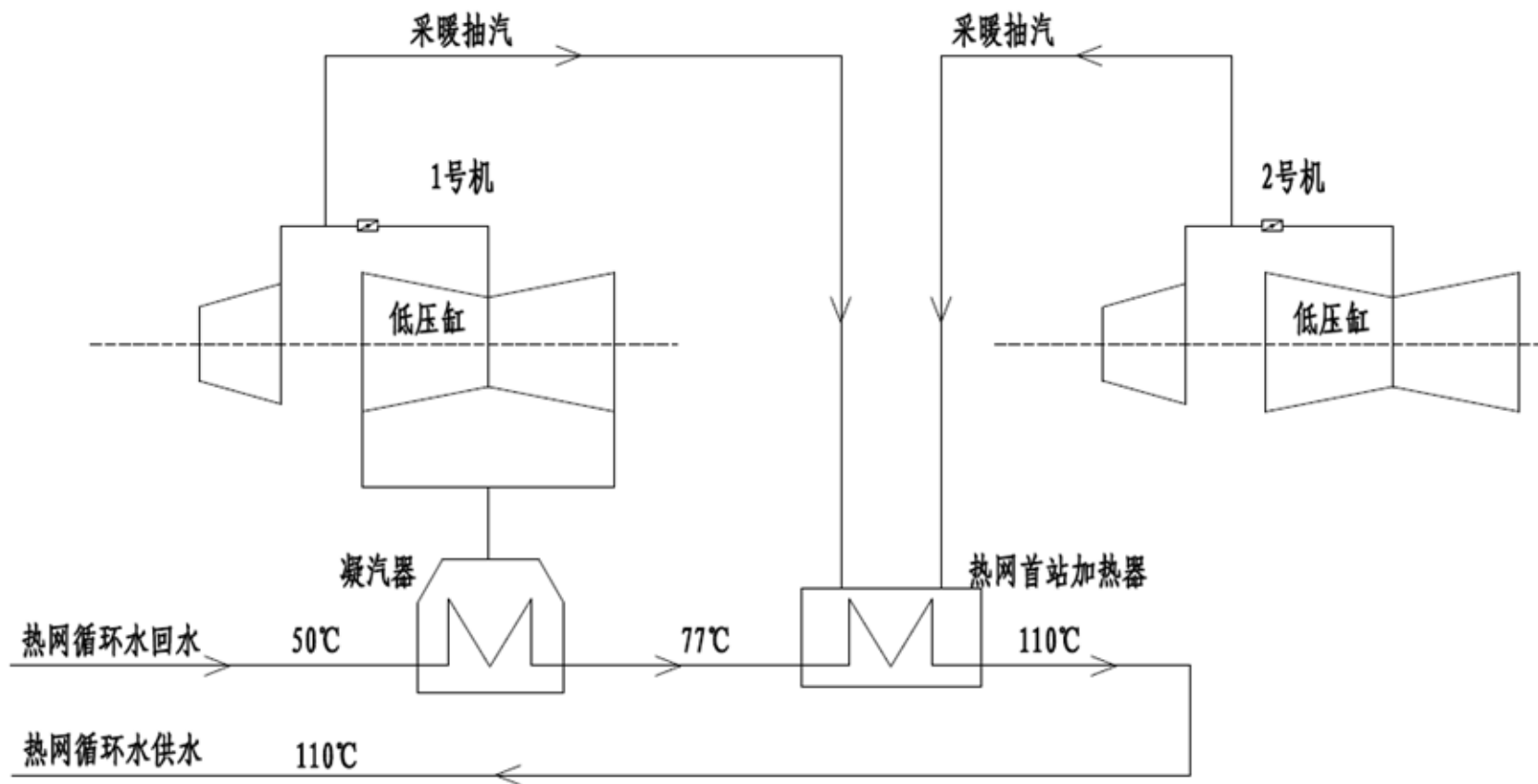
低压转子光轴供热方案与低压缸零出力供热方案相似，在采暖季汽机中压缸排汽全部进入热网加热器，所不同的是此方案汽机采用一根光轴直接连接中压转子和发电机转子，仅仅起到与发电机连接传递力矩的作用，采暖期结束要将“光轴”换成“转子”。

机组运行中为了防止低压缸鼓风发热，让约10t/h蒸汽减温减压后（60~90℃）进入低压缸，带走鼓风发热量。

本项目两台机组如果均实施低压转子光轴供热方案，单台机组的最大供热能力约在637.5MW，两台机组的最大供热能力约在1275MW。

高背压供热是将供热系统直接接入汽轮机原凝汽器循环冷却水出、入口，由热网水充当凝汽器冷却水。高背压热网水供热采用串联式两级加热系统，热网水首先经过凝汽器进行第一次加热，吸收低压缸排汽余热，然后再经过供热首站蒸汽加热器完成第二次加热，生成高温热水，送至热水管网通过二级换热站与二级热网水进行换热，高温热水冷却后再回到机组凝汽器，构成一个完整的热网水路。供热首站蒸汽来源为机组中低压联接管抽汽。在采暖供热期间高背压供热工况运行时，机组纯凝工况下所需要的冷水塔及循环水泵退出运行，将凝汽器的循环水系统切换至热网循环泵建立起来的热网水回路，形成新的“热-水”交换系统。

高背压供热分单转子高背压供热和双转子高背压供热两个方案。



单转子高背压供热方案就是采用一个高背压低压缸转子（末级叶片680mm），非采暖季和采暖季机组都提高背压运行。

本项目两台机组如果实施单转子高背压供热方案，其中**1**台机组按照单转子高背压供热进行设计，另一台机组按照常规抽凝供热进行设计。该方案采用的单转子高背压汽轮机冬季低压缸排汽热量全部用来供热，增大了汽轮机供热能力，提高了热效率，单台单转子高背压汽轮机的最大供热能力在**620MW**左右，全厂**1**台单转子高背压+**1**台抽凝供热机组可提供**1070MW**热负荷。

双转子高背压供热方案就是采用两个低压缸转子，非采暖季机组采用现有低压转子运行（末级叶片**900mm**），采暖季时换上高背压低压转子（末级叶片**350mm**）并提高背压运行。

本项目两台机组如果实施双转子高背压供热方案，其中**1**台机组按照双转子高背压供热进行设计，另一台机组按照常规抽凝供热进行设计。该方案采用的双转子高背压汽轮机冬季低压缸排汽热量全部用来供热，增大了汽轮机供热能力，提高了热效率，双台单转子高背压汽轮机的最大供热能力在**629MW**左右，全厂**1**台单转子高背压+**1**台抽凝供热机组可提供**1079MW**热负荷。

项目名称	单位	方案一 低压缸零出力 方案	方案二 低压转子光 轴方案	方案三 (1台单转子高背 压+1台抽凝机组)	方案四 (1台双转子高背 压+1台抽凝机组)
额定供热工况汽轮机 功率	MW	2×404	2×404	459+435	455+435
供热能力	MW	1260	1275	1070	1079
额定供热工况汽机热 耗率	kJ/kWh	4382	4313.6	4625.6 (平均)	4618.1 (平均)
发电设备利用小时数	h	5000	5000	5000	5000
额定供热工况机组计 算发电标准煤耗率	g/ kWh	160	157.53	168.93	168.65
年平均发电标煤耗率	g/ kWh	219.9	218.77	220.17	219.1
年平均供热标煤耗率	kg/GJ	36.88	36.88	36.88	36.88
年平均全厂热效率	%	64.37	64.7	63.15	63.44
采暖期热电比	%	166.42	168.40	130.38	131.98
全年期平均热电比	%	75.51	76.41	65.50	66.04

序号	项目	方案一 低压缸零出力方案	方案二 低压转子光轴方案	方案三 (1台单转子高背压+1台抽凝机组)	方案四 (1台双转子高背压+1台抽凝机组)
1	低压缸	6000+6000	6000+6000	6000+5200	6000+6000
2	增加两根转子	无	1500×4	无	2500×2
3	凝汽器改造费用	500+500	500+500	800+500	800+500
4	汽机厂中低压联络管改造及供热相关阀门	1800×2	1000×2	1000×2	1000×2
5	合计	16600	21000	14500	20300
6	比较	基准	+4400	-2100	+3700

单转子高背压供热方案，单转子低压缸的末级叶片为680mm，低压缸造价较900mm末级叶片的低压缸便宜800万。高背压供热方案，凝汽器循环水侧设计压力提高，较其他方案投资增加300万。双转子高背压供热方案，增加两根350mm末级叶片的转子，投资增加5000万元。低压转子光轴方案，增加四根光轴转子，投资增加6000万元。低压缸零出力方案，较其它方案增加叶片监测系统、旁路冷却蒸汽管道和阀门、切缸改造专用控制卡片，并对低压缸喷水系统进行优化，汽轮机供货范围增加费用。

序号	项目	方案一 低压缸零出力方案	方案二 低压转子光轴方案	方案三 (1台单转子高背压 +1台抽凝机组)	方案四 (1台双转子高背压 +1台抽凝机组)
1	年平均发电标煤耗率 (g/kWh)	219.9	218.77	220.17	219.1
2	年发电量 (kWh)	53×10^8	53×10^8	53×10^8	53×10^8
3	年发电耗煤量 (万吨)	基准	-0.5989	0.1431	-0.424
4	年发电耗煤成本 (万元)	基准	-419.23	100.17	-296.8
5	供热负荷 (MW)	基准	15	-190	-181
6	年供热量 (GJ)	基准	160704	-2035584	-1939161.6
7	年供热收入 (万元)	基准	450.0	-5699.6	-5429.7
8	年供热耗煤量 (万吨)	基准	0.6	-7.5	-7.2
9	年供热耗煤成本 (万元)	基准	414.9	-5255.1	-5006.1
10	年运行收益 (万元)	基准	454.3	-544.7	-126.7
11	初始投资折算到每年费用 (万元)	基准	557.9	-266.3	469.2
12	供热期更换两次转子费用 (万元)	基准	300	0	300
13	综合年收益 (万元)	基准	-403.6	-278.4	-895.9

序号	项目	方案一 低压缸零出力方案	方案二 低压转子光轴方案	方案三 (1台单转子高背压+1台抽凝机组)	方案四 (1台双转子高背压+1台抽凝机组)
1	初投资	次低	最高	最低	次高
2	供热能力	次高	最高	最低	次低
3	综合经济性	最高	次低	次高	最低

从上表可见，各方案增加投资由高到低排序为：方案二、方案四、方案一、方案三。低压转子光轴方案投资最高，1台单转子高背压+1台抽凝机组方案投资最低。

各方案供热能力由高到低排序为：方案二、方案一、方案四、方案三。低压转子光轴方案供热能力最高，1台单转子高背压+1台抽凝机组方案供热能力最低。

各方案综合经济性由高到低排序为：方案一、方案三、方案二、方案四。低压缸零出力方案综合经济性最好。

低压转子光轴供热方案：投资最高，供热量最大。但需要考虑低压转子与光轴转子互换问题，增加检修维护的工作量。

高背压供热方案：本项目凝汽器为常规设计，采用此方案，凝汽器水侧压力提高，凝汽器改造的工作量加大。而且，根据计算，高背压供热方案，热网循环水供水温度为**110℃**。低压转子光轴供热方案和低压缸零出力供热方案，对外供热的热网循环水供水温度可以达到**120℃或130℃**。

当采用双转子高背压供热方案时，供热期前后更换低压转子需要停机，增加检修维护的工作量。

当采用单转子高背压供热方案时，高背压机组末级叶片需采用短叶片，纯凝运行经济性较差。

低压缸零出力供热方案，综合经济性较好，不需要更换转子，检修维护的工作量相对较小。可能存在动应力风险、鼓风风险和水蚀风险。针对上述风险，需要对叶片的动应力进行分析，以保障机组的运行安全。并在机组运行过程中，加强在线监测和维护。

低压缸零出力可能会带来如下风险：动应力风险、鼓风风险和水蚀风险。针对上述风险，应当在汽轮机招标时提出如下措施，以保证机组的运行安全。

- 1) 采用强度较高的末级叶片；
- 2) 中低压连通管上装设零泄漏的密封可调节主蝶阀，同时设置具有~20t/h通流能力的旁路系统；
- 3) 对低压缸喷水系统进行优化；
- 4) 在叶片出汽边进行了喷涂加强处理，提高了叶片抗水蚀冲刷性能；
- 5) 增加测量低压正、反向次末级和末级级后的蒸汽温度测点；
- 6) 增加叶片振动在线监测系统；
- 7) 凝汽器、低压加热器和汽封冷却器的设计时也需要考虑该运行工况。

并且，在机组运行过程中，需加强在线监测和维护。

3. 供热灵活性提升方案

国家能源局华北监管局2018年11月2日发布的《华北电力调峰辅助服务市场运营规则(模拟运行版)》中，对于火电机组有偿调峰做了规定。据了解华北电网采暖期平均负荷率约为60%，因此调峰负荷需要在60%THA以下才能获得调峰收益。

在供热期，机组的深度调峰目标暂按40%THA发电负荷。

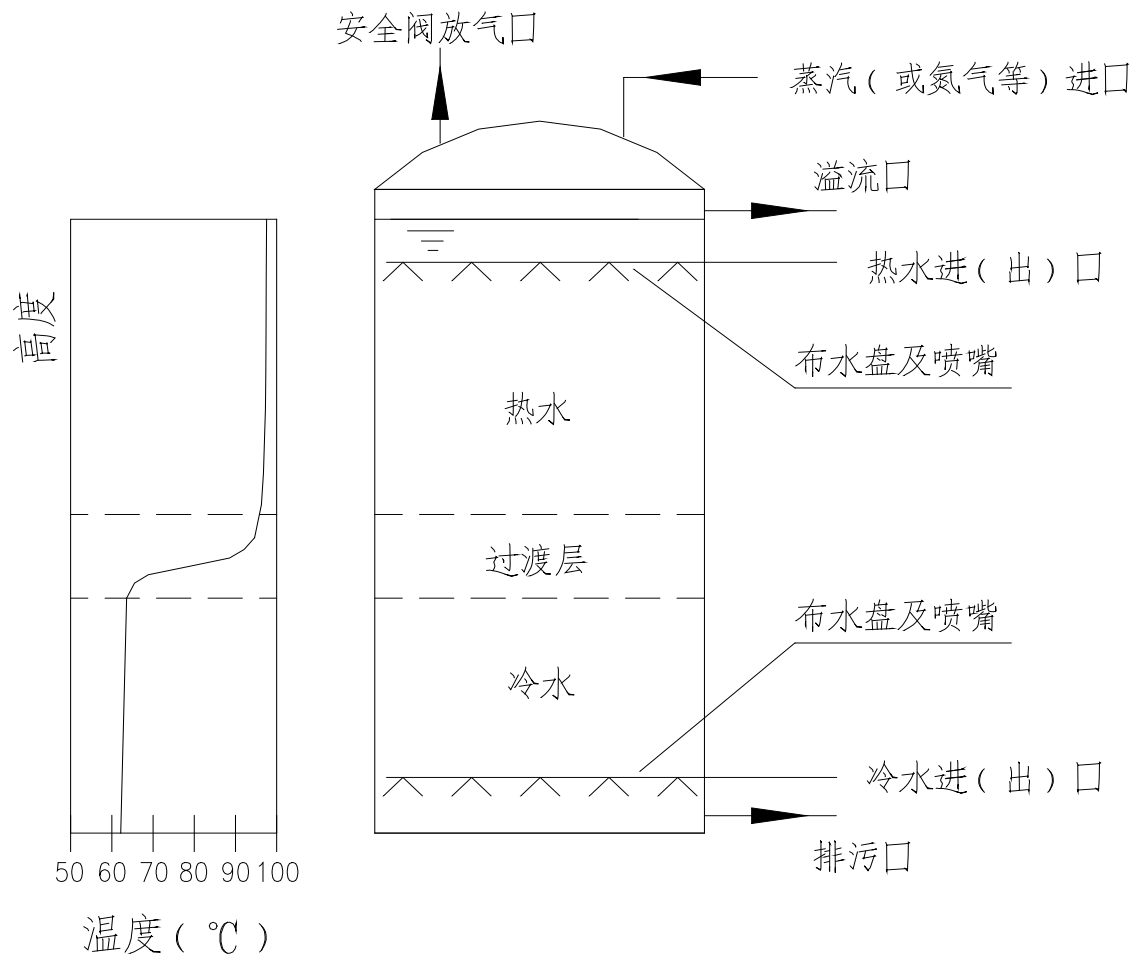
按TMCR工况进汽量下，最大抽汽工况热负荷为额定供热负荷。在40%THA发电负荷下，保证最大供热抽汽量630t/h，折热负荷450MW。

灵活性提升技术方案为：采用切缸供热和大型蓄热水罐技术。

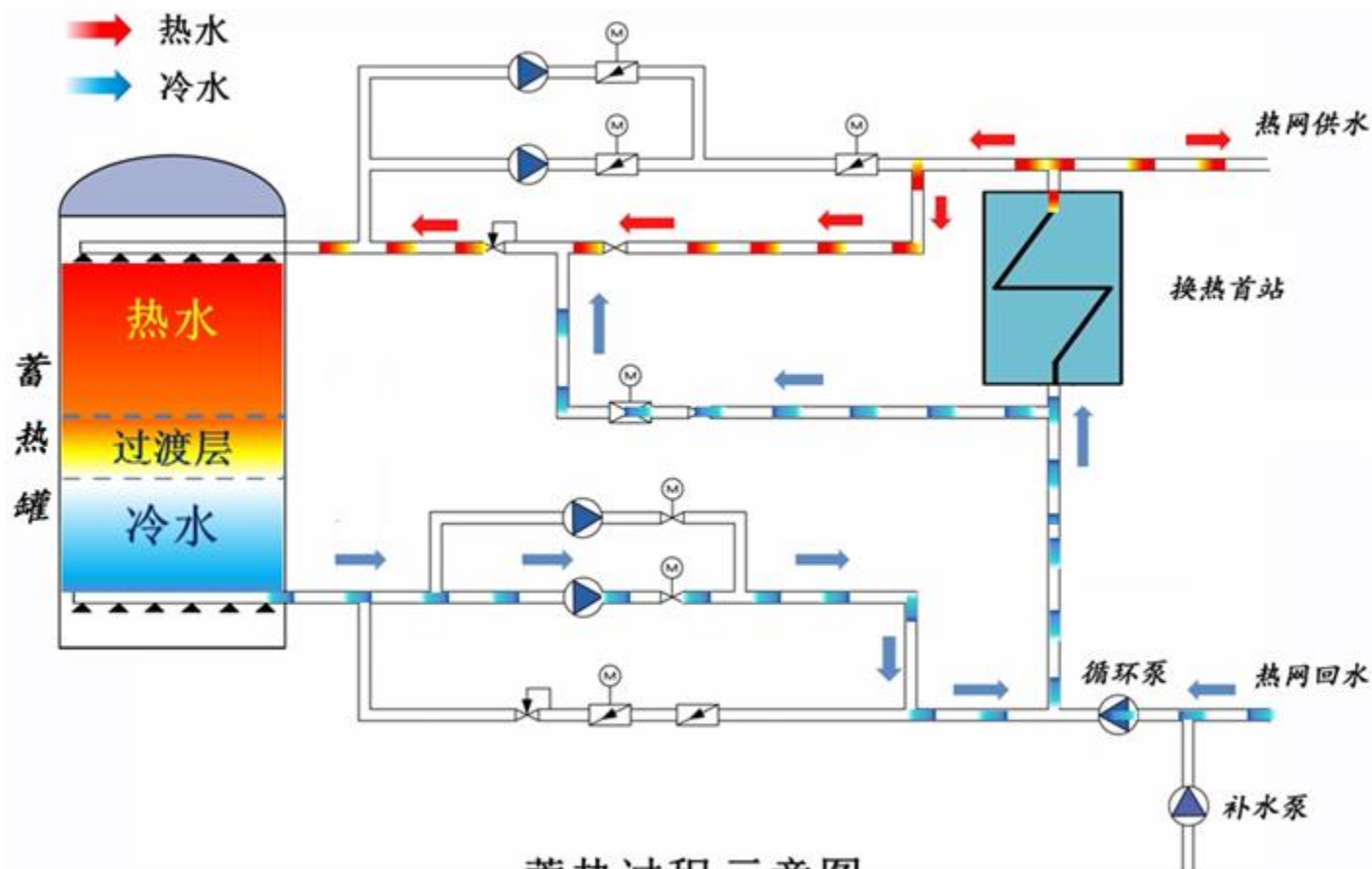
运行机理：在白天电负荷大而热负荷小的时段热电机组高负荷运行进行储热，而在夜间电负荷小时段降低机组出力进行调峰，供热不足部分则利用储热进行补偿供热。

推荐的技术路线：常压式、热水型、直接连接且承担部分热负荷的蓄热罐技术路线。

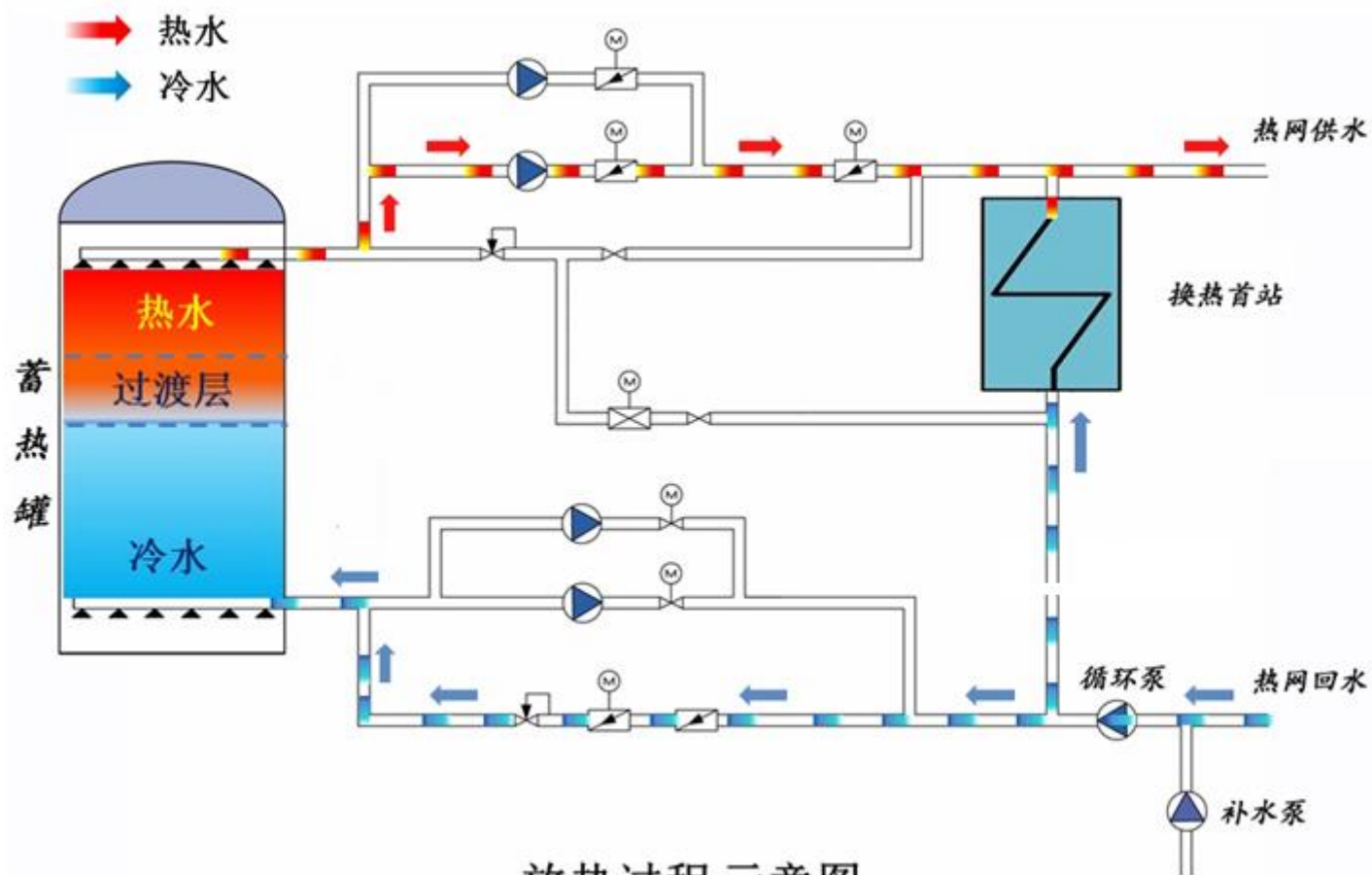
采用的常压式蓄热器，因其为外形类似于轻油储油罐的保温罐体，又称为蓄热水罐。内部储存热水。因为工作压力为常压，最高工作水温不高于98℃。



为避免蓄热罐内的水溶解氧并将这些水带入热网，影响热网循环水水质，蓄热罐内的液面上通常冲入蒸汽或氮气，保持微正压，使蓄热罐内的水与空气隔离。



蓄热过程示意图



放热过程示意图

用电低谷时段，机组的深度调峰目标暂按40%THA发电负荷。根据汽机厂提供的热平衡图，机组在40%THA发电负荷下切缸抽汽工况，最大采暖抽汽量为530t/h。要实现40%THA发电负荷下的深度调峰同时保证630t/h的额定采暖抽汽量，尚有约100t/h的供汽缺口，对应的单台机组热负荷缺口为70MW。两台机组热负荷缺口为140MW。

蓄热水罐采用常压式，回水温度为60℃，供水温度98℃，蓄热17小时，放热7小时，热水储罐放热功率为140MW。

初步计算，蓄热水罐有效容积为26000m³。罐体直径29.0m，有效高度36.10m，罐壁高度40.00m。

根据中央“京津冀一体化”总体发展战略的指导思路和北京市“十三五”规划的要求，国华盘山电厂升级改造扩大机组供热能力，符合区域能源供应需求，对改善京津冀地区空气质量具有重要意义。

为了提高机组的供热能力，对低压缸零出力、低压转子光轴和汽机高背压供热方案进行了分析对比。低压缸零出力方案综合经济性最好，且运行方式灵活，检修工作量相对较少。

但低压缸零出力供热方案，可能存在动应力风险、鼓风风险和水蚀风险。针对上述风险，汽轮机厂需提供相应的安全措施，以保障机组的运行安全。同时，在机组运行过程中，需加强在线监测和维护，保障运行安全。

灵活性提升技术方案推荐采用大型蓄热水罐。机组的深度调峰目标暂按40%THA发电负荷。初步计算，蓄热水罐有效容积为26000m³。



谢谢!

CPECC 中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司

地址:北京市西城区黄寺大街甲24号 邮编:100120 电话:(010)59385588 传真:(010)82281800
www.ncpe.com.cn