

《国家工业节能降碳技术应用指南与案例（2024 年版）》之八：系统能量梯级利用技术

（一）压水堆核电机组核能供热关键技术

1.技术适用范围

适用于核电厂热能利用。

2.技术原理及工艺

针对大型压水堆核电机组，采用安全可靠的汽轮机高排冷端对称抽汽和多功率平台热电联产下堆-电-热协调控制技术、供热回路间物理隔离及换热器泄漏监测等技术，实现世界最大单机组抽汽规模 1500 t/h、机组总功率控制精度偏差小于 1%的核热电联产能力，确保核电机组在热电联产模式下安全稳定运行和居民用热安全。工艺装备布置如图 1 所示。

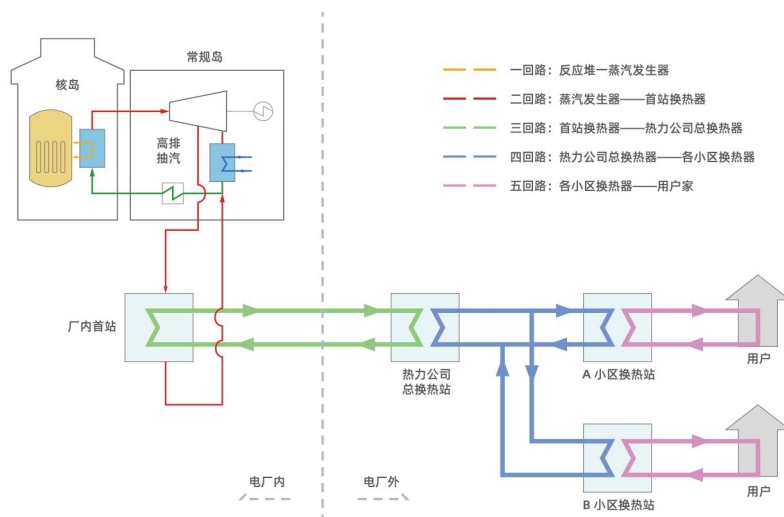


图1 工艺装备布置图

3.技术功能特性及指标

热电联产工况下单位供热量发电损失 < 0.27 MWe/MWt，核电机组热效率 55.9%。

4.应用案例

(1) 项目基本情况:

技术提供单位为山东核电有限公司，应用单位为山东核电有限公司。改造前采用燃煤锅炉供热，主要耗能种类为煤炭，供暖面积为 1250 万平方米，单位能耗为 13 千克标准煤/平方米。

(2) 主要技术改造内容:

在汽轮机高压缸排汽管道上增设抽汽管道，新建换热站，安装表面式热网加热器、循环水泵等设备，增设再热调节阀和抽汽调节阀。2022 年 7 月实施节能改造，实施周期 1.5 年。

(3) 节能降碳效果及投资回收期:

改造完成后，供暖单位煤耗接近 0 千克标准煤/平方米，实现节能量 41 万吨标准煤/年，二氧化碳减排量 109 万吨/年。投资额为 6.6 亿元，投资回收期为 5 年。

（二）深度调峰背景下灵活高效供热技术

1.技术适用范围

适用于电力行业灵活供热。

2.技术原理及工艺

自主研发低位能、低压缸微出力及高低旁联合供热技术。通过低位能供热模式，低位能、热泵和低压缸微出力联合供热模式以及低位能、热泵、低压缸微出力和高低旁联合供热模式 3 种供热模式组合调整。在适应电网不同调峰深度需求的同时，最大限度利用机组乏汽供热。工艺流程如图 2 所示。

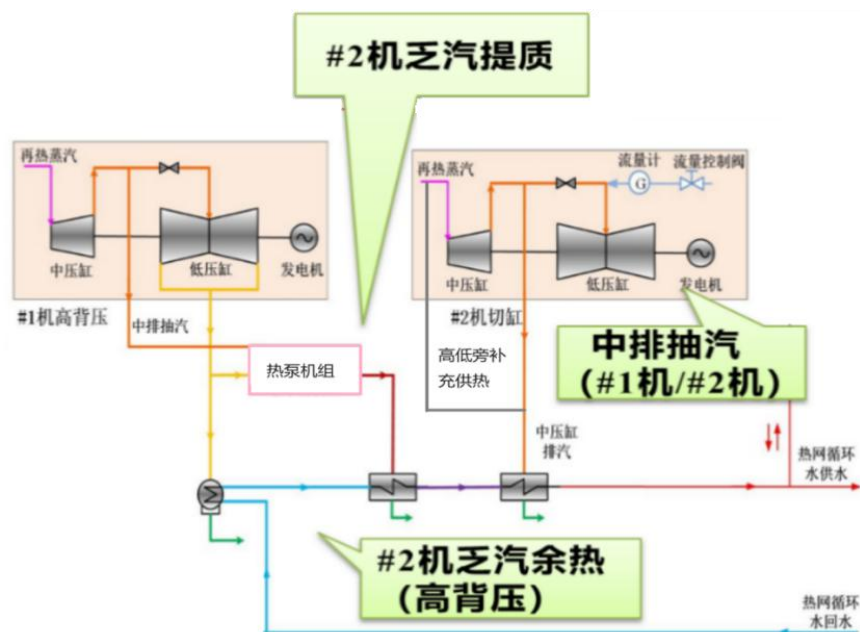


图2 工艺流程图

3.技术功能特性及指标

- (1) 机组抽汽灵活调峰, 最低调峰深度 20% 额定负荷;
(2) 3 种供热模式调整组合, 供暖期电厂乏汽供热比例 $\geq 50\%$ 。

4.应用案例

（1）项目基本情况：

技术提供单位为国能龙源蓝天节能技术有限公司，应用单位为国电电力大同第二发电厂。改造前电厂供热汽源采用中排抽汽，主要耗能种类为煤炭，年供热量 1314 万吉焦，单位产品能耗为 24.95 千克标准煤/吉焦。

（2）主要技术改造内容：

增设热网凝汽器，新增电动隔离阀和更换旁路阀，更换锅炉给水再循环阀，加装空冷封堵装置，改造汽轮机本体、抽真空、空冷系统及控制系统。2019 年 1 月实施节能改造，实施周期 3 年。

（3）节能降碳效果及投资回收期：

改造完成后，单位产品能耗降低至 13.08 千克标准煤/吉焦，实现节能量 15.59 万吨标准煤/年，二氧化碳减排量 41.46 万吨/年。投资额为 4 亿元，投资回收期为 3 年。

（三）基于高温水源热泵的污泥低温真空脱水干化一体化技术

1.技术适用范围

适用于市政与工业污泥脱水干化。

2.技术原理及工艺

集成物料脱水 and 干化工序，基于低温真空干化原理，一次性大幅降低污泥含水率，同时降低污泥热干化的热源温度及汽化温度。应用高温水源热泵技术，保证设备在低温状态运行，实现污水中低品位热能高效回收利用及高温供水，促进污水资源化、能源化。工艺流程如图 3 所示。

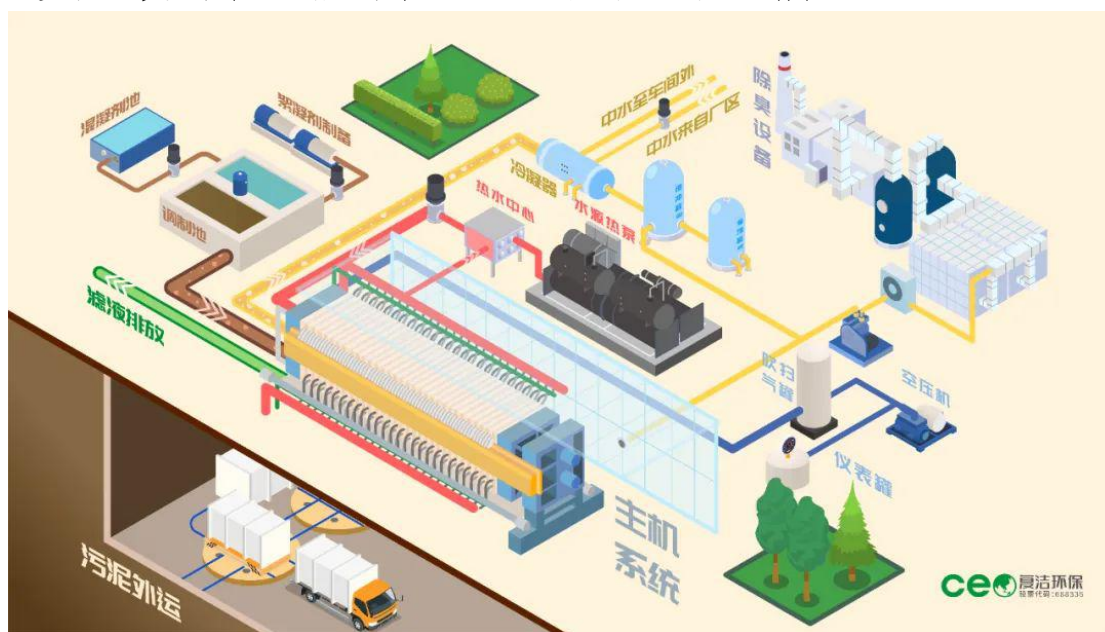


图3 工艺流程图

3.技术功能特性及指标

（1）污水中低品位热能高效回收利用，高温水源热泵系统综合能耗比 2.8 ~ 3.0;

（2）低温真空干化污泥，污泥含水率 < 30%。

4.应用案例

（1）项目基本情况：

技术提供单位为上海复洁环保科技股份有限公司，应用单位为广州市大观净水厂。改造前污水厂采用电热水锅炉供水，主要耗能种类为电力，处理污泥规模为 164 吨/天，单位污泥处理能耗为 269.2 千瓦时/吨。

（2）主要技术改造内容：

安装 2 台制热量为 1690 千瓦的高温热泵机组。2020 年 6 月实施节能改造，实施周期 6 个月。

（3）节能降碳效果及投资回收期：

改造完成后，单位污泥处理能耗降低至 165 千瓦时/吨，实现节能量 1922 吨标准煤/年，二氧化碳减排量 5113 吨/年。投资额为 800 万元，投资回收期为 1.6 年。

（四）烟气深度净化除湿及余热回收一体化技术

1.技术适用范围

适用于工业锅炉或窑炉余热回收。

2.技术原理及工艺

利用溶液吸湿原理，使溶液对烟气进行直接接触喷淋，吸收湿烟气中的水蒸气，同时吸收烟气中二氧化硫、粉尘等有害物质，实现烟气汽化潜热回收和保证烟气洁净排放，不产生“二次气溶胶”，避免腐蚀烟囱。系统稳定，可较好地适应锅炉负荷波动带来的影响。工艺流程如图4所示。

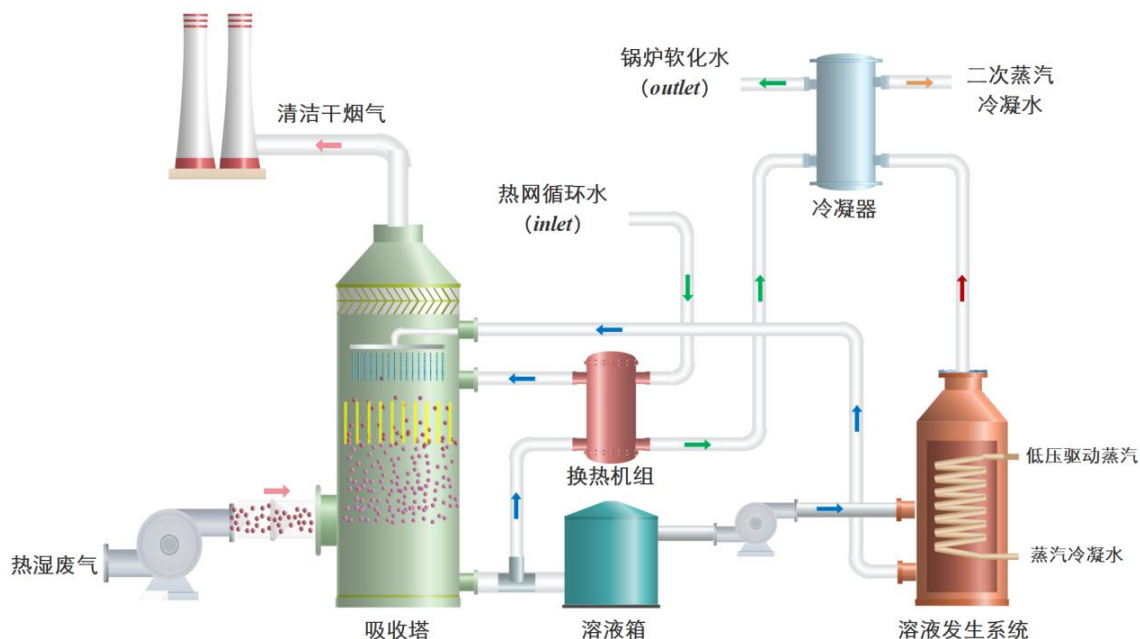


图4 工艺流程图

3.技术功能特性及指标

- （1）热湿废气汽化潜热充分回收，燃煤锅炉节能率5%~8%，系统COP > 1.85；
- （2）回收烟气中全部液态水和40%~70%的气态水。

4.应用案例

（1）项目基本情况：

技术提供单位为昊姆（上海）节能科技有限公司，应用单位为吉林松花江热电有限公司。改造前供热机组采用蒸汽加热热网水及锅炉原水，主要耗能种类为煤炭，单个采暖季能耗为 45.3 万吨标准煤。

（2）主要技术改造内容：

增设吸收塔，配套安装发生机组、换热机组、烟气余热回收利用改造系统及数字化视频监视系统。2022 年 6 月实施节能改造，实施周期 4 个月。

（3）节能降碳效果及投资回收期：

改造完成后，单个采暖季能耗降低至 40.8 万吨标准煤，实现节能量 4.5 万吨标准煤/年，二氧化碳减排量 12 万吨/年。投资额为 1.3 亿元，投资回收期为 3.9 年。

（五）基于直通式热泵回收烟气湿法脱硫余热技术

1.技术适用范围

适用于湿法脱硫工艺余热回收利用。

2.技术原理及工艺

采用直通式热泵，以脱硫浆液作为回收锅炉排烟余热的传递载体，通过闪蒸取热功能提取浆液中的热量用于民生供暖。降温后的脱硫浆液再通过原脱硫塔喷淋的方式回收烟气中余热。如此循环实现烟气脱硫余热回收利用的同时，将因烟气降温冷凝至浆液中的水分闪蒸出来，并冷凝回用，保证脱硫系统水平衡，解决换热器腐蚀、结垢、堵塞等问题。工艺装备布置如图 5 所示。

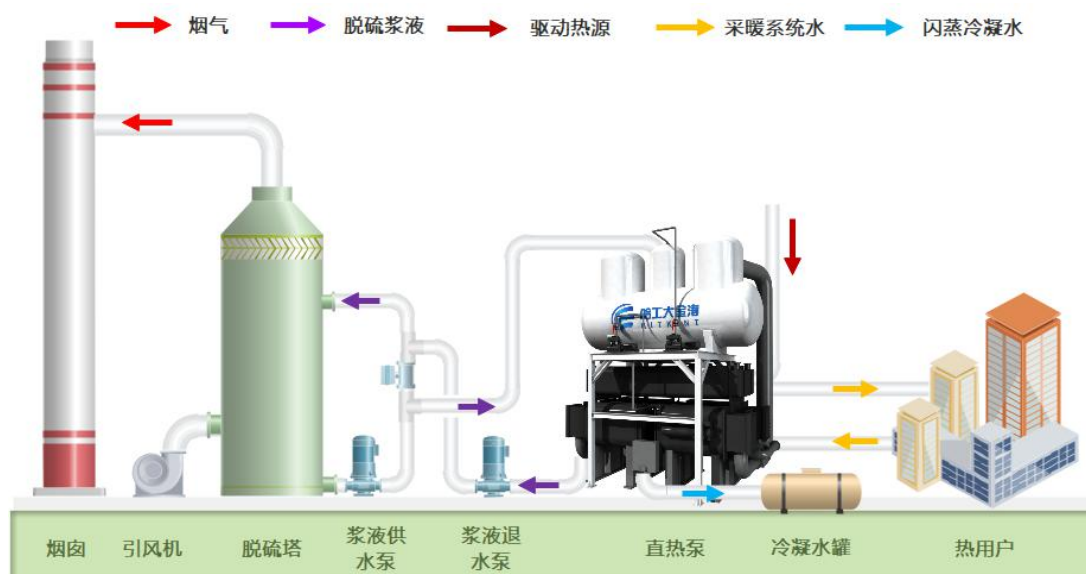


图5 工艺装备布置图

3.技术功能特性及指标

（1）湿法脱硫工艺余热充分回收，回收量约占锅炉燃煤总热量 5%；

（2）回收余热能效比高，余热/电耗能效比 ≥ 40 。

4.应用案例

(1) 项目基本情况:

技术提供单位为哈尔滨工大金涛科技股份有限公司，应用单位为黑龙江岁宝热电有限公司。改造前采用燃煤锅炉，无锅炉排烟余热措施，主要耗能种类为煤炭，单位制热能耗 36.9 千克标准煤/吉焦。

(2) 主要技术改造内容:

增设直通式热泵为主设备的余热回收系统，配套余热回收站房、直通式热泵、脱硫浆液引退水系统、采暖水循环系统、驱动蒸汽管网及其他附属设备。2021 年 3 月实施节能改造，实施周期 5 个月。

(3) 节能降碳效果及投资回收期:

改造完成后，单位制热能耗降至 2 千克标准煤/吉焦，实现节能量 4936 吨标准煤/年，二氧化碳减排量 1.3 万吨/年。投资额为 1132.5 万元，投资回收期为 2.9 年。

（六）基于烟气换热器的余热回收制冷热技术

1.技术适用范围

适用于烟气余热回收利用。

2.技术原理及工艺

采用特殊结构设计的非标烟气换热器，将烟气携带的热量通过热交换的方式传递给介质，从而将烟气余热转换成可以利用的热量，回收的热量用于供冷或供热使用。为保证烟气通道更宽，适当增大换热面积，同时选取耐腐蚀、耐高温等不同功能的材料，换热效率高，具有耐腐蚀、耐高温、不易堵塞等优点。技术原理如图 6 所示。

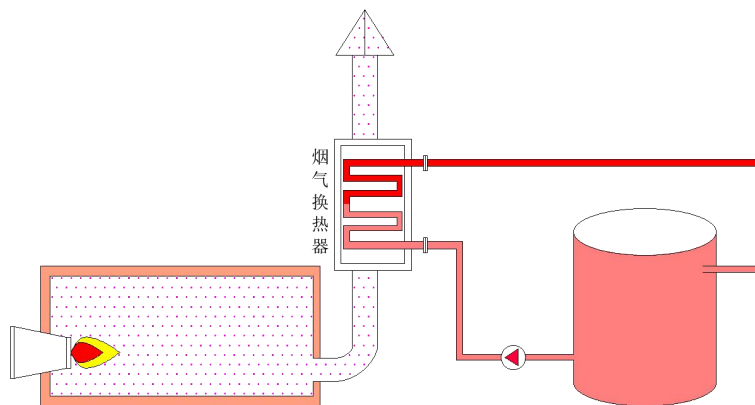


图6 技术原理图

3.技术功能特性及指标

- （1）枕型宽流道换热，换热效率 $\geq 70\%$;
- （2）炉烟气余热充分回收利用，系统节能率 $\geq 20\%$ 。

4.应用案例

- （1）项目基本情况：

技术提供单位为苏州领跑者能源科技有限公司，应用单位为台耀科技(常熟)有限公司。改造前使用电制冷螺杆空调

提供冷冻水，通过电锅炉提供热水，主要耗能种类为电能，年生产铜箔基板 860 万张，单位产品电耗为 3.555 千瓦时/张。

（2）主要技术改造内容：

拆除现有热水箱、板换、热水泵，增加特制的烟气换热器、主机、水泵及电气控制；加装水箱、热水泵、热水管道、冷水管道和冷却水管道接入工厂空调系统。2022 年 2 月实施节能改造，实施周期 3 个月。

（3）节能降碳效果及投资回收期：

改造完成后，单位产品能耗降低至 3.439 千瓦时/张，实现节能量 309 吨标准煤/年，二氧化碳减排量 822 吨/年。投资额为 171.8 万元，投资回收期为 2.2 年。