

Innovative Applications of Cogeneration and Deep Peaking for Thermal Power Units

Tao Wang

Benxi Thermal Power Branch of State Power Investment Corporation Northeast Electric Power Co., Ltd., Benxi, Liaoning, 117000, China

Abstract

In order to thoroughly implement the decisions and deployments of the Party Central Committee and the State Council on promoting pollution prevention and control, carbon peak and carbon neutrality, promote pollution reduction and carbon reduction, and improve the quality of atmospheric ecological environment, during the 14th Five Year Plan period, the scope of winter clean heating in northern regions will be further expanded, and green development will be continuously promoted. The low pressure cylinder zero output and bypass heating technology of thermal power units are gradually innovatively applied, effectively enhancing the unit's heating and deep peak shaving capabilities, improving the living space of thermal power units in the new energy environment, and providing reliable support for the perfect transition of future energy transformation.

Keywords

carbon peak; carbon neutrality; thermal power units; low pressure cylinder zero output; bypass heating; deep peak shaving

火电机组的热电联产和深度调峰的创新应用

王涛

国家电投集团东北电力有限公司本溪热电分公司, 中国·辽宁 本溪 117000

摘要

为深入贯彻落实党中央、国务院有关深入推进污染防治攻坚战、碳达峰和碳中和有关决策部署, 促进减污降碳, 改善大气生态环境质量, “十四五”期间, 进一步扩大北方地区冬季清洁取暖范围, 持续推进绿色发展。火电机组的低压缸零出力及旁路供热技术逐步创新应用, 有效增强了机组供热和深度调峰的能力, 提高了火电机组在新能源大环境下的生存空间, 为未来能源变革的完美过渡提供了可靠支持。

关键词

碳达峰; 碳中和; 火电机组; 低压缸零出力; 旁路供热; 深度调峰

1 引言

中国现阶段的能源结构及稳定性决定了火电仍将长期处于电力行业的主要部分, 然而, 传统火电技术已经不能满足时代发展以及环境保护的要求, 超低排放, 技术创新, 已经成为火电行业在新发展背景下的必由之路。

2 “双碳”背景下火电行业面临的挑战

2.1 碳达峰和碳中和目标解读

力争在 2030 年前实现碳达峰、在 2060 年前实现碳中和, 是中国在新时代背景下促进国家生态发展建设以及促进国际环境保护的工作的重要承诺。“双碳”目标不仅意味着中国在绿色发展道路上迈向新高度, 也对各行各业进行深刻

系统性的变革提出了要求, 以适应在全球能源结构变革的大背景下的可持续发展。

2.2 “双碳”目标对火电行业提出的新要求

对于火电行业要实现“双碳”这一重要战略目标, 关键在于创新变革。2021 年 10 月, 国家发改委、国家能源局下发了发改运行〔2021〕1519 号《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》, 重点提出推动煤电行业实施节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造“三改联动”, 持续优化能源电力结构和布局, 深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展, 解决火电机组利用率较低、产品物耗高等问题, 努力实现中国煤电行业碳达峰目标, 同时也为火电行业更快实现绿色转型发展提供了机遇。“三改联动”, 是我国现役煤电机组低碳发展的正确选择和必然趋势。

【作者简介】王涛 (1990-), 男, 中国吉林双辽人, 本科, 工程师, 从事发电厂的安全管理或提升研究。

3 火电机组的供热创新技术

3.1 低压缸零出力技术

低压缸零出力供热突破传统供热机组运行模式，实现了机组低压缸零出力运行，从而降低低压缸的冷却蒸汽进汽量，提高汽轮机电调峰能力和供热抽汽能力。

低压缸零出力技术在低压缸高真空运行条件下，采用可完全密封的液压蝶阀替代现有液压蝶阀，切除低压缸原进汽管道进汽，通过新增旁路管道通入少量的冷却蒸汽，用于带走低压缸零出力后低压转子转动产生的鼓风热量。与改造前相比，提升供热机组灵活性的低压缸零出力技术解除了低压缸最小蒸汽流量的制约，将原进入低压缸的蒸汽用于供热，提高了机组的供热能；在供热量不变的情况下，可显著降低机组发电功率，实现深度调峰。

以某发电厂为例，锅炉为哈尔滨锅炉厂有限公司生产的超临界变压直流煤粉炉，型号HG-1110/25.4-HM，采用一次中间再热、不带再循环泵的大气扩容式启动系统。采用Π型布置、单炉膛、尾部双烟道、平衡通风、直流燃烧器四角切圆布置、固态排渣、三分仓回转空气预热器、全钢架紧身封闭布置。锅炉以最大连续蒸发量(B-MCR)工况为设计参数，最大连续蒸发量为1110t/h，机组电负荷为350MW(即额定工况)时，锅炉的额定蒸发量1062.75t/h。

汽轮机组为哈尔滨汽轮机厂有限责任公司制造的超临界、两缸两排汽、一次中间再热、湿冷、抽汽凝汽式汽轮机，型号为C350/293-24.2/0.39/566/566型，八级回热。汽轮机通流部分共39级，其中高压缸I+14级，中压缸12级，低压缸12级对称布置。

①主蒸汽和再热蒸汽管道：主蒸汽、再热蒸汽系统均采用2-1-2连接方式。主蒸汽管道和热再热蒸汽管道分别从过热器和再热器出口联箱的两侧引出，在炉前汇成一根总管，到汽轮机前再分成两根支管分别接入高压缸和中压缸左右侧主汽关断阀和再热关断阀。冷再热蒸汽管道从高压缸的两个排汽口引出，在高排止回阀的上游汇成一根总管，到锅炉前再分成两根支管接至再热器入口联箱。

②蒸汽流程：新蒸汽从下部进入置于该机两侧两个固定支承的高压主汽调节联合阀，由每侧各两个调节阀流出，经过4根高压导汽管进入高压缸，进入高压缸的蒸汽通过一个冲动式调节级和14个反动式高压级后，由外缸下部两侧排出进入再热器。再热后的蒸汽从机组两侧的两个再热主汽调节联合阀，由每侧各1个中压调节阀流出，经过两根中压导汽管由中部下半缸进入中压缸，进入中压缸的蒸汽经过12级反动式中压级后，从中压缸上部经过1根 $\phi 1422$ 的连通管进入低压缸。低压缸为双分流结构，蒸汽从流通部分的中部流入，经过正反向各6级反动级后，从两个排汽口向下排入一个排汽装置，在采暖抽汽工况下，连通管上的蝶阀的开度，可根据采暖参数的要求，逐渐关小，使中排区域的压力逐渐升高，然后蒸汽从中压缸下部2- $\Phi 1000$ 的抽汽口抽

走，另一小部分蒸汽进入低压缸，排入冷凝器。

③高中压汽缸：汽轮机采用高、中压汽缸合缸，通流部分对称布置。高中压缸为双层结构，合金钢铸造，通过水平中分面形成上下两半。喷嘴室由合金钢铸成，通过水平中分面形成上下两半，采用中心线定位，支撑在内缸中分面处。主蒸汽进汽管与喷嘴室之间通过弹性密封环滑动连接。

④低压缸：为了减小温度梯度，减少整个缸的绝对膨胀量，汽轮机低压缸设计成3层缸，包括低压外缸、1号内缸、2号内缸，全部由钢板焊接而成。低压缸分成上下两半，各由三部分组成。低压缸两端的汽缸盖上装有两个大气阀，动作压力为0.034~0.048MPa(表压)。低压缸排汽区设有喷水装置，在转子转速达到600r/min时自动投入，降低低压缸温度，保护尾部叶片。

⑤低压缸喷水系统：低压缸喷水系统设计成在转子的转速达到600r/min时自动投入，并在机组带上约15%负荷前及机组正常运行时出现低压缸排汽温度大于79℃时投入运行。当机组的转速达到600r/min时，在控制开关处于自动位置时，电磁阀由来自汽轮机控制系统的一个信号所驱动，或者通过手动操纵开关驱动。电磁阀通电时使气动阀打开，由凝结水泵向喷水系统供水气动调节阀控制通往后汽缸喷水嘴的凝结水量，它通常是关闭的，而当喷水调节阀接收DCS信号并将阀位反馈给DCS，同时阀后压力反馈到DCS以控制合适的喷水压力，这样给各喷水嘴提供均匀的凝结水量。低压缸喷水管系统配置气动喷水调节阀。

低压缸零出力技术改造前后性能对比：

- ①改造前后抽汽量的变化如表1、图1所示。
- ②改造前后发电功率变化如表2、图2所示。
- ③改造前后供热量变化如表3、图3所示。
- ④改造前后发电煤耗变化如表4、图4所示。

此外，在低压缸零出力投入和退出期间，汽轮机低压缸末级叶片会出现鼓风、颤振及水蚀等安全隐患。所以，应注意以下几点：

①在低压缸零出力投入或退出时，需要规范运行操作，在末级叶片颤振区要快速通过，避免汽轮机振动上升，威胁机组安全运行；

②由于低压缸零出力存在长时间投入情况，末级叶片产生的鼓风摩擦热无法经低压缸排汽排出，低压缸减温水伴随投入，长此以往，末级叶片会出现水蚀现象，需检修期对末级叶片检查，定期防腐。

3.2 汽轮机旁路供热技术

汽轮机高、低旁路联合供热，即从主蒸汽抽汽，经减温减压后接入高压缸排汽；之后从再热蒸汽管道(低压旁路后)抽汽作为供热抽汽的补充汽源。该技术是从根本上改变了进入汽轮机的蒸汽流量，只有高旁蒸汽流量与低旁蒸汽流量适当匹配(高旁蒸汽流量=低旁蒸汽流量-高旁减温水流量)，才能保证机组的安全性。所以，高、旁蒸汽流量与低旁蒸汽流量的匹配方式是影响机组安全性的关键因素。

表 1 改造前后抽汽量的变化

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
改造前主蒸汽流量	t/h	992.60	721.26	472.90	401.01	340.00
改造前采暖抽汽流量	t/h	500	348	189	140	92
改造后主蒸汽流量	t/h	992.64	721.26	472.90	401.01	340.00
改造后采暖抽汽流量	t/h	572.22	434.55	291.67	247.39	203.61
抽汽流量增加	t/h	72.22	86.55	102.67	107.39	111.61

注：改造前低压缸排汽量 140t/h。

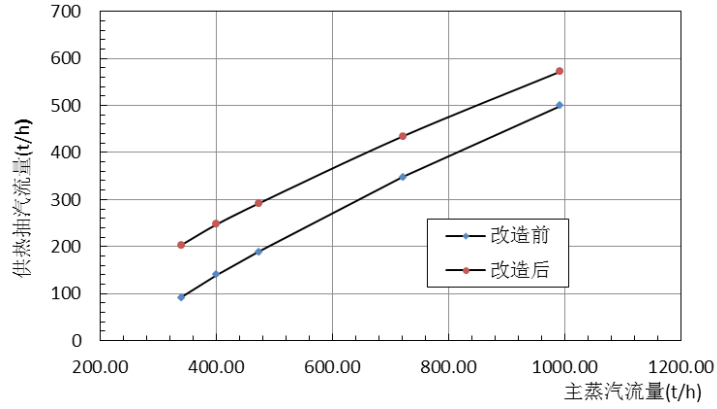


图 1 改造前后抽汽量的变化图

表 2 改造前后发电功率变化

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
改造前主蒸汽流量	t/h	992.6	721.3	472.9	401.0	340.0
改造前发电功率	MW	246.53	191.11	135.63	118.93	96.11
改造后主蒸汽流量	t/h	992.64	721.26	472.9	401.01	340
改造后发电功率	MW	225.45	169.82	113.98	97.36	77.14
发电功率降低	MW	21.07	21.28	21.65	21.57	18.97

注：改造前低压缸排汽量 140t/h。

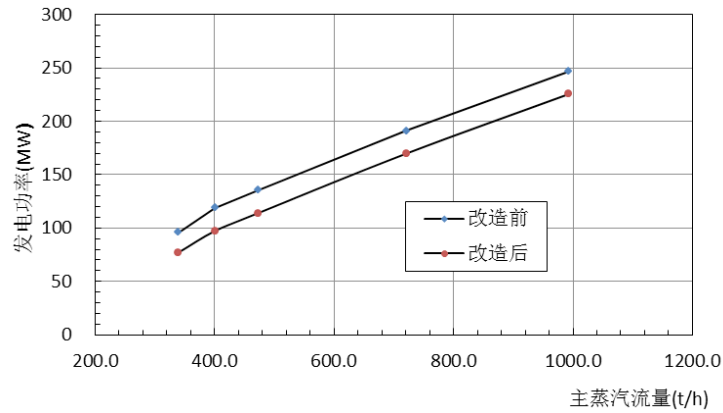


图 2 改造前后发电功率变化图

表 3 改造前后供热量变化

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
改造前主蒸汽流量	t/h	992.60	721.26	472.90	401.01	340.00
改造前供热量	MW	362.30	253.35	138.36	102.21	64.63
改造后主蒸汽流量	t/h	992.64	721.26	472.9	401.01	340
改造后供热量	MW	414.6	316.4	213.5	180.6	141.9
供热量增加	MW	52.33	63.01	75.16	78.41	77.27

注：改造前低压缸排汽量 140t/h。

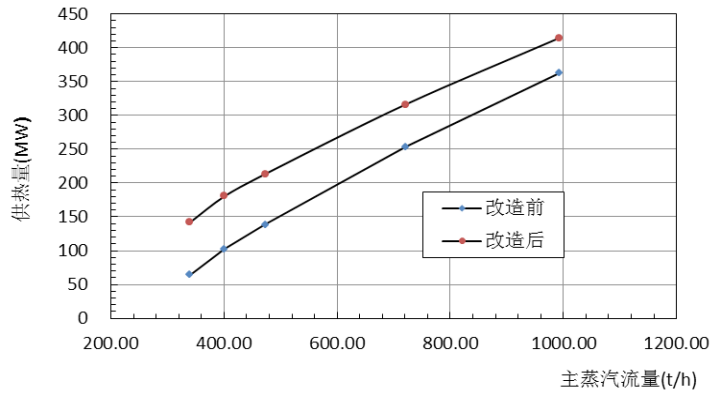


图 3 改造前后供热量变化图

表 4 改造前后发电煤耗变化

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
改造前主蒸汽流量	t/h	992.60	721.26	472.90	401.01	340.00
改造前发电煤耗	g/kWh	210.8	223.9	254.5	269.3	298.4
改造后主蒸汽流量	t/h	992.64	721.26	472.9	401.01	340
改造后发电煤耗	g/kWh	199.0	201.5	213.2	219.5	234.8
发电煤耗降低	g/kWh	11.84	22.39	41.32	49.83	63.67

注：改造前低压缸排汽量 140t/h。

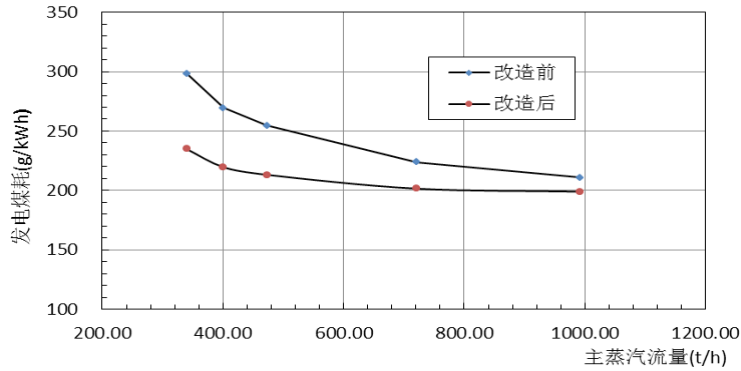


图 4 改造前后发电煤耗变化图

综合表5数据和图例，在机组原有的抽汽供热条件下，对比相同的供热量时，机组的深度调峰能力进一步提高；对比相同的电网负荷时，机组的供热能力进一步充分释放。

还是以某发电场为例：

①抽汽+15%高低旁供热如表5所示。②切缸+10%高低旁如表6所示。③切缸+15%高低旁如表7、图5、图6所示。

表5 抽汽+15%高低旁工况热力特性汇总

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
发电功率	MW	222.84	166.53	114.05	94.28	74.64
锅炉吸热量	MW	771.53	584.85	405.80	339.60	271.60
主蒸汽压力	MPa	24.20	19.24	12.52	10.65	10.19
主蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	566.0	518.7
主蒸汽流量	t/h	992.64	720.08	477.99	410.13	329.17
汽轮机进汽量	t/h	843.74	612.07	406.29	348.61	279.79
再热冷段蒸汽压力	MPa	2.973	2.247	1.573	1.327	1.087
再热冷段蒸汽温度	℃	275.8	277.2	291.7	296.4	252.5
再热冷段蒸汽流量	t/h	834.07	618.61	420.16	363.02	293.72
再热热段蒸汽压力	MPa	2.736	2.068	1.447	1.221	1.000
再热热段蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	502.1	483.2
再热热段蒸汽流量	t/h	834.07	618.61	420.16	363.02	293.72
中压缸排汽压力	MPa	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
中压缸排汽温度	℃	259.3	293.3	339.4	310.6	319.3
中压缸排汽流量	t/h	455.68	362.69	266.94	234.63	194.11
低压缸排汽压力	kPa	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
给水温度	℃	267.3	249.9	229.4	220.6	208.3
再热冷段至暖风器流量	t/h	30.0	21.8	14.4	12.4	9.9
五段采暖抽汽流量	t/h	289.53	199.28	105.90	68.83	30.03
高压旁路投入率	%	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
高低压旁路供汽量	t/h	229.75	162.04	103.02	86.04	67.36
采暖总抽汽量	t/h	519.28	361.32	208.91	154.87	97.39
采暖供热量	MW	375.86	268.33	160.53	116.51	73.74

表6 切缸+10%高低旁工况热力特性汇总

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
发电功率	MW	217.39	156.52	98.60	78.72	57.11
锅炉吸热量	MW	760.73	577.98	401.56	336.68	268.86
主蒸汽压力	MPa	24.20	19.24	12.52	10.65	10.19
主蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	566.0	518.7
主蒸汽流量	t/h	992.64	720.08	477.99	410.13	329.17
汽轮机进汽量	t/h	893.38	648.07	430.19	369.12	296.25
再热冷段蒸汽压力	MPa	3.183	2.400	1.674	1.409	1.151
再热冷段蒸汽温度	℃	282.3	282.3	296.5	299.5	257.8
再热冷段蒸汽流量	t/h	819.87	608.45	413.63	357.53	289.31
再热热段蒸汽压力	MPa	2.928	2.208	1.540	1.297	1.059
再热热段蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	502.1	483.2
再热热段蒸汽流量	t/h	819.87	608.45	413.63	357.53	289.31
中压缸排汽压力	MPa	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
中压缸排汽温度	℃	251.6	285.3	331.5	303.3	312.3
中压缸排汽流量	t/h	491.36	388.07	283.39	243.91	201.35
低压缸排汽压力	kPa	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
给水温度	℃	271.5	253.8	232.9	223.9	211.5

续表6

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
再热冷段至暖风器	t/h	30.0	21.8	14.4	12.4	9.9
五段采暖抽汽流量	t/h	471.71	368.41	263.73	224.24	181.70
高压旁路投入率	%	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
高低压旁路供汽量	t/h	153.79	108.54	68.94	57.63	44.99
采暖总抽汽量	t/h	625.50	476.95	332.67	281.87	226.69
采暖供热量	MW	450.04	352.09	254.14	210.90	170.75

表7 切缸+15% 高低旁工况热力特性汇总

项目	单位	100%MS	75%MS	50%MS	40%MS	30%MS
发电功率	MW	203.41	146.04	92.10	73.31	53.54
锅炉吸热量	MW	771.53	584.85	405.80	339.60	271.60
主蒸汽压力	MPa	24.20	19.24	12.52	10.65	10.19
主蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	566.0	518.7
主蒸汽流量	t/h	992.64	720.08	477.99	410.13	329.17
汽轮机进汽量	t/h	843.74	612.07	406.29	348.61	279.79
再热冷段蒸汽压力	MPa	2.973	2.247	1.573	1.327	1.087
再热冷段蒸汽温度	℃	275.8	277.2	291.7	296.4	252.5
再热冷段蒸汽流量	t/h	834.07	618.61	420.16	363.02	293.72
再热热段蒸汽压力	MPa	2.736	2.068	1.447	1.221	1.000
再热热段蒸汽温度	℃	566.0	566.0	566.0	502.1	483.2
再热热段蒸汽流量	t/h	834.07	618.61	420.16	363.02	293.72
中压缸排汽压力	MPa	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
中压缸排汽温度	℃	259.3	293.3	339.4	310.6	319.3
中压缸排汽流量	t/h	442.84	353.39	260.68	224.49	185.75
低压缸排汽压力	kPa	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
低压缸排汽流量	t/h	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
给水温度	℃	267.3	249.9	229.4	220.6	208.3
再热冷段至暖风器流量	t/h	30.0	21.8	14.4	12.4	9.9
五段采暖抽汽流量	t/h	423.20	333.73	241.01	204.83	166.10
高压旁路投入率	%	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
高低压旁路供汽量	t/h	229.75	162.04	103.02	86.04	67.36
采暖总抽汽量	t/h	652.95	495.77	344.03	290.86	233.46
采暖供热量	MW	472.61	368.18	264.35	218.81	176.76

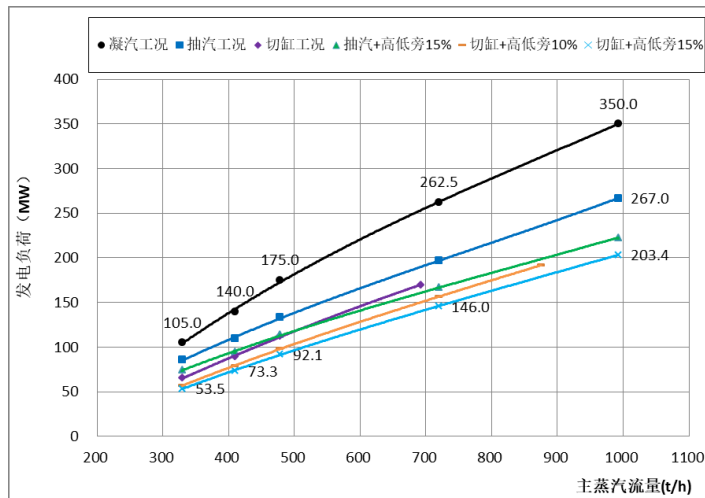


图5 机组发电负荷与主蒸汽流量的关系

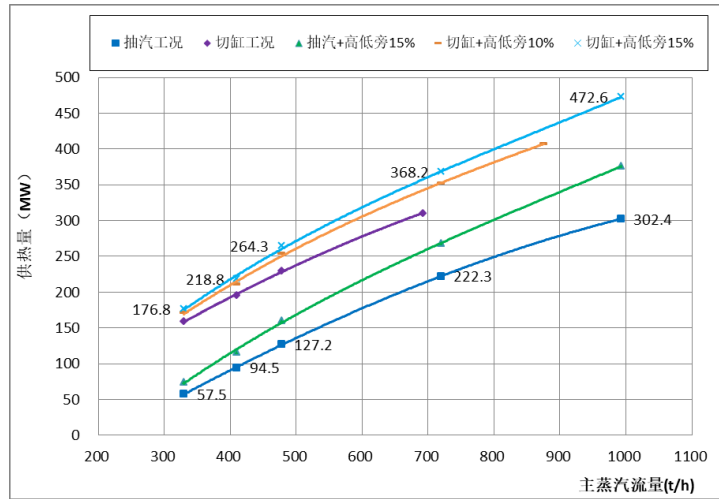


图6 机组供热量与主蒸汽流量的关系

相比较汽轮机原运行方式，关于旁路供热技术的应用也会对汽轮机，甚至是锅炉的安全运行带来一些问题，例如：

①由于高、低压旁路供热投入的本质是抽取一部分原本进入中压缸的蒸汽去供热，汽轮机中压缸进汽减少，直接影响大轴的轴向位移，威胁汽轮机安全运行，所以依据高旁蒸汽流量与低旁蒸汽流量适当匹配（高旁蒸汽流量 = 低旁蒸汽流量 - 高旁减温水流量），以此来保证大轴轴向位移的平衡。投入时应先低后高，缓慢操作，并时刻观察轴向位移等主机参数的变化，在安全限值内进行调整，退出时相反。

②采取相关控制逻辑控制高旁减温水的流量，维持汽轮机高压缸排汽温度始终处于安全限值范围内。此外，高压缸排汽温度还可以作为调节锅炉过热器和再热器热量匹配的手段之一，即通过调节高压缸排汽温度（再热冷端蒸汽温度），改变锅炉再热器吸热量，实现锅炉过热器和再热器的热量平衡。

经过不断探索、试验，选择合理的高压透平压比区间，作为旁路供热投入时机组安全运行的控制范围。

4 结语

提升火电机组供热能力的方法不仅有低压缸零出力、汽轮机旁路供热技术，还有很多其他技术路线，如热水储能供热、高背压供热、电锅炉供热技术等。其实，火电机组的热电联产和深度调峰的关系是密不可分的，往往提升机组的供热都会提高深度调峰的能力，而且还会降低煤耗、厂用电等经济指标，火电机组需要不断探索灵活性改造的技术方案，实现热电联产，在绿色能源全面发展的大背景下，挤出自身的生存空间。同时，成熟的技术创新为未来绿色能源供热指引了方向。

参考文献

- [1] 邵建林,郑明辉.双碳目标下燃煤热电联产机组储能技术应用分析[J].南方能源建设,2022(3).
- [2] 刘学,胡刚刚.高背压双轴热电联产机组联合运行特性及负荷分配[J].中国电力,2022(12).
- [3] 潘尔生,田雪沁.火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景[J].电力建设,2020(11).