

[火电机组]

350 MW超临界火电机组纯凝工况灵活性改造可行性探讨

文/侯建军 聂彬宇 吴昊 卢建彬 阚忠祎
内蒙古京能盛乐热电有限公司

通过对内蒙古京能盛乐热电公司（下称“盛乐热电”）350 MW超临界供热机组低负荷摸底试验及边界数据梳理，机组纯凝工况下发电负荷40% THA，对应锅炉35% BMCR储水箱水位上涨锅炉开始转态。首先确定了30% THA锅炉不转态的灵活性提升目标，结合当前主流灵活性技术，决定采用“宽负荷脱销+低负荷稳燃+控制系统软硬件升级”组合方案来实现。提出一种新型给水提温技术与传统省煤器烟气旁路结合来满足锅炉宽负荷脱销的需求。新型给水提温技术有助于脱硝SCR入口烟温提升，利于锅炉低负荷稳燃，同时还具有进一步降低锅炉转态点的作用。热力计算及可行性分析表明，盛乐热电350 MW超临界机组采取上述组合创新方案，可在锅炉27% BMCR不转态工况下实现机组30% THA目标，研究成果可为国内350 MW超临界燃煤机组灵活性升级改造提供借鉴可参考。

近年来我国风电、光伏发电等可再生能源装机规模迅猛增长，然而电力系统现有的调节能力难以满足这些清洁能源大规模发展和完全消纳需求，导致部分地区出现较为严重的弃风和弃光现象。为此国家发展改革委、国家能源局出台了一系列相关政策，要求进一步挖掘燃煤机组调峰潜力，提升我国火电运行灵活性，全面提高系统调峰和新能源消纳能力。纯凝机组增加15%~20%额定容量的调峰能力，最小技术出力达到30%~35%额定容量，供热机组改造后供热期最小技术出力不超过40%。

我国北方地区燃煤机组大多设计为热电机组，过去抽汽供热技术因系统简单、节能且运行灵活获得各发电企业青睐。本文研究对象为盛乐热电350 MW超临界供热机组，分析该机组供热期通过多重电热解耦，大比例供热工况下已经实现25% THA发电灵活性应用。针对机组低负荷梳理系列问题，结合当下燃煤机组灵活性改造主流技术，确定了“宽负荷脱销+低负荷稳燃+控制系统软硬件升级”组合方

案。在此基础上提出一种新型给水提温技术，与传统省煤器烟气旁路技术融合来满足锅炉宽负荷脱销需求。新型给水提温技术有助于脱硝SCR入口烟温提升，利于锅炉低负荷稳燃，同时还具有进一步降低锅炉转态点的作用。

燃煤火电灵活性改造必要性

近年来受国家政策导向和新能源电力快速发展的影响，火电机组的年利用小时数明显降低，同时由于煤炭价格的逐步走高，火电厂的经营成本也呈现上涨趋势。针对当前用电量下滑，发电装机容量过剩，同时促进风电、光伏、核电等清洁能源消纳的相关市场需求，按照《国家能源局关于同意开展华北、华东电力辅助服务市场试点工作的复函》（国能函监管[2018]104号）的要求；2021年4月中旬，内蒙古自治区能源局下发《关于实施火电灵活性改造促进新能源消纳工作的通知》，探索火电灵活性改造促进新能源高比例消纳的体制机制。

盛乐热电公司根据上述通知，上报自治区能源局《京能和林格尔县火电灵活性改造促进新能源消纳试点项目实施方案》（以下简称“实施方案”），及京能电力《内蒙地区机组灵活性改造技术专题会会议纪要》要求，提升参与现货调峰辅助服务市场的能力。如果不进行深度调峰，则无法适应相关要求，随着碳中和、碳达峰要求的进一步落实，在“节能减排”的能源政策下，火电机组提升运行灵活性并参与深度调峰，是今后电力市场发展的必然趋势。通过本技术研究，有利于燃煤电厂更好地参与竞争性电力市场，有利于适应电力市场化进程以及新型电力系统供需环境，满足内蒙古自治区对机组提出调峰的要求。

燃煤火电灵活性改造技术可行性

1. 开展350 MW超临界机组低负荷摸底试验

组织开展350 MW超临界机组低负荷摸底试验，试验过程如图1所示。

1) 脱硝SCR入口烟温低问题。按照低负荷摸底试验数据，30% THA 工况对应脱硝SCR入口烟温247℃，20% THA负荷脱硝入口烟温230℃，达不到SCR催化剂入口290℃烟温的最低要求。

2) 低负荷稳燃问题。随着燃料价格上涨，持续燃用设计煤种已不太可能，为减小企业亏损，燃煤火电厂普遍开展了低热值煤甚至劣质煤掺烧工作，入炉煤热值变得极度不稳定；直接影响到当前及后续的低负荷稳燃方案策划；2021下半年盛乐入炉煤综合热值降至3300 kJ，较设计煤种降低1000 kJ左右。参照试验结果，针对低负荷30% THA干态工况，考虑深调后负荷快速恢复拟保留三台磨运行；针对30%干态及20% THA 湿态工况，拟保持两台磨煤机运行，深调结束随负荷恢复启动第三台磨煤机同时锅炉转态。机组140 MW 以下油枪助燃（视煤质情况，大油枪或下层燃烧器微油投运）。

3) 低负荷自动控制问题。深度调峰摸底期间，负荷降至160 MW 以下，AGC、CCS 退出，燃料主控等退出，随机组负荷下滑，给水、凝结水自动退出再循环开启配合调整，送风、一次风自动逐步退出，这些在后续实施过程中需要逐步完善优化。

4) 包括其他汽轮发电机及辅机系统安全及经济运行问题。

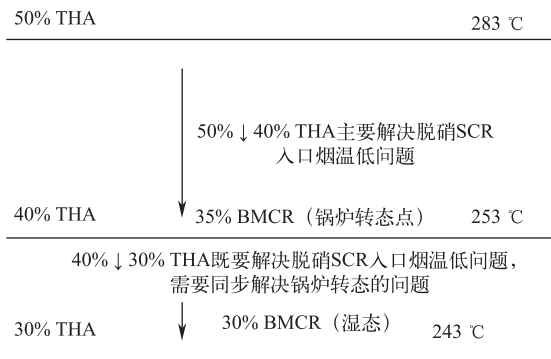


图1 盛乐350 MW超临界机组30%THA技术选型路线图

2. 灵活性改造目标确定及主流技术梳理

分析上述机组低负荷梳理系列问题，经与汽轮发电机厂家咨询，明确机组运行在30% THA及以上工况汽轮发电机无需进行大的改造，从节约升级改造的成本考虑，首先确定了本机组灵活性改造目标：即30% THA锅炉不转态，然后分析当前燃煤火电机组灵活性改造主流技术，见表1。

3. 350 MW超临界机组灵活性改造技术选型

通过上述机组低负荷摸底试验边界数据梳理，以及燃煤机组灵活性改造主流技术筛选分析，决定采用“宽负荷脱硝+低负荷稳燃+控制系统软硬件升级”组合方案来实现。

本机组灵活性改造首要问题是解决锅炉宽负荷脱硝，主流技术路线目前有两种：一种直接提升SCR入口烟温，例如分级省煤器、省煤器烟气旁路；另一种通过给水旁路减少省煤器换热或者提升入口水温来间接提升省煤器出口（即SCR入口）烟温，主要技术路线有省煤器水旁路、热水再循环和零号高加等。结合前述盛乐两台超临界机组低负荷摸底试验，负荷降至40% THA对应锅炉直流最低负荷35% BMCR，此时SCR入口烟温低至255℃以下，考虑低负荷锅炉烟气流程不均影响，确定烟温提升需求不低于50℃，仅通过一种常规技术路线无法满足，需要技术组合来实现。

从技术融合互补角度确定烟侧+水侧组合方案，确立三个目标：①烟温提升不低于50℃，解决机组宽负荷脱硝问题；②优先考虑机炉解耦进一步提升灵活性；③利于机组低负荷运行其他问题的解决。经充分论证选定省煤器烟气旁路为烟气侧方案首选，为满足上述三个目标，水侧方案在现有技术基础上，提出一种新型给水提温技术，工艺流程

表1 燃煤锅炉深度调峰改造主流技术路线

低负荷问题梳理	技术路线	主要特征	技术优势	不足
宽负荷脱硝	省煤器烟气旁路	抽取部分烟气不参与省煤器换热，在后续SCR入口混合提升烟温	实施相对简单	旁路挡板易积灰卡涩，旁路烟道布置困难，提温幅度有限
	省煤器给水旁路（包括热水再循环、流量置换等）	将通过省煤器给水部分旁路不参与省煤器换热，间接提升烟温	实施简单	提温幅度有限影响能耗升高，流量置换投资不菲
	省煤器分级	项目策划前确定，后期改造实施难度大，对炉效几乎无影响	不影响低负荷锅炉运行能耗	主要针对项目初期策划，若后期改造实施难度大
	零号高加（给水提温）	机组低负荷能提高回热循环效率降低煤耗，高负荷经济性差	机组低负荷能提升汽轮机热耗	增加额外抽汽实施难度较大，高负荷节流损失大，提温幅度有限
	宽温催化剂技术	最佳的宽负荷脱硝技术，目前技术不成熟对煤种要求高	实施方便	对入炉煤硫份要求严格，技术尚不太成熟
低负荷稳燃	油枪助燃技术	随时投入，助燃效果好	实施方便	增加系统复杂度，低负荷煤油混烧对烟气处理辅助设备影响大
	等离子助燃	对入炉煤挥发分要求高，需要试验确定是否适合	实施方便	对燃用煤种挥发要求高
	升级燃烧器技术	针对不同煤种，分级燃烧、复合分级，水平、垂直浓淡等都有	煤种适应性强，实施方便	低负荷各燃烧器出口煤粉浓度低，炉内温度低稳燃效果提升有限
	富氧助燃技术	属低碳燃烧技术，有效提升锅炉效率，系统复杂	助燃效果好	系统复杂，需要辅助气源制备，整体系统投资不菲

为：低负荷工况从主蒸汽管道抽出部分主蒸汽，经减温减压后进入热二次风暖风器，将蒸汽过热热量释放同时提升二次风温，然后约6.0 MPa饱和蒸汽（低于1号高加汽侧额定压力）进入一段抽汽蒸汽管道，替代一段抽汽提高给水温度。本技术具有提升SCR入口烟温，提升二次风温强化锅炉低负荷稳燃，且能够进一步降低锅炉转态点。省煤器烟气旁路叠加给水提温技术融合后热力计算结果见表2。

表2 30% THA工况烟气旁路+给水提温组合方案计算

名称	改前 工况	烟气 旁路	给水提温 47.6 t/h (35 t/h)	方案 组合
省煤器入口烟温/℃	418	418	418	418
省煤器出口烟温/℃	237	225	285	272
旁路烟气份额（%）	0	30	0	30
SCR入口烟温/℃	247	282	290（275）	305
省煤器入口水温/℃	201	201	256	256
省煤器出口水温/℃	274	248	302.6	290
省煤器出口水过冷度/℃	39.5	65.2	10.6（20.4）	23.2
热二次风温度/℃	200	235	304	325

项目投资及经济性测算

1. 项目投资额

机组低负荷摸底分别开展了30% THA及20% THA两项试验，投资概况按照两个方案出具。其中方案一纯凝工况最小出力 30% THA（干态），锅

炉采取“低负荷燃烧器喷嘴改造 +低负荷热工系统软硬件升级逻辑优化+低负荷脱硝（烟气旁路+给水提温）”方案组合，汽机无需改造，本方案静态投资共为5 762万元，建设期利息为35万元，动态投资为5 797万元。方案二纯凝工况最小出力20% THA（湿态），锅炉采取“低负荷两层燃烧器改造+低负荷热工系统软硬件升级逻辑优化+受热面壁温测点优化+低负荷脱硝（省煤器分级+炉水再循环）+脱硫水平衡改造”方案组合，汽机低负荷本体改造（增设涡流稳定器+末级叶片抗水蚀喷涂+低压缸安全运行监视+低压缸喷水装置优化），本方案静态投资共为16 671万元，建设期利息为100万元，动态投资为16 771万元。

2. 经济性测算

鉴于火电灵活性改造是政策性要求，目前为止自治区还没有完整成熟的配套激励措施，已实施部分改造的电厂，当下深调机会并不多且深调幅度也未达到最小技术出力，正向收益核算尚不太成熟。盛乐灵活性改造主要目的为配套新能源。

1) 盛乐热电30%改造后获得相应比例的新能源配置容量至少140 MW（1:1配套），下一步新能源项目的批复基于火电厂灵活性改造（投入5 947万元），项目投产后运营收益中电厂侧能分成多少目前尚无可测算依据。另外按照国家及自治区下一步

新能源配套运营政策，后期火电+新能源联合（或捆绑）运营理论上应获得减碳补贴。

2) 灵活性改造后释放20%调峰能力，机组纯凝工况 现货市场调峰按照40% THA100 h/年，30% THA50 h/年收益测算（保守估测）。

3) 节约发电成本。机组改造后开启调峰期间，机组负荷由50%降低至40%（或30%），释放出力由新能源来补充，盛乐发电成本价为0.265元/（kW·h），根据上述年度利用小时合计1 400万深调电量，节约的发电成本为371万元/年。

4) 获得现货收益。依据当前政策中长期电价按0.25元/（kW·h），平均出清0.10元/（kW·h），年收益折算210万元/年。

5) 煤耗增加。机组负荷由50%降至40%，机组煤耗增加约30 g/（kW·h），进一步下调至30%，机组煤耗相比50%负荷增加约80 g/（kW·h），以此为依据结合上述调峰年利用小时，测算深度调峰年增加标煤约1 680 t，标煤单价按照当前650元/t折合费用109.2万元/年，这属于机组参与深调低负荷运行煤耗高，额外增加的燃料成本。

上述为依据当前政策可测算收益，即471.8万元/年。以此测算全投资内部收益率5.14%，资金回收期为12.39年，资本金内部收益率为3.23%见表3。

表3 项目经济指标对比

序号	指标名称	方案一 30% THA 指标	方案二 20% THA 指标
1	机组总容量/kW	70	70
2	工程动态总投资/万元	5762	16671
3	单位投资/（元/kW）	82.31	238.16
4	总投资收益率（%）	3.31	-1.97
5	资本金净利润率（%）	7.9	-27.33
6	融资前分析内部收益率（所得税前）（%）	5.14	-5.77
7	融资前分析净现值（所得税前）/万元	966.47	-9349
8	融资前分析投资回收期（所得税前）/年	12.39	/
9	融资后分析内部收益率（项目资本金）（%）	3.23	-41.39
10	融资后分析内部收益率（投资方）（%）	6.75	4.86

本工程在灵活性改造后，在降低负荷节约的发电成本为371万元/年、现货收益为210万元/年、煤耗增加成本为109.2万元/年的条件下，方案一（30%

THA干态方案）的全投资内部收益率为5.14%，资金回收期为12.39年，资本金内部收益率为3.23%，相比方案二的指标数据，方案一的可行性高一些。

结论和建议

盛乐热电2台350机组采取不同的灵活性改造方案后，两台机组在30% THA及20% THA工况下均能安全稳定运行，较好地实现机组灵活性改造目标。

30% THA工况方案主要对锅炉烟侧进行烟气旁路改造，提高脱硝反应区烟气温度，以满足烟气中NO_x排放满足环保要求；其次根据锅炉试验结果再确定是否对燃烧器喷嘴进行改造；水侧则通过给水提温辅助提高脱硝反应区烟气温度，汽机侧不做改动。该方案两台机组静态总投资5 762万元，全投资内部收益率为5.14%，资金回收期为12.39年，该方案技术上、经济上均可行。

20% THA工况方案主要对锅炉侧两层燃烧器改造，省煤器分级+炉水再循环提高脱硝反应区烟气温度，以满足烟气中NO_x排放满足环保要求；其次根据锅炉试验结果再确定低负荷热工系统软硬件升级逻辑优化+受热面壁温测点优化进行改造；汽机侧增设涡流稳定器、末级叶片抗水蚀喷涂、低压缸安全运行监视和低压缸喷水装置优化。该方案两台机组静态总投资16 671万元，全投资内部收益率为-5.77%，资金回收期超过机组寿命期。该方案技术上可行，经济上不可行。

盛乐热电公司机组灵活性改造有利于适应电力市场化，考虑到投资、风险及国家政策等推荐机组灵活性改造按方案一（30% THA干态方案）实施“锅炉采取低负荷燃烧器喷嘴改造+低负荷热工系统软硬件升级逻辑优化+低负荷脱硝（烟气旁路+给水提温），汽机无需改造的组合方案”。满足政策要求的同时，降低投资风险，获取不错的收益。

建议项目建设单位组织对主、辅机的性能及寿命进行测评，后续利用每次停机检修机会开展汽轮机本体检查，以确定长期深度调峰对汽轮机造成影响，发现隐患及时消除。

深度调峰是机组的极限能力状态的体现，在此特殊工况下建议优先考虑机组的安全稳定运行，此运行工况下节能不应该是重点。EA

（收稿日期：2025-01-28）