

ICS 29.160.40

K52

T/CEEMA

中国电力设备管理协会标准

T/CEEMA—001—2022

煤电机组汽轮机节能、供热和灵活性改造技术 导则

Technical guide for energy conservation, heating, flexibility retrofits of coal-fired power
steam turbines

2022-05-16 发布

2022-05-16 实施

中国电力设备管理协会 发布

目 次

目 次	I
前 言	II
煤电机组汽轮机节能、供热、灵活性改造技术导则	3
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	3
4 总则	4
5 汽轮机节能改造	4
6 汽轮机供热改造	9
7 汽轮机灵活性改造	12

前 言

本导则按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》、国家发展改革委、国家能源局印发《全国煤电机组改造升级实施方案》等标准规范起草。

本导则主要规范了以下内容：

煤电机组汽轮机节能、供热、灵活性改造相关术语和定义。

煤电机组汽轮机节能、供热、灵活性改造的总体和具体要求。

本导则由中国电力设备管理协会提出。本导则的发布机构不承担识别专利的责任。

本导则由中国电力设备管理协会归口和解释。

本导则主要起草单位、编审人员：

哈尔滨电气集团有限公司：李殿成、王龙洋、孙明哲、任伟、刘杰、王洪鹏、李伍亮

中国电力设备管理协会：刘斯颀、赵毅、陈继录、刘迪

本导则主要参编单位及人员：

上海电气集团股份有限公司：叶兴柱、张晓霞

中国东方电气集团有限公司：冉燊铭、鲁佳易、李小荣

西安热工研究院有限公司：高海东、金国强、田爽

本导则其他参编单位：中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、华电电力科学院有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源集团有限公司、华润电力控股公司。

本导则在执行中若有意见和建议，请反馈至中国电力设备管理协会标准化管理办公室，电子邮箱：emiunted@163.com。

煤电机组汽轮机节能、供热、灵活性改造技术导则

1 范围

本导则规定了煤电机组汽轮机节能、供热、灵活性改造的原则性技术要求。

本导则适用于300MW等级及以上煤电机组汽轮机、辅机及相关系统。其它煤电汽轮机机组可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本导则必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本导则；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本导则。

GB/T 1.1-2020 标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则

GB/T 5578-2007 固定式发电用汽轮机规范

DL/T 892-2004 电站汽轮机名词术语

3 术语和定义

DL/T892-2004界定以及下列术语和定义适用于本导则。

3.1

低压缸零出力运行 zero output of low pressure cylinder operation

又称切缸运行，低压缸零功率运行，低压缸微出力运行等。低压缸零出力运行是指以全面安全评估为基础，进行集成化技术改造，将原进入低压缸的蒸汽用于供热，实现汽轮机低压缸近“零出力”运行，并能在线灵活投入、退出低压缸零出力的一种运行方式。

3.2

灵活性运行方式 flexibility operation mode

发电机组灵活性运行方式是指频繁、快速、深度调峰运行，热备盘车、长期停备，调压调频，是不同于额定负荷稳定运行的灵活变化方式。

3.3

可调整抽汽 regulated extraction steam

可调整抽汽是指通过阀门、旋转隔板等控制手段，保证抽汽点压力在一定负荷范围内达到规定的数值的一种抽汽方式。

3.4

非调整抽汽 non regulated extraction steam

非调整抽汽是没有或不用调整手段，抽汽点的压力随负荷变化的一种抽汽方式。

4 总则

本导则规定了汽轮机节能改造的主要技术途径、主要通流改造技术、汽轮机系统优化及运行优化技术，规定了汽轮机升参数改造的主要技术路线、改造技术和热耗预期指标。

本导则规定了汽轮机供热改造一般参数范围、抽汽调节方式及常见汽轮机供热改造技术，规定了汽轮机改造供热技术要求。

本导则规定了灵活性改造汽轮机本体技术要求、汽轮机辅助系统优化技术及一般灵活性改造技术。

通过煤电汽轮机组节能降耗、供热、灵活性改造，进一步提升煤电机组清洁高效灵活性水平，促进电力行业清洁低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现。

5 汽轮机节能改造

5.1 汽轮机节能改造主要途径

汽轮机节能改造的主要技术措施包括但不限于通流改造、汽轮机系统优化、冷端系统优化、汽轮机运行优化、升参数改造等，具体应根据节能效果、机组服役年限、投资回报率等进行综合选择。

5.2 汽轮机通流改造

汽轮机通流改造是节能降耗最有效手段之一，采用现代技术对在役机组升级改造，可显著提升机组经济性。通流改造包括但不限于下列措施：

5.2.1 调节级优化设计

适当降低调节级焓降、控制高压通流面积、优化调节级型线，提高高压缸效率。采用数控设备加工调节级喷嘴和动叶片，保证调节级加工精度，提高调节级效率。

5.2.2 热力与气动匹配性设计

采用全三维通流设计手段，气动设计与热力设计相匹配，控制机组通流面积裕量。喷嘴调节机组可结合机组实际运行的夏季背压和负荷情况，通过优化通流面积，兼顾机组部分负荷运行性能。全周进汽汽轮机可通过增设补汽阀的方式，提高机组部分负荷运行性能。

5.2.3 高效叶型应用与末级叶片优化

机组通流采用先进、高效的小焓降宽负荷叶型，降低叶片二次流损失，提高机组通流效率。

根据电厂全年运行负荷和实际背压，以及稳定的抽汽情况，有针对性地选择低压模块，特别是低压末级叶片，全面提高机组在高、中、低负荷的经济性。

5.2.4 汽轮机结构优化

汽轮机本体结构升级改造以优化结构部件，提高气动性能，提高汽缸刚度，减少汽缸接合面漏汽，降低缸体变形风险，降低抽汽漏汽风险为根本目的，采用先进可靠的结构型式进行升级改造。例如装配式静叶、新型焊接隔板、高中压整体内缸、低压整体铸造内缸、斜支撑焊接低压内缸等结构。

5.2.5 进排汽优化设计

进、排汽结构优化升级。应用目前先进的气动分析软件，结合工程实际经验，对优化后进排汽结构进行分析，降低压损，提高能量转换效率。进排汽优化包括高、中压阀门压损和进汽腔室优化，高、中压排汽汽道，低压进汽腔室，低压排汽导流环以及回热抽汽腔室及管道压损优化等。

5.2.6 先进汽封技术应用

根据汽封工作环境及各种汽封的工作特性，采取组合汽封型式，对叶顶、隔板、轴端分别选取合理汽封型式，可以达到良好的密封效果，降低汽封的漏汽损失，提升缸效和整体性能。根据机组实际运行情况以及制造厂汽封间隙设计体系，对机组动静间隙进行调整，有依据地缩小动静间隙，在保证安全运行的前提下，降低机组能耗。

汽封型式对机组经济性有影响，汽封应采用长效性汽封结构，同时应保证其在机组运行中的安全可靠。特种汽封需经过汽轮机设备制造厂家评估后采用。

5.2.7 精细化加工装配技术

应用先进的工艺手段保证机组设计产品加工精度、保证产品与设计的一致性。采用有效的安装方法保证机组装配合理性。

5.2.8 汽缸稳定性

保证管道与汽缸合理连接，管道对汽缸作用力应符合汽缸稳定性要求，保证机组安全、灵活运行。

5.2.9 通流改造的一般范围

通流改造范围包括高中压内缸、高中压隔板套、喷嘴室、高中压转子及动静叶、低压内缸、低压隔板套、低压转子及动静叶、汽封等；高中压外缸、低压外缸根据工程实际需求进行更换。

5.2.10 各种类型机组改造后的热耗参考指标

表1 典型机组改造后热耗率

单位：千焦/千瓦时

机组类型		现役机组热耗 平均水平	改造后热耗	
			不升参数	升参数 (600℃/600℃)
100万千瓦级 超超临界	湿冷	7500	7300	—
	空冷			—
60万千瓦级 超超临界	湿冷	7620	7420	—
	空冷			—
60万千瓦级 超临界	湿冷	7800	7600	7470
	空冷（电泵）	7985	7785	7655

	空冷（汽泵）	8250	8050	7920
60万千瓦级	湿冷	8000	7800	7550
亚临界（高中压分缸型）	空冷	8235	8035	7785
60万千瓦级	湿冷	8045	7845	7595
亚临界（高中压合缸型）	空冷	8280	8080	7830
35万千瓦级 超临界	湿冷	7845	7645	7525
	空冷（电泵）	8010	7810	7690
	空冷（汽泵）	8275	8075	7955
30万千瓦级	湿冷	8060	7860	7620
亚临界	空冷	8320	8120	7880

注：1）湿冷机组背压按4.9kPa，空冷机组背压12kPa。

2）改造后的机组进汽方式、末级叶片选型及系统配置对热耗均有影响，表中列出的热耗值为一般情况。

5.3 汽轮机系统优化

通过对原机组回热系统进行优化，获取系统收益。根据厂房空间，布置外置式蒸汽冷却器、0号高加，利用烟气余热或热网疏水加热给水或凝结水，如高、低温省煤器等技术，进一步提高机组循环热效率，降低能耗水平。

系统优化部分详见第《辅机及相关系统节能供热改造技术导则》。

5.4 汽轮机冷端优化

5.4.1 凝汽器端差治理

1) 管束更新优化

针对长期运行的凝汽器管束普遍存在的泄漏、结垢、老化、振动以及原管束形式先天不足导致的换热性能低下等问题，采取更换性能优异的新型管束方式，能够显著改善原凝汽器的性能，提升经济性。

2) 水室更新优化

部分机组凝汽器采用老式的矩形水室，压力损失大，流场紊乱，循环水分配不均，影响性能。更换为新型三段圆弧形水室，能够显著改善循环水流动特性，提高承压能力，降低水阻，有助于改善换热性能，降低循环泵耗功，并提高胶球清洗系统的回收胶球能力。

3) 其它优化

实施真空严密性治理、管束清洗、胶球清洗系统的改造，也能有效改善凝汽器端差。

5.4.2 降背压改造

1) 凝汽器增容

在凝汽器更新的基础上，为了进一步降低机组运行背压，以及适应机组增容需求，可对凝汽器进行降背压改造（增容）。在选用合适的高效管束基础上，最大可能地增加凝汽器面积。通过一次性投资，带来长期效益。

2) 增设小汽机凝汽器

凝汽器增容受布置空间的限制，幅度有限。可根据厂房条件增设小汽机凝汽器，配置相关系统以减少主凝汽器热负荷，实现降低背压的效果。

3) 单背压改双背压

两个低压缸的汽轮机，宜改为双背压凝汽器，降低平均背压。

4) 其它冷端优化

冷却塔优化、循环水泵优化等改造，亦可有效降低机组背压。

5.4.3 增设尖峰凝汽器

直接空冷机组冷端(空冷岛)的冷却能力受大气湿度、风速、设计面积、当地温度影响很大。夏季极端炎热的天气，会造成汽轮机冷端换热能力降低，直接影响汽轮机热耗，使机组运行不经济。冷端能力不足还会导致机组无法在夏季实现满负荷发电。增设一套尖峰冷却系统，可有效降低汽轮机的背压，降低供电煤耗。

5.5 亚临界机组升温改造

5.5.1 亚临界机组升温改造的主要技术路线

亚临界机组进汽参数较低，如果没有供热需求，常规通流改造后煤耗仍无法达到300g/kW·h以下，提升机组初参数是机组提效降耗的有效手段之一。

亚临界锅炉为汽包炉，如改造成超临界锅炉，工程量大，首选升温不升压技术路线。目标温度可根据锅炉改造范围和投资确定，可选汽轮机主蒸汽、再热蒸汽参数分别为：

1) 温度提升至：566℃/566℃；

2) 温度提升至：600℃/600℃

5.5.2 汽轮机升温改造范围

在常规通流改造范围基础上，增加并更换范围如下：

高压主汽调节联合阀、中压主汽调节联合阀、高中压模块（包括高中压外缸、内缸、隔板套、转子等）、中低压连通管、低压内缸、低压转子、低压隔板套等低压内部套；低压外缸根据工程实际需求进行更换。

回热系统的加热器及管道、阀门须根据参数提升后的压力温度进行校核计算，进行选择性的改造。

5.5.3 升温改造主要采用的技术

常规通流改造技术可用于升温改造机组，与升温有关的材料需相应更换。须考虑因温度升高带来的管道对汽缸推力和力矩的影响。应根据低压转子及汽缸承受温度情况适当提高再热压力或降低中低压分缸压力。

应根据机组负荷特点，合理选择汽轮机进汽方式。对进汽量较大的供热机组以及升温到600℃的改造机组，可以采用全周进汽方式；对调峰、调频比较频繁，灵活性要求较高的机组，宜保留喷嘴调节结构。

5.5.4 升参数改造后的汽轮机热耗预期指标

相对比538℃/538℃亚临界机组同压力情况下，

1) 温度提升至：566℃/566℃，热耗降低110kJ/kW·h；

3) 温度提升至: 600℃/600℃, 热耗降低240kJ/kW.h。

亚临界机组升高主再热蒸汽温度, 涉及锅炉及相关管道改造, 工程量和投资较大, 应结合机组情况和条件, 进行技术经济比较。

5.6 亚临界机组跨代升级改造

5.6.1 亚临界机组跨代升级改造的主要技术路线

对于能耗指标要求高、服役年限较长的600MW等级亚临界机组, 可根据具体情况和投资回报率, 对机组进行跨代升级改造。参数可选择如下三种:

- 1) 参数提升至24.2MPa-566℃/566℃
- 2) 参数提升至25MPa-600℃/600℃
- 3) 参数提升至28MPa-600℃/620℃

亚临界300MW机组高压缸叶片较短, 提高压力后高压缸效率降低, 不宜选择28MPa蒸汽压力。

5.6.2 汽轮机升参数改造范围

机组本体、高压加热器需全部更换, 除氧器、低压加热器及相关辅助系统需核算并选择性改造。汽轮机基座进行必要调整。

5.6.3 升参数主要采用的技术

可采用各汽轮机设备厂商先进的高效超超临界机组技术, 对机组进行改造。

5.6.4 跨代升级改造后的汽轮机热耗预期指标

相对16.7/538℃/538℃亚临界600MW机组

- 1) 参数提升至24.2MPa-566℃/566℃, 热耗再降低200kJ/kW.h;
- 2) 参数提升至25MPa-600℃/600℃, 热耗再降低400kJ/kW.h;
- 3) 参数提升至28MPa-600℃/620℃, 热耗再降低550kJ/kW.h。

亚临界机组跨代升级, 涉及锅炉、主蒸汽管道等改造, 汽轮机基座也需要增补修改。其改造范围广、投资大。从投资回报率角度来看, 三档参数中, 提高到28MPa-600℃/620℃ 相对合理。应结合机组延寿、原机组设计特点等进行技术、经济论证。

5.7 超临界机组升温改造

现役的国产超临界机组, 参数为24.2MPa-566℃/566℃, 少数机组24.2MPa-538℃/566℃, 这类机组在升级改造时, 主蒸汽及再热蒸汽温度可以提高至600℃。汽轮机改造范围除常规改造范围外, 增加主汽阀、中调阀, 汽轮机高温部件材质更换。锅炉部分管材、主蒸汽管道、再热蒸汽管道需要更换。从24.2MPa-566℃/566℃升到24.2MPa-600℃/600℃, 汽轮机热耗降低约130 kJ/kW.h。需结合电厂实际情况进行技术经济比较。

5.8 汽轮机运行优化

5.8.1 汽轮机运行方式及阀门管理优化

在满足机组 AGC 和一次调频的要求下, 合理设置调门重叠度, 可降低节流损失, 提高汽轮机高压缸效率。通过滑压运行优化, 可优化机组在部分负荷运行时的主汽压力, 提高机组运行经济性。

采用智能化控制, 优化启动速度, 选配合理运行蒸汽参数。

5.8.2 喷嘴调节汽轮机优化运行

为了减少汽轮机在部分负荷下的节流损失,可采用滑压配汽。滑压配汽特点是在保持调节阀开度不变、锅炉出口蒸汽温度为设计值的前提下,通过增减燃料改变锅炉出口压力进而改变汽轮机进口压力,控制汽轮机进汽量。

以制造厂提供的负荷-主蒸汽压力曲线为基础,根据电厂实际运行情况,综合考虑调节性和经济性,进行相应的流量特性优化、阀序优化、重叠度优化、配汽曲线优化,提高机组的调频、调峰能力,兼顾运行的经济性。

5.8.3 全周进汽汽轮机滑压运行

对于大容量、高参数机组,多采用无调节级设计,全周进汽、滑压运行。为了满足调频要求,一般采用部分节流下滑压配汽方式。运行时调节阀处于流量可调区域,通过阀门开度控制阀门前后压差(阀后压力是阀前压力的85%~95%)以便在调频要求提高功率时增加进汽量。阀门前后采用合适的压差,能够在满足调频的条件下提高机组运行经济性。

6 汽轮机供热改造

6.1 汽轮机供热改造参数范围

汽轮机供汽可分为工业用汽和采暖用汽。工业用汽又可分为供驱动设备用汽和一般性工业用汽。化工、钢铁用汽参数一般为4.0MPa以上,430~450℃;一般工业用汽参数在0.8MPa~2.0MPa,温度200~300℃;采暖用汽一般在中低压分缸处供汽,压力0.245MPa~0.55MPa。

驱动设备用蒸汽属于中温中压参数系列,与超临界或亚临界抽汽参数不匹配,一般抽汽温度偏低。可根据机组运行负荷,选择压力满足要求的抽汽位置,采用其它调温等措施,满足用汽需求。

6.2 汽轮机供非调整抽汽方式

非调整抽汽适用于少量抽汽,在一定负荷范围内抽汽口压力满足供热参数要求。

6.2.1 利用汽轮机回热抽汽口抽汽供热

根据抽汽参数及抽汽量选择合适的回热抽汽口进行非调整抽汽,抽汽点通常根据某一部分负荷对应的压力满足抽汽压力要求,选择为抽汽位置。高负荷时抽汽压力高于所需压力,通过抽汽调节阀供出,低负荷时需切换至更高参数位置。该供热方式存在供热能力小,供热参数受机组负荷限制的缺点。

6.2.2 汽轮机冷再热、热再热抽汽

在汽轮机高压缸排汽逆止阀之后、锅炉再热器入口之前的冷再蒸汽母管,打孔引蒸汽用于对外工业供热。如果中调阀不参与调节,冷再热抽汽为非调整抽汽,蒸汽压力随发电负荷变化,抽汽外供量受锅炉再热器受热面超温限制,一般不超过再热量的5%,具体数值应由锅炉厂家根据热力核算后得出。

当抽汽需求较大时需要采用热再抽汽。高排和热再热抽汽量之和大于额定再热蒸汽量5%的机组,应对高压末级叶片强度进行校核。

若锅炉再热器经过改造实现较大抽汽量时,需汽轮机厂家对高压末级及轴向推力进行核算,必要时进行适配性改造。

6.2.3 采用高压蒸汽引射低压蒸汽混合供汽

如无合适抽汽位置满足抽汽压力要求,可采用压力匹配器,通过一股高压蒸汽引射另外一股低压蒸汽,混合后达到需求参数并外供。

化工企业驱动用蒸汽一般为中温中压参数,300MW以上机组主蒸汽经过汽轮机高压通流做功后,对应需求的压力温度偏低,可以通过汽汽换热或锅炉烟气加热等方式加热到用户需求的温度。

6.3 可调整抽汽方式

6.3.1 旋转隔板控制方式

旋转隔板是控制汽轮机抽汽流量及压力的常用装置,适用于供热压力1.0~1.6MPa可调抽汽工业抽汽。

旋转隔板适用于较大流量工业抽汽,机组在40%负荷以上均能满足供汽压力要求。旋转隔板一般布置在中压缸,占用轴向空间,影响中压缸效率。

6.3.2 座缸阀控制方式

座缸阀是由型线蝶阀和阀座组成的调节阀,调节性能较好,控制精准。座缸阀安装于汽缸外部,能满足较大流量的抽汽需求。适用于供热压力1.8~4.0MPa可调工业抽汽。

6.3.3 中调阀调整抽汽方式

在锅炉再热器出口、中调阀之前的热再蒸汽母管上,可实现工业抽汽。热再热抽汽不受锅炉再热器受热面超温因素限制。如果中调阀可参与调节,可实现宽负荷、大流量条件下的稳定工业供汽。

原中调阀是按全开设计的,小开度调节特性较差。如果再热抽汽量较大、且低负荷时也要保证抽汽压力,宜对中调阀进行改造。改造方案、热-电负荷运行范围等可由汽轮机厂家根据机型、抽汽参数等计算给出。

6.3.4 联通管调节抽汽方式

通过设置在中低压联通管上的蝶阀控制中排压力对外供汽,是大容量机组采暖供汽的主要方式。对凝汽式机组,通过改造或更换中低压联通管,加装三通及供热调节蝶阀,在三通处引抽汽管道并依次加装逆止阀、安全阀、快关调节阀、关断阀及相关疏水装置实现供热改造。

6.4 可调抽汽与非调整抽汽经济性对比

可调整抽汽适用于抽汽流量大、供热参数稳定、投运负荷范围宽的机组。座缸阀、旋转隔板等调整抽汽装置占用空间,会导致附加压损并影响机组纯凝工况全负荷范围内经济性。应根据抽汽流量相对主流流量占比确定经济性更优的供热形式。

6.5 汽轮机低真空供热改造

6.5.1 湿冷机组

低真空循环水供热是将汽轮机低压缸排汽压力提高,排汽加热进入凝汽器的热网循环水,对外供热。凝汽器成为供热系统的第一级热网加热器,汽轮机排汽热量全部用于供热,提高机组的综合能量利用效率。

为保证改造后机组在供热期和采暖期均能够运行,低真空改造多采用双转子方案,即在供热期采用末级叶片较短的供热低压转子,提高汽轮机背压运行,在非供热期,将供热低压转子更换成原低压转子,实现机组纯凝运行。

凝汽器、轴封加热器、精处理装置、给水泵汽轮机（如有）、开式水系统、冷却水塔等辅机、以及热网循环水系统同时进行适配性改造。

6.5.2 空冷机组

直接空冷汽轮机设计背压通常在11kPa-15kPa，夏季背压28kPa-32kPa，实施低真空供热改造一般不涉及汽轮机本体，从排汽母管引部分或全部乏汽至新建的低真空热网凝汽器用于加热供热循环水，与本机或邻机抽汽组成梯级供热系统。

改造范围：增设低真空热网凝汽器，排汽母管开孔引汽，空冷岛防冻以及热网循环水系统等同时进行适配性改造。

间接空冷机组实施低真空供热改造一般也不涉及汽轮机本体。凝汽器、轴封加热器、精处理、给水泵汽轮机（如有）、开式水系统、空冷岛防冻等辅机以及热网循环水系统同时进行适配性改造。

直接和间接空冷机组，低真空改造时的汽轮机排汽压力取决于热网循环水量和汽轮机的排汽量。不同机组的末级叶片设计允许的最高排汽压力也有所不同，具体实施改造时，应与设备厂家共同论证，必要时对低压叶片进行适配性改造，如更换更短的末级叶片或拆除末级叶片等。

6.6 汽轮机低压光轴改造

在供热期封堵低压缸进汽管，低压缸不进汽，中压排汽（低加回热抽汽切除）全部进入热网加热器供热。低压转子拆除，更换成一根光轴，连接高中压转子与发电机，起到传递扭矩的作用。增设低压缸冷却蒸汽管路，汽源多取自采暖蒸汽母管，机组以纯背压机方式运行，除少量（8~10t/h）冷却蒸汽进行低压缸冷却外，其余中压缸排汽全部用于对外供热。在非供热期，更换回原低压缸转子，机组纯凝工况运行。

除汽轮机本体改造外，同时还应进行供热系统、冷端系统、低压回热系统等适配性改造。光轴改造相当于改成背压机，增大了供热量，机组以热定电，缺乏热电灵活性。

6.7 中小容量机组背压机改造

城市或工业园区周边的中小型汽轮机，可根据条件改造为背压热电联产机组。根据热用户需求，针对单排汽和双排汽机组，可以结合原机组实际情况进行相应改造。汽轮机本体改造应遵循以下原则：

- 1) 根据供汽参数确定保留的通流级，兼顾最低背压时的叶片安全性。
- 2) 改造后通过配重，保持转子重量、转动惯量以及转子临界转速与改造前相近。
- 3) 校核背压排汽经过的汽缸腔室强度及螺栓紧力，对原通流下游的空间采用隔板进行封堵。
- 4) 在汽缸相应合适位置内增设汽封体及汽封圈，并通过调整端汽封直径平衡机组轴向推力。

5) 对双分流低压缸，改为背压机组，低压缸无蒸汽，可将低压叶片拆除或更换成一根新转子。还须考虑低压光轴在运行中摩擦产生的热量排出措施，如通风孔或鼓风冷却。

6.8 配置小背压机供汽

对于压力在1.0~1.6MPa(a)、额定用汽量在150t/h以上的供热需求，从汽轮机三段抽汽或中压排汽不能满足要求，若从热再热抽汽，压力损失较大。可另外配置一台背压式汽轮机，从热再热抽取的蒸汽作为小背压机的进汽汽源，背压机排汽压力满足工业用汽压力需求，减少了这部分供热蒸汽压力损失。但需要增配背压式汽轮机、发电机、变压器等设施。该方案适用于主机负荷较高且相对稳定，供热蒸汽量也比较稳定的机组。可根据技术、经济比较酌情选用。

6.9 汽轮机乏汽外引综合利用

乏汽外引方案给电站用户提供了一种新的选择。主要针对空冷机组，在原机凝汽器或排汽管道上引出乏汽，配置热压机对乏汽进行提压，再增设特制的热网凝汽器，实现供热能力的大幅增加。乏汽外引方案可以根据用户需求灵活配置，特点是不涉及汽轮机本体，运行、调节、维护简便。

6.10 汽轮机供热改造技术要求

6.10.1 抽汽点前叶片的强度核算

非调整抽汽改造，须核算抽汽点前几级动、静叶片强度。

调整抽汽改造，须核算最大抽汽量和最低抽汽压力工况抽汽点前几级动、静叶片强度。

6.10.2 抽汽管道流速核算

在汽轮机级间抽汽时，除满足动、静叶片安全外，还应核算各抽汽工况下抽汽口及抽汽流道的蒸汽流速，以保证不会因蒸汽超速引起管道振动及较大压损。

6.10.3 工业抽汽对汽轮机系统影响

带有汽动给水泵的机组，须考虑工业抽汽对汽源压力的影响，必要时须有备用汽源切换。也可以结合汽轮机改造重新选择合适的抽汽点。

工业抽汽量较大的机组，宜在凝汽器内部增设除氧装置。同时应核算高加、低加、除氧器及抽汽管道流速。

6.10.4 中调阀改造

热再抽汽不受锅炉再热器受热面超温因素限制，如中压调节阀具有良好的调节特性，可实现稳定工业供汽。原中压调节阀是否满足调节特性、能否进行适配性改造、热-电负荷运行范围等应咨询汽轮机厂家。

汽轮机供热运行范围与参数控制需要进行相应的核算。供热改造后，改造单位应提供改造后机组的运行工况图，明确相关抽汽参数的控制方式和运行范围。

6.10.5 改造后机组联锁保护逻辑调整

汽轮机原联锁保护逻辑通常以汽轮机发电功率为基准，供热改造后，机组出力特性发生明显变化，需对相关逻辑进行梳理和改造，如汽轮机防进水、防超速保护等逻辑，以避免联锁逻辑误动，造成设备损毁。

7 汽轮机灵活性改造

7.1 纯凝机组灵活性

7.1.1 超低负荷深度调峰技术

针对目前汽轮机具有的30%至100%调峰能力，可根据电厂区域实际情况进行超低负荷调峰改造，并应用智能化软件对超低负荷调峰汽轮机安全性进行监控。

锅炉、汽轮机、发电机超低负荷调峰改造后，调峰能力应达到20%负荷。

7.1.2 快速启停调峰技术

针对部分煤电机组需要两班制运行或启停调峰，机组自身启动速率需要优化，可采用邻炉暖机的方式，实现煤电机组快速启停调峰能力。

7.1.3 燃煤电站“一炉两机”运行调峰技术

基于锅炉、汽轮机两设备最低运行负荷偏差，充分发挥锅炉调峰能力弱、汽轮机调峰能力强的技术特性，开展本机与邻机的蒸汽动力系统耦合改造设计及汽源切换流程设计，实现“机炉解耦”。

整套技术可实现一炉带两机运行，在锅炉最低稳燃负荷下，两台汽轮机可分别达到 $\leq 20\%$ 和 $\leq 15\%$ 超低负荷深度调峰能力。

7.2 供热机组灵活性

7.2.1 低压缸零出力运行

根据现有末级及次末级叶片动应力情况，对原叶片强化处理或更换适应切缸运行叶片，达到低压缸零出力要求。根据不同末级叶片长度，低压缸留有20~40t/h冷却蒸汽，其余蒸汽均进行供热，保证供热的同时减小发电负荷。结合旁路供热等手段可实现采暖期热电解耦功能。

低压缸零出力运行可实现供热机组在抽汽凝汽式运行方式与背压运行方式的灵活切换，使机组同时具备背压机组供热能力大、抽汽凝汽式供热机组运行方式灵活的特点。避免了背压供热改造(双转子)和光轴改造方案，采暖期需更换两次低压缸转子的问题和备用转子存放保养问题，降低了机组维护费用。缺点是低压缸处于鼓风状态，末级叶片水蚀、阻尼特性差的叶片可能发生颤振现象影响机组安全，须进行必要改造。

针对切缸运行汽轮机采取的措施：

- a) 末级叶片结构型式优化；
- b) 防水蚀强化措施，如增加防水蚀涂层；
- c) 新增可控的低压缸冷却蒸汽系统，包括蒸汽流量和温度控制；
- d) 优化的低压缸喷水系统，尽可能不投减温喷水；
- e) 设置末级叶片在线监测系统及温度监测，通过进行叶片振动数据的采集、存储、分析，用于叶片裂纹识别和疲劳风险的评估，可对末级叶片的运行状态进行实时监测和安全预警。

此外，由于切缸时末级温度升高，应校核轮缘强度。

7.2.2 汽轮机需校核或更换的部件

深度调峰机组应进行校核或更换的部件：

- a) 对中压调节阀参与调节的机组，应进行适应性改造或更换，以提高调节能力。
- b) 供热改造的机组，对抽汽点前的动叶片和隔板强度进行校核，必要时进行更换。
- c) 需设备制造厂家对末级叶片安全可靠进行校核评估，必要时进行末级及次末级强化或更换。根据实际运行情况选择末级叶片长度。
- d) 增加必要的配套辅助系统，如低压缸零出力时的低压缸冷却系统、低压缸可控的喷水系统，保证灵活性运行安全可靠。
- e) 宜增加智能化监测系统，对机组安全性实时监测。

7.2.3 汽轮机末两级叶片水蚀防护与安全监测

汽轮机调峰运行时，末两级处于小容积流量运行，叶片水蚀、鼓风、颤振风险加剧，应同步开展必要的除湿改造或者叶片防水蚀措施。已有机组运行经验表明，部分机组在长期调峰运行后，末级叶片加速产生裂纹，威胁机组安全运行。

7.3 汽轮机辅助系统优化

7.3.1 疏水系统

机组灵活性改造后参与深度调峰。原设计逻辑是按机组启停设计的，高、中、低压疏水分别在机组30%、20%、10%负荷工况打开。调峰机组需对疏水阀开启逻辑进行优化。

7.3.2 轴封系统

机组在低负荷时汽封系统处于非自密封状态运行，须有稳定的辅助蒸汽满足轴封要求。

在低负荷下，汽封冷却器冷却水量可能不满足设计最低水量要求，此时需开启凝结水再循环，以保证汽封系统正常投入，保持真空，或重新设计一套汽封冷却器以满足最小流量工况运行。

7.3.3 凝汽器及凝结水系统

如果汽轮机长时间处于低负荷状态，凝汽器可以采用以下两种运行方式：

- 1) 半侧运行
- 2) 小水量运行：需要对低流速下管侧结垢的解决方案进行研究。

采用何种运行方式，需联合水工专业进行评估选择。

通过对凝结水泵叶轮的优化或进行变频调速改造可提高泵的运行效率，降低厂用电率，达到节能效果。

7.3.4 抽真空系统

如果原机凝汽器内部抽空气管路为串联形式应改为并联。如果原机抽真空系统出力不足、抽吸效果差以及运行噪音大、叶轮汽蚀等情况，可核算后重新选型，更换抽真空泵组；也可根据情况实施增加大气喷射器、增配罗茨真空泵等措施。

7.3.5 低压缸喷水系统优化

机组低压缸设有喷水装置，用于机组启停时防止排汽缸温度高导致轴承标高变化。喷水阀一般为开关式，喷水量较大。对于深度调峰机组，低负荷运行时间较长，应单独设置一组低压缸喷水装置，保证排汽缸在合理温度且防止过度喷水，喷头应远离末级叶片且应防止喷到叶片。喷水装置应采用不锈钢材质阀门及管道，并且采用雾化较好的喷头。运行中应尽量避免开启低压缸喷水装置，以防止末级叶片根部水刷。

7.4 汽轮机适应灵活性运行改造技术要求

7.4.1 静子部件结构优化

汽轮机在快速启停和变负荷时，蒸汽参数变化幅度大，各静子部件处于非稳态运行，将会导致汽缸接合面变形漏汽。

应采用有限元分析软件对高中压内、外缸及低压内缸、隔板套等部件进行稳态和瞬态温度场及应力场分析，根据计算结果对部件适用性进行评估，并提出运行建议及静子部件结构优化措施，降低各部件在瞬态及稳态过程中的综合应力，适应快速升降负荷等复杂工况要求。

需考虑汽缸膨胀顺畅性，汽缸设计无较大应力集中点。

7.4.2 转子结构优化

运行中的汽轮机转子处于高温、高压、高转速状态，温度场沿轴向从进汽点到排汽点、沿径向轮缘到转子中心递减，转子不仅承受离心力，同时承受热应力。汽轮机转子在启动、停机、快速升降负荷等工况下，转子表面压力、温度变化，使转子处于非静态温度场，产生更大的热应力和热变形，加快了寿命消耗。

参与深度调峰机组须对转子进行有限元分析，根据应力分析结果，对转子结构进行优化。通过加大过渡倒角等措施，避免较大应力集中点。还应考虑转子膨胀顺畅，合理设计轴向间隙。

7.4.3 叶片设计要求

调峰机组宜采用叶型攻角适应性强的宽负荷高效叶片进行通流改造，提高全负荷经济性。

深度调峰机组、特别是供热机组在调峰状态，末级叶片表面应采用防水蚀措施，提高表面抗侵蚀能力。小流量工况还可能发生叶片颤振，末级叶片及次末级叶片应具有良好的阻尼特性。叶片自身强度需承受深度调峰时动应力。

参与30%以下深调机组应与设备制造厂家一起论证叶片安全可靠，并根据叶片情况进行灵活性改造。

7.4.4 通流间隙

机组在调峰时，机组胀差较稳定运行时有所增大，增加轴向碰磨风险。在不牺牲机组经济性的情况下，宜设置合理的动静轴向间隙，保证机组快速升降负荷时的动静安全性。

在频繁调峰过程中，由于动静部件材质和受热速率差异，径向间隙也发生变化，在汽封选型和设计间隙方面，应充分考虑调峰特点，防止碰磨影响机组安全性和经济性。

7.4.5 阀门结构

高中压调节阀应具有良好的调节特性，在小开度能够稳定、灵活的操控。对调节特性达不到要求的阀门进行优化改造，提升汽轮机进汽阀门操控性。

原机组的中压调节阀是按运行时全开设计的，小开度调节性能差，宜改造或更换新的具有良好调节能力的中调阀。

7.4.6 汽轮机滑销系统维护和优化

应保证滑销系统顺畅，防止机组滑销系统卡涩，导致膨胀不畅而引发轴承振动，动静碰磨。可根据电厂实际情况对滑销系统进行优化，采用滑动润滑形式等措施。