

M701DA 燃气轮机在线切换燃气改造

王才文，毛浩强

（江苏华电戚墅堰发电有限公司，江苏 常州 21300）

摘 要：M701DA 燃机联合循环供热机组为保障供热不中断必须保持连续运行，针对公司现有西气、川气二种燃气管道的优势，通过对西气作为供热机组的紧急备用气的必要性及可行性的分析，提出了不同的改造方案，根据改造方案的成本、工期、日常维护及运行安全性进行了评估，对优选方案的燃气切换前、后情况进行了性能分析，同时提出了在线切换燃气的保障措施。

关键词：燃气在线切换；改造；保障措施

0 引言

江苏华电戚墅堰发电有限公司在 2005 年利用“西气东输”工程，扩建了二台 $2 \times 396\text{MW}$ S109FA 型单轴联合循环机组（简称 F 级燃机）；在 2011 年又利用“川气东输”工程扩建了 $2 \times 220\text{MW}$ M701DA 型双轴联合循环抽汽供热机组（简称 E 级燃机），抽汽额定流量是 80T/h ；M701DA 型燃气-蒸汽联合循环机组是东方汽轮机有限公司引进日本三菱燃机技术生产，由 19 级的压气机、18 个预混式低 NOX 燃烧器和 4 级透平组成。E 级燃机调压站主要有计量单元、旋风单元、过滤单元、水浴炉单元、调压单元组成，每台机组的调压单元有 A、B 二路调压线，A 路为运行调压线，出口压力设定为 3.3MPa ，B 路为备用调压线，出口压力设定为 3.2MPa 。E 级燃机调压站（川气）进口压力一般在 $4.2 \sim 4.0$ 左右，F 级燃机调压站（西气）进口压力一般在 4.0 左右；E 级燃机调压站与 F 级调压站之间有一联络管道。

1 西气作为 E 级燃机紧急备用气的必要性

“西气东输”一、二线工程已完工，年输气能力达 500亿 m^3 ，三线已开工建设；而“川气东输”工程的年输气能力仅为 120亿 m^3 ，输气能力及安全保障无法与西气相比。但 E 级燃机机组承担着常州市戚墅堰区主要企业的供热，每天至少需保持一台机组连续运行，每天供热量达 1000t ，高峰时段供热流量为 60t/h ，因此川气日供应量不能低于 80万 m^3 ，否则会因燃机负荷过低，无法满足对外供流量的需求；若燃气支线管道出现异常，川气停供时会发生

严重影响热用户的正常生产。另外在迎峰度夏期间，电网负荷较高，省调要求二台 E 级燃机满负荷连续运行，而川气量不足无法满足等情况时，都需要西气来作为 E 级燃机的紧急备用气，使机组运行更加机动、有保障。

2 西气作为 E 级燃机紧急备用气可行性分析

2008 年 8 月公司委托中国石油天然气管道工程有限公司作了“西气与川气合并论证报告”，报告认为两者可以在管道中以任意比例混合输送，不会出现析烃和析水情况。另据了解，浙江省燃机机组（余姚、半山等）普遍使用浙江城市管网的天然气，其气体为川气和西气以及其它来源天然气的混合气，混合气对燃机的稳定运行和燃烧器本身基本无影响。

三菱公司的 DLN 燃烧器设计规范中规定天然气中甲烷的含量可随惰性气体的减少控制在 $85 \sim 98 \text{mol}$ 。由于甲烷成分对燃烧器火焰位置和燃烧特性产生很大的影响，因此天然气被指定且燃烧器已调整后，天然气中甲烷含量的变化随惰性气体的减少应不超过 $\pm 4\%$ ，GI 值（燃料的低位发热量 LHV 与比重的平方根的比率）变化不应该超过 $\pm 2\%$ 。为了燃烧稳定及 NOx 排放，在 50mg/m^3 以下，天然气中的氮气、二氧化碳，其含量不能超过 $4 \text{mol}\%$ 。根据表 1 中燃气组分析可知二种燃气在线切换时其组分在燃烧器的设计规定的波动范围内。

E 级机组在投产时为配合当时的调试，在 F 级燃机调压站与 E 级燃机调压站之间铺设了联络管，E 级燃机的 TCS 模块中已增置了临时气源燃烧模

块；主汽源燃机模式与临时气源燃烧模式的最大区别在于启动时 IGV 开度不同，其 IGV 与负荷的关系见表 2 所示；因西气的低位热值比川气高 4%，相同负荷时燃用西气的排气温度比燃用川气略高。三菱技术人员认为为确保燃机的安全运行，机组运行时二种气源燃烧模式不能进行在线切换，考虑燃机在燃用气西气时#2 轮盘腔室温度不超温，建议机组启动前将气源模式预先为临时气源比较安全。

表 1 西气与川气组分

类 别	单位	川 气	西 气
CH ₄	Mol%	97.058	97.6
C ₂ H ₆	Mol%	0.152185	0.62
C ₃ H ₈	Mol%	0.010113	0.41
IC ₄ H ₁₀	Mol%	0.000492	0.21
NC ₄ H ₁₀	Mol%	0.0000369	0.087
IC ₅ H ₁₂	Mol%	0.012795	0.026
NC ₅ H ₁₂	Mol%	0.025467	0.023
C ₆₊	Mol%	0.002559	0.043
N ₂	Mol%	0.705685	1.512
CO ₂	Mol%	2.02909	0.581
H ₂ S	mg/m ³	6	0.36
密度	kg/Nm ³	0.6965	0.743
低位热值	kJ/Nm ³	32575.3	34265.4

表 2 二种气源模式下的 IGV 与负荷的关系

燃机负荷/MW	主气源模块（燃用川气）IGV 开度/%	临时气源模块（燃用西气）IGV 开度/%
0	0	0
40	0	0
70	0	18
85	10	31
105	35	58
120	75	100
124.5	100	100
140	100	100

3 西气作为 E 级燃机紧急备用气的改造方案的选择

方案 1：控制好川、西气进气压力，靠增加调门向 E 级调压站供气。适当降低 E 级调压站进口川气压力至 3.7~4.2MPa，提高 F 级调压站的西气压力至 4.5~5.0MPa，并保持稳定。在 E 级调压站的进口手动关断阀处增加一路西气进气调门及旁路门，以精确控制西气掺入的流量。系统简图如图 1 所示。

此方案实施困难不大，但调压站在实际运行中，天然气公司对调压站的进口压力一般无法进行有效的调整，如 E 级川气支线分输站的系统中仅有一只 RZD 流量控制阀，此阀门无法对燃气压力进

行调节，故要求新增调门前后有 0.5MPa 左右的压差可能无法实现。

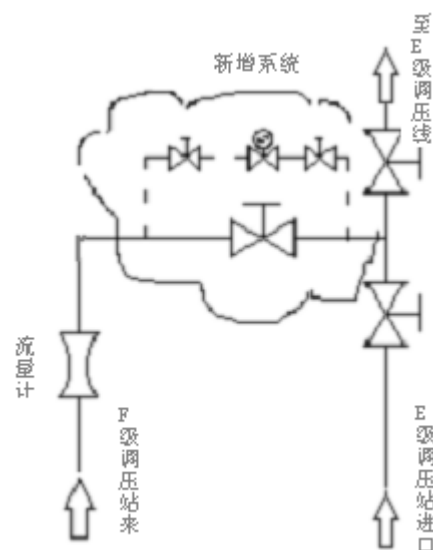


图 1 增设调节阀向 E 级调压站供气

方案 2：增设小型增压站向 E 级调压站供气。因中石化方面川气压力无法降低，考虑在 F 级调压站处增设一小型的天然气增压站（此小型的增压站即包括输出的流量控制等一系列功能），设计出力在 1 万~2 万 m³/h，将现有 4.0MPa 的西气增压至 5.5MPa 左右，以此向 E 级调压站进口掺入西气，系统简图如图 2 所示。

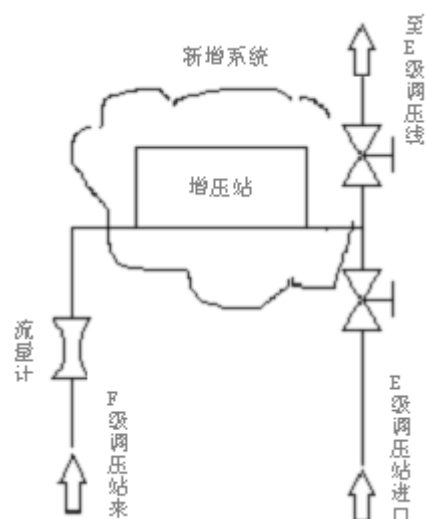


图 2 新增增压站向 E 级调压站供气

此方案可不受西气、川气现有压力的限制，达到掺混的要求。但增压站需配备压缩机以提高西气的压力，设备可能较为复杂，维护、运行成本大，且此方案的改造费用预计达 1000 万元以上。

方案 3：增设调压阀向 E 级调压站供气。保持现有的西气、川气压力不变，在西气管路上增设一路调压系统直接接至 E 级调压线的出口；系统简图如图 3 所示。此方案需增加一套调压系统，投资较少，切换操作简单；但一套调压单元厂家供货的周期需 6 个月左右，另外此调压系统前未安装燃气过滤单元，长期运行可能会由于西气中的杂质影响调压阀的正常运行。

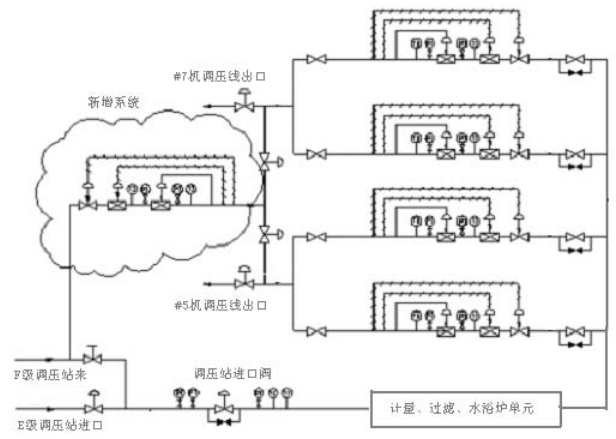


图 3 新增调压线向 E 级调压站供气

方案 4：增设西气过滤单元向 E 级调压站供气。保持现有的西气、川气压力不变，在西气管路上增设一路过滤系统直接接至 E 级调压线的进口；系统简图如图 4 所示。

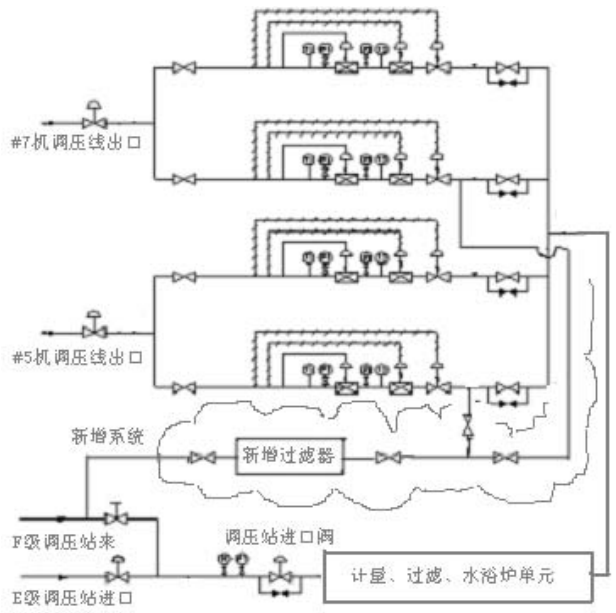


图 4 新增过滤单元向 E 级调压站供气

此方案只需增加一套过滤系统，在#5、7 机 A 路调压线进口再增加一只西气进口隔离门，用于切换隔离，投资较少，改造简单，但此方案在冬天运

行时会由于进口燃气温度过低，引起调压阀的指挥器发生冰堵，影响调压性能。

以上 4 种方案相比，从改造的成本、工期、今后的日常维护及运行安全性等方面考虑，方案 4 相对可行。因川、西气压差一般 $\gt 0.3\text{MPa}$ ，川气切换至西气操作方法：先开足 A 路调压线的西气进口隔离门，再关闭 A 路调压线的川气进口隔离门；同样西气切换至川气操作方法：先开足 A 路调压线的川气进口隔离门，再关闭 A 路调压线的西气进口隔离门；B 路调压线始终处于备用中，切换中若发生了燃气压力异常，B 路调压线会立即参与调节，确保机组的安全运行。

4 燃气切换调整安全影响评价分析

2012 年 6 月 10 日进行了#7 燃机川气切换至西气的第一次试验，为确保试验时 CPFPM、排气温度不出现异常，将燃机负荷降至 50%Ne，从切换试验运行数据看，切换时及切换后燃机运行稳定，CPFPM 无异常波动，燃机排气温度在负荷相同时基本保持不变，燃气关断阀前压力基本保持不变，调压站的工作调压阀完全能适应切换时的燃气压力波动，因燃气的组分不同，切换后燃机排气的 NOX 有所上升，燃气流量下降，发电气耗明显下降。具体参数切换前、后数据比较如表 3 所示，从试验结果分析，#7 机在燃烧器选择西气控制模式下切换燃气，燃机安全运行未受任何影响，二种气源在燃烧模式不变的情况能适合本燃机燃用。

表 3 燃气切换前、后主要数据比较

参数名称	单位	切换前(川气)	切换后(西气)
燃机负荷	MW	123.0	123.2
排气温度	℃	563.4	562.2
BPT 温度	℃	544	543
燃气流量	m ³ /h	42216	40170
A 路调压线进口压力	MPa	4.15	4.0
关断阀前压力	MPa	3.28	3.28
NOX 浓度	ppm	18.5	22.3
发电气耗	m ³ /kWh	0.227	0.215

5 燃气在线切换燃烧的保障措施

燃气切换燃烧虽在理论上不存在什么安全问题，操作也较简单，但二种气源的组分、进口压力等不同，又需在线切换，其燃烧模式在线又无法改变，因此燃气切换时任何过失都可能发生机组跳闸，特别是当操作过快、二种气源的压差过大等使调压

阀调节不及时都有可能引起燃机进口燃气压力低跳机；或因川气压力过高，切换时川气倒至 F 级燃机，引起 F 级燃机燃烧故障。因此为保障燃气在线切换的安全，制订了详细的保障措施：

1) 切换前要求调压站川气与西气压力偏差尽量 $\gt 0.3\text{MPa}$ ，机组 B 路调压线在正常备用状态中。为防止切换中发生透平 T3、T4 超温，需解除机组 AGC 运行，机组负荷 \gt 当时环境温度下额定负荷的 85%，并机组运行稳定、各参数正常。

2) 切换时加强对 TCS 系统中的 CPFM、调压站燃气进口压力、调压线出口压力、燃气流量、燃机排气温度等参数的监视。调压线出口压力应基本保持不变，发现压力异常时应减缓操作阀门速度或停止操作切换阀门，等待燃气压力稳定后再操作。切换过程中若出现 CPFM 报警或其它由于切换引起的报警时应立即停止切换，必要时可恢复原状。

6 结束语

由于本次改造方案相对简单，调试周期也短，整个项目从实质性启动到投入运行只有 2 个月时间，使公司能够在迎峰度夏期间投入运行，尽可能保持二台机组长周期连续运行；特别在冬季，每月有一定量的西气作为川气的补偿，使 E 级燃机供热得到了保障。到目前为止，改造系统运行平稳、可靠、经济性好，2012 年共切换近 20 次，燃用西气 7843.2 万 m^3 ；另外随着燃气工业迅速发展，企业选择气源的品种会更广，LNG、页岩气、煤气等等，希望本文能够为同类型电厂在选用多种燃气进行切换燃烧时能提供一定帮助。

作者简介：

王才文（1968-），江苏常州人，助理工程师，从事电厂运行技术工作；

毛浩强（1975-），江苏常州人，工程师，从事电厂生产技术工作。