

核电厂主变压器故障诊断流程与系统优化

郑军伟

中广核工程有限公司, 广东深圳, 518124

Fault Diagnosis Flow and System Optimization of Nuclear Power Plant Main Transformer

ZHENG Jun-wei

China Nuclear Power Engineering Co., Ltd., Shenzhen 518124, China

摘要: 核电厂主变压器多起损毁事故表明主变压器故障诊断准确性和时效性较差。对核电厂主变压器故障诊断技术现状进行了分析, 结果表明核电厂主变压器故障诊断工作流程过于简单, 故障在线诊断系统的信息化水平较低。对电力变压器故障诊断的方法与应对策略进行了研究。设计了一种融合了成熟的电力变压器故障诊断技术的核电厂主变压器故障诊断工作流程。给出了基于数字化分布式控制系统改进核电厂主变压器故障在线诊断系统功能, 以及提高系统信息化水平的优化方案。

关键词: 核电厂; 主变压器; 故障诊断; 工作流程; 网络结构; 优化

ABSTRACT: Several damage accidents of nuclear power plant main transformers indicated that the accuracy and timeliness of the fault diagnosis of main transformer was poor. The status of nuclear power plant main transformer fault diagnosis technology were studied, the results show that the main transformer fault diagnosis workflow was too simple, and the information level of the main transformer fault on-line diagnosis system was low. The fault diagnosis method and preventive solution of power transformer were studied. A fault diagnosis workflow for the main transformer of nuclear power plant that incorporated mature power transformer fault diagnosis technology was designed. The optimization scheme based on the digital distributed control system to improve the function of the nuclear power plant main transformer fault on-line diagnosis system and the degree of system information level were given in this paper.

KEY WORD: Nuclear power plant; Main transformer; Fault diagnosis; Workflow; Network structure; Optimization

0 引言

2008年8月26日, 田湾核电厂1号机组主变压器B相发生火灾烧毁^[1]。2009年10月31日, 田湾核电厂1号机组处于满功率运行状态, 1号机组主变压器的A相重瓦斯保护动作导致汽轮发电机组跳闸, 同时220kV厂外电源线路处于检修状态, 造成该机组失去2路厂外电源, 反应堆自动停堆后机组进入应急待命状态^[2]。2010年5月16日, 岭澳核电厂4号机组主变压器A相试运行期间发生火灾事故。2014年11月14日, 红沿河核电厂3号机组主变压器C相轻瓦斯报警信号触发, 次日主变压器C相差动保护、重瓦斯保护、压力释放保护、速度油压保护相继触发, 机组失去500kV主厂外电源, 220kV辅助厂外电源自动投入运行, 反应堆安全停堆。这些发生事故的核电厂主变压器均安装了故障在线监测设备, 但从事故的发生过程与结果可以发现核电厂主变压器故障诊断工作还有较大的改进空间, 缺少能够更有效地指导现场故障诊断

的工作流程和故障在线诊断系统。

国家核安全局已将核电厂主变压器纳入监管范围, 先后发布了《关于加强核电厂主变压器监督管理的通知》和《关于进一步规范核电厂主变压器管理的通知》^[3,4]。

众多高校、科研院所、企业针对电力变压器故障在线诊断开展了一系列科研工作, 在已经比较成熟的变压器油中溶解气体色谱分析技术上, 研发了基于神经网络的变压器故障在线诊断系统^[5-8], 基于专家系统的变压器故障在线诊断系统^[9-11], 基于支持向量机技术的故障在线诊断系统^[12, 13], 以及多模型、多信息融合等故障在线诊断技术^[14-18]。然而故障诊断数据的小样本和信息量偏少等特点仍制约着电力变压器故障在线诊断技术的发展, 这些在学术层面已进行了深入研究的新技术尚未在核电厂主变压器故障诊断中得到应用。

本研究对核电厂主变压器故障诊断工作流程和故障在线诊断系统进行了研究, 调研分析了电力变压器故障在线诊断技术发展状况, 研究结

果表明当前核电厂主变压器故障诊断工作流程实用性不高,故障在线诊断系统的信息化水平较低。根据对电力变压器故障诊断及应对措施的研究结果,设计了一种改进后的核电厂主变压器故障诊断工作流程,在数字化分布式控制系统(distributed control system, DCS)用于核电厂重要运行参数监控、保护报警技术已非常成熟的基础上,给出了基于 DCS 改进核电厂主变压器故障在线诊断系统功能,同时提高系统信息化水平的改进方案。

1 核电厂主变压器故障诊断现状

1.1 核电厂主变压器系统电气结构

核电厂主变压器(以下简称主变压器)普遍选用油浸式变压器,冷却方式为强迫导向油循环风冷,核电机组停运、检修和启动期间,主变压器和厂用电变压器通过 2 级降压将电网的电能输送到厂用电系统。当主变压器故障后,机组将失去与 500 kV 外电网的连接,假设主变压器故障的同时丧失 220 kV 辅助备用电源,且应急柴油发电机组无法启动或不能长时间运行,将对反应堆余热导出产生不利影响。核电厂主变压器系统电气结构图如图 1 所示。

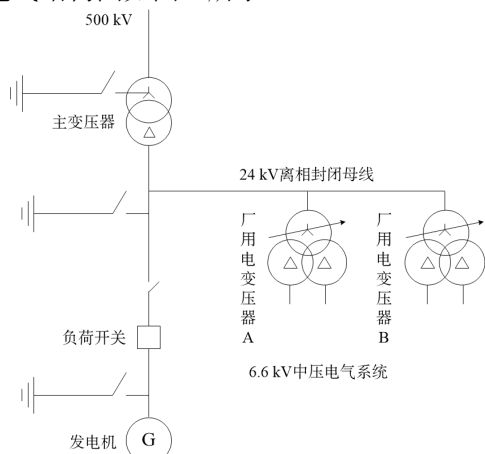


图 1 核电厂主变压器系统电气结构图
Fig.1 Electrical Structure Diagram of Main Transformer System of Nuclear Power Plant

1.2 核电厂主变压器故障诊断工作流程

引发电力变压器故障的原因具有多样性特征,对于同一型号的变压器而言,即便已经取得了一些故障处理经验,但若要实现全自动化的故障在线准确诊断仍然相当困难。油浸式电力变压器的故障诊断主要依靠油中溶解气体色谱分析法或光声光谱法对油中气体组分浓度进行分析,根据分析结果使用较为成熟的“三比值法”等方法进行故障诊断。

主变压器故障诊断高度依赖于检修人员的专业技术水平和工作经验,传统的主变压器故障

诊断工作流程如图 2 所示。当运行人员召集电气专业值班检修人员到现场进行主变压器故障诊断时,实践表明按照图 2 所示的工作流程往往难以有效开展诊断工作,现场检修人员通常需要在收集设备监测数据后提交更高层级技术人员对故障原因和状况进行进一步分析,有时还需将现场监测数据发送给主变压器制造厂进行协助分析。因此,有必要对当前主变压器故障诊断工作流程进行优化,将成熟的故障诊断技术融合到主变压器故障诊断工作流程中,提高现场主变压器故障诊断工作的效率。

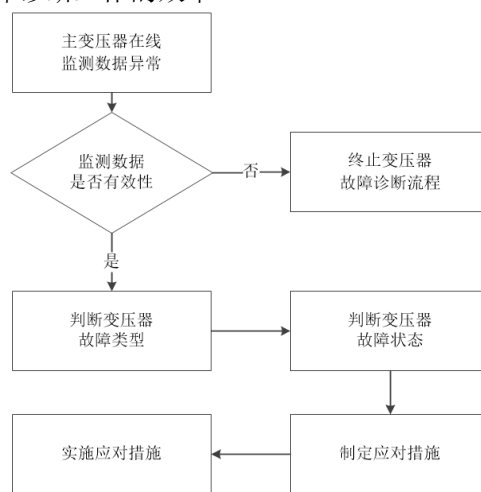


图 2 传统的主变压器故障诊断工作流程

Fig.2 Traditional Main Transformer Fault Diagnosis Workflow

1.3 核电厂主变压器故障诊断系统现状

目前主变压器已普遍配备了绝缘油气体组分浓度、绕组温度、油面温度、局部放电、振动等在线监测设备,这些在线监测数据可用于分析、判断主变压器内部的绝缘变化情况,有利于及时发现主变压器故障,对于阻止故障不受控扩大,防止造成主变压器损毁事故有重要意义。

主变压器普遍安装了在线色谱仪或在线光声光谱仪,这些在线谱仪的性能和功能在经历了多年的发展后已基本可以满足主变压器故障监测工作需要,但在功能上仍局限于提供监测数据为主,在报警功能上普遍以提供气体组分浓度报警、绝对和相对产气率报警功能为主。主变压器色谱在线监测系统框图如图 3 所示。

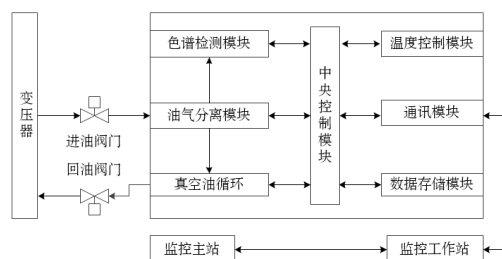


图 3 主变压器色谱在线监测系统框图
Fig.3 Main Transformer Chromatographic Online

Monitoring System Block Diagram

以 CPR1000 核电厂为例, 主变压器故障在线监测系统普遍只设计了 1 个综合的绝缘油中气体组分超标报警信号, 现场侧报警信号触发后, 主控室内的运行人员只能从报警信号中得知主变压器出现监测气体超标问题, 至于是哪种组分的气体含量超标, 以及超标结果代表哪种类型的故障, 均需要联系电气专业检修人员到现场进行核实, 故障诊断的时效性不强、信息化程度较低。

因此, 为了能够在主变压器故障报警产生后及时为机组运行人员、检修人员提供更有利于故障诊断的报警信息, 需要设计一种信息化程度更高的主变压器故障在线诊断系统。

2 电力变压器故障诊断与应对

2.1 电力变压器故障与否的诊断方法

2.1.1 气体浓度值诊断法

工程实践表明气体含量注意值不是判断变压器是否存在故障的唯一标准, 当气体含量达到或超过注意值时, 应进一步查明气体含量异常的原因。当故障涉及固体绝缘材料时, CO_2 含量与 CO 含量的比值通常小于 3; 当固体绝缘材料老化时, CO_2 含量与 CO 含量的比值通常大于 7。

DL/T 722-2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》指出当油浸式电力变压器内部油中溶解的气体组分含量超过一定数值时, 变压器可能存在故障, 需要引起注意, 新变压器投运前油中溶解气体浓度要求如表 1 所示, 变压器运行过程中气体浓度注意值如表 2 所示^[19]。

2.1.2 气体产生速率诊断法

油浸式电力变压器发生故障时, 受内部热或电的作用影响, 绝缘部件裂解导致气体产生速率相对正常运行工况下的气体产生速率加快, 变压器内部气体浓度将随之发生变化, 因此根据气体浓度的变化情况可以在一定程度上判断变压器是否存在故障。另外, 部分变压器事故是从潜伏性故障发展而来的, 潜伏性故障发生时油中溶解的气体含量较小但产气速率较高, 这种情况下也可以考虑根据产气速率判断变压器是否存在故障。

绝对产气速率是每个运行日内变压器产生某种气体的平均值, 相对产气速率是每个运行月(或者折算到月)的某种气体浓度增加量占原值百分数的平均值。使用绝对产气速率注意值判断变压器是否存在故障时, 对于电压等级在 330 kV 及以上的变压器, 当油中首次检测到乙炔含量大于等于 $0.1 \mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ 时应引起注意; 对于乙炔含量小于 $0.1 \mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$ 且总烃含量小于新变压器投运要求的情况, 总烃的绝对产气率可不作分析判断。

文献[19]给出的绝对产气速率注意值见表 3。对于采用了胶囊式储油柜的核电厂主变压器而言, 当绝对产气速率达到表 3 中的数值时, 应结合变压器负荷情况、设备老化跟踪结果对问题原因进行综合分析。

表 1 新变压器投运前油中溶解气体浓度要求

Tab.1 Requirements for Dissolved Gas Concentration in Oil Before New Transformers Put Into Operation

气体组分	气体浓度 ($\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$)	
	电压等级	电压等级
	330 kV 及以上	220 kV 及以下
总烃	<10	<20
乙炔	<0.1	<0.1
氢气	<10	<30

表 2 变压器运行过程中气体浓度注意值

Tab.2 Attention Value of Gas Concentration During Transformer Operation

气体组分	气体浓度注意值 ($\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$)	
	电压等级	电压等级
	330 kV 及以上	220 kV 及以下
总烃	150	150
乙炔	1	5
氢气	150	150

表 3 变压器绝对产气速率注意值

Tab.3 Transformer Absolute Gas Production Rate Attention Value

气体组分	开放式储油柜注意	胶囊式储油柜注意
	值 ($\text{mL}\cdot\text{d}^{-1}$)	值 ($\text{mL}\cdot\text{d}^{-1}$)
总烃	6	12
乙炔	0.1	0.2
氢	5	10
一氧化碳	50	100
二氧化碳	100	200

2.2 电力变压器故障类型诊断方法

行业标准一般推荐使用改良三比值法作为判断油浸式电力变压器故障类型的主要方法, 该方法将 5 种特征气体的 3 对比值以不同的编码表示, 其中比值 a 为 C_2H_2 含量与 C_2H_4 含量的比值, 比值 b 为 CH_4 含量与 H_2 含量的比值, 比值 c 为 C_2H_4 含量与 C_2H_6 含量的比值。改良三比值法编码规则见表 4。

表 4 改良三比值法编码规则

Tab.4 Improved Three-ratio Coding Rules

比值范围	比值 a	比值 b	比值 c
<0.1	0	1	0
[0.1, 1)	1	0	0
[1, 3)	1	2	1
≥ 3	2	2	2

使用改良三比值法必须先判断变压器存在故障后, 才能应用改良三比值法进行变压器故障类型判断。应注意气体比值的累积效应, 为了得到新故障的气体比值, 应将最后一次气体比值分析结果减去上一次分析的结果, 然后重新计算比

值(特别是在 CO 含量和 CO₂ 含量较高的情况下), 基于改良三比值法的变压器故障类型诊断指南见文献[19]。另外, 工程实践中存在使用改良三比值法时找不到故障类型的情况, IEEE Std C57.104TM-2019 提供了一种无编码比值法, 即特征气体比值法, 这种方法在一定程度上解决了改良三比值法故障编码对故障类型覆盖不完整的问题^[20], 其中比值 1 为 CH₄ 含量与 H₂ 含量的比值, 比值 2 为 C₂H₂ 含量与 C₂H₄ 含量的比值, 比值 3 为 C₂H₂ 含量与 CH₄ 含量的比值, 比值 4 为 C₂H₆ 含量与 C₂H₂ 含量的比值。特征气体比值法见表 5。

表 5 特征气体比值法
Tab.5 Characteristic Gas Ratio Method

故障类型	比值 1		比值 2		比值 3		比值 4	
	油	气体空间	油	气体空间	油	气体空间	油	气体空间
过热分解	>1.0	>0.1	<0.75	<0.1	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
局部放电	<0.1	<0.01	无意义	无意义	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
电弧放电	0.1~1.0	0.01~0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

2.3 电力变压器故障状态评估

开展变压器故障状态判断是为了得出故障严重程度和故障发展趋势等变压器故障状态预警信息, 以便于设备维修部门及时采取正确、恰当的干预或维修措施, 一方面可以降低故障演变成事故的概率, 另一方面还可以防止盲目停运主变压器造成机组出力损失等问题。

2.3.1 热点温度的估算

基于三比值法的变压器故障类型判断方法中给出了气体组分比值与温度的关系, 三比值法分析得出热点温度达到 400 °C 以上时, 可用式(1)估算热点温度:

$$T_h = 3221 \lg \frac{C_{C_2H_4}}{C_{C_2H_6}} + 525 \quad (1)$$

式中, T_h 为热点温度, °C; $C_{C_2H_4}$ 为 C₂H₄ 的含量; $C_{C_2H_6}$ 为 C₂H₆ 的含量。

若热点涉及固体绝缘部件, 当温度不超过 300 °C 时可使用式(2)估算固体绝缘部件的受热温度, 当温度在 300 °C 以上时可使用式(3)估算固体绝缘部件的受热温度:

$$T_s = -2411 \lg \frac{C_{CO_2}}{C_{CO}} + 373 \quad (2)$$

$$T_s = -11961 \lg \frac{C_{CO_2}}{C_{CO}} + 660 \quad (3)$$

式中, T_s 为固体绝缘部件的受热温度, °C; C_{CO_2} 为 CO₂ 的含量; C_{CO} 为 CO 的含量。

2.3.2 油中溶解气体达到饱和状态所需时间的估算

变压器绝缘油中溶解的气体达到饱和状态后, 绝缘部件继续产生的气体将以气泡形态从油中释放出来, 浓度达到气体继电器动作阈值时将触发保护动作, 严重者还可能在气泡中发生局部放电, 造成绝缘闪络。因此, 有必要分析油中溶解的气体浓度较高或者产气速率较快的变压器何时会达到气体饱和状态, 为制定设备检修方案提供参考。当变压器存在慢性故障时, 特征气体几乎完全溶解于绝缘油中, 若溶解气体的分压力总和等于外部气体压力(饱和压力), 绝缘油中溶解的气体即达到饱和状态, 通常饱和压力取值为 1 个标准大气压。油中溶解气体饱和达到饱和状态所需要的时间可由式(4)计算:

$$t_s = \frac{1 - \sum \frac{C_{i,2}}{K_i} \times 10^{-6}}{\sum \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{K_i \Delta t} \times 10^{-6}} \quad (4)$$

式中, t_s 为气体达到溶解饱和状态所需的时间, 月; $C_{i,1}$ 为气体组分 i (包含 O₂ 和 N₂) 浓度的第 1 次分析值, $\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$; $C_{i,2}$ 为气体组分 i (包含 O₂ 和 N₂) 浓度的第 2 次分析值, $\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$; Δt 为两次分析间隔的时间, 月; K_i : 为气体组分 i 的奥斯特瓦尔德常数。

已知氮气的饱和分压约为 0.8 个标准大气压, 同时在故障变压器中 O₂ 往往易被消耗掉, 因此 O₂ 的分压一般取值为 0。由此可知, 氢烃类及碳的氧化物的饱和分压约等于 0.2 个标准大气压, 变压器故障特征气体在绝缘油中溶解达到饱和状态所需的时间可由式(5)进行计算:

$$t_{s,c} = \frac{0.2 - \sum \frac{C_{i,2}}{K_i} \times 10^{-6}}{\sum \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{K_i \Delta t} \times 10^{-6}} \quad (5)$$

式中, $t_{s,c}$ 为特征气体达到溶解饱和状态所需的时间, 月。

电力变压器故障的发展通常不是匀速的, 对于使用式(5)估算特征气体在绝缘油中达到溶解饱和状态所需要的时间受实时动态产气速率的变化影响, 为了安全起见, 实际应用时需结合最大产气速率修正饱和和预警时间。

2.3.3 评估故障点位置

在变压器故障状态判断工作中,对于故障点位置的评估是相对困难的一项工作,虽然可以从不同位置采集油样进行分析、推断故障点位置距离气体继电器的远近,但实践经验表明这种推算的误差较大。

目前在实际工作中一般期望能快速定位故障点在电回路还是磁回路,以及故障是否涉及到固体绝缘组件。通常采用“伏安总烃法”判断故障回路,该方法的基本原理是电阻的能量损耗与电流的平方成正比,磁路的能量损耗与电压的平方成正比;需要特别注意的是该方法仅可用于过热型变压器本体故障的判断。采集电压、电流、总烃含量数据后以时间为横坐标绘制曲线,判断原则为:总烃含量增长速度随着电流的增大而加快,则故障点位于电回路;总烃含量的增长速度随着电压升高而加快,则故障点位于磁回路;取样较为密集的情况下,总烃含量曲线变化趋势若与电压曲线变化趋势相近,则故障点位于磁回路;总烃含量曲线变化趋势若与电流曲线变化趋势相近,则故障点位于电回路。

另外,还可以根据 C_2H_4 含量与 C_2H_6 含量的比值判断回路故障,电回路发生故障时一般表现为大电流、高温度,故障特征气体以乙烯为主,同时 C_2H_4 含量与 C_2H_6 含量的比值大于 6;磁回路发生故障时一般表现为小电流、温度较低,且 C_2H_4 含量与 C_2H_6 含量的比值小于 6,通常检测不到 C_2H_2 或 C_2H_2 含量不超过总烃含量的 2%。变压器内油纸绝缘组件在高温作用下产生 CO 和 CO_2 的速率会随温度升高而大幅度增加,故障状态下固体绝缘材料受热裂解时,CO 的生成量明显高于 CO_2 的生成量;当 CO_2 含量与 CO 含量的比值小于 3 时,一般需要考虑故障涉及固体绝缘材料,同时可能伴随有一定程度的碳化。

2.4 电力变压器故障应对策略

通过一系列分析、诊断得出变压器存在故障后,应及时制定应对措施,这些措施主要包括加强监测(缩短检测周期)、调整负荷、停电试验、停电维修等。

当判断变压器存在放电故障时应尽快停电进行试验检查。当判断变压器存在过热故障时可按文献[20]给出的应对策略进行处理,变压器过热故障应对策略见表 6。

表 6 变压器过热故障应对策略

Tab.6 Transformer Overheating Fault Coping Strategies			
总烃含量/%	总烃增长率/ $\% \cdot d^{-1}$	取样间隔时间	应对策略
≥ 5	>0.3	1 天	考虑停运变压器,并咨询制造商。
	0.01~0.03	1 天	

≥ 5	<0.01	1 周	需高度关注故障发展情况,分析气体组分含量,计划停运变压器,咨询制造商。
	>0.3	1 周	需高度关注故障发展情况,分析气体组分含量,计划停运变压器,咨询制造商。
	0.01~0.03	1 周	
[2, 5)	<0.01	1 个月	需高度关注故障发展情况,分析气体组分含量,计划停运变压器,咨询制造商。
	>0.3	1 个月	
	0.01~0.03	1 个月	需高度关注故障发展情况,分析气体组分含量,调整负荷运行。
[0.5, 2)	<0.01	1 个季度	
	>0.3	1 个月	保持正常运行状态。
<0.5	0.01~0.03	1 个季度	
	<0.01	1 年	

3 核电厂主变压器故障诊断优化

3.1 主变压器故障诊断工作流程改进

目前主变压器故障诊断尚未实现全自动化,人工判断、干预的准确性和及时性对于故障诊断工作仍有非常重要的价值。尽管各核电厂均设有专业的电气维修部门,然而由于检修人员的专业技术水平、经验存在差异,现场遇到处理难度相对较高的主变压器内部故障时往往需要求助于主变压器制造厂,故障诊断的时效性偏低、诊断效率和准确性还有待进一步提高。根据前文研究结果对核电厂主变压器故障诊断工作流程进行了改进,改进后的主变压器故障诊断工作流程图如图 4 所示。

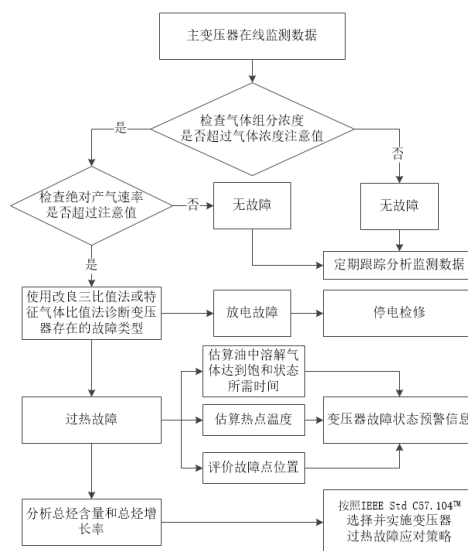


图 4 改进后的主变压器故障诊断工作流程图

Fig.4 Improved Main Transformer Fault Diagnosis Workflow Chart

3.2 主变压器故障在线诊断系统设计优化

核电厂 DCS 应用已非常成熟,机组运行安全相关设备的重要参数已普遍纳入了 DCS 监控

范围。当前核电厂主变压器故障在线诊断系统普遍仅把 1 个综合的绝缘油中气体组分超标报警信号传输到 DCS，该方案既不利于机组操作人员及时发现主变压器监测数据的异常变化，也不利于充分发挥 DCS 强大的运算和趋势分析功能开展故障诊断工作。因此，本文对核电厂主变压器故障在线诊断系统进行了设计优化，优化后的主变压器故障在线诊断系统网络结构如图 5 所示，优化方案的要点如下：

(1) 在 DCS 中为主变压器故障在线诊断系统建立专用显示画面，将主变压器在线监测数据送往 DCS 进行显示和跟踪，特别是绝缘油中气体组分浓度、油面温度、绕组温度、油位测量数据。

(2) 在 DCS 中为特征气体组分建立浓度报警信号及配套的报警逻辑组态，通过阈值比较器在 DCS 中实现报警触发功能；或将主变压器故障在线监测服务器中的特征气体组分报警信号传输到 DCS。

(3) 根据表 4 给出的改良三比值法编码规则，在 DCS 中建立比值计算组态和范围编码计算组态，直观显示比值计算结果和编码计算结果。

(4) 根据表 5 给出的故障类型判断方法，在 DCS 中建立主变压器故障类型判断结果提示信息卡，根据编码组合结果触发对应的故障类型提示信息。

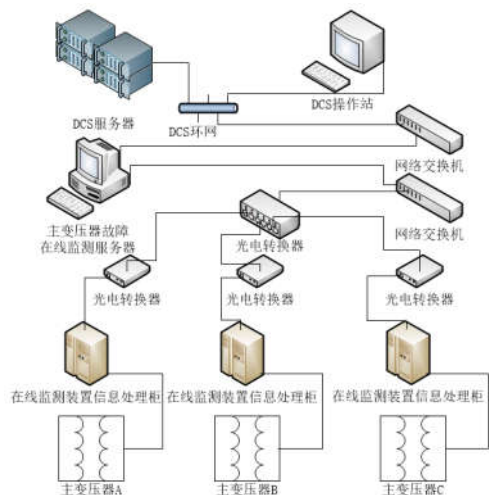


图 5 优化后的主变压器故障在线诊断系统网络结构

Fig.5 Network Structure of Optimized Main Transformer Fault Online Diagnosis System

4 结束语

我国在役运行的核电机组中除了少数非能动核电机组在失去厂外电源时不严格依赖能动设备进行反应堆余热导出以外，采用能动技术方案的核电机组对厂外电源的可靠性均有较高的要求，主变压器是连接核电机组与 500 kV 外部电网的关键设备，主变压器故障在线诊断结果的

正确性对于确保主变压器安全运行发挥着重要作用。

本文给出了优化后的核电厂主变压器故障诊断工作流程，以及依托 DCS 提高主变压器故障在线诊断系统功能与信息化水平的优化方案，可供核电厂主变压器故障诊断工作参考。

参 考 文 献

- [1] 李智, 胡国锋, 王建庚. 论田湾核电站主变的技术改进[J]. 变压器, 2011, 48(2): 10-14.
- [2] 张迅, 顾颖宾. 田湾核电站失去厂外电源事故处理[J]. 中国核电, 2009, 2(4): 341-347.
- [3] 任莉华, 郎爱国, 李世欣. 核电厂主变压器的质量要求及许可证审查[J]. 变压器, 2012, 49(11): 35-39.
- [4] 孔静, 赵大为, 赵颖兵, 等. 核电厂主变压器制造过程中的监管要点[J]. 核安全, 2015, 14(1): 12-18.
- [5] 吴瞻宇, 董明, 王健一, 等. 基于模糊关联规则挖掘的电力变压器故障诊断方法[J]. 高压电器, 2019, 55(8): 157-163.
- [6] 赵文清, 严海, 周震东, 等. 基于残差 BP 神经网络的变压器故障诊断[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(02): 143-148.
- [7] 王英洁, 曹铁男. 基于改进 Elman 神经网络的变压器故障诊断方法[J]. 沈阳工业大学学报, 2021, 43(03): 254-258.
- [8] 杨德昌, 廖文龙, 任翔, 等. 基于胶囊网络的电力变压器故障诊断[J]. 高电压技术, 2021, 47(02): 415-425.
- [9] 师瑞峰, 史永锋, 牟军, 等. 油中溶解气体电力变压器故障诊断专家系统[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(12): 49-54.
- [10] 史家燕, 赵肖敏, 史源素, 等. 变压器故障诊断专家系统的开发及应用[J]. 中国电力, 2015, 48(05): 31-35+40.
- [11] 梁小冰, 王耀龙, 黄萍, 等. 基于 DGA 的变压器故障诊断多专家融合策略[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(18): 80-84.
- [12] 郭慧莹, 王毅. 基于 DGA 支持向量机的变压器故障诊断[J]. 现代电子技术, 2019, 42(19): 154-158+163.
- [13] 党东升, 张树永, 葛鹏江, 等. 基于改进量子粒子群优化支持向量机的变压器故障诊断方法[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(03): 108-113.
- [14] 张育杰, 李典阳, 冯健, 等. 基于多模型选择性融合的变压器在线故障诊断[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 95-101.
- [15] 黄新波, 马玉涛, 朱永灿. 基于信息融合和 M-RVM 的变压器故障诊断方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 218-225.
- [16] 袁海满, 吴广宁. 基于多信息融合的变压器故障诊断[J]. 高压电器, 2018, 54(09): 103-110.
- [17] 徐阳, 谢天喜, 周志成, 等. 基于多维度信息融合的实用型变压器故障诊断专家系统[J]. 中国电力, 2017, 50(01): 85-91.
- [18] 陈伟根, 刘娟, 曹敏. 基于信息融合的变压器内部故障诊断方法[J]. 高电压技术, 2015, 41(11): 3797-3803.
- [19] 中国电力科学研究院, 国家电网公司运行分公司, 国网湖北省电力公司电力科学研究院, 等. 变压器油中溶解气体分析和判断导则: DL/T 722-2014 [S]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [20] IEEE Std C57.104™—2019 IEEE Guide for the interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers:[S]. New York: The institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019.

收稿日期:

作者简介:

郑军伟 (1984-), 男, 山东日照, 本科, 正高级工程师, 核电厂电仪系统试验