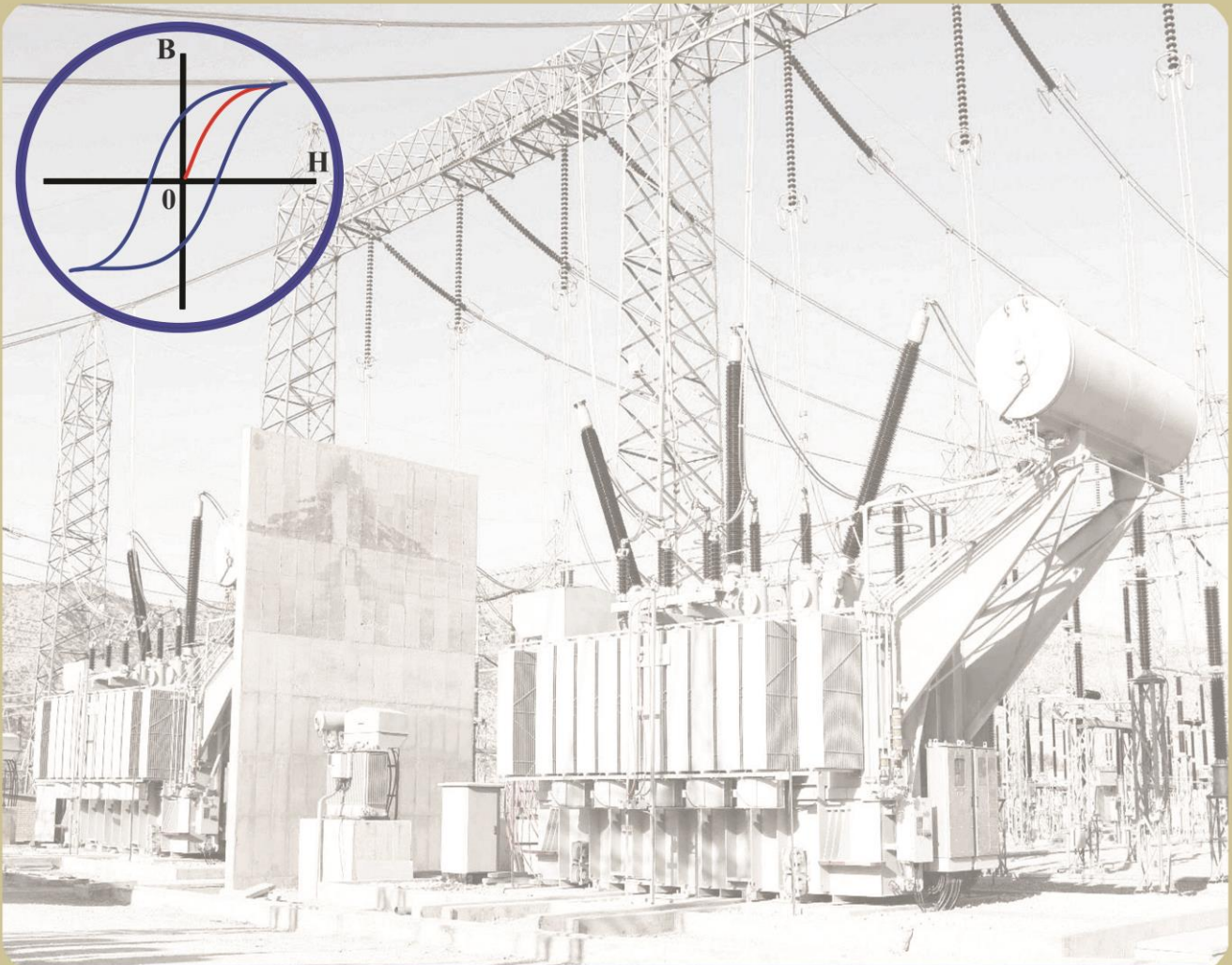


نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت (ویرایش دوم)



تهیه و تنظیم:

معاونت برنامه ریزی و نظارت بر امنیت شبکه

مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

بهمن ۹۹

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

به نام خدا

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

(ویرایش دوم)

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فهرست مطالب

پیش‌گفتار.....	۱۳
۱ - حمل و نقل، تحویل و راه‌اندازی ترانسفورماتور	۱۸
۱-۱ - مقدمه	۱۸
۱-۲ - حمل و نقل ترانسفورماتور	۲۰
۱-۲-۱ - انتخاب شرکت حمل و نقل	۲۰
۱-۲-۲ - نکات مهم پیش از حمل در ترانسفورماتورهای نو.....	۲۰
۱-۲-۳ - نکات پیش از حمل در مورد ترانسفورماتورهای موجود (کارکرده).....	۲۱
۱-۲-۴ - راهبردهایی در مورد مرور طراحی ترانسفورماتور.....	۲۲
۱-۲-۵ - آماده‌سازی جهت حمل.....	۲۶
۱-۲-۶ - پرکردن ترانسفورماتور با گاز.....	۲۶
۱-۲-۷ - مهار کردن ترانسفورماتور.....	۲۸
۱-۲-۸ - شوک‌متر.....	۳۰
۱-۲-۹ - حداکثر سرعت مجاز.....	۳۶
۱-۲-۱۰ - ثبت اطلاعات.....	۳۶
۱-۲-۱۱ - حمل روغن.....	۳۷
۱-۳ - تحویل ترانسفورماتور در محل	۳۷
۱-۳-۱ - بازیابی اولیه.....	۳۷
۱-۳-۲ - آماده‌سازی برای بازیابی.....	۳۷
۱-۳-۳ - بازیابی ظاهری.....	۳۷
۱-۳-۴ - انجام آزمون پیش از پیاده‌سازی.....	۳۸
۱-۳-۵ - پیاده‌سازی ترانسفورماتور.....	۴۰
۱-۳-۶ - پیاده‌سازی تجهیزات جانبی.....	۴۲
۱-۴ - آزمون‌های الکتریکی در هنگام تحویل ترانسفورماتور	۴۳
۱-۴-۱ - آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA.....	۴۴

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ۱- ۴- ۲ - مقاومت عایقی هسته ۴۵
- ۱- ۴- ۳ - مقاومت عایقی سیم‌پیچ ۴۵
- ۱- ۴- ۴ - آزمون راکتانس نشی ۴۶
- ۱- ۴- ۵ - نسبت تبدیل سیم‌پیچ و آزمون پیوستگی تپ‌ها ۴۶
- ۱- ۴- ۶ - ضریب تلفات عایقی یا $\tan\delta$ ۴۶
- ۱- ۴- ۷ - آزمون تقسیم شار ۴۷
- ۱- ۴- ۸ - آزمون‌های الکتریکی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور ۴۷
- ۱- ۵- ۵ - بازیابی داخلی ۴۷
- ۱- ۵- ۱ - توصیه‌های لازم در هنگام بازیابی داخلی ۴۷
- ۱- ۵- ۲ - اهداف بازیابی داخلی ۴۹
- ۱- ۶- ۶ - نگهداری ترانسفورماتور در انبار ۵۰
- ۱- ۶- ۱ - توصیه‌های کلی ۵۰
- ۱- ۶- ۲ - روش‌ها و دوره نگهداری در انبار ۵۱
- ۱- ۶- ۳ - نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن ۵۲
- ۱- ۶- ۴ - نگهداری ترانسفورماتور با روغن در انبار ۵۲
- ۱- ۶- ۵ - نگهداری قطعات جانبی ترانسفورماتور در انبار ۵۳
- ۱- ۶- ۶ - نگهداری ترانسفورماتور هرمتیک در انبار ۵۴
- ۱- ۶- ۷ - نگهداری روغن ترانسفورماتور در انبار ۵۴
- ۱- ۶- ۸ - پایان دوره نگهداری در انبار ۵۵
- ۱- ۷- ۷ - آزمون‌های روغن نو ۵۵
- ۱- ۸- ۸ - نصب ترانسفورماتور ۵۹
- ۱- ۹- ۹ - خشک کردن ترانسفورماتور ۵۹
- ۱- ۹- ۱ - خشک کردن ترانسفورماتور نو در محل ۵۹
- ۱- ۹- ۲ - تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر ۶۱
- ۱- ۹- ۳ - اصول علمی خشک کردن سیستم عایقی ترانسفورماتور ۶۱

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ۱- ۹- ۴- گرم کردن سیم‌پیچ با روغن و خشک کردن آن با خلاء..... ۶۶
- ۱- ۹- ۵- سایر روش‌های خشک کردن عایق ترانسفورماتور..... ۷۴
- ۱- ۹- ۶- نکات ایمنی در هنگام خشک کردن ترانسفورماتور..... ۷۶
- ۱- ۱۰- ۱- پر کردن نهایی ترانسفورماتور از روغن ۷۶
- ۱- ۱۰- ۱- آماده‌سازی جهت تزریق روغن..... ۷۶
- ۱- ۱۰- ۲- آماده‌سازی برای خلاء..... ۷۷
- ۱- ۱۰- ۳- فرآیند خلاء..... ۷۸
- ۱- ۱۰- ۴- تزریق روغن..... ۷۹
- ۱- ۱۱- آزمون‌های پیش از برق‌دار کردن ترانسفورماتور..... ۸۱
- ۱- ۱۲- برق‌دار کردن ترانسفورماتور..... ۸۵
- ۲- آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور..... ۹۰
- ۲- ۱- مقدمه..... ۹۰
- ۲- ۲- آزمون‌های دوره‌ای روغن..... ۹۰
- ۲- ۲- ۱- کلیاتی در مورد روغن و فرآیند پیری آن..... ۹۰
- ۲- ۲- ۲- تاثیرپذیری مشخصات مختلف روغن از خطاهای ترانسفورماتور..... ۹۵
- ۲- ۲- ۳- جمع‌بندی آزمون‌های سالیانه و نحوه عیب‌یابی ترانسفورماتور انتقال بر اساس نتایج آزمون‌های روغن..... ۹۷
- ۲- ۲- ۴- شاخص کیفیت روغن..... ۱۰۳
- ۲- ۲- ۵- شرح آزمون‌های مختلف روغن..... ۱۰۴
- ۲- ۳- ۱- بازبینی ظاهری..... ۱۱۴
- ۲- ۳- ۱- مقدمه..... ۱۱۴
- ۲- ۳- ۲- تانک ترانسفورماتور، اتصالات و واشرها..... ۱۱۴
- ۲- ۳- ۳- جعبه ترمینال..... ۱۱۶
- ۲- ۳- ۴- دماسنج‌های عقربه‌ای (ترموترها)..... ۱۱۶
- ۲- ۳- ۵- کنسرواتور..... ۱۲۱

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱۲۵	۲- ۳- ۶- رله فشار شکن
۱۲۶	۲- ۳- ۷- رله بوخه‌لتنس
۱۲۷	۲- ۳- ۸- رله خرابی کیسه هوا (Air Bag)
۱۲۸	۲- ۳- ۹- سیستم خنک‌کننده
۱۳۲	۲- ۳- ۱۰- بازبینی‌های ماهیانه
۱۳۳	۲- ۴- آزمون‌های الکتریکی
۱۳۳	۲- ۴- ۱- مقدمه
۱۳۳	۲- ۴- ۲- آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها
۱۳۹	۲- ۴- ۳- آزمون نسبت تبدیل
۱۴۱	۲- ۴- ۴- آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون
۱۵۰	۲- ۴- ۵- آزمون مقاومت عایقی هسته
۱۵۲	۲- ۴- ۶- آزمون تلفات عایقی ($\tan\delta$) و خازن سیم‌پیچ‌ها
۱۶۰	۲- ۴- ۷- آزمون تقسیم شار
۱۶۲	۲- ۴- ۸- آزمون جریان بی‌باری
۱۶۸	۲- ۴- ۹- آزمون امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشی)
۱۷۲	۲- ۴- ۱۰- آزمون ولتاژ القایی
۱۷۷	۲- ۴- ۱۱- تخلیه جزئی
۱۸۲	۲- ۴- ۱۲- تحلیل پاسخ فرکانسی
۱۸۸	۲- ۴- ۱۳- آزمون پاسخ عایقی (DFR یا FDS)
۱۹۱	۲- ۴- ۱۴- آزمون گروه برداری
۱۹۳	۲- ۴- ۱۵- زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای
۱۹۴	۲- ۵- سایر آزمون‌های عیب‌یابی ترانسفورماتور
۱۹۴	۲- ۵- ۱- آنالیز مشتقات فوران
۱۹۹	۲- ۵- ۲- عدد پلیمریزاسیون کاغذ
۲۰۰	۲- ۵- ۳- ترموگرافی

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳- آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور.....	۲۰۶
۳-۱- مقدمه.....	۲۰۶
۳-۲- آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ.....	۲۰۶
۳-۲-۱- مقدمه.....	۲۰۶
۳-۲-۲- خازن و ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$).....	۲۰۶
۳-۲-۳- بازیابی ظاهری.....	۲۱۵
۳-۲-۴- تحلیل گازهای محلول در روغن بوشینگ.....	۲۱۶
۳-۲-۵- تخلیه جزئی.....	۲۲۰
۳-۲-۶- زمان‌بندی انجام آزمون‌ها.....	۲۲۰
۳-۳- آزمون‌های دوره‌ای تپ‌چنجر.....	۲۲۰
۳-۳-۱- مقدمه.....	۲۲۰
۳-۳-۲- کلیاتی در مورد تپ‌چنجر.....	۲۲۲
۳-۳-۳- بازیابی‌های OLTC در فواصل ماهیانه.....	۲۲۶
۳-۳-۴- بازیابی‌های OLTC در فواصل زمانی یک تا سه سال.....	۲۲۶
۳-۳-۵- بازیابی داخلی OLTC.....	۲۲۹
۳-۳-۶- آزمون‌های پیشرفته تپ‌چنجر.....	۲۳۲
۳-۳-۷- کنترل‌های دوره‌ای تپ‌چنجر آفلاین DETC.....	۲۳۳
۴- تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA).....	۲۳۸
۴-۱- مقدمه.....	۲۳۸
۴-۲- مکانیسم تولید گاز در ترانسفورماتور.....	۲۳۹
۴-۲-۱- معرفی گازهای مهم در DGA.....	۲۳۹
۴-۲-۲- تولید گاز در اثر تجزیه روغن.....	۲۴۰
۴-۲-۳- تجزیه عایق سلولزی.....	۲۴۱
۴-۲-۴- تمایل روغن به تولید گاز.....	۲۴۱
۴-۲-۵- سایر منابع تولید گاز.....	۲۴۲

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲۴۲	۴-۳- تقسیم‌بندی خطاها
۲۴۳	۴-۴- تفسیر نتایج آزمون DGA
۲۴۳	۴-۴-۱- روش نسبت گازهای پایه (Basic Gas Ratio) مطابق IEC 60599
۲۴۷	۴-۴-۲- مقادیر معمول گازها و نرخ افزایش آن‌ها مطابق IEC 60599
۲۴۸	۴-۴-۳- نسبت‌های کمکی در IEC 60599
۲۵۰	۴-۴-۴- نحوه اعمال نسبت‌ها به گازهای موجود در رله بوخه‌لئس
۲۵۲	۴-۴-۵- روش مثلث دوال
۲۵۶	۴-۴-۶- روش نسبت‌های راجرز
۲۵۷	۴-۴-۷- روش گازهای کلیدی (Key Gas)
۲۶۰	۴-۴-۸- روش نسبت‌های دورنبرگ
۲۶۳	۴-۴-۹- روش MSS برای تشخیص نوع خطا
۲۶۵	۴-۴-۱۰- ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور بر اساس مقدار گازهای قابل اشتعال و مجموع آن‌ها
۲۷۲	۴-۴-۱۱- نکات قابل توجه تحلیل DGA از سایر مراجع
۲۷۷	۴-۴-۱۲- خطاهای مختلفی که می‌توانند منجر به تولید گاز شوند
۲۷۹	۴-۵- اطلاعات خاصی که بایستی در گزارش DGA قید شود
۲۸۰	۴-۶- فرآیند انجام آزمون DGA
۲۸۲	۴-۷- نمونه‌برداری از روغن
۲۸۳	۴-۷-۱- ایمنی و کیفیت نمونه‌برداری
۲۸۴	۴-۷-۲- تمیز کردن محل نمونه‌برداری
۲۸۵	۴-۷-۳- اتصال بین محل نمونه‌برداری و ظرف نمونه‌گیری
۲۸۵	۴-۷-۴- انتخاب ظرف نمونه‌گیری
۲۸۸	۴-۷-۵- تمیز کردن ظرف نمونه‌برداری
۲۹۲	۴-۷-۶- نمونه‌برداری با سرنگ
۲۹۴	۴-۷-۷- نمونه برداری با سیلندر دوطرفه
۲۹۷	۴-۷-۸- نمونه‌برداری با بطری شیشه‌ای یا فلزی غیر قابل انعطاف

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ۴- ۷- ۹ - نمونه‌برداری روغن با بطری پلاستیکی..... ۲۹۸
- ۴- ۷- ۱۰ - نگهداری و انتقال نمونه..... ۲۹۸
- ۴- ۷- ۱۱ - برچسب‌زدن نمونه‌ها..... ۲۹۹
- ۴- ۸- - نمونه‌برداری گاز رله بوخه‌لتس ۳۰۰
- ۴- ۸- ۱ - تجهیز نمونه‌گیری از گاز..... ۳۰۱
- ۴- ۸- ۲ - فرآیند نمونه‌گیری..... ۳۰۱
- ۴- ۹- - کلیاتی در مورد اندازه‌گیری گازهای محلول ۳۰۲
- ۴- ۹- ۱ - استخراج گاز از روغن..... ۳۰۳
- ۴- ۹- ۲ - اندازه‌گیری گازها به کمک گاز کروماتوگراف..... ۳۰۵
- ۴- ۹- ۳ - کالیبراسیون دستگاه‌های اندازه‌گیری..... ۳۰۶
- ۴- ۹- ۴ - حداقل حدود تشخیص گاز..... ۳۰۷
- ۴- ۹- ۵ - تکرارپذیری، بازتولید و دقت..... ۳۰۷
- ۴- ۱۰- - موارد ایجاد کننده اشکال در تحلیل DGA ۳۰۸
- ۴- ۱۰- ۱ - تولید گازهای پراکنده..... ۳۰۸
- ۴- ۱۰- ۲ - گازهای به دام افتاده در سیستم کاغذ و روغن..... ۳۱۲
- ۴- ۱۱- - روش‌های پایش آنلاین ترانسفورماتور ۳۱۳
- ۴- ۱۱- ۱ - مقدمه..... ۳۱۳
- ۴- ۱۱- ۲ - پایش گازهای محلول در روغن..... ۳۱۵
- ۴- ۱۱- ۳ - جمع‌بندی مطالعات CIGRE در مورد دستگاه‌های پایش آنلاین گاز..... ۳۱۷
- ۵- - بارگذاری ترانسفورماتور قدرت ۳۲۲
- ۵- ۱- - مقدمه ۳۲۲
- ۵- ۲- - اهمیت بارگذاری و تلفات ترانسفورماتور ۳۲۲
- ۵- ۳- - عوامل تاثیرگذار بر تحمل اضافه‌بار ترانسفورماتور ۳۲۴
- ۵- ۳- ۱ - تاثیر دمای محیط و ارتفاع بر تحمل اضافه‌بار..... ۳۲۵
- ۵- ۳- ۲ - تاثیر دوره‌ای بودن بار بر تحمل اضافه‌بار..... ۳۲۶

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۳۲۷	۵-۳-۳- تاثیر ابعاد ترانسفورماتور بر اضافه بار.....
۳۲۷	۵-۴- عواقب و خطرات اضافه بار در ترانسفورماتور.....
۳۲۷	۵-۴-۱- عواقب عمومی اضافه بار ترانسفورماتور.....
۳۲۸	۵-۴-۲- پدیده های خطرناک در هنگام اضافه بار ترانسفورماتور با ماهیت ناگهانی.....
۳۳۰	۵-۵- نرخ پیری نسبی و عمر عایقی ترانسفورماتور.....
۳۳۱	۵-۶- محدودیت های اضافه بار ترانسفورماتور.....
۳۳۱	۵-۶-۱- محدودیت های دما و جریان.....
۳۳۱	۵-۶-۲- سایر محدودیت های ترانسفورماتورهای متوسط و بزرگ.....
۳۳۳	۵-۷- تعیین دمای نقطه داغ.....
۳۳۳	۵-۷-۱- تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار.....
۳۳۳	۵-۷-۲- تعیین نقطه داغ با تغییرات دمای محیط و مقدار بار.....
۳۳۵	۵-۷-۳- استفاده از سیستم مانیتورینگ برای اضافه بار ترانسفورماتور.....
۳۳۷	ضمائم.....
۳۳۸	پیوست ۱- محاسبه نقطه داغ به روش نمایی بر اساس استاندارد IEC 60076-7.....
۳۴۵	پیوست ۲- اندازه گیری ضریب (g) و انتخاب ضریب (H) طبق IEC 60076-2.....
۳۴۹	پیوست ۳- ارزیابی رطوبت در روغن و سیستم عایقی.....
۳۵۱	پیوست ۴- روش های تصفیه روغن.....
۳۶۱	پیوست ۵- نمونه های عملی از تحلیل گازهای محلول در روغن.....
۳۶۵	پیوست ۶- جدول آنالیز عیوب ترانسفورماتورهای قدرت.....
۳۷۶	پیوست ۷- چک لیست آزمون های ترانسفورماتور قدرت.....
۴۰۹	پیوست ۸- فرم های Test Sheets.....
۴۳۷	۶- مراجع.....

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیش گفتار

ترانسفورماتورهای قدرت از تجهیزات اصلی، کلیدی و ارزشمند شبکه انتقال برق کشور بوده که نقش مهم و بارزی در حفظ امنیت و پایداری شبکه برق کشور دارند. با توجه به ارزش ریالی قابل توجه این تجهیزات مهم، نگهداری و بهره برداری مطلوب از آنها دارای اهمیت ویژه می باشد.

اگرچه کتب، مقالات و استانداردهای متعددی در زمینه تعمیر، نگهداری و بهره برداری ترانسفورماتورهای قدرت وجود دارد اما تنوع، گستردگی مطالب و عدم دسترسی همگانی به چنین مراجعی همواره یکی از موانع اصلی در افزایش سطح دانش عمومی و بهره برداری مطلوب و بهینه در این زمینه بوده است. از این رو شرکت مدیریت شبکه برق ایران در راستای وظایف سازمانی خود مصمم گردید تا جهت ایجاد وحدت رویه در این زمینه به کمک اساتید و کارشناسان خبره صنعت برق، سندی را جهت رفع کمبودهایی که در این زمینه وجود دارد تهیه نماید.

به همین منظور و با توجه به استقبال گسترده و اشتیاق همکاران در سطح شرکت های برق منطقه ای، تهیه دستورالعمل جامعی در سال ۹۷ در دستور کار شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گرفت. برای دستیابی به این هدف پروژه ای تحقیقاتی تعریف گردید و مطالعات لازم و آماده سازی پیش نویس سند توسط جمعی از اساتید محترم دانشگاه تهران صورت گرفت. پس از آماده سازی سند، نقطه نظرات شرکت های برق منطقه ای و جمعی از کارشناسان خبره اخذ شد و سپس با برگزاری بیش از سی جلسه کاری در محل این شرکت، کلیه نقطه نظرات مورد بررسی قرار گرفته و پس از انجام اصلاحات لازم، ویرایش اول آماده گردید. در این دستورالعمل موضوعات مهمی از قبیل حمل و نقل، تحویل، تست و راه اندازی ترانسفورماتور قبل از تحویل، آزمون های دوره ای و تجهیزات جانبی ترانسفورماتور، تحلیل جامع گازهای محلول در روغن و نیز بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت مورد بررسی قرار گرفته است. شایان ذکر است که با توجه به بررسی های به عمل آمده در سالیان اخیر و با عنایت به گزارش ادواری سال ۹۸، در حال حاضر حدود ۹۰٪ ترانسفورماتورهای قدرت در شبکه انتقال در وضعیت نرمال بوده و تعداد بسیار اندکی از آنها دارای ضعف هایی از قبیل اشکالات حرارتی، الکتریکی و پیری سیستم عایقی می باشند و انتظار می رود با اجرای کامل مفاد این سند، بروز اشکال و خرابی در این تجهیزات به حداقل مقدار ممکن کاهش یابد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

در طول مدت تهیه این نظام نامه، جناب آقای دکتر داود فرخزاد ریاست محترم هیات مدیره و مدیر عامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران مشوق و حامی گروه تدوین این سند بوده اند و قطعاً بدون پشتیبانی ایشان این مهم محقق نمی شد. این سند توسط اساتید برجسته و خبره دانشگاه تهران آقایان دکتر حسین محسنی، دکتر امیرعباس شایگانی اکمل، دکتر محمدحامد صمیمی تدوین و با هدایت و نظارت آقای مهندس حسین ایوب زاده و همکاری آقایان مهندس حمید اسکندری، مهندس علی سجادی و همچنین، آقای مهندس علی رحیم زاده خوشرو نهائی گردیده است. در این رابطه از نقطه نظرات مفید همکاران و کارشناسان محترم شرکت های برق منطقه ای و نیز از دانش و تجارب ارزنده محققین و صاحب نظران صنعت برق کشور بخصوص آقایان مهندس منوچهریان، مهندس آرش آقائی فر، مهندس محسن محسنی، مهندس سیامک غفاری، مهندس حیدربزرگ و مهندس حرمت الله فیروزی استفاده شده است. آقای مهندس آرمان سلیمی بنی و همکاران ایشان در دفتر تحقیقات و توسعه فن آوری در به ثمر رسیدن قرارداد پروژه تحقیقاتی تلاش وافر نموده اند. خانم مهندس مریم حریرفروش در ویرایش این سند همکاری داشته اند. ضمناً چکیده مطالب و موضوعات مهم دستورالعمل های به روز و استانداردهای معتبر بین المللی در مفاد این سند لحاظ شده است.

در راستای نیل به اهداف پایداری شبکه اصلی برق کشور، ویرایش دوم نظام نامه با به روزرسانی و تکمیل مباحث قبلی آماده انتشار شده و لذا اجرای کامل مفاد نظام نامه " نگهداری، تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت " توسط کلیه شرکت های برق منطقه ای و شرکت های ذیربط مورد تأکید و انتظار می باشد. شرکت مدیریت شبکه برق ایران از همه اساتید و کارشناسانی که با در اختیار قرار دادن دانش فنی و وقت گران بهای خود در تهیه، نگارش، تدوین و بازنگری این سند همکاری نموده اند تشکر و قدردانی نموده و امیدوار است جهت تکمیل و به روزآوری آن در ویرایش های بعدی از نقطه نظرات ارزشمند متخصصین صنعت برق کشور بیش از پیش بهره مند گردد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

به نام خدا

نظر به اهمیت ترانسفورماتورها در برق رسانی مطمئن، دستورالعمل ارائه شده پیرو ابلاغ قرارداد پژوهشی با عنوان: «پژوهش و تدوین دستورالعمل جامع بهره برداری، نگهداری و عیب یابی ترانسفورماتورهای قدرت» و با پیگیری و جدیت معاونت برنامه ریزی و نظارت بر امنیت شبکه از طرف شرکت مدیریت شبکه برق ایران به معاونت پژوهشی دانشگاه تهران در مدت هجده ماه از تاریخ ۹۷/۶/۳ تا تاریخ ۹۸/۱۲/۳ انجام گرفت.

روند تدوین دستورالعمل جامع در پروژه فوق به این شکل بود که منابع مختلف اعم از استانداردها، کتابها، بروشورهای فنی و همچنین، دستورالعملهای داخلی شرکت های برق منطقه ای، دستورالعمل چند شرکت برق در کشورهای آلمان، اتریش، امریکا و کانادا و سازندگان داخل و خارج ایران مورد مطالعه قرار می گرفت و یک پیش نویس از انواع روش های مختلف تهیه می شد. در مرحله بعد جلساتی در محل شرکت برق منطقه ای با حضور جناب آقای مهندس ایوب زاده، معاون محترم شرکت مدیریت شبکه برق ایران، آقای مهندس اسکندری، مدیر دفتر مطالعات حفاظت، آقای مهندس سجادی رئیس گروه نظارت بر بهره برداری تجهیزات و آقای مهندس خوشرو از افراد با تجربه در زمینه بهره برداری ترانسفورماتور، از طرف شرکت مدیریت شبکه برق ایران و آقای دکتر امیرعباس شایگانی اکمل و آقای دکتر محمد حامد صمیمی و اینجانب از طرف دانشگاه برگزار می شد. در این جلسات، پیش نویس های تهیه شده خط به خط مورد مذاقه و بحث قرار می گرفت و بر اساس تجربیات افراد و نظرات آنها اصلاح می گردید که نتیجه آن یک نسخه کاهش حجم یافته برای نظام نامه بود. در مرحله بعد، پیش نویس نظام نامه جهت مطالعه و اعلام نظرات برای افراد کمیته ترانسفورماتور که از متخصصان صاحب نظر بودند و همچنین شرکت های برق منطقه ای مختلف ارسال می گردید. سپس در جلسات دیگری، نظرات اصلاحی شرکت های برق منطقه ای و متخصصان مورد بررسی قرار می گرفت و اصلاحات مربوطه در متن نظام نامه اعمال می شد. پس از اتمام مراحل فوق و نهایی شدن نظام نامه، جداولی جهت انجام آزمون ها و همچنین، چک لیست مراتب مراقبت و نگهداری تهیه گردید تا در شرکت های برق منطقه ای مورد استفاده قرار گیرد. واضح است که چنین نظام نامه ای احتیاج به اصلاحات پس از پیاده سازی و در طول زمان دارد. امید که اصلاح چندباره این نظام نامه طی سالیان آتی منجر به یک دستورالعمل کم نقص و موثر در کاهش حوادث ترانسفورماتورهای قدرت باشد.

حسین محسنی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فصل اول

حمل و نقل، تحویل و راه‌اندازی ترانسفورماتور

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱- حمل و نقل، تحویل و راه اندازی ترانسفورماتور

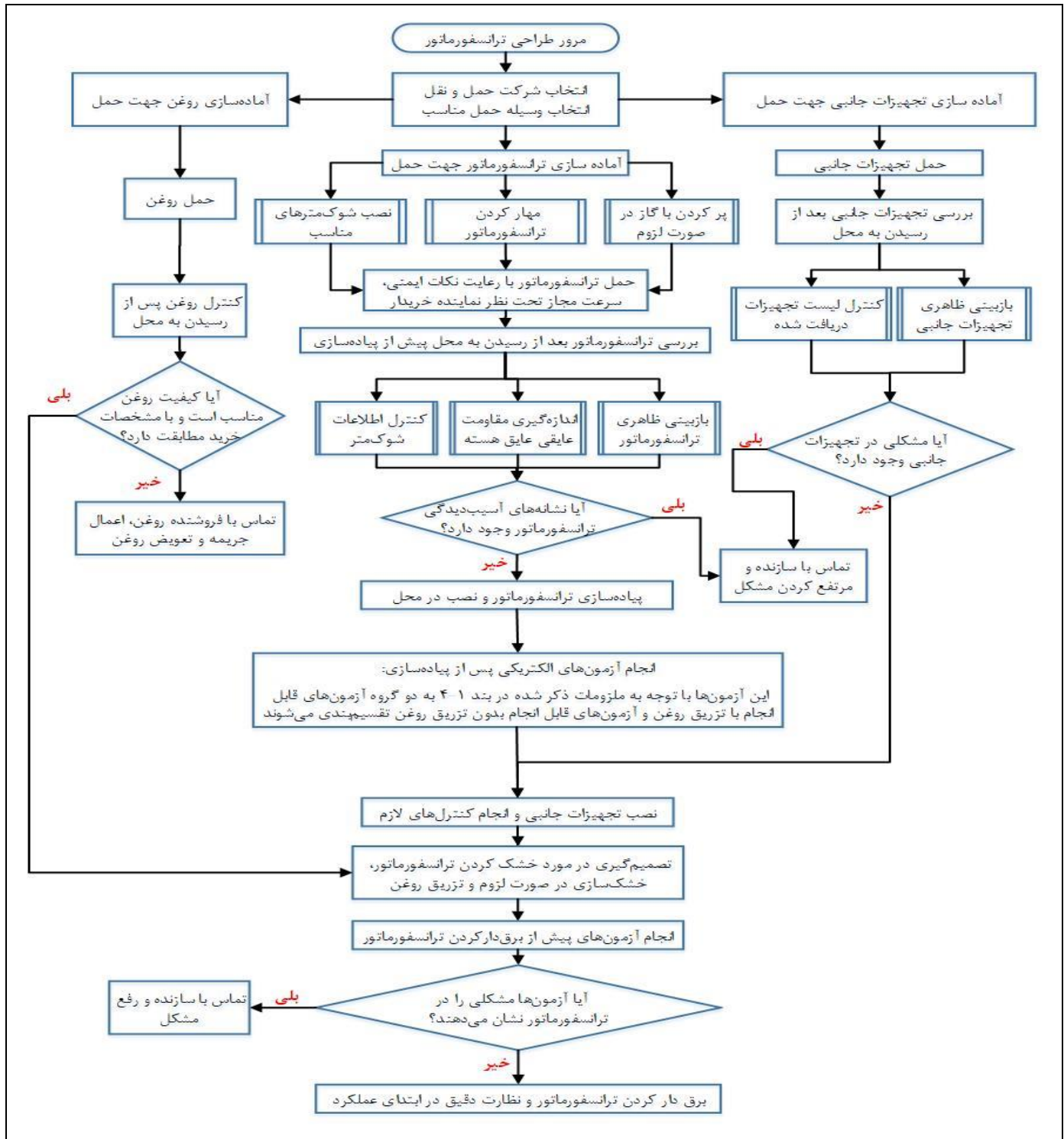
۱-۱- مقدمه

در این فصل نحوه حمل و نقل صحیح ترانسفورماتور، نکات مهم در هنگام تحویل و آزمون های پیش از راه اندازی آن مورد بررسی قرار می گیرد. نکته مهم آن است که مالکین نهایی ترانسفورماتور بخش های بهره برداری در شرکت های برق منطقه ای و شرکت های ذیربط بوده که انتظار می رود در سال های متمادی از این تجهیزات گران قیمت بهره برداری نمایند. لذا لازم است واحد بهره بردار از اولین مراحل طراحی در جریان امور قرار گرفته و توجه کند که طراحی و حمل و نقل مطلوب این تجهیز باعث خواهد شد تا ترانسفورماتور در طول عمر خود با مشکلات کمتری مواجه باشد. از این رو توصیه می شود که بهره بردار در مورد ترانسفورماتوری که قرار است ساخته و تحویل شود، مراحل مختلف را پیگیری کرده و حساسیت لازم در زمینه طراحی و حمل و نقل مناسب آن را داشته باشد. این در حالی است که این مراحل معمولاً توسط سازنده یا معاونت طرح و توسعه هماهنگ می شود و سپس تجهیز در اختیار بهره بردار قرار می گیرد اما این موضوع نباید منجر به این مسئله شود که در هنگام طراحی، ساخت و یا حمل و نقل، واحد بهره بردار اطلاعی از موضوعات مذکور نداشته باشد. لازم به ذکر است که با هم فکری سازنده، واحدهای طرح و توسعه و بهره برداری است که ترانسفورماتور به صورت بهینه ساخته شده و در طول عمر خود با کمترین اشکال مواجه خواهد شد. لذا اطلاع از موارد ارائه شده به همه بهره برداران توصیه می گردد. نکته دیگر آن است در صورتی که شرایط سایت نهایی نصب ترانسفورماتور مشخص نباشد، بایستی بدترین شرایط سایت در زمان طراحی مدنظر گرفته شود.

نکته مهم دیگر آن است که بین حمل و نقل ترانسفورماتور نو و ترانسفورماتور کارکرده تفاوت هایی وجود دارد. در سایر موارد که هیچ ذکری از ترانسفورماتور نو یا کارکرده نشده، نکات مذکور در هر دو مورد صادق بوده و بایستی رعایت شود.

در نهایت به جهت ارائه دید کلی از مراحل ارائه شده در این فصل از نظام نامه، فلوچارت جزئیات مراحل حمل و نقل ترانسفورماتور تا پایان زمان برق دار کردن ترانسفورماتور به صورت تشریحی در فلوچارت ارائه شده در شکل (۱-۱) نشان داده شده است.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۱-۱): فلوچارت مراحل حمل و نقل ترانسفورماتور تا برق‌دار کردن

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱-۲- حمل و نقل ترانسفورماتور

۱-۲-۱- انتخاب شرکت حمل و نقل

شرکتی که برای حمل ترانسفورماتور انتخاب می‌شود بایستی دارای سابقه و تجربیات کافی در این زمینه بوده و به تجهیزات مناسب مجهز باشد. یک نکته مهم بررسی بیمه شرکت و میزان پوشش آن در مقابل حوادث مختلفی است که ممکن است در هنگام حمل اتفاق افتد [۱].

در مراجع معتبر سه روش برای حمل و تحویل ترانسفورماتور از دیدگاه مسئولیت طرفین وجود دارد [۲]:
حالت الف) زمانی است که سازنده مسئول پرداخت هزینه و برنامه‌ریزی حمل تا نقطه‌ای مشخص است اما حمل تا محل نصب نهائی و همچنین، پیاده‌سازی ترانسفورماتور توسط خریدار برنامه‌ریزی و انجام می‌شود.

حالت ب) زمانی است که سازنده مسئول حمل، تحویل و پیاده‌سازی ترانسفورماتور تا محل نصب نهائی آن و همچنین، نصب و راه‌اندازی آن است. این روش، رویه معمول است و قویاً توصیه می‌شود از چنین رویه‌ای استفاده شود چرا که نقطه دقیق تحویل مسئولیت ترانسفورماتور به خریدار را تعیین می‌کند و از لحاظ مسائل گارانتی، وضعیت ترانسفورماتور مشخص‌تر است.

حالت ج) در این حالت تمام مسئولیت حمل و نقل و نصب ترانسفورماتور بر عهده خریدار بوده و سازنده تنها وظیفه بارگیری ترانسفورماتور بر روی وسیله حمل را بر عهده دارد.

۱-۲-۲- نکات مهم پیش از حمل در ترانسفورماتورهای نو

اطلاعات و نیازمندی‌های حمل و نقل ترانسفورماتور باید با تحلیل همه حالت‌های مورد نیاز در فاز طراحی ترانسفورماتور و پیش از ساخت مشخص شود. لذا ضروری است محل نصب ترانسفورماتور و روش‌های حمل آن تعیین و ظرفیت حمل بار، وضعیت جاده، پل‌ها و ... مشخص شود. بر اساس موارد مذکور ممکن است حمل ترانسفورماتور به صورت دریایی، زمینی و یا ریلی انجام شود. همچنین، با توجه به محدودیت‌ها ممکن است ترانسفورماتور به صورت تک‌فاز یا سه‌فاز ساخته و حمل شود.

وسیله حمل ترانسفورماتور نیز بر اساس وضعیت مسیر و زیرسازی آن، وزن ترانسفورماتور و پیچ و خم‌های موجود در مسیر تعیین می‌شود [۳]. ضمناً بایستی محاسبات لازم در مورد نحوه توزیع نیروها بر روی محور وسیله نقلیه و میزان نیروی وارد بر جاده انجام شود. معمولاً کشورهای مختلف استانداردهایی برای محاسبات این گونه موارد دارند. در صورت لزوم مراجعه به استانداردهای اشاره شده در صفحه بعد توصیه می‌شود:

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- EN 12195 – 1, Load restraining on road vehicles [4]
- VD I2700, Securing loads on road vehicles [5]
- Cargo securement (NSC Standard 10)

- دستورالعمل جابه‌جایی محموله ترافیکی در راه‌های کشور.

همه اجزای خارجی ترانسفورماتور از قبیل لوله‌ها، اتصالات و نشان‌گرها بایستی به نحو مناسبی در مقابل آسیب‌های حمل و نقل، با کاور و پوشش مناسب حفاظت شده باشند.

اطلاعات مهم شامل ابعاد، وزن، مرکز ثقل، نقاط تعبیه شده جهت بلندکردن (محل‌های جک زدن) بایستی توسط سازنده در نقشه مشخص گردد. همچنین، مرکز ثقل برای حالت‌های مختلف پر شده و خالی از روغن تعیین شده باشد. اطلاعات مهم نظیر وزن و مرکز ثقل (با و بدون روغن) نیز بایستی به نحو قابل‌رویت بر روی خود ترانسفورماتور علامت‌گذاری شده باشد. گاهی اوقات نگهدارنده‌های موقتی برای مهار اکتیو پارت ترانسفورماتور در حین حمل در نظر گرفته می‌شود که پیش از راه‌اندازی باید برداشته شوند. ضروری است که وجود این قطعات نیز با پلاکی واضح بر روی ترانسفورماتور مشخص گردد.

تصمیم در مورد حمل ترانسفورماتور با یا بدون روغن نیز باید با نظر سازنده مشخص شود. در مرحله اول ابعاد و وزن ترانسفورماتور عامل تعیین‌کننده است. این مسئله تابع قوانین زیست محیطی نیز خواهد بود چرا که ترانسفورماتور چند هزار لیتر روغن دارد که نشت آن می‌تواند آسیب‌هایی را به محیط زیست وارد کند [۲]. در صورتی که ترانسفورماتور با روغن حمل شود، تمهیدات لازم باید در مورد انبساط و انقباض روغن لحاظ گردد.

در زمان حمل و نقل ترانسفورماتور بایستی به دستورالعمل‌های ایمنی مربوط به خود ترانسفورماتور و حمل و نقل نیز توجه شود تا حوادث احتمالی به حداقل برسند.

۱-۲-۳ - نکات پیش از حمل در مورد ترانسفورماتورهای موجود (کارکرده)

در صورتی که حمل ترانسفورمانور بدون تخلیه کامل روغن مدنظر باشد باید حتماً بررسی شود که آیا ترانسفورماتور برای این نوع از حمل طراحی شده است یا خیر؟

در صورتی که ترانسفورماتور به صورت کامل بخواهد جابه‌جا شود باید به تنش وارده به تجهیزات خارجی آن مثل رادیاتورها، برق‌گیرها و میزان تنش منتقل شده به اتصالات داخلی آن توجه شود. برای بررسی قابلیت حمل ترانسفورماتور به صورت کامل (همراه با رادیاتور یا بوشینگ) و تحمل تنش‌های وارده به آن و همچنین، جهت بررسی میزان تنش‌های منتقل شده به اتصالات داخلی بایستی با سازنده مشورت شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نکته مهم دیگر آن است که گاهی برای مهار نیروهای حمل و نقل و مهار اکتیو پارت، از نگهدارنده‌هایی درون تانک استفاده می‌شود که پیش از شروع به کار ترانسفورماتور، این نگهدارنده‌ها برداشته می‌شوند. در مورد ترانسفورماتور کارکرده معمولاً این نگهدارنده‌ها وجود نداشته و در نتیجه نمی‌توانند مانند ترانسفورماتور نو حمل شوند. در چنین مواردی نیز جهت تصمیم‌گیری مناسب باید حتماً با سازنده مشورت شود.

علاوه بر موارد فوق، ممکن است پدهای جک طراحی شده در ترانسفورماتور توانایی تحمل وزن ترانسفورماتور با روغن را نداشته باشند در حالی که برای جابه‌جایی تجهیز از یک فیدر (Bay) به فیدر دیگر در داخل پست ممکن است این تصور ایجاد شود که احتیاجی به تخلیه روغن ترانسفورماتور وجود ندارد. این در حالی است که پد جک ممکن است تحمل این وزن را نداشته باشد. در این موارد نیز بایستی با سازنده مشورت گردد.

لازم به ذکر است که ترانسفورماتور کارکرده بایستی به همان‌گونه‌ای حمل شود که در هنگام نو بودن حمل شده است. برای مثال اگر ترانسفورماتور بدون روغن حمل شده است بایستی هم اکنون نیز بدون روغن حمل شود. در صورت تصمیم به تغییر شرایط حمل یا عدم اطلاع از نحوه حمل ترانسفورماتور در حالت نو، حتماً بایستی دستورالعمل‌های مناسب از سازنده دریافت شود. البته در مورد ترانسفورماتور کارکرده در صورت امکان بهتر است حمل آن با روغن صورت گیرد تا رطوبت به ترانسفورماتور نفوذ نکند. ضمناً بایستی بر این موضوع تاکید شود که در مورد ترانسفورماتور نو، غالباً فرآیند حمل و نقل و انتخاب شرکت حمل‌کننده توسط سازنده انجام می‌شود در حالی که در مورد ترانسفورماتور کارکرده انتخاب شرکت و فرآیند حمل آن بر عهده مالک ترانسفورماتور است. از این رو بایستی در انتخاب شرکت حمل و نقل دقت شده و در صورت عدم اطلاع کافی از شرکت‌های مختلف و تجربیات آن‌ها لازم است یک سازنده باتجربه طرف مشورت قرار گیرد.

در هر یک از موارد فوق در صورتی که سازنده در دسترس نباشد، موارد باید با مشورت سایر سازندگان موجود و افراد متخصص تعیین شود.

۱-۲-۴ - راهبردهایی در مورد مرور طراحی ترانسفورماتور

در فاز مرور طراحی ترانسفورماتور، حدود مجاز برای بارهای حین حمل توسط سازنده مشخص می‌شود. این اطلاعات باید در قالب حداکثر شتاب مجاز ناشی از بارهای مکانیکی یا حداکثر محتوای انرژی ناشی از

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

این بارهای مکانیکی بیان شود. این حدود باید به تفکیک برای هر یک از سه محور اصلی ترانسفورماتور تعیین شده باشد.

همچنین، مالک ترانسفورماتور بایستی برای حمل ترانسفورماتور در مورد تجربیات حمل و طراحی آن از سازنده سوال کند تا اطمینان حاصل شود که طراحی به گونه‌ای است که قادر به تحمل تنش‌های حین حمل می‌باشد. سازنده بایستی نقشه‌های دقیق و شفافی در اختیار بگذارد که نحوه بلندکردن ترانسفورماتور با جرثقیل یا حرکت به کمک جک‌های هیدرولیک و لغزش در همه راستاهای حرکت در آن مشخص شده باشد. نقشه باید به روشنی نقاطی را که جک‌ها قرار می‌گیرند و همچنین، محل بستن زنجیر یا تسمه و موارد مشابه را بیان کرده باشد.

پیش از جابه‌جائی ترانسفورماتور باید از محل نهایی قرار گرفتن آن بازدید به عمل آمده باشد و بر اساس محدودیت‌های موجود در محل تحویل، یک برنامه‌ریزی دقیق همراه با نقشه جامع برای چگونگی پیاده‌سازی و قرار گرفتن ترانسفورماتور در محل نهایی آن تهیه شده باشد [۳]. این نقشه بایستی شامل نحوه استفاده از ریل یا جک و همچنین، نحوه کشیدن افقی ترانسفورماتور نیز باشد. در موارد لزوم بایستی چرخ‌هایی همراه با ترانسفورماتور تحویل داده شود که معمولاً برای جابه‌جایی نهایی ترانسفورماتور و قرار گرفتن آن در محل نهایی استفاده می‌شود.

فهرستی از موارد ذکر شده که بایستی در فاز مرور طراحی مورد بحث قرار گیرد، به شرح ذیل ارائه می‌شود. برای هر قطعه بایستی روشن شود که چگونه سازنده از مناسب بودن آن‌ها برای حمل اطمینان حاصل کرده است. لازم به ذکر است که چهار مورد اول از موارد ذیل برای جابه‌جایی‌های بعدی و نگهداری سوابق حائز اهمیت است:

أ- آگاهی از چگونگی فشرده‌سازی (کلمپ شدن) ورق‌های هسته به منظور استفاده احتمالی در تعمیرات آتی. در این رابطه اطلاع از بعضی موارد برای جابه‌جایی‌های بعدی ترانسفورماتور در صورت بروز حادثه احتمالی به شرح ذیل ضروری است:

۱. در محل اتصالات بین یوغ و ستون،
۲. در ستون‌ها (به روش‌هایی مثل استفاده از بند و تسمه یا چسب)،
۳. در یوغ‌ها، تعداد و محل پیچ‌های یوغ، تسمه‌ها یا سایر اجزای نگهدارنده،
۴. نحوه محکم کردن مجموعه هسته در مقابل لغزیدن، پیچ‌های نگهدارنده، تسمه‌ها یا روش‌های استحکام دیگر،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۵. لزوم بررسی تعداد بانداژ و نیروی مجاز پرس هسته.
- ب- آگاهی از نحوه کولپینگ بین اکتیوپارت و تانک ترانسفورماتور به منظور جابه جایی های احتمالی ترانسفورماتور در آینده که در این رابطه اطلاعاتی به شرح ذیل مورد نیاز است:
 ۱. کولپینگ به چه صورت است؟ (ساخت، مواد، عایق)
 ۲. تعداد تجهیزات تقویت کننده در قسمت بالای اکتیوپارت چقدر است؟
 ۳. تعداد تجهیزات تقویت کننده در قسمت پایین اکتیوپارت چقدر است؟
 ۴. جزئیات عایق زیر اکتیوپارت باید بررسی گردد.
- ث- نوع اتصالات بیرون از صفحات فشرده شده (کلمپ شده) سیم پیچ برای انجام تعمیرات در صورت لزوم، اطلاع از وضعیت عایق ها به شرح ذیل ضروری است، خصوصاً که قسمت اتصال به بوشینگ از نقاطی می باشد که آمار آسیب در آن نقطه زیاد است:
 ۱. قطعات و نوارهای عایقی برای قسمت خروجی سیم پیچ (Lead exit)،
 ۲. انتهای آزاد سیم پیچ که قرار است به بوشینگ متصل شود،
 ۳. کابل ها و تیوب های فشارقوی،
 ۴. شیلدهای الکتریکی بوشینگ.
- ج- مرور ساختمان سایر قطعات:
 ۱. راکتورهای سری،
 ۲. سازه نگهدارنده CT،
 ۳. ورستورها.
- ح- سازه های موقت حین حمل که باید پیش از راه اندازی ترانسفورماتور جدا شوند (این سازه ها بایستی به تفکیک مشخص شوند). اطلاع از این سازه ها بسیار حائز اهمیت است چون اگر پیش از برقداری این سازه ها حذف نشوند می تواند در مدت زمان کوتاهی باعث بروز عیب در ترانسفورماتور شود.
- خ- آیا حمل ترانسفورماتور همراه با یکی از قطعات متصل به ترانسفورماتور به شرح زیر خواهد بود؟ (برای حمل و نقل های احتمالی ترانسفورماتور در آینده، ارائه این اطلاعات ضروری است)
 ۱. بوشینگ ها،
 ۲. کنسرواتور،
 ۳. تجهیزات خنک کننده.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۴. آیا Cable box و ملحقات آن بر روی ترانسفورماتور نصب و آب‌بندی شده است؟
- د- در صورتی که ترانسفورماتور با روغن حمل می‌شود بایستی در مورد اثر حرکت آزاد روغن و نحوه جلوگیری از عواقب احتمالی آن بررسی شود.
- ذ- کفایت طراحی کف ترانسفورماتور برای تحمل نیروها هنگام حمل با جک و ریل باید مورد بررسی قرار گیرد. اطلاع از این مورد برای تصمیم‌گیری در مورد نوع حمل و نصب ترانسفورماتور حائز اهمیت است.
- ر- تعداد حلقه‌ها و نقاط مهار جهت کشیدن افقی هنگام جاگذاری نهایی ترانسفورماتور و کفایت آن‌ها بایستی مورد بررسی قرار گیرد. همچنین، بررسی شود که ترانسفورماتور در هر دو راستای طولی و عرضی قابلیت کشیده شدن داشته باشد. اطلاع از این مسئله هنگام قرار دادن ترانسفورماتور بر روی فونداسیون و سایر جابه‌جایی‌های احتمالی مورد نیاز است..
- ز- سازنده باید مطلع باشد که در هنگام کشیدن افقی ترانسفورماتور، بلوک‌های مهارکننده ممکن است زیر قسمت سازه اصلی ترانسفورماتور قرار نگیرند. کف ترانسفورماتور باید تحمل چنین نیروهایی را داشته باشد، در غیر این صورت بایستی نقاطی که اجازه قرار گرفتن بلوک‌ها وجود ندارد به روشنی مشخص شده باشد. اطلاع از این موارد جهت حمل و نقل و جاگذاری ترانسفورماتور بر روی فونداسیون حائز اهمیت است.
- س- میزان نیروی پرس هر یک از سیم‌پیچ‌ها باید توسط سازنده ارائه گردد تا در هنگام انجام عملیات تعمیراتی و نصب مجدد سیم‌پیچ‌ها بتوان مقدار نیروی لازم را با توجه به میزان رطوبت تعیین و اعمال کرد. در هنگام تعمیر ترانسفورماتور به خصوص در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی باید دقت کرد که ساختار آن‌ها به صورت نسبی فرسوده شده و لذا باید با نیروی کاهش یافته اقدام به پرس نمود. همچنین، بایستی توجه داشت که مراحل مختلف پرس مثل پرس قبل از خشک کردن و پرس بعد از خشک کردن سیم‌پیچ با هم تفاوت‌هایی دارند لذا این کار بایستی توسط متخصصین مجرب انجام شود.
- ش- محل زمین شدن هسته و چهارچوب بایستی علامت گذاری شده باشد. این مساله خصوصاً هنگام انجام آزمایش‌های عایقی هسته حائز اهمیت است.
- ص- برای ترانسفورماتورهایی که از سیستم خنک‌سازی OFAF یا ODAF استفاده می‌کنند پلاک موقعیت شیرآلات روی بدنه نصب شده باشد. در چنین ترانسفورماتورهایی ممکن است همه پمپ‌ها

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

به صورت هم‌زمان با هم اجازه کار نداشته باشند و به صورت گروه‌هایی مشخص شوند. ممکن است با ورود هر یک از گروه‌ها به مدار لازم باشد تا وضعیت شیرهای پمپ‌ها تغییر داده شود. این موضوع بایستی توسط یک تابلو روی بدنه مشخص شده باشد. با توجه به اینکه تعویض هر گروه از فن‌ها توسط کلید سلکتوری به راحتی انجام می‌شود، در صورتی که تعویض وضعیت شیرها هم‌زمان با آن انجام نشود می‌تواند باعث فشار به پمپ‌ها و عملکرد رله حرارتی آن شود. لذا مناسب است که وضعیت شیرها نیز در پلاکی قید شده باشد.

۱-۲-۵ - آماده‌سازی جهت حمل

ا- تجهیزات الکترونیکی همراه ترانسفورماتور بایستی در مقابل باران و دیگر شرایط محیطی، حفاظت شده باشند. همچنین، قسمت‌هایی که در هنگام کار عادی روغن دارند و برای حمل از ترانسفورماتور جدا شده‌اند باید آب‌بندی بوده تا از ورود آلودگی به آن‌ها جلوگیری شود.

ب- در صورتی که بوشینگ‌ها در زمان حمل در حالت نصب شده هستند، باید توسط جامپر مناسب زمین شوند. همچنین، سیم‌پیچ ثانویه کلیه ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری بوشینگ (CT بوشینگ) بایستی در حالت اتصال کوتاه باشند.

ت- کلیه محفظه‌های داخلی فاقد گاز مثل داکت سیم‌پیچ سوم، داکت کابل‌ها (Cable Box) و تابلوی کنترل باید با قراردادن جاذب رطوبت مناسب مثل سیلیکاژل در مقابل تجمع رطوبت محافظت شوند.

ث- با توجه به اینکه قطعات جانبی به صورت مجزا حمل می‌شوند، سازنده بایستی یک لیست بسته‌بندی (Packing List) کامل و دقیق تهیه کند که در آن تعداد بسته‌ها و قطعات موجود در هر بسته به دقت مشخص شده باشد. این لیست برای کنترل کامل تحویل قطعات در پست الزامی است [۲].

۱-۲-۶ - پرکردن ترانسفورماتور با گاز

در صورتی که ترانسفورماتور بدون روغن حمل می‌شود باید تانک آن از گاز نیتروژن خشک پر شده و لذا پیش از حمل در کارخانه، باید آب‌بندی ترانسفورماتور توسط آزمون‌های فشار و خلاء کنترل شده باشد. همچنین، باید از خشک بودن گاز تزریقی اطمینان حاصل شود.

در استفاده از گاز نیتروژن بایستی به موارد ایمنی دقت کرد. با توجه به اینکه نیتروژن خشک قابل تنفس نیست، پیش از ورود به تانک ترانسفورماتور باید مطمئن شد هوای قابل تنفس (هوای خشک) جایگزین گاز

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

نیتروژن خشک شده است. فشار گاز داخل تانک در مورد نیتروژن بایستی نسبت به محیط حداقل به اندازه 200 mbar (3 psi) مثبت باشد تا از تنفس ترانسفورماتور جلوگیری شود [۲ و ۳]. میزان فشار باید به نحوی باشد که در پایین ترین دما نیز فشار مثبت نسبت به محیط حفظ شود. جهت اطمینان، باید سیستم تغذیه و کنترل گاز نیتروژن خشک همراه با ترانسفورماتور، حمل و به آن متصل شود. این موضوع شامل ترانسفورماتورهای کارکرده و همچنین، ترانسفورماتورهای نو است. ضمناً نشانگر میزان فشار داخلی بایستی جهت کنترل کاملاً در دسترس و یا در معرض دید باشد. در صورت امکان از تجهیزاتی که فشار گاز را ثبت می کنند استفاده شود.

باید حداقل دو کپسول گاز نیتروژن خشک همراه ترانسفورماتور موجود باشد که شیر یک کپسول در حالت باز و شیر دیگری در حالت بسته باشد [۳]. در این روش، در صورتی که ترانسفورماتور نشتی داشته باشد، گاز درون سیلندر برای جبران نشتی خالی می شود و تا زمانی که گاز موجود است فشار ثابت می ماند. اما در صورت کاهش فشار و بروز نشتی، گاز کافی برای ایجاد فشار مثبت وجود ندارد. در حالت حمل با شیر بسته، نشتی گاز به سرعت خود را نشان می دهد اما ممکن است کاهش فشار گاز منجر به تنفس ترانسفورماتور شود. بنابراین استفاده از دو کپسول یکی با شیر در وضعیت باز و دیگری به عنوان رزرو یک راه حل بهینه است. مشخصات و حجم کپسول های گاز نیتروژن با نظر سازنده تعیین می شود.

پس از تخلیه روغن و پرکردن تانک با گاز، در یک دوره ۱۲ یا ۲۴ ساعته نبایستی کار خاصی بر روی تانک انجام شود. در صورت امکان بهتر است نقطه شبنم گاز داخلی اندازه گیری شده و برای مقایسه با نقطه شبنم گاز پس از رسیدن ترانسفورماتور به مقصد استفاده شود. اندازه گیری نقطه شبنم گاز در استاندارد ASTM D2029 تشریح شده است. نقطه شبنم در مورد گاز نیتروژن باید کم تر از -50°C در دمای 20°C باشد [۳]. پیش از پایان دوره ۱۲ یا ۲۴ ساعته نبایستی شیر اتصال سیستم تغذیه نیتروژن به ترانسفورماتور جدا شود. در این دوره ۱۲ یا ۲۴ ساعته بایستی عدم افت فشار گاز کنترل شود.

در صورتی که سطوح داخلی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور مثل لوله ها رنگ نخورده باشد و یا در مقابل خوردگی محافظت نشده باشد، این تجهیزات نیز باید با نیتروژن پر شده و آب بندی شوند. آب بندی تجهیزات جانبی باید به نحوی باشد که نیاز به سیستم تغذیه گاز نباشد.

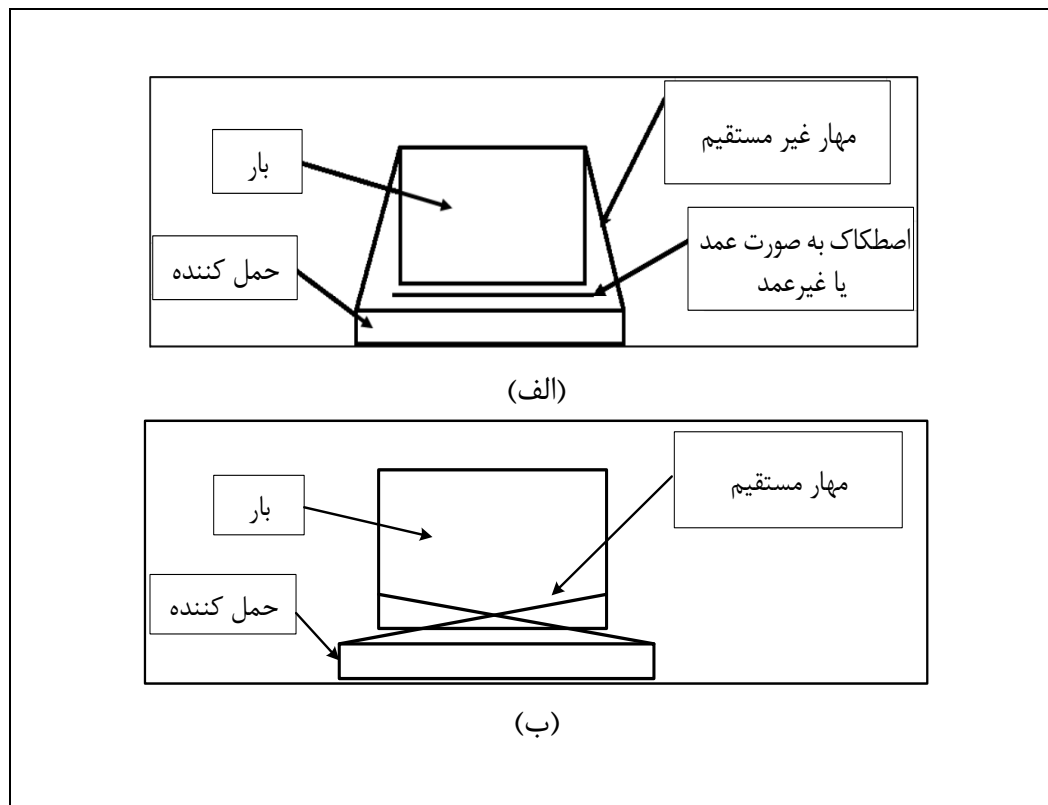
انتقال ترانسفورماتور در حالت پر شده با گاز معمولاً بایستی در زمان کم تر از ۶ ماه انجام شود. انتقال در زمان بالاتر از ۶ ماه بایستی توسط سازنده ترانسفورماتور تایید شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ضمناً در حالتی که ترانسفورماتور با روغن پر می‌شود بهتر است فضای بالای روغن از گاز نیتروژن در فشار مثبت پر شود. در هنگام حمل با روغن بایستی تمهیدات مناسب در مقابل نشت روغن پیش‌بینی و مجموعه اقدامات اضطراری در صورت نشت زیاد روغن پیش‌بینی شود.

۱-۲-۷ - مهار کردن ترانسفورماتور

ترانسفورماتور باید به نحو مناسبی بر روی وسیله حمل کننده مهار شود به گونه‌ای که امکان لغزش بر روی سطح حمل کننده و همچنین، احتمال واژگون شدن را نداشته باشد.



شکل (۱-۲): نحوه مهار ترانسفورماتور (الف) غیرمستقیم، (ب) مستقیم

مهار کردن ترانسفورماتور به دو گونه مهار مستقیم و مهار غیر مستقیم انجام می‌شود. در حالت مهار غیرمستقیم به طور معمول تعدادی از زنجیرها بار را به سمت پایین فشار می‌دهند تا میزان اصطکاک را افزایش داده و از جابه‌جایی آن جلوگیری کنند. نمونه‌ای از این حالت استفاده از یک تسمه بر روی ترانسفورماتور و محکم کردن دو سمت آن بر روی تریلر است. ممکن است از یک ماده با اصطکاک زیاد

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مثل یک صفحه لاستیکی بین ترانسفورماتور و سطح حمل کننده برای افزایش اصطکاک استفاده شود. در حالت مهار مستقیم، با نیروهای لغزش در راستای افقی مقابله خواهد شد. برای مثال یک زنجیر در ارتفاع پایین، ترانسفورماتور را از حرکت به چپ و راست باز می دارد. این دو نوع از مهار در شکل های (۱-۲) "الف" و "ب" نمایش داده شده است.

در مورد مهار ترانسفورماتور در هنگام حمل و نقل توجه به نکات زیر الزامی است:

ا- پیش از بارگیری، صفحه محل بارگیری و تجهیزات مهار بار باید چک شوند که کیفیت مناسبی داشته و مناسب بارگیری باشند.

ب- بار باید به نحوی مهار شود که نتواند وسیله حمل کننده را واژگون کند.

ت- همه ترانسفورماتورها باید دارای تعداد کافی محل تعبیه شده جهت اتصال زنجیر یا تسمه و مهار باشند.

ث- در هنگام بارگیری و مهار بایستی دستورالعمل سازنده کاملاً رعایت شود.

ج- تجهیزات مهار بایستی به نحوی باشند که توانایی تحمل ترمز شدید، پیچ شدید جاده و شرایط بد جاده یا شرایط بد جوی را داشته باشند.

ح- بهتر است مرکز ثقل ترانسفورماتور تا حد امکان در مرکز محل بار وسیله حمل قرار گیرد.

خ- مهارها باید در طی حمل و نقل در فواصل منظم کنترل شوند. این کنترل در ابتدای کار و پس از طی مسافت کوتاهی از شروع حرکت حائز اهمیت است.

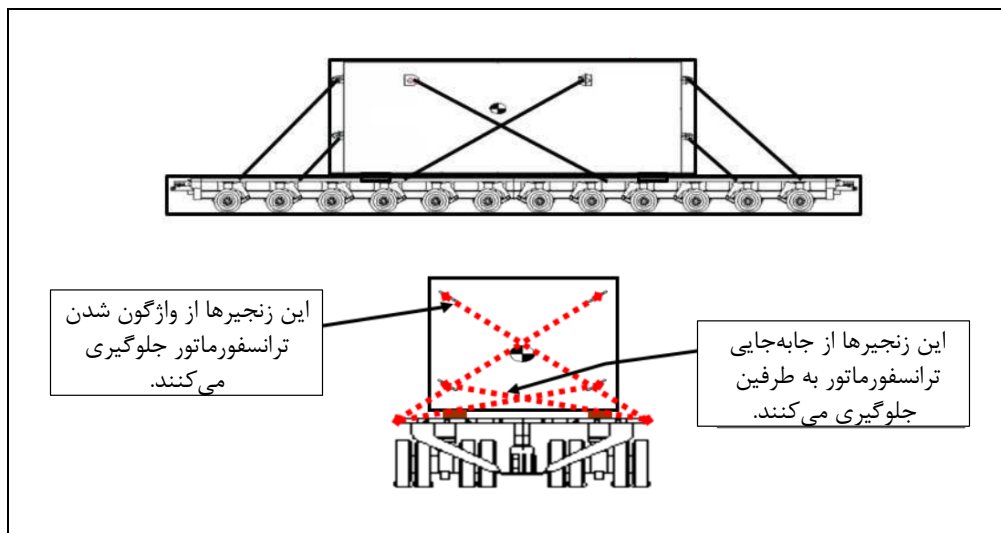
د- بهتر است از ماده ای مانند چوب یا لاستیک بین ترانسفورماتور و کف محل بارگیری استفاده شود که اصطکاک را افزایش دهد. معمولاً اصطکاک تانک ترانسفورماتور با کف فلزی وسیله حمل، کم است.

ذ- بایستی اطمینان حاصل شود که تجهیزات مهارکننده مثل زنجیرها به ترانسفورماتور آسیب نزنند. به همین دلیل زنجیرها بایستی فقط با نقطه مهار روی تانک تماس داشته باشند.

ر- استفاده از زنجیر یا تسمه در حالتی که یک پارچه نیست و برای مثال درون آن گره وجود دارد، پیچ خورده یا توسط پیچ و مهره به یکدیگر متصل شده اند مجاز نیست. همچنین، هر تجهیز مهارکننده ای که از نظر تحمل و یا آسیب دیدگی مشکوک باشد بایستی کنار گذاشته شود. گوشه های بار باید در مقابل زنجیرهای مهارکننده با پوشش مناسب محافظت شوند. ضمناً پیشنهاد می گردد از زنجیرهای روکش دار برای مهار ترانسفورماتور استفاده شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ز- تعداد زنجیرها بایستی برای مهار بار مناسب باشد. معمولاً هشت زنجیر در طرفین برای جلوگیری از واژگون شدن و هشت زنجیر در جلو و عقب برای جلوگیری از لغزش لازم است. نحوه اتصال زنجیرها در شکل (۳-۱) نمایش داده شده است. جهت اتصال هشت زنجیر به چهار یا دو نقطه مهار در هر سمت نیاز است. در حالتی که دو نقطه مهار تعبیه شده است، به هر نقطه دو زنجیر متصل می‌شود و به عبارت دیگر یک زنجیر از هر نقطه مهار عبور کرده و در دو سمت محکم می‌شود. لازم به ذکر است که در مورد تعداد مهار و همچنین، تعداد زنجیرها توصیه و تجربه سازنده ارجحیت دارد.



شکل (۳-۱): نحوه مهار بار با زنجیر بر روی وسیله حمل‌کننده، دید از کنار و از پشت

۱-۲-۸ - شوک‌متر

۱-۲-۸-۱ - کلیات شوک‌متر

انواع متفاوتی از شوک‌متر وجود دارد. شوک‌مترهای مکانیکی تنها میزان پیک ضربه را بر روی یک کاغذ ثبت می‌کنند. مدت زمان اعمال شوک با طول طی شده از کاغذ متناسب است. نوع دیگر شوک‌مترها از نوع الکترونیکی است که خود به دو نوع تقسیم می‌شود. برخی از شوک‌مترها صرفاً مقدار پیک را ثبت می‌کنند که همان عملکرد شوک‌مترهای مکانیکی را دارند. نوع دیگر پیک ضربه را همراه با زمان ثبت می‌کنند. در عمل کامل‌ترین نوع تحلیل با ترسیم شوک بر حسب زمان انجام می‌شود. هر نوع ضبط داده بایستی با ثبت زمان و تاریخ همراه باشد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

شوکتورها از نظر فرکانس، بازه اندازه‌گیری شتاب، زمان ثبت یا مدت زمان عمر باتری و نیز میزان حافظه در دسترس متفاوت هستند. اندازه‌گیری لرزش‌های با دقت بالا توسط فرکانس شوکتور تعیین می‌شود. مدت زمان عمر باتری و همچنین، حافظه موجود میزان ثبت داده‌ها را محدود می‌کند. شوکتورها معمولاً دارای یک تنظیم آستانه (Threshold) هستند که مقادیر بالاتر از آن را ثبت می‌کنند. تنظیم آستانه پایین باعث ثبت اطلاعات بی‌موردی می‌شود که نتیجه آن پر شدن سریع حافظه و همچنین، زمان‌بر بودن تحلیل داده‌های شوکتور است. تنظیم آستانه بر اساس میزان شوکتور چندان مورد تایید نبوده و بهتر است که نوع حوادثی که قرار است ثبت شوند بر اساس میزان انرژی تعیین شود. نصب شوکتور در نزدیکی سطح وسیله حمل یا نقاط رزونانس باعث ثبت شوکتورهای بی‌موردی می‌شود که تحلیل داده‌ها را سخت‌تر می‌کند [۳].

در مورد شوکتور توجه به موارد زیر ضروری است:

- ا- شوکتور بایستی با حضور نماینده خریدار در کارخانه پلمپ شود و فقط با حضور نماینده تعیین شده از سوی مالک باز شده و اطلاعات آن استخراج شود.
- ب- در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به آسیب باشد، بازبینی داخلی آن پس از حمل توصیه می‌شود.

۱-۲-۸-۲- محل نصب شوکتور

ا- شوکتور بایستی بدون هر گونه وسیله دمپ‌کننده لرزش و مستقیماً بر روی یک سطح صلب ترانسفورماتور متصل شود [۱].

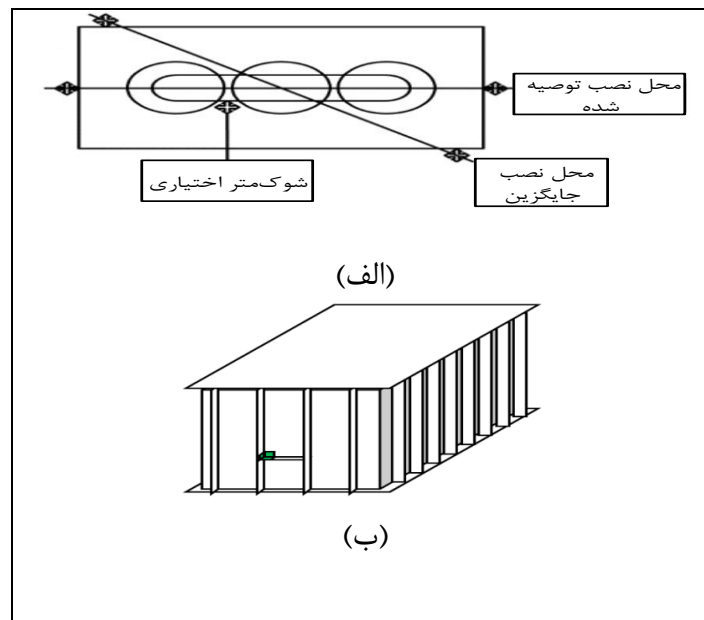
- ب- شوکتور بایستی به بدنه پیچ شود و استفاده از اتصالاتی مثل مگنت توصیه نمی‌شود [۳].
- ت- شوکتور باید مستقیماً روی بدنه تانک ترانسفورماتور و بدون وجود هیچ‌گونه واسطه‌ای نصب شود.
- ث- اگر بدنه ترانسفورماتور در مقابل ضربه مستقیم محافظت نشده باشد بایستی بر روی آن شوکتور نصب شود [۳]. ضمناً شوکتور برای جلوگیری از ضربه مستقیم بایستی دارای محافظ باشد.
- ج- بایستی امکان استخراج داده‌های شوکتور بدون نیاز به باز کردن آن از بدنه ترانسفورماتور میسر باشد.

ح- شوکتور بایستی بر روی یک قسمت مقاوم بدنه ترانسفورماتور و بدون واسطه نصب شود. در غیر این صورت ممکن است در اثر ضربه آن قسمت دچار رزونانس مکانیکی شده و مقادیر بزرگ‌تر از واقعیت ثبت شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

خ- توصیه می شود دو عدد شوک متر بر روی ترانسفورماتور نصب شود که بایستی از نوع دیجیتالی باشند [۳]. علت استفاده از شوک متر دیجیتال آن است که این شتاب سنج ها مشخصه شتاب-زمان را ثبت می کنند و تحلیل ضربات وارد شده به ترانسفورماتور به کمک این مشخصه به نحو بهتری قابل انجام است. این در حالی است که شوک مترهای آنالوگ فقط مقدار حداکثر شتاب را ثبت می کنند. ترجیح آن است که یکی از شوک مترها به سیستم GPS نیز مجهز باشد. وجود دو عدد شوک متر علاوه بر بهبود اندازه گیری شوک های دور از مرکز ثقل باعث قابلیت اطمینان بالاتر می شود چرا که در صورت عدم کار یکی از شوک مترها دیگری موارد ضربه را ثبت خواهد کرد.



شکل (۱-۴): محل نصب شوک متر: (الف) در دو وجه مقابل، (ب) نزدیک محل تقاطع سه صفحه از وجه ترانسفورماتور (گوشه) و نزدیک مرکز وجه. ضمناً محل نصب شوک متر اختیاری بر روی اکتیو پارت و داخل ترانسفورماتور است.

د- شوک مترها بایستی به صورت متقارن و در دو وجه مقابل ترانسفورماتور نصب شوند [۳] و به صفحه تقارن (Center Line) ترانسفورماتور نزدیک باشند. شکل (۱-۴) الف نحوه نصب آن ها را نشان می دهد. نصب در دو انتهای ضلع بزرگ مستطیل ترانسفورماتور مطابق شکل (۱-۴) الف ارجحیت دارد. در صورتی که نصب در صفحه تقارن امکان پذیر نباشد، شوک مترها بایستی به صورت مورب

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مقارن باشند [۳]. به این ترتیب شوک‌هایی که دور از مرکز ثقل ترانسفورماتور رخ می‌دهند حداقل توسط یکی از شوک‌مترها با دقت مناسب ثبت می‌شود.

د- شوک‌متر بایستی در گوشه‌ای از محل تقاطع سه صفحه از تانک ترانسفورماتور چنانکه در شکل (۱-۴) ب نشان داده شده است نصب شود به نحوی که در هر سه راستای X, Y, Z با بدنه در تماس باشد [۳].
ر- نصب شوک‌مترها در نیمه پایینی ترانسفورماتور و نزدیک کف ترجیح داده می‌شود به این دلیل که شوک‌های بزرگ‌تر در این منطقه بروز خواهد کرد. همچنین، میزان ارتفاع توصیه شده توسط CIGRE $1000 \text{ mm} \pm 200$ است. منظور آن است که فاصله نصب سنسور تا پایین تانک ترانسفورماتور به طور تقریبی بین 800 mm تا 1200 mm باشد [۳].

ز- پس از نصب شوک‌متر بایستی از محل نصب و نحوه نصب آن تصاویری تهیه کرد تا در صورت لزوم هنگام تحلیل داده‌ها و به منظور ثبت تنش وارد شده، مشخص شود که تنش وارد شده به ترانسفورماتور در راستای محور طولی (x) یا عرضی (y) بوده است.

۱-۲-۸-۳- مشخصات شوک‌متر

مشخصات شوک‌متر در زیر ذکر شده است [۳]:

- ا- شوک‌متر بایستی میزان شتاب را در سه راستای X, Y, Z اندازه‌گیری کند.
- ب- شوک‌متر بایستی مشخصه شتاب-زمان را ثبت کند.
- ت- بازه اندازه‌گیری از 0 g تا 10 g است. بازه‌های بالاتر در شتاب‌های پایین دقت زیادی ندارند. بازه اندازه‌گیری پایین‌تر قابل قبول است اما به دلیل انقطاع شوک‌های بالا امکان تحلیل درست میزان انرژی ضربه ممکن است میسر نباشد. توصیه می‌شود که شوک‌متر دارای تنظیم حداقل آستانه نیز باشد. چنین تنظیمی برای ترانسفورماتورهای با وزن بیشتر از ۲۰۰ تن مفید است.
- ث- در انتخاب بازه فرکانسی، مرز پایینی فرکانس اندازه‌گیری نباید کمتر از 1 Hz باشد. مرز بالایی فرکانس اندازه‌گیری نیز باید حداقل 250 Hz باشد.
- ج- برای حمل و نقل دریایی، شوک‌متر باید مجهز به اندازه‌گیری زاویه و انحراف نیز باشد. علت آن است که تغییرات مکانی به دلیل امواج دریا بسیار کند هستند و توسط شوک‌مترهای معمولی ثبت نمی‌شوند.
- ح- به دلیل اینکه رزونانس بدنه باعث ثبت میزان زیادی شتاب شده که حائز اهمیت نیستند، لذا شوک‌متر بایستی مجهز به نوعی فیلتر باشد تا اندازه‌گیری‌های اشتباه را حذف کند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خ- نرخ نمونه‌برداری شوک‌متر باید حداقل ۲ برابر (ترجیحاً ۱۰ برابر) بالاترین فرکانس اندازه‌گیری باشد.

د- شوک‌متر باید برای مدت ۳ ماه بتواند به صورت پیوسته کار کند.

ذ- بازه دمایی شوک‌متر باید برای دماهای مورد انتظار مسیر مناسب باشد. حداقل این بازه 20°C تا 60°C است.

۱-۲-۸-۴- تنظیمات شوک‌متر

تنظیمات زیر برای شوک‌متر توصیه می‌شود [۳]:

ا- بازه اندازه‌گیری بایستی تا 10 g باشد اما برای ترانسفورماتورهای سنگین‌تر از ۲۰۰ تن بازه اندازه‌گیری پایین‌تر بین 3-5 g توصیه می‌شود.

ب- مرز بالایی فرکانس اندازه‌گیری بایستی بر روی 30 Hz تا 50 Hz تنظیم شود تا تعداد قرائت‌های اشتباه ناشی از رزونانس بدنه کاهش یابد. به عنوان یک گزینه جایگزین می‌توان از تنظیم حداقل زمان ثبت استفاده کرد. مدت زمان حداقل 10-15 ms پیشنهاد می‌شود. بدین ترتیب شتاب‌هایی با زمان کمتر که در حقیقت ناشی از لرزش هستند ثبت نخواهند شد.

ت- استفاده از مقدار آستانه برای ثبت شتاب توصیه می‌شود به نحوی که فقط شتاب‌های بالاتر از مقدار آستانه توسط دستگاه ثبت شوند. مقدار تنظیمی بایستی حداقل ۱۰٪ بازه اندازه‌گیری باشد. نکات زیر نیز بایستی مدنظر باشند:

ا- پس از نصب، زمان شوک‌متر بایستی با زمان محلی تنظیم شود [۱].

ب- شوک‌متر بایستی از نظر صحت ادامه عملکرد چک شود، برای مثال میزان شارژ باتری آن کافی باشد و فضای کافی برای ذخیره اطلاعات داشته باشد.

ت- برای هر بار حمل باید از باتری‌های جدید برای شوک‌متر استفاده شود.

ث- ثبت داده توسط شوک‌متر نباید پیش از نصب آن بر روی تانک ترانسفورماتور آغاز شود.

ج- حافظه شوک‌متر پیش از اطمینان از ذخیره کامل و مطمئن داده‌ها نباید پاک شود.

ح- در هر بار تغییر وضعیت حمل، برای مثال جابه‌جایی از یک وسیله حمل به وسیله دیگر یا پیاده‌سازی از روی کشتی، باید اطلاعات شوک‌متر در حضور نماینده مالک ترانسفورماتور استخراج شده و کنترل شود.

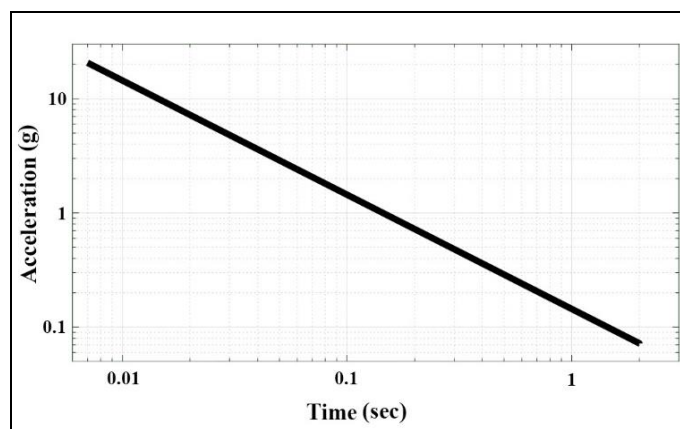
نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱-۲-۸-۵- تحلیل نتایج شوک متر

میزان دامنه شتاب های رخ داده به تنهایی ارزش بالایی ندارد. هرچند در صورتی که آسیبی ملاحظه شود، شوک متر می تواند نشان دهد که آسیب کجا رخ داده است. بهترین حالت ممکن ثبت میزان دامنه شوک همراه با زمان آن است چرا که انرژی ضربه رخ داده می تواند محاسبه شود. به عنوان نمونه ممکن است دامنه شوک بزرگ باشد اما طول زمانی آن بسیار کم باشد به نحوی که انرژی آن قابل توجه نباشد. به همین دلیل برای تحلیل داده ها بایستی به فرکانس نیز دقت کرد. شتاب هایی که فرکانس بالایی دارند و معمولاً پیک بالایی نشان می دهند می تواند ناشی از لرزش بدنه بوده که حائز اهمیت نیست.

جمع بندی نظرات مراجع مختلف حاکی است که میزان انرژی ناشی از ضربه به عنوان معیار در نظر گرفته شده است [۳]. به این ترتیب برای هر میزان ضربه یک منحنی محدود کننده در نمودار شتاب- زمان تعریف می شود و در صورتی که میزان پیک شتاب بر حسب زمان پایین تر از منحنی محدود کننده باشد، می توان نتیجه گرفت که آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشده است اما در غیر این صورت بایستی با دقت بالاتر ترانسفورماتور را بازبینی کرد. تغییرات سرعت 1m/s به عنوان معیار و حدی که تغییرات کمتر از آن کم اهمیت است توصیه می گردد. به عبارت دیگر، تغییرات سرعت بیش از این مقدار غیر عادی است. منحنی تغییرات سرعت 1 m/s در منحنی شتاب- زمان با رابطه زیر تعیین می شود و نمودار آن در شکل (۱-۵) نشان داده شده است.

$$a_{\max} \times t_{\max} \leq \sqrt{2} \times \Delta v^2 \quad (1-1)$$



شکل (۱-۵): منحنی تغییرات سرعت 1 m/s در منحنی شتاب- زمان

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

لازم به ذکر است که منحنی محدودکننده در سه محوری که در ترانسفورماتور برای تحمل نیروها تعبیه و طراحی شده (دو محور افقی و یک محور عمودی) متفاوت است و هر سازنده در هنگام طراحی این موضوع را در نظر می گیرد [۳]. لذا هر سازنده بایستی چنین منحنی هایی را داشته باشد و در اختیار مالک ترانسفورماتور قرار دهد. به این ترتیب در صورت وجود چنین منحنی هایی استفاده از آن ها به عنوان منحنی های محدود کننده مجاز است.

۱-۲-۹- حداکثر سرعت مجاز

انتقال ترانسفورماتور توسط وسایل حمل و نقل متنوعی می تواند انجام شود. بسته به نوع وسیله حمل حداکثر سرعت مجاز تعیین می شود. بایستی به این نکته دقت کرد که معمولاً سازنده وسیله نقلیه، میزان حداکثر سرعت را برای بارهای مختلف تعیین می کند و در تعیین میزان حداکثر سرعت بایستی به این موضوع توجه شود.

در مورد تریلرهایی که قسمت بار آن ها سطح پایینی دارد (کمرشکن) حداکثر سرعت برای ترانسفورماتورهای با ظرفیت مساوی و کمتر از 30 MVA می تواند به سرعت تعیین شده در جاده برسد اما در مورد ترانسفورماتورهای با ظرفیت بیشتر از 30 MVA بایستی به 40 km/h محدود شود [۳]. توجه شود که در زمینه حمل بار ماده ۲۷ دستورالعمل وزارت راه با عنوان «جابه جایی محموله ترافیکی در راه های کشور» نیز بایستی رعایت شود.

در مورد بوژی هایی که سیستم نیرو (موتور حمل کننده) همراه با خود آن است حداکثر سرعت مجاز 20 km/h و در مورد بوژی هایی که کنترل آن توسط فردی که کنار آن راه می رود انجام می شود حداکثر سرعت مجاز می تواند 5 km/h باشد [۳].

۱-۲-۱۰- ثبت اطلاعات

یک ناظر بایستی توسط مالک ترانسفورماتور تعیین شده که همراه با ترانسفورماتور در مسیر حمل و نقل حرکت کند. وظایف ناظر به شرح ذیل تعریف می شود:

- ا- ناظر باید اتفاقات مهم در طول مسیر را به همراه تاریخ، زمان و محل آن ثبت کند.
- ب- ناظر موظف است پس از رسیدن ترانسفورماتور به محل و همچنین، در حین حمل و هنگام تغییر وضعیت حمل (برای مثال جابه جایی از یک وسیله حمل به وسیله دیگر یا پیاده سازی از کشتی) بر استخراج اطلاعات شوک متر نظارت کند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت- ناظر باید در توقف‌ها میزان فشارگاز تانک را کنترل و ثبت کند. در صورتی که ترانسفورماتور نشستی قابل توجه داشته باشد، این موضوع بایستی به اطلاع سازنده برسد تا آب‌بندی اصلاح شود.

ث- بهتر است که ناظرین از چک لیست مربوط به حمل و نقل استفاده کنند.

۱-۲-۱۱- حمل روغن

در صورتی که روغن به صورت مجزا از ترانسفورماتور حمل می‌شود، ترجیح آن است که در بشکه‌های مجزا و یا تانکر خشک و مناسب حمل شود. همچنین، بشکه‌ها در حین حمل بایستی توسط پوشش مناسب پوشانده شده باشند تا نفوذ رطوبت به آن‌ها حداقل شود.

۱-۳-۳- تحویل ترانسفورماتور در محل

۱-۳-۱- بازبینی اولیه

ابتدا بایستی اطلاعات ثبت شده توسط شوک‌متر برای کنترل هر گونه آسیب بررسی شود. دقت شود که در هنگام پیاده‌سازی ترانسفورماتور شوک‌متر ممکن است اعداد بزرگی را ثبت کند که احتمالاً ناشی از برخورد افراد در حال کار بر روی ترانسفورماتور یا باز و بسته کردن زنجیرها و شکل‌ها جهت بلندکردن بوده باشد. این شوک‌ها بایستی از شوک‌های به وجود آمده در طی مسیر تفکیک شود. کنترل شوک‌متر بایستی در هر دفعه که نحوه حمل ترانسفورماتور تغییر می‌کند انجام شود (برای مثال پیاده‌سازی از کشتی و بارگیری بر روی وسیله دیگر).

۱-۳-۲- آماده‌سازی برای بازبینی

در هنگام تحویل ترانسفورماتور ثبت وضعیت آن و تعیین علت هر گونه صدمه در صورت وجود بسیار حائز اهمیت است. بهتر است گزارش تحویل شامل مشخصات تجهیز، پرسنل درگیر در حمل، مشخصات دستگاه حمل‌کننده، شرایط محیطی و همچنین، عکس‌هایی از قسمت‌های سالم و آسیب‌دیده باشد.

۱-۳-۳- بازبینی ظاهری

در هنگام تحویل و پیش از پیاده‌سازی بایستی یک بازبینی ظاهری کامل از قسمت بیرونی ترانسفورماتور صورت گیرد و همچنین، اطلاعات شوک‌متر چک شود. در صورت وجود هر گونه آسیب به سرعت بایستی سازنده و حمل‌کننده تجهیز در جریان قرار گیرند. توصیه می‌شود که بازبینی ترانسفورماتور با حضور نماینده سازنده و مالک صورت گیرد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

قطعات جانبی دریافت شده نیز باید با لیست بسته بندی کنترل شده و سپس جهت بررسی هر گونه آسیب در آن ها به صورت ظاهری بازرینی شوند. در صورت وجود مشکل یا کمبود قطعه بایستی سازنده در جریان قرار داده شود.

۱-۳-۴- انجام آزمون پیش از پیاده سازی

هدف از این آزمون آن است که پیش از پیاده سازی ترانسفورماتور، از سلامت آن اطمینان حاصل شود و لذا آزمون ها باید پیش از پیاده سازی انجام شوند. در صورتی که ترانسفورماتور نشانه ای از آسیب داشته باشد، باید بر روی دستگاه حمل باقی مانده و سازنده و شرکت حمل مطلع شوند.

در صورت عدم وجود آسیب ظاهری مراحل زیر پیش از پیاده سازی بایستی انجام شود:
 ا- در صورتی که انتقال ترانسفورماتور همراه با تزریق نیتروژن خشک به آن انجام شده باشد، مناسب است نقطه شبنم گاز اندازه گیری شده و با مقدار ثبت شده در هنگام شروع حرکت در کارخانه مقایسه شود. در صورتی که ترانسفورماتور حین حمل با افت فشار مواجه نشده باشد نیازی به انجام این آزمون نیست. اندازه گیری نقطه شبنم ورود رطوبت به ترانسفورماتور را نشان می دهد. برای گاز نیتروژن نقطه شبنم کمتر از 50°C مناسب است. این آزمون به دما بسیار حساس است و در نتیجه بایستی دمای عایق به دقت ثبت شود. در دمای زیر صفر (برای برخی تجهیزات کم تر از 5°C) تعیین نقطه شبنم دقت ندارد. نقطه شبنم اندازه گیری شده باید تا حد امکان به مقدار اندازه گیری شده در کارخانه نزدیک باشد.

ب- مقاومت عایقی بین هسته و زمین بایستی توسط یک دستگاه مقاومت عایقی اندازه گیری شود. مقادیر مورد قبول، بیشتر از $500\text{ M}\Omega$ مطابق توصیه سازنده است. ولتاژ اعمال شده در هنگام آزمون بایستی در محدوده مجاز باشد. مقدار ثبت شده در کارخانه به همراه دمای آزمون باید جهت مقایسه موجود باشد. دقت شود که در هنگام مقایسه بایستی دماها یکسان باشند چرا که تاثیر دما بر روی مقاومت عایقی قابل توجه است. در غیر این صورت مقادیر اندازه گیری شده بایستی ابتدا اصلاح شده و به یک دمای مرجع برده شود. دمای مرجع معمولاً 20°C انتخاب می شود. جداول اصلاح منحنی دمایی در قسمت مربوط به آزمون های دوره ای ذکر شده است اما به صورت تقریبی، هر 10°C درجه افزایش دما مقدار مقاومت عایقی را نصف می کند.

ت- در صورتی که اتصال هسته ترانسفورماتور از بیرون در دسترس نباشد، اندازه گیری مقاومت عایقی بایستی از دریچه مخصوصی که جهت انجام تست مقاومت عایقی هسته بر روی سقف

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

- ترانسفورماتور تعبیه شده است انجام شود. جهت انجام این امر، یک فلنج با علامت ارت در بالای تانک وجود دارد که با باز کردن آن آزمون مقاومت عایقی بین هسته و زمین قابل انجام است. این آزمون پس از پیاده سازی ترانسفورماتور و قرار گرفتن در محل نیز باید تکرار شود.
- ث- شوک متر بایستی تا آخرین مرحله که ترانسفورماتور در وضعیت نهایی خود بر روی فونداسیون قرار می گیرد به بدنه متصل باشد تا هر گونه ضربه را ثبت کند. در صورت ثبت ضربه با مقداری بالاتر از حد مجاز، افراد مسئول بایستی مطلع شده تا بازبینی های بیشتری صورت گیرد.
- ج- عدم جابه جایی موقعیت ترانسفورماتور نسبت به دستگاه حمل از قبیل تریلر باید کنترل شود.
- ح- محکم بودن اتصالات سفت کننده مثل زنجیرها یا کمربندها بایستی چک شود.
- خ- آب بندی بدنه باید با کنترل کردن فشار داخل تانک ناشی از سیستم تامین گاز کنترل شود.
- د- اثرات ناشی از ضربه، سایش و خراش بایستی مورد بررسی قرار گیرد.
- ذ- آسیب های وارده به محافظ های حمل، پوشش های محافظ و همچنین، تجمع رطوبت در محفظه های حمل بایستی مورد توجه قرار گیرد.
- ر- صدمات وارده به تجهیزات روی ترانسفورماتور مثل بوشینگ، دستگاه های اندازه گیری، کانال سیم کشی ها و شیرها کنترل شود.
- ز- وضعیت رنگ بدنه و همچنین، نشانه های تجمع گرد و خاک، یخ و برف ثبت شود.
- س- شیرها باید کنترل شوند تا همانند شروع حرکت به ترانس وصل بوده، در وضعیت بسته و دارای سرپوش باشند.
- ش- در صورت انتقال همراه با روغن، نشی های احتمالی ترانسفورماتور چک شود.
- ص- داخل تابلوهای کنترل بایستی بررسی شود. درب تابلو نبایستی پیش از بازبینی باز شده باشد؛ آسیب های ظاهری، قسمت های شل شده، مواد خارجی و تجمع رطوبت بررسی شود؛ دفترچه دستورالعمل بایستی درون تابلوی اصلی باشد؛ جامپرهای استفاده شده برای اتصال کوتاه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ (CT بوشینگ) در محل خود باشند.
- ض- مقادیر همه نشانگرها مثل فشار، دما و سطح روغن ثبت شود. در صورتی که سیستم تامین گاز نیتروژن همراه با ترانسفورماتور باشد، فشار داخلی آن بایستی مثبت باشد. فشار مثبت یا منفی نسبت به محیط نشان گر عدم نشت است در حالی که فشار صفر نسبت به محیط بایستی مورد بررسی قرار

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

گیرد. در صورت وجود فشار صفر ممکن است رطوبت به داخل ترانسفورماتور نفوذ کرده باشد که در این صورت باید میزان رطوبت با اندازه‌گیری مقاومت عایقی سیم‌پیچ تعیین شود [۶].

ط- آزمون پاسخ فرکانسی به عنوان یک آزمون اختیاری پیش از پیاده‌سازی ترانسفورماتور توصیه می‌شود [۷]. جزئیات بیشتر این آزمون در قسمت آزمون‌های پیش از برق‌داری و همچنین، آزمون‌های عیب‌یابی ذکر شده است. در صورتی که اختلاف یا تردیدی در مورد سالم بودن ساختار داخلی ترانسفورماتور وجود داشته باشد، این آزمون می‌تواند پیش از بازبینی داخلی مورد استفاده قرار گیرد.

در صورتی که ترانسفورماتور در وضعیت مناسبی باشد، بایستی دستگاه آب‌بندی و تامین گاز در حداقل زمان شروع به کار کند.

۱-۳-۵- پیاده‌سازی ترانسفورماتور

در صورت استفاده از جرثقیل موارد زیر بایستی کنترل شود:

أ- زنجیرها و کمربندهای مورد استفاده باید توانایی حمل بار را داشته باشند و پیش از به کار گرفته شدن به صورت ظاهری برای کنترل سلامت آن‌ها چک شوند.

ب- جراثقال دارای گواهی کفایت به صورت رسمی و شامل تاییدیه یک شرکت آزمون جرثقیل باشد. همچنین، اپراتور جرثقیل دارای گواهی کفایت برای کار با آن باشد.

ت- بین زنجیرهایی که برای بلندکردن استفاده می‌شود از فاصله‌انداز (Spreader) استفاده شود به نحوی که زنجیرها یا کابل‌ها به بدنه ترانسفورماتور آسیبی وارد نکنند. این موضوع در حالتی که کابل یا زنجیرها کوتاه باشند اهمیت ویژه دارد [۸].

ث- دقت شود که در هنگام بلندکردن، زنجیر و یا کابل‌ها هیچ تنشی را به تجهیزات جانبی مثل بوشینگ‌ها وارد نکنند.

ج- بلند کردن ترانسفورماتور با انداختن حلقه به دور آن ممنوع است.

ح- انتقال ترانسفورماتور دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و با نقشه از پیش تعیین شده انجام شود.

خ- ترانسفورماتور به صورت عمودی (حالت قرار گرفتن معمول) حمل شود و ترانسفورماتور در هیچ حالتی نباید بیشتر از ۱۵ درجه کج شود [۸].

در صورتی که پیاده‌سازی ترانسفورماتور با استفاده از جک و لغزش انجام می‌شود موارد زیر باید کنترل شود:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ا- ترانسفورماتور دارای پدهای مناسب جک باشد که توانایی تحمل وزن را داشته باشند و به نحو روشنی بر روی ترانسفورماتور مشخص شده باشند. قرار دادن جک زیر قسمت هایی غیر از پد طراحی شده مثل شیرهای تخلیه، اتصالات رادیاتور و ... ممنوع است.
- ب- قدرت تحمل خاک از نظر وزن، نیرو و کفایت آن برای عملیات انتقال با جک بایستی کنترل شود.
- ت- توانایی جک ها در بلند کردن و حمل ترانسفورماتور کنترل شود.
- ث- ترانسفورماتور مجهز به حلقه های مناسب جهت کشیده شدن باشد.
- ج- در صورتی که جابه جایی ترانسفورماتور کار کرده مدنظر باشد، حتماً دقت شود که آیا ترانسفورماتور در حالت جدید خود برای حمل مناسب باشد. برای مثال، پد جک های هیدرولیک ممکن است تنها برای تحمل نیروها در حالتی که ترانسفورماتور خالی از روغن باشد طراحی شده باشد و امکان استفاده از پد در حالت پر شده از روغن وجود نداشته باشد. در چنین مواردی حتماً با سازنده ترانسفورماتور مشورت شود.
- ح- چه در حالت استفاده از ریل و چه در حالت استفاده از جرثقیل، انتقال ترانسفورماتور بایستی دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و با نقشه از پیش تعیین شده انجام شود. گرچه استانداردهای بین المللی استفاده از غلتک را مجاز شمرده اند اما در ایران استفاده از این نوع حمل مجاز نیست.
- خ- در هنگام بلند کردن و پایین آوردن ترانسفورماتور حتماً از بلوک های مهارکننده و نگهدارنده ها به نحوی استفاده شود که در صورت آسیب دیدن و عدم عملکرد درست یکی از جک ها آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشود [۳]. چنین حالتی در شکل (۱-۶) نمایش داده شده است.



شکل (۱-۶): استفاده از بلوک های مهارکننده جهت مهار ترانسفورماتور هنگام کشیده شدن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- د- محل بلوک های مهارکننده با مسیر ریل نبایست تداخل داشته باشد.
- ذ- مهارکننده ها در محل هایی قرار بگیرند تا در صورت بروز مشکل بتوانند ترانسفورماتور را کنترل کنند (برای مثال بیرونی ترین مکان ممکن زیر تانک). همچنین، در مورد ترانسفورماتورهای با عرض کم، ریل ها بایستی در بیرونی ترین نقطه قرار گیرند تا ترانسفورماتور تعادل مناسبی داشته باشد و در موقعیت خود پایدار باشد.
- ر- در هر دو مورد استفاده از جک یا جرثقیل، ترانسفورماتور به صورت عمودی (حالت قرار گرفتن معمول) حمل شود و ترانسفورماتور در هیچ حالتی نباید بیشتر از ۱۵ درجه کج شود [۸].
- ز- با توجه به زلزله خیز بودن اکثر نقاط ایران، ترانسفورماتور بدون چرخ بر روی فونداسیون از طریق آنکوربولت و یا سایر روش های دیگر محکم شود. همچنین، با توجه به تجربیات سازنده، تمهیدات لازم برای شرایط زلزله دیده شود. در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی بهتر است حتی الامکان چرخ ها حذف شوند. اگر این کار امکان پذیر نباشد بایستی چرخ بر روی ریل هم سطح نصب شده و ترمز مناسب برای آن در نظر گرفته شود.
- س- جهت کاهش تنش ها در هنگام زلزله، توصیه می شود که اتصال ترانسفورماتور از بوشینگ به سوئیچ گیر به صورت قابل انعطاف (Flexible) انجام شود.

۱-۳-۶- پیاده سازی تجهیزات جانبی

در مورد تجهیزات جانبی نیز بایستی مرکز ثقل بر روی آن ها مشخص شده باشد و تیرک جرثقیل دقیقاً بالای مرکز ثقل قرار گیرد. منظور از تجهیزات جانبی مواردی است که به صورت جدا از ترانسفورماتور حمل می شوند. این تجهیزات بنا به نظر سازنده مشخص می شوند و ممکن است بعضی تجهیزات همراه با ترانسفورماتور حمل شود و در ابعاد بزرگ تر به صورت جداگانه حمل گردد. در صورت استفاده از لیفتراک بایستی دقت شود که برخوردی با قسمت های مختلف و خصوصاً قسمت های سرامیکی (برای مثال بوشینگ چینی) صورت نگیرد.

در مورد تجهیزات جانبی خاص، لازم است که بازبینی های زیر صورت گیرد:

- أ- رادیاتورها نباید هیچ گونه آسیب ظاهری داشته باشند. لوله های ورود و خروج آب بندی بوده و در صورت مشکوک بودن برای نشانه های تجمع آب کنترل شوند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ب- فن ها نباید خصوصاً در قسمت تیغه ها و قفس آسیبی داشته باشند. حرکت آزادانه شفت کنترل شود و ضمناً محل وصل برق موتور^۱ همچنان آب بندی باشد.
- ت- وضعیت بوشینگ ها برای یافتن هرگونه نشت روغن یا صدمه به پرسلان، شیلد و ترمینال ها چک شود. قبل از بهره برداری سطح روغن بوشینگ نیز بررسی شود. همچنین، تاکید می گردد که جابه جایی و حمل و نقل بوشینگ کاملاً مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود.
- ث- تانک کنسرواتور فاقد هرگونه آسیب خارجی باشد. قسمت داخلی آن جهت تمیز بودن و عدم تجمع آب و همین طور عدم زنگ زدگی چک شود. کنترل رنگ جهت چک کردن هر گونه خراش یا ساییدگی انجام شود. نشانگر سطح روغن نیز از جهت عدم آسیب و کارکرد صحیح کنترل شود.
- ج- سلامت کیسه هوای (Air bag) کنسرواتور از جهت عدم نشتی هوا کنترل شود. همچنین، آب بندی دریچه کیسه هوا و دریچه خود کنسرواتور چک شود.
- ح- کلیه تجهیزات و دستگاه های اندازه گیری ترانسفورماتور از جمله دماسنج یا ترمومتر جهت صحت عملکرد بر اساس دستورالعمل آزمون های دوره ای کنترل شوند. همچنین، سایر تجهیزات جانبی مطابق آزمون های دوره ای از نظر سلامت ظاهری بررسی شوند.

۱-۴- آزمون های الکتریکی در هنگام تحویل ترانسفورماتور

آزمون های الکتریکی می توانند پیش و پس از حمل ترانسفورماتور انجام شده و از مقایسه مقادیر آن ها با یکدیگر در راستای تعیین آسیب های حین حمل در صورت وجود، استفاده شود. لازم به ذکر است که زمان انجام اکثر این آزمون ها پیش از روغن زدن به ترانسفورماتور خواهد بود. (در حالتی که ترانسفورماتور با گاز حمل شده باشد) در بین موارد ذکر شده، آزمون های مقاومت عایقی سیم پیچ و ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) بایستی بعد از تزریق روغن انجام شوند. پس از انجام آزمون ها و اطمینان از سلامت ترانسفورماتور و عدم آسیب ناشی از حمل، می توان مراحل بعدی را که شامل خشک سازی، روغن زنی نهایی و ... است دنبال کرد. در آزمون هایی که در حالت بدون روغن انجام می شود توجه گردد که با توجه به اینکه ترانسفورماتور فاقد روغن است، اعمال ولتاژ فشارقوی برای آزمون ها خطرناک است و بایستی اطمینان حاصل شود که ولتاژ آزمون در محدوده مجاز قرار دارد. همچنین، اکثر این آزمون ها نیاز به دسترسی به خروجی سیم پیچ دارد و تنها در صورتی قابل انجام هستند که بوشینگ کمکی بر روی ترانسفورماتور نصب شده باشد. همچنین،

^۱ Motor plug

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

توصیه می شود حتی در هنگام تحویل ترانسفورماتور به انبار نیز در صورت وجود بوشینگ های کمکی، این آزمون ها انجام شود. لازم به ذکر است که در این قسمت آزمون های به شرح ذیل به اختصار بیان شده اند و جزئیات روند انجام آزمون ها در قسمت آزمون های دوره ای تعمیر و نگهداری به صورت کامل توضیح داده شده است.

۱-۴-۱ - آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA

این آزمون بایستی آخرین آزمون الکتریکی بر روی ترانسفورماتور پیش از حمل و همچنین، اولین آزمون الکتریکی پس از تحویل باشد چرا که سایر آزمون ها ممکن است نتایج FRA در محدوده فرکانس پایین را تحت تاثیر قرار دهد. این آزمون مطابق استاندارد IEC 60076-18 و به صورت ولتاژ انتها (end-to-end) برای تک تک سیم پیچ های موجود در ترانسفورماتور به تفکیک انجام می شود. در این آزمون سایر اتصالات بایستی باز (Float) باشند. همچنین، توزیع نقاط بایستی به صورت لگاریتمی باشد تا تعداد نقاط کافی از محدوده فرکانس پایین که مربوط به خطاهای هسته است اندازه گیری شود.

با توجه به اینکه FRA یک آزمون مقایسه ای است، بایستی پیش و پس از حمل و در وضعیت یکسانی از ترانسفورماتور انجام شود، در غیر این صورت امکان بروز خطا در مقایسه وجود دارد. برای مثال، در صورتی که هنگام حمل، بوشینگ ها باز می شوند، آزمون FRA نیز باید بدون بوشینگ اصلی پیش و پس از حمل انجام شود. در این حالت معمولاً یک بوشینگ با ولتاژ 1.2 kV و BIL برابر 30 kV به عنوان بوشینگ FRA بر روی ترانسفورماتور نصب می شود. جامپر هایی که برای اتصال این بوشینگ استفاده می شود بایستی کاملاً مشخص شوند تا پیش از نصب بوشینگ اصلی جدا شوند. همچنین، در صورت انجام آزمون در حالت نصب بوشینگ، بوشینگ ها بایستی در همان فازی نصب شوند که هنگام آزمون پیش از حمل متصل شده بوده اند. تهیه عکس از وضعیت پیش از حمل ترانسفورماتور برای مقایسه و ایجاد همان وضعیت در هنگام تحویل حائز اهمیت است.

برای تعیین وضعیت حمل ترانسفورماتور موارد زیر باید به صورت دقیق ثبت شود:

- ا. وجود و میزان سطح روغن،
- ب. موقعیت تپ چنجرهای زیر بار و بی بار،
- ت. بوشینگ ها و نحوه نصب آنها،
- ث. پس ماند مغناطیسی هسته،
- ج. دما.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

وجود یا عدم وجود روغن نتایج FRA را تغییر می‌دهد. در صورتی که پیش از حمل ترانسفورماتور یک بار از روغن پر شده و سپس خالی می‌شود، مناسب است آزمون FRA در آخرین مرحله و بعد از تخلیه روغن انجام شود. موقعیت تپ‌چنجر تاثیر بسیار زیادی بر نتایج آزمون FRA دارد و بنابراین موقعیت تپ‌چنجر در هر دو آزمون بایستی یکی باشد. توصیه انجام آزمون در تپی است که کل سیم‌پیچ را در بر می‌گیرد. انجام آزمون بر روی تپ نرمال مجاز نیست.

نکته: نتایج آزمون FRA در حالت حمل ترانسفورماتور برای مقایسه در آینده مناسب نیست. بنابراین لازم است پس از نصب کامل ترانسفورماتور و پر شدن از روغن، یک آزمون FRA به عنوان مرجع برای آینده انجام شود.

در صورتی که هیچ گونه شکلی در مورد آسیب حین جابه‌جایی وجود نداشته باشد، می‌توان از آزمون FRA در حالت حمل صرف‌نظر کرد.

۱-۴-۲ - مقاومت عایقی هسته

این آزمون جهت کنترل زمین‌شدن اتفاقی هسته است. در صورتی که اتصال زمین هسته از بیرون تانک در دسترسی نباشد، انجام آزمون بایستی از داخل ترانسفورماتور انجام شود. معمولاً یک فلنج با علامت ارت در بالای تانک وجود دارد که با بازکردن آن (پس از تخلیه مقدار کافی روغن) می‌توان به اتصال زمین هسته دسترسی پیدا کرد. در این حالت ابتدا بایستی اتصال زمین باز شده و سپس مقاومت عایقی بین هسته و زمین اندازه‌گیری شود. معیار پذیرش برای این آزمون مطابق IEEE C57.152, 2013 بیشتر از $500\text{ M}\Omega$ است [۹]. در صورت مغایرت نتایج، باید با سازنده یا کارشناسان خبره جهت تعیین علت و راهکار مورد نیاز مشورت شود. حداکثر ولتاژ آزمون مقاومت عایقی هسته برابر 500 V است.

۱-۴-۳ - مقاومت عایقی سیم‌پیچ

این آزمون معیاری از جریان ناشی عایق سیم‌پیچ است که معمولاً با رطوبت عایق تغییر می‌کند. کاهش مقاومت عایقی می‌تواند نشانه معیوب شدن عایق زمین نیز باشد. مقدار اندازه‌گیری شده در این آزمون بایستی با مقدار مرجع که در کارخانه اندازه‌گیری شده است مقایسه شود. لذا آزمون بایستی در ولتاژی که در کارخانه انجام شده است صورت گیرد تا مقایسه با نتایج کارخانه‌ای به درستی انجام شود. همچنین، توجه شود که دما تاثیر قابل توجهی بر مقاومت عایقی دارد و لذا مقادیر اندازه‌گیری شده بایستی به دمای مرجع اصلاح شوند. نحوه اصلاح دما در آزمون‌های دوره‌ای بیان شده است. مطابق تجربه متخصصین ذیربط، مقدار

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها بایستی بالاتر از $1000\text{ M}\Omega$ یا مطابق توصیه سازنده باشد. با توجه به اینکه مقدار مقاومت عایقی در ولتاژهای مختلف ممکن است متفاوت باشد، هر گونه مقایسه بایستی با مقدار اندازه‌گیری شده در همان ولتاژ انجام شود. همچنین، ولتاژ آزمون نبایستی بزرگ‌تر از مقدار موثر ولتاژ سیم‌پیچ باشد. نکات تکمیلی در مورد این آزمون در قسمت آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است.

در کنار آزمون فوق، اندازه‌گیری اندیس پلاریزاسیون نیز که نسبت مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه به یک دقیقه است توصیه می‌شود. در صورت وجود رطوبت در عایق، جریان نشتی سریع‌تر به مقدار ثابت خود خواهد رسید. نتیجه این آزمون نیز بایستی با مقدار کارخانه‌ای مقایسه شود و نتیجه نزدیک به مقدار اندازه‌گیری شده در کارخانه باشد. مطابق استاندارد IEEE C57.152 مقدار اندیس پلاریزاسیون معیار مناسبی برای ارزیابی است. لازم به ذکر است که همچنان می‌توان این مقدار را با عدد کارخانه مقایسه کرد چون همین شرایط در کارخانه نیز وجود داشته است.

۴-۴-۱ - آزمون راکتانس نشی

در صورتی که نتایج آزمون FRA مشکوک باشد انجام این آزمون توصیه می‌شود.

۴-۴-۵ - نسبت تبدیل سیم‌پیچ و آزمون پیوستگی تپ‌ها

این آزمون بایستی بر روی سیم‌پیچ‌ها و در هر تپ انجام شود. در صورتی که مقدار نسبت تبدیل پس از حمل با نتایج کارخانه متفاوت باشد می‌تواند نشان‌گر اتصال حلقه یا مدار باز شدن سیم‌پیچ باشد. علاوه بر این بایستی آزمون پیوستگی تپ‌ها نیز انجام شود. آزمون پیوستگی به این معنا است که در هنگام تغییر تپ، همواره اتصال تپ به سیم‌پیچ برقرار باشد. با دقت به ولت‌متر و آمپر متر، در صورتی که هنگام تغییر تپ پرش یا صفر شدن عدد ولت‌متر یا آمپر متر ملاحظه شد پیوستگی تپ وجود ندارد. در هنگام انجام تست نسبت تبدیل با قرائت میزان جریان، آزمون جریان بی‌باری نیز هم‌زمان انجام خواهد شد.

۴-۴-۶ - ضریب تلفات عایقی یا $\tan\delta$

این آزمون بایستی بعد از نصب بوشینگ اصلی بر روی ترانسفورماتور انجام شود. بسته به نوع اتصالات، بیشترین آزمون‌های ممکن بایستی انجام شود تا عایق بین سیم‌پیچ‌ها با هم و با زمین مورد ارزیابی قرار گیرد. افزایش $\tan\delta$ (اصلاح شده به دمای 20°C) در مقایسه با مقدار کارخانه می‌تواند نشانه‌ای از ورود رطوبت یا آلودگی در سیم‌پیچ باشد. با توجه به اینکه سیم‌پیچ ممکن است هنوز در روغن نباشد، حداکثر ولتاژ آزمون بایستی به 2 kV محدود شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱-۴-۷- آزمون تقسیم شار

جهت اطمینان از سلامت هسته و سیم پیچ، آزمون تقسیم شار نیز توصیه می گردد.

۱-۴-۸- آزمون های الکتریکی تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

با توجه به اینکه ممکن است در صورت تشخیص عیب در تجهیزات جانبی یا عدم انطباق با مشخصات فنی قراردادی، سازنده تجهیز و یا پیمانکار حمل مسئولیت رفع عیب را بعد از گذشت مدت زمان گارانتی بر عهده نگیرد ضروری است جهت اطمینان از سالم بودن تجهیزات جانبی آزمون های زیر انجام شود:

أ- **بوشینگ: آزمون خازن و ضریب تلفات عایقی؛** این آزمون باید پیش از نصب بوشینگ بر روی ترانسفورماتور انجام شود. بهترین زمان انجام آزمون های بوشینگ، موقعی است که بوشینگ توسط جرثقیل از جعبه بسته بندی خارج شده و قرار است بر روی ترانسفورماتور نصب شود. در این حالت، بوشینگ می تواند در ارتفاعی نزدیک به زمین (به صورت مورب) نگه داشته شده و آزمون های مربوط به آن انجام شود.

ب- **ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ (CT بوشینگ):** الف) آزمون پلاریته، ب) آزمون نسبت تبدیل، ت) آزمون اشباع

نکته: جزئیات آزمون های مذکور در قسمت مربوط به آزمون های نگهداری تجهیزات جانبی تشریح شده است.

۱-۵-۵- بازیابی داخلی

در صورت احتیاج به بازیابی داخلی ترانسفورماتور بایستی نکات زیر رعایت شود:

۱-۵-۱- توصیه های لازم در هنگام بازیابی داخلی

أ- از لحاظ شرایط محیطی بهتر است ترانسفورماتور موقعی باز شود که رطوبت هوا کم تر است. همچنین، با توجه به اینکه رطوبت بر روی سطح سرد دچار میعان می شود، لازم است تا در صورت انتقال ترانسفورماتور به محیط گرم تر مدت زمان کافی صبر شود تا نشانه های میعان بر روی بدنه محو شود و سپس تانک ترانسفورماتور باز شده و بازیابی داخلی انجام شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ب- جهت انجام بازمینی داخلی در صورتی که ترانسفورماتور روغن داشته باشد، سطح روغن تا بالای سطح سیم‌پیچ پایین آورده می‌شود. به عبارت دیگر، هیچ قسمتی از سیم‌پیچ نبایستی بیرون از روغن باشد. این موضوع در عدم جذب رطوبت عایق کاغذی اهمیت دارد.

ت- در صورت نیاز به بازدید قسمت‌های بیشتری از هسته و سیم‌پیچ، باید روغن داخل تانک ترانسفورماتور در بشکه‌ها و یا مخازن بزرگ روغن که از قبل آماده و تمیز شده‌اند تخلیه شود.

ث- با تزریق هوای خشک (قابل تنفس) به داخل ترانسفورماتور بایستی میزان اکسیژن کافی برای تنفس افراد فراهم شود. پیش از اطمینان از قابل تنفس بودن محیط داخل تانک، ورود شخص به داخل آن ممنوع است.

ج- در هنگام انجام بازمینی داخلی، بایستی جریان گردش هوای خشک به داخل ترانسفورماتور وجود داشته باشد. مقدار جریان هوا برابر $9.4 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ به اضافه $2.4 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ به ازای هر نفر اضافه است [۷]. همچنین، توصیه می‌شود تا با دمیدن دائم هوای خشک به داخل ترانسفورماتور از نفوذ رطوبت جلوگیری شود [۱۰].

ح- در طی کلیه مراحل بازمینی داخلی، برای حفظ ایمنی لازم است فردی در بیرون تانک فرآیند را تحت نظر داشته باشد. همچنین، بایستی یک برنامه‌ریزی قبلی برای خروج اضطراری فردی که در داخل تانک توانایی خود را از دست داده است وجود داشته باشد.

خ- بازمینی داخلی باید توسط افراد متخصص انجام شود.

د- در هر حالت فقط بایستی یک دریچه آدم‌رو برای انجام بازدید داخلی باز شود.

ذ- برای روشن کردن داخل تانک، بایستی از منابع نوری ضدانفجار که از منبع ایزوله ولتاژ پایین (کمتر از ۵۰ ولت) تغذیه می‌شود استفاده کرد.

ر- چراغ سیار باید به گونه‌ای باشد که با شکستن لامپ، قطعات آن به داخل ترانسفورماتور نریزد و همچنین، مجهز به محافظ نشکن باشد.

ز- برای جلوگیری از سقوط اشیاء ناخواسته به داخل ترانسفورماتور، همه اشیاء قابل سقوط و غیر قابل کنترل بایستی از جیب افرادی که بر روی ترانسفورماتور یا داخل آن کار می‌کنند خالی شود.

س- کلیه ابزارهای لازم بایستی توسط یک پارچه نخ‌ی تمیز به بیرون ترانسفورماتور یا نقطه‌ای قابل دسترس درون ترانسفورماتور متصل شوند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ش- استفاده از ابزارهایی که دارای قسمت‌های قابل جدا شدن هستند بایستی پرهیز شود. همچنین، نبایستی از ابزارهای آلوده استفاده کرد.
- ص- فردی که بازدید داخلی را انجام می‌دهد بایستی از کفش یا چکمه لاستیکی و لباس ضدروغن تمیز و بدون پرز استفاده کند. مواردی مشاهده شده که ذرات و اجسام خارجی از طریق ته کفش فرد بازدیدکننده وارد ترانسفورماتور شده است [۱۰].
- ض- در صورت سقوط یک شیء به درون ترانسفورماتور و عدم امکان بیرون آوردن آن بایستی سازنده ترانسفورماتور در جریان گذاشته شود.
- ط- پس از انجام بازرینی داخلی، همه ابزارها مجدداً شمرده شوند تا اطمینان حاصل شود قطعه‌ای درون ترانسفورماتور به جا نمانده است.
- ظ- قبل از باز کردن دریچه آدمرو بایستی اطراف آن را کاملاً تمیز کرد.
- ع- کشیدن سیگار در داخل یا نزدیکی دریچه آدمرو ممنوع است.
- غ- در حین بازرینی داخلی بایستی دستورالعمل‌های سازنده رعایت شود.
- ف- در صورتی که شیء یا ماده خارجی درون ترانسفورماتور یافت شود بایستی سازنده را در جریان گذاشت.
- ق- در هنگام حرکت در داخل تانک، فرد باید دقت کند تا حرکت چراغ و سیم رابط و همچنین، ابزاری که به داخل برده است به کاغذهای عایقی صدمه‌ای وارد نکند.

۱-۵-۲- اهداف بازرینی داخلی

- بازبینی داخلی می‌تواند با یک یا چند مورد از اهداف زیر انجام شود:
- أ- برداشتن نگهدارنده‌هایی که برای حمل تعبیه شده‌اند. این نگهدارنده‌ها بایستی به تفکیک توسط سازنده مشخص شده باشد،
- ب- تشخیص جابه‌جایی هسته در حین حمل و نقل،
- ت- انجام آزمون جهت تشخیص زمین شدن اتفاقی هسته،
- ث- بازرینی ظاهری سیم‌پیچ‌ها، اتصالات بوشینگ و اتصالات موجود شامل کلمپ‌ها و مهارها،
- ج- بازرینی ظاهری اتصالات تپ برای بررسی فشار کنتاکت و یا تمیزکردن کنتاکت‌ها،
- ح- بازرینی ظاهری ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی (CT بوشینگی) به منظور کنترل نگهدارنده‌ها و فاصله مناسب اتصالات خروجی،

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خ- کنترل اتصالات زیر پوشینگ،

د- کنترل هر گونه آلودگی، ذرات فلزی، رطوبت و

با توجه به موارد فوق، محل‌های خاصی که در بازدید داخلی ترانسفورماتور باید به آن‌ها دقت ویژه‌ای کرد عبارتند از: بلوک‌های محکم‌کننده عایق‌بندی، مهره‌های نگهدارنده، شرایط اتصالات کنتاکت تپ‌چنجر به سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ، قاب‌های چوبی، هسته، CT پوشینگ که داخل ترانسفورماتور نصب شده‌اند و مسیر عبور سیم‌های سر ثانویه آن و سایر متعلقات داخلی ترانسفورماتور.

۱-۶- نگهداری ترانسفورماتور در انبار

ممکن است وضعیت پست یا نیروگاه به نحوی باشد که ترانسفورماتور در مدت زمان کمی پس از تحویل برق‌دار نشود. در این صورت بایستی برای مدت‌زمان محدودی ترانسفورماتور را در انبار نگهداری کرد. همچنین، ممکن است ترانسفورماتورهای یدکی موجود باشند که دستورالعمل مذکور شامل این ترانسفورماتورها نیز می‌شود. در صورتی که سازنده، دستورالعمل و توصیه خاصی در مورد نگهداری ترانسفورماتور در انبار داشته باشد، این توصیه بر دستورالعمل حاضر ارجحیت دارد و بایستی جهت برخورداری از گارانتی رعایت شود.

۱-۶-۱- توصیه‌های کلی

أ- ترانسفورماتور موجود در انبار بایستی بر روی یک فونداسیون صلب قرار داده شود. در صورت استفاده از تخته چوب یا موارد مشابه، چوب‌ها بایستی نزدیک به هم و به صورت یکنواخت زیر ترانسفورماتور قرار داده شوند. قرار دادن ترانسفورماتور بر روی غلتک یا جک در انبار مجاز نیست. فونداسیون ترانسفورماتور بایستی تحمل وزن ترانسفورماتور را داشته باشد.

ب- محل قرارگیری ترانسفورماتور باید دارای سیستم زه‌کشی مناسب جهت تخلیه آب باشد.

ت- بهترین روش نگهداری ترانسفورماتور در انبار، نگهداری آن با روغن کامل و به صورتی است که تمامی قطعات جانبی آن متصل شده‌اند. بنابراین بایستی در اولین فرصت ممکن، نسبت به تزریق روغن به ترانسفورماتور اقدام شود.

ث- گرم‌کننده‌های^۲ درون جعبه کنترل و سایر گرم‌کننده‌ها بایستی به برق متصل شوند تا از تجمع رطوبت و قطرات آب جلوگیری شود.

^۲ Heater

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ج- تانک ترانسفورماتور، پوشینگ‌های نصب‌شده و سایر موارد جانبی بایستی به نحو مناسبی زمین شده و ترانسفورماتور در مقابل صاعقه محافظت شود.
- ح- ذخیره روغن بایستی جهت جایگزینی در مواردی مانند نشتی روغن موجود باشد.
- خ- ثبت داده با جزئیات از کلیه بازمینی‌های لازم برای ترانسفورماتور انبار شده ضروری است. بازه انجام بازمینی معمولاً توسط سازنده مشخص می‌شود.
- د- در نقاطی که احتمال وقوع زلزله وجود داشته باشد، نگهداری ترانسفورماتور با روغن ارجحیت ویژه دارد چرا که وجود روغن به میرا کردن حرکت‌های داخلی هنگام زلزله کمک می‌کند.
- ذ- ترانسفورماتورهایی که برای محیط داخلی طراحی شده‌اند بایستی در محیط داخلی انبار شوند. همچنین، در صورت نگهداری ترانسفورماتور در محیط باز، بهتر است که به خوبی با پوشش مناسب پوشانده شود تا جلوی ورود رطوبت و مواد خارجی به داخل ترانسفورماتور گرفته شود.
- ر- ترانسفورماتور در هنگام نگهداری در انبار بایستی در مقابل عوامل محیطی محافظت شود. بنابراین هر گونه خراش یا رنگ آسیب‌دیده بایستی پیش از شروع انبار نمودن برطرف شود [۸].
- ز- ترانسفورماتورهایی که با آب خنک می‌شوند، بایستی در مسیر لوله‌های خنک‌سازی از الکل یا مواد ضدیخ مشابه پر شوند تا خطر یخ‌زدگی و یا آلودگی برطرف شود.

۱-۶-۲- روش‌ها و دوره نگهداری در انبار

روش‌های محافظت اکتیو پارت ترانسفورماتور در دوره نگهداری در انبار عملاً همان مواردی است که در حین حمل و نقل انجام می‌شود. این روش‌ها شامل پر کردن ترانسفورماتور با گاز نیتروژن خشک یا با روغن می‌باشند. مدت زمان نگهداری با گاز بایستی از زمان حمل و نقل منظور شده و نباید از شش ماه تجاوز کند [۷]. به بیان دیگر مدت زمانی که ترانسفورماتور فاقد روغن است نباید از شش ماه بیشتر شود. در صورت نگهداری ترانسفورماتور همراه با گاز، لازم است نقطه شبنم گاز تزریق شده اندازه‌گیری و از خشک بودن آن اطمینان حاصل شود. اطمینان از عدم وجود رطوبت در گاز اولیه بسیار حائز اهمیت است. نگهداری ترانسفورماتور یدکی (Spare) با گاز در انبار مجاز نیست و حتماً باید ترانسفورماتور با روغن پر شود [۱۱].

ترانسفورماتور پر شده با روغن را می‌توان برای مدت زمان طولانی در انبار نگهداری کرد. بنابراین بهترین حالت نگهداری ترانسفورماتور در انبار، قرار دادن آن بر روی فونداسیون اصلی با همه تجهیزات جانبی وصل‌شده، خشک کردن عایق و پر کردن آن از روغن تحت خلاء است [۶ و ۷].

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

برای ترانسفورماتوری که در مراحل اولیه با گاز پر شده است، در هنگام قرار گرفتن در سرویس و تزریق روغن بایستی از دستگاه جداسازی گاز (Degassing Equipment) استفاده شود. در این حالت، دوره خلاء پیش از تزریق روغن باید ۲۴ ساعت به علاوه یک ساعت به ازای هر ماه نگهداری در انبار باشد. همچنین، برای چنین ترانسفورماتوری بایستی ۷۲ ساعت بین تزریق روغن و برق‌دار شدن فاصله زمانی وجود داشته باشد تا اشباع کاغذ به درستی انجام شود [۷].

برای جلوگیری از تقطیر رطوبت بهتر است ترانسفورماتور در جایی نگهداری شود که دما در آن پایدار و اندکی بالاتر از دمای محیط است [۶]. در صورت امکان، نگهداری در محیط داخلی ارجحیت دارد.

۱-۶-۳ - نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن

موارد زیر بایستی در مورد نگهداری ترانسفورماتور در انبار با گاز نیتروژن رعایت شود:
أ- مدت زمان انبار کردن باید به تایید سازنده برسد.

ب- ترانسفورماتور باید در همه زمان‌ها تحت فشار مثبت 0.1-0.3 bar نسبت به اتمسفر باشد.
ت- یک کپسول ذخیره با فشار بیش از 10 bar بایستی همراه با یک رگولاتور فشار به ترانسفورماتور متصل شود. همچنین، لازم است یک کپسول رزرو موجود باشد تا در صورت نشتی و از دست رفتن فشار تا زمان انجام تمهیدات لازم، از آن برای نگهداری فشار استفاده شود.

ث- در ابتدای انبار نمودن بایستی فشار بالاتری در ترانسفورماتور ایجاد شده و نشتی آن چک شود.
ج- فشار داخل ترانسفورماتور و همچنین، فشار محفظه ذخیره بایستی تا دو هفته اول هر روز ثبت شود. بهتر است اندازه‌گیری در یک زمان مشخص از روز انجام شود و زمان و دمای دقیق آزمون ثبت شود [۷]. پس از گذشت دو هفته نیز فشار ترانسفورماتور و محفظه ذخیره بایستی هر چهار هفته یکبار کنترل شود [۶].

۱-۶-۴ - نگهداری ترانسفورماتور با روغن در انبار

در مورد ترانسفورماتوری که تجهیزات جانبی آن کاملاً متصل نشده، تزریق روغن تحت شرایط خلاء می‌تواند تا ارتفاع مناسب (تعیین شده توسط سازنده) انجام شده و فضای بالای روغن با گاز نیتروژن خشک پر گردد. موارد (ث) و (ج) آئیم (۱-۶-۳) با عنوان نگهداری با گاز نیتروژن در این مورد نیز اعمال می‌شود. همچنین، می‌توان ترانسفورماتور را به طور کامل مونتاژ کرده و تحت خلاء با روغن پر کرد به گونه‌ای که آماده برای بهره‌برداری باشد. در صورتی که ترانسفورماتور پمپ داشته باشد بایستی به صورت دوره‌ای (هر

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

سه ماه) نصف پمپ ها را به مدت ۳۰ دقیقه روشن کرد و سپس نیمه دیگر پمپ ها را به مدت ۳۰ دقیقه به کار گرفت [۷]. در فواصل ماهیانه بایستی فن های ترانسفورماتور به مدت ۱۰ دقیقه کار کنند و گرم کننده های ترانسفورماتور نیز بررسی شود. به غیر از موارد بالا بایستی همانند یک ترانسفورماتور در حال کار با ترانسفورماتور موجود در انبار برخورد شود و در دوره های سالیانه، کیفیت روغن، وضعیت سیلیکاژل، وضعیت عملکرد رله ها و ... کنترل شود.

جهت جلوگیری از ورود رطوبت به ترانسفورماتور سیلیکاژل بایستی در دوره های منظم بازبینی و در صورت لزوم بازایی شود [۶]. وضعیت سیلیکاژل در محیط های معمول هر چهار هفته و در آب و هوای شرجی و مرطوب هر دو هفته بایستی کنترل شود.

۱-۶-۵ - نگهداری قطعات جانبی ترانسفورماتور در انبار

هدف از نگهداری تجهیزات جانبی در انبار، آماده به کار بودن آن ها در زمان لازم و جلوگیری از آسیب به تجهیز است. برخی تجهیزات بایستی در محیط تمیز و خشک نگهداری شوند. این تجهیزات شامل بوشینگ ها، رله ها، سیم ها، کابل ها و اتصالات هستند. در این بین بوشینگ بایستی در جعبه ای که ارسال شده است نگهداری شود در حالی که قسمت بالایی آن از حالت افقی که با زاویه خاصی توسط سازنده اعلام شده، کمی بلند شده است. در عین حال باید دستورالعمل سازنده در مورد نگهداری بوشینگ ها و سایر تجهیزات در انبار کاملاً رعایت شود. همچنین، نگهداری بوشینگ باید در محیط داخلی بسته نظیر یک سالن انجام شود.

در صورت مهیا بودن فضای داخلی، موتور ها و تابلوی کنترل بایستی به صورت داخلی نگهداری شوند. همچنین، بایستی از سیلیکاژل درون آن ها برای جذب رطوبت استفاده کرد. تجهیزاتی که در محیط بیرونی نگهداری می شوند نبایستی بر روی زمین قرار داشته باشند زیرا ممکن است در معرض آب های راکد قرار گیرند. همچنین، بایستی توسط پوشش مناسب در مقابل تنش های آب و هوایی محافظت شوند. موتور های فن ها در صورت انبارداری غیر صحیح، به خوردگی بسیار حساس هستند. در صورتی که plug موتور موجود باشد، ممکن است درون موتور تقطیر و تجمع آب صورت گیرد و در صورتی که موتور فاقد plug باشد، بایستی حتماً در مقابل ورود رطوبت محافظت شود.

تجهیزاتی مثل رادیاتور ها و تانک کنسرواتور که در حالت کار عادی دارای روغن هستند بایستی به نحو مناسبی آب بندی شوند و در صورت امکان از گاز نیتروژن خشک یا روغن پر شوند. پر کردن از گاز یا روغن در صورتی که نگهداری در انبار بیشتر از سه ماه طول بکشد الزامی است. تابلو های مکانیسم

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ترانسفورماتور و تپ‌چنجر (در صورت مجزا بودن از تانک اصلی) بایستی در محیط داخلی انبار شوند و گرم‌کننده آن‌ها برای جلوگیری از تقطیر و تجمع آب به برق متصل باشد [۷].

۱-۶-۶- نگهداری ترانسفورماتور هرمتیک در انبار

در صورتی که ترانسفورماتور به صورت کامل مونتاژ شده باشد، بایستی فشار مثبتی در حد 0.1-0.3 bar ایجاد شود. همچنین، فشار داخلی ترانسفورماتور بایستی به صورت ماهیانه چک شود. در صورت تامین این شرایط، ترانسفورماتور می‌تواند به صورت طولانی مدت در انبار نگهداری شود [۶].

۱-۶-۷- نگهداری روغن ترانسفورماتور در انبار

مطابق استاندارد IEC 60296 روغن ترانسفورماتور بایستی در داخل ظروف و حجم‌های مشخص مانند موارد زیر بسته‌بندی شود:

- بشکه،
- فلکسی تانک،
- تانکر یا IBC (Intermediate Bulk Container).

همچنین، برای ذخیره‌سازی روغن در ظروف گوناگون باید از تجهیزات مقاوم در برابر روغن استفاده شود. ظروف نامناسب مانند ظروف پلاستیکی حاوی گوگرد یا تجهیزات پلاستیکی، لوله‌های انتقال و یا ظروفی که که ایجاد بار الکترواستاتیک می‌کنند نباید استفاده شود.

روغن عایقی بایستی در ظروف تمیز در انبار نگهداری و در مقابل رطوبت محافظت شود. در صورت استفاده از بشکه، بایستی بشکه‌های روغن به صورت افقی قرار بگیرند به نحوی که درپوش آن جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت در پایین قرار گیرد. در هنگام انتقال بشکه‌ها نحوه قرار گرفتن بشکه باید به صورت عمودی باشد. ظروف موجود جهت نگهداری روغن بایستی در صورت امکان در محلی باشند که دما تقریباً ثابت نگه داشته شود. از اختلاط روغن با هر گونه روغن دیگر و همچنین، ذرات مواد جامد بایستی جلوگیری شود. حتی مقادیر کم ناخالصی نیز می‌تواند کیفیت روغن را به شدت تحت تاثیر قرار دهد. همه ظروف جهت نگهداری روغن بایستی با دقت کنترل شود و وضعیت تمیزی و عدم نفوذپذیری آن‌ها همراه با جزئیات ثبت شود. تانکر و بشکه‌های روغن نو باید با علامت‌گذاری مشخص شده و از سایر روغن‌ها متمایز شوند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱-۶-۸ - پایان دوره نگهداری در انبار

در پایان دوره نگهداری ترانسفورماتور در انبار و پیش از برق دار کردن بایستی کلیه آزمون های پیش از برق داری که در قسمت های بعدی به آن اشاره گردیده انجام شود.

۱-۷-۲ - آزمون های روغن نو

پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور و همچنین، هنگامی که روغن نو تحویل گرفته می شود، لازم است که نمونه ای از روغن موجود در بشکه ها گرفته شده و مطابقت آن با نیازمندی ها کنترل شود. انجام این آزمون ها فارغ از اینکه روغن مدت طولانی در محل پست انبار شده یا تنها زمان کوتاهی از دریافت آن گذشته باشد، الزامی است.

نمونه گیری از روغن نو بایستی از داخل بشکه ها و از قسمت ته بشکه که احتمال آلودگی آن زیاد می باشد گرفته شود. الزامات نمونه گیری، ظرف های مناسب و نحوه نمونه گیری در فصل آزمون های روغن ذکر شده است. همچنین، نمونه گیری از تانکرها و بشکه ها بایستی بعد از توقف کامل تجهیزات حمل صورت گیرد. نمونه گیری از بشکه ها بایستی حداقل ۸ ساعت بعد از ثابت شدن و در مورد تانکر یک ساعت بعد از ثابت شدن آن انجام شود.

توصیه می شود از چند بشکه به صورت تصادفی نمونه روغن گرفته شده و حداقل، آزمون ولتاژ شکست بر روی آن ها انجام شود [۱۲]. برای آزمون ولتاژ شکست نبایستی از ظروف پلاستیکی استفاده شود. ولتاژ شکست مطابق روش IEC (فاصله گوی های دستگاه 2.5 mm) بایستی بیش تر از 30 kV باشد [۱۳]. در صورتی که عدد ولتاژ شکست پایین تر از این مقدار باشد، نبایستی روغن تحویل گرفته شود. توجه شود که این مقدار مربوط به روغن نو و پیش از تصفیه است. پس از تصفیه روغن، مقدار ولتاژ شکست بایستی بیشتر از 70 kV باشد.

در صورتی که روغن درون ترانسفورماتور حمل شده و همراه آن تحویل گرفته شود، بایستی از ترانسفورماتور نمونه روغن گرفته شود. همچنین، پیش از برق دار کردن ترانسفورماتور و پس از پر کردن آن از روغن، نمونه روغن بایستی مورد آزمون قرار گیرد. مشخصات روغن نو برای استفاده در ترانسفورماتور و برخی تجهیزات دیگر در IEC 60296 مشخص شده [۱۳] که در جدول (۱-۱) این مشخصات ارائه شده اند. باید توجه شود که منظور از روغن نو فقط روغنی است که درون بشکه نو تحویل داده می شود بدون آنکه تاکنون درون ترانسفورماتور استفاده شده باشد. بنابراین، روغنی که قبلاً در تانک (مثلاً هنگام آزمون کارخانه ای) استفاده شده و یا روغنی که در خود تانک ترانسفورماتور در هنگام حمل وجود دارد روغن نو

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- محسوب نمی شود. این روغن بایستی مطابق نیازمندی های استاندارد IEC 60422 کنترل شود. جدول مذکور در فصل مربوط به آزمون های دوره ای روغن ارائه شده است.
- در مورد سفارش و خرید روغن موارد زیر توصیه می شود:
- ا- مشخصات تعیین شده توسط استاندارد IEC به عنوان مشخصات روغن تعیین گردد.
- ب- با توجه به اینکه اکثر روغن های موجود در کشور پایه نفتانیک دارند و همچنین، به دلیل مشخصات فنی بهتر روغن های نفتانیک، تهیه روغن های با پایه نفتانیک ارجحیت دارد. به این ترتیب در صورت لزوم می توان از همین روغن برای سرریز ترانسفورماتورهای با روغن مشابه در آینده استفاده کرد.
- ت- توصیه اکید می گردد تا در هنگام خرید روغن، تاییدیه (Certificate) مربوط به مشخصات درخواستی از فروشنده دریافت شود.
- ث- بهتر است در هنگام خرید، جریمه ای برای عدم تطابق هر یک از مشخصات روغن درخواستی در نظر گرفته شود.
- ج- در صورت وجود شک (یا به طور کلی)، مناسب است با درخواست کارفرما مقایسه برخی آزمایش ها جهت کنترل مشخصات روغن تحویل شده با مشخصات تعیین شده انجام شود.

نظامنامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۱-۱): آزمون‌ها و محدوده مجاز برای روغن نو مطابق استاندارد IEC 60296 [۱۳]

مشخصه	روش آزمون	محدوده مجاز
گران‌روی در 40°C	ISO 3104	Max. 12 mm ² /s
گران‌روی در 30°C (الف)	ISO 3104	Max. 1800 mm ² /s
نقطه روان‌شدن (Pour point)	ISO 3016	Max. -40°C
میزان رطوبت	IEC 60814	Max. 30 mg/kg (ب) Max 40 mg/kg (پ)
ولتاژ شکست	IEC 60156	Min. 30 kV/70 kV (ت)
چگالی در 20°C	ISO 12185 یا ISO 3675	Max. 0.895 g/ml
ضریب تلفات عایقی در 90°C	IEC 61620 یا IEC 60247	Max. 0.005
میزان ذرات (Particle content)	IEC 60970	مطابق مشخصات توافق شده
وضعیت ظاهری	-	شفاف، بدون ذرات معلق، رسوب و ته‌نشین
اسیدیته	IEC 62021-1 یا IEC 62021-2	Max. 0.01 mg KOH/g
کشش سطحی (نیروی بین سطحی)	ASTM D971 یا EN 14210	فاقد نیازمندی کلی (ث)
مجموع میزان سولفور	ISO 14596 یا IP 373	فاقد نیازمندی کلی
سولفور خورنده	DIN 51353	غیرخورنده
سولفور با قابلیت خوردگی (Potentially corrosive sulphur)	IEC 62535	غیرخورنده
DBDS ^(د)	IEC 62697-1	غیر قابل تشخیص (< 5 mg/kg)
بازدارنده‌ها (Inhibitors) IEC 6066	IEC 60666	(U) روغن بدون بازدارنده: غیر قابل تشخیص (< 0.01%) (T) روغن با بازدارندگی قابل ردیابی: < 0.08 % (I) روغن‌های دارای بازدارنده: 0.08 % - 0.40 %
افزودنی‌های منفعل‌کننده فلز (Metal passivator additives) (IEC 60666)	IEC 60666	*غیر قابل تشخیص (< 5 mg/kg) یا مطابق مشخصات توافق شده
* اکیداً توصیه می‌شود که از خرید روغن‌های دارای گوگرد و دارای منفعل‌کننده خودداری شود.		
فورفورال و ترکیبات وابسته	IEC 61198	غیر قابل تشخیص (< 0.05 mg/kg) برای هر یک از ترکیبات

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مشخصه	روش آزمون	محدوده مجاز
پایداری در برابر اکسیداسیون	IEC 61125:1992 (Method C) زمان‌های آزمون (U) روغن بدون بازدارنده: ۱۶۴ ساعت (T) روغن با بازدارندگی قابل ردیابی: ۳۳۲ ساعت (I) روغن‌های دارای بازدارنده: ۵۰۰ ساعت	برای روغن‌های با سایر افزودنی‌های آنتی‌اکسیدان و metal passivator به قسمت 6.12 استاندارد مراجعه شود.
مجموع اسیدیته (ج)	IEC 61125:1992 (1.9.4)	Max. 1.2 mg KOH/g
لجن (ج)	IEC 61125:1992 (1.9.1)	Max. 0.8%
ضریب تلفات عایقی در 90 °C (ج)	IEC 61125 (1.9.6), Amedment 1 (2004) + IEC 60247	Max. 0.500 (ج)
تمایل به گاز (Gassing tendency) (ج)	IEC 60628:1985, Method A	مطابق مشخصات توافق‌شده
ECT تمایل به تولید الکتریسیته ساکن (خ)	-	فاقد نیازمندی کلی
نقطه اشتعال (Flash point)	ISO 2719	Min. 135 °C
میزان PCA	IP 346	Max. 3%
میزان PCB	IEC 61619	غیر قابل تشخیص (< 2 mg/kg)
الف- این مقدار، میزان LCSET استاندارد برای روغن ترانسفورماتور است که با توجه به شرایط جوی هر کشور می‌تواند اصلاح شود. نقطه روان شدن بایستی حداقل 10 K پایین‌تر از LCSET باشد. ب- برای زمانی که روغن در حجم بالا تحویل گرفته شده است (با تانکر) پ- برای زمانی که روغن در بشکه تحویل گرفته شده است ت- بعد از عملیات آزمایشگاهی ث- به عنوان یک نیازمندی کلی حداقل 40 mN/m توصیه می‌شود. ج- مقدار ضریب تلفات عایقی حداکثر ۰/۰۲۰ بعد از ۲ ساعت اکسیداسیون (IEC 61125:1992 روش C) می‌تواند برای استفاده در پوشینگ‌ها و ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری EHV به کار گرفته شود. چ- در پایان آزمون‌های اکسیداسیون ح- این مشخصه فقط برای کاربردهای خاص مثل پوشینگ و ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری اهمیت دارد. خ- تولید الکتریسیته ساکن فقط برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن با نرخ پمپاژ بالا اهمیت دارد و بایستی در مورد آن توافق صورت گیرد. د- Dibenzylidylsulphide، این نوع ترکیب سولفور ممکن است باعث تولید سولفور مس در عایق کاغذی شده و استقامت الکتریکی آن را پایین آورد.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۱-۸- نصب ترانسفورماتور

نصب ترانسفورماتور و تجهیزات جانبی آن دقیقاً مطابق دستورالعمل سازنده و قدم به قدم انجام شود و موارد مهمی که در دستورالعمل توسط سازنده مشخص شده است کنترل گردد. برخی نکات مهم تر به اختصار ذکر می گردد:

- ا- کنترل صحت عملکرد و اینترلاک OLTC.
- ب- در صورتی که واشرهای رادیاتورها باز شده باشد واشرها بایستی حتماً تعویض شوند و از واشر جدید برای نصب استفاده شود،
- ت- کنترل صحت عملکرد ترمومتر روغن و سیم پیچ،
- ث- نصب صحیح منبع انبساط و کیسه هوا و اطمینان از آب بندی بودن آنها،
- ج- نصب رادیاتورها و لوله های رابط و کنترل شیرها،
- ح- نصب فن ها، پمپ های روغن، کنترل عملکرد آنها و همچنین، کنترل جهت باد فن ها،
- خ- نصب بوشینگ،
- د- اطمینان از اتصال بدنه ترانسفورماتور به زمین و اتصال زمین هسته،
- ذ- کنترل صحت عملکرد رله بوخه لیس،
- ر- نصب و کنترل عملکرد نشان گر سطح روغن کنسرواتور،
- ز- نصب مارشال باکس و برقراری اتصالات و کنترل صحت سیم کشی،
- س- آچارکشی پیچ ها و اتصالات،
- ش- کنترل پلاریته CT بوشینگی.

۱-۹- خشک کردن ترانسفورماتور

۱-۹-۱- خشک کردن ترانسفورماتور نو در محل

در صورتی که در بازبینی داخلی، نشانه های دال بر وجود رطوبت در ترانسفورماتور محرز باشد یا اگر آب بندی گاز از بین رفته باشد، احتمالاً نیاز به خشک کردن ترانسفورماتور در محل پست قبل از تزریق روغن می باشد. یکی از راه های مناسب برای تصمیم در مورد نیاز ترانسفورماتور به خشک کردن استفاده از نتایج تست ضریب تلفات عایقی یا $\tan\delta$ است. در صورت وجود رطوبت، آزمون مقاومت عایقی سیم پیچ نیز کاهش مقاومت عایقی را نشان می دهد اما به تنهایی معیار مناسبی نیست. برای تشخیص دقیق تر می توان از آزمون مقاومت عایقی و اندازه گیری اندیس پلاریزاسیون استفاده کرده و بر اساس آن تصمیم لازم را اتخاذ

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نمود. لازم به ذکر است تا زمانی که ترانسفورماتور روغن ندارد ولتاژ آزمون بایستی کمتر از 2 kV باشد تا آسیبی به عایق ترانسفورماتور وارد نشود.

برای تشخیص خشکی عایق ترانسفورماتور، با توجه به نتایج به دست آمده از آزمون‌های ضریب تلفات عایقی و یا اندیس پلاریزاسیون، در مرحله اول بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد. در مرحله دوم مقدار اندازه‌گیری شده در کارخانه بایستی ملاک مقایسه قرار گیرد. در صورتی که این موارد در دسترس نباشد میزان ضریب تلفات عایقی بزرگ‌تر از ۰/۳۵٪ (اصلاح‌شده به دمای 20 °C) معیاری برای تشخیص وجود رطوبت در ترانسفورماتور خواهد بود. بنابراین در صورتی که میزان $\tan\delta$ عایق کمتر از ۰/۳۵٪ (اصلاح‌شده به دمای 20 °C) باشد نشان دهنده خشکی عایق ترانسفورماتور است. لازم به ذکر است که این عدد تجربه متخصصین ترانسفورماتور بوده و در استاندارد IEEE C57.152 عدد ۰/۴٪ (اصلاح‌شده به دمای 20 °C) به عنوان حد قابل قبول $\tan\delta$ ترانسفورماتور نو با سطح ولتاژ 230 kV به بالا ذکر شده است. این مقدار برای ترانسفورماتورهای با سطح ولتاژ پایین‌تر برابر ۰/۵٪ ذکر شده است [۹].

لازم به ذکر است که اعداد ذکر شده مربوط به حالتی است که ترانسفورماتور دارای روغن است. اگر ترانسفورماتور فاقد روغن و قرار بر این باشد که پیش از تزریق روغن در مورد خشک کردن آن تصمیم گرفته شود، توجه به افت فشار گازی که ترانسفورماتور با آن حمل شده است می‌تواند معیار مناسبی در مورد نفوذ رطوبت به آن باشد. همچنین، در صورتی که مقداری روغن درون ترانسفورماتور موجود باشد، آزمون این روغن می‌تواند به تشخیص نفوذ رطوبت به ترانسفورماتور کمک کند.

نکته قابل توجه آن است که هر یک از آزمون‌های فوق می‌تواند برای عایق‌های مختلف ترانسفورماتور انجام شود. برای مثال، میزان ضریب تلفات عایقی برای عایق بین سیم‌پیچی فشارقوی و فشارضعیف، سیم‌پیچی فشارقوی و زمین و همچنین، سیم‌پیچی فشارضعیف و زمین قابل انجام است. با توجه به اینکه گاهی موادی در ترانسفورماتور استفاده می‌شود که در حالت کار عادی نیز کاملاً خشک نیستند و این موضوع خللی برای کار ترانسفورماتور ایجاد نمی‌کند، نتایج همه آزمون‌ها ممکن است خشک بودن را نشان ندهد. از این رو توصیه می‌شود که نتایج آزمون کارخانه‌ای ترانسفورماتور نو ملاک عمل قرار گیرد و نتایج آزمون‌ها به صورت نظیر به نظیر با نتایج آزمون کارخانه‌ای مقایسه و بر اساس آن نتیجه‌گیری انجام شود.

لازم به ذکر است که علاوه بر روش‌های تشریح شده فوق‌الذکر از روش پاسخ فرکانسی عایقی یا DFR (Dielectric Frequency Response) که معمولاً به نام طیف‌سنجی فرکانسی یا FDS نیز موسوم بوده (Frequency Domain Spectroscopy) می‌توان برای تشخیص میزان رطوبت ترانسفورماتور استفاده کرد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در این روش، $\tan\delta$ ترانسفورماتور در یک بازه فرکانسی اندازه‌گیری شده و سپس بر اساس آن مقدار رطوبت در کاغذ تعیین می‌شود. این روش نسبت به آزمون $\tan\delta$ در فرکانس قدرت، وضعیت رطوبت عایق جامد ترانسفورماتور را بهتر تخمین می‌زند و لذا برای تصمیم‌گیری در مورد خشک‌کردن ترانسفورماتور ارجحیت دارد.

۱-۹-۲ - تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر

فرآیند خشک‌کردن و تزریق نهایی روغن احتیاج به خلاء به میزان مشخص دارد اما میزان خلاء و یا فشار لازم در دستگاه‌های مختلف ممکن است برحسب واحدهای متفاوتی بیان شده باشد. در این نظام‌نامه همه جا از واحد mbar و یا bar استفاده شده است. اما با توجه به اینکه واحدهای دیگری نیز در دستگاه‌ها استفاده می‌شود ضرایب تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر در جدول (۱-۲) ارائه شده است. در هر ردیف، مقدار یکی از واحدها، عدد ۱ در نظر گرفته شده و میزان تبدیل همان فشار به سایر واحدها در همان ردیف ذکر شده است. برای مثال در ردیف آخر 1 psi معادل 68.948 mbar است. اعداد داده شده عملاً به عنوان ضریب تبدیل قابل استفاده است. به عنوان مثال برای تبدیل kPa به psi ابتدا باید به ردیف kPa یعنی ردیف چهارم مراجعه کرده و از ستون psi مقدار ۰/۱۴۵ به عنوان ضریب مشخص می‌شود. بنابراین برای تبدیل هر مقدار kPa به psi کافی است که فشار برحسب kPa در عدد ۰/۱۴۵ ضرب شود.

جدول (۱-۲): ضریب تبدیل واحدهای مختلف فشار به یکدیگر

	mbar	bar	mmHg (Torr)	kPa	atm.	psi
mbar →	۱	۰/۰۰۱	۰/۷۵۰	۰/۱	۰/۰۰۰۹۸۶۹	۰/۰۱۴۵
bar →	۱۰۰۰	۱	۷۵۰/۰۶	۱۰۰	۰/۹۸۶۹	۱۴/۵۰۴
mmHg (Torr) →	۱/۳۳۳	۰/۰۰۱۳۳	۱	۰/۱۳۳	۰/۰۰۱۳۱۶	۰/۰۱۹۳۴
kPa →	۱۰	۰/۰۱	۷/۵۰۰۶	۱	۰/۰۰۹۸۶۹	۰/۱۴۵
atm →	۱۰۱۳/۲۵	۱/۰۱۳	۷۶۰	۱۰۱/۳	۱	۱۴/۵۹۶
psi →	۶۸/۹۴۸	۰/۰۶۸۹۴	۵۱/۷۱۵	۶/۸۹۴	۰/۰۶۸۰۵	۱

۱-۹-۳ - اصول علمی خشک‌کردن سیستم عایقی ترانسفورماتور

نکات اساسی در موضوع خشک کردن ترانسفورماتور به شرح ذیل بیان می‌شود:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ا- عایق جامد ترانسفورماتور یعنی کاغذ و پرس برد پایه سلولزی دارند و از جنس چوب بوده و لذا تمایل زیادی به جذب رطوبت دارند. مواد سلولزی می توانند تا ۱۷٪ مقدار وزنی خود آب جذب کنند در حالی که همچنان خشک به نظر می رسند. جذب آب تا این میزان بستگی به شرایط محیطی کاغذ مثل رطوبت و دما دارد. این موضوع باعث می شود که اگر یک ترانسفورماتور به عنوان مثال هفت تن سلولز داشته باشد می تواند تا حدود یک تن آب در آن ذخیره شود. به همین دلیل، اگر ترانسفورماتوری، مدت طولانی در معرض رطوبت بوده باشد در مراحل اولیه خشک کردن مقدار قابل توجهی آب از آن خارج می شود.

ب- نکته دوم، منابع جذب رطوبت توسط عایق کاغذی است. گرچه در وهله اول نفوذ رطوبت از خارج ترانسفورماتور به ذهن می رسد مثل انواع نشتی ها، اما بایستی دقت کرد که آب فقط از خارج ترانسفورماتور به آن وارد نمی شود. فرآیند پیری کاغذ و روغن نیز آب تولید می کنند. به عبارت دیگر، آب یکی از محصولات جانبی واکنش های شیمیایی پیری کاغذ و روغن است و آب ناشی از فرآیند پیری نیز توسط عایق کاغذی ترانسفورماتور جذب می شود.

ت- با خروج رطوبت از کاغذ حجم آن کاهش پیدا می کند و بنابراین فشار روی سیم پیچ به دلیل کاهش حجم کاغذ کم می شود. لذا ممکن است در برخی موارد احتیاج به اعمال فشار مجدد روی سیم پیچ بعد از خشک کردن ترانسفورماتور باشد. در مورد ترانسفورماتورهای نو این نگرانی وجود ندارد چرا که در کارخانه فشار مناسب بعد از خشک کردن کاغذ و عایق بر روی سیم پیچ اعمال می شود. در صورتی که در طول حمل ترانس، کاغذ رطوبت گرفته باشد، فشار آن نسبت به کارخانه افزایش می یابد و با خشک کردن مجدد به فشار مناسب باز خواهد گشت. در مواردی که سیم پیچ احتیاج به فشرده شدن داشته باشد، اعمال فشار بایستی توسط کارشناسان متخصص در این زمینه انجام شود چرا که فشار بالا می تواند سیم پیچ را له کرده و استحکام آن را از بین ببرد.

ث- در حالتی که ترانسفورماتور روغن دارد، تعادل بین رطوبت موجود در کاغذ و رطوبت موجود در روغن آن برقرار می شود. این تعادل که به دمای کاری نیز بستگی دارد به گونه ای است که بیشترین مقدار آب در عایق کاغذی وجود دارد. برای مثال از ۱۰۰٪ آب موجود در ترانسفورماتور ۹۸٪ آب در عایق سلولزی و تنها ۲٪ آن در روغن موجود است. به طور مثال، یک ترانسفورماتور با مشخصات ۱۵۰ مگاوات آمپر ۴۰۰ کیلوولت با حجم ۸۰ هزار لیتر روغن، ۷ تن کاغذ و رطوبت 20 ppm، حدود ۲ کیلوگرم آب در روغن و ۲۲۳ کیلوگرم آب در کاغذ آن وجود دارد. به این ترتیب موضوع اصلی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

در خشک کردن ترانسفورماتور، خشک کردن کاغذ آن است. همچنین، بایستی توجه کرد که با خشک کردن روغن به تنهایی، عملاً رطوبت ترانسفورماتور کاهش نیافته است. لذا بایستی بین موضوع خشک کردن کاغذ و روغن تمایز در نظر گرفته شده و توجه شود که موضوع اصلی خشک کردن کاغذ است.

ج- زمانی که کاغذ به روغن آغشته شده و اصطلاحاً اشباع می شود، رطوبت را به سختی جذب کرده و به سختی نیز پس خواهد داد. بنابراین به هر دلیلی که کاغذ ترانسفورماتور رطوبت گرفته باشد، خشک کردن آن فرآیند زمان بر و پرزحمتی است و لذا بایستی حداکثر تمهیدات برای جلوگیری از جذب رطوبت توسط عایق کاغذی انجام شود.

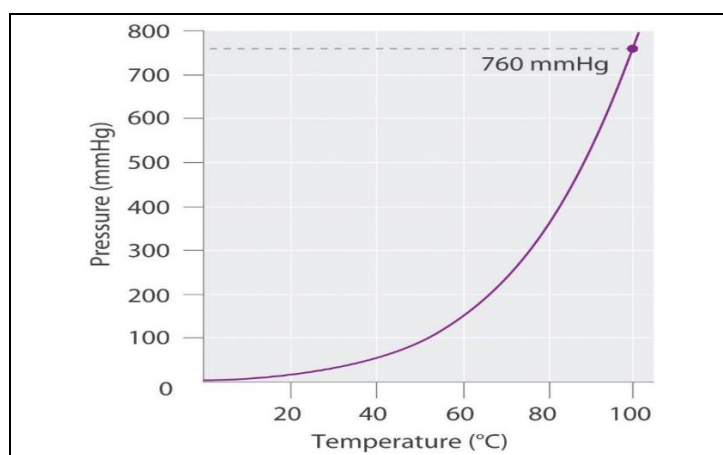
نکته ششم اهمیت وجود هم زمان گرما و خلاء در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور است. نقطه جوش و یا تبخیر آب کاملاً به فشاری که روی آن قرار دارد بستگی دارد. برای مثال آب در کنار دریا در فشار یک بار و در دمای 100°C به جوش می آید در حالی که در نقاط با ارتفاع بالاتر که فشار کم تر می شود، دمای جوش آب نیز کاهش می یابد. این اصل علمی دقیقاً در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور نیز مورد استفاده قرار می گیرد. دمای جوش آب برحسب فشار در شکل (۱-۷) نمایش داده شده است. چنان که دیده می شود با کاهش فشار روی آب تا حد 100 mbar دمای تبخیر آب به حدود 50°C کاهش می یابد. در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور نیز پس از گرم کردن سیم پیچ و تخلیه روغن، خلاء اعمال می شود و در حضور خلاء آب موجود در کاغذ حتی در دماهای پایین نیز تبخیر شده و از کاغذ جدا می شود. لذا وجود خلاء در فرآیند خشک کردن ضروری است. باید دقت کرد که رطوبت بایستی از لابه لای مولکول های سلولز خارج شود و این موضوع فرآیند سخت و زمان بری است. میزان خلاءای که بر روی ترانسفورماتور در حالت خشک کردن اعمال می شود در حدود 1 mbar یا یک هزارم فشار اتمسفر است. از این جهت بایستی پمپ خلاء مناسب که توانایی ایجاد خلاء تا این مقدار را داشته باشد انتخاب شود. همچنین، ترانسفورماتور بایستی فاقد نشتی باشد که در قسمت بعد به آن اشاره خواهد شد.

ح- نکته دیگر آن است که در حضور خلاء حرکت چندان وجود ندارد. به عبارت دیگر، ممکن است مولکول های آب به سطح عایق بیایند اما به دلیل خلاء نتوانند از روی عایق جابه جا شوند. دمیدن گاز به عایق کاغذی، باعث می شود تا مولکول های آب بتوانند همراه با این گاز از ترانسفورماتور خارج شده و به داخل پمپ خلاء مکیده شوند. به همین دلیل، تزریق اندکی گاز نیتروژن خشک به

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ترانسفورماتور در مرحله خلاء سرعت خشک شدن کاغذ را افزایش می دهد. تزریق در چند مرحله (برای مثال چند بار در روز) و در هر بار به اندازه باز و بسته کردن شیر کپسول گاز نیتروژن کافی است. لازم به ذکر است که بایستی از خشک بودن گاز ازت اطمینان حاصل شود.

خ- نکته دیگر در مورد خلاء آن است در صورتی که فضا را سرد کنند، جذب گاز و رطوبت بهتر انجام شده و خود خلاء نیز افزایش می یابد. به همین دلیل برخی از دستگاه ها همراه با پمپ خلاء یک سردکننده نیز دارند که با سرد کردن، آب و گاز را به نحو بهتری جذب می کنند.



شکل (۷-۱): نقطه جوش آب بر حسب فشار

د- آخرین نکته در مورد خلاء مربوط به اندازه گیر آن است. با توجه به اینکه لوله های رابط در مقابل خلاء مقاومت بالایی از خود نشان می دهند، تفاوت فشار در ابتدا و انتهای لوله مقدار قابل توجهی دارد. برای مثال ممکن است سمتی از لوله که به پمپ خلاء متصل است در فشار 1 mbar باشد اما سمت دیگر آن در اتصال به تانک ترانسفورماتور فشار به مراتب بالاتری داشته باشد. از این رو لازم است که اندازه گیری خلاء در تانک و با نصب یک خلاءسنج انجام شود. راه جایگزین اندازه گیری خلاء در محل اتصال لوله خلاء به تانک ترانسفورماتور است. به دلیل مقاومت قابل توجه لوله در مقابل خلاء توصیه می شود که از لوله با قطر مناسب استفاده شود.

ذ- در کنار خلاء حضور گرما نیز اهمیت دارد. با توجه به اینکه آب در هنگام تبخیر شدن از محیط گرما جذب می کند، گرم کردن عایق و سیم پیچ جهت تامین انرژی لازم برای تبخیر اهمیت دارد. در صورت نبود گرما، بخشی از آب از محیط اطراف خود انرژی گرفته و تبخیر می شود و محیط اطراف

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

آن سرد می شود به نحوی که ممکن است حتی منجر به یخ زدن آب باقی مانده در سیم پیچ نیز بشود. این موضوع اهمیت گرم کردن را نشان می دهد.

ر- گرم کردن می تواند با استفاده از روغن و یا به وسیله جریان الکتریکی انجام شود. در بخش بعدی در مورد گرمایش با روغن صحبت خواهد شد. با توجه به اینکه بعد از تخلیه روغن و ایجاد خلاء گرم کردن متوقف می شود، سیم پیچ آرام آرام سرد می شود اما به دلیل خلاء، همچنان آب به تبخیر شدن تا دمای پایین ادامه می دهد. بنابراین می توان با اندازه گیری مقاومت سیم پیچ (در صورت وجود بوشینگ) به میزان دمای سیم پیچ پی برد و فرآیند را تا زمانی که سیم پیچ به اندازه کافی گرم است ادامه داد. در صورتی که روش های دیگری برای اندازه گیری دمای سیم پیچ وجود داشته باشد می توان از آن استفاده کرد. معمولاً تا زمانی که دمای سیم پیچ به 30°C برسد، نگهداشتن خلاء در خشک کردن کاغذ همچنان موثر است [۱۱].

برای تعیین دمای سیم پیچ ابتدا بایستی مقاومت سیم پیچ در یک دمای مشخص اندازه گیری شده باشد. برای سیم پیچ از جنس مس در صورتی که در دمای T_s (درجه سانتی گراد) مقاومت سیم پیچ برابر R_s باشد، در این صورت در دمای T_m (درجه سانتی گراد) مقاومت اندازه گیری شده برابر R_m خواهد بود [۱۴]:

$$R_s = R_m \frac{T_s + 234.5}{T_m + 234.5} \quad (2-1)$$

برای سیم پیچ از جنس آلومینیوم عدد 234.5 بایستی با 225 جایگزین شود. با استفاده از رابطه فوق و دانستن R_s ، R_m و T_m مقدار T_s قابل محاسبه است. اطلاعات بیشتر در قسمت آزمون مقاومت سیم پیچ داده شده است.

در مورد گرم کردن بهتر است سیم پیچ تا بالاترین دمای ممکن گرم شود. این دما در برخی از استانداردهای موجود 80°C ذکر شده است. اما بایستی دقت کرد در صورتی که دستگاه گرم کننده روغن دارای محفظه خلاء باشد، گرم کردن روغن تا دمای 80°C در حضور خلاء موجب تبخیر برخی از ترکیبات سبک روغن شده و به آن آسیب می زند. بنابراین در حالتی که روغن از محفظه خلاء دستگاه تصفیه روغن عبور می کند، گرم کردن بیش از 60°C توصیه نمی شود. راه دیگر آن است که تا افزایش دمای روغن به 60°C ، روغن از محفظه خلاء نیز عبور داده شود تا رطوبت و گازهای آن جذب شود اما با افزایش دما، محفظه خلاء بای پس شده و افزایش دما تا 80°C ادامه یابد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

گرم کردن با جریان که به عنوان روش گرمایش فرکانس پایین یا LFH (Low Frequency Heating) شناخته می شود، نسبت به گرم کردن عادی روغن مزایایی دارد. علت آن است که گرم کردن می تواند هم زمان با خلاء انجام شود. از سوی دیگر، با گرم شدن سیم پیچ، بخش درونی کاغذ گرم می شود. به دو دلیل فوق روش LFH راندمان بیشتری نسبت به سایر روش ها دارد [۱۵]. هنگامی که سیم پیچ تحت خلاء است، ولتاژ شکست پایین می آید و لذا نمی توان به دلیل راکتانس سیم پیچ جریان قابل توجهی در ولتاژ پایین از سیم پیچ عبور داد. برای حل این موضوع، بایستی میزان راکتانس (X) و یا فرکانس کاری را کاهش داد. به این ترتیب مقدار راکتانس کاهش یافته و می توان در ولتاژ پایین جریان بالاتری از سیم پیچ عبور داد. بایستی دقت کرد که کاهش فرکانس تا حدی اثر گذار است. زمانی که با کاهش فرکانس، مقدار راکتانس به یک دهم مقاومت سیم پیچ رسیده باشد، کاهش بیشتر فرکانس تاثیر خاصی در افزایش جریان ندارد چرا که عامل محدود کننده مقاومت سیم پیچ است که تغییر قابل توجهی با فرکانس ندارد.

با توجه به آن که امکانات روش LFH به آسانی در دسترس نیست، روش گرم کردن با روغن در قسمت بعد به صورت مرحله به مرحله توضیح داده می شود. روش انجام کار به طور خلاصه آن است که سیم پیچ با گرم کردن روغن گرم می شود. سپس روغن تخلیه شده و خلاء بر روی ترانسفورماتور قرار داده می شود. پس از گذشت زمان کافی مجدداً تزریق روغن و گرم کردن آن انجام می شود. این فرآیند به صورت تکراری تا زمانی که ترانسفورماتور به حد کافی خشک شود ادامه می یابد.

۱-۹-۴ - گرم کردن سیم پیچ با روغن و خشک کردن آن با خلاء

مراحل زیر بایستی در فرآیند خشک کردن ترانسفورماتور انجام شوند:

أ- در ابتدا بایستی روغن با حجم مناسب در تانکر با حجم معادل ریخته شده و تصفیه شود. منظور از حجم مناسب مقدار روغنی است که با تزریق به ترانسفورماتور، سیم پیچ را کاملاً در بر بگیرد و هیچ قسمتی از سیم پیچ از روغن بیرون نباشد. همچنین، ظرفیت تانکر باید به گونه ای باشد که کل حجم روغن را در خود جای دهد. در فرآیند مراحل تصفیه روغن (که در تانکر انجام می شود)، رطوبت و گاز آن گرفته می شود. این مرحله تا زمانی که ولتاژ شکست روغن به بیش از 70 kV مطابق استاندارد IEC برسد باید ادامه یابد. تزریق روغن به ترانسفورماتور پیش از رسیدن به این مرحله مجاز نیست. لازم به ذکر است که اندازه گیری ولتاژ شکست روغن بایستی در دمای محیط انجام شود. برای اطلاعات بیشتر به قسمت آزمون ولتاژ شکست روغن مراجعه شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ب- بایستی دستگاه گرم کننده روغن مناسب انتخاب شود. ظرفیت حجمی دستگاه بر حسب لیتر بر ساعت بایستی حدود یک دهم حجم روغن ترانسفورماتور باشد به گونه ای که در مدت ده ساعت کل روغن سیرکوله شده باشد.

ت- تانکر ذخیره کننده روغن بایستی تمیز و عاری از گرد و غبار باشد، آب بندی بوده و اجازه نفوذ رطوبت یا باران را به داخل خود ندهد. همچنین، در صورتی که هوا وارد تانکر می شود مناسب است که از سیلیکاژل جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت استفاده کرد.

ث- در صورتی که ترانسفورماتور دارای روغن باشد از همان روغن می توان جهت گرم کردن استفاده کرد. اما وجود تانکر با حجم معادل ترانسفورماتور لازم است.

ج- با توجه به اینکه گردش روغن ممکن است باعث ایجاد الکتریسیته ساکن شود و این الکتریسیته ساکن ممکن است برای سیم پیچ خطرناک باشد، کلیه قسمت هایی که از بیرون در دسترس هستند، مثل ترمینال بوشینگ ها، تانک ترانسفورماتور، دستگاه فیلتر روغن و شیرهای روغن بایستی در هنگام تزریق روغن به نحو مناسبی زمین شده باشند.

ح- تانک ترانسفورماتور ابتدا جهت کنترل نشتی با آزمون افزایش فشار کنترل شود. پیش از اعمال خلاء بایستی فشار مثبت در حد 14 kPa (140 mbar) و حداکثر تا 35 kPa (350 mbar) با گاز نیتروژن خشک در داخل تانک ترانسفورماتور ایجاد شود. ترانسفورماتور بایستی بتواند مدت ۴ ساعت این فشار را نگه دارد [۷]. همه نشتی های موجود بایستی پیش از شروع خلاء مرتفع شوند. می توان از آب و صابون برای چک کردن نشتی استفاده کرد.

خ- در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً دارای روغن بوده و اطمینان از عدم نشتی وجود داشته باشد، بدون انجام آزمون فشار می توان مراحل خشک کردن را ادامه داد. باید توجه شود که در مورد ترانسفورماتور نو و در زمان حمل معمولاً قسمت بالایی تانک ترانسفورماتور بدون روغن است. به عبارت دیگر سطح روغن تا بالاتر از هسته تنظیم می شود. بنابراین معمولاً نشتی قسمت بالایی تانک حتی با حضور روغن دیده نمی شود و بایستی آزمون فشار مثبت انجام شود.

د- در کلیه مراحل خشک سازی، کنسرواتور نبایستی به تانک ترانسفورماتور متصل باشد. در صورتی که ترانسفورماتور نو باشد، کنسرواتور بعد از فرآیند خشک کردن و روغن زدن به تانک متصل می شود. این موضوع در مورد ترانسفورماتورهای تعمیری نیز بایستی رعایت شود. برای حالتی که کنسرواتور در محل خود نصب شده است بایستی شیر رابط بسته شود چرا که ممکن است کیسه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- هوای آن تحمل خلاء را نداشته باشد. در این مورد بایستی مطابق توصیه سازنده عمل کرد. در صورتی که کنسرواتور مرطوب باشد باید به صورت مجزا خشک شود.
- ذ- جهت افزایش راندمان، کاهش زمان و صرفه جویی در انرژی، تانک ترانسفورماتور بایستی توسط عایق های مناسب نظیر پشم شیشه از نظر حرارتی عایق شود.
- ر- تجهیز فشارشکن (Pressure Relief) بایستی از ترانسفورماتور ایزوله شود (با قرار دادن درپوش) مگر آن که سازنده تایید کند که تجهیز قادر به تحمل خلاء می باشد [۷].
- ز- تپ چنجر معمولاً قادر به تحمل خلاء نیست و بنابراین برای جلوگیری از تنش وارده روی دیواره آن، باید فشار دو طرف دیواره تپ چنجر یکسان باشد. به این منظور می توان با ارتباط دادن بین دایورترسوئیچ و مخزن ترانسفورماتور فشار دو سمت را یکسان کرد.
- س- بایستی کنترل کرد که خود تانک ترانسفورماتور برای خلاء کامل طراحی شده باشد. همچنین، بایستی تجهیزات جانبی را از لحاظ تحمل خلاء کنترل کرد. هر تجهیزاتی که توانایی تحمل خلاء را نداشته باشد بایستی از مخزن اصلی ایزوله شود. توجه شود که مقدار خلاء قابل تحمل برای ترانسفورماتورهای کارکرده با نو متفاوت است و لذا در مورد ترانسفورماتور کارکرده بایستی با مشورت با متخصصین تعیین کرد که چه مقدار خلاء مجاز است.
- ش- در فرآیند خشک کردن، هیچ گونه اتصال صلبی نبایستی به بوشینگ، برقگیرها و یا مقره ها انجام شده باشد. جابه جایی بدنه تانک در اثر خلاء با وجود اتصال صلب ممکن است منجر به شکستگی پرسیلان یا تنش بر روی بدنه تانک شود.
- ص- برای افزایش راندمان و کاهش برون رفت حرارت، بایستی از گردش روغن در رادیاتورها جلوگیری شود. این کار با کمک بستن شیر پایینی رادیاتور انجام می شود. باز بودن یکی از شیرها باعث می شود که رطوبت درون رادیاتور نیز گرفته شود. لازم به ذکر است که بستن شیر پایین بایستی در حالت بدون روغن انجام شود در غیر این صورت، روغن وارد شده به رادیاتور از آن خارج نمی شود.
- ض- پس از طی مراحل تصفیه، روغن آماده شده به تانک ترانسفورماتور تزریق می شود. در صورتی که روغن درون ترانسفورماتور وجود داشته باشد این مرحله موضوعیت ندارد. تزریق روغن در مرحله پر کردن اولیه که سطح روغن تا بالاتر از سیم پیچ می رسد بایستی تحت خلاء انجام شود. بهتر است روغن از شیر پایین به داخل تانک مکیده شود همان گونه که در شکل (۱-۹) الف نشان داده شده

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

است. نحوه انجام خلاء در مراحل (غ) تا (ف) به نحو کامل تر توضیح داده شده که در این جا نیز به اختصار بیان می شود. پیش از شروع خلاء بایستی کلیه شیرهای متصل به ترانسفورماتور از جمله شیر گاز نیتروژن خشک و شیر ورود و خروج روغن بسته شود. لوله اتصال پمپ خلاء بایستی به شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لوله بایستی به اندازه کافی بزرگ بوده تا افت فشار لوله کم باشد. ضمناً پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا خلاء به میزان حدود 1 mbar در مخزن ایجاد شود. توجه شود که مقدار 1.0 mmHg مربوط به ترانسفورماتور نو است و خلاء قابل تحمل برای ترانسفورماتورهای کارکرده با نو متفاوت است و لذا در مورد ترانسفورماتور کارکرده بایستی با مشورت با متخصصین ذیربط تعیین کرد که چه مقدار خلاء مجاز است. اندازه گیری میزان خلاء بایستی از محل تانک ترانسفورماتور انجام شود. بهتر است محل اندازه گیری نسبت به محل اتصال لوله خلاء دور باشد. برای اطمینان از عدم نشتی، می توان بعد از طی مدت زمان کافی آزمون نشتی خلاء را انجام داد. آزمون خلاء را به این صورت انجام دهید: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کردن پمپ و ۳۰ دقیقه بعد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقه بایستی کم تر از مقدار 1.0 mmHg (1.33 mbar) باشد [۷].

ط- پس از تزریق روغن تحت خلاء و رسیدن سطح روغن به بالاتر از سیم پیچ، خلاء برداشته شده و شیر آن بسته می شود. مناسب است بعد از رسیدن روغن به بالاتر از سیم پیچ، در قسمت بالا گاز نیتروژن خشک تزریق شود. سپس می توان روغن را توسط دستگاه گرم کننده گرم نموده و در تانک به گردش درآورد.

ظ- اتصالات دستگاه گرم کننده روغن بایستی به ترانسفورماتور برقرار شود. اتصالات بایستی به نحوی باشد که روغن سرد از پایین تانک مکیده شده و سپس از شیر بالا به تانک برگردانده شود. این حالت در شکل (۱-۹) ب نشان داده شده است.

ع- فرآیند گرم کردن روغن را تا زمانی که کل روغن ترانسفورماتور به دمای 60 °C تا 80 °C برسد ادامه دهید. لازم به ذکر است که در بالاتر از دمای 60 °C نبایستی روغن از محفظه خلاء دستگاه تصفیه روغن عبور داده شود چرا که ترکیبات سبک روغن تبخیر می شود.

غ- معیار اندازه گیری دما، دمای روغن خروجی تانک از شیر پایین است. علت این موضوع آن است که روغن سرد از پایین خارج شده و بعد از گرم شدن از بالا به تانک تزریق می شود. برای اندازه گیری

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

- دمای این نقطه می توان از ترمومتر دستگاه تصفیه و فیلتر روغن، که دمای روغن ورودی به دستگاه را نشان می دهد، استفاده کرد. راه دیگر نصب دماسنج روی شیر خروجی ترانسفورماتور است که روغن از آن مکیده می شود. با توجه به هم دما شدن فلز با روغن در مجاورت آن می توان از ترمومترهای لیزری نیز برای اندازه گیری بر روی شیر پایین استفاده کرد.
- ف- پس از گذشت زمان کافی و رسیدن روغن به دمای مناسب، بایستی روغن را تخلیه کرد. تخلیه روغن تا زمانی که کل سیم پیچ از روغن خارج شود کافی بوده و احتیاجی به تخلیه کامل تانک نیست. ابتدا بهتر است در حال بسته بودن شیر گاز نیتروژن خشک و خلاء، تخلیه روغن آغاز شود. در صورتی که موتور مکنده قادر به تخلیه روغن تا زیر سیم پیچ باشد احتیاجی به تزریق گاز نیتروژن خشک نیست. با توجه به اینکه با کاهش سطح روغن در بالای آن خلاء نسبی ایجاد می شود، تخلیه روغن در ارتفاع های پایین تر سخت می شود و ممکن است پمپ قادر به این کار نباشد. در این حالت بایستی مقداری گاز نیتروژن خشک به قسمت بالای روغن تزریق شود تا با افزایش فشار فرآیند تخلیه روغن ادامه یابد. سطح روغن را می توان با حس کردن محل گرم روی تانک نیز تشخیص داد.
- ق- پس از تخلیه روغن، مرحله خلاء آغاز می شود. پیش از شروع خلاء بایستی کلیه شیرهای متصل به ترانسفورماتور از جمله شیر هوای نیتروژن خشک و شیر ورود و خروج روغن بسته شود. لوله اتصال پمپ خلاء بایستی به شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لوله بایستی به اندازه کافی بزرگ بوده تا افت فشار لوله کم باشد.
- ک- پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا خلاء به میزان حدود 1 mbar در مخزن ایجاد شود. اندازه گیری میزان خلاء بایستی از محل تانک انجام شود. بهتر است محل اندازه گیری نسبت به محل اتصال لوله خلاء دور باشد. لازم به ذکر است که در ابتدای کار معمولاً به دلیل وجود بخار آب زیاد و همچنین، گاز و بخار روغن، فشار به سرعت افت نمی کند. این موضوع طبیعی است و نباید با نشتی تانک اشتباه شود. در صورتی که تانک نیز نشتی داشته باشد فشار به میزان زیاد کاهش نمی یابد. برای اطمینان از عدم نشتی، می توان بعد از طی مدت زمان کافی آزمون نشتی خلاء را انجام داد. آزمون خلاء را به این صورت انجام دهید: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کردن پمپ و ۳۰ دقیقه بعد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقه بایستی کم تر از 1.0 mmHg (1.33 mbar) باشد [۷].

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ل- پس از رسیدن فشار به حد 1mbar (یک میلی‌بار)، خلاء باید برای مدت زمانی در حدود ۴۸ ساعت بر روی ترانسفورماتور نگه داشته شود. مناسب است که در حین خلاء، دمای سیم‌پیچ با اندازه‌گیری مقاومت آن تخمین زده شود. در صورتی که دمای سیم‌پیچ به زیر 30°C کاهش یابد، ادامه خلاء چندان موثر نیست و بهتر است مجدداً فرآیند گرم کردن سیم‌پیچ با تزریق روغن از سر گرفته شود.

م- در صورتی که ترانسفورماتور همچنان به خشک کردن احتیاج داشته باشد، بایستی مجدداً روغن به ترانسفورماتور تزریق شده و سپس خلاء برداشته شود. لازم به ذکر است که با وجود خلاء در صورت باز کردن شیر پایین که به تانکر رزرو متصل است، روغن خود به خود به داخل تانک مکیده می‌شود، (شکل (۱-۹)-الف). پس از تزریق روغن تا سطحی بالاتر از سیم‌پیچ مجدداً مراحل (ض) تا (ف) بایستی انجام شود.

ن- در پایان هر بار خلاء بایستی اندازه‌گیری‌های لازم جهت تعیین میزان خشک شدن عایق انجام شود. بهترین روش اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی و یا $\tan\delta$ است. در صورتی که در ترانس نو، مقدار $\tan\delta$ از 0.0035 و در حال بهره‌برداری از 0.005 (تبدیل شده به دمای 20°C) کم‌تر شده باشد، ترانسفورماتور به اندازه کافی خشک بوده و آمادگی تزریق نهایی روغن را دارد. همچنین، می‌توان از مقاومت عایقی یا مگر برای ارزیابی استفاده کرد. در صورتی که مقدار تغییرات مگر از یک مرحله به مرحله بعد کمتر از 10% (با توجه به درجه حرارت) باشد، ترانسفورماتور تا جایی که با شرایط موجود امکان دارد خشک شده است و می‌توان فرآیند خشک کردن را پایان داد. مقدار مقاومت عایقی به دما وابستگی قابل توجهی دارد و لذا مقدار مقاومت بایستی به یک دمای مرجع (20°C) اصلاح شده و مقایسه گردد. نحوه اصلاح مقاومت عایقی در قسمت آزمون‌های دوره‌ای اشاره شده است. در مورد مگر بایستی توجه داشت که گاهی وجود مواد عایق با کیفیت نامناسب، که در مسیر موازی مقاومت عایقی قرار می‌گیرند، نتیجه آزمون مقاومت عایقی را خراب می‌کنند. به همین دلیل بایستی به میزان مقاومت عایقی اندازه‌گیری شده در کارخانه نیز توجه داشت. در صورتی که حجم آب خروجی در هنگام خشک شدن مشخص باشد، اگر آب خروجی در یک مرحله کمتر از 10% آب خروجی مرحله قبل باشد، می‌توان فرآیند خشک کردن را متوقف کرد [۱۱].

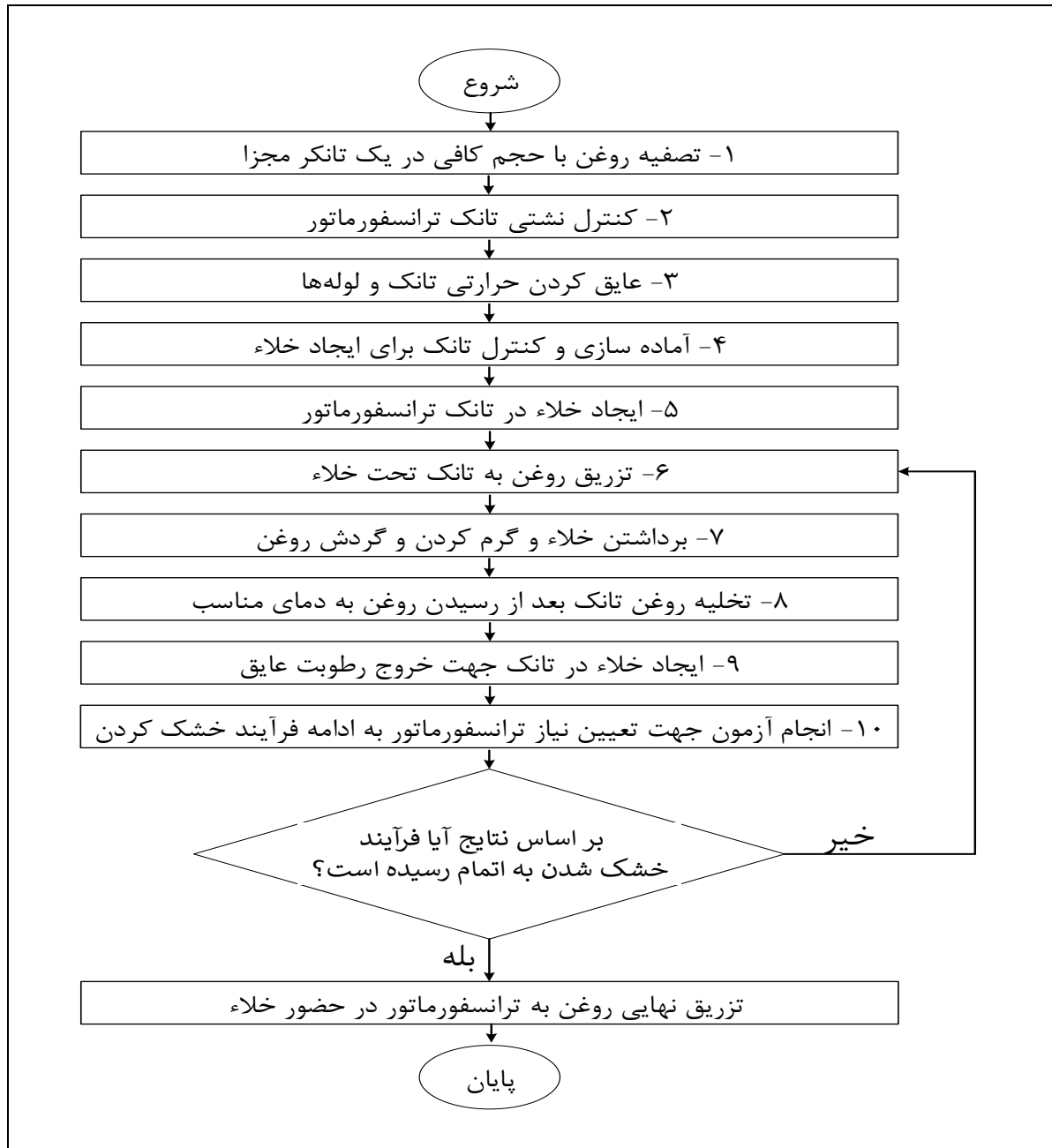
ه- بعد از پایان خشک کردن بایستی خلاء برای مدت زمانی بر روی ترانسفورماتور باقی مانده و سپس روغن برای مرحله نهایی به ترانسفورماتور تزریق شود. این فرآیند در قسمت بعد توضیح داده شده است.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

و - معیار نهایی میزان خشک شدن ترانسفورماتور آزمون‌هایی است که حداقل ۲۴ ساعت پس از پایان تزریق روغن بر روی ترانسفورماتور انجام می‌شود. در این مدت سیم‌پیچ به اندازه کافی سرد می‌شود و در این صورت است که اندازه‌گیری‌ها دقت کافی را خواهند داشت. از آزمون FDS نیز می‌توان مقدار رطوبت عایق سلولزی ترانسفورماتور را تخمین زده و در مورد خشک بودن ترانسفورماتور قضاوت کرد.

مراحل خشک کردن ترانسفورماتور به صورت مختصر در فلوچارت شکل (۸-۱) نمایش داده شده است.

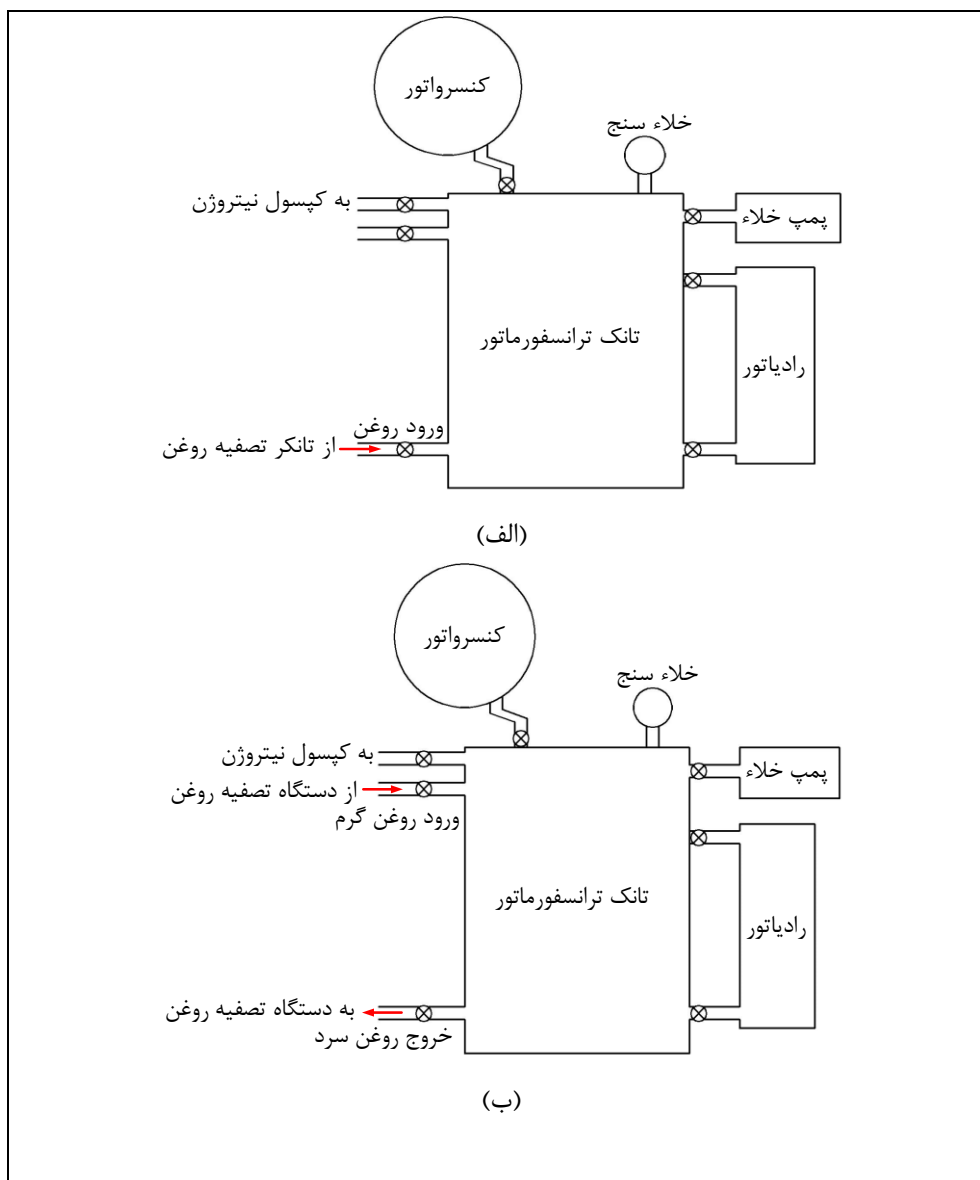
نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۸-۱): فلوچارت مراحل خشک کردن ترانسفورماتور

دیگرام اتصالات ترانسفورماتور در هنگام خشک کردن زمان ورود روغن در ابتدای هر بار گرم کردن و همچنین، نحوه گردش روغن در ترانسفورماتور جهت گرم کردن سیم‌پیچ در شکل (۹-۱) نشان داده شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۹-۱): دیاگرام اتصالات ترانسفورماتور در فرآیند خشک کردن (الف) ورودی روغن تصفیه شده در ابتدای کار و در مرحله پر کردن نهایی، (ب) گرم کردن سیم پیچ با گردش روغن از طریق دستگاه تصفیه

۹-۵- سایر روش های خشک کردن عایق ترانسفورماتور

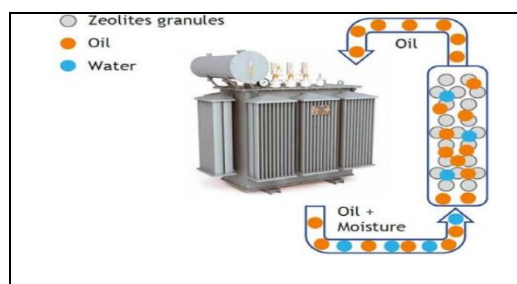
علاوه بر روش فوق، روش های دیگری نیز نظیر سیرکولاسیون روغن داغ، خلاء به میزان زیاد، گردش هوای داغ، LFH و ... در مراجع مختلف معرفی شده است [۷]. از بین این روش ها (به جز روش توضیح داده شده در قسمت قبل) روش LFH نیز مورد تایید است لیکن بایستی توسط افراد خبره و با تجربه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

کافی انجام شود تا آسیبی به ترانسفورماتور وارد نشود. لازم به ذکر است که روش های ذکر شده در این قسمت مربوط به خشک کردن ترانسفورماتور در محل نصب است.

در کنار روش های فوق که به روش های آفلاین موسوم است روش های آنلاین خشک کردن ترانسفورماتور نیز وجود دارد. در روش های آنلاین احتیاجی به خروج ترانسفورماتور از مدار نیست و ترانسفورماتور همزمان با کار عادی خود خشک می شود. این روش مشابه فیلتراسیون بوده و روغن را از مسیر مشخصی توسط مواد جاذب یا توسط فیلترهای سلولزی خشک می نماید. به این ترتیب روغن خشک می شود اما رطوبت ترانسفورماتور به طور عمده در عایق کاغذی آن وجود دارد. در طول زمان، کاغذ مجدداً رطوبت خود را به روغن داده و روغن مرطوب می شود. به همین دلیل با جریان مشخص روغن، این عملیات تا کاهش مطلوب و میسر رطوبت عایق جامد ادامه پیدا خواهد کرد. این عملیات بسته به میزان رطوبت موجود در کاغذ ترانسفورماتور، توان آن، وزن عایق ها و همچنین، شرایط محیطی (از جمله دما و رطوبت) ممکن است تا چندین ماه به طول انجامد.

روش آنلاین از نظر زمان، طولانی تر از روش های خشک سازی به صورت آفلاین می باشد. تعادل رطوبت بین کاغذ و روغن باعث انتقال رطوبت از کاغذ به روغن شده و رطوبت روغن توسط ماده جاذب گرفته می شود. پروسه مذکور به صورت مستمر ادامه داشته و در نهایت باعث کاهش رطوبت عایق کاغذی می شود. این فرآیند در شکل (۱-۱۰) نشان داده شده است. در صورتی که از روش مواد جاذب استفاده شود، می توان از این مواد چندین بار استفاده کرده و فقط در صورت اشباع شدن از رطوبت بایستی این موارد مجدداً احیا گردند.



شکل (۱-۱۰): شماتیک خشک کردن آنلاین ترانسفورماتور با استفاده از مواد جاذب

نکته ای که در مورد روش های آنلاین وجود دارد آن است که این روش ها بیشتر برای پیش گیری است تا درمان. به بیان دیگر مربوط به مواردی است که رطوبت ترانسفورماتور در حد متوسط بوده و می توان بدون ریسک ترانسفورماتور را در مدار نگه داشت. در این حالت به کمک روش آنلاین می توان در مدت زمان

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

طولانی رطوبت ترانسفورماتور را کاهش داد. در مواردی که رطوبت ترانسفورماتور زیاد باشد اجازه برگشت ترانسفورماتور به مدار وجود ندارد و معمولاً نیاز به خشک کردن قابل توجه عایق کاغذی در زمان کم وجود دارد. در چنین حالتی روش آنالین قابل استفاده نیست. همچنین، استفاده از این روش برای خشک کردن ترانسفورماتور بعد از پروسه تعمیرات از لحاظ زمان مقرون به صرفه نبوده و بهتر است از روش‌های آفلاین جهت کاهش زمان خروج ترانسفورماتور از مدار استفاده شود. به طور خلاصه می‌توان گفت که روش آنالین برای زمانی مناسب است که رطوبت ترانسفورماتور خیلی بالا نرفته باشد.

۱-۹-۶ - نکات ایمنی در هنگام خشک کردن ترانسفورماتور

- ا- تانک ترانسفورماتور و سایر تابلوهای تجهیزات برقی آن باید زمین شده باشند.
- ب- اتصالات الکتریکی بایستی دارای عایق مناسب بوده و محکم باشند. از جمله می‌توان به کابل‌های اندازه‌گیری مقاومت عایقی اشاره کرد.
- ت- محدوده اطراف ترانسفورماتور بایستی با نشانه‌های هشداردهنده مشخص شود.
- ث- کشیدن سیگار یا وجود شعله در نزدیکی ترانسفورماتور ممنوع است.
- ج- مسئول خشک کردن ترانسفورماتور نبایستی ترانسفورماتور را ترک کند و حتماً باید نزدیک ترانسفورماتور حضور داشته باشد. به عبارت دیگر، ترانسفورماتور در حین خشک شدن نبایستی بدون نظارت رها شود.
- ح- استفاده از وسایل گرمایشی مثل بخاری برای گرم کردن ترانسفورماتور ممنوع است.
- خ- اطراف ترانسفورماتور بایستی تمهیدات لازم برای مقابله با آتش‌سوزی احتمالی مهیا باشد.
- د- در صورتی که ترانسفورماتور در محیط بسته خشک می‌شود، حتماً بایستی تهویه مناسب صورت گیرد تا گازهای بخار روغن در صورت وجود از محدوده خارج شوند و امکان انفجار به حداقل برسد.
- ذ- از حرکت بر روی سقف ترانسفورماتور خلاء شده بایستی پرهیز شود.

۱۰-۱-۰ - پر کردن نهایی ترانسفورماتور از روغن

۱۰-۱-۱ - آماده‌سازی جهت تزریق روغن

پیش از تزریق روغن بایستی به نکات زیر توجه کرد:

- ا- در هنگام باز کردن درب بشکه روغن بایستی توجه کرد که تجمع رطوبت در بشکه صورت نگرفته باشد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

- ب- بهتر است تزریق روغن در زمانی انجام شود که رطوبت هوا کمتر باشد.
- ت- بشکته های روغن بایستی تنها زمانی باز شوند که روغن قرار است به کار گرفته شود.
- ث- روغن تعدادی از بشکته ها بایستی نمونه برداری شده و مشخصات آن مطابق قسمت «آزمون های روغن پیش از تزریق به ترانسفورماتور» کنترل شود. انجام آزمون ولتاژ شکست به عنوان حداقل آزمون توصیه می شود.
- ج- تجهیزاتی که برای تزریق روغن به کار می رود بایستی تمیز و فاقد رطوبت باشد. همچنین، بایستی دقت کرد که لوله های اتصال نیز فاقد رطوبت باشند.
- ح- در زمانی که خلاء بر روی ترانسفورماتور وجود دارد و تا پایان فرآیند تزریق روغن، برق دار کردن ترانسفورماتور ممنوع است.

۱-۲- آماده سازی برای خلاء

- پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور، لازم است هوای داخل ترانسفورماتور خارج شده و داخل مخزن خلاء شود. مراحل بایستی به صورت زیر دنبال شوند:
- أ- ابتدا بایستی تجهیز فشار شکن (Pressure relief) از ترانسفورماتور ایزوله شود (به عنوان مثال با قرار دادن درپوش) مگر آن که سازنده تایید کند که تجهیز قادر به تحمل خلاء می باشد [۷].
- ب- باید کنترل کرد که خود تانک ترانسفورماتور برای خلاء کامل طراحی شده باشد. همچنین، باید تجهیزات جانبی را از لحاظ تحمل خلاء کنترل کرد. هر تجهیزاتی که توانایی تحمل خلاء را نداشته باشد باید از مخزن اصلی ایزوله شود.
- ت- تپ چنجر معمولاً قادر به تحمل خلاء نیست و بنابراین برای حذف تنش روی دیواره آن، باید فشار دو طرف دیواره تپ چنجر یکسان باشد. به این منظور می توان با ارتباط دادن بین دایورترسوئیچ و مخزن ترانسفورماتور فشار دو سمت را یکسان کرد.
- ث- در هنگام ایجاد خلاء، هیچ گونه اتصال صلبی نباید به بوشینگ، برقیگرها و یا مقره ها وصل شده باشد. جابه جایی بدنه تانک در اثر خلاء با وجود اتصال صلب ممکن است منجر به شکستگی پرسلان یا تنش بر روی بدنه تانک شود.
- ج- تانک ترانسفورماتور ابتدا جهت کنترل نشتی با آزمون افزایش فشار کنترل شود [۷]. پیش از اعمال خلاء بایستی فشار مثبت در حد 14 kPa (140 mbar) تا حداکثر 35 kPa (350 mbar) با گاز نیتروژن خشک در داخل تانک ترانسفورماتور ایجاد شود. ترانسفورماتور بایستی بتواند به مدت ۴

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ساعت این فشار را نگه دارد [۷]. همه نشتی های موجود بایستی پیش از شروع خلاء مرتفع شوند. همچنین، می توان از آب و صابون برای چک کردن نشتی استفاده کرد.

ح- در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً دارای روغن بوده و اطمینان از عدم نشتی وجود داشته باشد، بدون انجام آزمون فشار می توان خلاء را اعمال کرد. در این حالت بایستی ابتدا روغن را تخلیه کرد. بلافاصله پس از تخلیه روغن بایستی شیر تخلیه بسته شود تا از ورود هوا و رطوبت به داخل ترانسفورماتور جلوگیری شود.

۱-۳-۳- فرآیند خلاء

در فرآیند خلاء مراحل زیر بایستی دنبال شود:

ا- میزان خلاء داخل تانک ترانسفورماتور بایستی توسط فشارسنج اندازه گیری شده و فشار مطلق بایستی برای ترانسفورماتورهای با ولتاژ کمتر از ۱۴۵ kV برابر ۲ mbar و برای ترانسفورماتورهای بالاتر از ۱۴۵ kV برابر ۱ mbar باشد [۷]. لازم به ذکر است که توصیه سازنده بر همه موارد فوق ارجح است. برای خلاء بایستی از پمپی استفاده شود که در حداقل زمان ممکن بتواند تانک را خلاء کند.

ب- لوله اتصال پمپ خلاء بایستی به شیر تعبیه شده برای خلاء در بالای ترانسفورماتور متصل شود. ابعاد لوله بایستی به اندازه کافی بزرگ باشد تا افت لوله کم باشد.

ت- جهت اندازه گیری دقیق تر میزان خلاء، الزامی است که فشارسنج در نزدیک ترین نقطه به ترانسفورماتور متصل شود. همچنین، بهتر است محل نصب فشارسنج در محل متفاوتی نسبت به شیر خلاء تانک متصل شود.

ث- پمپ خلاء بایستی شروع به کار کند تا زمانی که فشار داخل ترانسفورماتور ثابت شود [۷]. در این حالت بایستی آزمون خلاء انجام شود.

ج- آزمون خلاء را به این صورت انجام دهید: پمپ خلاء را خاموش کرده و میزان فشار را در زمان خاموش کردن پمپ و ۳۰ دقیقه بعد از آن یادداشت کنید. میزان افزایش فشار در مدت زمان ۳۰ دقیقه بایستی کمتر از ۱.۰ mmHg (۱.۳۳ mbar) باشد [۷].

ح- پس از اطمینان از عدم نشتی ترانسفورماتور، خلاء باید برای مدت زمانی که سازنده تعیین کرده است بر روی ترانسفورماتور نگه داشته شود. در صورت در اختیار نداشتن توصیه سازنده بایستی حداقل ۴۸ ساعت حفظ شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۱-۴- تزریق روغن

حجمی از روغن که برای پر کردن ترانسفورماتور نیاز است بایستی خشک شده و در تانکر تمیز ذخیره شود. روغن حتماً بایستی در تانکر با ظرفیت معادل ترانسفورماتور قرار گیرد و در صورت نبود یک تانکر به چنین ظرفیتی باید از چند تانکر استفاده شود [۶, ۷]. پیش از تزریق روغن به ترانسفورماتور یک نمونه روغن جهت کنترل های بعدی مثل ضریب تلفات عایقی باید گرفته شود.

تانکر ذخیره کننده روغن بایستی تمیز و عاری از گرد و غبار باشد، آب بندی بوده و اجازه نفوذ رطوبت یا باران را به داخل خود ندهد [۶]. همچنین، در صورتی که هوا وارد تانکر می شود بایستی از سیلیکاژل جهت جلوگیری از نفوذ رطوبت استفاده کرد.

با توجه به اینکه گردش روغن ممکن است باعث ایجاد الکتریسیته ساکن شود و این الکتریسیته ساکن ممکن است برای سیم پیچ خطرناک باشد، کلیه قسمت هایی که از بیرون در دسترس هستند، مثل ترمینال بوشینگ ها، تانک ترانسفورماتور، دستگاه فیلتر روغن و شیرهای روغن بایستی در هنگام تزریق روغن به نحو مناسبی زمین شده باشند.

در پر کردن روغن مراحل و نکات زیر بایستی دنبال و رعایت شود:

ا- ترانسفورماتور بایستی با روغن فیلتر شده و با روغن گرم مطابق توصیه سازنده پر شود. دمای روغن برابر با 60°C توصیه می شود. همچنین، در این شرایط روغن حتماً بایستی از فیلتر عبور کرده باشد [۶, ۷].

ب- تزریق روغن بایستی مطابق شکل (۱-۹) -الف از شیر پایین انجام شود [۶, ۱۶].

ت- سرعت تزریق روغن باید به نحوی باشد که نرخ افزایش ارتفاع روغن از 1.25 cm/min تجاوز نکند [۷]. در این صورت رابطه (۱-۳) می تواند برای تعیین فلوی ورودی روغن استفاده شود به نحوی که شرط فوق رعایت گردد:

$$(۱-۳) \quad \left(\frac{\pi}{4} \times \text{مساحت کف تانک ترانسفورماتور (سانتی متر مربع)} \right) \times \left(\frac{1}{25} = \text{فلوی روغن ورودی (لیتر بر ساعت)} \right)$$

ث- تزریق روغن تا زمانی که سطح روغن به بالای سیم پیچ و هسته برسد بایستی ادامه پیدا کند. برای ترانسفورماتورهایی که سیستم نیتروژن تحت فشار دارند (نوع هرمیتیک) بایستی تزریق روغن تا مقدار تعیین شده ادامه پیدا کند. در حالتی که ترانسفورماتور دارای کنسرواتور باشد، تزریق روغن بایستی تا بالاترین نقطه ممکن مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود [۷].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ج- در صورت از دست رفتن خلاء برای مدت زمان قابل توجه (در حد چند روز) ممکن است لازم باشد تا روغن تخلیه شده و پس از تصفیه مجدداً به ترانسفورماتور تزریق شود تا از ایجاد حباب گاز جلوگیری شود. به عبارت دیگر، لازم است در حین تزریق روغن حتی اگر فرآیند برای مدتی متوقف می شود، روغن تحت خلاء باقی بماند. در حین پر کردن روغن، اگر فشار از 1 mbar افزایش یابد، بایستی به صورت موقت پر کردن را متوقف کرد تا مجدداً فشار توسط پمپ خلاء به کمتر از میزان فوق کاهش یابد.

ح- پس از اتمام فرآیند روغن، خلاء باید با ورود گاز نیتروژن خشک قطع شود. در مورد سیستم های با نیتروژن تحت فشار (هرمیتیک) میزان فشار مثبت بایستی در حد 140-350 mbar (14-35 kPa) باشد.

خ- در مرحله بعد بایستی تجهیزات خلاء جدا شوند. برای ترانسفورماتورهای تحت فشار نیتروژن (هرمیتیک) باید سیستم اتوماتیک فشار گاز فعال شود تا همواره فشار مثبت حفظ شود. در مورد ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور، باید کنسرواتور و سایر تجهیزات مرتبط نصب شوند. نصب تنفس کننده جاذب رطوبت با سیلیکاژل نیز بایستی در این مرحله انجام شود. سپس بایستی کنسرواتور مطابق توصیه سازنده از روغن پر شود. ترانسفورماتور ابتدا بایستی بیشتر از حد معمول از روغن پر شود [۶]. سپس بایستی برای مدت زمان کافی تا رسیدن روغن به دمای محیط صبر کرده و سپس روغن به سطح مطلوب کاهش داده شود. علت آن است که تخلیه روغن آسان تر از تزریق روغن است چرا که روغن بایستی مجدداً در حالت گرم و تحت خلاء تزریق شود.

در این مرحله بایستی دقت کرد که تجهیز فشار شکن از تانک ممکن است به علت عدم تحمل خلاء مجزا باشد. در حالت عدم کارکرد تجهیز فشار شکن (Pressure relief)، پر کردن بیش از حد ترانسفورماتور ممکن است باعث آسیب به بدنه تانک شود. در مورد ترانسفورماتور با گردش روغن اجباری، بایستی همه مسیرهای طراحی شده باز و پمپ ها فعال شوند تا زمانی که جریان ثابت روغن در ترانسفورماتور ایجاد شود.

د- پس از اتمام فرآیند تزریق روغن، نمونه روغن از طریق شیر مخصوص آن گرفته شده و آزمون های عایقی بر روی آن انجام شده و ثبت می شود [۶].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

د- پس از تزریق روغن، ترانسفورماتور پیش از طی شدن زمان های ارائه شده در جدول (۳-۱) نباید برقرار شود [۷]. در این مدت زمان روغن گازهای باقی مانده را جذب کرده و کاغذ را اشباع خواهد کرد.

جدول (۳-۱): مدت زمان انتظار پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور نو [۷]

مدت زمان انتظار	کلاس ولتاژی
۱۲ ساعت	72.5 kV
۲۴ ساعت	145 kV
۲۴ ساعت	245 kV
۴۸ ساعت	420 kV

در صورتی که ترانسفورماتور قبلاً در انبار همراه با گاز نگهداری شده باشد، مدت زمان انتظار برای ترانسفورماتورهای انتقال ۷۲ ساعت است [۷]. لازم به ذکر است که اگر ترانسفورماتور نو نباشد، میزان زمان انتظار برای اشباع کاغذ به صورت جدول (۴-۱) خواهد بود: ضمناً، در صورتی که اکتیو پارت مدت طولانی خارج از روغن بوده باشد، مدت زمان انتظار افزایش خواهد یافت.

جدول (۴-۱): مدت زمان انتظار پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور کارکرده [۷]

مدت زمان انتظار	کلاس ولتاژی
۴۸ ساعت	72.5 kV
۴۸ ساعت	145 kV
۴۸ ساعت	245 kV
۶۰ ساعت	420 kV

۱-۱۱- آزمون های پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور

منظور از برقرار کردن زمانی است که ترانسفورماتور خشک شده، روغن تزریق گردیده و پس از گذشت زمان کافی آماده تحت تانسیون قرار گرفتن است. این بخش به آزمون هایی اختصاص دارد که مربوط به این شرایط هستند.

آزمون های زیر باید پیش از برقرار کردن ترانسفورماتور انجام شود [۷، ۹، ۱۲، ۱۶]. همچنین، نتایج آزمون و گزارش آن بایستی برای نشان دادن اینکه ترانسفورماتور آماده برقراری است و نیز برای مقایسه با

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

آزمون‌های بعدی، آرشیو و نگهداری شود. جهت تایید سلامت ترانسفورماتور و آمادگی برای برق‌داری بایستی نتایج آزمون‌ها با مقادیر کارخانه‌ای مقایسه شده و مغایرت‌ها مشخص شود. لازم به ذکر است که جزئیات انجام آزمون‌ها و تحلیل نتایج در فصل آزمون‌های دوره‌ای تعمیر و نگهداری توضیح داده شده است.

ا- مقاومت عایقی بین سیم‌پیچ‌ها با هم و بین هر سیم‌پیچ تا زمین،

ب- مقاومت عایقی هسته،

ت- آزمون ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) برای هر سیم‌پیچ نسبت به زمین و برای سیم‌پیچ‌ها نسبت به هم. در حین این تست بایستی مقدار خازن نیز اندازه‌گیری شود،

ث- آزمون ضریب تلفات عایقی بر روی همه بوشینگ‌هایی که دارای تپ هستند (تست تپ Test tap یا بوشینگ تپ Bushing Tap). در مورد چنین بوشینگ‌هایی مقادیر هر دو خازن C1 و C2 بایستی اندازه‌گیری شود. (C1 خازن مغزی تا تپ و C2 خازن تپ تا فلنج است). نحوه انجام آزمون و لزوم اندازه‌گیری C1 و C2 در قسمت آزمون‌های دوره‌ای بیان شده است. با توجه به اینکه ممکن است اندازه‌گیری خازن C2 در کارخانه انجام نشود، توصیه می‌شود مقدار خازن C2 در این مقطع اندازه‌گیری شود تا به عنوان مرجع برای آینده مورد استفاده قرار گیرد،

ج- کنترل و اطمینان از صحت عملکرد نشان‌گر سطح روغن و همچنین، ترمومتر نقطه داغ (Hot spot) ترانسفورماتور. ضمناً عملکرد تجهیزات کنترلی بررسی شود،

ح- اندازه‌گیری مقاومت اهمی سیم‌پیچ‌ها در همه تپ‌ها،

خ- در مورد روغن لازم است آزمون‌های زیر انجام شود:

۱. گازهای محلول در روغن (Dissolved Gas)،

۲. استقامت عایقی یا ولتاژ شکست (Dielectric Strength)،

۳. ضریب تلفات عایقی (Dielectric Dissipation Factor)،

۴. کشش سطحی (نیروی بین سطحی) (Interfacial Tension)،

۵. عدد اسیدی (Neutralization Number)،

۶. مقدار آب موجود در ترانسفورماتور (Water Content).

لازم است که در این مرحله مشخصات اندازه‌گیری شده روغن به عنوان مرجع برای مقایسه در آینده استفاده گردند و لذا بایستی پیش از برق‌دار شدن ترانسفورماتور انجام شوند. نکته دیگر آن است که این آزمون‌ها با آزمون‌هایی که بر روی روغن نو انجام می‌شود متفاوت است چرا که در آن زمان

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

روغن هنوز تصفیه نشده و لذا مشخصات آن ممکن است متفاوت باشد. مقداری که پیش از برق دار شدن ترانسفورماتور اندازه گیری می شود، مربوط به روغن تصفیه شده است و لذا این مقادیر به عنوان مرجع برای آینده بایستی به کار گرفته شوند و نه نتایجی که بر روی روغن نو انجام شده است.

د- کنترل محتوای اکسیژن و همچنین، مجموع گازهای قابل اشتعال (Total Combustible Gas) گاز نیتروژن در ترانسفورماتورهای هرمتیک. اندازه گیری مجموع گازهای قابل اشتعال و گازهای محلول در روغن باید بلافاصله بعد از برق داری و رسیدن به دمای کاری انجام شود و به عنوان مرجعی برای دوره های پس از برق داری ترانسفورماتورهای هرمتیک به کار گرفته شود.

ذ- نحوه عملکرد تجهیزات جانبی مثل OLTC، پمپ های روغن، فن ها و تجهیزات ابزار دقیق و اندازه گیری فلوی روغن یا آب بایستی مطابق با دستورالعمل سازنده کنترل شود.

نکته: کنترل عملکرد OLTC در مرحله اول باید به صورت دستی و بدون استفاده از موتور صورت گیرد. علت آن است که گاهی شماره تپ OLTC با آنچه که به عنوان شماره تپ در سیستم کنترل ذخیره می شود متفاوت است. در این صورت ممکن است عملاً کنتاکت تپ چنجر در یک سمت به انتها برسد در حالی که در سیستم کنترلی چنان ثبت شده است که تپ چنجر همچنان توانایی تغییر تپ در آن راستا را دارد. اگر در چنین حالتی فرمان تپ چنجر صادر شود، فشار موتور ممکن است باعث شکستن میله مکانیسم و در رفتن اتصال از روی کنتاکت شود. در حالت کنترل به صورت دستی، فرد تغییر دهنده تپ می تواند مقاومت در مقابل حرکت را حس کند و در صورتی که از حدی بیشتر باشد، از ادامه عملکرد پیش از شکستن میله صرف نظر کند. در حین عملکرد دستی، بایستی نشان گر OLTC در قسمت بالا و پایین تانک کنترل شوند که این دو بایستی یک تپ را نشان دهند.

ر- بعد از کنترل دستی تپ چنجر، بایستی عملکرد OLTC با موتور نیز کنترل شود. در این مرحله یکی از اهداف کنترل، عملکرد درست راست گرد یا چپ گرد موتور است. بدین منظور کنترل بایستی از تپ وسط شروع شود. اگر تپ در یک انتها بوده و اتصالات موتور درست نباشد، برای مثال موتور در جهت بالا فرمان گرفته ولی در جهت پایین حرکت خواهد کرد. با این شرایط اگر تپ در یک انتها باشد باعث شکست میله مکانیسم و آسیب کنتاکت خواهد شد. همچنین، بایستی چک شود که تپ چنجر به درستی به بالاترین و پایین ترین موقعیت برسد. در بالاترین موقعیت بایستی کنترل شود

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- که تپ‌چنجر به حرکت خود ادامه ندهد و فرمان نگیرد. در این حالت بهتر است هنگام اعمال فرمان، شخصی دکمه توقف تپ‌چنجر را در دست داشته باشد تا در صورت آغاز به حرکت تپ‌چنجر به سرعت حرکت آن را متوقف کند تا تپ‌چنجر آسیب نبیند. در مرحله کنترل موتوری نیز بایستی هماهنگی نشان‌گر شماره تپ در بالا و پایین تانک کنترل شود.
- ز- نسبت تبدیل سیم‌پیچ بایستی در تپ‌های مختلف مورد آزمون قرار گیرد. همچنین، بایستی در حین تغییر تپ، پیوستگی تپ‌چنجر کنترل شود. نسبت تبدیل بایستی در تپ‌های مختلف تپ‌چنجر آفلود نیز کنترل شود.
- س- کیفیت روغن تپ‌چنجر نیز با اندازه‌گیری ولتاژ شکست آن بایستی کنترل شود.
- ش- پلاریته ترانسفورماتور (گروه برداری) بایستی با ولتاژهای پایین ارزیابی شود.
- ص- آزمون تقسیم‌شار بایستی با ولتاژهای پایین انجام شود.
- ض- مقاومت، نسبت تبدیل و پلاریته ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری در صورت وجود بایستی کنترل شود. این آزمون‌ها بایستی در ترمینال‌های موجود در تابلوی کنترل انجام شود.
- ط- انجام تست تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA) جهت مقایسه با مقدار کارخانه در صورت وجود و استفاده به عنوان مرجع در آینده.
- ظ- کنترل صحت عملکرد رله بوخه‌لتس و اطمینان از ارسال درست فرمان آلارم و تریپ. این فرآیند هم برای رله بوخه‌لتس تانک اصلی و هم برای رله حفاظت تپ‌چنجر بایستی انجام شود.
- ع- کالیبراسیون حد بالای دما در ترمومترهای روغن و سیم‌پیچ. ترمومتر روغن معمولاً با قرار گرفتن در روغن داغ با دمای مشخص و یا مقایسه با یک ترمومتر دیگر کنترل می‌شود. اطمینان از صحت عملکرد ترمومتر سیم‌پیچ نیز با تزریق جریان مصنوعی به آن انجام می‌شود. جزئیات این موارد در آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور ذکر شده است.
- غ- کنترل عملکرد رله‌های بوخه‌لتس، جانسون و فشارشکن. بایستی از ارسال درست فرمان مربوطه اطمینان حاصل شود.
- ف- کنترل و بازرینی ظاهری. بایستی شیرهای رادیاتور و کنسرواتور کنترل شوند که در وضعیت صحیح خود قرار داشته باشند.
- ق- آزمون عملکرد سایر تجهیزات (فن‌ها و پمپ‌ها).

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

باید توجه کرد که پیش از برق دار کردن ترانسفورماتور همه آزمون های فوق و مطابقت آن ها با مقادیر کارخانه ای انجام شده و وضعیت عادی ترانسفورماتور را نشان دهند.

۱-۱۲- برق دار کردن ترانسفورماتور

پس از انجام آزمون های ذکر شده، در صورتی که نتیجه آزمون ها مناسب باشد، ترانسفورماتور آماده برق دار شدن است. مراحل زیر برای برق دار کردن باید انجام شود:

ا- کلید ترانسفورماتور در سمت خط برق دار بسته شود. زمانی که ترانسفورماتور تحت ولتاژ قرار می گیرد بایستی بدون بار باشد،

ب- مطلوب است ترانسفورماتور از سمتی برق دار می شود که دارای OLTC است. باید ترانسفورماتور در حالتی برق دار شود که تمام سیم پیچ (بیشترین تعداد حلقه) در مدار قرار گیرد. علت آن است که در این حالت جریان هجومی ترانسفورماتور کمتر خواهد شد،

ت- ترانسفورماتور بایستی برای مدت ۲۴ ساعت تحت نظر باشد و اطمینان حاصل شود که شرایط آن عادی است. مدت زمانی که ترانسفورماتور باید زیر بار نرود در جدول (۱-۵) بیان شده است [۷].

جدول (۱-۵): مدت زمان انتظار پیش از زیر بار بردن ترانسفورماتور [۷]

سطح ولتاژ	مدت زمان برق داری بدون بار
> 245 kV	۲۴ ساعت
145 kV – 245 kV	۱۲ ساعت
< 145 kV	۸ ساعت

تاکید می گردد که زمان تعیین شده توسط سازنده نسبت به موارد فوق اولویت دارد.

در مدتی که ترانسفورماتور بدون بار است، توصیه می شود اقدامات نظارتی زیر انجام شود:

- ۱- بررسی و دقت در مورد افزایش بیش از حد صدا و ارتعاش،
- ۲- رصد دمای روغن، دمای روغن بایستی هر ساعت تا زمان پایداری دمایی ترانسفورماتور ثبت شود،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ۳- رصد دمای ترمومتر سیم پیچ، دما بایستی هر ساعت تا زمان پایداری دمایی ترانسفورماتور ثبت شود، با توجه به اینکه ترانسفورماتور تحت بار نیست، بایستی کنترل شود که ترمومتر سیم پیچ و روغن تقریباً یک عدد را نشان دهند،
- ۴- رصد و ثبت دمای محیط،
- ۵- تغییر تپ OLTC در همه تپ های موجود تحت ولتاژ نامی و کنترل صحت عملکرد آن. لازم است که کلیه تپ های تپ چنجر یک بار به طور کامل از بالا به پایین و بالعکس عمل کند،
- ۶- راه اندازی پمپ ها، فن ها و کنترل صحت عملکرد آنها،
- ۷- کنترل نشتی روغن و بررسی همه نشان گرهای سطح روغن و بوخهلتس،
- ۸- گرفتن نمونه روغن در ابتدا و انتهای دوره برق داری جهت انجام مجدد آزمون مقدار رطوبت و DGA. همچنین، گرفتن نمونه از روغن تپ چنجر می تواند برای کنترل وضعیت آن مفید باشد. نتایج مربوط به DGA بایستی جهت مقایسه با آزمون های آینده به نحو مناسبی ثبت و آرشیو شوند.
- ث- پس از بارگیری از ترانسفورماتور لازم است تا یک ساعت پس از آن ترانسفورماتور تحت نظر باشد. بارگذاری بهتر است به صورت مرحله ای انجام شود [۷]. اقدامات نظارتی زیر در ابتدای زیر بار رفتن ترانسفورماتور توصیه می شود:
 ۱. میزان بار، دمای روغن و ترمومتر سیم پیچ بایستی به صورت ساعتی تا رسیدن ترانسفورماتور به حالت پایدار اندازه گیری و ثبت شود. در حالت بارداری بایستی کنترل شود که ترمومتر سیم پیچ دمای بالاتری از ترمومتر روغن نشان دهد.
 ۲. بررسی و دقت در مورد افزایش بیش از حد صدا و ارتعاش،
 ۳. بررسی رله بوخهلتس،
 ۴. بررسی صحت عملکرد OLTC.
- ج- در چند روز اول پس از زیر بار رفتن ترانسفورماتور، بایستی به صورت روزانه بازبینی هایی صورت گیرد تا هر گونه نشتی روغن، افزایش ناگهانی دما، عملکرد غیرمعمول رله بوخهلتس و هرگونه عملکرد غیرعادی تجهیزات جانبی (OLTC، پوشینگ و ...) بررسی شود.
- ح- بعد از بارگیری، ترانسفورماتور بایستی در فواصل منظم که در فصل نگهداری ذکر خواهد شد کنترل شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

انجام آزمون DGA در فواصل زمانی زیر بعد از برق دار کردن ترانسفورماتور الزامی است (مطابق استاندارد (IEEE C57.93 [۷].

در صورتی که ترانسفورماتور فقط برق دار شده و بدون بار است:

۱. بعد از آنکه ترانسفورماتور ۲۴ ساعت تحت ولتاژ قرار داشته است،
۲. یک هفته بعد از برق داری،
۳. شش ماه بعد از برق داری.

در صورتی که ترانسفورماتور برق دار شده و زیر بار نیز رفته است:

۱. بعد از آنکه ترانسفورماتور ۲۴ ساعت تحت ولتاژ قرار داشته است و پیش از بارگذاری،
۲. به مدت ۷۲ ساعت پس از آنکه ترانسفورماتور زیر بار رفته است،
۳. یک هفته بعد از بارگیری،
۴. یک ماه بعد از بارگیری،
۵. به مدت ۴ ماه بعد از بارگیری،
۶. به مدت ۸ ماه بعد از بارگیری،
۷. به مدت ۱۲ ماه بعد از بار داری.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فصل دوم

آزمون‌های دوره‌ای ترانسفورماتور

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲- آزمون های دوره ای ترانسفورماتور

۲-۱- مقدمه

در این فصل به آزمون های دوره ای ترانسفورماتور پرداخته می شود. در ابتدا آزمون های دوره ای روغن، سپس فرآیند بازمینی ظاهری و در نهایت آزمون های الکتریکی معمول ارائه می شود. در قسمت آزمون های الکتریکی به آزمون های خاص عیب یابی نیز اشاره خواهد شد. آزمون های مربوط به تحلیل گازهای محلول در روغن و همچنین، آزمون های خاص مربوط به تجهیزات جانبی مثل بوشینگ و تپ چنجر در فصل سوم ارائه شده است.

۲-۲- آزمون های دوره ای روغن

۲-۲-۱- کلیاتی در مورد روغن و فرآیند پیری آن

روغن معدنی استفاده گسترده ای در تجهیزات فشارقوی به عنوان عایق و همچنین، به عنوان خنک کننده دارد. مشخصات اولیه روغن در فصل مربوط به حمل و نقل و راه اندازی ترانسفورماتور بیان شده است. به طور کلی می توان سه کارکرد اصلی را برای روغن در ترانسفورماتور برشمرد:

ا- تنش الکتریکی هنگام کار را تحمل کند. برای تحمل تنش الکتریکی یا میدان الکتریکی، روغن بایستی ولتاژ شکست بالا و ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) کمی داشته باشد.

ب- در پایین ترین دمای کاری نیز به صورت آزادانه در تجهیز به گردش درآید و خنک سازی را انجام دهد. برای برآورده ساختن نیازمندی خنک سازی، روغن بایستی گرانروی و نقطه ریزش پایینی داشته باشد.

ت- با خاصیت عایقی و خنک سازی کافی، خاموش شدن قوس را تضمین کند. برای خاموش سازی قوس، روغن بایستی نقطه اشتعال بالا، ولتاژ شکست زیاد و گرانروی پایینی داشته باشد.

در کنار خواص فوق الذکر، روغن بایستی مقاومت مناسبی در برابر اکسیداسیون داشته باشد تا از کارکرد طولانی مدت آن اطمینان حاصل شود. روغن در ترانسفورماتور و تحت شرایط کاری تخریب و پیر می شود. منظور از پیر شدن روغن، آن است که کیفیت آن کاهش یافته و مشخصات مناسب آن تضعیف می شود. این در حالی است که عملکرد مطمئن ترانسفورماتور به وضعیت روغن وابسته بوده و لذا کنترل شرایط روغن در طول عمر کاری ترانسفورماتور الزامی است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فرآیندهای متفاوتی روغن را پیر می کنند که برخی از این فرآیندها به یکدیگر وابسته هستند. این فرآیندها عبارتند از: اکسیداسیون، آلوده شدن توسط آب و ذرات فیبر، تخلیه یا قوس، اضافه دمای نقطه ای یا کلی روغن. در این قسمت دو مورد اصلی یعنی اکسیداسیون و آلودگی روغن به اختصار شرح داده می شوند. تاثیر تخلیه الکتریکی و اضافه دما در بحث مربوط به اندازه گیری گازهای محلول ارائه خواهد شد.

۲-۱-۱-۲ - اکسیداسیون روغن

اکسیداسیون در کلیه تجهیزاتی که در آن روغن در تماس با هوا قرار دارد رخ می دهد. در چنین تجهیزاتی، اکسیداسیون روغن به تدریج و در طی سالها انجام می شود. در صورتی که دمای کاری روغن افزایش یابد، اکسیداسیون روغن تسریع می شود. همچنین، در حضور کاتالیزورهایی نظیر فلز و ترکیبات فلزی، اکسیداسیون به صورت شتاب یافته رخ می دهد. تاثیر کلی اکسیداسیون بر روی روغن شامل تیره شدن روغن و تولید آب و اسیدها است و در شدیدترین حالت منجر به تولید لجن^۳ در روغن می شود. تولید آب و اسیدها می تواند باعث خوردگی سطوح فلزی شده (بالاخص در بالای سطح روغن) و مواد دارای عایق سلولزی را تخریب کنند. نتیجه تخریب عایق سلولزی کاهش استقامت مکانیکی سیم پیچ و ترانسفورماتور و شکست الکتریکی احتمالی آن است.

در صورتی که روغن به حد بالایی از اکسیداسیون برسد، ترکیبات غیر محلول در آن تولید می شوند که منجر به تولید لجن در روغن می شود. لجن تولید شده در مرحله اول بسته به نوع روغن در آن حل می شود اما با رسیدن به حد اشباع، لجن شروع به ته نشین شدن می کند. به طور کلی می توان گفت که لجن در روغن نفتانیک حل می شود لیکن در روغن پارافینی نسبتاً نامحلول است [۱۷]. ضخامت لایه لجن ته نشین شده در اثر دما افزایش می یابد و معمولاً در نواحی خنک تر مخزن، هسته، سیم پیچها، سیستم خنک کننده و سایر قسمت ها بیشتر قابل تشخیص است. لجن می تواند باعث انسداد کانالهای روغن شده و میزان خنک سازی ترانسفورماتور را کاهش دهد. افزایش دمای روغن و سیم پیچ و به دنبال آن اکسیداسیون روغن افزایش یافته و شکست الکتریکی محتمل خواهد بود.

لجن را می توان به دو دسته تقسیم کرد. دسته اول لجنی است که در کف ترانسفورماتور جمع می شود. این لجن اختلال زیادی در کار ترانسفورماتور ایجاد نمی کند. همچنین، با گردش روغن داغ امکان حل شدن آن در روغن وجود دارد. مطابق بروشور CIGRE (شماره ۴۴۵) یک مشخصه خوب لجن آن است که اگر

^۳ Sludge

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

دمای روغن نفتانیک به دمای آنیل آن افزایش یابد (78°C)، لجن مجدداً در روغن حل شود. لذا با عبور روغن داغ از ترانسفورماتور، لجن در روغن حل می شود. سپس با تصفیه فیزیکی روغن می توان لجن را جدا کرد. CIGRE توصیه کرده است که برای جداسازی لجن، روغن از ستون های خاک رنگ بر عبور داده شود یا به بیان دیگر تصفیه شیمیایی شود.

نوع دوم لجن موجود در روغن به صورت کریستالی بر روی سیم پیچ ایجاد می شود و داکت های روغن را مسدود می کند. این نوع لجن با افزایش دما معمولاً در روغن حل نمی شود چرا که اصولاً در نقاط با دمای بالای روغن ایجاد شده اند. لذا جداسازی این لجن ها به کمک روش تصفیه قابل انجام نیست. به همین دلیل باید با پایش منظم ترانسفورماتور و کنترل وضعیت آن مانع از ایجاد این گونه لجن در ترانسفورماتور شد. برای لجن زدایی می توان ابتدا روغن تانک ترانسفورماتور را تخلیه کرد به نحوی که فقط مقداری روغن (در حد ارتفاع چند سانتی متر) در کف ترانسفورماتور باقی بماند سپس در صورتی که نوع دوم لجن بر روی سیم پیچ ها موجود باشد با پاشیدن روغن داغ بر روی سیم پیچ می توان لجن ها را به کف ترانسفورماتور منتقل کرد. در مرحله بعد، مقدار روغن باقی مانده در کف تانک که دارای لجن است مکیده شده و با رعایت شرایط زیست محیطی امحاء می شود. سپس روغن قسمت بالایی تصفیه شده و مجدداً به تانک تزریق گردد و کمبود روغن با سرریز روغن تصفیه شده جبران شود. در صورت امکان بهتر است روغن قسمت بالایی که از تانک تخلیه شده است تصفیه شیمیایی گردد.

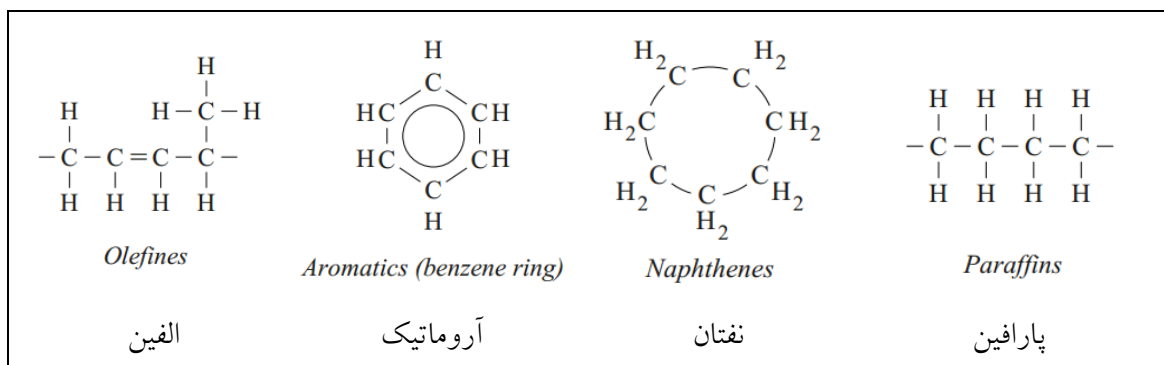
نشانه های اولیه اکسیداسیون روغن با پایش رنگ و ظاهر روغن انجام می شود. انجام منظم آزمون اسیدیته روغن، کنترل سطح رطوبت در روغن و همچنین، بازبینی ظاهری برای تشخیص نشانه هایی از لجن بر روی سطوح داخلی ترانسفورماتور از دیگر مواردی است که نشانگر اکسیداسیون روغن است و می تواند به عنوان عامل شناسایی به کار رود. آزمون $\tan\delta$ و کشش بین سطحی روغن نیز می تواند در تشخیص ابتدایی محصولات قطبی ناشی از اکسیداسیون کمک کننده باشد.

برای درک بهتر فرآیند اکسیداسیون توجه به تغییرات شیمیایی مولکول های روغن می تواند مفید باشد. ماده پایه روغن می تواند در چهار گروه تقسیم بندی شود: پارافین ها، نفتان ها، ترکیبات آروماتیک و الفین ها. این ترکیبات در شکل (۱-۲) نمایش داده شده اند. پارافین ها مولکول های زنجیره ای بدون پیوند دوتایی هستند. همچنین، ممکن است زنجیره های مستقل کوچکتری باشند که با یکدیگر پیوند برقرار کرده اند. نفتان ها هیدروکربن های حلقوی بدون پیوند دوتایی هستند. ترکیبات آروماتیک، هیدروکربن های با حلقه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بنزنی هستند که پیوندهای دوتایی نیز در آن ها دیده می شود. الفین ها مولکول های زنجیری یا حلقوی هستند که پیوند دوتایی نیز دارند.

به طور کلی دو مشخصه می توان بین این چهار نوع روغن تشخیص داد. روغن هایی که زنجیره ای هستند مثل پارافین که زنجیره بلند داشته و مانع جاری شدن روغن در دمای پایین می شوند. بنابراین روغن هایی که برای کار در دمای پایین مناسب هستند، درصد بیشتری ترکیبات حلقوی دارند. از سوی دیگر، وجود پیوند دوگانه در مولکول روغن باعث می شود که این پیوند بتواند با سایر ترکیبات از جمله اکسیژن واکنش نشان داده و سبب پیری تسریع شده روغن شود. بنابراین گزینه ای که هر دو ویژگی مناسب را داشته باشد یعنی حلقوی باشد و فاقد پیوند دوگانه نیز باشد از ارجحیت برخوردار است و این به معنی روغن با پایه نفتان است. به همین دلیل است که استفاده روغن بر پایه نفتان در کشور توصیه می شود.



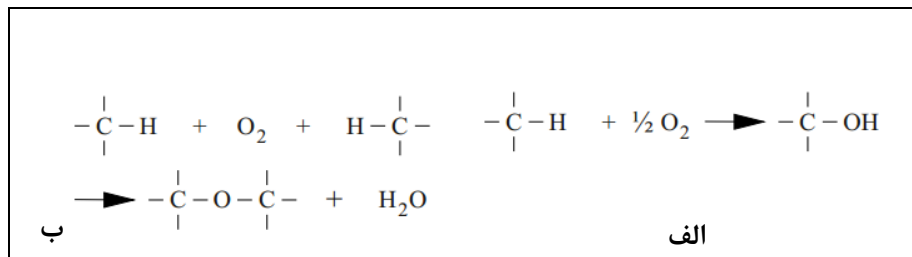
شکل (۲-۱): مواد پایه انواع روغن [۱۸].

در مواردی که نیاز به سرریز روغن وجود دارد و روغن مورد استفاده در ترانسفورماتور (از نظر پایه) مشخص نباشد، بایستی پایه روغن توسط آزمون مشخص شود و روغن با همان پایه مشابه به ترانسفورماتور اضافه شود. آزمون های مورد نیاز برای سرریز روغن، همانند آزمون هایی است که برای روغن نو الزامی است. در کنار این آزمون ها انجام آزمون پایداری در مقابل اکسیداسیون نیز توصیه می شود. نحوه تزریق روغن نیز همانند روغن نو است. این آزمون ها در فصل اول این نظام نامه ذکر شده اند.

مولکول روغن به طور عمده از کربن و هیدروژن ساخته شده و در حالت معمولی غیرقطبی است. اما در اثر اکسیداسیون، مولکول به صورت قطبی در می آید. دو مکانیسم عمده اکسیداسیون در شکل (۲-۲) نمایش داده شده است. در (الف) مولکول اکسیژن با روغن واکنش می دهد و یک گروه OH در مولکول ایجاد

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می کند. لذا مولکول از تقارن خارج شده و قطبی می شود. حضور چنین ترکیباتی باعث افزایش $\tan\delta$ می شود و به همین دلیل $\tan\delta$ می تواند در تشخیص زود هنگام اکسیداسیون روغن موثر باشد.



شکل (۲-۲): دو مکانیسم اکسیداسیون روغن [۱۸].

در مکانیسم (ب) اتم اکسیژن به صورت یک پل بین دو مولکول روغن عمل می کند و در کنار آن مولکول آب تولید می شود. پیوند خوردن دو مولکول روغن توسط اکسیژن سبب می شود که وزن مولکولی افزایش یابد و سنگین تر شود. به این مکانیسم در شیمی کراس لینک گفته می شود. با ادامه کراس لینک مولکول های روغن، زنجیره های سنگین و بلندی از روغن تشکیل می شود که قابلیت انحلال کمی در روغن دارند. این مولکول سنگین با قابلیت انحلال کم همان لجن است. جالب است که با تجمع لجن بر روی یکدیگر، فرآیند کراس لینک می تواند ادامه پیدا کند و یک توده چگال تشکیل شود. همین توده است که با قرار گرفتن در مسیر کانال روغن می تواند خنک سازی ترانسفورماتور را دچار اختلال کند. ضمناً تولید لجن بر $\tan\delta$ نیز تاثیر گذاشته و باعث افزایش مقدار آن می شود و همانطور که گفته شد $\tan\delta$ می تواند به عنوان یک نشانگر اکسیداسیون به کار رود.

۲-۲-۱-۲-۲ آلودگی روغن

روغن در ترانسفورماتور با سایر مواد در تماس است و در نتیجه می تواند آلوده شود. به طور کلی، حضور مواد خارجی در روغن به عنوان آلودگی شناخته می شود. بعضی از این آلودگی ها می توانند مشخصات الکتریکی روغن را تحت تاثیر قرار دهند.

آلودگی روغن با رطوبت می تواند در اثر اکسیداسیون روغن یا تخریب سلولز در تجهیز و یا تنفس روغن حین عملیات تعمیر و نگهداری انجام شود. آب در روغن می تواند تا حدی حل شود که این میزان بستگی به دما و همچنین، میزان اسید روغن دارد. اگر میزان آب از این مقدار بیشتر شود، روغن از آب اشباع شده و در نتیجه آب به صورت قطره یا به شکل فاز بخار به وجود می آید. آب به شکل محلول در روغن احتمال دارد

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مشخصات الکتریکی روغن را تغییر دهد. اما آب محلول در حضور سایر آلودگی ها به خصوص در مورد ذرات فیبر گونه، می تواند تحمل الکتریکی روغن را به طرز قابل توجهی کاهش دهد. در صورتی که دمای ترانسفورماتور به سرعت کاهش یابد، خطر تشکیل آب آزاد بیشتر است از این جهت که میزان قدرت انحلال آب در روغن به طور ناگهانی کاهش می یابد.

در ترانسفورماتور رطوبت در روغن و در کاغذ وجود دارد. چنان که پیش تر گفته شد، عمده آب موجود در ترانسفورماتور در عایق کاغذی است و این نسبت معمولاً بیش از ۹۹٪ کل آب موجود در ترانسفورماتور است. میزان بالای رطوبت در ترانسفورماتور یکی از مواردی است که عمر عایق کاغذی و در نتیجه عمر ترانسفورماتور را کاهش می دهد. بنابراین، پایین نگه داشتن رطوبت در ترانسفورماتور حائز اهمیت است. آلودگی روغن با ذرات و فیبرها می تواند ناشی از مواد درون خود ترانسفورماتور یا ناشی از محصولات تخریب خطاهایی مثل تخلیه الکتریکی باشد. ضمناً به دلیل نفوذ مواد در حین تعمیر و نگهداری. شکست الکتریکی و یا تخلیه الکتریکی در روغن نیز گازهای مختلف، کربن و ذرات فلزی تولید می شود. با توجه به اینکه آلودگی ذرات و یا فیبر خصوصاً در حضور رطوبت تحمل الکتریکی روغن را کاهش می دهد، از آزمون ولتاژ شکست روغن می توان برای تشخیص وجود آلودگی استفاده کرد. همچنین، آلودگی ها می توانند تلفات عایقی روغن را افزایش دهند.

۲-۲-۲- تأثیرپذیری مشخصات مختلف روغن از خطاهای ترانسفورماتور

ضروری است مشخص شود کدام یک از خطاهای ترانسفورماتور، تأثیر خود را در روغن نشان می دهند و کدام یک تأثیری در روغن ندارند. CIGRE جدولی را ارائه کرده است که در یک نگاه تأثیرپذیری روغن از خطاهای مختلف را نشان می دهد [۱۷]. این اطلاعات در جدول (۲-۱) نشان داده شده است.

جدول مذکور نشان می دهد که برای تشخیص مشکلات احتمالی چه آزمون هایی بایستی انجام شود. برای مثال، تخلیه جزئی تأثیر بسیار کمی بر $\tan\delta$ دارد و بنابراین تجویز آزمون $\tan\delta$ در حالتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه جزئی است، مفید نخواهد بود. در ادامه این گزارش ابتدا به نحوه تحلیل نتایج و دسته بندی کیفیت روغن بر اساس نتایج آن پرداخته می شود. سپس آزمون های مختلف روغن به صورت مختصر تشریح می شوند.

جدول (۲-۲) بیان می کند که بر اساس استاندارد IEC 60422 هر یک از آزمون های روغن بایستی طبق چه استانداردی انجام شود [۱۹]. این جدول معیار انجام آزمون ها در کشور می باشد.

نظامنامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۱-۲): رابطه بین مشکلات اصلی ترانسفورماتور و پارامترهای روغن [۱۷]

مشکلات ترانسفورماتور									
آسیب به آب‌بندی			تخلیه جزئی			اضافه حرارت			
نفوذ رطوبت	نشتی روغن	مشکل در ممبران	فصل مشترک بین کاغذ و روغن	کاغذ	روغن	سیم‌پیچ / مشکلات خنک‌سازی	اتصالات	در هسته	پارامترهای روغن
H 2	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	اسیدیته / IFT
L	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	رنگ
H 8	M	L-M 6	H 5, 6	H 5, 6	L	H 5, 6	L	L	مقدار رطوبت
H 8	M 7	M 6	H 5, 6, 12	M	H 11	H 4, 6, 12	M 3, 12	L	ولتاژ شکست
H 9	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	tanδ
L 7	M 10	H 7	H 1, 4, 10	H 1, 4, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	میزان گاز

شرح جدول

مشکلات ترانسفورماتور			تاثیر مشکل بر روی پارامتر روغن
۹- آب، رسوب	۵- پیری کاغذ	۱- تخریب روغن	H - تاثیر زیاد
۱۰- تولید گاز	۶- تولید آب	۲- پیری روغن	M - تاثیر متوسط
۱۱- حباب	۷- هوای حل شده	۳- کربنیزه شدن روغن	L - تاثیر کم
۱۲- ذرات	۸- رطوبت آزاد	۴- تخریب کاغذ	

جدول (۲-۲) بیان می‌کند که بر اساس استاندارد IEC 60422 هر یک از آزمون‌های روغن بایستی طبق چه استانداردی انجام شود [۱۹]. این جدول معیار انجام آزمون‌های مورد نیاز در سطح کشور می‌باشد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۲): آزمون‌های روغن در حال سرویس و استانداردهای روش انجام آن‌ها [۱۹]

نام آزمون	روش انجام	نام آزمون	روش انجام
رنگ و ظاهر	ISO 2049	ولتاژ شکست	IEC 60156
مقدار رطوبت	IEC 60814	اسیدیته	IEC 62021-1 یا IEC 62021-2
$\tan\delta$ و مقاومت مخصوص	IEC 60247	مقدار بازدارنده‌ها	IEC 60666
رسوب و لجن	ضمیمه C از IEC 60422	کشش بین سطحی	ASTM D971 EN 14210
ذرات (تعداد و اندازه)	IEC 60970	پایداری در برابر اکسیداسیون	IEC 61125
نقطه اشتعال	ISO 2719	سازگاری	IEC 61125
نقطه ریزش	ISO 3016	چگالی	ISO 3675
گرانروی	ISO 3104	PCB	IEC 61619
مقدار دی‌بنزیل دی‌سولفید (DBDS)	IEC 62697-1	مقدار منفعل‌کننده‌ها	ضمیمه B از IEC 60666:2010
سولفور خورنده	IEC 62535, ASTM D1275, Method B DIN 51353		

۲-۲-۳ - جمع‌بندی آزمون‌های سالیانه و نحوه عیب‌یابی ترانسفورماتور انتقال بر اساس نتایج آزمون‌های روغن

بر اساس استانداردهای مختلف [۱۹، ۲۰] و همچنین، تجربیات داخلی و نظر متخصصان ذیربط،
زمان‌بندی انجام و انواع آزمون برای ترانسفورماتورها به صورت زیر دسته‌بندی می‌شوند:

أ- آزمون‌های زیر بایستی برای همه ترانسفورماتورهای انتقال به صورت سالیانه انجام شوند:

۱. آزمون ولتاژ شکست،
۲. مقدار رطوبت،
۳. عدد اسیدیته،
۴. کشش بین‌سطحی (IFT).

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

- تبصره ۱:** در صورتی که روغن ترانسفورماتور از روز اول دارای منفعل کننده (passivator) بوده است، آزمون محتوای منفعل کننده ها (passivator content) بایستی به صورت سالانه انجام شود.
- ب-** برای ترانسفورماتورهای با عمر بالای ۲۰ سال، آزمون فوران بایستی هر سه سال یکبار انجام شود.
- تبصره ۲:** آزمون های فوق حداقل آزمون هایی است که به صورت سالیانه توصیه می گردد. انجام سایر آزمون های تکمیلی منوط به نظر متخصصین است.
- تبصره ۳:** بازه زمانی فوق الذکر مربوط به زمانی است که ترانسفورماتور فاقد مشکل است و همه مقادیر اندازه گیری شده در بازه ای که در جدول (۲-۳) مشخص گردیده است قرار دارند. در صورتی که مقادیر اندازه گیری شده آزمون ها از حد تعیین شده فراتر رود، بازه زمانی آزمون با نظر متخصصین مربوطه ممکن است کم تر شود. همچنین، ممکن است آزمون های دیگری در مورد ترانسفورماتورهای مشکوک توسط متخصص ذیربط الزام گردد.
- ت-** حدود تعیین شده برای آزمون های فوق توسط استاندارد IEC 60422، در جدول (۲-۳) ارائه شده است. در صورتی که همه مقادیر در محدوده قرار داشته باشند، وضعیت ترانسفورماتور عادی است.
- تبصره ۴:** در صورتی که نتایج هر یک از آزمون ها خارج از حد تعیین شده باشد، اولین اقدام انجام مجدد آزمون جهت اطمینان از نتیجه به دست آمده است. پیش از اطمینان از صحت نتیجه، انجام اقدامات بعدی ممکن است مفید نباشد.
- ث-** در صورتی که نتایج آزمون ها خارج از حد مجاز تعیین شده باشد (و صحت نتیجه نیز توسط تکرار آزمایش تایید شده باشد)، بایستی آزمون های تکمیلی انجام شود و بر اساس مجموع نتایج آزمون ها عیب یابی ترانسفورماتور صورت گیرد. بهتر است که با توجه به وضعیت نتایج کسب شده، آزمون های تکمیلی مناسب صورت گیرد. جدول (۲-۳) راهنمای مناسبی برای آزمون های تکمیلی و همچنین، اقدامات اصلاحی در صورت بالا بودن مقادیر هر یک از آزمون های اصلی و تکمیلی ارائه می دهد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

جدول (۲-۳): بازه‌های مربوط به آزمون‌های مختلف و اقدامات اصلاحی توصیه شده^۴ [۱۹]

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
ولتاژ شکست (kV)	>۶۰	۶۰-۵۰	< ۵۰	خوب: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترها نظیر رطوبت، محتوای ذرات و همچنین، $\tan\delta$ / مقاومت عایقی و عدد اسیدیته را بررسی کنید.
				ضعیف: تصفیه فیزیکی روغن. به عنوان جایگزین، اگر سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی به صرفه باشد، روغن تعویض یا تصفیه شیمیایی شود. فرآیند رطوبت‌زدایی (خشک‌کردن) نیز بایستی انجام گردد.
				نکات: توصیه اکید می‌گردد که ولتاژ شکست روغن بعد از تصفیه فیزیکی به بالاتر از 70 kV برسد.
مقدار رطوبت در mg/kg) دمای کاری ترانسفورماتور)	< ۱۵	۱۵-۲۰	>۲۰	خوب: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر. سایر پارامترها نظیر ولتاژ شکست، محتوای ذرات و همچنین، $\tan\delta$ / مقاومت عایقی و عدد اسیدیته را بررسی کنید.
				ضعیف: منبع رطوبت را بیابید. تصفیه فیزیکی روغن. اگر به دلیل اینکه سایر پارامترها نیز پیری شدید روغن را تایید می‌کنند و از نظر اقتصادی نیز مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض یا تصفیه شیمیایی کنید. فرآیند رطوبت‌زدایی نیز بایستی انجام گردد. در این حالت بایستی به میزان آب باقیمانده در عایق جامد توجه ویژه داشت.

^۴ این جدول از استاندارد IEC 60422 برداشته شده اما با توجه به تجربه متخصصان بعضی از بازه‌های آن متناسب با شرایط کشور تغییر داده شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده	
	خوب	متوسط	ضعیف		
نکات: مقدار رطوبت همیشه بایستی همراه با مقدار ولتاژ شکست در نظر گرفته شود. در صورتی که در مورد مقدار رطوبت شک وجود داشته باشد، گرفتن نمونه روغن از ترانسفورماتور در دمای متفاوت توصیه می‌شود. حدود قید شده مربوط به مقادیر آماری ۹۰٪ و دمای کاری ترانسفورماتور هستند. تعادل بین عایق جامد و مایع در دمای کم‌تر از 40 °C قابل اطمینان نیست. همچنین، در ترانسفورماتورهای پربار با دمای روغن بالاتر از 70 °C استفاده از فرآیند اصلاحی توضیح داده شده در بخش مربوط به مقدار رطوبت توصیه می‌شود. مقادیر داده شده در این جدول مربوط به زمانی بوده که روغن در دمای بین 40 °C تا 70 °C نمونه‌برداری شده است. در پایین‌تر از 40 °C استفاده از این مقادیر معتبر نبوده و در بالاتر از 70 °C میزان رطوبت بایستی مطابق پیوست (۳) اصلاح گردیده و سپس مقایسه صورت گیرد.					
اسیدیته mgKOH/goil	< ۰/۱۰	۰/۱۵ – ۰/۱۰	> ۰/۱۵	خوب: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه	
				متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر.	
				وجود رسوب و لجن را بررسی کنید. در صورتی که روغن دارای بازدارنده و به وضعیت متوسط رسیده باشد، این احتمال وجود دارد که مقاومت در برابر اکسیداسیون را از دست داده است.	
ضعیف: زمانی که مقدار اسیدیته از ۰/۱۵ فراتر می‌رود، بایستی در مورد انجام تصفیه شیمیایی تصمیم مقتضی اتخاذ شود و یا در صورتی که از نظر اقتصادی به صرفه باشد و بقیه آزمون‌ها نیز پیری شدید روغن را نشان دهند، روغن بایستی تعویض گردد.					
کشش بین سطحی (mN/m)	روغن دارای بازدارنده			خوب: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه	
	> ۲۸	۲۲ – ۲۸	< ۲۲	متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر.	
	روغن بدون بازدارنده			ضعیف: وجود رسوب و لجن بررسی شود.	
			> ۲۵	۲۰ – ۲۵	< ۲۰
رنگ و ظاهر	شفاف و بدون آلودگی قابل رویت		تیره و یا کدر (دارای ذرات)	تصمیم بایستی بر اساس سایر آزمون‌ها اتخاذ شود.	
tanδ در 90 °C در فرکانس 40 تا 60 Hz t (درصد)	< ۱۰٪	۱۰٪ – ۲۰٪	> ۲۰٪	متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر.	
				سایر پارامترهای را کنترل کنید.	
				ضعیف: روغن را تصفیه شیمیایی کنید. به عنوان جایگزین، اگر به دلیل اینکه	

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
				سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض کنید.
مقاومت	در دمای 20 °C			متوسط: نمونه‌برداری در بازه‌های زمانی کم‌تر.
	>۲۰۰	۲۰۰-۲۰	< ۲۰	سایر پارامترهای را کنترل کنید.
مخصوص (GΩm)	در دمای 90 °C			ضعیف: روغن را تصفیه شیمیایی کنید. به عنوان جایگزین، اگر به دلیل اینکه سایر پارامترها پیری شدید روغن را نشان می‌دهند و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد، روغن را تعویض کنید.
	>۱۰	۱۰-۳	< ۳	
محتوای بازدارنده‌ها	بزرگ‌تر از ۶۰٪ مقدار اولیه	بین ۴۰٪ تا ۶۰٪ مقدار اولیه	کم‌تر از ۴۰٪ مقدار اولیه	متوسط: (زمانی که اسیدیته کم‌تر از 0.08 mgKOH/g oil و کشش بین سطحی بزرگ‌تر از 28 mN/m باشد) با استفاده از بازدارنده‌ها و بر اساس تجربیات، روغن را مجدداً به سطح اول از بازدارنده‌ها برسانید.
				ضعیف: به استفاده از روغن و کنترل کیفیت آن مانند یک روغن بدون بازدارنده ادامه دهید. روغن را تصفیه شیمیایی کرده و یا تعویض کنید.
نکات: این موضوع مختص روغن‌های دارای بازدارنده است. با تولیدکننده روغن مشورت کنید.				
محتوای منفعل‌کننده (mg/kg)	> ۷۰ و پایدار (نرخ کاهش کم‌تر از 10 mg/kg در سال)	۷۰-۵۰ یا <۷۰ با نرخ کاهش بزرگ‌تر از 10 mg/kg در سال	< ۵۰ و با نرخ کاهش بزرگ‌تر از 10 mg/kg در سال	خوب: افزایش بازه زمانی اندازه‌گیری قابل قبول است.
				متوسط: ادامه انجام آزمون به صورت سالیانه
				ضعیف: منبع خوردگی را با تعویض روغن رفع کنید و یا با حذف ترکیبات خورنده به وسیله تصفیه مناسب روغن. به عنوان یک راه‌حل کوتاه‌مدت می‌توان مقدار منفعل‌کننده را حداقل تا حد 100 mg/kg افزایش داد.
نکات: روغن‌های با عمر بالا، خصوصاً روغن‌های فاقد بازدارنده، احتمال بالاتری در کاهش سریع منفعل‌کننده‌ها دارند.				
رسوب و لجن (درصد)	روغن بایستی فاقد رسوب یا لجن معلق باشد. مقادیر کم‌تر از ۰/۰۲٪ وزنی قابل صرف‌نظر هستند.			در صورت وجود رسوب، روغن را تصفیه فیزیکی کنید. در صورت وجود لجن معلق، روغن را تصفیه شیمیایی کنید. در صورتی که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد و سایر آزمون‌ها نیز نتایج را تایید کنند، روغن را تعویض کنید.
نکات: آزمون را تنها زمانی انجام دهید که اسیدیته یا tanδ نزدیک به حدود تعیین شده هستند.				
	غیرخورنده		خورنده	در مورد روغن‌های خورنده: - تحلیل ریسک انجام دهید.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

آزمون	حدود توصیه شده (الف و ب)			اقدامات توصیه شده
	خوب	متوسط	ضعیف	
سولفور خورنده				- میزان خوردندگی روغن را با افزودن منفعل‌کننده‌های روغن کاهش دهید (مثل مشتقات triazole) - منبع خوردندگی را با تعویض روغن و یا با حذف ترکیبات خورنده به وسیله تصفیه مناسب روغن رفع کنید. (آیتم پ) را ببینید
نکات: لزوم اقدامات اصلاحی به دقت با انجام تحلیل ریسک مشخص شود (بر اساس بروشور CIGRE شماره ۳۷۸ سال ۲۰۰۹ [۳۹]). پس از غیرفعال کردن روغن، کنترل غلظت غیرفعال‌کننده به صورت منظم الزامی است. در صورتی که مقدار غیرفعال‌کننده به صورت مداوم در حال کاهش است، منبع خوردندگی را مطابق با اقدامات اصلاحی رفع کنید.				
ذرات (تعداد و اندازه)	جدول (۲-۴)			در صورتی که ولتاژ شکست و مقدار رطوبت از حدود قابل قبول (محدوده خوب) تجاوز کند و تعداد ذرات برای هر ابعادی بزرگ‌تر از حد تعیین شده است، روغن را فیلتر کنید.
نکات: مقادیر ذرات بر اساس ارزیابی آماری مشخص شده است (جدول (۲-۳) ت) را ببینید.				
نقطه اشتعال	حداکثر کاهش ۱۰٪			تجهیز ممکن است نیاز به بازمینی داشته باشد. به بررسی بیشتر نیاز است.
نکات: زمانی که بوی غیرعادی پس از رخ دادن خطای داخلی یا پر کردن ترانسفورماتور استشمام شود نیاز به انجام این آزمون باشد.				
الف: مطمئن شوید که نمونه‌برداری به درستی انجام شده است و شیر نمونه‌برداری پیش از گرفتن نمونه مطابق دستورالعمل نمونه‌برداری تمیز شده باشد. همچنین، دقت کنید که فاصله زمانی بین نمونه‌گیری و انجام آزمون در آزمایشگاه کوتاه (حداکثر سه روز) بوده باشد. ب: هیچ اقدامی نباید تنها بر مبنای یک نتیجه و یک مشخصه انجام شود. همه نتایج بایستی با تکرار آزمایش تایید شوند خصوصاً در حالتی که نتایج در مقایسه با نتایج قبلی متناقض به نظر برسد. پ: در صورتی که نتیجه آزمون خوردندگی مثبت باشد و DBDS هم در روغن موجود باشد، توصیه‌های بروشور CIGRE شماره ۳۷۸ سال ۲۰۰۹ را برای اقدام اصلاحی مناسب دنبال کنید. ت: در صورتی که روند افزایشی در ذرات مشاهده گردد ممکن است لازم شود تا ذرات فلزی و سایر اجزای حل شده در روغن مشخص شوند.				

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۴): حدود ذرات اندازه گیری شده در روغن ترانسفورماتورهای قدرت مطابق IEC 60970 [۱۹]

نکات	تعیین آلودگی	حداکثر تعداد در هر 100 ml		مطابق با کلاس های ISO 4406 سال ۱۹۸۷	مطابق با کلاس های ISO 4406 سال ۱۹۹۹
		15 μ m (برابر با 14 μ m(c))	5 μ m (برابر با 6 μ m(c))		
تمیزی مورد نیاز ظروف نمونه برداری که با حلال تمیز پر شده باشند.	آلودگی زمینه	۳۲	۲۵۹	تا 8/5	تا 10/8/5
تمیزی روغن در هنگام آزمون های کارخانه ای و راه اندازی ترانسفورماتور	پایین	۱۳۰	۱۰۰۰	9/6 تا 10/7	تا 11/9/6 13/10/7
سطح آلودگی معمول برای ترانسفورماتورهای در حال کار	خوب	۴۰۰۰	۳۲۰۰۰	تا 11/8 15/12	تا 14/11/8 17/15/12
سطح آلودگی که در تعداد قابل ملاحظه ای از ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری دیده می شود.	متوسط	۱۶۰۰۰	۱۳۰۰۰۰	تا 16/13 17/14	تا 18/16/13 19/17/14
سطح آلودگی نادر که به طور معمول نشان گر وضعیت غیرعادی در تجهیز است.	ضعیف			18/15 و بالاتر	20/18/15 و بالاتر
در عمل، مقادیر مربوط به حالت خوب و متوسط مربوط به ترانسفورماتور در حال کار می شود و دو سطر اول در یک ترانسفورماتور در حال کار وجود ندارد. اعداد ستون اول و دوم، کلاس های تعریف شده در ISO هستند.					

۲-۲-۴ - شاخص کیفیت روغن

شاخص کیفیت روغن (OQIN^۵) که به صورت کشش سطحی تقسیم بر عدد اسیدیته تعریف می شود
می تواند برای ارزیابی کیفیت روغن استفاده شود. این ضریب به عنوان شاخص اکسیداسیون و شاخص
عددی مایر شناخته می شود. جدول (۲-۵) رتبه بندی وضعیت روغن را بر اساس این شاخص نشان می دهد.

^۵ Oil Quality Index Number

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۵): حدود شاخص کیفیت روغن [۲۲، ۲۳]

وضعیت روغن	محدوده شاخص کیفیت
خوب	۳۰۰-۱۵۰۰
تقریباً خوب	۲۷۱-۶۰۰
مرزی (متوسط)	۱۶۰-۳۱۸
بد	۴۵-۱۵۹
خیلی بد	۲۲-۴۴
به شدت بد	۶-۲۱

لازم به ذکر است که این شاخص در بروشور CIGRE بدون ذکر محدوده، مورد اشاره قرار گرفته که علت آن در بخش مربوط به کشش سطحی این گزارش بیان شده است. محدوده این شاخص هنوز در هیچ یک از استانداردها ارائه نشده و صرفاً جنبه کمکی دارد.

۲-۲-۵ - شرح آزمون های مختلف روغن

۲-۲-۵-۱ - ولتاژ شکست

ولتاژ شکست توانایی روغن در تحمل میدان را مشخص می کند و برای کارکرد درست تجهیز اولویت اصلی است. ولتاژ شکست به شدت به دمای نمونه برداری وابسته است [۱۹]. مقدار ولتاژ شکست روغن تنها در صورتی دارای اهمیت است که روغن در دمای کاری ترانسفورماتور نمونه برداری شده باشد. اگر دمای روغن هنگام نمونه گیری کم تر از 20°C باشد و در هنگام آزمون، دمای نمونه روغن به بالاتر از 20°C رسیده باشد، نتایج به دست آمده خوش بینانه است (نتایج بالاتر از مقدار واقعی).

روغن تمیز و خشک به صورت ذاتی ولتاژ شکست بالایی دارد. آب آزاد و ذرات جامد خصوصاً در حضور رطوبت می توانند باعث کاهش ولتاژ شکست شوند. علت آن است که ذرات جامد با جذب رطوبت تا حد زیادی هادی می شوند و به دلیل ضریب گذردهی (Permittivity) نسبتاً بالای آب جذب نقاط با ولتاژ بالا می شوند. سپس به دلیل هدایت، نقاط با میدان شدید را جابه جا کرده به نحوی که ذرات مانند یک قطار کنار یکدیگر قرار می گیرند. در صورتی که این ذرات به طور کامل مابین دو الکترود قرار گیرند باعث شکست روغن می شوند. با توجه به موضوعات فوق الذکر می توان گفت که اندازه گیری ولتاژ شکست در وهله اول نشان دهنده حضور آلودگی نظیر رطوبت و ذرات است. مقدار ولتاژ شکست پایین می تواند

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نشان‌دهنده حضور آلودگی باشد هرچند مقدار بالای ولتاژ شکست الزاماً به معنای عدم وجود آلودگی‌ها نیست.

مطابق IEC 60422 ولتاژ شکست ترانسفورماتورهای رزرو که مدت‌ها از مدار خارج بوده‌اند بایستی در فواصل کوتاه‌تر تحت نظارت و بررسی قرار گیرد تا زمانی که ترانسفورماتور به حالت پایدار خود برسد.

۲-۵-۲- مقدار رطوبت

در این رابطه موارد به شرح ذیل ارائه می‌شود:

ا. کلیات

با توجه به میزان دما، میزان رطوبت و وضعیت روغن، رطوبت می‌تواند بر ولتاژ شکست روغن، عایق جامد و همچنین، نرخ پیری عایق جامد و مایع تاثیر بگذارد. به همین دلیل رطوبت تاثیر مهمی بر وضعیت عملکرد ترانسفورماتور و عمر آن دارد. منابع عمده رطوبت عبارتند از: ورود رطوبت از جو و همچنین، تخریب و پیری عایق. رطوبت به دو شکل محلول در روغن و آب هیدرات دارای پیوند با مولکول‌های قطبی، در روغن ترانسفورماتور یافت می‌شود. ذرات فیبرگونه سلولزی نیز می‌توانند با رطوبت پیوند برقرار کنند.

ب. آب موجود در روغن

درصد کمی از رطوبت ترانسفورماتور در روغن حل می‌شود. مقدار حداکثر انحلال آب در روغن به عنوان حد اشباع (W_s) و بر حسب mg/kg مشخص می‌شود. مقدار مطلق رطوبت روغن (W_{abs}) به دما بستگی ندارد و بر حسب mg/kg داده می‌شود و مطابق استاندارد IEC60814 قابل اندازه‌گیری است. مقدار رطوبت نسبی با تقسیم مقدار مطلق بر مقدار اشباع (W_{abs}/W_s) محاسبه شده و بر اساس درصد بیان می‌شود. در صورتی که روغن به حد اشباع رسیده باشد و دیگر قابلیت انحلال آب در روغن وجود نداشته باشد آب مازاد به شکل بخار یا قطره ممکن است در ترانسفورماتور دیده شود.

مقدار W_s با دما تغییر می‌کند و لذا مقدار رطوبت نسبی به دما وابسته است. این درجه حرارت، دمای نمونه روغن در هنگام نمونه‌برداری است و بایستی در مسیر فلوی روغن نمونه اندازه‌گیری شود. در صورتی که دمای بالای روغن در نمونه ذکر شده باشد، این موضوع بایستی به صراحت بیان شود. W_s علاوه بر دما به نوع روغن و محصولات جانبی آن نیز وابسته است. با پیر شدن روغن و اکسیداسیون شدید آن، به دلیل حضور ترکیبات قطبی، قدرت انحلال روغن افزایش

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می یابد. به همین دلیل مشخصات هر روغنی بایستی به صورت جداگانه تحلیل شود و رابطه کلی برای آن موجود نیست.

ت. مقدار رطوبت در سیستم کاغذ/روغن

چنان که گفته شد، روغن درصد کمی از رطوبت ترانسفورماتور را در بر دارد و در حقیقت به عنوان ماده منتقل کننده رطوبت می تواند در نظر گرفته شود. تنها در صورتی که ترانسفورماتور به مدت طولانی در دمای ثابت و نسبتاً بالا کار کند، تعادل ترمودینامیکی بین آب موجود در کاغذ و آب محلول در روغن ایجاد می شود. این تعادل به دما وابسته است و با افزایش دما مقدار بیشتری آب از کاغذ به روغن منتقل می شود. در صورتی که دمای روغن به اندازه کافی بالا نباشد چنین تعادلی نیز اصولاً رخ نمی دهد. بر طبق استاندارد IEC60422 تعادل زیر دمای 40°C رخ نمی دهد و نمونه هایی که در پایین تر از این مقدار گرفته شده اند چندان قابل استناد و اعتماد نیستند. به کمک منحنی های تعادل می توان از رطوبت روغن به رطوبت کاغذ رسید اما تجربه نشان می دهد که نتایج عملی با مقادیر محاسبه شده به صورت تئوری همخوانی چندانی ندارد. همچنین، این محاسبات به تعادل ترمودینامیکی بین روغن و کاغذ کاملاً وابسته است.

ث. تحلیل نتایج

تغییر اندک دما می تواند میزان مقدار آب حل شده در روغن را به شدت تغییر دهد در حالی که تاثیر اندکی بر میزان آب موجود در عایق کاغذی دارد. به همین دلیل، برای مقایسه ترانسفورماتورهای مختلف از نظر میزان رطوبت و یا برای تعیین روند تغییرات رطوبت، لازم است که مقدار رطوبت اندازه گیری شده به یک دمای خاص اصلاح شود. این دما به دلایل عملی برابر 20°C انتخاب شده که روند اصلاح در پیوست (۳) ارائه شده است. در صورت عدم وجود تعادل بین رطوبت کاغذ و روغن، نمی توان از میزان رطوبت روغن به رطوبت موجود در کاغذ رسید. نکته مهمی که در مورد اصلاح مقدار رطوبت باید مد نظر داشت این است که ضرایب اصلاح بر اساس مشخصات روغن نو است و برای روغن های پیر شده به صورت کامل معتبر نیست. علت آن است که روغن با عمر بالای بهره برداری دارای مقداری رطوبت است که با روغن دارای پیوند هیدروژنی یا قطبی است و این مقدار از رطوبت در اصلاح دمایی در نظر گرفته نشده است. در حالت کلی می توان گفت که روغن کارکرده مقدار رطوبت بیشتری نسبت به روغن نو می تواند در خود نگه دارد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

برای رسیدن به نتایج معنی‌دار در هنگام بررسی روند افزایش یا کاهش مقدار رطوبت، ترانسفورماتور بایستی در حال کار باشد و پیش از گرفتن نمونه به تعادل رطوبتی رسیده باشد. همچنین، نمونه‌گیری در دماهای مختلف و تحلیل همزمان ولتاژ شکست و مقدار رطوبت اطلاعات بیشتری در مورد وضعیت رطوبت ترانسفورماتور به دست می‌دهد [۱۹]. به عنوان آخرین نکته بایستی توجه داشت که استفاده از روش پاسخ فرکانسی عایق (طیف‌سنجی حوزه فرکانس)^۶ (FDS) به نتایج معتبرتری در مورد رطوبت موجود در کاغذ منجر خواهد شد. در مورد آزمون FDS به صورت مجزا توضیح داده خواهد شد.

۲-۲-۵-۳- عدد اسیدی یا اسیدیته

اکسیداسیون روغن باعث تولید محصولات اسیدی شده و به تدریج عدد اسیدی روغن افزایش می‌یابد. اسیدها و سایر محصولات جانبی اکسیداسیون، همراه با آب و آلودگی‌های جامد، بر روی مشخصات عایقی و همچنین، سایر مشخصات روغن تاثیر گذاشته و باعث افزایش نرخ تخریب عایق کاغذی می‌شوند. ضمناً اسیدها می‌توانند باعث خوردگی قسمت‌های فلزی در ترانسفورماتور شوند [۱۹]. نرخ افزایش اسیدیته روغن در حال کار می‌تواند نشان‌گر مناسبی برای تعیین شدت پیری روغن باشد. اگر روغن وارد مراحل پیشرفته پیری شده باشد اسیدیته آن بالاتر از 0.1 mg KOH/g oil خواهد بود [۱۷]. کشش بین سطحی نشان‌گر حساس‌تری در مراحل اولیه پیری روغن است. معمولاً عدد اسیدی به عنوان یک راهنمای کلی برای تعیین زمان تعویض یا تصفیه شیمیایی روغن به کار می‌رود. اما زمانی که عدد اسیدی به 0.1 mg KOH/g oil رسیده باشد، کاغذ نیز از پیری روغن تاثیر پذیرفته است که اثر آن در عدد پلیمریزاسیون عایق کاغذی دیده می‌شود. به بیان دیگر زمانی که عدد اسیدی به این حد می‌رسد، ممکن است عایق کاغذی آسیب دیده باشد. به همین دلیل معمولاً کشش بین سطحی، مراحل اولیه پیری را بهتر نشان می‌دهد. در مورد روغن‌های دارای مواد بازدارنده، در صورتی که مقدار بازدارنده‌ها کافی باشند بایستی افزایشی در مقدار اسیدیته دیده شود.

^۶ Dielectric frequency response – Frequency domain spectroscopy (FDS)

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۲-۵-۴- کشش بین سطحی

کشش بین سطحی (IFT^۷) بین روغن و آب روشی برای تعیین میزان آلودگی‌های قطبی حل‌شونده و محصولات جانبی پیری روغن است. این مشخصه در مراحل اولیه پیری تقریباً سریع تغییر می‌کند اما زمانی که پیری روغن در مرحله میانی است تغییرات آن کند می‌شود. لذا کشش بین سطحی به عنوان نشان‌گر پیری در مراحل اولیه، بر سایر روش‌ها ترجیح دارد. در نقطه مقابل، اسیدیته در مراحل اولیه به کندی تغییر می‌کند اما در مراحل نهایی تغییرات سریعی دارد. با توجه به این که این دو نشان‌گر به صورت مکمل عمل می‌کنند یک شاخص کیفیت روغن یا OQIN تعریف می‌شود که برابر مقدار کشش بین سطحی تقسیم بر مقدار اسیدیته است. شاخص کیفیت روغن، شاخص مفیدتری است چرا که این شاخص با پیری روغن تناسب بیشتری دارد. برای ترانسفورماتورهای پربار، تخریب و پیری مواد با سرعت بیشتری رخ می‌دهد و از IFT می‌توان به عنوان ابزاری برای تشخیص پیری روغن استفاده کرد.

لازم به ذکر است که گرچه آزمون IFT در استاندارد به عنوان آزمون تکمیلی معرفی شده است اما با توجه به اینکه مراحل اولیه پیری روغن را نشان می‌دهد و همچنین، می‌تواند تاییدی بر صحت یا خطای آزمون اسیدیته باشد، از این جهت با پیشنهاد متخصصان در زمره آزمون‌های روتین روغن قرار داده شده است.

در تفسیر نتایج IFT بایستی جانب احتیاط حفظ شود. تغییر سریع IFT می‌تواند نشانه‌ای از مشکلات عدم سازگاری بین روغن و برخی از مواد درون ترانسفورماتور مثل واشرها یا ناشی از آلودگی تصادفی در هنگام پر کردن روغن باشد. جهت کنترل این موارد می‌توان سایر پارامترهای روغن نظیر مشخصات الکتریکی را اندازه‌گیری کرد.

در مورد ترانسفورماتورهای پربار، تخریب مواد سریع‌تر است و کشش بین سطحی ابزاری برای تشخیص این تخریب محسوب می‌شود.

۲-۲-۵-۵- رنگ و ظاهر روغن

تغییر رنگ روغن می‌تواند نشانه مستقیمی از آلودگی روغن باشد. همچنین، تغییر رنگ به طور معمول ناشی از اکسیداسیون روغن است. علاوه بر دو مورد فوق، وجود ذرات کربن نیز باعث تیره شدن روغن

^۷ Interfacial Tension

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می‌شوند. بنابراین، توجه به رنگ روغن یکی از ساده‌ترین کنترل‌هایی است که می‌تواند برخی از عوامل مذکور را آشکار سازد.

در صورتی که ظاهر روغن به صورت ابرآلود و یا دارای ذرات باشد، می‌تواند نشانه‌ای از آب آزاد، لجن غیرمحلول، ذرات کربن، ذرات الیاف‌گونه و یا سایر آلودگی‌ها باشد.

۲-۲-۵-۶- $\tan\delta$ و مقاومت مخصوص

این دو پارامتر به حضور آلودگی‌های قطبی قابل انحلال در روغن و محصولات ناشی از پیری روغن بسیار حساس هستند. تغییرات در میزان آلودگی‌ها می‌تواند با اندازه‌گیری این دو پارامتر کنترل شود حتی اگر مقدار آلودگی بسیار کم باشد. مقدار بالای $\tan\delta$ می‌تواند نشان‌گر حضور محصولات اکسیداسیون، رطوبت و یا ذرات هادی باشد. واضح است که افزایش مقدار $\tan\delta$ روغن یا کاهش مقاومت مخصوص روغن بر روی $\tan\delta$ ترانسفورماتور یا مقاومت مخصوص ترانسفورماتور نیز تاثیر می‌گذارد. معمولاً لازم نیست که هر دو $\tan\delta$ و مقاومت مخصوص بر روی روغن انجام شود و از بین این دو آزمون $\tan\delta$ معمول‌تر است. CIGRE قید می‌کند که در هنگام تصفیه و بازیابی روغن، مقاومت مخصوص در مقایسه با کشش بین سطحی، اسیدیته و ضریب تلفات عایقی کندترین و آخرین پارامتری است که به مقدار قابل قبول افزایش می‌یابد.

مقاومت مخصوص و $\tan\delta$ به دما وابسته هستند و بایستی با استفاده از ضریب مناسب به یک مقدار دمایی مشخص اصلاح شوند. در صورت اندازه‌گیری مقاومت مخصوص یا $\tan\delta$ در دمای پایین یعنی دمای محیط و یک دمای بالاتر به عنوان مثال دمای 90°C اطلاعات بیشتری در مورد وضعیت روغن قابل استخراج است. مطابق استاندارد IEC 60422 در صورتی که مقدار $\tan\delta$ هم در دمای 90°C و هم در دمای محیط مناسب باشد، وضعیت روغن خوب است. در صورتی که مقدار $\tan\delta$ در 90°C مناسب بوده ولی در دمای محیط مقدار قابل قبولی نداشته باشد، روغن وضعیت نامطلوبی دارد. در صورتی که مقدار $\tan\delta$ در هر دو دما مناسب نباشد، می‌تواند نشان‌گر آلودگی شدید روغن باشد.

۲-۲-۵-۷- پایداری در برابر اکسیداسیون

پایداری در برابر اکسیداسیون توانایی روغن در به تعویق انداختن عمل اکسیداسیون است زمانی که روغن به صورت هم‌زمان در معرض اکسیژن، تنش حرارتی و یک کاتالیزور مس قرار می‌گیرد. اندازه‌گیری پایداری، اطلاعات کلی را در مورد تخمین عمر روغن در اختیار می‌گذارد. این مشخصه به صورت مقاومت

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

در برابر تشکیل ترکیبات اسیدی، لجن و ترکیبات آن و مقاومت در برابر تغییر $\tan\delta$ تحت شرایط مشخص تعریف می شود.

پایداری در برابر اکسیداسیون می تواند مطابق روش C در استاندارد IEC 61125:1992 تعیین شود. بایستی توجه کرد که حدود تعیین شده در این استاندارد مربوط به پایداری روغن های نو بوده و تفسیر نتایج مربوط به روغن های کارکرده اندکی سخت می باشد. پایداری در برابر اکسیداسیون گاهی به عنوان آزمون برای روغن های نو پیش از برق دار کردن ترانسفورماتور توصیه می شود.

این مشخصه به طور عمده به فرآیند پالایش روغن بستگی دارد. روغن به صورت طبیعی ترکیباتی دارد که به عنوان بازدارنده در برابر اکسیداسیون عمل می کنند. روغن هایی که تنها بازدارنده های طبیعی دارند به عنوان روغن های بدون بازدارنده^۸ دسته بندی می شوند. در نقطه مقابل، بازدارنده های مصنوعی نیز می توانند به روغن اضافه شوند تا پایداری در مقابل اکسیداسیون را افزایش دهند. در روغن ترانسفورماتور به طور عمده از بازدارنده های گروه فنول استفاده می شود و عمده ترین بازدارنده ها DBPC^۹ و DBP^{۱۰} هستند. باید توجه داشت که میزان تاثیر بازدارنده ها با ترکیب شیمیایی پایه روغن تغییر می کند.

روغن های دارای بازدارنده، روند اکسیداسیون متفاوتی نسبت به روغن های بدون بازدارنده دارند. در روغن های دارای بازدارنده و در ابتدای عمر کاری، ترکیبات بازدارنده مصرف می شوند اما مقدار کمی محصولات اکسیداسیون تولید می شود. پس از مصرف بازدارنده ها، شدت اکسیداسیون به طور عمده با پایداری روغن پایه در برابر اکسیداسیون تعیین می شود.

با توجه به اینکه هم فرآیند پیری و هم تصفیه روغن می توانند میزان بازدارنده ها را کم کنند، توصیه می شود که میزان بازدارنده ها پس از هر بار تصفیه روغن حتماً کنترل شود [۱۷]. روش بهینه برای پایش مصرف بازدارنده ها اندازه گیری میزان غلظت آن ها بر اساس استاندارد IEC 60666 است. مقدار بازدارنده ها بایستی در فواصل زمانی منظم کنترل شود. این فواصل به دمای کاری ترانسفورماتور و میزان بار آن بستگی دارد.

^۸ Uninhibited Oil

^۹ 2,6-di-tert-butyl-paracresol

^{۱۰} 2,6-di-tert-butyl-phenol

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۵-۸- رسوب و لجن

رسوب مواد غیرمحلولی هستند که در روغن حضور دارند. رسوبات شامل موارد زیر هستند:

- ا- محصولات اکسیداسیون و پیری مواد عایقی جامد و مایع،
- ب- ذرات جامدی که از ترانسفورماتور به روغن وارد می‌شود مثل کربن، فلز و اکسیدهای فلزی،
- ت- فیبرها و سایر مواد خارجی که می‌توانند منشأ متفاوتی داشته باشند.

لجن محصول نهایی پیری عایق‌های جامد و مایع است که از پلیمریزاسیون روغن ایجاد می‌شود. لجن تا حدی در روغن حل می‌شود که به مشخصات روغن و دمای آن بستگی دارد. در بالاتر از مقدار اشباع، لجن ته‌نشین شده و به رسوبات اضافه می‌شود. لجن و رسوبات می‌توانند مشخصات الکتریکی روغن را تحت تاثیر قرار داده و یا باعث کاهش میزان خنک‌کنندگی ترانسفورماتور شوند و بدین ترتیب نرخ تخریب حرارتی مواد عایقی را افزایش دهند. معمولاً توصیه می‌شود که میزان رسوب و لجن پیش از ارسال نمونه روغن برای فرآیند اکسیداسیون اندازه‌گیری شود.

۲-۵-۹- تعداد ذرات

حضور ذرات در روغن ممکن است منشأهای متفاوتی داشته باشد. خود ترانسفورماتور ممکن است از زمان فرآیند ساخت دارای ذرات بوده و یا روغن ممکن است در اثر حمل و نقل یا عدم نگهداری صحیح دارای ذرات شده باشد. خوردگی، پیری روغن و مواد جامد می‌توانند ذراتی را در طول عملکرد ترانسفورماتور ایجاد کنند. اضافه‌حرارت نقطه‌ای بالاتر از 500°C می‌تواند ذرات کربن تولید کند. ذرات کربن تولید شده در تپ‌چنجر نیز ممکن است به دلیل نشتی به روغن اصلی وارد شده و آن را آلوده کنند. یکی از منابع معمول ذرات فلزی، خوردگی یاتاقان‌های پمپ روغن است.

میزان تاثیر ذرات معلق بر روی استقامت عایقی روغن به طبیعت آن‌ها (فلز، فیبر یا لجن) و میزان مقدار رطوبت بستگی دارد. در مورد ذرات معلق مهم است که فرآیند نمونه‌برداری روغن به دقت انجام شود چرا که نمونه‌های روغن می‌تواند در هنگام نمونه‌گیری از ترانسفورماتور آلوده شود.

برخی از عیوب ترانسفورماتورهای قدرت در گذشته به ذرات نسبت داده شده است [۱۹]. اندازه‌گیری ولتاژ شکست به تنهایی برای تشخیص مشکل کافی نبوده و لذا اندازه‌گیری محتوای ذرات در برخی مراجع توصیه شده است [۲۴، ۲۵].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۲-۵-۱۰- نقطه اشتعال

دمای نقطه اشتعال روغن ممکن است در اثر تخلیه الکتریکی در روغن و یا تحمل دماهای خیلی بالا به مدت طولانی کاهش یابد. در حقیقت کاهش نقطه اشتعال نتیجه تولید مقادیر قابل توجه هیدروکربن های با وزن مولکولی سبک در حین شکست الکتریکی روغن است. ورود حلال های سبک نیز می تواند باعث کاهش نقطه اشتعال شود.

۲-۲-۵-۱۱- نقطه ریزش

اندازه گیری نقطه ریزش به منظور تعیین توانایی جاری شدن روغن در دماهای پایین انجام می شود. شواهدی مبنی بر اینکه این پارامتر از پیری معمول روغن تاثیر می پذیرد وجود ندارد. تغییرات در نقطه ریزش معمولاً ناشی از سرریز با روغنی از نوع متفاوت می باشد.

۲-۲-۵-۱۲- چگالی

چگالی برای تعیین نوع روغن مفید می باشد. در نواحی سرد، چگالی روغن می تواند برای مشخص کردن اینکه آیا روغن برای کار در شرایط آن محیط مناسب است یا خیر مفید باشد. با این وجود، چگالی عامل مهمی در مقایسه کیفیت نمونه های متفاوت روغن نیست. همچنین، شواهدی دال بر اینکه چگالی از پیری معمول روغن تاثیر می پذیرد وجود ندارد. چگالی مایع عایقی معمولاً نسبت به چگالی آب سنجیده می شود و به آن چگالی نسبی یا وزن مخصوص^{۱۱} می گویند. وزن مخصوص می تواند نشان گر نوع روغن باشد و یا نشان دهد که روغن با یک مایع دیگر آلوده شده است.

۲-۲-۵-۱۳- گرانروی

گرانروی یک عامل کنترلی مهم در انتقال حرارت روغن است. گرانروی روغن تمایل دارد که با پیری و اکسیداسیون روغن افزایش یابد. پیری و اکسیداسیون طبیعی روغن اثر قابل توجهی بر گرانروی ندارد. تنها در شرایط تخلیه کرونای شدید و اکسیداسیون شدید، ممکن است گرانروی افزایش یابد. ضمناً گرانروی به دما نیز وابسته است.

^{۱۱} Specific gravity

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۲-۵-۱۴ - PCB

PCB یک ماده پایدار است که مشخصات الکتریکی و حرارتی مناسبی دارد. استفاده از این ماده به دلیل مشکلات زیست محیطی از سال ۱۹۸۶ ممنوع اعلام شد. محتوای PCB در روغن نو بایستی اندازه‌گیری شود تا مشخص گردد که روغن بدون PCB است. همچنین، در صورتی که احتمال آلودگی روغن به دلایلی از جمله استفاده از دستگاه تصفیه روغن مشترک وجود داشته باشد، آزمایش PCB بایستی انجام شده و در صورتی که مقدار آن از حد تعیین شده بیشتر باشد، بایستی اقدام لازم جهت تصفیه صورت گیرد. همچنین، آزمون PCB بایستی بر روی روغن نو انجام شود تا از عدم آلوده بودن روغن به PCB اطمینان حاصل شود.

۲-۲-۵-۱۵ - سولفور خورنده

آزمون‌هایی نظیر DIN51353 و ASTM D1275 و IEC62535 این اطمینان را ایجاد می‌کنند که ترانسفورماتور سولفور خورنده ندارد و سطوح فلزی بدون پوشش، از خوردگی در امان هستند. در استاندارد IEC60422 انجام آزمون سولفور خورنده مطابق روش IEC توصیه شده و آزمون DIN به عنوان مکمل برای اطمینان از عدم خوردگی پیشنهاد شده است.

سولفور در روغن پالایش شده بسته به درجه پالایش و نفت خام استفاده شده وجود دارد. بعضی از ترکیبات سولفور به عنوان آنتی‌اکسیدان طبیعی عمل کرده و وجود آن‌ها در روغن مفید است. در دماهای بالا، سولفور بر روی سطوح فلزی داغ تجزیه شده و سولفید فلز تولید می‌کند. روش DIN51353 حساسیت بالاتری برای تشخیص این نوع مشکل دارد. گرچه معمول نیست اما سولفید می‌تواند در دماهای پایین و خصوصاً بر روی صفحات نقره‌ای ایجاد شود. آزمایش سولفور خورنده معمولاً به ندرت برای ترانسفورماتور مورد نیاز است.

تجربیات بین‌المللی نشان داده‌اند که در شرایط خاص مثل دمای کاری بالا، بار زیاد و اکسیژن کم (تجهیزات آب‌بندی شده) ممکن است سولفید مس (Cu_2S) در عایق جامد ایجاد شود. وجود این ترکیب هادی می‌تواند باعث بروز عیب در ترانسفورماتور شود. با توجه به اینکه روش‌های پیش‌گفته نمی‌توانند به نحو موثری این ترکیب را شناسایی کنند، روش آزمون جدیدی در IEC62535 پیشنهاد شده که تشخیص سولفور بالقوه خورنده نام گرفته است و برای تعیین وجود Cu_2S در ترانسفورماتور استفاده می‌شود.

۲-۲-۵-۱۶ - پارامتر دی‌سولفید دی‌بنزیل (DBDS)

پارامتر دی‌سولفید دی‌بنزیل (DBDS) دارای خاصیت خوردندگی نسبت به سطوح مسی در دمای معمول کاری ترانسفورماتور است و ممکن است در شرایط خاصی باعث ایجاد سولفید مس شود. در میان ترکیبات

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خورنده مس، DBDS اصلی ترین نقش را در مشکل خوردگی دارد. ممکن است روغن خاصیت خوردگی داشته باشد اما فاقد DBDS باشد.

۲-۲-۵-۱۷ - منفعل کننده ها

اضافه کردن منفعل کننده فلز روشی برای کاهش خطر سولفورهای خورنده است. به طور معمول مقدار 100 mg/kg (۰/۰۱٪ وزنی) منفعل کننده برای جلوگیری از واکنش مس با سولفور خورنده به روغن اضافه می شود. منفعل کننده ها علاوه بر کنترل واکنش های سولفور خورنده در بهبود پایداری در برابر اکسیداسیون نیز نقش دارند. میزان منفعل کننده بایستی به صورت منظم در طول دوره کار ترانسفورماتور کنترل شود.

۲-۳-۲ - بازیابی ظاهری

۲-۳-۱ - مقدمه

منظور از بازیابی ظاهری ترانسفورماتور، بازرسی قسمت بیرونی تجهیز به منظور کنترل وضعیت آن است. بازیابی ظاهری اطلاعات مهمی در مورد وضعیت ترانسفورماتور به دست می دهد. برای مثال، شیرهایی که در وضعیت اشتباه قرار گرفته اند، رادیاتورهای دارای مشکل، مشکل در نشان گرهای دما و سطح روغن و همچنین، پمپ ها و فن های با نویز بالا و وجود نشتی روغن (که می تواند به آلودگی محیط زیست و از دست رفتن عایق ترانسفورماتور منجر شود) در بازیابی ظاهری لحاظ می شود. در این بخش به مهم ترین نکاتی که در بازیابی ظاهری بایستی به آن توجه کرد پرداخته می شود. مهم است که پرسنل بهره برداری در جهت انجام یک بازیابی موثر آموزش دیده و تبحر پیدا کنند.

لازم به ذکر است که در هنگام انجام بازیابی، دفتر ثبت دما، جریان، فشار و ... را نیز بایستی بررسی شده و اطمینان حاصل کرد که ثبت داده ها به درستی در حال انجام است. عدم تغییر دما یا فشار به صورت فصلی یا در طول شبانه روز می تواند نشانه ای از خرابی سنسور مربوطه باشد [۲۶].

۲-۳-۲ - تانک ترانسفورماتور، اتصالات و واشرها

أ) ترانسفورماتور را جهت مشاهده نشتی روغن بررسی کنید. نشتی روغن می تواند در اثر خرابی واشرها باشد، خصوصاً در زمانی که ترانسفورماتور سرد می شود واشرها ممکن است منقبض شوند. چنین نشتی هایی می توانند با استفاده از موادی مانند اپوکسی رفع شوند. در این موارد بایستی با افراد خبره و در صورت امکان سازنده تجهیز مشورت شود. در صورت مشاهده نشتی روغن جهت اطمینان از وجود روغن کافی در کنسرواتور به نشان گر سطح روغن نیز توجه کنید.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ب) بدنه ترانسفورماتور را برای پیدا کردن قسمت هایی که به شدت خورده شده اند و یا دارای زنگ زدگی هستند بازبینی کنید. به قسمت های پایینی بدنه توجه بیشتری کنید. قسمت های که خورده شده اند بایستی با برس سیمی تمیز شده و رنگ شوند.
- ت) وضعیت رنگ تانک و قسمت های دیگر را خصوصاً در قسمت اتصالات جوش داده شده بررسی کنید. در صورت مشاهده خرابی رنگ و یا ترک، اقدامات اصلاحی بایستی انجام گردد.
- ث) پیچ های در دسترس قسمت های مختلف را بررسی کنید. در صورتی که پیچ ها شل شده باشند بایستی مجدداً محکم شوند.
- ج) سیم اتصال زمین را بررسی کنید. در صورتی که خوردگی بر روی سیم مشخص باشد، بایستی اقدامات لازم جهت ترمیم یا تعویض آن انجام شود.
- ح) به رنگ اتصالات مختلف در بیرون ترانسفورماتور توجه کنید. تغییر رنگ می تواند نشانه افزایش دمای موضعی باشد. در این حالت، علت اضافه دما بایستی مشخص شده و رفع گردد [۲۷].
- خ) کانال سیم ها و کابل ها را جهت اطمینان از محکم بودن خود کانال، سیم و کابل ها کنترل کنید. همچنین، مسیرهای کابل که آب بندی هستند بایستی فاقد رطوبت باشند [۱۹].
- د) از سالم بودن واشرها اطمینان حاصل کنید. واشرهایی که دارای ترک خوردگی و پوسیدگی هستند بایستی تعویض شوند. در هنگام تعویض واشر، دستورالعمل سازنده بایستی مورد عمل قرار گیرد. از به کار بردن واشرهای قدیمی پرهیز کنید. شش ماه بعد از تعویض واشر مجدداً آن را بررسی کنید تا از مناسب بودن اتصال اطمینان حاصل شود [۱۹].
- در مورد تانک ترانسفورماتور موارد زیر را کنترل کنید:
- ذ) کنترل چرخ های ترانسفورماتور (در صورت نصب بودن)، گریس کاری آن ها در صورت لزوم و کنترل عامل نگهدارنده چرخ ها،
- ر) کنترل وضعیت ریل و فونداسیون از نظر ترک، شکستگی یا نشست فونداسیون،
- ز) کنترل پیچ و مهره ها یا کفشک های نگهدارنده و سایر تجهیزاتی که در جهت استحکام ترانسفورماتور در برابر زلزله نصب شده اند،
- س) کنترل تراز بودن ترانس روی فونداسیون،
- ش) کنترل صدا و لرزش.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۳-۳- جعبه ترمینال

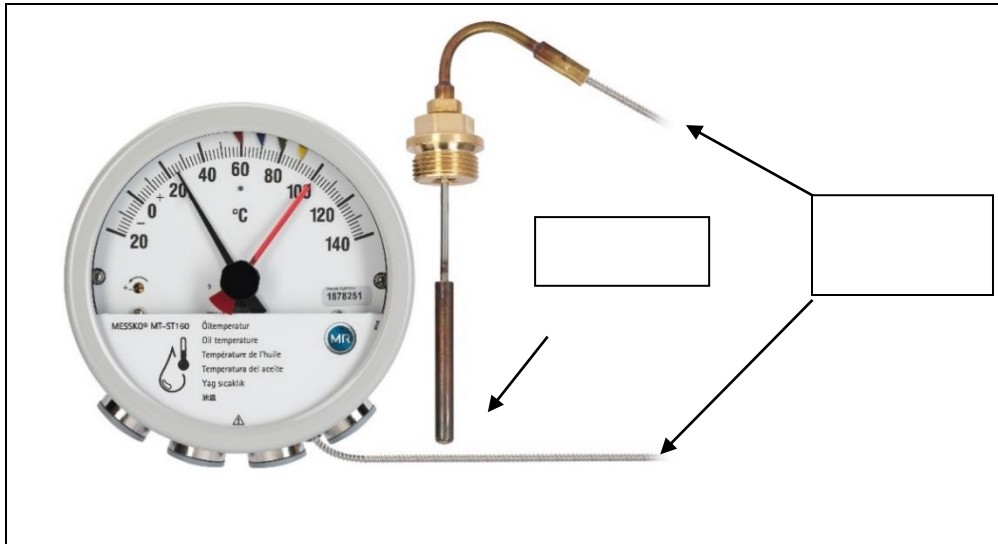
- أ) جعبه ترمینال، جعبه های کنترل و جعبه رله ها را جهت مشاهده شبنم یا قطرات آب کنترل کنید. در صورت مشاهده به کمک یک دستمال پارچه ای تمیز خشک، درون محفظه را خشک کرده و عملکرد درست گرم کننده های درون جعبه ها را بررسی کنید.
- ب) آب بندی همه جعبه ترمینال ها را در مقابل ورود آب بررسی کنید. محکم بودن اتصالات و کابل های رابط را نیز کنترل کنید.
- ت) داخل جعبه ترمینال را جهت یافتن خوردگی بررسی کنید [۲۸]. خوردگی در صورت وجود بایستی با برس سیمی تراشیده شده و مجدداً رنگ آمیزی شود.
- ث) در داخل جعبه ترمینال ها همه کلیدها، قسمت های ارسال فرمان و چراغها را مطابق نقشه یک به یک فعال کرده و از عملکرد درست آنها اطمینان حاصل کنید. تیغه کتاکت ها را در صورت نیاز تعمیر یا تعویض کنید.
- ج) کابل ها و سیم ها را از نظر خوردگی و زدگی بررسی کنید.
- ح) داخل تابلو، ترمینال ها و اتصالات را از گرد و غبار و زنگ پاک کنید.
- خ) باکس کابل (Cable Box) سیم پیچ سوم بایستی مجهز به رطوبت گیر (سیلیکاژل) باشد. اگر سیم پیچ سوم فاقد باکس است و از آن استفاده نیز نمی شود، سربوشینگ ها بایستی با نوار عایقی ریکم تا بشقاب دوم زیر سوزنی عایق پیچی شود تا فواصل عایقی به درستی رعایت شود.

۲-۳-۴- دماسنج های عقربه ای (ترموترها)

۲-۳-۴-۱- ساختمان دماسنج ها

ترموترهای روغن معمولاً دارای یک سنسور دما به صورت لوله یا استوانه دارای روغن مایع هستند که در یک پاکت حرارتی نزدیک قسمت بالای روغن قرار می گیرند. سنسور دما توسط یک لوله موئی به ترمومتر متصل می شود. زمانی که سیلندر روغن متعلق به مجموعه ترمومتر گرم می شود، روغن درون استوانه یا لوله منبسط شده و یک پیستون را حرکت می دهد که در نتیجه آن عقربه نشان گر نیز تغییر کرده و دما را نشان می دهد. نمونه ای از این دماسنج در شکل (۲-۳) نشان داده شده است.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۲-۳): دماسنج عقربه‌ای روغن. نشان‌گر مشکی دمای لحظه‌ای روغن و نشان‌گر قرمز بیان‌گر حداکثر دمای ثبت شده

ترموتر سیم‌پیچ در حقیقت یک شبیه‌سازی از دمای بالای سیم‌پیچ است. به عبارت دیگر، هیچ سنسوری به طور مستقیم در نقطه داغ وجود ندارد و ترمومتر، که با توجه به داده‌های تست جهش حرارتی در کارخانه تنظیم شده است، دمای نقطه داغ سیم‌پیچ را تخمین می‌زند. به این منظور ترمومتر درون یک محفظه جداگانه قرار دارد. در این محفظه روغن وجود دارد که همراه با روغن قسمت بالای سیم‌پیچ گرم می‌شود. از سوی دیگر، یک هیتر در این محفظه وجود دارد که با عبور جریان از آن، دمای محفظه روغن را بالاتر می‌برد. مجموعه ترمومتر به گونه‌ای تنظیم می‌شود که افزایش دمای ناشی از هیتر با تفاضل دمای نقطه داغ سیم‌پیچ نسبت به دمای روغن قسمت بالای سیم‌پیچ برابر باشد. این کار می‌تواند با تنظیم مقاومت هیتر انجام شود. نحوه تنظیم مقاومت و روابط آن توسط سازنده‌های ذیربط ارائه می‌شود.

برای عملکرد درست ترمومتر سیم‌پیچ، معمولاً جریانی که متناسب با جریان بار ترانسفورماتور است از هیتر عبور داده می‌شود که CT بوشینگ یکی از فازها این وظیفه را بر عهده دارد. اتصال CT ممکن است به صورت مستقیم یا از طریق یک اتوترانسفورماتور به هیتر انجام شود. به این ترتیب با افزایش بار، جریان عبوری از هیتر بزرگ‌تر شده و تفاضل دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و دمای بالای روغن نیز افزایش خواهد یافت. با توجه به فرآیند مذکور بایستی توجه داشت که ترمومتر سیم‌پیچ دمای سیم‌پیچ را به صورت دقیق نمایش نمی‌دهد. به عبارت دیگر، در صورتی که ترمومتر کالیبره باشد، تنها در بار کامل دمای سیم‌پیچ را دقیق

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

محاسبه و نشان می دهد [۲۹]. از سوی دیگر، در موارد متعددی اتفاق می افتد که ترمومتر از کالیبراسیون خارج شده باشد. به همین دلیل، در استفاده از داده های ترمومتر سیم پیچ بایستی احتیاط کرد.

۲-۳-۴-۲- بازبینی دماسنج ها به صورت آنلاین

ا) همه نشان گرهای دما را در حالی که ترانسفورماتور در حال کار است چک کنید. در صورتی که ترانسفورماتور بی بار باشد، دمای قرائت شده روغن قسمت بالای سیم پیچ بایستی با دمای سیم پیچ تقریباً یکسان باشد.

ب) در حالتی که بار ترانسفورماتور نزدیک به مقدار نامی است، دمای سیم پیچ بایستی حدود ۱۵ تا ۲۰ درجه از دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ بیشتر باشد [۲۰]. در غیر این صورت، یک یا هر دو ترمومتر عملکرد اشتباه دارند.

ت) دمای نزدیک پاکت ترمومتر روغن قسمت بالای سیم پیچ را با یک ترمومتر مادون قرمز اندازه گیری کنید. مقداری که ترمومتر ترانسفورماتور نشان می دهد بایستی در حدود قرائت ترمومتر مادون قرمز باشد.

ث) پس از قرائت حداکثر دماهای ثبت شده، مجدداً نشان گر حداکثر دمای ثبت شده را ریست کنید. در صورت ثبت دمای قابل توجه، بایستی ترانسفورماتور جهت یافتن مشکل احتمالی تحت نظر قرار گیرد. دماهای بالا ممکن است به علت اضافه بار، مشکلات سیستم خنک سازی، مشکلات سیم پیچ، هسته و یا اتصالات باشد.

۲-۳-۴-۳- بازبینی دماسنج ها به صورت آفلاین

ا) زمانی که ترانسفورماتور برای مدت بیش از ۴ ساعت از مدار خارج است (تقریباً با محیط هم دما شده است)، مقدار ترمومترهای سیم پیچ و روغن قسمت بالای سیم پیچ را قرائت کنید. در این حالت هر دو بایستی تقریباً یک عدد را نشان دهند و در غیر این صورت دچار مشکل هستند.

ب) در حالت فوق، مقدار دمای نشان گر کنسرواتور را نیز کنترل کنید که با دو عدد فوق یک مقدار را نشان دهد.

ت) داخل دماسنج را جهت اطمینان از عدم وجود زنگ زدگی کنترل کنید.

ث) در صورتی که آثار بخار آب بر روی قسمت داخلی شیشه دماسنج دیده شود، بایستی شیشه خارج شده و واشر آب بندی آن تعویض گردد [۲۴].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ج) مقادیر تنظیمی آلارم، تریپ و عملکرد فن ها را بررسی کرده و با مقادیری که توسط سازنده ارائه شده است مقایسه کنید [۲۵]. مقادیر تنظیمی براساس آزمون جهش حرارتی تعیین می شود که نتایج آن معمولاً در داده های ترانسفورماتور موجود است. دقت کنید که این مقادیر بایستی دست کاری شوند.

۲-۳-۴-۴-آزمون دماسنج روغن

در صورتی که در مورد عدم کالیبره بودن ترمومتر روغن شک وجود داشته یا مشکلی در ترمومتر دیده شده باشد، برای اطمینان از صحت عملکرد ترمومتر روغن، بایستی آزمون ترمومتر به صورت زیر انجام شود [۲۰]:

ا) ترمومتر روغن را از محل خود خارج کنید.

ب) ترمومتر را همراه با یک دماسنج جیوه ای درون یک ظرف روغن قرار دهید به گونه ای که هیچ یک از دو دماسنج با کف یا دیواره ظرف روغن در تماس نباشند.

ت) روغن را به آرامی حرارت داده تا دما به 130°C برسد. سپس گرم کن را خاموش کرده و در هنگام سرد شدن مقدار قرائت ترمومتر روغن را با دماسنج جیوه ای مقایسه کنید. بهتر است به بازه های دمایی که ترانسفورماتور به طور معمول در آن کار می کند ($50 - 80^{\circ}\text{C}$) توجه بیشتری داشت.

ث) در صورتی که قرائت ترمومتر و دماسنج جیوه ای بیش از 5°C تفاوت داشته باشند، ترمومتر بایستی تعویض گردد. به همین منظور با توجه به تعداد ترمومترهای ترانسفورماتور بهتر است تعدادی ترمومتر یدکی در پست نگهداری شود.

ج) در هنگام گرم کردن روغن و افزایش دمای آن، بهتر است با استفاده از یک اهم متر، عملکرد آلارم و تریپ ترمومتر و همچنین، فرمان راه اندازی فن ها یا پمپ ها کنترل شود. در صورت وجود مشکل در این موارد بایستی مشکل را مرتفع کرد.

ح) در هنگام خروج ترمومتر از محل پاکت خود در تانک ترانسفورماتور، لوله موئین رابط بین ترمومتر و پاکت روغن را نیز کنترل کنید. در صورتی که لوله دچار شکستگی، خمش، پیچش یا تغییر شکل شده باشد، ممکن است عملکرد ترمومتر مختل شده باشد. در این حالت کل مجموعه ترمومتر احتیاج به تعمیر دارد.

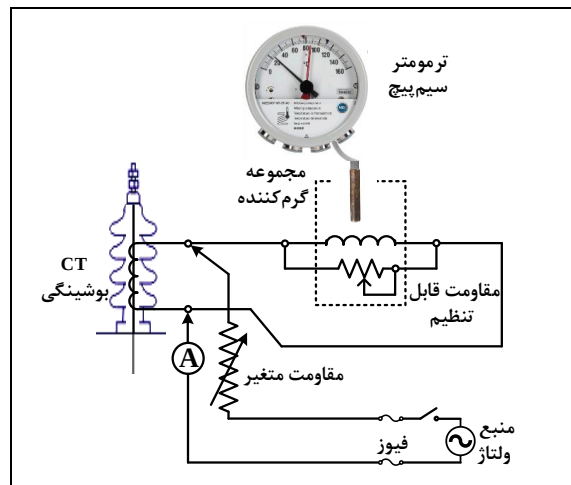
نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۳-۴-۵- آزمون دماسنج سیم‌پیچ

جهت اطمینان از کالیبره بودن دماسنج سیم‌پیچ مناسب است هر سه سال و همچنین، در صورتی که در مورد صحت عملکرد آن شک وجود داشته باشد، آزمون آن مطابق مراحل زیر انجام شود:

ا) برای انجام آزمون دماسنج به یک منبع AC با جریان قابل تنظیم در محدوده مناسب احتیاج است. تنظیم جریان به راحتی به کمک یک مقاومت متغیر می‌تواند انجام شود. منظور از محدوده مناسب جریان آن است که دستگاه قادر به تزریق جریانی به هیتر ترمومتر باشد که متناسب با حداکثر بار ترانسفورماتور است.

ب) اتصالات دستگاه را به صورت موازی به دو سر هیتر ترمومتر که به ثانویه CT پوشینگ متصل است، مطابق شکل (۲-۴) وصل کنید. توجه کنید که احتیاجی به باز کردن اتصالات CT نیست زیرا مسیر اصلی جریان مدار باز بوده و در نتیجه امپدانس مسیر CT بسیار بزرگ است. به همین دلیل، جریان از مسیر هیتر دماسنج عبور خواهد کرد.



شکل (۲-۴): نحوه اتصال دستگاه تزریق جریان به ترمومتر سیم‌پیچ [۱۸]

ت) با اعمال ولتاژ، جریانی معادل جریان بار کامل که توسط سازنده و از نتایج آزمون کارخانه‌ای مشخص شده است به هیتر تزریق کنید.

ث) مدت‌زمانی بین ۱۵ تا ۳۰ دقیقه صبر کنید تا دما به نقطه پایدار برسد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ج) در این حالت، مقدار قرائت دماسنج را با آنچه که مورد انتظار است مقایسه کنید. مقدار مورد انتظار توسط سازنده و با توجه به آزمون جهش حرارتی تعیین می شود. عملکرد مورد انتظار ترمومتر، ممکن است توسط یک منحنی بر روی خود ترمومتر نیز در دسترس باشد.
- ح) در صورتی که منحنی های جریان- دما در دفترچه ی راهنمای ترانسفورماتور موجود باشد، مقادیر آن می تواند برای کنترل صحت عملکرد دماسنج مورد استفاده قرار گیرد. لازم به ذکر است در صورت عدم وجود کاتالوگ، تنظیم ترمومترها بایستی بر اساس آزمون کارخانه ای جهش حرارتی ترانسفورماتور و با مشورت افراد خبره انجام شود.
- خ) در هنگام گرم شدن ترمومتر، به کمک یک اهم متر عملکرد صحیح سیگنال های آلارم و تریپ و همچنین، فرمان فن ها و پمپ ها را چک کنید.
- د) در صورتی که پل و تستون به صورت موازی با مقاومت هیتز وصل شود، می توان مقاومت را به صورت مستقیم اندازه گیری کرده و از آن برای تعیین دمای هیتز استفاده کرد. در این صورت می توان مقدار محاسبه شده را با مقداری که ترمومتر نمایش می دهد مقایسه کرد.
- ذ) در صورتی که هر یک از عملکردهای ترمومتر مشکل داشته باشد، راساً برای تغییر مقاومت ترمومتر اقدام نکنید. در چنین حالتی با افراد خبره مشورت کنید و در صورتی که سازنده در دسترس است با سازنده برای رفع مشکل ترمومتر سیم پیچ مشورت کنید.
- ر) در صورتی که دمای ترانسفورماتور و روغن پایین باشد، به عنوان مثال حدود ۱۰ درجه، عملاً با تزریق جریان معمول امکان رسیدن به حد تریپ یا آلارم وجود ندارد. در این حالت به صورت دستی می توانید با اتصال کوتاه کردن کنتاکت فرمان آلارم و تریپ، از صحت عملکرد مدار تریپ و آلارم اطمینان حاصل کنید. توجه کنید که تغییر عقربه به صورت دستی (در صورتی که امکان پذیر باشد) ممکن است به ترمومتر آسیب بزند.
- ز) پس از پایان آزمون، اطمینان حاصل کنید که اتصالات CT به درستی برقرار هستند.

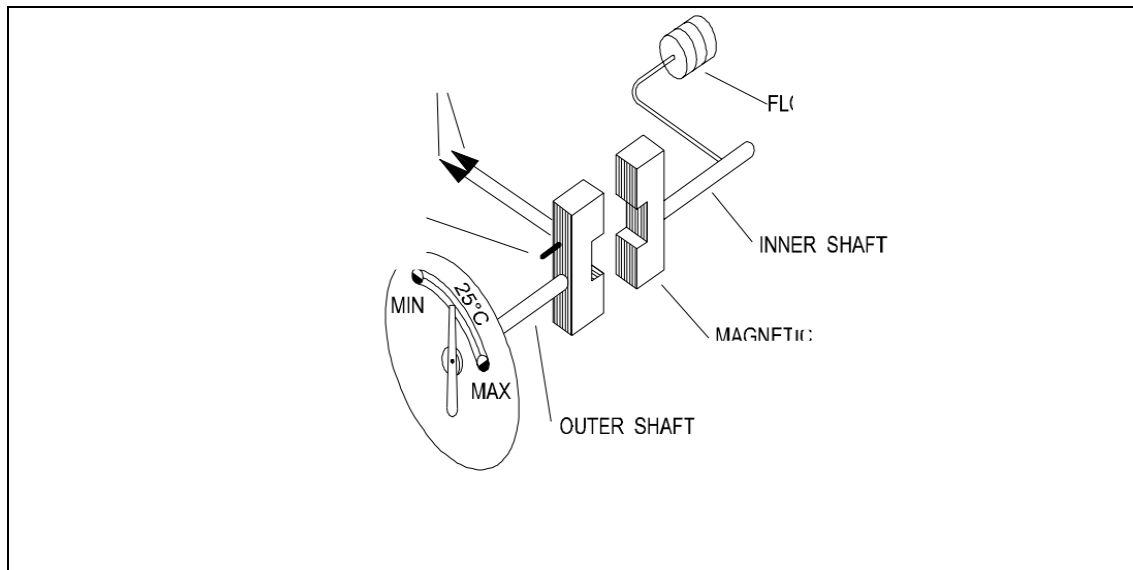
۲-۳-۵- کنسرواتور

۲-۳-۵-۱- نشان گر سطح روغن

نشان گر سطح روغن مکانیسمی است که بر روی کنسرواتور نصب می شود و وظیفه آن تعیین سطح روغن کنسرواتور است. نشان گر سطح روغن به طور معمول به صورت مغناطیسی عمل می کند هر چند انواع دیگر آن نظیر نوع اولتراسونیک نیز وجود دارد. اجزا و نحوه عملکرد نشان گر مغناطیسی در شکل (۲-۵) نشان

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

داده شده است. زمانی که با تغییر سطح روغن، مکانیسم تعلیق جابه جا می شود، میله و کوپلینگ مغناطیسی حول محور می چرخند. آهنربای بیرونی مسیر مگنت را دنبال کرده و به دنبال آن عقربه نشان گر نیز تغییر موقعیت می دهد. دقت کنید که مکانیسم تعلیق در کنسرواتورهای مختلف ممکن است متفاوت باشد.



شکل (۲-۵): اجزا و نحوه عملکرد نشان گر مغناطیسی سطح روغن

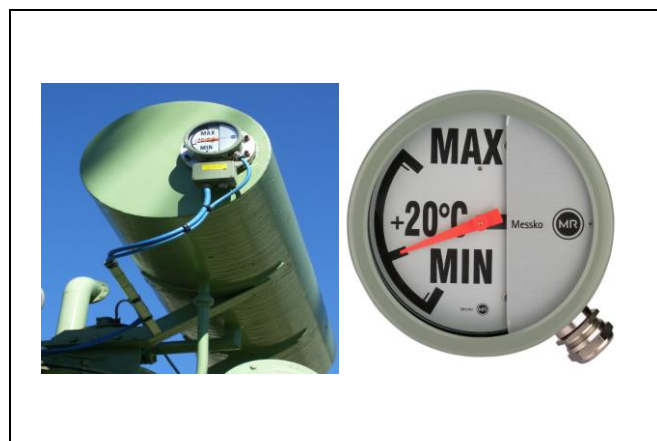
نشان گر سطح روغن که بر روی کنسرواتور نصب می شود بایستی یک ماه پس از بارگیری و سپس در بازه های زمانی ۳ ساله مورد آزمون قرار گیرد. نشان گر سطح روغن مطابق شکل (۲-۶) معمولاً با یک دما در وسط مشخص می شود. این دما معمولاً برابر 20°C است. همچنین، مقدار سطح حداقل و حداکثر بر روی نشان گر سطح روغن مشخص شده است.

روش صحیح کنترل نشان گر روغن به شرح زیر است:

- أ) ابتدا مقدار دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ را از دماسنج مربوط به آن قرائت کنید.
- ب) پس از تعیین دما به نشان گر سطح روغن نگاه کنید. عقربه نشان گر بایستی در سطح معقولی متناسب با دمای روغن قرار داشته باشد. برای مثال، در صورتی که ترانسفورماتور تحت بار کامل باشد، دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ زیاد است و نشان گر سطح روغن بایستی نزدیک به Max. باشد. در صورتی که ترانسفورماتور بی بار و دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ نزدیک 20°C باشد، عقربه سطح روغن نیز بایستی بر روی 20°C قرار داشته باشد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت) در صورت مغایرت قابل توجه بین نشان گر سطح روغن و دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ ترانس، نشان گر بایستی تعویض یا مجدداً کالیبره شود. این موضوع با فرض آن است که میزان روغن درون ترانسفورماتور در ابتدای شروع به کار به درستی تنظیم شده باشد.



شکل (۲-۶): نشان گر سطح روغن

در صورت وجود مغایرت، صحت عملکرد نشان گر سطح روغن را در زمانی که ترانسفورماتور از مدار خارج باشد به روش های زیر نیز می توان کنترل کرد:

ا) نشان گرهای سطح روغن معمولاً به صورت مغناطیسی عمل می کنند. در این صورت می توان مکانیسم بیرونی نشان گر را باز کرده و یک آهنربای میله ای پشت آن نگه داشته شود. با چرخاندن مگنت، عقربه نشان گر باید متناسب با آن تغییر کند. در صورتی که خود نشان گر از آهنربا استفاده کرده باشد، عملیات فوق به کمک یک میله فلزی مانند یک دسته آچار نیز قابل انجام است.

ب) در صورتی که با کاهش سطح روغن سیگنال های آلام به اتاق فرمان پست ارسال می شود، بایستی با روش فوق و به کمک یک اهم متر صحت عملکرد آن را تعیین کرد. در صورتی که مگنت قوی باشد، حتی در حالتی که نشان گر سطح روغن نصب شده باشد، با گرفتن مگنت روبروی نشان گر و چرخاندن آن به سمت پایین ترین سطح می توان نشان گر سطح روغن را به سمت Min. هدایت کرده و بررسی کرد که آیا سیگنال های آلام صادر می شود یا خیر [۲۳].

ت) در صورتی که سطح روغن داخل ترانسفورماتور به دلیل دیگری کاسته شود، می توان مکانیسم شناور نشان گر سطح روغن را کنترل کرد. مکانیسم شناور را بچرخانید و به عملکرد عقربه نشان گر متناسب

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

با آن توجه کنید. همچنین، مکانیسم شناور را به صورت ظاهری کنترل کنید تا اطمینان حاصل کنید که به بازو متصل است و بازوی آن نیز شکل مناسبی داشته و خم نشده باشد. دقت کنید که برخی از کنترل های بالا برای برخی از انواع کنسرواتور قابل انجام نیست. همچنین، توجه شود در صورتی که تپ چنجر دارای قسمت مجزا در کنسرواتور باشد، کنترل نشان گر سطح روغن کنسرواتور تپ چنجر نیز باید انجام شود.

۲-۳-۵-۲- رطوبت گیر کنسرواتور

در بازبینی رطوبت گیر کنسرواتور توجه به نکات زیر اهمیت دارد:

ا) رنگ رطوبت گیر (سیلیکاژل) را کنترل کنید. در صورتی که ۷۰٪ رنگ رطوبت گیر تغییر پیدا کرده باشد بایستی آن را تعویض کرد. همچنین، مطابق دستورالعمل می توان با حرارت دادن، رطوبت سیلیکاژل را خارج کرده و آن را مجدداً مورد استفاده قرار داد. برای این کار بایستی سیلیکاژل را درون یک ظرف تمیز قرار داده و تا دمای ۱۰۰ تا ۱۴۰ °C حرارت داد. دقت کنید که در حین حرارت بایستی سیلیکاژل را به صورت مرتب تکان داد. حرارت را تا زمانی که رنگ سیلیکاژل از رنگ صورتی به آبی تغییر می کند ادامه دهید [۲۴]. توجه شود که فرآیند حرارت دادن معمولاً توسط گرم کننده مخصوص انجام می شود.

ب) سطح روغن در قسمت پایین رطوبت گیر را بررسی کنید. در صورتی که سطح روغن از میزان تعیین شده بر روی خود رطوبت گیر کم تر باشد بایستی مقداری روغن به آن اضافه شود.

ت) واشر رطوبت گیر را نیز بررسی کنید که کاملاً آب بندی باشد و به درستی در محل خود قرار داشته باشد. در غیر این صورت هوا به جای عبور از مسیر پیش بینی شده از کنار واشر و همراه با رطوبت وارد ترانسفورماتور خواهد شد [۲۴].

۲-۳-۵-۳- کیسه هوا یا دیافراگم

در صورت وجود مشکل، دریچه بازبینی کنسرواتور را باز کرده و با یک چراغ قوه درون آن را نگاه کنید [۳۰]. اگر کنسرواتور دارای دیافراگم است و روغن در بالای دیافراگم دیده می شود، مبین وجود مشکل در دیافراگم است. در این صورت بایستی در اولین فرصت و مطابق دستورالعمل سازنده دیافراگم تعویض شود. در صورتی که کنسرواتور دارای کیسه هوا است، روغن نبایستی درون کیسه هوا دیده شود. در صورتی که

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

کیسه هوا سوراخ شده باشد، روغن در قسمت پایین آن دیده خواهد شد. در این حالت نیز بایستی مطابق دستورالعمل سازنده در اولین فرصت، روغن درون کیسه هوا را تخلیه و آن را تعویض کرد.

۲-۳-۴-۵- کنترل نیتروژن

در صورتی که ترانسفورماتور دارای کیسه نیتروژن است موارد زیر را بررسی کنید:

أ) نشان‌گر فشار نیتروژن را کنترل کنید تا اطمینان حاصل شود که فشار نیتروژن مناسب است.

ب) مقادیر ثبت شده فشار توسط اپراتور را کنترل کنید. در صورتی که مقدار فشار تقریباً ثابت باشد، این امکان وجود دارد که فشارسنج خراب شده باشد. فشارسنج ممکن است مدت‌ها بدون نشانه خراب باشد. در این صورت ممکن است به دلیل نشتی، فشار نیتروژن از دست برود و هوا و رطوبت به ترانسفورماتور نفوذ کند. عدم تغییر فشار در زمستان و تابستان یا روز و شب می‌تواند نشانه‌ای از مشکل فشارسنج باشد.

ت) کپسول نیتروژن را (در صورت وجود) بررسی کنید که نیتروژن در وضعیت مناسب باشد. همچنین، میزان مصرف نیتروژن را مشخص کنید. در صورتی که مصرف نیتروژن افزایش یافته باشد می‌تواند نشانه نشتی باشد.

۲-۳-۶- رله فشارشکن^{۱۲}

گاهی به دلیل خطای داخلی و خصوصاً در هنگام بروز قوس، روغن اطراف سیم‌پیچ تبخیر شده و با تولید حجم قابل توجهی از گاز، فشار درون ترانسفورماتور افزایش قابل توجهی خواهد یافت. در صورتی که این فشار تخلیه نشود تانک ترانسفورماتور ممکن است دچار پارگی شده و روغن به بیرون بریزد. رله فشارشکن وظیفه تخلیه فشار در چنین حالتی و خروج ترانسفورماتور از مدار را بر عهده دارد. در مورد رله فشارشکن موارد زیر بایستی مدنظر باشد:

أ) هر سال در هنگام آزمون‌های دوره‌ای و همچنین، در اولین فرصت پس از عبور جریان اتصال کوتاه از ترانسفورماتور (خطای داخلی یا خارجی) رله فشارشکن را بررسی کنید که آیا عملکرد داشته است یا خیر. کنترل رله فشارشکن بایستی از محل نصب آن انجام شود چرا که عملکرد آن از روی زمین قابل رویت نمی‌باشد. کنترل رله فشارشکن زمانی انجام شود که ترانسفورماتور بی‌برق است.

^{۱۲} Pressure relief device

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ب) هر سال مدار تریپ را به صورت دستی کنترل کنید. بررسی کنید که با فعال سازی مدار، فرمان قطع به قسمت درست ارسال می شود.

ت) در صورتی که هنگام کار، رله فشارشکن عملکرد داشته باشد اکیداً نبایستی ترانسفورماتور را برق دار کرد. تا زمانی که آزمون های کامل جهت تعیین علت عملکرد و رفع موارد مربوطه انجام نشده باشد برق دار کردن ترانسفورماتور ممنوع است. این کار ممکن است انفجار و عیب ترانسفورماتور را در پی داشته باشد.

ث) هر سه سال در هنگام انجام آزمون های دوره ای اطراف رله فشارشکن را جهت پیدا کردن نشتی روغن بررسی کنید. در صورتی که نشتی روغن موجود باشد، بایستی نشتی روغن برطرف شود.

ج) در صورتی که رله فشارشکن رنگ شده باشد، بایستی در اولین خروج ترانسفورماتور از مدار عملکرد آن کنترل شود. هنگامی که رله رنگ خورده باشد، ممکن است میله ای که قرار است حرکت کند و با حرکت خود راه خروج گاز با فشار بالا را به بیرون تانک باز کند، به دلیل رنگ به قسمت رله چسبیده باشد و حرکت نکند. بهتر است کنترل شود که آیا با فشار دست میله در حد 1 - 2 mm حرکت دارد یا خیر؟ در مورد رله های فشارشکنی که بالاتر از ۳۰ سال عمر دارند، توصیه می شوند که رله تعویض شود.

۲-۳-۷- رله بوخهلتنس

سالیانه موارد زیر را کنترل کنید:

أ) شیر ارتباط رله بوخهلتنس را بررسی کنید که باز باشد.

ب) با بلند کردن درپوش دریچه رله، مقدار گاز درون آن را بررسی کنید. در صورتی که گاز به اندازه کافی جمع شده باشد بایستی فرمان آلارم پیش تر فعال شده باشد. در صورتی که ترانسفورماتور مدت زمانی در حال کار بوده و گاز در رله بوخهلتنس به اندازه ای تولید شده که فرمان آلارم صادر شده باشد، باید نمونه روغن از ترانسفورماتور تهیه شده و جهت انجام آزمون DGA ارسال شود. برای این منظور به فصل نمونه گیری و تحلیل DGA مراجعه کنید. دقت شود که وجود گاز در رله معمولاً نشان دهنده یک عیب بزرگ در ترانسفورماتور است. لذا اکیداً توجه کنید که علت تولید گاز بایستی مشخص و رفع شود و پیش از آن برق دار کردن ترانسفورماتور مجاز نیست. همچنین، در صورت مشاهده چنین حالتی، از ریست کردن رله خودداری کنید چرا که نمونه گاز جمع شده در رله بوخهلتنس نیز حاوی اطلاعات مهمی در مورد خطای بالقوه درون ترانسفورماتور است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

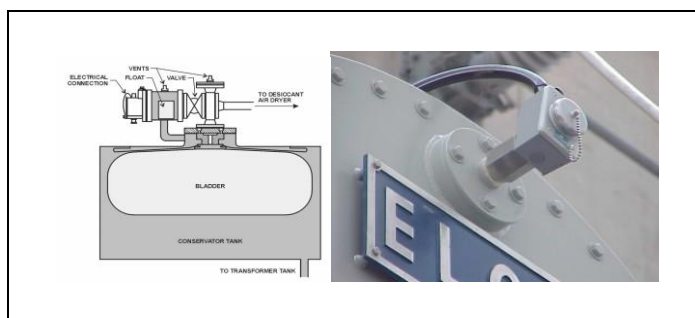
ت) فرمان آلارم و تریپ رله بوخهلتنس را به صورت دستی (به کمک اهرم تعبیه شده) فعال کرده و اطمینان حاصل کنید که این فرمان ها در قسمت مناسب دریافت شده است. در صورت امکان اجازه دهید تا با صدور فرمان کلید قدرت عمل کرده و صحت کامل فرآیند را کنترل کنید. در غیر این صورت به کمک یک اهم متر می توان از عملکرد سوئیچ آلارم و تریپ اطمینان حاصل کرد.

ث) هر سه سال به کمک یک پمپ دستی مقداری هوا به محفظه بالای رله تزریق کنید و در حین این کار تغییر سطح و عملکرد قسمت شناور را بررسی کنید [۳۱]. دقت کنید که در لحظه مناسب فرمان آلارم فعال شود. در نهایت با فشردن ضامن تخلیه، هوا را تخلیه و رله را ریست کنید.

ج) در مورد رله بوخهلتنس دقت کنید که برخی از رله های بوخهلتنس دارای کنتاکت های از جنس جیوه هستند. با توجه به سمی بودن جیوه و خطر آن برای انسان، بایستی احتیاط لازم در مورد این کنتاکت ها انجام شود [۲۴].

۲-۳-۸- رله خرابی کیسه هوا (Air Bag^{۱۳})

این رله که از رله های مدرن محسوب می شود وظیفه تشخیص ورود هوا به روغن از طریق کیسه هوا را بر عهده دارد. به بیان دیگر، در صورتی که کیسه هوا سوراخ شود و هوا وارد روغن گردد، این هوا در رله کیسه هوا تجمع شده و یک فرمان آلارم صادر می شود. این رله، در صورت وجود، در بالاترین نقطه ترانسفورماتور یعنی بالای کنسرواتور نصب می گردد. نمونه ای از این رله در شکل (۲-۷) ب و ساختمان آن در شکل (۲-۷) الف نمایش داده شده است.



(الف)

(ب)

شکل (۲-۷): رله خرابی کیسه هوا، (الف) یک نمونه از رله، (ب) ساختمان رله

^{۱۳} Bladder failure relay

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در صورتی که هوا از کیسه هوا به روغن وارد شود، حباب‌های هوا به سمت بالا حرکت کرده و وارد رله خرابی کیسه هوا می‌شوند. پس از تجمع مقداری هوا، با جابه‌جایی یک مکانیسم شناور فرمان آلارم صادر می‌شود. بنابراین عملکرد این رله مشابه قسمت آلارم رله بوخهلتس است که با تجمع گاز و رسیدن به یک مقدار، فرمان آلارم صادر می‌شود.

این رله همچنین، به عنوان پشتیبان آلارم رله بوخهلتس عمل می‌کند. در صورتی که گاز در رله بوخهلتس به حد آلارم برسد، معمولاً گازهایی که پس از آن تولید می‌شوند به سمت کنسرواتور حرکت می‌کنند. این گازها وارد کنسرواتور شده و درون رله خرابی کیسه هوا جمع می‌شوند. بنابراین در صورتی که رله بوخهلتس آلارم ایجاد نکرده باشد، بعد از مدتی رله خرابی کیسه هوا، فرمان آلارم را صادر می‌کند.

در صورتی که آلارم رله خرابی کیسه هوا صادر شود اقدامات زیر بایستی صورت گیرد:

أ) ترانسفورماتور را از مدار خارج کنید.

ب) رله بوخهلتس را برای تجمع گاز بررسی کنید. در صورتی که گاز در رله جمع شده باشد و فرمان آلارم صادر نشده باشد مطابق دستورالعمل توضیح داده‌شده در قسمت رله بوخهلتس عمل کنید.

ت) دریچه بازبینی کنسرواتور را باز کرده و با یک چراغ قوه بررسی کنید که روغن درون کیسه هوا وجود دارد یا خیر. در این حالت، بایستی در اولین فرصت، کیسه هوا تعویض و مشکل برطرف گردد.

ث) در صورتی که ترانسفورماتور نو باشد، آلارم صادرشده می‌تواند به خاطر حرکت هوا و گازهایی باشد که در ساختار عایقی به دام افتاده‌اند. در این حالت در صورتی که کیسه هوا مورد بررسی قرار گرفته و سالم باشد، نگرانی قابل توجهی در مورد ترانسفورماتور وجود ندارد. با مشورت با افراد خبره می‌توان رله را ریست کرده و ترانسفورماتور را به مدار برگرداند.

لازم به ذکر است که منفذ یا دریچه رله خرابی کیسه هوا نبایستی بدون در نظر گرفتن موارد احتیاطی باز شود. این امکان وجود دارد که روغن به بیرون ریخته و یا هوا به درون کنسرواتور کشیده شود. برای این موضوع بایستی دستورالعمل سازنده به دقت رعایت شود. لازم به ذکر است که مکانیسم عملکرد همه رله‌های خرابی کیسه هوا یکسان نیست و مطالعه دستورالعمل و مشورت با سازنده به این دلیل اهمیت دارد.

۲-۳-۹ - سیستم خنک‌کننده

۲-۳-۹-۱ - فن‌ها

موارد زیر بایستی یک ماه بعد از بارگیری ترانسفورماتور و هر سال انجام شود:

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ا) فن‌ها بایستی مورد بازبینی ظاهری و آزمون قرار گیرند.
- ب) فرمان عملکرد همه فن‌ها باید به صورت دستی فعال گردد. در این حالت بایستی عملکرد مناسب همه فن‌ها بررسی شود. فن بایستی به نرمی و با حداقل لرزش کار کند [۱۹]. در این حالت به نویزهای ناشی از یاتاقان فن‌ها و همچنین، پره‌های شل شده دقت کنید. چنین فن‌هایی بایستی تعمیر شوند. یاتاقان‌های دارای مشکل توسط ترموگرافی نیز قابل تشخیص هستند.
- ت) فن‌ها را جهت یافتن پره‌های آسیب‌دیده بررسی کنید. همچنین، پره‌های کثیف را بایستی تمیز کرد.
- ث) فن‌ها در صورتی بهترین بازده را خواهند داشت که در هوای خنک کار کنند. بنابراین فن‌ها بایستی هوای خنک را به رادیاتور بدمند نه اینکه هوای گرم را از رادیاتور بکشند. جهت درست حرکت هوا را هنگام کار فن‌ها کنترل کنید.
- ج) به نویز فن‌ها گوش کنید. نویز غیرعادی یک فن و یا لرزش غیرعادی نشانه وجود مشکل در فن است که بایستی برطرف شود.
- ح) در حالت عادی و در کنترل روزانه در صورتی که متوجه شدید که یکی از گروه‌های فن در حال کار است اما یکی از فن‌های این گروه کار نمی‌کند، فن دچار مشکل شده است و بایستی تعمیر شود. همچنین، اگر در یک روز گرم و در حالی که ترانسفورماتور بار قابل توجهی دارد فن‌ها کار نمی‌کنند، می‌تواند نشانه مشکل در سیستم خنک‌کننده باشد.
- خ) یاتاقان فن‌ها بایستی به صورت سالیانه گریس‌کاری شوند [۲۷].
- د) فن‌ها در حالتی بهترین عملکرد را دارند که تیغه‌ها تمیز باشند. تیغه‌ها و بدنه موتور بایستی به صورت سالیانه تمیز شوند.
- نکته ۱:** پیش از انجام هر کاری بر روی فن‌ها از قطع بودن منبع تغذیه اطمینان حاصل کنید، زیرا ممکن است محافظ حرارتی بی‌متال منبع تغذیه را وصل نموده و پروانه را به گردش درآورد [۳۲].
- نکته ۲:** برخی از سازنده‌ها محدودیت‌هایی بر روی تعداد دفعات راه‌اندازی مکرر دستگاه (مثلاً سه بار در ساعت) دارند که بایستی هنگام انجام آزمون‌های دوره‌ای نیز مد نظر باشد [۳۳].
- نکته ۳:** دقت کنید که بعد از انجام سرویس دوره‌ای مجدداً فن‌ها را بر روی حالت اتوماتیک قرار دهید.

۲-۳-۹-۲- پمپ‌ها

یک ماه پس از بارگیری ترانسفورماتور و به صورت سالیانه موارد زیر را بررسی کنید:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ا) پمپ ها بایستی مورد بازبینی ظاهری قرار گیرند.
- ب) فرمان پمپ ها را فعال کنید به نحوی که همه پمپ ها شروع به کار کنند. جریان موتور پمپ ها را در هر سه فاز با یک آمپر متر چنگکی دقیق اندازه گیری کنید. این موضوع نشان می دهد که آیا فلوی روغن در همه فازها یکسان است. همچنین، در صورتی که یاتاقان ها دچار خوردگی یا کثیفی شده باشند موتور جریان بیشتری می کشد. داده های جریان را به دقت برای مقایسه های بعد ثبت کنید خصوصاً اگر فلومتر روغن موجود نباشد.
- ت) در صورتی که جریان یکی از موتورها کم باشد می تواند نشانه کم بودن فلوی روغن باشد. در این حالت همه شیرها را چک کنید تا اطمینان حاصل کنید که کاملاً باز هستند. از علت های دیگر کاهش فلوی روغن می تواند شل بودن پروانه پمپ و یا تجمع لجن در مسیر پمپ باشد.
- ث) جریان بیشتر یکی از موتورها می تواند نشانه آن باشد که گردش پمپ با اصطکاک بیشتری در حال انجام است. در این حالت به نویزها و صداهای غیر معمول پمپ دقت کنید. در صورت وجود صدای غیر معمول حین کار، وضعیت حرکت پروانه و تمیزی یاتاقان بایستی بررسی شود و اقدامات لازم جهت مرتفع کردن این موضوع انجام شود.
- ج) در صورتی که جهت حرکت پمپ اشتباه باشد همچنان روغن به مقدار اندکی پمپ خواهد شد. در این حالت جریان موتور از حالت بار کامل کم تر است و ممکن است پمپ نیز با سر و صدا کار کند. در این حالت بایستی از چرخش پمپ ها در جهت صحیح اطمینان حاصل شود.
- ح) در صورتی که مسیر پمپ روغن دارای فلومتر باشد، بایستی فلومترها را برای صحت عملکرد مورد بازبینی قرار داد. همچنین، ممکن است فلومتر فرمان آلام داشته باشد که بایستی با فعال کردن دستی، صحت عملکرد آن را بررسی کرد.
- خ) در سمت مکنده پمپ ها اگر واشرها مناسب و محکم نباشند، امکان کشیده شدن هوا به داخل ترانسفورماتور وجود دارد. واشرها خصوصاً در سمت مکنده پمپ ها بایستی مورد بازبینی قرار گیرند و در صورتی که آسیب ظاهری در آن ها دیده می شود تعویض شوند. ورود هوا به روغن معمولاً در آزمون DGA با افزایش سطح اکسیژن و نیتروژن قابل تشخیص است.
- د) اتصالات پمپ ها را به دنبال نشانه های نشت روغن بررسی کنید [۳۰]. در صورت وجود نشتی، بایستی مشکل مرتفع گردد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۳-۹-۳- رادیاتورها

یک ماه پس از بارگیری و به صورت سالیانه موارد زیر باید انجام شوند:

أ) همه شیرهای اتصال رادیاتورها را کنترل کرده و اطمینان حاصل کنید که در حالت باز هستند.
ب) ترانسفورماتور در حال کار را با تکنولوژی مادون قرمز ترموگرافی کنید. همه رادیاتورها بایستی حدود دمایی یکسان داشته باشند. رادیاتورهایی که به صورت ناقص کار می کنند، خنک تر از سایر رادیاتورها هستند. تفاوت دمایی بین رادیاتورها در صورت وجود، تا حدودی با دست نیز قابل تشخیص است. در صورت مشاهده چنین حالتی، علت آن بایستی رفع گردد. در صورتی که شیر رادیاتور در حالت باز باشد، علت ممکن است وجود لجن یا آلودگی در مسیر رادیاتور باشد که راه آن تمیز کردن داخل رادیاتور است. باید توجه کرد که در صورت مشاهده لجن در داخل رادیاتور، این امکان وجود دارد که خود ترانسفورماتور نیز دارای لجن شده باشد که باید با آزمون روغن از عدم حضور آن اطمینان حاصل کرد.

ت) نباید اجازه داد که ترانسفورماتور با خنک سازی ناقص به کار خود ادامه دهد. مشکلات خنک سازی خصوصاً رادیاتورهایی که به درستی عمل نمی کنند بایستی در اسرع وقت مرتفع شوند.
ث) در صورتی که گرد و خاک قابل توجهی روی رادیاتور نشسته باشد، بازده انتقال حرارت کاهش می یابد [۲۷]. برای جلوگیری از وقوع چنین حالتی، رادیاتورها بایستی به صورت سالیانه از بیرون کاملاً تمیز شوند [۱۹].

ج) قسمت های مختلف رادیاتور را به دنبال یافتن زنگ زدگی بررسی کنید. در صورت وجود زنگ زدگی، قسمت زنگ زده بایستی با برس سیمی تراشیده شده و رادیاتور مجدداً رنگ زده شود [۲۷].
ح) انتهای بالایی رادیاتورها و همچنین، محل های جوش را برای اطمینان از عدم نشت روغن کنترل کنید [۲۴].

۲-۳-۹-۴- مبدل های حرارتی^{۱۴}

در ترانسفورماتورهایی که مبدل حرارتی دارند و تبادل حرارت بین روغن و آب انجام می شود، یک ماه بعد از بارگیری و به صورت سالیانه موارد زیر بایستی مدنظر باشند:
أ) پمپ ها را مطابق آیتم (۲-۳-۹-۲) بررسی کنید.

^{۱۴} Heat exchangers

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ب) محفظه مبدل حرارتی را به دنبال نشتی در سیستم لوله کشی کنترل کنید. در صورت وجود نشتی، سیستم لوله کشی بایستی تعمیر گردد.

ت) در صورتی که در نتایج آزمون های روغن آب آزاد دیده می شود و واشرها همه در وضعیت مناسبی هستند، این امکان وجود دارد که مبدل حرارتی دچار مشکل شده باشد و آب از مبدل وارد ترانسفورماتور شده است. در این صورت سیستم مبدل حرارتی بایستی با فشار بالا جهت یافتن نشتی مورد آزمون قرار گیرد. برای این کار بایستی به دستورالعمل سازنده مراجعه کرد. در صورت وجود نشتی، مشکل بایستی پیش از برگشتن ترانسفورماتور به مدار مرتفع شود. همچنین، در صورتی که نشتی وجود داشته باشد، روغن ترانسفورماتور از نظر رطوبت باید مورد آزمون قرار گیرد و در صورت لزوم ترانسفورماتور خشک شود.

ث) میزان رسوب درون لوله های آب را در صورت امکان بررسی کنید. در صورتی که رسوب قابل توجهی مشاهده گردد، لوله ها بایستی تمیز شوند.

۲-۳-۱۰ - بازبینی های ماهیانه

بازبینی های زیر مطابق استاندارد IEEE C57.93 بایستی حداقل به صورت ماهیانه توسط بهره بردار انجام شود [۱۹]:

ا) کنترل همه نشان گرهای سطح روغن شامل تانک اصلی، کنسرواتور و بوشینگ،
ب) ثبت دمای سیم پیچ و دمای روغن قسمت بالای سیم پیچ ترانس (مقدار لحظه ای و حداکثر ثبت شده).
ریست کردن همه نشان گرهای حداکثر دما. دقت شود که این مورد جدا از فرآیند معمول ثبت بار و درجه حرارت ترانسفورماتور است،

ت) ثبت فشار نیتروژن ترانسفورماتورهایی که تحت گاز نیتروژن پرفشار قرار دارند. بررسی فشار کپسول نیتروژن متصل به ترانسفورماتور در صورت وجود،

ث) کنترل رنگ سیلیکاژل،

ج) بررسی رله فشار شکن برای کنترل این موضوع که آیا عملکرد داشته است،

ح) بررسی بوشینگ ها برای یافتن چترک های شکسته یا لب پر شده و دارای آلودگی،

خ) کنترل برق گیرها برای یافتن چترک های شکسته یا لب پر شده و دارای آلودگی،

د) کنترل وضعیت کلی ترانسفورماتور شامل رنگ، اتصالات و نشتی روغن،

ذ) کنترل و ثبت بار ترانسفورماتور، ولتاژ سه فاز و جریان نوترال،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ر) راه اندازی فن ها و کنترل صحت عملکرد،

ز) راه اندازی پمپ های روغن و کنترل فلومترها.

توجه: بهتر است پمپ ها به صورت گروه به گروه فعال شده و کنترل شوند تا همه پمپ ها همزمان در حال کار نباشند.

۲-۴-۲-آزمون های الکتریکی

۲-۴-۱- مقدمه

در این فصل آزمون های الکتریکی نگهداری و عیب یابی اکتیو پارت ترانسفورماتور توضیح داده می شود. باید ذکر گردد که برخی از این آزمون ها به صورت دوره ای انجام می گیرد و برخی دیگر از آزمون ها مختص به عیب یابی ترانسفورماتور و مربوط به زمانی هستند که ترانسفورماتور مشکوک به مورد خاصی باشد. این موارد با تشخیص فرد خبره و متخصص توصیه می شود. برخی راهنمایی های کلی در مورد اینکه هر آزمون چه زمانی انجام شود به صورت مختصر توضیح آن ارائه شده است.

۲-۴-۲- آزمون مقاومت DC سیم پیچ در تمام تپ ها

۲-۴-۲-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

آزمون مقاومت DC سیم پیچ به منظور یافتن عیوبی مانند شل شدگی هادی ها، اتصال بد کنتاکت های تپ چنجر، پارگی هادی ها و مواردی از این قبیل انجام می گردد. در صورتی که در آزمون DGA گازهای کلیدی اتان یا اتیلن باشند، انجام آزمون مقاومت DC توصیه می شود. همچنین، در صورتی که نتیجه تحلیل DGA یافتن نقاط داغ باشد، آزمون مقاومت DC مفید است چرا که یکی از مواردی که باعث ایجاد دمای بالا در ترانسفورماتور می شود، اتصال نامطلوب هادی ها است.

مهم ترین علت انجام این آزمون در حالت عادی ترانسفورماتور مشخص شدن جرم کنتاکت تپ چنجر است. منظور از جرم کنتاکت، لایه ای کربنی است که بر روی کنتاکت در اثر کلیدزنی در طول زمان ایجاد می شود و باعث افزایش مقاومت اتصال و در نتیجه ایجاد نقطه داغ می گردد. بهتر است در هر شرایطی که ترانسفورماتور برای سرویس تپ چنجر از مدار خارج شده است، این آزمون انجام شود تا ترانسفورماتور فقط برای انجام این آزمون به تنهایی از مدار خارج نشود.

برای اطمینان از سلامت سیم پیچ، مقاومت اندازه گیری شده می تواند با سایر فازها و یا مقاومت اندازه گیری شده در کارخانه مقایسه شود. مطابق IEEE C57.152 در هر یک از این دو مقایسه، در صورتی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

که مقدار تفاوت در مقاومت ها (در مقایسه با کارخانه یا فازهای دیگر) کم تر از ۰.۵٪ باشد، وضعیت ترانسفورماتور مناسب ارزیابی می شود [۲۸، ۹].

در حالتی که اتصال ترانسفورماتور ستاره باشد، مقاومت بایستی در هر فاز بین ترمینال سیم پیچ تا نوترال اندازه گیری شود. در مورد اتصال مثلث، مقاومت بایستی از ترمینال یک فاز تا ترمینال فاز دیگر اندازه گیری شود. در ترانسفورماتور با اتصال ستاره، در صورتی که نوترال در دسترس نباشد اما نوترال زمین شده باشد، مقاومت بین ترمینال هر فاز تا زمین بایستی اندازه گیری شود. دقت شود که چون مقادیر اندازه گیری شده بایستی با مقادیر کارخانه ای مقایسه شود، در کارخانه نیز مقاومت بایستی به همین نحو اندازه گیری شود.

۲-۲-۴-۲ اصلاح دما

در صورتی که هدف مقایسه مقاومت بین فازهای مختلف باشد، اصلاح دما احتیاج نیست چرا که هر سه فاز سیم پیچ در یک دما قرار دارند (مگر آن که ترانسفورماتور در حال سرد شدن باشد و آزمون بلافاصله بعد از بی برقی در حال انجام باشد). اما در صورتی که مقایسه با آزمون کارخانه ای مدنظر باشد، با توجه به اینکه مقاومت در کارخانه معمولاً در دمای 75°C گزارش می شود، مقاومت اندازه گیری شده در محل بایستی به این دما تبدیل شود. از رابطه زیر می توان برای تبدیل مقاومت به دمای دیگر استفاده کرد [۹]:

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + 234.5}{T_m + 234.5} \right) \quad (1-2)$$

R_s : مقاومت سیم پیچ در دمای T_s

R_m : مقاومت اندازه گیری شده

T_s : دمایی که قرار است مقاومت به آن تبدیل شود ($^{\circ}\text{C}$) (معمولاً 75°C)

T_m : دمایی که مقاومت در آن اندازه گیری شده است ($^{\circ}\text{C}$)

در صورتی که جنس سیم پیچ آلومینیومی باشد عدد ۲۲۵ بایستی جایگزین عدد ۲۳۴/۵ شود.

اصلاح دما معمولاً در حالتی که ترانسفورماتور در حال سرد شدن بوده کار دشواری است چرا که دمای بالا و پایین سیم پیچ متفاوت بوده و بایستی میانگین دمای سیم پیچ در اصلاح لحاظ گردد. به همین دلیل استاندارد IEC 60076-1 تاکید می کند که اندازه گیری مقاومت DC حداقل سه ساعت بعد از بی برق شدن ترانسفورماتور انجام گیرد تا حالت هم دمایی به طور تقریبی در ترانسفورماتور ایجاد شده باشد [۳۴].

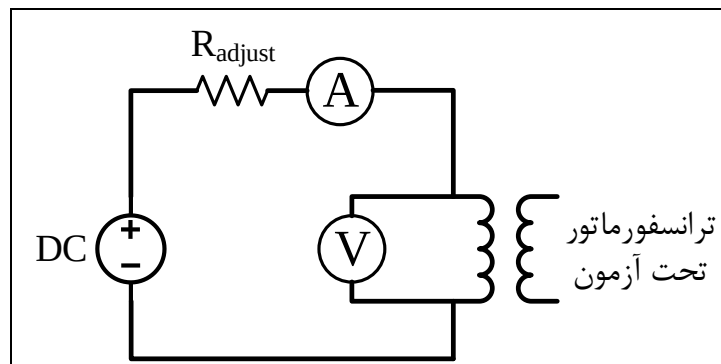
نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

همچنین، IEC 60076-1 قید می کند که میانگین دمای بالا و پایین روغن به عنوان دمای اندازه گیری در نظر گرفته شود.

۲-۴-۲- نحوه انجام آزمون

اندازه گیری مقاومت DC به روش های مختلف قابل انجام است اما روش چهارسیمه یا روش کلون معمول تر است. لازم به ذکر است که دستگاه هایی که مخصوص اندازه گیری مقاومت سیم پیچ ساخته شده اند بسیاری از موارد اشاره شده را لحاظ کرده اند.

مدار اندازه گیری مقاومت DC به روش کلون در شکل (۲-۸) نشان داده شده است. جهت انجام آزمون، سیم پیچ بایستی توسط یک منبع DC رگوله شده و فاقد رپل قابل توجه تغذیه شود. باتری اتومبیل یکی از گزینه های مناسب برای انجام این آزمون است. به صورت سری با منبع یک مقاومت تنظیم (R_{adjust}) قرار می گیرد که وظیفه آن تنظیم جریان تزریقی به سیم پیچ است. جریان بایستی به گونه ای باشد که هسته ترانسفورماتور را اشباع کند. به بیان دیگر، منبع DC بایستی توانایی اشباع اندوکتانس سیم پیچ را داشته باشد. با اشباع هسته، مقدار سلف سیم پیچ کم خواهد شد و مقاومت سیم پیچ قابل اندازه گیری است.



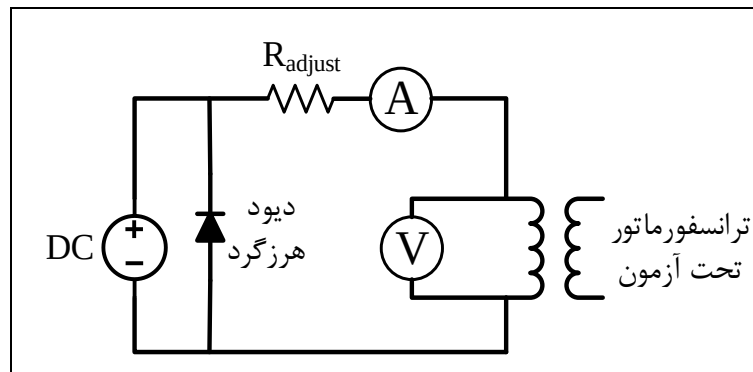
شکل (۲-۸): شماتیک آزمون مقاومت DC

مقدار جریان تزریقی توسط یک آمپر متر و ولتاژ دو سر سیم پیچ توسط یک ولت متر قرائت می گردد. ولت متر باید تا حد ممکن نزدیک به ترمینال های سیم پیچ (بوشینگ) نصب شود تا افت اتصالات در اندازه گیری مقاومت دخیل نباشد. همچنین، اتصالات ولت متر بایستی مستقل از هادی های حامل جریان باشند. توصیه می شود که اتصالات ولت متر حتی بر روی کلمپ سیم جریان قرار داده نشود بلکه مستقیماً بر روی ترمینال خود بوشینگ نصب شود تا مقاومت نقطه اتصال در اندازه گیری خطا ایجاد نکند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

لازم به ذکر است که تا اشباع اندوکتانس سیم پیچ، مقدار ولتاژ و جریان تغییر خواهد کرد و لذا تا طی شدن حالت گذرای جریان سیم پیچ، مقادیر قرائت شده پایدار نیستند. ثبت داده ها پیش از پایدار شدن مقدار ولتاژ و جریان صحیح نیست. بایستی توجه شود که تغییر ناگهانی مقاومت از روی آمپر متر نیز قابل مشاهده است. تاخیر در حرکت عقربه آمپر متر نشان می دهد که سیم پیچ هنوز اشباع نشده است.

نکته مهم دیگر آن است که انرژی مغناطیسی ذخیره شده در سیم پیچ بایستی پیش از قطع مدار تخلیه شود در غیر این صورت هنگام باز کردن اتصالات، ولتاژ قابل توجهی القا خواهد کرد که ممکن است خصوصاً به تجهیزات الکترونیکی آسیب بزند. به همین دلیل یک مدار تخلیه لازم است تا انرژی مغناطیسی ذخیره شده را تخلیه کند. استفاده از یک دیود هرزگرد با مقاومت مناسب توصیه می شود. محل نصب چنین دیودی و جهت اتصال آن در شکل (۹-۲) نشان داده شده است. استاندارد IEEE C57.152 توصیه کرده که یک نشان گر بایستی اتمام عمل تخلیه انرژی را نشان دهد تا بتوان تجهیزات را به صورت ایمن جدا کرد. برای این کار می توان یک آمپر متر با دیود هرزگرد به صورت سری قرار داد که در این صورت، صفر شدن جریان آمپر متر نشان گر تخلیه کامل انرژی است. در مدار نشان داده شده در شکل (۹-۲)، آمپر متر اصلی مدار می تواند صفر شدن جریان را نمایش دهد. در این حالت مقاومت تنظیم مقدار جریان تخلیه را نیز محدود می کند.



شکل (۹-۲): محل قرار گرفتن دیود هرزگرد در مدار آزمون مقاومت DC

۴-۲-۴-۲ - نکات مهم در آزمون مقاومت DC

در انجام آزمون مقاومت DC بایستی به نکات زیر توجه کرد (مطابق IEEE C57.152):

أ) آزمون مقاومت DC باید بعد از آزمون جریان بی باری (تحریک)، FRA و راکتانس نشتی انجام شود. علت آن است در حین آزمون، پس ماند مغناطیسی در هسته ایجاد می شود که نتایج سه آزمون مذکور را مخدوش می کند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ب) استفاده از ولت مترهای دیجیتال کم مصرف برای کلیه آزمون های درون پست از جمله آزمون مقاومت DC منجر به نتایج نادرست خواهد شد. این ولت مترها به راحتی از محیط اطراف نویز گرفته و مقدار قرائت آن عوض خواهد شد. توصیه می شود که از ولت مترهای عقربه ای بدون منبع تغذیه (که دارای مصرف هستند) استفاده شود که نسبت به نویز محیط مقاوم باشد. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیر پذیری ولت مترهای دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.

ت) جهت فلوی پس ماند هسته بایستی در طی آزمایش ثابت نگه داشته شود.
ث) جریان های استفاده شده برای اندازه گیری، در صورتی که سازنده مقداری را مشخص نکرده باشد، نبایستی از ۱۵٪ جریان نامی ترانسفورماتور تجاوز کند. در غیر این صورت ممکن است سیم پیچ گرم شده و مقاومت آن حین آزمون تغییر کند. توصیه سازنده در رعایت حد جریان تزریقی بر مقدار ذکر شده در این نظام نامه اولویت دارد.

ج) برای اطمینان از اینکه هسته ترانسفورماتور و اندوکتانس سیم پیچ اشباع شود، جریان بایستی از مقداری بزرگ تر باشد. برای این منظور توصیه می شود که جریان بزرگ تر از ۱/۲ برابر پیک جریان مغناطیس کنندگی باشد [۳۵]. این موضوع در ترانسفورماتورهای بزرگ که سیم پیچ با تعداد دور کم دارند، مثل سیم پیچ فشار ضعیف ترانسفورماتورهای نیروگاهی، حائز اهمیت بیشتری است. در این حالت منبع تغذیه بایستی قوی باشد تا بتواند جریان لازم برای اشباع هسته را تامین کند.

ح) پمپ های روغن در حین اندازه گیری بایستی خاموش باشند.
خ) قرائت مقاومت هر فاز یا مقاومت فاز به فاز در حالت مثلث بایستی به طور جداگانه ثبت گردد. ثبت دمای اندازه گیری نیز الزامی است.

د) مطابق FIST، دیاگرام اتصالات نیز بایستی در گزارش قید گردد. به عبارت دیگر، ترمینال هایی که مقاومت بین آنها اندازه گیری می شود بایستی در اندازه گیری مشخص شود. علاوه بر این شماره تپی که آزمون برای آن در حال انجام است بایستی ثبت شود.

ذ) در مورد اتوترانسفورماتور، جریان بایستی بین ترمینال فشار قوی و نوترال تزریق شود. سپس، ولتاژ بین ترمینال HV و LV اندازه گیری شود که مقاومت قسمت سری سیم پیچ را به دست می دهد. در همان حال، اندازه گیری ولتاژ بین ترمینال LV و نوترال، مقاومت قسمت مشترک سیم پیچ را به دست می دهد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ر) IEEE توصیه می کند که جمع مقاومت سه فاز نیز در گزارش قید گردد. در مورد اتصال ستاره، جمع سه اندازه گیری برابر جمع مقاومت فازهاست. در مورد اتصال مثلث (اندازه گیری ترمینال به ترمینال) حاصل ضرب جمع سه مقاومت اندازه گیری شده در ضریب $1/5$ برابر مقاومت مجموع است.

ز) به دلیل اینکه پس ماند مغناطیسی ایجاد شده در این آزمایش می تواند موجب کشیده شدن جریان هجومی قابل توجه باشد، توصیه می شود که پس از آزمون مقاومت DC، فرآیند از بین بردن پس ماند مغناطیسی انجام شود. برای این کار می توان جریان DC را به سیم پیچ در چند مرحله اعمال کرد و در هر مرحله پلاریته آن را تعویض کرده و دامنه جریان را نیز کم کرد. در صورتی که دامنه جریان قابل تنظیم نباشد، می توان با کم کردن زمان تزریق جریان در چند مرحله پس ماند را از بین برد. منبع آزمون مقاومت DC به این منظور می تواند مورد استفاده قرار گیرد.

۲-۴-۵- اندازه گیری مقاومت سایر تپ ها

پس از اندازه گیری مقاومت DC در یک تپ، بایستی تپ تغییر داده شود و مقاومت DC سایر تپ ها نیز اندازه گیری شود. در این مورد، نکات زیر مدنظر است:

أ) مطابق FIST، اندازه گیری اول بایستی روی تپی باشد که ترانسفورماتور در آن قرار داشته است (پیش از بی برق کردن).

ب) با تغییر تپ، پس از پایدار شدن ولتاژ و جریان، مقدار مقاومت باید قرائت شده و به تفکیک تپ ها ثبت گردد. برای هر تپ، مقاومت بایستی در محدوده ۵٪ از مقاومت سایر فازها در همان تپ باشد.

ت) در هنگام تغییر تپ، به آمپر متر بایستی دقت شود. صفر شدن جریان آمپر متر در حین تغییر تپ، نشان دهنده عدم پیوستگی تپ چنجر است که یک مشکل در تپ چنجر محسوب می گردد.

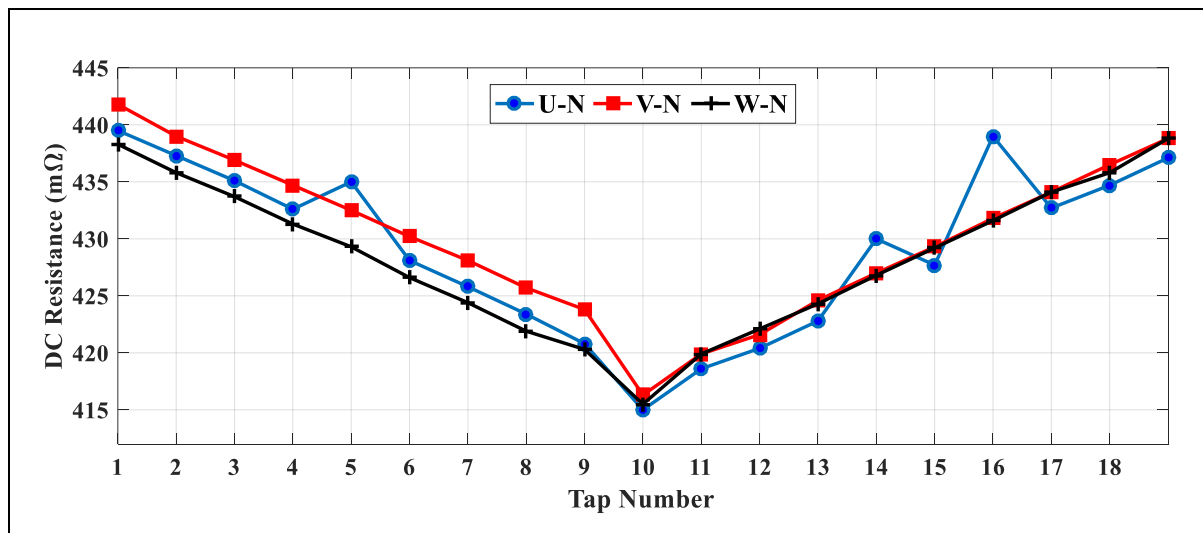
ث) مقادیر ثبت شده بایستی به دقت برای مقایسه سال های بعد بایگانی و نگهداری شود.

ج) در هر زمانی که نیاز به عملکرد تپ چنجر در آزمون وجود دارد، بهتر است که تغییرات تپ به صورت دستی انجام شود. همچنین، بایستی هنگام برق دار کردن (یعنی در پایان آزمون)، تپ بر روی پایین ترین یا بالاترین موقعیت قرار داده شود چون ممکن است به دلیل مشکلی در عملکرد مکانیسم، در اولین حرکت به تپ چنجر آسیب وارد شود.

ح) توصیه می شود که مقدار مقاومت تپ ها بر اساس شماره تپ در یک نمودار رسم شده و مقدار مقاومت تپ های مختلف با یکدیگر مقایسه شود. روند تغییرات مقاومت با شماره تپ باید منظم باشد و عدم وجود این حالت نشانگر اتصال بد کنتاکت تپ چنجر در تپ مورد آزمایش است. توجه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

شود که با توجه به نوع تپ چنجر ممکن است مقاومت به طور کلی افزایشی (کاهشی) باشد و یا دارای یک مقدار حداقل در تپ وسط باشد. ترسیم مقدار مقاومت بر اساس شماره تپ در مورد یک تپ چنجر به عنوان نمونه در شکل (۲-۱۰) نمایش داده شده است. چنان که دیده می شود روند تغییرات مقاومت فازهای V و W منطقی است اما تغییرات فاز U در تپ های ۵، ۱۴ و ۱۶ منطقی نبوده و بایستی بررسی بیشتری صورت گیرد. چنین روندی در مورد تپ چنجرها می تواند برخی عیوب معمول آن ها را مشخص سازد.



شکل (۲-۱۰): مقاومت سه فاز یک ترانسفورماتور در تپ های مختلف

۲-۴-۳- آزمون نسبت تبدیل

۲-۴-۳-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

نسبت تبدیل مطابق تعریف نسبت مقدار ولتاژ موثر سمت فشارقوی به مقدار ولتاژ موثر سمت فشارضعیف در حالت بی باری ترانسفورماتور است. این آزمون به طور عمده برای تشخیص اتصال حلقه انجام می گردد و می تواند وجود قطعی در اتصالات سیم پیچی یا اتصال غلط تپ چنجر را نیز مشخص کند. همچنین، مطابق IEEE C57.152 در صورتی که جریان اتصال کوتاه قابل توجهی از ترانسفورماتور عبور کرده باشد، انجام این آزمون پیش از برگرداندن ترانسفورماتور به مدار توصیه می شود. در حالت دوم آزمون بایستی در تپی انجام گیرد که هنگام عبور جریان اتصال کوتاه، ترانسفورماتور در آن تپ قرار داشته است. ضمناً در صورتی که تفسیر نتایج DGA دلالت بر وجود نقطه داغ باشد انجام این آزمون توصیه می شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

علت آن است که اگر اتصال حلقه اتفاق افتاده باشد، جریان قابل توجهی در حلقه به گردش در می آید و باعث ایجاد نقطه داغ موضعی می شود.

این آزمون بایستی در هنگام راه اندازی ترانسفورماتور نیز انجام شود. در هنگام راه اندازی، نسبت تبدیل بایستی در همه تپ های تپ چنجر تحت بار و آفلاین انجام گیرد اما در آزمون های دوره ای، انجام این آزمون در همه تپ های تپ چنجر تحت بار کفایت می کند و احتیاجی به کنترل تپ های آفلاین نیست. مطابق IEEE C57.152 نتایج آزمون نسبت تبدیل مطلق بوده و بایستی با مقادیر ذکر شده در پلاک مقایسه گردد. مقدار نسبت تبدیل در همه تپ ها بایستی در بازه $\pm 0.5\%$ مقدار درج شده بر روی پلاک باشد. در غیر این صورت ترانسفورماتور نیاز به بررسی دارد.

تبصره: در صورتی که تپ چنجر بر روی سیم پیچ فشار ضعیف قرار داشته باشد، ممکن است به دلیل تعداد کم حلقه ها (نسبت به سمت فشار قوی) نسبت تبدیل در همه تپ ها در بازه $\pm 0.5\%$ از مقدار پلاک قرار نداشته باشد. در این حالت در صورتی که مقدار اختلاف بیش از $\pm 0.5\%$ در هر سه فاز به طور مشابه تکرار شود و نسبت تبدیل در پایین ترین و بالاترین تپ در محدوده $\pm 0.5\%$ باشد ترانسفورماتور بدون مشکل ارزیابی می شود.

۲-۴-۳-۲- نحوه انجام آزمون

امروزه دستگاه های تجاری برای انجام آزمون نسبت تبدیل موجود است و این آزمون می تواند به کمک این دستگاه ها مطابق دستورالعمل سازنده انجام شود. در غیر این صورت، اندازه گیری نسبت تبدیل می تواند به کمک روش ولت متر به ترتیب زیر انجام شود:

- أ) دو ولت متر یکی در سمت فشار قوی و دیگر در سمت فشار ضعیف بایستی نصب شود.
- ب) سمت فشار قوی بایستی با ولتاژی که کم تر از مقدار نامی ولت متر باشد تغذیه شود.
- ت) مقدار اندازه گیری شده در هر دو ولت متر بایستی همزمان قرائت شوند. اندازه گیری بایستی در همه تپ ها انجام شود.
- ث) سپس بایستی جای دو ولت متر عوض شده و برای بار دوم فرآیند اندازه گیری نسبت تبدیل تکرار شود و مقدار هر دو ولت متر در همه تپ ها قرائت گردد.
- ج) در انتها، میانگین عدد قرائت شده در دو مرحله (یا به عبارت دیگر توسط دو ولت متر) بایستی برای محاسبه نسبت تبدیل استفاده شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۴-۳- نکات مهم در آزمون نسبت تبدیل

- در انجام آزمون نسبت تبدیل بایستی به نکات زیر توجه کرد (مطابق IEEE C57.152):
- أ) آزمون بایستی به صورت تک فاز انجام شود. بنابراین لازم است که آزمون نسبت تبدیل در سه فاز به تفکیک انجام گیرد.
 - تبصره: در صورتی که اتصال ترانسفورماتور ستاره باشد و نوترال در دسترس نباشد، آزمون نسبت- تبدیل باید به صورت سه فاز انجام شود چون با تزریق تک فاز ممکن است نقطه نوترال در ولتاژی برابر نصف مقدار تغذیه شده تثبیت نشود.
 - ب) برای حفظ ایمنی، تغذیه باید از سمت فشارقوی انجام شود و در هنگام کار با ولتاژ بایستی احتیاط کرد. نسبت تبدیل باید با مقدار ولتاژ اندک نیز به درستی جواب دهد.
 - ت) در صورتی که ترانسفورماتور به صورت بانک باشد، بایستی در گزارش آزمون، دیاگرام اتصالات استفاده شده و همچنین، رابطه ای که برای تغییر نسبت تبدیل به حالت سه فاز استفاده شده است ارائه گردد.
 - ث) دقت ولت مترهای مورد استفاده بایستی متناسب با دقت ۰/۵٪ مورد نیاز نسبت تبدیل باشد.
 - ج) در مورد ترانسفورماتورهایی که سیم پیچ Coarse و Fine در تپ چنجر دارند بایستی نحوه تغییرات از پایین ترین تپ تا بالاترین تپ مورد دقت قرار گیرد که افزایش (یا کاهش) نسبت تبدیل از پایین ترین تا بالاترین تپ دارای یک روند باشد.
 - ح) در هر زمانی که نیاز به عملکرد تپ چنجر وجود دارد، بهتر است که تغییرات تپ به صورت دستی انجام شود. همچنین، نباید هنگام برق دار کردن (پایان آزمون)، تپ بر روی پایین ترین یا بالاترین موقعیت قرار داده شود چون ممکن است به دلیل وجود مشکلی در عملکرد مکانیسم، در اولین حرکت به تپ چنجر آسیب وارد شود.
 - خ) اگر تپ چنجر آفلاین در مدت زمان طولانی کار نکرده باشد بایستی احتیاط نمود چون ممکن است به دلیل عدم عملکرد طولانی مدت مکانیسم به درستی تپ ها را به یکدیگر متصل نکند و یا اینکه تپ ها کربنیزه شده باشند.

۲-۴-۴- آزمون مقاومت عایقی سیم پیچ و عدد پلاریزاسیون

۲-۴-۴-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از این آزمون، که به آزمون "مگر" نیز موسوم است، اندازه گیری مقاومت عایقی بین سیم پیچ ها با زمین و بین سیم پیچ ها با یکدیگر به منظور یافتن نقاط دارای مشکل عایقی است. برای مثال زمانی که ترانسفورماتور مشکوک به بالا بودن مقدار رطوبت باشد، انجام آزمون مقاومت عایقی توصیه می شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

همچنین، در صورتی که اتصال سیم پیچ به زمین، اتصال کوتاه بین سیم پیچ ها و یا مسیر به شدت کرنیزه بین سیم پیچ و زمین (یا دو سیم پیچ) وجود داشته باشد، مقاومت اندازه گیری شده کوچک بوده و به صفر نزدیک است. مطابق IEEE C57.152 میزان پایین مقدار مقاومت عایقی بایستی توسط سایر آزمون ها مثل تانزانت دلتای سیم پیچ، عدد پلاریزاسیون و یا مقدار رطوبت صحت سنجی شود.

مقایسه مقاومت عایقی اندازه گیری شده با مقدار قبلی یا مقدار کارخانه ای اهمیت بالاتری از مقدار مطلق آن دارد. گرچه مقدار مطلق در برخی مراجع داده شده اما توصیه آن است که مقاومت با مقدار کارخانه ای مقایسه شود. تغییر قابل توجه بین مقدار اندازه گیری شده و اندازه گیری قبلی بایستی مورد بررسی قرار گیرد. استاندارد IEEE C57.152 توصیه می کند که مقاومت عایقی به صورت دوره ای اندازه گیری و رسم شود. تغییرات مقدار مقاومت در طول زمان حائز اهمیت است و تغییرات زیاد بایستی مورد بررسی قرار گیرد و علت آن مشخص شود. دقت به نحوه تغییرات در طول زمان روند کاهش مقاومت عایقی را می تواند به خوبی نشان دهد.

۲-۴-۴-۲- اصلاح دما

دما تاثیر قابل توجهی بر روی مقاومت عایقی دارد. به طور کلی، انجام آزمون در دمای بالاتر منجر به مقاومت عایقی کمتری می شود. با توجه به اینکه ضریب اصلاح دقت بالایی ندارد، IEEE C57.152 ذکر می کند که هنگام آزمون، دمای روغن و سیم پیچ بایستی نزدیک به دمای مرجع (20°C) باشد.

به صورت تقریبی می توان گفت که هر ده درجه افزایش دما، مقاومت عایقی را نصف می کند. به طور دقیق، در صورتی که دمای اندازه گیری 20°C نباشد، از جدول (۶-۲) می توان برای تبدیل مقاومت عایقی اندازه گیری شده به دمای 20°C استفاده کرد [۳۶]. به این منظور، مقدار مقاومت اندازه گیری شده باید در ضریبی که از جدول (۶-۲) استخراج می شود، مطابق رابطه (۲-۲)، ضرب شود. در رابطه مذکور، IR_T مقاومت عایقی اندازه گیری شده در دمای T ، پارامتر K_T ضریب اصلاح استخراج شده از جدول (۶-۲) و $IR_{20^{\circ}}$ مقاومت عایقی اصلاح شده به دمای 20°C است.

$$IR_{20^{\circ}} = IR_T \times K_T \quad (2-2)$$

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۶): ضریب اصلاح دمایی مقاومت عایقی (K_T)

دمای اندازه گیری	ضریب اصلاح	دمای اندازه گیری	ضریب اصلاح
۰	۰/۲۵	۴۰	۳/۹۵
۵	۰/۳۶	۴۵	۵/۶۰
۱۰	۰/۵۰	۵۰	۷/۸۵
۱۵	۰/۷۴	۵۵	۱۱/۲۰
۲۰	۱/۰۰	۶۰	۱۵/۸۵
۲۵	۱/۴۰	۶۵	۲۲/۴۰
۳۰	۱/۹۸	۷۰	۳۱/۷۵
۳۵	۲/۸۰	۷۵	۴۴/۷۰

۲-۴-۳-۴- اتصال، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

هدف از آزمون، اندازه گیری مقاومت عایقی است و لذا آزمون بایستی بین الکترودهایی که عایق بین آنها وجود دارد انجام شود. با توجه به اینکه سیم پیچ های سه فاز در هر سطح ولتاژ از داخل ترانسفورماتور به یکدیگر متصل هستند، بنابراین سیم پیچ های هر سطح ولتاژ یک الکتروده محسوب می شوند. به منظور اندازه گیری بهتر، باید ترمینال های یک سیم پیچ (فازها و نوترال یک سطح ولتاژ) به یکدیگر متصل شوند. همچنین، اتصال زمین سیم پیچ (در صورت وجود) بایستی باز شود. به این ترتیب، می توان مقاومت عایقی بین سیم پیچ ها با یکدیگر و با زمین را اندازه گیری کرد.

در مورد اتوترانسفورماتور، با توجه به اینکه سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف ارتباط الکتریکی دارند، بنابراین یک الکتروده محسوب شده و بایستی ترمینال های فاز و نوترال سیم پیچ اولیه و ثانویه به یکدیگر متصل شوند. توجه کنید که در یک اتوترانسفورماتور مقاومت عایقی بین سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف قابل اندازه گیری نیست.

دستگاه مقاومت عایقی یا مگا اهم متر معمولاً دارای سه خروجی مثبت (یا Line)، منفی (یا Earth) و گارد است. در هنگام انجام آزمون هیچ یک از سیم پیچ ها بایستی بدون اتصال (یا Float) باشد و حتماً بایستی به یکی از ترمینال های دستگاه مقاومت عایقی متصل باشد.

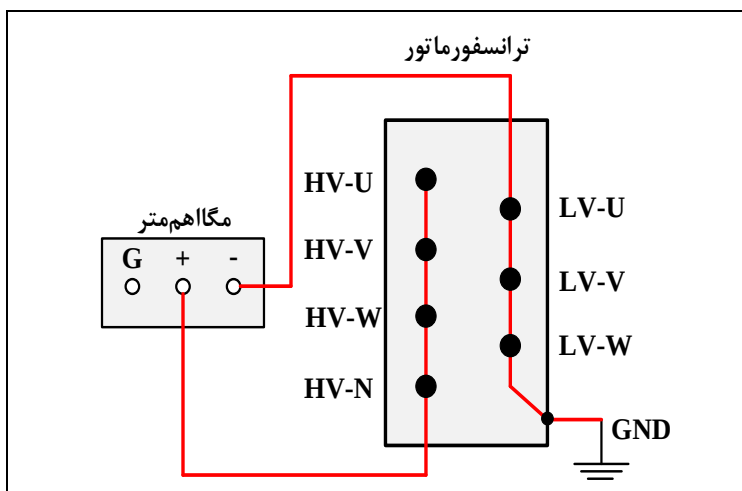
نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بسته به نوع ترانسفورماتور، انواع مختلفی از اتصالات و مقاومت عایقی قابل اندازه گیری است. اتصالاتی که توسط IEEE C57.152 برای اندازه گیری توصیه می شود در جدول (۷-۲) ارائه شده است. برای درک بهتر نحوه اتصالات، یکی از این اتصالات برای ترانسفورماتور دو سیم پیچه در شکل (۱۱-۲) نشان داده شده است. این شکل مربوط به اندازه گیری مقاومت عایقی اتصال (LV + GND) - (HV) است. چنان که دیده می شود، ترمینال های سیم پیچ LV که قبلاً به یکدیگر متصل شده اند به زمین وصل شده و نقش یک الکتروود را دارند به خروجی منفی (-) مگا اهم متر وصل شده است. سه ترمینال فشارقوی نیز به عنوان یک الکتروود به خروجی مثبت (+) متصل شده اند.

جدول (۷-۲): اندازه گیری مقاومت عایقی بین اتصالات سیم پیچ ها
بر اساس IEEE C57.152 [۹]

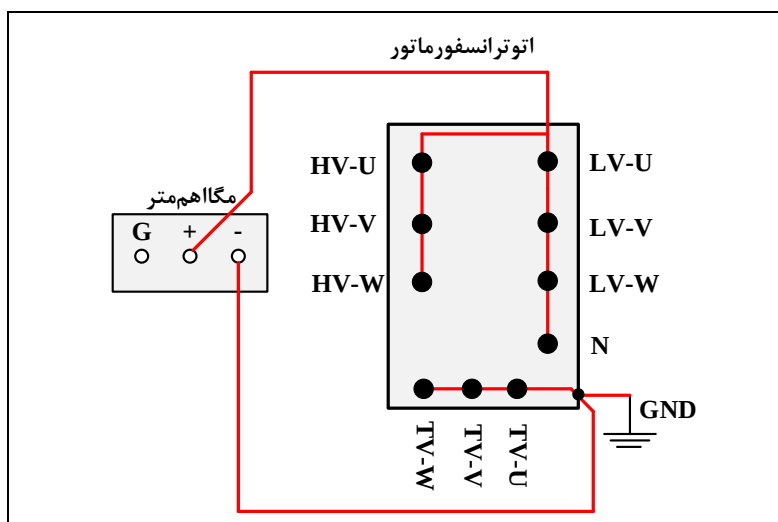
اتصالات لازم	نوع تجهیز
$(HV+LV) - (GND)$	ترانسفورماتور دو سیم پیچه
$(HV) - (LV + GND)$	
$(LV) - (HV + GND)$	
$(HV) - (LV + TV + GND)$	ترانسفورماتور سه سیم پیچه
$(LV) - (HV + TV + GND)$	
$(HV + LV + TV) - (GND)$	
$(TV) - (HV + LV + GND)$	
$(HV + LV) - (GND)$	اتوترانسفورماتور
$(HV + LV) - (TV + GND)$	اتوترانسفورماتور (سه سیم پیچه)
$(HV + LV + TV) - (GND)$	
$(TV) - (HV + LV + GND)$	
در هر آزمون، مقاومت عایقی بین اتصالات دو پرانتز اندازه گیری می شود و اتصالات هر یک از پرانتزها بایستی به یکی از خروجی های مگا اهم متر متصل شود.	

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۱۱-۲): اندازه گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (HV) – (LV + GND) بدون گارد در یک ترانسفورماتور دو سیم پیچه با اتصال YNd

شکل (۱۲-۲) اندازه گیری اتصال (HV+LV)-(TV+GND) را برای یک اتوترانسفورماتور سه سیم پیچه بدون گارد نمایش می دهد. چنان که دیده می شود، کلیه ترمینال های HV و LV که در اصل یک سیم پیچ هستند به هم متصل شده و به خروجی مثبت (+) متصل شده اند. ترمینال های سیم پیچ TV نیز به یکدیگر و به زمین متصل شده و به خروجی منفی (-) مگا اهم متر متصل شده است.

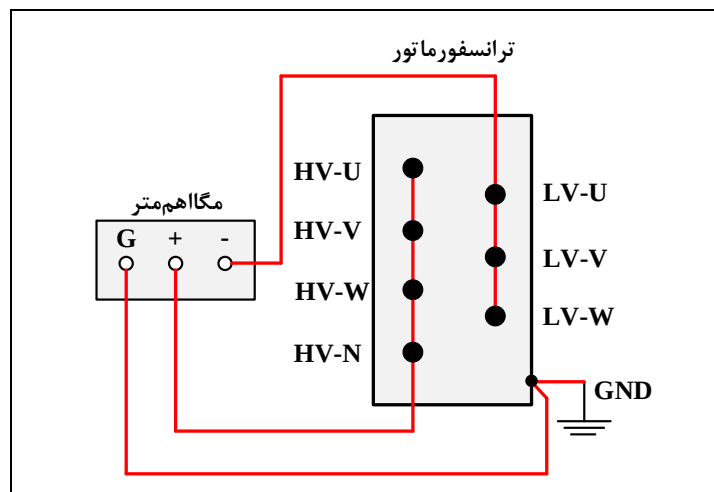


شکل (۱۲-۲): اندازه گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (HV+LV) – (TV + GND) بدون گارد در یک اتوترانسفورماتور سه سیم پیچه با اتصال Yynd

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

برای دقت بالاتر و خصوصاً برای عیب یابی می توان از اتصال گارد استفاده کرد. جریان نقطه ای که به گارد متصل است از مسیر اندازه گیری عبور نمی کند و لذا مقاومت های عایقی مربوط به آن نقطه در اندازه گیری دخالت نخواهند داشت. جدول (۲-۸) نحوه اتصالات برای اندازه گیری مقاومت عایقی بین سیم پیچ ها و مقاومت بین سیم پیچ تا زمین را به تفکیک انواع ترانسفورماتور مشخص کرده است.

اندازه گیری اتصال HV-LV با گارد برای یک ترانسفورماتور دو سیم پیچه در شکل (۲-۱۳) نشان داده شده است. چنان که دیده می شود ترمینال های سیم پیچ HV به هم متصل شده و تشکیل یک الکترو دانه اند و به خروجی مثبت (+) مگا اهم متر متصل شده اند. ترمینال های LV نیز به یکدیگر متصل شده و تشکیل یک الکترو دانه اند و به خروجی منفی (-) متصل شده اند. ترمینال زمین که در اندازه گیری تاثیری نداشته، به خروجی گارد (G) متصل شده است. بدین ترتیب عایق بین سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف مورد آزمون قرار می گیرد.



شکل (۲-۱۳): اندازه گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (HV) - (LV)

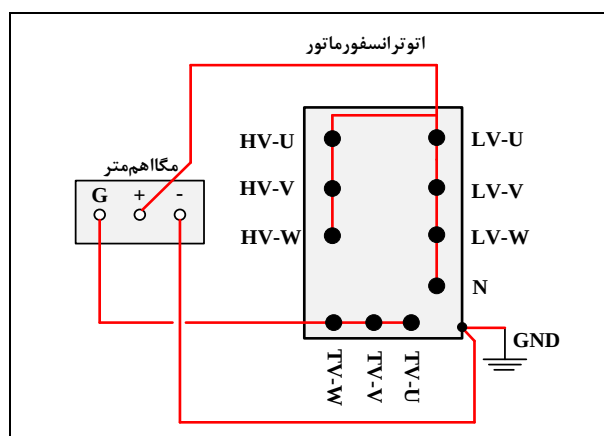
با گارد در یک ترانسفورماتور دو سیم پیچه با اتصال YNd

اندازه گیری اتصال (HV+LV) - (GND) با گارد برای یک اتوترانسفورماتور سه سیم پیچه در شکل (۲-۱۴) نشان داده شده است. ترمینال های HV و LV که در اصل یک سیم پیچ هستند به هم متصل شده تشکیل یک الکترو دانه اند و به خروجی مثبت (+) مگا اهم متر متصل شده اند. زمین به خروجی منفی (-) متصل شده است. ترمینال های TV نیز به یکدیگر متصل شده و به خروجی گارد (G) وصل شده است تا در اندازه گیری دخالتی نداشته باشد. بدین ترتیب عایق بین سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف تا زمین مورد آزمون قرار می گیرد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۸): اندازه‌گیری مقاومت‌های عایقی به تفکیک با استفاده از گارد

نوع تجهیز	خروجی‌های مگا اهم‌متر			مقاومتی که اندازه‌گیری می‌شود
	مثبت	منفی	اتصال گارد	
ترانسفورماتور دو سیم پیچه	HV	GND	LV	HV – GND
	LV	GND	HV	LV – GND
	HV	LV	GND	HV – LV
ترانسفورماتور سه سیم پیچه	HV	GND	(LV + TV)	HV – GND
	LV	GND	(HV + TV)	LV – GND
	TV	GND	(HV + LV)	TV – GND
	HV	LV	(TV + GND)	HV – LV
	HV	TV	(LV + GND)	HV – TV
	LV	TV	(HV + GND)	LV – TV
	(HV + LV)	GND	–	(HV + LV) – GND
	(HV + LV)	GND	TV	(HV + LV) – GND
اتوترانسفورماتور (سه سیم پیچه)	(HV + LV)	TV	GND	(HV + LV) – TV
	TV	GND	(HV + LV)	TV – GND
	(HV + LV)	TV	GND	(HV + LV) – TV



شکل (۲-۱۴): اندازه‌گیری مقاومت عایقی مربوط به اتصال (HV+LV) – (GND)

با گارد در یک اتوترانسفورماتور سه سیم پیچه با اتصال Yynd

برای سطح انتقال توصیه می‌شود که ولتاژ آزمون 2.5 kV یا 5 kV باشد و ترجیح با ولتاژ بالاتر (5 kV) است. IEEE C57.152 قید می‌کند که ولتاژ بایستی برای مدت یک دقیقه ثابت نگه داشته شود و سپس

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مقدار جریان یا مقاومت قرائت شود. با توجه به اینکه مقدار مقاومت در ولتاژهای مختلف ممکن است متفاوت باشد، هر گونه مقایسه بایستی با مقدار اندازه‌گیری شده در همان ولتاژ انجام شود. ولتاژ آزمون بایستی بزرگ‌تر از مقدار موثر ولتاژ نامی سیم‌پیچ باشد.

۲-۴-۴- نکات آزمون مقاومت عایقی

- نکات زیر بایستی هنگام آزمون مقاومت عایقی مدنظر باشد:
- ا. منظور از مقاومت عایقی، مقاومت اندازه‌گیری شده در زمان یک دقیقه است.
 - ب. هنگام انجام آزمون، پوشینگ ترانسفورماتور بایستی خشک و تمیز باشد. در غیر این صورت عدد مقاومت عایقی ممکن است کوچک‌تر از مقدار واقعی اندازه‌گیری شود.
 - ت. پیش از انجام آزمون باتری دستگاه‌ها باید کنترل شود. دقت دستگاه در حالتی که شارژ باتری کم باشد مناسب نخواهد بود.
 - ث. در هیچ شرایطی نباید آزمون فوق در حالتی که ترانسفورماتور تحت خلاء است انجام شود.
 - ج. در صورتی که در حین آزمون، جریان به جای کم و پایدار شدن شروع به افزایش کند، آزمون بایستی به سرعت متوقف شود. افزایش شدید جریان نشان دهنده عیب عایقی سیم‌پیچ است.
 - ح. پس از انجام آزمون، ترمینال همه سیم‌پیچ‌ها بایستی به مدت طولانی زمین شود تا بار ایجاد شده در ترانسفورماتور تخلیه شود.

۲-۴-۵- عدد پلاریزاسیون

طبق تعریف عدد پلاریزاسیون (PI) نسبت بین مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه به مقاومت عایقی در یک دقیقه در ولتاژ ثابت است:

$$PI = \frac{R_{10'}}{R_1} \quad (2-3)$$

بنابراین در هنگام اندازه‌گیری مقاومت عایقی با ثبت مقدار مقاومت در ۱۰ دقیقه و یک دقیقه و تقسیم این دو مقدار اندیس پلاریزاسیون محاسبه می‌شود. عدد پلاریزاسیون پایین‌تر می‌تواند نشانه تخریب عایق یا وجود رطوبت بالا باشد. نکته مهم PI آن است که مواردی که بر اندازه‌گیری مقاومت عایقی تاثیر می‌گذارند مثل رطوبت یا دما برای هر دو اندازه‌گیری (یک و ده دقیقه) یکی است و لذا خطاهای فوق در آن تاثیر قابل توجهی ندارد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تفسیر عدد PI به صورت جدول (۲-۹) است که از استاندارد IEEE C57.152 استخراج گردیده و تجربه متخصصین و سایر مراجع دیگر نیز در آن لحاظ شده است [۲۷]. منظور از خطرناک و ضعیف حالتی است که بایستی آزمون های تکمیلی جهت عیب یابی انجام شود. از جمله در صورتی که هیچ یک از آزمون های معمول عیب را تشخیص ندهند، انجام آزمون ولتاژ القایی توصیه می شود. برای آزمون های تکمیلی و عیب یابی ترانسفورماتور بایستی توصیه های متخصصین ذیربط رعایت شود.

جدول (۲-۹): تفسیر عدد PI

وضعیت عایق	عدد پلاریزاسیون
خطرناک	$< 1/0$
ضعیف	$\geq 1/0 - 1/1$
مشکوک	$> 1/1 - 1/25$
قابل قبول	$> 1/25 - 2$
خوب	> 2

۲-۴-۶- نکات آزمون عدد پلاریزاسیون

ا) اندیس PI در مورد ترانسفورماتورهای نو بایستی استفاده شود. عدد پلاریزاسیون مایع عایقی همیشه نزدیک به یک است. بنابراین، ممکن است عدد پلاریزاسیون ترانسفورماتوری که در آن مایع عایقی هدایت کمی دارد (مثل روغن نو) کم باشد هرچند سیستم عایقی بدون مشکل است.

ب) به ازای هر یک از مقاومت هایی که در جدول (۲-۸) اندازه گیری می شود یک عدد پلاریزاسیون نیز می تواند اندازه گیری شود. بایستی توجه داشت که در قسمت هایی که چندان از لحاظ عایقی مهم نیست (مانند عایق بین سیم پیچ فشارضعیف با زمین یا ثالثیه با زمین) ممکن است از عایق های نه چندان مرغوب استفاده شده باشد. وجود چنین عایق هایی باعث خراب شدن عدد پلاریزاسیون می شود و به همین دلیل توصیه می شود که عدد پلاریزاسیون با مقدار کارخانه ای نیز مقایسه شود. در صورتی که مقدار PI در کارخانه کم بوده است، کم بودن PI اندازه گیری شده بایستی به عنوان مشکل در عایق تعبیر شود.

ت) هنگام اندازه گیری مقاومت عایقی به منظور محاسبه عدد پلاریزاسیون، عدد مقاومت عایقی بایستی در هر سه زمان ۱۵ ثانیه، ۶۰ ثانیه و ۱۰ دقیقه ثبت شود. علت آن است که احتمالاً در ادامه اندازه گیری، دستگاه پس از گذشت چند دقیقه به حالت Out of range برود و عدد مقاومت عایقی در ۱۰ دقیقه

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

به دلیل بزرگ بودن قابل اندازه‌گیری نباشد. در چنین حالتی، تقسیم مقاومت عایقی در ۶۰ ثانیه به ۱۵ ثانیه معیار قرار خواهد گرفت. معمولاً عدد پلاریزاسیون که از تقسیم ۶۰ ثانیه به ۱۵ ثانیه به دست می‌آید نباید کم‌تر از عدد ۱/۳ باشد. در چنین حالتی بایستی به نظر متخصصین خبره مراجعه کرد.

۲-۴-۵ - آزمون مقاومت عایقی هسته

۲-۴-۵-۱ - کلیات، نحوه ارزیابی

مطابق IEEE C57.152 این آزمون بایستی به صورت منظم انجام شود. توصیه می‌شود که این آزمون همراه با سایر آزمون‌های الکتریکی انجام شود. هدف این آزمون ارزیابی عایق هسته ترانسفورماتور است. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به زمین شدن هسته در نقطه دوم باشد، این آزمون بایستی صورت گیرد.

در حالت عادی، هسته ترانسفورماتور تنها از یک نقطه زمین می‌شود. در صورتی که به صورت اتفاقی نقطه دومی زمین شود، جریان گردشی قابل توجهی در هسته و از طریق زمین ایجاد می‌شود. علت ایجاد این جریان، القای ولتاژ در اثر شار پراکندگی است. این جریان که از هسته، اتصال زمین اصلی و اتصال زمین ناخواسته عبور می‌کند منجر به ایجاد نقطه داغ درون ترانسفورماتور می‌شود و در نتیجه گاز تولید می‌کند. بنابراین، در صورتی که آزمون DGA وجود نقطه داغ را نشان دهد و نتیجه آزمون مقاومت DC مناسب بودن اتصالات و تپ‌ها باشد، جریان گردشی هسته می‌تواند علت تولید گاز باشد و لذا آزمون مقاومت عایقی هسته به منظور اطمینان از عدم زمین‌بودن هسته در نقطه دوم باید انجام گیرد. همچنین، بایستی توجه کرد که در ترانسفورماتورهای بزرگ، معمولاً کانال‌هایی برای خنک‌سازی در هسته تعبیه می‌شود و بسته‌های هسته طرفین کانال‌های خنک‌کننده از یک نقطه به یکدیگر وصل می‌شوند. در صورتی که بسته‌های هسته در نقطه دیگری نیز به یکدیگر متصل شوند، آنگاه مشابه حالت قبل جریان گردشی قابل توجهی ایجاد می‌شود که باعث ایجاد نقطه داغ و تولید گاز می‌شود.

به غیر از مورد فوق، توجه به روند تغییرات مقاومت عایقی هسته در طول زمان به ارزیابی عایق هسته و ترانسفورماتور و در صورت ایجاد تغییراتی در ترانسفورماتور، که ممکن است عایق هسته را تحت تاثیر قرار دهد، همچنین، تشخیص پیری زودهنگام آن در صورت وجود کمک می‌کند. انجام این آزمون پیش از برق‌دار کردن توصیه می‌شود. پس از اندازه‌گیری میزان مقاومت عایقی هسته تا زمین، ارزیابی می‌تواند مطابق جدول (۲-۱۰) به شرح ذیل که در IEEE C57.152 ارائه شده است انجام شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۱۰): مقاومت عایقی هسته ترانسفورماتورهای کارکرده مطابق IEEE C57.152 [۹]

مقدار مقاومت عایقی	وضعیت ترانسفورماتور
$> 100 \text{ M}\Omega$	عادی
$10 - 100 \text{ M}\Omega$	نشان گر تخریب عایق
$< 10 \text{ M}\Omega$	نیاز به بررسی

۲-۴-۵-۲- نحوه انجام و نکات قابل توجه

برای انجام این آزمون بایستی مراحل زیر انجام شود:

اتصال زمین هسته باید باز شود. در ترانسفورماتورهای جدید این اتصال از بیرون در دسترس است. در مورد ترانسفورماتورهای قدیمی ممکن است این اتصال داخل ترانسفورماتور باشد و لازم است مقداری روغن برای انجام آزمون تخلیه شود. زمانی که زمین هسته در دسترس نباشد بایستی با سازنده یا متخصصین دارای صلاحیت مشورت شود.

پس از باز کردن زمین، بایستی توسط یک مگا اهم متر یک ولتاژ DC بین هسته و تانک ترانسفورماتور (زمین) ایجاد شود. سپس، مقدار مقاومت مذکور بایستی قرائت گردد. در صورتی که مقدار مقاومت کم تر از $10 \text{ M}\Omega$ باشد، IEEE C57.152 توصیه می کند که مقاومت در رنج پایین تر دستگاه اندازه گیری شود تا اندازه گیری دقت بالاتری داشته باشد.

در صورتی که اتصال بین بسته های (قسمت های جداگانه) هسته در طرفین کانال های خنک کننده اتفاق افتاده باشد، انجام آزمون فوق موردی را نشان نمی دهد. برای تشخیص چنین خطایی بایستی پس از خالی کردن مقدار مناسب روغن، اتصال بین بسته های هسته از داخل تانک باز شده و آزمون مقاومت عایقی بین بسته های مختلف هسته انجام شود.

در اندازه گیری مقاومت عایقی هسته نکات زیر بایستی مدنظر باشد:

أ) طبق IEC 60076-1 مقدار ولتاژ آزمون بایستی از 500 V DC تجاوز نکند [۳۴]. (IEC در مورد ترانسفورماتورهایی که اتصال زمین، بیرون تانک قرار دارد مقدار ولتاژ را 2500 V DC قید می کند اما بایستی مدنظر داشت که این ولتاژ مربوط به آزمون کارخانه ای است.

ب) در هنگام باز کردن پیچ اتصال زمین داخلی باید احتیاط کرد. در صورتی که مهره در جای خود ثابت نباشد، ممکن است با باز کردن پیچ، مهره (یا خود پیچ) درون تانک سقوط کند. چنین حالتی خطرناک است و می تواند منجر به آسیب ترانسفورماتور شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت) بهتر است دمای هسته نزدیک به دمای مرجع 20°C باشد. در هر حال، بایستی دمای هسته تخمین زده شود تا دقت اندازه گیری مناسب باشد.

۲-۴-۶- آزمون تلفات عایقی ($\tan\delta$) و خازن سیم پیچ ها

۲-۴-۶-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

آزمون $\tan\delta$ و میزان خازن سیم پیچ ها معمولاً به صورت هم زمان انجام می شود. علت آن است که تغذیه AC و اندازه گیری جریان شارژ برای اندازه گیری $\tan\delta$ الزامی است و لذا مقدار خازن نیز هم زمان قابل اندازه گیری است. آزمون $\tan\delta$ به عنوان یکی از موثرترین روش های ارزیابی یک سیستم عایقی مثل ترانسفورماتور شناخته می شود و لذا می توان گفت که یک آزمون مهم در برنامه نگهداری ترانسفورماتور است [۹]. همان طور که اندازه گیری $\tan\delta$ و خازن هم زمان انجام می شود، برای ارزیابی دقیق تر عایق ترانسفورماتور، هر دو مقدار خازن و $\tan\delta$ بایستی با هم مورد توجه و مقایسه قرار گیرد. هر زمان که نتایج آزمون مقاومت عایقی قابل قبول نباشد، انجام آزمون $\tan\delta$ توصیه می شود.

آزمون $\tan\delta$ به طور کلی مشخص می کند که آیا عایق مرطوب و یا آلوده شده است یا خیر. با آلوده شدن یا آسیب دیدن عایق، مقدار $\tan\delta$ آن تغییر می کند. موارد دیگری که باعث تغییر $\tan\delta$ می شود عبارتند از: کربنیزه شدن عایق، بوشینگ آسیب دیده، آلودگی عایق با ذرات هادی و هسته ترانس که به صورت مناسب زمین نشده و یا زمین آن باز شده است. مقدار $\tan\delta$ معمولاً بر حسب درصد گزارش می شود.

از سوی دیگر، در صورتی که سیم پیچ به صورت مکانیکی جابه جا شده باشد، مقدار خازن سیم پیچ تغییر خواهد کرد و لذا مقدار خازن می تواند چنین جابه جایی هایی را مشخص سازد. هر سیستم عایقی را می توان به صورت دو الکتروود و یک عایق بین آن ها تصور کرد که تشکیل یک خازن می دهند. برای مثال، سیم پیچ فشارقوی و فشارضعیف دو الکتروود هستند و بین آن ها عایقی وجود دارد و لذا یک خازن بین این دو سیم پیچ قابل تعریف است. مقدار این خازن به وضعیت هندسی سیم پیچ ها و همچنین، عایق بین آن ها بستگی دارد. به همین دلیل است که جابه جایی فیزیکی سیم پیچ ها باعث تغییر خازن می شود.

با توجه به اینکه مقدار خازن بستگی به هندسه سیم پیچ دارد، مقدار آن از یک مورد به مورد دیگر متفاوت است و لذا مقایسه خازن بایستی با مقدار اندازه گیری شده قبلی از همان ترانسفورماتور باشد. بهترین مورد، آن است که خازن های اندازه گیری شده در ابتدای کار ترانسفورماتور به عنوان مرجع انتخاب شوند. در صورتی که دسترسی به این داده ها وجود نداشته باشد، اولین اندازه گیری موجود می تواند مرجع مقایسه باشد. همچنین، در صورتی که هیچ گونه اندازه گیری وجود نداشته باشد، توصیه می شود که در اولین دوره نگهداری

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ترانسفورماتور، خازن ها اندازه گیری شده تا به عنوان مبنا برای آزمون های بعدی قابل استفاده باشد. بر اساس میزان تغییرات خازن ها نسبت به مقدار مرجع می توان در مورد وضعیت ترانسفورماتور اظهار نظر کرد. معیار تعیین شده توسط IEEE C57.152 در جدول (۲-۱۱) نشان داده شده است.

جدول (۲-۱۱): خازن اندازه گیری شده ترانسفورماتور بر اساس IEEE C57.152 [۹]

تغییرات نسبت به مقدار مرجع	وضعیت ترانسفورماتور
$< 0.5\%$	عادی
$0.5\% - 1.0\%$	نیاز به بررسی بیشتر دارد. بایستی آزمون های دیگر انجام شوند تا مشکل و شدت آن مشخص شود.
$> 1.0\%$	خطرناک. ترانسفورماتور نبایستی وارد مدار گردد.

از سوی دیگر چون $\tan\delta$ به ابعاد بستگی ندارد، می توان یک مقدار کلی برای ترانسفورماتورها در نظر گرفت. در این حالت نیز مقایسه با مقدار اندازه گیری قبلی مفید است چرا که افزایش پیوسته $\tan\delta$ در سال های متمادی می تواند نشان دهنده تشدید مشکل در ترانسفورماتور باشد. مطابق IEEE C57.152 مقادیر $\tan\delta$ بزرگ تر از ۱٪ برای ترانسفورماتورها قابل قبول نیست. در صورتی که مقدار $\tan\delta$ یک ترانسفورماتور از این مقدار بیشتر باشد، بایستی مطابق توصیه کارشناسان خبره عمل کرد. لازم به ذکر است که این مقدار مربوط به دمای 20°C بوده و لذا برای مقایسه، مقدار اندازه گیری شده $\tan\delta$ بایستی به دمای 20°C اصلاح شود. با توجه به اینکه حد ترانسفورماتور نو 0.35% و حد ترانسفورماتور در حال بهره برداری 0.5% است، توصیه می شود که اگر مقادیر $\tan\delta$ خارج از حدود مذکور می باشند آزمون های اضافی صورت گیرد تا اطمینان حاصل شود که مشکل موجود در ترانسفورماتور در حال گسترش نیست. در این مورد نیز نظر کارشناسان ملاک عمل خواهد بود.

۲-۴-۶-۲- اصلاح دمایی

دما تاثیر قابل توجهی بر روی عدد $\tan\delta$ دارد. به طور کلی هرچه دما بالاتر باشد، مقدار $\tan\delta$ بزرگ تر خواهد بود. علت آن است که روغن با افزایش دما گرانروی کمتری خواهد داشت و مولکول های آن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

راحت تر در فرآیند پلاریزاسیون شرکت می کنند و لذا $\tan \delta$ بزرگ تر خواهد شد. به صورت تقریبی به ازای هر ده درجه افزایش دما، مقدار $\tan \delta$ به میزان ۲۵٪ بزرگ تر خواهد شد. به جهت مقایسه، دمای 20°C به عنوان مرجع انتخاب شده است. بنابراین بایستی مقادیر اندازه گیری شده $\tan \delta$ به دمای 20°C اصلاح شوند. ضرایب اصلاح به دمای 20°C (K_T) در جدول (۲-۱۲) ارائه شده است. برای اصلاح، بایستی مقدار اندازه گیری شده در دمای T ($\tan \delta_T$) بر K_T تقسیم شود تا عدد $\tan \delta$ در دمای 20°C محاسبه شود:

$$\tan \delta_{20^{\circ}} = \frac{\tan \delta_T}{K_T} \quad (2-4)$$

لازم به ذکر است که این ضریب تصحیح در نسخه ۲۰۰۶ استاندارد IEEE C57.12.90 وجود داشته است اما در نسخه های بعدی حذف و توصیه شده که در صورت وجود، از ضرایب تصحیحی که توسط سازندگان داده شده است استفاده شود. بایستی توجه داشت که ضرایب فوق دارای خطا بوده و هرچه دما به 20°C نزدیک تر باشد، خطای اصلاح $\tan \delta$ کم تر است. به همین دلیل توصیه می شود تا این آزمون بعد از سرد شدن ترانسفورماتور انجام شود تا دما هر چه بیشتر به 20°C نزدیک باشد.

جدول (۲-۱۲): ضرایب اصلاح دمایی $\tan \delta$ به دمای 20°C (K_T)

براساس IEEE C57.12.90 2006 [۳۷]

دمای اندازه گیری	ضریب اصلاح	دمای اندازه گیری	ضریب اصلاح
۱۰	۰/۸	۴۵	۱/۷۵
۱۵	۰/۹	۵۰	۱/۹۵
۲۰	۱/۰	۵۵	۲/۱۸
۲۵	۱/۱۲	۶۰	۲/۴۲
۳۰	۱/۲۵	۶۵	۲/۷۰
۳۵	۱/۴۰	۷۰	۳/۰۰
۴۰	۱/۵۵		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۴-۶-۳- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

آزمون مقادیر خازن و $\tan\delta$ معمولاً توسط پل‌هایی مثل پل شرینگ تعیین می‌شود. در کنار پل به یک منبع ولتاژ AC و یک خازن استاندارد نیاز است. منظور از خازن استاندارد، خازنی است که مقدار $\tan\delta$ آن بسیار کوچک و عدد خازن آن با دقت بالا مشخص و بدون تغییر باشد. مجموعه‌های آزمون که شامل هر سه مورد فوق باشند نیز وجود دارد که به کمک آن می‌توان آزمون را انجام داد. لازم است فردی که با این مجموعه‌ها کار می‌کند به دستگاه، دستورالعمل آن و نکات ایمنی کاملاً مسلط باشد. برای گرفتن نتایجی که با یکدیگر قابل مقایسه باشند توصیه می‌شود که در آزمون‌های مختلف یک ترانسفورماتور، از یک دستگاه اندازه‌گیری استفاده شود.

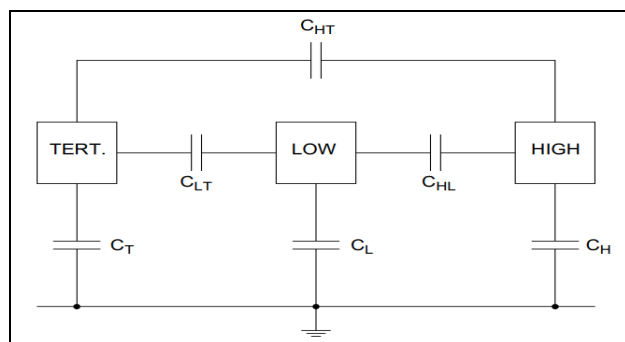
برای آزمون می‌توان از هر ولتاژی در محدوده ولتاژ نامی ترانسفورماتور استفاده کرد. به این منظور بایستی به ولتاژ نامی بوشینگ نوترال که معمولاً کم‌ترین عدد است توجه داشت. ولتاژ معمول دستگاه‌ها در محدوده 2 kV تا 12 kV قرار دارد. IEEE C57.152 توصیه می‌کند که ولتاژ آزمون برابر مقدار نامی و یا حداکثر به میزان 10 kV باشد. IEEE C57.12.00 اشاره می‌کند که ولتاژ آزمون نباید بیشتر از نصف ولتاژ آزمون فرکانس قدرت برای هر قسمت از سیم‌پیچ یا نباید بیشتر از ولتاژ 10 kV باشد و مقدار کم‌تر ملاک است. بنابراین ولتاژ آزمون به صورت معمول 10 kV است مگر آنکه ولتاژ نامی ترانسفورماتور از این مقدار کم‌تر باشد که در این صورت این مقدار معیار است. بهتر است به جهت مقایسه، در کارخانه نیز مقدار $\tan\delta$ در ولتاژ پایین (کم‌تر از 10 kV) گزارش شود چرا که معمولاً امکان اندازه‌گیری $\tan\delta$ در ولتاژ نامی در پست وجود ندارد.

هنگام انجام آزمون بایستی دمای ترانسفورماتور ثبت شود. علت آن است که مقدار $\tan\delta$ به دما حساس است و با آن تغییر می‌کند. سپس برای مقایسه مقدار $\tan\delta$ بایستی به دمای 20°C اصلاح شود که در قسمت اصلاح دمایی توضیح داده شده است. همچنین، از انجام آزمون در دمای پایین‌تر از انجماد آب بایستی خودداری شود چون نتایج آزمون را به شدت تحت تاثیر قرار می‌دهد. توصیه می‌شود که مقدار رطوبت نسبی محیط برای مقایسه در آزمون‌های بعدی ثبت شود. انجام آزمون در هنگام بارش باران توصیه نمی‌شود چون وجود قطرات بر روی عایق خارجی باعث افزایش جریان خزشی شده که معمولاً آزمون را تحت تاثیر قرار می‌دهد. با توجه به اینکه در ترانسفورماتور قسمت‌های عایقی متفاوتی قابل تشخیص است (به عنوان مثال بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف یا بین سیم‌پیچ فشارقوی و زمین) لازم است که مقدار خازن و $\tan\delta$ این سیستم‌ها نیز به تفکیک اندازه‌گیری شود. IEEE C57.152 ذکر می‌کند که گاهی $\tan\delta$ مناسب یکی از

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

سیستم‌های عایقی، وضعیت بد سایر سیستم‌های موجود را می‌پوشاند و لذا مهم است که تا حد امکان سیستم‌های عایقی به تفکیک ارزیابی شوند و این بدین معنا است که خازن و $\tan\delta$ قسمت‌های مختلف به تفکیک اندازه‌گیری شوند. بنابراین لازم است تا آزمون $\tan\delta$ برای سیم‌پیچ‌ها نسبت به زمین و بین سیم‌پیچ‌ها انجام شود.

نحوه اتصال مشابه با آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ است و لذا مناسب است به توضیحات این قسمت مراجعه شود. کلیه ترمینال‌های یک سیم‌پیچ (فازها و نوترال در یک سطح ولتاژ) بایستی به یکدیگر متصل شوند (مشابه مقاومت عایقی). همچنین، اتصال زمین ترمینال نوترال بایستی باز شود. در حالت اتوترانسفورماتور که سیم‌پیچ‌های فشارقوی و فشارضعیف از لحاظ الکتریکی مستقل نیستند، همه ترمینال‌های HV و LV و نوترال بایستی به یکدیگر متصل شده و به عنوان یک الکتروود در نظر گرفته شود. بسته به اینکه ترانسفورماتور دارای یک سیم‌پیچ (اتوترانسفورماتور بدون ثالثیه یا راکتور)، دو سیم‌پیچ و یا سه سیم‌پیچ مستقل باشد، اتصالات آزمون متفاوت است. برای یک ترانسفورماتور سه سیم‌پیچ که یک حالت کلی است، شش خازن شامل: CL, CH, CT, CHT, CHL می‌توان تعریف کرد. این خازن‌ها در شکل (۲-۱۵) نمایش داده شده‌اند. خازن‌های CL, CH و CT بین هر سیم‌پیچ تا زمین تعریف می‌شود در حالی که خازن‌های CHL, CHT و CLT خازن بین سیم‌پیچ‌ها با یکدیگر است. برای هر خازن یک $\tan\delta$ مجزا قابل اندازه‌گیری است. بنابراین، مجموعه اتصالات توصیه شده به نحوی است که تک‌تک این خازن‌ها و $\tan\delta$ متناظر آن‌ها اندازه‌گیری شود.



شکل (۲-۱۵): خازن‌های مختلف در یک ترانسفورماتور با سه سیم‌پیچ مستقل (TERT. و LOW, HIGH) نماد سیم‌پیچ فشارقوی، فشارضعیف و ثالثیه است

اتصالات توصیه شده در IEEE C57.152 و خازن‌هایی که در هر اتصال اندازه‌گیری می‌شود برای ترانسفورماتورهای تک‌سیم‌پیچ، دو سیم‌پیچ و سه سیم‌پیچ به تفکیک در جداول زیر ارائه شده است. دقت

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

شود که در آزمون خازن و $\tan\delta$ چهار نقطه قابل تشخیص است. منظور از خروجی «ولتاژ»، نقطه ای است که توسط دستگاه با ولتاژ چند کیلوولت تغذیه می شود. منظور از «زمین» اتصال زمین ترانسفورماتور است. منظور از «گارد» نقطه ای است که جریان آن نقطه از مسیر اندازه گیری عبور نمی کند و لذا خازن های مربوط به آن نقطه در اندازه گیری دخالت نخواهند داشت. آخرین مورد «UST» است که می تواند به عنوان سر دوم منبع تغذیه دستگاه اندازه گیری در نظر گرفته شود. در حالتی که دستگاه در مود UST نباشد (حالت GST) خازن های بین نقطه ولتاژ تا زمین اندازه گیری می شود اما در مود UST، دستگاه خازن بین خروجی ولتاژ و اتصال UST را اندازه گیری می کند. دقت شود که در همه آزمون هایی که در زیر توضیح داده شده اند زمین دستگاه به زمین ترانسفورماتور بدون واسطه متصل است.

جدول (۲-۱۳): اتصالات آزمون $\tan\delta$ برای ترانسفورماتور تک سیم پیچ بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی های دستگاه اندازه گیری خازن و $\tan\delta$			خازن و $\tan\delta$ متناظر آن که اندازه گیری می شود
	ولتاژ	زمین	گارد	
۱	HV	-	-	CH

جدول (۲-۱۴): اتصالات آزمون $\tan\delta$ برای ترانسفورماتور دو سیم پیچ بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی های دستگاه اندازه گیری خازن و $\tan\delta$					خازن و $\tan\delta$ متناظر آن که اندازه گیری می شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	HV	LV	-	-	GST	CH+CHL
۲	HV	-	LV	-	GST-g	CH
۳	HV	-	-	LV	UST	CHL
*۴	LV	HV	-	-	GST	CL+CHL
۵	LV	-	HV	-	GST-g	CL
۸	LV	-	-	HV	UST	CHL
* این آزمون ها برای کنترل صحت اندازه گیری انجام می شوند. خازن هایی که برای صحت سنجی به دست می آیند در زیر توضیح داده شده اند.						
کنترل آزمون		محاسبه			نتیجه (محاسباتی)	
۱		Test 1 – Test 2			CHL	
۲		Test 4 – Test 5			CHL	

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در جداول (۲-۱۳) تا (۲-۱۵) بعضی از آزمون ها با ستاره مشخص شده اند. این آزمون ها برای کنترل صحت اندازه گیری انجام می شوند و به تنهایی ارزشمند نیستند چرا که خازن هایی که در این آزمون ها اندازه گیری می شوند در مراحل بعدی به تفکیک مورد ارزیابی قرار می گیرند. به عنوان مثال در جدول (۲-۱۵) مقدار CH+CHL در آزمون ۱ و CH در آزمون ۲ اندازه گیری می شود. بنابراین در صورتی که خازن اندازه گیری شده در این دو آزمون از یکدیگر کسر شود، مقدار CHL با محاسبه به دست می آید. این خازن به صورت عملی در آزمون ۳ اندازه گیری می شود. نتیجه مقدار اندازه گیری CHL بایستی با مقدار محاسباتی (Test 1 – Test 2) همخوانی داشته باشد (در محدوده ۰.۵٪ خطا) در غیر این صورت اتصالات آزمون به درستی انجام نشده و آزمون باید مجدداً تکرار شود.

جدول (۲-۱۵): اتصالات آزمون $\tan\delta$ برای ترانسفورماتور سه سیم پیچه بر اساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی های دستگاه اندازه گیری خازن و $\tan\delta$					خازن و $\tan\delta$ متناظر آن که اندازه گیری می شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	HV	LV	TV	-	GST-g	CH+CHL
۲	HV	-	LV, TV	-	GST-g	CH
۳	HV	TV	-	LV	UST	CHL
*۴	LV	TV	HV	-	GST-g	CL+CLT
۵	LV	-	HV, TV	-	GST-g	CL
۶	LV	HV	-	TV	UST	CLT
*۷	TV	HV	LV	-	GST-g	CT+CHT
۸	TV	-	HV, LV	-	GST-g	CT
۹	TV	LV	-	HV	UST	CHT
* این آزمون ها برای کنترل صحت اندازه گیری انجام می شوند. مقادیر خازن هایی که برای صحت سنجی به دست می آیند در زیر توضیح داده شده اند.						
کنترل آزمون		محاسبه		نتیجه (محاسباتی)		
۱		Test 1 – Test 2		CHL		
۲		Test 4 – Test 5		CLT		
۳		Test 7 – Test 8		CHT		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۴-۶- نکات قابل توجه در آزمون خازن و $\tan\delta$

نکات زیر بایستی هنگام آزمون خازن و $\tan\delta$ مدنظر باشند:

- ا) ترانسفورماتور باید به طور کامل از شبکه مجزا شود. بنابراین، کلیه بوشینگ های نوترال سیم پیچ های با اتصال Y بایستی از زمین (یا تانک) مجزا شود و کلیه اتصالات سرفاز بوشینگ ها باز گردد. کلیه ترمینال های بوشینگ سیم پیچ های با یک سطح ولتاژ از قبیل ترمینال های A, B, C و در صورت وجود نوترال فشارقوی بایستی به یکدیگر متصل شوند.
- ب) اتصال بین بوشینگ ها بایستی کشیده، محکم و ترجیحاً از نوع تسمه باشد.
- ت) در صورتی که ترانسفورماتور دارای تپ باشد بهتر است روی تپ خنثی (تپ وسط) قرار داده شود.
- ث) همه CT های بوشینگ ها (در صورت باز شدن اتصالات از رله ها) بایستی اتصال کوتاه شوند.
- ج) انجام آزمون فشارقوی بر روی ترانسفورماتور تحت خلاء مجاز نیست.
- ح) بهتر است همه تست ها با دمای روغن نزدیک 20°C انجام شود.
- خ) با توجه به اینکه خازن بوشینگ به صورت موازی با خازن سیم پیچ تا زمین از نظر الکتریکی قرار می گیرد، آلودگی آن ممکن است باعث تغییر نتایج آزمون شود. به همین دلیل در صورت تغییرات قابل توجه بهتر است یک بار بوشینگ تمیز شده و آزمون مجدداً انجام شود. بنابراین توصیه می شود که هنگام انجام آزمون، بوشینگ ترانسفورماتور خشک و تمیز باشد.
- د) در هوای بارانی ریسک خطا در نتایج زیاد است و آزمون نبایستی انجام شود.
- ذ) توصیه می شود که برای مقایسه نتایج با دقت بالاتر حتی الامکان از یک دستگاه برای اندازه گیری استفاده شود.
- ر) توصیه می گردد که نتایج $\tan\delta$ مربوط به ولتاژهای یکسان با یکدیگر مقایسه شوند.
- ز) هنگام آزمون بایستی اطلاعات پلاک و همه اندازه گیری ها (شامل اندازه گیری های کنترل) ثبت شوند.
- س) اتصال زمین بایستی به صورت محکم (فلز به فلز) و مستقیم به نقطه زمین ترانسفورماتور تحت آزمون متصل شود. اتصال از طریق زمین پست نبایستی انجام شود یعنی زمین دستگاه نبایستی با این استدلال که ترانسفورماتور به زمین پست متصل است به شبکه زمین متصل شود بلکه باید مستقیماً به زمین خود ترانسفورماتور اتصال یابد.
- ش) در هنگام استفاده از پل به منظور کاهش تاثیر اغتشاشات بیرونی باید از کابل های کواکسیال برای اتصال بین ترانسفورماتور و پل استفاده کرد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

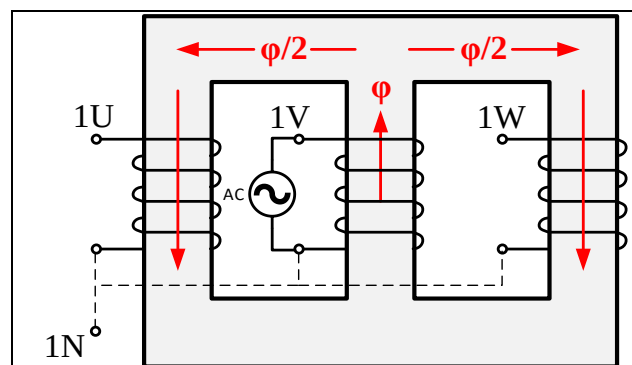
ص) در حالت معمول، مقدار $\tan\delta$ ترانسفورماتور نبایستی با تغییر ولتاژ آزمون (برای مثال از ۲ kV به ۱۰ kV) تغییر قابل توجه داشته باشد. رشد $\tan\delta$ با ولتاژ آزمون می تواند نشانه کربنیزه شدن مسیرهای عایقی در ترانسفورماتور باشد [۲۷].

ض) اگر ترانسفورماتور دارای تپ چنجری باشد که مجهز به مقاومت بای پس (Bypass Resistor) است، هنگام انجام آزمون، موقعیت تپ چنجر نباید بر روی تپ خشی باشد. علت آن است که در تپ خشی ممکن است سیم پیچ تپ از طریق مقاومت بای پس به سیم پیچ اصلی متصل باشد که نتایج آزمون را مخدوش می کند.

۲-۴-۷- آزمون تقسیم شار

۲-۴-۷-۱- کلیات، نحوه انجام و معیار پذیرش

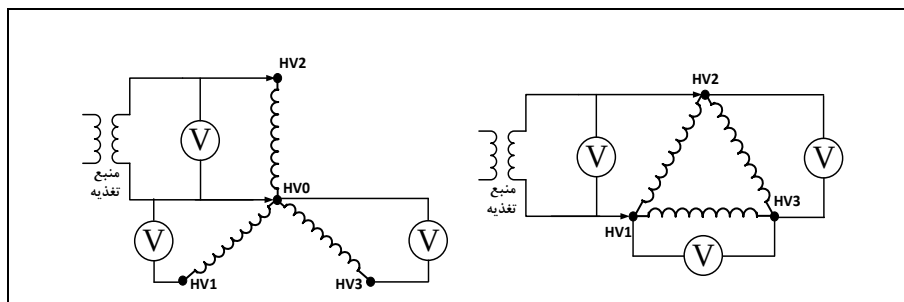
هدف از انجام آزمون تقسیم شار، بررسی مسیرهای مغناطیسی و همچنین، سلامت سیم پیچ ها از نظر اتصال حلقه است. این موضوع با یک مثال توضیح داده می شود. اگر هسته یک ترانسفورماتور سالم و بدون پس ماند باشد، با اعمال ولتاژ به سیم پیچ ستون وسط، شار در این ستون ایجاد می شود و این شار بین دو ستون کناری به طور یکسان تقسیم خواهد شد. علت آن است که رلوکتانس این دو مسیر با هم برابر هستند. این نحوه تقسیم شار در شکل (۲-۱۶) نمایش داده شده است. اما در صورتی که سیم پیچ یکی از ستون ها دارای اتصال حلقه باشد، با عبور شار از آن ستون مخالفت کرده و در نتیجه قسمت اعظم شار از ستون با سیم پیچ سالم عبور خواهد کرد. به این ترتیب با آزمون تقسیم شار می توان به خطا پی برد. برای اندازه گیری شار نیز از ولتاژ AC القاشده در سیم پیچ ها استفاده می شود.



شکل (۲-۱۶): تقسیم شار در یک ترانسفورماتور سالم با اتصال ستاره هنگام تغذیه فاز وسط

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

این آزمون به صورت تک‌فاز انجام می‌شود و مقادیر ولتاژ اندازه‌گیری‌شده در هر آزمون با یکدیگر مقایسه می‌شوند. بنابراین مقایسه آن بر اساس ولتاژهایی است که در هر آزمون اندازه‌گیری می‌شود. در این آزمون یک ولتاژ AC تک‌فاز به سیم‌پیچ یکی از فازها داده شده و مقدار ولتاژ القاشده در سیم‌پیچ دو فاز دیگر (در همان سطح ولتاژ) قرائت می‌شود. ولتاژ منبع نیز بایستی از محل ترمینال‌های سیم‌پیچ متصل به منبع ولتاژ قرائت شود. شکل (۱۷-۲) اتصال منبع تغذیه و ولت‌مترها را در حالت اتصال مثلث و ستاره برای تغذیه یک سیم‌پیچ نشان می‌دهد. پس از اولین اندازه‌گیری، منبع ولتاژ به سیم‌پیچ دوم منتقل شده و این کار بایستی برای سیم‌پیچ سه‌فاز انجام شود. ولتاژ 220 V برای انجام این آزمون کافی است.



شکل (۱۷-۲): مدار آزمون تقسیم شار در حالت اتصال ستاره و مثلث

معیار پذیرش به شکل زیر است:

- أ) هنگامی که ولتاژ به ساق وسط اعمال می‌شود، مقدار اندازه‌گیری‌شده در دو ساق دیگر (طرفین) می‌بایست برابر باشد.
 - ب) هنگامی که ولتاژ به ساق کناری اعمال می‌شود، ولتاژ ساق وسط بایستی بزرگ‌تر از ساق کناری باشد.
 - ت) در هر دو حالت فوق، جمع ولتاژهای اندازه‌گیری‌شده بایستی تقریباً با ولتاژ اعمال‌شده برابر باشد.
- دقت شود که موارد فوق مربوط به یک ترانسفورماتور با هسته سه‌ستونه است و در ترانسفورماتورهای چهار یا پنج ستونه و یا از نوع shell، الگوهای فوق متفاوت هستند. بنابراین، در هنگام تحلیل نتایج این آزمون بایستی به ساختار هسته توجه داشت.

۲-۴-۷-۲- نکات آزمون تقسیم شار

در انجام آزمون تقسیم شار بایستی به نکات زیر توجه داشت:

- أ) آزمون بایستی به صورت تک‌فاز انجام شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ب) هنگام انجام آزمون بهتر است تپ در بالاترین موقعیت و به نحوی باشد که کل سیم پیچ در مدار باشد.

ت) برای اندازه گیری بایستی از ولت متر عقربه ای بدون منبع تغذیه (بدون تقویت کننده) استفاده شود. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیر پذیری ولت مترهای دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.

ث) در هنگام آزمون بایستی اتصالات ترانسفورماتور یادداشت شود و هنگام تحلیل به این اتصالات دقت کرد.

ج) در صورتی که منبع ایزوله نباشد در حالت اتصال ستاره زمین شده بایستی دقت کرد که فاز دستگاه به نول ترانسفورماتور متصل نشود چرا که منبع از طریق زمین اتصال کوتاه می شود. استفاده از منبع ایزوله توصیه می شود.

ح) در صورت وجود شک بهتر است اندازه گیری از سمت سیم پیچ های LV نیز انجام شود. در این حالت بایستی اکیداً توجه داشت که تغذیه همچنان از سمت فشارقوی انجام شود چون تغذیه از سمت فشار ضعیف باعث القای ولتاژ فشارقوی در ترمینال سیم پیچی HV می شود که خطرناک است. به بیان دیگر، همزمان با تغذیه از سمت فشارقوی، تقسیم شار می تواند در هر دو سمت فشارقوی و فشار ضعیف اندازه گیری شود.

خ) نتایج آزمون تقسیم شار از وضعیت پس ماند هسته متاثر می شود. به همین دلیل بهتر است پیش از انجام آزمون، پس ماند هسته گرفته شود تا هسته بدون پس ماند باشد. همچنین، مناسب است که این آزمون قبل از آزمون مقاومت DC که باعث ایجاد پس ماند در هسته می شود انجام گیرد.

۲-۴-۸- آزمون جریان بی باری

۲-۴-۸-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از انجام آزمون جریان بی باری که به عنوان آزمون تحریک تک فاز نیز شناخته می شود، بررسی مشخصات مدار باز سیم پیچ ترانسفورماتور است. این آزمون به طور کلی مشکلات عمده در مدار مغناطیسی ترانسفورماتور (مثل اتصال کوتاه شدید در ورق های هسته)، مشکلات در سیم پیچ های موازی با تعداد دورهای یکسان، بعضی مشکلات شیلد و همچنین، دورهای اتصال کوتاه شده در یک سیم پیچ را مشخص می سازد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

مقدار جریان بی باری به ابعاد ترانسفورماتور و مشخصات مغناطیسی آن بستگی دارد و لذا بین واحدهای مختلف متفاوت است. بنابراین اساس مقایسه در یک ترانسفورماتور مقایسه بین فازها و دقت به الگوی ایجاد شده است. مقایسه با مقادیر اندازه گیری شده در گذشته نیز مفید است.

الگوهای زیر در ترانسفورماتور معمول است:

أ) جریان دو فاز بزرگتر از جریان فاز سوم است. این موضوع در ترانسفورماتورهای سه ستونه اتفاق می افتد. در اتصال مثلث و ستاره چنین حالتی رخ می دهد. جریان فازی که کم تر است معمولاً حدود $\frac{1}{8}$ جریان دو فاز دیگر است. حتی اگر هنگام آزمون سیم پیچ مثلث، ترمینال فاز سوم زمین نشود همچنان همین الگو مشاهده خواهد شد.

ب) جریان در هر سه فاز برابر است. این حالت زمانی رخ می دهد که ترانسفورماتورها به صورت بانک باشند (۳ دستگاه ترانسفورماتور تک فاز).

ت) جریان های برابر در فازهای مختلف (در هر یک از دو حالت فوق) بایستی با یکدیگر مقایسه شوند. در صورتی که جریان بی باری کمتر از 50 mA باشد اختلاف مقدار جریان های دو فاز کناری در حالت های ۱ و ۲ یا سه فاز در حالت بانک ترانسفورماتور بایستی کمتر از 10% باشد. در حالتی که جریان بی باری بزرگتر از 50 mA باشد، اختلاف قابل قبول بین فازهای مشابه 5% است. مقادیر اختلاف بالاتر از این اعداد بایستی توسط آزمون های دیگر مورد بررسی قرار گیرد [۲۸].

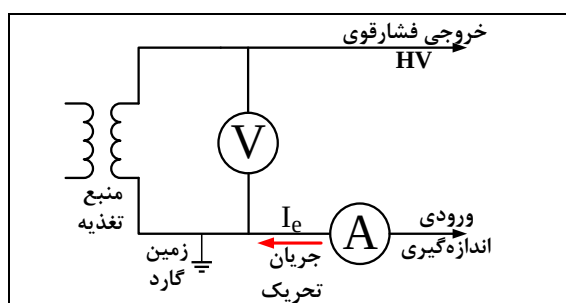
بایستی توجه نمود که در حالتی که ترانسفورماتور چهارستونه یا پنج ستونه یا از نوع shell باشد، الگوها متفاوت خواهد بود.

۲-۴-۸-۲- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

این آزمون شامل اعمال یک ولتاژ AC تا 230 V به صورت تک فاز و اندازه گیری جریان کشیده شده از منبع است. این آزمون از سمت HV انجام می شود در حالی که ترمینال های سیم پیچی LV (به جز نوترال) باز هستند. به بیان دیگر، کلیه اتصالات به غیر از زمین بایستی باز شوند. در ترانسفورماتورهای سه فاز این آزمون با اتصال منبع تک فاز به یک سیم پیچ در آن واحد انجام می شود و سپس نوبت به سیم پیچ های سایر فازها می رسد. در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به خطا باشد، در صورت نیاز، آزمون بی باری می تواند در سمت LV نیز انجام شود فقط بایستی به ولتاژ ایجاد شده در ترمینال های سیم پیچی HV توجه کرد چرا که ولتاژ فشارقوی در آن ها ایجاد خواهد شد. در هر حالت، ولتاژ آزمون نبایستی از مقدار نامی سیم پیچ

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بزرگ تر باشد. نکته دیگری که ولتاژ آزمون را محدود می کند مقدار جریان بی باری است. در صورتی که منبع در ولتاژهای پیش گفته قادر به تامین جریان بی باری نباشد، بایستی آزمون در ولتاژ کمتری انجام شود. تجهیزاتی که برای آزمون نیاز است بایستی از زمین ایزوله باشد. علت آن است که هر نقطه آن بایستی بتواند به صورت دلخواه به عنوان گارد زمین شود. همراه با آزمون یک آمپر متر احتیاج است که توانایی اندازه گیری جریان در بازه mA را داشته باشد. آمپر متر معمولاً در مسیر برگشت جریان (جایی که منبع زمین می شود) قرار داده می شود، چون این مسیر ولتاژ پایین تری دارد. اتصالی که جریان برگشت را از سیم پیچ هدایت می کند بایستی از زمین جدا شود تا جریان سیم پیچ فقط از آمپر متر عبور کند و از مسیر دیگری هدایت نشود. همچنین، جریان هایی در اندازه گیری دخالت ندارند از طریق مسیر گارد که زمین شده است هدایت می شوند. مدار اندازه گیری به همراه نکات فوق در شکل (۲-۱۸) نمایش داده شده است.

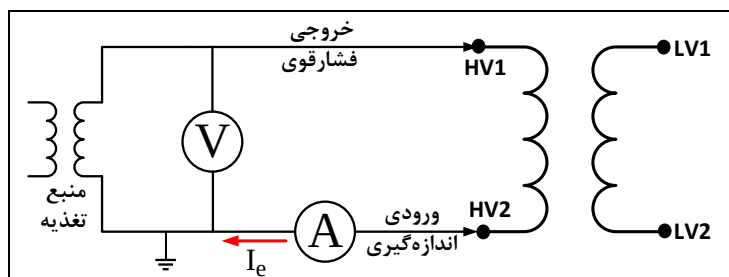


شکل (۲-۱۸): منبع تغذیه و مدار پایه اندازه گیری جریان بی باری

در اندازه گیری جریان بی باری، تپ چنجر آفلاین بایستی در تپی باشد که در حالت معمول کار ترانسفورماتور قرار دارد. این آزمون بایستی در همه تپ های OLTC انجام شود. همراه با انجام این آزمون، آزمون پیوستگی تپ چنجر نیز انجام می شود. اکیداً دقت شود که عملکرد بین تپ های مختلف تپ چنجر به صورت دستی انجام شود. علت آن است که در حین عملکرد دستی، گیرهای مکانیکی مشخص می شود اما در حالت استفاده از موتور، این مشکلات مشخص نخواهند شد.

مدار اندازه گیری برای ترانسفورماتورهای مختلف و اتصالات متناظر آن در شکل ها و جداول زیر بیان شده است. منظور از TV در اتصالات، سیم پیچی سوم ترانسفورماتور است. لازم به ذکر است که در بعضی نوشتارها سیم پیچ اولیه، ثانویه و ثالثیه را با نمادهای H، X و Y نمایش می دهند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

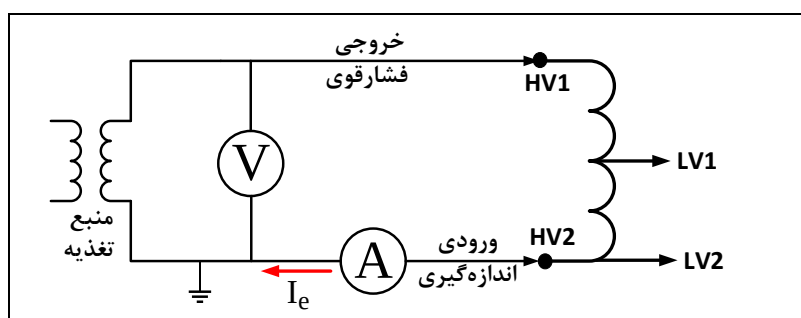


شکل (۱۹-۲): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور تک‌فاز

جدول (۱۶-۲): فرآیند آزمون جریان بی‌باری ترانسفورماتور تک‌فاز براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	اتصالاتی که باز هستند	جریانی که اندازه‌گیری می‌شود (I_e)
۱	HV1	HV2	LV1, LV2 TV1, TV2	HV1 – HV2
۲	HV2	HV1	LV1, LV2 TV1, TV2	HV2 – HV1

اتصالات زمین‌شده ثانویه و ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند.
HV2 ممکن است به عنوان HV0 نیز نمایش داده شود.



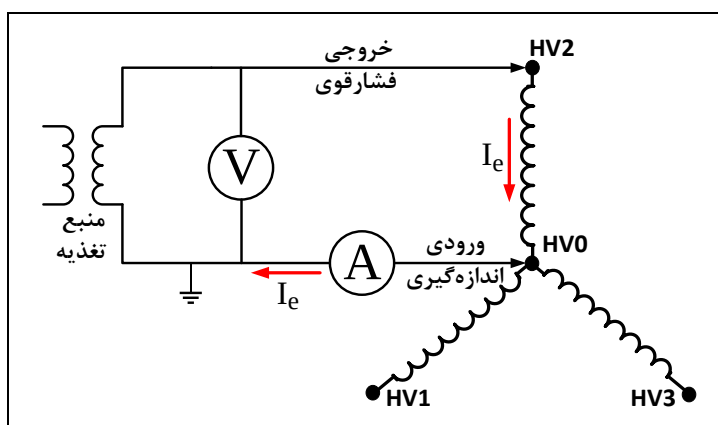
شکل (۲۰-۲): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری اتوترانسفورماتور تک‌فاز

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

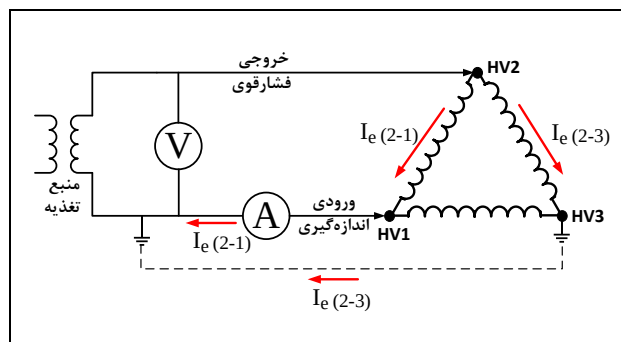
جدول (۲-۱۷): فرآیند آزمون جریان بی‌باری اتوترانسفورماتور تک‌فاز براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه‌گیری	اتصالاتی که باز هستند	جریانی که اندازه‌گیری می‌شود (I_e)
۱	HV1	HV2, LV2	LV1 TV1, TV2	HV1 – HV2, LV2
۲	HV2, LV2	HV1	LV1 TV1, TV2	HV2, LV2 – HV1

در صورت وجود، اتصالات زمین‌شده ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین‌شده باقی بمانند.
HV2 و LV2 ممکن است به صورت HV0 یا LV0 نیز نمایش داده شوند.



شکل (۲-۲۱): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال ستاره



شکل (۲-۲۲): مدار اندازه‌گیری جریان بی‌باری ترانسفورماتور با اتصال مثلث

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۱۸): فرآیند آزمون جریان بی باری ترانسفورماتور با اتصال ستاره براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه گیری	اتصالات باز	جریان قابل اندازه گیری (I_e)
۱	HV1	HV0	HV2, HV3 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV1 – HV0
۲	HV2	HV0	HV1, HV3 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV2 – HV0
۳	HV3	HV0	HV1, HV2 LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV3 – HV0

اتصالات زمین شده ثانویه و ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین شده باقی بمانند.

جدول (۲-۱۹): فرآیند آزمون جریان بی باری ترانسفورماتور با اتصال مثلث براساس IEEE C57.152 [۹]

شماره آزمون	خروجی فشارقوی	ورودی اندازه گیری	زمین (گارد)	اتصلاتی که باز هستند	جریانی که اندازه گیری می شود (I_e)
۱	HV1	HV3	HV2	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV1 – HV3
۲	HV2	HV1	HV3	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV2 – HV1
۳	HV3	HV2	HV1	LV1, LV2, LV3 TV1, TV2, TV3	HV3 – HV2

در صورت وجود، اتصالات زمین شده ثالثیه معمولاً بایستی در حالت زمین شده باقی بمانند.

۲-۴-۸-۳- نکات آزمون جریان بی باری

نکات زیر بایستی در آزمون جریان بی باری مدنظر باشد:

أ) منبع تغذیه بایستی ایزوله باشد.

ب) با توجه به اینکه پس ماند مغناطیسی باعث تغییر جریان بی باری می شود، پس ماند هسته ترانسفورماتور پیش از این آزمون بایستی گرفته شود. لذا چون این پس ماند به طور عمده در آزمون اندازه گیری مقاومت DC سیم پیچ ایجاد می شود، توصیه می گردد که آزمون بی باری قبل از آزمون مقاومت DC انجام شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ت) در این آزمون بایستی اتصال سیم پیچ ترانسفورماتور، دیاگرام اتصالات مدار، موقعیت تپ چنجر و مقدار جریان و ولتاژ در هر مرحله ثبت شود.
- ث) جریان های بی باری بایستی تا حد امکان در ولتاژ منبع یکسان قرائت شوند. در هنگام مقایسه جریان ها بایستی به ولتاژ منبع در تغذیه سه فاز توجه کرد.
- ج) برای اندازه گیری از تجهیزات اندازه گیری عقربه ای بدون منبع تغذیه استفاده شود. تنها در صورتی که با تمهیداتی از عدم تاثیر پذیری تجهیزات دیجیتال از نویز محیط اطمینان حاصل شود استفاده از تجهیزات دیجیتال بلامانع است.
- ح) در هنگام انجام آزمون بایستی موارد ایمنی رعایت شود چرا که هنگام آزمون ترمینال های باز نیز ممکن است ولتاژ داشته باشند.
- خ) ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ ها در صورتی که اتصالات آن ها باز شده باشد، بایستی پیش از آزمون اتصال کوتاه بشوند.
- د) نقاطی از سیم پیچ که به صورت عادی زمین شده هستند مثل مرکز ستاره بایستی در سمتی که اندازه گیری انجام نمی شود همچنان زمین شده باقی بمانند. اتصال زمین سیم پیچی که تحت آزمون است بایستی باز شود.
- ذ) جریان بی باری می تواند با قرار دادن یک آمپر متر و حین آزمون نسبت تبدیل اندازه گیری شود.
- ر) داده های اندازه گیری شده بایستی برای مقایسه های بعدی بایگانی شوند.

۲-۴-۹- آزمون امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشی)

۲-۴-۹-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

هدف از انجام این آزمون به طور معمول تشخیص آسیب فیزیکی سیم پیچ ترانسفورماتور است. هنگامی که جریان اتصال کوتاه از سیم پیچ ترانسفورماتور عبور می کند، تنش های الکترومکانیکی شدیدی به سیم پیچ وارد می شود که در نتیجه آن ممکن است سیم پیچ دچار تغییر شکل مکانیکی شود. سیم پیچ تغییر شکل یافته ممکن است بدون مشکل در حالت عادی کار کند اما استقامت آن در مقابل نیروهای اتصال کوتاه تضعیف شده و لذا احتمال بیشتری وجود دارد که در جریان اتصال کوتاه بعدی ترانسفورماتور بلافاصله دچار عیب بزرگی شود. به کمک این آزمون می توان تغییرات مکانیکی سیم پیچ را تشخیص داد. انجام این آزمون در حالتی که وضعیت ترانسفورماتور مشکوک باشد با نظر متخصصین مربوطه توصیه می شود. همچنین، مناسب است که نتایج این آزمون در کنار آزمون های دیگری مثل تحلیل پاسخ فرکانسی و خازن سیم پیچ که به تغییر

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

شکل حساس هستند ارزیابی شود. موارد دیگری چون قطع شدگی مسیرهای موازی در ترانسفورماتور چند سیم پیچ نیز نتیجه این آزمون را تحت تاثیر قرار می دهد که به این وسیله قابل تشخیص است. مسیر شار نشتی شامل فاصله هوایی و هسته ترانسفورماتور است اما رلوکتانس هسته در مقابل رلوکتانس فاصله هوایی قابل اغماض است. بنابراین راکتانس نشتی را به طور عمده رلوکتانس فاصله هوایی تعیین می کند و چون این رلوکتانس خطی است، بنابراین راکتانس نشتی بایستی در جریان های مختلف یک مقدار ثابت داشته باشد. لذا مقدار اندازه گیری شده در پست با مقدار اندازه گیری شده در کارخانه قابل مقایسه است. به دلیل اینکه فضای بین دو سیم پیچ مقدار راکتانس نشتی را تعیین می کند، تغییر شکل فیزیکی سیم پیچ که باعث تغییر حجم بین دو سیم پیچ می شود، باعث تغییر راکتانس نشتی شده و در این آزمون قابل تشخیص است.

بایستی توجه داشت که در کارخانه، آزمون به صورت سه فاز و در جریان نامی انجام می شود و متوسط راکتانس نشتی سه فاز گزارش می شود. این در حالی است که در پست، آزمون معمولاً به صورت تک فاز و با جریان کم تر انجام می شود. بنابراین، با در نظر گرفتن خطای تجهیزات، مقدار اندازه گیری شده در پست با مقدار کارخانه اندکی متفاوت خواهد بود. با این وجود مقدار قید شده بر روی پلاک ترانسفورماتور به عنوان امپدانس درصد یا امپدانس اتصال کوتاه می تواند معیاری برای مقایسه داده های اندازه گیری شده در پست باشد. در صورتی که اندازه گیری های قبلی موجود باشند، مقایسه با آنها ارجحیت دارد.

دقت شود که بین امپدانس اتصال کوتاه و راکتانس نشتی تفاوت وجود دارد چرا که امپدانس اتصال کوتاه علاوه بر راکتانس نشتی شامل مقاومت سیم پیچ نیز می باشد اما برای ترانسفورماتورهای قدرت با صرف نظر از مقاومت سیم پیچ می توان این دو مقدار را تقریباً برابر فرض کرد.

مطابق IEEE C57.152 در ترانسفورماتورهای سه فاز، مقدار راکتانس نشتی اندازه گیری شده متوسط سه فاز بایستی در محدوده ۳٪ از مقدار پلاک باشد. در ترانسفورماتورهای به صورت بانک نیز، مقدار اندازه گیری شده در هر فاز بایستی در محدوده ۳٪ از مقدار پلاک باشد. در صورتی که مقدار اندازه گیری شده از مرحله قبل موجود باشد، مقدار راکتانس اندازه گیری شده بایستی بیش از ۲٪ نسبت به مقدار مرجع تفاوت داشته باشد [۲۸].

۲-۴-۹-۲- اتصالات، ولتاژ آزمون و نحوه انجام

برای این آزمون می توان از دستگاه هایی که مقدار امپدانس را به صورت خودکار اندازه گیری می کنند استفاده کرد. در این صورت بایستی دستورالعمل دستگاه به دقت ملاک عمل قرار گیرد. می توان به کمک یک

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

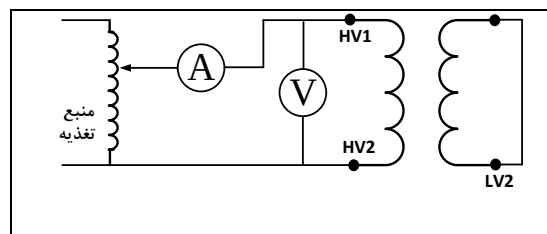
منبع، یک ولت متر و آمپر متر این آزمون را به صورت دستی انجام داد. در این حالت، منبع تغذیه جریانی را از سیم پیچ تحت آزمون عبور می دهد و جریان و ولتاژ به صورت هم زمان اندازه گیری می شود. مقدار امپدانس نسبت بین ولتاژ و جریان اندازه گیری شده است.

در این آزمون، ترمینال های سیم پیچ ثانویه بایستی اتصال کوتاه شده باشند. هادی استفاده شده برای اتصال کوتاه بایستی در حد امکان کوتاه و محکم بسته شود و از سطح مقطع کافی برخوردار باشد. هادی های با سطح مقطع کوچک مقاومت قابل توجهی را در ثانویه ایجاد می کند و نتایج را تحت تاثیر قرار می دهد. همچنین، ترمینال های بوشینگ بایستی تمیز باشند تا سیم پیچ ها به نحو مناسبی اتصال کوتاه شوند. در حالت آزمون سه فاز، یک منبع سه فاز به ترمینال های سه فاز ترانسفورماتور متصل می شود. ساختار آزمون در اتصال ستاره و مثلث یکسان است و از نوترال استفاده نمی شود. سه اندازه گیری مربوط به سه فاز انجام می شود. ولتاژ و جریان بین ترمینال های خط اندازه گیری می شود و از هر ولتاژ و جریان یک راکتانس نشتی (X) محاسبه می شود. در نهایت مقدار امپدانس درصد با استفاده از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$\%X = \frac{1}{60} \left[\sum X_m \right] \left[\frac{S_{3\phi}}{V_{LL}^2} \right] \quad (5-2)$$

در این رابطه مقدار $S_{3\phi}$ بر حسب kVA و V_{LL} بر حسب kV و $\sum X_m$ جمع راکتانس نشتی اندازه گیری شده در سه اندازه گیری است.

مدار آزمون برای یک ترانسفورماتور تک فاز در شکل (۲-۲۳) نمایش داده شده است. مشابه همین مدار در حالت سه فاز نیز به ترتیب پیاده سازی می شود و اندازه گیری بین ترمینال های خط انجام می شود.



شکل (۲-۲۳): مدار اندازه گیری امپدانس درصد در ترانسفورماتور تک فاز

در صورتی که آزمون به صورت تک فاز برای یک ترانسفورماتور سه فاز انجام شود، روند زیر باید طی شود:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

أ) در هر مرحله منبع تغذیه بایستی به ترمینال های خط متصل شود. در هر حالت از نوترال استفاده نمی شود.

ب) مقدار منبع تغذیه تغییر داده شود تا جریان به مقدار معینی برسد (مقدار جریان در اندازه گیری سه فاز بایستی یکسان باشد).

ت) مقدار ولتاژ و جریان خط بایستی در سه مرحله اندازه گیری شود.

ث) در نهایت مقدار امپدانس درصد متوسط سه فاز به صورت زیر محاسبه می شود:

$$\%Z_{Three-phase} = \frac{1}{60} \left[\frac{E_{12} + E_{23} + E_{31}}{I_m} \right] \left[\frac{kVA_{3r}}{(kV_{1r})^2} \right] \quad (۶-۲)$$

در رابطه فوق، E_{12} ، E_{23} و E_{31} مقادیر ولتاژهای خط اندازه گیری شده بر حسب ولت هستند، I_m مقدار جریان اندازه گیری شده بر حسب آمپر است (که در هر مرحله بایستی بر روی این مقدار تنظیم شود)، kVA_{3r} توان نامی ترانسفورماتور بر حسب kVA و kV_{1r} مقدار ولتاژ نامی خط سیم پیچ ها بر حسب kV است. در اتوترانسفورماتور، این آزمون بدون انجام هیچ گونه تغییری در مدارات تست یا موارد دیگر قابل انجام است. به عبارت دیگر، منبع به سمت فشارقوی متصل شده و اتصالات فشارضعیف اتصال کوتاه می شوند.

۲-۴-۹-۳- نکات آزمون امپدانس درصد

نکات زیر بایستی در اندازه گیری امپدانس درصد رعایت شود:

أ) برای دقت بالاتر، ولت متر مستقیماً به ترمینال سیم پیچ متصل شود تا افت ولتاژ مسیر جریان، در اندازه گیری خطا ایجاد نکند.

ب) در این آزمون بایستی اتصال ترانسفورماتور، دیاگرام اتصالات و ولتاژ و جریان هر مرحله ثبت شود.

ت) ولتاژ منبع بایستی به گونه ای تنظیم شود که جریانی برابر ۰/۵٪ تا ۱٪ جریان نامی ترانسفورماتور یا جریان 2 A تا 10 A بسته به ظرفیت ترانسفورماتور از اولیه عبور کند. توصیه می شود که ولتاژ آزمون حداقل 220 V باشد.

ث) مقدار جریان کشیده شده از منبع نبایستی به حدی زیاد باشد که شکل موج ولتاژ منبع به دلیل امپدانس داخلی آن معوج شود.

ج) ولت متر و آمپر متر به نحوی انتخاب شوند که مقدار اندازه گیری شده در ۵۰٪ بازه بالایی آن قرار گیرد.

ح) دقت تجهیزات اندازه گیری بایستی بهتر از ۰/۵٪ باشد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- خ) برای ترانسفورماتوری که دارای سه سیم پیچ مستقل باشد، اندازه گیری می تواند بین سطوح مختلف ولتاژی به ترتیب انجام شود (امپدانس اولیه-ثانویه، ثانویه-ثالثیه و اولیه-ثالثیه) و سپس راکتانس نشتی سیم پیچ ها به تفکیک از این سه اندازه گیری می تواند محاسبه شود. اتوترانسفورماتور با سیم پیچ سوم دقیقاً مشابه یک ترانسفورماتور دو سیم پیچ بایستی اندازه گیری شود.
- د) در صورتی که ترانسفورماتور دارای تپ چنجر آفلاین یا آنلاین باشد، آزمون در تپی انجام شود که بر روی پلاک قید شده است.
- ذ) داده های اندازه گیری برای مقایسه در آینده به نحو مناسب بایگانی شوند.
- ر) این آزمون جایگزین آزمون خازن و جریان بی باری نیست بلکه مکمل این دو آزمون محسوب می شود.
- ز) هادی هایی که برای اتصال کوتاه استفاده می شوند بایستی کوتاه بوده و سطح مقطع کافی داشته باشند تا مقاومت قابل توجهی را به مدار اضافه نکنند.
- س) ثانویه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ نیز اتصال کوتاه شده باشند.
- ش) برای جلوگیری از ایجاد جریان زیاد بهتر است بعد از اتصال منبع، ولتاژ از مقدار صفر افزایش داده شود.
- ص) با توجه به اینکه تنظیم ولتاژ و فرکانس دیزل ژنراتور دشوار است، IEEE C57.152 توصیه می کند که برای این آزمون از دیزل ژنراتور استفاده نشود.

۲-۴-۱۰ - آزمون ولتاژ القایی

۲-۴-۱۰-۱ - کلیات

در آزمون ولتاژ القایی که معمولاً با اندازه گیری PD انجام می شود، ولتاژی بیشتر از مقدار نامی بر روی سیم پیچ ها ایجاد می شود تا عایق بین سیم پیچ ها با یکدیگر، عایق بین سیم پیچ تا زمین و عایق حلقه ها با یکدیگر مورد آزمون قرار گیرد. این آزمون که در کارخانه به عنوان آخرین آزمون انجام می شود، این اطمینان را ایجاد می کند که ترانسفورماتور می تواند تنش های کاری معمول را برای مدت طولانی تحمل کند. در محل نیز گاهی انجام این آزمون مورد نیاز است تا این اطمینان حاصل شود که سیستم عایقی ترانسفورماتور بدون عیب بوده و بتواند بدون خطر وضعیت عادی را تحمل کند.

انجام این آزمون معمولاً در مواردی توصیه می شود که هیچ یک از آزمون های دیگر نتوانند با قطعیت سلامت ترانسفورماتور را تایید کنند. از جمله مواردی که انجام آزمون ولتاژ القایی توصیه می شود عبارتند از:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

أ) پس از تعمیر ترانسفورماتور در محل،

ب) برای یافتن عیب،

ت) زمانی که نتیجه DGA، وضعیت تخلیه جزئی را مشخص می کند

ث) پس از معیوب شدن برخی تجهیزات جانبی مثل بوشینگ، تپ چنجر و ...،

ج) زمانی که صدای غیرمعمول قوس از داخل ترانسفورماتور شنیده می شود،

ح) زمانی که ترانسفورماتور تریپ می خورد و به خصوص با عملکرد رله هایی نظیر دیفرانسیل و فشار ناگهانی همراه است،

خ) زمانی که سایر آزمون های عایقی مثل $\tan\delta$ ، مقاومت عایقی یا آزمون های کیفیت روغن مشکلی را نشان می دهند و نوع عیب با انجام آزمون های مختلف مشخص نشده است.

به طور کلی، در زمان مشکوک بودن ترانسفورماتور، لازم است آزمون های متعددی انجام شود که از جمله آن ها آزمون ولتاژ القایی است.

۲-۴-۱۰-۲- معیار پذیرش، ولتاژ و مدت زمان آزمون

معیار پذیرش آزمون آن است که ترانسفورماتور بدون مشکل، ولتاژ ایجاد شده را در مدت معین تحمل کند. بر اساس تجربه کارشناسان ذیربط بهتر است برای مدت زمانی حدود نیم ساعت تا یک ساعت ولتاژ

نامی ($Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) بر روی ترانسفورماتور اعمال شود و سپس برای مدت زمان یک دقیقه این

ولتاژ به ۱۲۵٪ مقدار نامی ($1.25 Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) رسانده شود. پس از مدت زمان یک دقیقه ولتاژ به

مقدار نامی ($Un/\sqrt{3}$ فاز به زمین) کاهش داده می شود و ترانسفورماتور بایستی برای مدت زمان دو ساعت

در این ولتاژ باقی بماند. پس از سپری شدن این زمان ولتاژ تا مقدار صفر کاهش داده می شود.

در صورتی که همراه با این آزمون، میزان تخلیه جزئی نیز اندازه گیری شود، برای صحت سنجی مقدار

تخلیه جزئی اندازه گیری شده بایستی از حدود تعیین شده کم تر باشد. مطابق IEEE C57.152 مقدار تخلیه

جزئی بزرگ تر از 500 pC نشان دهنده مشکل عمده در ترانسفورماتور است. در صورتی که مقدار تخلیه

جزئی از حد مشخص شده بالاتر باشد، می توان از روش های متفاوتی برای تشخیص علت و محل تخلیه

استفاده کرد. این موارد عبارتند از: اندازه گیری تخلیه جزئی در سطوح مختلف ولتاژ، توجه به الگوی تخلیه

جزئی یا PRPD، مکان یابی PD به روش صوتی و مکان یابی به روش UHF.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۴-۱۰-۳ - نحوه انجام آزمون

آزمون ولتاژ القایی معمولاً با ولتاژی بزرگ‌تر از ولتاژ نامی انجام می‌شود و از این رو برای جلوگیری از اشباع هسته لازم است در فرکانسی بالاتر از فرکانس نامی ترانسفورماتور انجام شود. به طور معمول می‌توان از یک مجموعه موتور- ژنراتور با فرکانس متغیر برای انجام آزمون استفاده کرد. راه دیگر، تغذیه توسط ادوات الکترونیک قدرت با فرکانس قابل تنظیم است. در حالتی که آزمون توسط ژنراتور انجام می‌شود مهم است که ترانسفورماتور در برابر پدیده تحریک خودی ژنراتور که به دلیل بار خازنی ترانسفورماتور ایجاد می‌شود محافظت شود. برای این کار معمولاً از یک راکتور قابل تنظیم برای جبران‌سازی استفاده می‌شود به نحوی که بار دیده شده از سمت ژنراتور به صورت سلفی باقی بماند. در انجام آزمون به کمک ادوات الکترونیک قدرت، چنین نگرانی وجود ندارد.

تبصره: زمانی که هر یک از آزمون‌های عایقی مشکل جدی را در ترانسفورماتور نشان می‌دهند، ترانسفورماتور را نمی‌توان برق‌دار کرد و لذا آزمون ولتاژ القایی نباید انجام شود. هنگام انجام آزمون با مجموعه موتور ژنراتور یا دیزل ژنراتور، لازم است اطمینان حاصل شود که بار دیده شده از دید ژنراتور سلفی است. علاوه بر این، برای اطمینان از عدم بروز اضافه ولتاژ بر روی ترانسفورماتور، تحریک دیزل ژنراتور و فرکانس آن به آرامی و مرحله به مرحله افزایش داده شود. بایستی توجه کرد که سلف ترانسفورماتور نیز در نقاط مختلف کاری متفاوت است. به همین دلیل بهترین روش آن است که مقدار فرکانس و ولتاژ به تدریج افزایش یابد و این فرآیند تا رسیدن به فرکانس مناسب و ولتاژ نامی دنبال شود. به طور کلی می‌توان گفت که انجام این آزمون یک فرآیند تخصصی است که حتماً بایستی توسط افرادی که تجربه کافی دارند انجام شود.

برای تغذیه و تطبیق ولتاژ خروجی از یک ترانسفورماتور واسطه استفاده می‌شود. بهتر است ولتاژهای نامی این ترانسفورماتور تا حد امکان به مقدار مورد نیاز ترانسفورماتور نزدیک باشد تا حداکثر انتقال توان از طریق ژنراتور صورت گیرد. منظور از مقدار مورد نیاز ترانسفورماتور، ۱۲۵٪ ولتاژ نامی است. نکته دیگر آن است که تغییر تپ می‌تواند باعث تغییر و افزایش ناگهانی ولتاژ شود. علت آن است که در برخی تپ‌ها یک امپدانس سلفی در مدار قرار می‌گیرد. به دلیل پیش‌گفته، تغییر تپ زمانی که ترانسفورماتور تحت ولتاژ قابل توجه قرار دارد مجاز نیست.

نمونه مدار آزمون با دیزل ژنراتور در شکل (۲-۲۴) نمایش داده شده است [۳۵]. در این مدار (G) دیزل ژنراتور است که ولتاژ آن با تغییر تحریک تنظیم می‌شود. CT و VT جریان و ولتاژ خروجی ژنراتور را

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در صورتی که آزمون با اندازه گیری تخلیه جزئی همراه باشد مقدار تخلیه جزئی بایستی در سطوح مختلف ولتاژ اندازه گیری شود. در صورت وجود تخلیه جزئی شدید، بایستی پیش از افزایش ولتاژ علت آن در صورت امکان مرتفع گردد. در غیر این صورت، امکان وقوع تخلیه بزرگ داخلی یا خارجی در ولتاژ بالاتر وجود دارد.

بهتر است بعد از انجام آزمون، خصوصاً زمانی که تخلیه جزئی اندازه گیری نمی شود، آزمون DGA انجام شود تا افزایش گازهای تولید شده در اثر برق داری ترانسفورماتور بررسی شود. در این حالت برای ترانسفورماتورهای فاقد پمپ روغن بایستی پس از حدود ۲۴ ساعت از روغن نمونه گرفت. علت آن است که گازهای تولید شده بایستی در روغن توزیع شوند. برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن و در حالی که پمپ روغن روشن باشد، بازه انتظار حدود دو تا سه ساعت است.

۲-۴-۱۰-۴- نکات آزمون ولتاژ القایی

برای انجام این آزمون نکات زیر بایستی مدنظر باشد:

- أ) مسائل ایمنی بایستی به دقت رعایت شود و اتصالات زمین بایستی به دقت کنترل گردد.
- ب) کلیه اتصالات بوشینگ به جز مواردی که برای تغذیه از طریق منبع آزمون لازم است بایستی جدا شود.

ت) ثانویه کلیه CTهای بوشینگ (در صورتی که از رله جدا شده باشند) بایستی اتصال کوتاه شوند.

ث) کلیه برق گیرهای سر بوشینگ ها بایستی از ترانسفورماتور مجزا شوند تا با بالا رفتن ولتاژ از مقدار نامی، برق گیر عملکرد نداشته و آسیب نبیند. این موضوع سبب می شود که محدودیتی برای ولتاژ تست وجود نداشته باشد. جداسازی برق گیر باعث کاهش نویز زمینه (Background noise) در تخلیه جزئی نیز می گردد خصوصاً در بعضی از انواع برق گیر که تخلیه جزئی ایجاد می کنند. بنابراین بهتر است که برق گیر از ترانسفورماتور مجزا شود. منظور از تخلیه زمینه، پالس هایی هستند که از بیرون و به صورت نویز اندازه گیری می شوند و ربطی به تخلیه داخلی ندارد. حتی اگر ولتاژ تجهیز صفر باشد چنین پالس هایی اندازه گیری می شوند. پیش از شروع اندازه گیری بایستی تمهیداتی اندیشید که تخلیه زمینه از حدی کم تر باشد تا بتوان تخلیه داخلی را اندازه گیری کرد در غیر این صورت تخلیه داخلی به طور دقیق قابل اندازه گیری نیست. با توجه به اینکه اندازه گیری تخلیه جزئی به همراه این آزمون انجام می شود، لازم است تمهیدات زیر برای کاهش تخلیه نویز زمینه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- انجام شود تا آن چه که اندازه گیری می شود مربوط به تخلیه داخلی ترانسفورماتور باشد. در غیر این صورت، تخلیه زمین وجود خواهد داشت که تشخیص وضعیت ترانسفورماتور را مشکل می کند:
- (۱) همه بوشینگ های فشارقوی و فشارضعیف بالاتر از 63 kV بایستی توسط کرونا رینگ مناسب پوشش داده شوند تا میدان در نقاط تیز آنها تضعیف شده و تخلیه جزئی ایجاد نشود.
 - (۲) نقاط تیز نزدیک به بالای تانک ترانسفورماتور بایستی توسط پوشش فلزی مسطح مناسب که به صورت گالوانیک به بدنه متصل شده است پوشانده شود.
 - (۳) بوشینگ های فشارقوی بایستی به دقت تمیز و خشک شوند.
 - (۴) تمام تجهیزات هادی یا نیمه هادی بر روی تانک ترانسفورماتور بایستی زمین شوند. چنین تجهیزاتی بایستی از ترانسفورماتور دور شوند یا به طور مناسبی زمین شوند.
 - (۵) بهتر است تجهیزات برق دار نزدیک ترانسفورماتور نیز در صورت امکان بی برق شوند چرا که این تجهیزات نیز در تخلیه جزئی مشارکت می کنند.
 - (ج) مقدار تخلیه جزئی بایستی در هنگام افزایش و کاهش ولتاژ و همچنین، در بالاترین ولتاژ قرائت شود.
 - (ح) در صورتی که در حین آزمون مقدار تخلیه جزئی افزایش شدیدی نشان دهد، آزمون بایستی متوقف شده و علت آن در صورت امکان مرتفع گردد.

۲-۴-۱۱ - تخلیه جزئی

۲-۴-۱۱-۱ - کلیات

تخلیه جزئی یا PD^{15} زمانی به وقوع می پیوندد که یک تخلیه الکتریکی قسمتی از فضای بین دو الکترود حاوی ولتاژ را اتصال کوتاه می کند. تخلیه جزئی در حالت شدید به صورت جرقه های کوچک در سیستم عایقی رخ می دهد. تخلیه جزئی می تواند علل متفاوتی مثل وجود حفره در سیستم عایقی، میدان های شدید ناشی از نقاط تیز، حضور رطوبت یا آلودگی در سیستم عایقی و ... داشته باشد. در صورتی که تخلیه جزئی در عایق جامد باشد، عایق را به تدریج تخریب می کند. این تخریب برگشتناپذیر است و در نتیجه به مرور زمان تبدیل به تخلیه کامل و از بین رفتن ترانسفورماتور می شود چرا که تخلیه جزئی بایستی به موقع تشخیص داده شده و علت آن مرتفع گردد.

¹⁵ Partial Discharge

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تخلیه جزئی اثرات مختلفی ایجاد می کند که به کمک هر یک از این اثرات می توان به وجود آن پی برد. برای مثال، تخلیه جزئی باعث تجزیه روغن و ایجاد گاز می شود و لذا در آزمون DGA قابل تشخیص است. همچنین، طبیعت جرقه های سریع تخلیه جزئی باعث ایجاد امواج الکترومغناطیسی می شود که با روش UHF قابل اندازه گیری است. این جرقه ها صوت نیز تولید می کند که به کمک سنسورهای اولتراسونیک قابل تشخیص است. اما روشی که به صورت استاندارد درآمده، اندازه گیری تداخل الکتریکی است که تخلیه جزئی در مدار ایجاد می کند.

تخلیه جزئی در حقیقت تخلیه بار الکتریکی بوده که با جابه جایی بار همراه است و به صورت یک جریان در مدار الکتریکی ظاهر می شود. روش های استاندارد اندازه گیری تخلیه جزئی که معمولاً در استانداردهای IEC 60270 و IEEE C57.113 تشریح شده شامل اندازه گیری جریان الکتریکی و نیز آشکارسازی آن است [۳۸، ۳۹]. تخلیه جزئی معمولاً بر حسب pC اندازه گیری می شود گرچه روش ولتاژ تداخلات رادیویی یا RIV نیز توسط بعضی استانداردها به جای آن پذیرفته شده است.

لازم به ذکر است که گاهی تخلیه جزئی کرونا نیز نامیده می شود اما از لحاظ علمی این دو پدیده های متفاوتی هستند. کرونا تخلیه های بیرون ترانسفورماتور است که در هوا ایجاد می شود. از سوی دیگر تخلیه جزئی تخلیه هایی است که درون ترانسفورماتور و در سیستم عایقی مایع یا جامد رخ می دهد. بنابراین، بایستی بین این دو مفهوم تفاوت قائل شد. هدف این آزمون اندازه گیری تخلیه جزئی است و نه کرونا.

۲-۴-۱۱-۲- اندازه گیری تخلیه جزئی

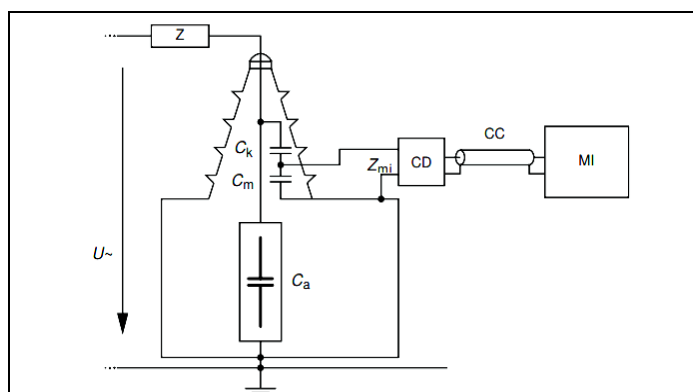
جریان تخلیه جزئی معمولاً مقدار بسیار کوچکی در حد میلی آمپر و کم تر دارد و از لحاظ زمانی نیز بسیار سریع در بازه زمانی حدود میکروثانیه و کم تر رخ می دهد و لذا آشکارسازی آن احتیاج به یک دستگاه و مدار خاص دارد.

مدار معمول اندازه گیری تخلیه جزئی برای ترانسفورماتور در شکل (۲-۲۵) نمایش داده شده است. همان طور که دیده می شود، تجهیز CD که معمولاً به اسم کوادروپول^{۱۶} معروف است به تست تپ بوشینگ متصل است. به این ترتیب از خازن خود بوشینگ به عنوان خازن کوپلینگ استفاده می شود. خازن کوپلینگ یک مسیر با امپدانس کم ایجاد می کند که جریان تخلیه جزئی از آن عبور می کند. مجموعه خازن بوشینگ و

^{۱۶} Quadrupole

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

CD تشکیل یک فیلتر می‌دهد که سیگنال فرکانس قدرت را حذف کرده اما جریان PD عبوری از این مسیر را در باند فرکانس مناسب از طریق کابل انتقال یا CC به تجهیز اندازه‌گیری MI منتقل می‌کند.



شکل (۲-۲۵): مدار اندازه‌گیری تخلیه جزئی از تست تپ بوشینگ [۳۸]

برای اندازه‌گیری تخلیه جزئی، مجموعه مدار اندازه‌گیری بایستی کالیبره شود. برای این منظور، بعد از وصل اتصالات و پیش از اعمال ولتاژ، کالیبراتور بین ترمینال بوشینگ و زمین متصل شده و پالس‌های تخلیه جزئی با دامنه مشخص تولید می‌کند که به کمک آن می‌توان در MI مقدار اندازه‌گیری را تنظیم کرد. پس از کالیبراسیون، کالیبراتور جدا شده و ولتاژ به نحوی که در آزمون ولتاژ القایی توضیح داده شد بر روی سیم‌پیچ ایجاد شده و مقدار PD قرائت می‌شود.

مقدار PD که در ولتاژهای کم قرائت می‌شود به عنوان نویز زمینه شناخته می‌شود. این مقدار PD معمولاً از طریق هدایتی یا تشعشعی و از تجهیزات دیگر و یا با سبار به مجموعه اندازه‌گیری منتقل می‌شود. در صورتی که نتوان مقدار نویز زمینه را کاهش داد، این مقدار به عنوان حساسیت حداقل مجموعه اندازه‌گیری تعیین می‌شود و مقادیر PD کم‌تر از آن قابل تشخیص نیست. معمولاً PD داخلی ترانسفورماتور در یک ولتاژ که به ولتاژ شروع تخلیه جزئی^{۱۷} معروف است شروع می‌شود و در صورت افزایش ولتاژ، میزان PD بیشتر می‌شود. در هنگام کاهش، معمولاً بایستی ولتاژ به عددی کم‌تر از ولتاژ شروع تخلیه جزئی کاهش پیدا کند تا تخلیه خاموش شود. به این ولتاژ نیز ولتاژ خاموشی تخلیه جزئی^{۱۸} گفته می‌شود. اضافه شدن ناگهانی تخلیه

^{۱۷} PD inception voltage

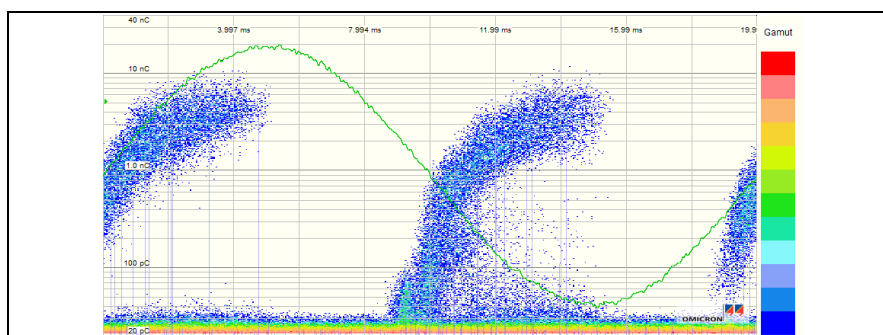
^{۱۸} PD extinction voltage

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

از یک سطح ولتاژ و رفع آن در ولتاژی پایین تر می تواند نمایانگر تخلیه داخلی ترانسفورماتور باشد. به کمک روش های پیشرفته تشخیص PD می توان چنین نویزهایی را از PD درون ترانسفورماتور مجزا کرد.

۲-۴-۱۱-۳ - روش های پیشرفته اندازه گیری و تحلیل تخلیه جزئی

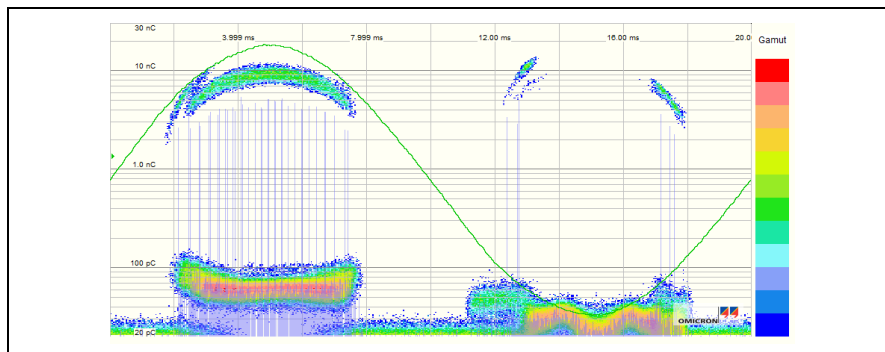
در اینجا به اختصار به برخی روش های پیشرفته تحلیل و اندازه گیری PD اشاره می شود. یکی از مهم ترین تحلیل هایی که به صورت پیشرفته انجام می شود، توجه به الگوی توزیع فاز PD یا به اختصار PRPD^{۱۹} است. برای تشکیل PRPD، تخلیه ها بر اساس اینکه در چه فازی از ولتاژ اعمالی رخ داده اند مرتب می شوند و در هر جایی که تعداد رخداد PD بیشتر باشد، از رنگ متفاوتی برای نمایش آن استفاده می شود. با تشکیل PRPD الگوهای به دست می آید که به کمک این الگوها می توان نوع خطا را تشخیص داد. دو نمونه از الگوهای PRPD مربوط به تخلیه جزئی سطحی و تخلیه نقطه با پتانسیل آزاد در شکل (۲-۲۶) نشان داده شده است. این شکل مربوط به نوع خاصی از دستگاه های اندازه گیری تخلیه جزئی است که نسبتاً مدرن محسوب می شود. در سیستم های قدیمی تر، تخلیه های جزئی بر روی شکل سینوسی ولتاژ سوار می شود و شکلی شبیه (۲-۲۷) ایجاد می شود. در این حالت نیز انواع مختلف تخلیه تا حدودی قابل تفکیک است. توجه به الگوهای تخلیه جزئی می تواند در عیب یابی ترانسفورماتور و تفکیک تخلیه خارجی از داخلی مفید باشد. نکته دیگر در مورد PRPD آن است که ساختار پیچیده سیم پیچ ترانسفورماتور دامنه PD را می تواند به نحو موثری تضعیف کند اما تاثیری بر الگوی PRPD ندارد و لذا توجه به این الگوها عیب یابی ترانسفورماتور را با کیفیت بیشتری میسر می کند.



(الف)

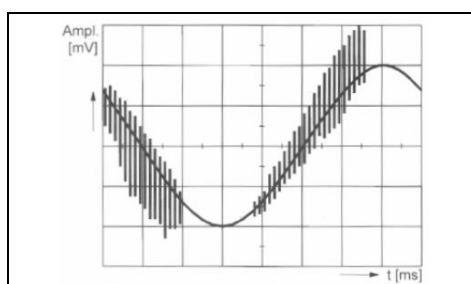
^{۱۹} Phase-Resolved Partial Discharge

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



(ب)

شکل (۲۶-۲): دو نمونه الگوی PRPD. الف) تخلیه سطحی، ب) پتانسیل آزاد



شکل (۲۷-۲): تفکیک تخلیه جزئی بر اساس فاز وقوع در سیستم کلاسیک اندازه گیری تخلیه جزئی

روش دیگری که برای تحلیل نتایج و تشخیص منبع تخلیه جزئی استفاده می گردد به دیاگرام ستاره ای مشهور است. این دیاگرام هم برای تفکیک خطاهای بین سه فاز و هم برای تفکیک منابع مختلف خطا استفاده می شود که دومین کاربرد در اینجا توضیح داده می شود. در دستگاه های جدید اندازه گیری تخلیه جزئی، می توان هر پالس ورودی را از فیلترهای متفاوتی عبور داد. به بیان دیگر، فیلتر به صورت دیجیتالی پیاده سازی می شود. برای استفاده از دیاگرام ستاره ای، هر پالس تخلیه از سه فیلتر متفاوت که فرکانس مرکزی متفاوتی دارند عبور داده می شود. سپس، دامنه پالس در عبور از هر فیلتر اندازه گیری می شود. در دیاگرام ستاره ای، هر ضلع ستاره متعلق به یکی از فیلترهاست. دامنه اندازه گیری شده مربوط به هر فیلتر بر روی ضلع متناظر آن تصویر شده و تشکیل یک بردار می دهد. دامنه بردار همان دامنه پالس خروجی فیلتر و جهت آن در راستای یکی از اضلاع ستاره است. در نهایت، جمع برداری بردارها محل نقطه پالس را مشخص می کند. علت استفاده از این روش آن است که منابع مختلف تخلیه جزئی، در حوزه زمان شکل های متفاوتی دارند و لذا با پیاده سازی الگوریتم فوق در نقاط مختلفی از دیاگرام ستاره ای تجمع می کنند و به این ترتیب،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

می توان منابع مختلف تخلیه جزئی را از یکدیگر تفکیک کرد. این روش را می توان برای اندازه گیری سه فاز نیز به کار برد به این صورت که سه دستگاه اندازه گیری، تخلیه جزئی را از هر فاز به صورت هم زمان قرائت می کنند. سپس، پالس های ثبت شده بر روی دیاگرام ستاره ای رسم می شود با این تفاوت که در این حالت، هر ضلع ستاره متناظر با یک فاز است. در چنین حالتی اولاً مشخص می شود که هر منبع تخلیه جزئی در کدام فاز در حال فعالیت است. دوماً، با توجه به اینکه نویز و تخلیه های خارجی توسط سه فاز تقریباً به طور یکسان اندازه گیری می شوند، معمولاً در مرکز ستاره جمع شده و قابل تفکیک از تخلیه های داخلی ترانسفورماتور خواهند بود.

روش دیگری که امروزه برای مکان یابی تخلیه استفاده می شود، اندازه گیری صوتی تخلیه جزئی است [۴۰]. برای این کار چهار سنسور صوتی بر روی بدنه ترانسفورماتور در نقاط مختلف نصب می شوند. سپس سیگنال های تخلیه جزئی هر چهار سنسور در چارچوب زمانی یکسان اندازه گیری می شود. بر اساس تفاوت زمانی دریافت سیگنال تخلیه بین چهار سنسور و با حل معادلات انتشار صوت می توان محل تقریبی تخلیه را مشخص کرد. این روش به صورت آنلاین قابل پیاده سازی است و فقط مختص زمانی است که وجود تخلیه قابل توجه در ترانسفورماتور محرز شده و قرار است مکان آن مشخص شود. جزئیات بیشتر در مراجع مربوطه قابل دسترسی است [۴۰].

۲-۴-۱۲ - تحلیل پاسخ فرکانسی

۲-۴-۱۲-۱- کلیات

تحلیل پاسخ فرکانسی روشی است که به طور عمده برای تشخیص عیوب مکانیکی ترانسفورماتور استفاده می شود. در این روش تابع تبدیل سیم پیچ در یک بازه فرکانسی گسترده اندازه گیری شده و از طریق مقایسه با نتایج پاسخ فرکانسی مرجع، در مورد وضعیت ترانسفورماتور قضاوت می شود. به طور کلی می توان گفت که روش تحلیل پاسخ فرکانسی قادر به یافتن عیوب زیر در یک ترانسفورماتور است:

ا. باکلینگ^{۲۰} سیم پیچ (تغییر شکل شعاعی سیم پیچ به سمت داخل و بیرون آن)،

ب. جابه جایی محوری سیم پیچ،

ت. آسیب های هسته،

ث. اتصال حلقه،

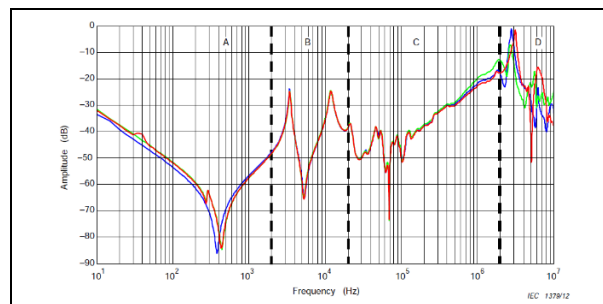
^{۲۰} Buckling

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ج. شل شدن سیم پیچ،

ح. باز شدن شیلد.

در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به آسیب مکانیکی و یا اتصال حلقه باشد انجام آزمون پاسخ فرکانسی توصیه می شود. به طور ویژه بهتر است بعد از جابه جایی ترانسفورماتور، بعد از عبور جریان های اتصال کوتاه بزرگ از ترانسفورماتور و بعد از حوادثی مثل زلزله آزمون پاسخ فرکانسی انجام شود. تابع تبدیل دارای دو قسمت دامنه و فاز است و معمولاً تفسیر نتایج بر اساس پاسخ دامنه انجام می شود. به طور معمول پاسخ دامنه در یک نمودار بر حسب dB در مقابل فرکانس که به صورت لگاریتمی توزیع شده است نمایش داده می شود. نمونه ای از این نمودار در شکل (۲-۲۸) نشان داده شده است. تابع تبدیل را می توان به چهار ناحیه حدودی از لحاظ فرکانسی مطابق شکل مذکور تقسیم بندی کرد. هر ناحیه از برخی مشخصات ترانسفورماتور بیشترین تاثیر را می پذیرد. مطابق IEC 60076-18 ناحیه A به طور عمده از هسته و پس ماند آن، ناحیه B از برهم کنش بین سیم پیچ ها، ناحیه C از ساختار خود سیم پیچ و ناحیه D از سیم های اتصالات تاثیر می پذیرد [۴۱].



شکل (۲-۲۸): پاسخ دامنه تابع تبدیل و نواحی مختلف آن

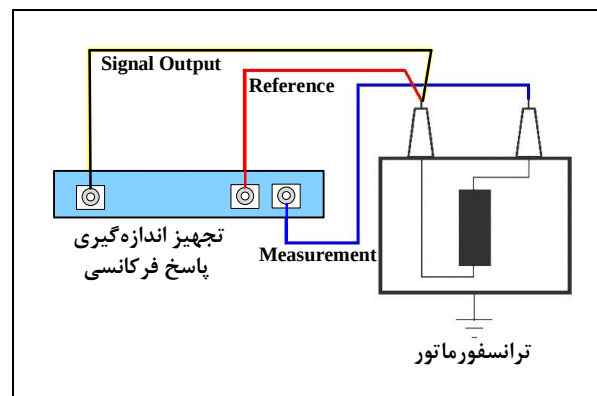
۲-۴-۱۲-۲ - روش انجام، اتصالات و بازه فرکانسی

برای اندازه گیری پاسخ فرکانسی می توان از دو روش ضربه فشار ضعیف و یا جاروب فرکانسی استفاده کرد اما اکثر دستگاه های جدید بر پایه روش جاروب فرکانسی یا SFRA^{۲۱} کار می کنند. اندازه گیری بایستی با سه اتصال انجام شود. یکی از اتصالات تغذیه را به یکی از سرهای سیم پیچ (در محل ترمینال بوشینگ) متصل می کند. به این اتصال معمولاً Output گفته می شود. اتصال دوم به محل تزریق سیگنال یعنی همان

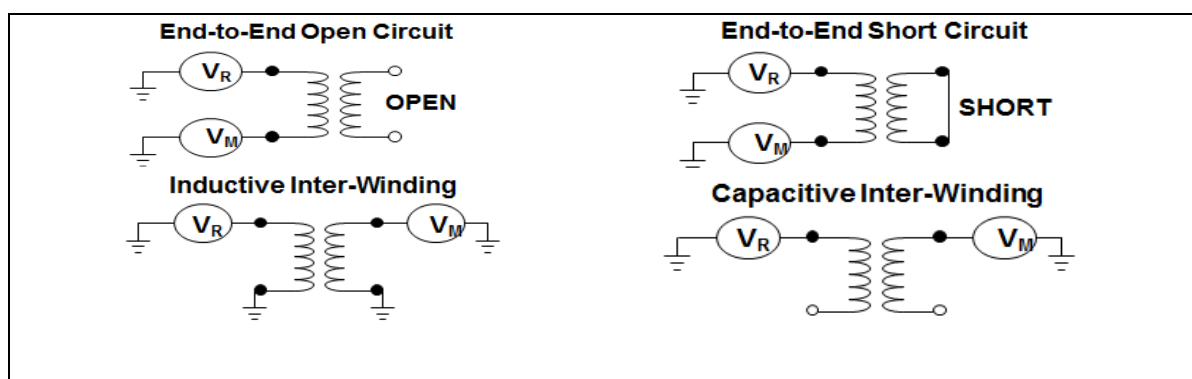
^{۲۱} Sweep Frequency Response Analysis

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ترمینال بوشینگ متصل شده و سیگنال تغذیه شده را اندازه‌گیری می‌کند. به این اتصال Reference گفته می‌شود. هدف از این کار حذف افت مسیر و تاثیر کابل تغذیه است. اتصال سوم، پاسخ سیگنال را در یک ترمینال دیگر اندازه‌گیری می‌کند و به آن Measurement گفته می‌شود. شکل (۲-۲۹) تصویر اتصالات مذکور را به یک ترانسفورماتور نشان می‌دهد. طبق IEEE C57.149 اندازه‌گیری به روش سه‌سیمه الزامی است [۴۲]. همچنین، اتصالات بایستی از نوع کابل کوکسیال باشند. بسته به محل تزریق سیگنال و اندازه‌گیری پاسخ آن، توابع تبدیل مختلفی قابل اندازه‌گیری است. چهار اتصال یا تابع تبدیل در IEC 60076-18 به عنوان اتصالات استاندارد پذیرفته شده [۴۱] که شامل ولتاژ انتها یا EE (End-to-End)، ولتاژ انتها با اتصال کوتاه یا EESC (End-to-End Short Circuit)، بین سیم‌پیچ‌های خازنی یا CIW (Capacitive Inter-Winding) و همچنین، بین سیم‌پیچ سلفی یا IIW (Inductive Inter-Winding) می‌باشند. شکل (۲-۳۰) نحوه سیم‌بندی این اتصالات را نمایش می‌دهد. در این شکل، V_R محل وصل شدن اتصال Output و Reference و V_M محل وصل شدن اتصال Measurement است.



شکل (۲-۲۹): اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی به روش سه‌سیمه



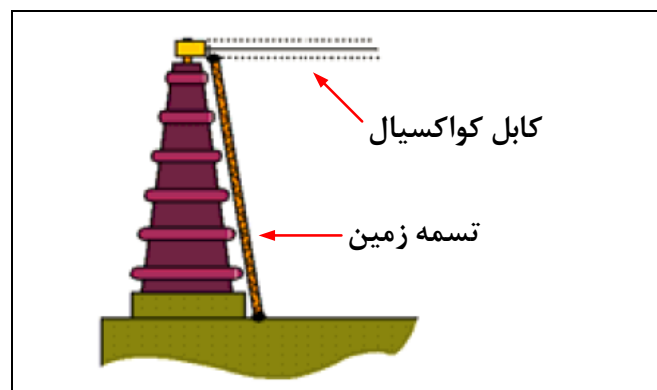
شکل (۲-۳۰): اتصالات مختلف در آزمون پاسخ فرکانسی

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

هر یک از این اتصالات به برخی از عیوب سیم‌پیچ حساسیت بیشتری دارند. در هر اندازه‌گیری حداقل بایستی اتصال ولتاژ انتها EE اندازه‌گیری شود، گرچه IEEE C57.149 اندازه‌گیری اتصال ولتاژ انتها با اتصال کوتاه EESC را در کنار اتصال فوق توصیه می‌کند. علت آن است که اتصالی EESC از شار پس‌ماند در هسته کم‌تر تاثیر می‌پذیرد. همچنین، راکتانس نشتی در این نوع اتصال در مشخصه FRA اندازه‌گیری می‌شود و بین سه‌فاز قابل مقایسه است. تجربه متخصصین در سطح بین‌المللی نشان می‌دهد که در کنار اتصال ولتاژ انتها EE اتصال بین سیم‌پیچ خازنی CIW مفید فایده است چون حساسیت بیشتری نسبت به تغییر شکل شعاعی سیم‌پیچ دارد. در اتصال EE سیگنال به ابتدای سیم‌پیچ داده شده و از انتها اندازه‌گیری می‌شود. در اتصال CIW در حالی که انتهای هر دو سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف باز است، سیگنال به ترمینال سیم‌پیچ فشارقوی تزریق شده و پاسخ از ترمینال سیم‌پیچ فشارضعیف اندازه‌گیری می‌شود.

زمانی که قید می‌شود اتصال EE اندازه‌گیری شود، پاسخ فرکانسی بایستی برای سیم‌پیچ‌های فشارقوی و فشارضعیف به صورت مجزا اندازه‌گیری شود. یعنی یک بار تزریق به ترمینال فشارقوی و اندازه‌گیری از انتهای سیم‌پیچ فشارقوی و پس از اندازه‌گیری هر سه فاز، همین کار بایستی در سمت فشارضعیف تکرار شود.

هنگام برقرارکردن اتصالات مهم است که مغزی کابل کواکسیال به ترمینال بوشینگ متصل شود و شیلد کابل توسط یک تسمه با کوتاه‌ترین مسیر در پای فلنج بوشینگ زمین شود. چنین اتصالی در شکل (۲-۳۱) نمایش داده شده است. در صورت عدم رعایت این نکته، پاسخ فرکانسی در بازه فرکانسی بالا تکرارپذیر نخواهد بود.



شکل (۲-۳۱): اتصال مناسب شیلد کابل به زمین در پای بوشینگ.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بازه معمول فرکانسی که تابع تبدیل در آن اندازه گیری می شود 20 Hz تا 2 MHz است. مطابق بروشور CIGRE و استاندارد IEC در ترانسفورماتورهای با سطح ولتاژ بزرگتر از 72.5 kV فرکانس های بالاتر از 1 MHz معتبر نیست و تفسیر فقط بایستی تا فرکانس 1 MHz انجام شود [۴۳]. علت آن است که فرکانس های بالاتر به شدت از نحوه اتصالات تاثیر می پذیرند و با جابه جا کردن سیم ها به راحتی تغییر می کنند.

۲-۴-۱۲-۳- تفسیر نتایج پاسخ فرکانسی

تفسیر پاسخ فرکانسی بر مقایسه استوار است. به عبارت دیگر، تابع تبدیل اندازه گیری شده بایستی با یک شکل مرجع مقایسه شود. مرجع می تواند تابع تبدیل همان سیم پیچ باشد که در موعد تحویل در کارخانه یا در موقع تست و راه اندازی اندازه گیری شده است که به آن اثر انگشت^{۲۲} گفته می شود. بهترین مرجع، مرجع زمانی است که به مقایسه زمانی نیز شناخته می شود. مقایسه زمانی بیشترین حساسیت را در مقابل عیوب مختلف دارد. در صورت عدم وجود مرجع زمانی، تابع تبدیل سایر فازها یا ترانسفورماتورهای مشابه می تواند به عنوان مرجع استفاده شود. البته بایستی توجه داشت که حتی در حالت کاملاً سالم نیز تابع تبدیل فازهای مختلف یا ترانسفورماتورهای مشابه با یکدیگر اختلاف دارد و لذا این نوع مقایسه به حساسیت مقایسه زمانی نیست. به دلیل ارجحیت مقایسه زمانی توصیه می شود که پس از ساخت ترانسفورماتور، اثر انگشت آن در کارخانه اندازه گیری شود.

در حال حاضر هیچ روش استاندارد می که به صورت جامع پذیرفته شده باشد برای تفسیر نتایج پاسخ فرکانسی وجود ندارد. مقایسه معمولاً توسط متخصصین با تجربه انجام می شود. به طور کلی وجود اختلاف قابل توجه بین اندازه گیری فعلی و مرجع زمانی نشانگر عیب در سیم پیچ است و ترانسفورماتور بایستی مورد بررسی قرار گیرد.

در تحلیل نتایج بایستی به دو نکته مهم توجه داشت. فرکانس های بالاتر از 1MHz به راحتی از نحوه آرایش سیم ها تاثیر می پذیرند و لذا بایستی با احتیاط مقایسه شوند. فرکانس های کمتر از 5 KHz نیز به طور عمده با تغییر پس ماند هسته تغییر می کنند و لذا بایستی با احتیاط تفسیر شوند [۴۳].

۲-۴-۱۲-۴- نکات آزمون پاسخ فرکانسی

در هنگام انجام آزمون نکات زیر بایستی مد نظر باشد:

^{۲۲} Finger print

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ا) ترانسفورماتور مورد آزمون باید به طور کامل از شبکه مجزا شود. اتصالات زمین سیم پیچ ها نیز بایستی باز شود.
- ب) بدنه ترانسفورماتور بایستی زمین بوده و با زمین دستگاه مستقیماً یکی شود.
- ت) تپ چنجر تحت بار یا OLTC بایستی در بالاترین تپ به گونه ای باشد که کل سیم پیچ در مدار قرار بگیرد.
- ث) تپ چنجر آفلود بایستی در وضعیتی باشد که هنگام کار معمول ترانسفورماتور در آن وضعیت قرار داشته است. توصیه می شود که موقعیت تپ چنجر آفلود به دلیل آزمون FRA تغییر داده نشود.
- ج) موقعیت تپ چنجر تاثیر قابل توجهی بر روی پاسخ فرکانسی دارد. در صورتی که پاسخ فرکانسی مرجع در یک موقعیت خاص از تپ چنجر گرفته شده است حتماً بایستی اندازه گیری جدید نیز در همان موقعیت انجام شود. به دلیل اختلاف قابل توجه، تقریباً دو پاسخ فرکانسی از یک سیم پیچ را که در دو موقعیت مختلف تپ چنجر گرفته شده است نمی توان با یکدیگر مقایسه کرد.
- ح) پیش از شروع اندازه گیری حتماً بایستی دستگاه اندازه گیری را کالیبره کرد. برای این منظور بایستی سه خروجی دستگاه به یکدیگر اتصال کوتاه شوند و دستگاه کالیبره گردد. بهتر است یک بار بعد از کالیبراسیون در موقعیت اتصال کوتاه شده پاسخ فرکانسی ثبت شود. در این حالت خروجی بایستی یک خط صاف برابر 0 dB باشد.
- خ) توصیه می شود که در اندازه گیری پاسخ فرکانسی، اولین اتصال اندازه گیری شده در پایان آزمون نیز اندازه گیری شود تا تکرارپذیری نتایج مشخص گردد و این دو هم خوانی قابل قبولی تا فرکانس های بالا داشته باشند.
- د) طبق IEEE C57.149 تعداد نقاطی که در پاسخ فرکانسی اندازه گیری می شود بایستی حداقل ۲۰۰ نقطه در هر دهه فرکانسی باشد.
- ذ) CT ها بایستی برای وضعیت عادی سرویس متصل شده باشند یعنی ثانویه آن ها اتصال کوتاه شده باشد.
- ر) طول کابل های مورد استفاده مطابق IEEE بایستی کم تر از ۳۰ متر باشد.
- ز) اندازه گیری بایستی با کابل خود دستگاه انجام شود که دارای امپدانس مشخصه مناسب است. تعویض کابل بر روی پاسخ فرکانسی تاثیر می گذارد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

س) مطابق IEC 60076-18 در اتصال Yn، منبع به ترمینال سمت خط متصل می شود و اندازه گیری از سمت نوترال انجام شود [۴۱].

ش) شار پس ماند در هسته بر روی بازه فرکانس پایین تاثیر می گذارد. بنابراین توصیه می شود در صورت امکان پیش از آزمون، شار پس ماند حذف شود. در صورتی که در سایت، تجهیزات لازم برای حذف شار پس ماند موجود نباشد، توصیه می شود که آزمون FRA پیش از تست مقاومت DC انجام شود تا اثر شار پس ماند بر روی نتایج کمینه شود.

ص) پیشنهاد می شود هنگام تست حداکثر اطلاعات ممکن از قبیل: سازنده و شماره سریال ترانسفورماتور، گروه برداری، دستگاه اندازه گیری مورد استفاده، تنظیمات نرم افزار، نام اپراتور، موقعیت تپ، تصویر ترانسفورماتور، اتصالات تست کننده، اتصال کوتاه کننده، زمین کننده و دما ثبت شود. در مورد تپ چنجر در صورتی که موقعیت آن بر روی تپ خنثی باشد حتماً باید موقعیت قبلی تپ ذکر شود. همچنین، توصیه می شود که برای بهبود تکرارپذیری، تصویری از نحوه اتصال کابل ها به بوشینگ و زمین کردن آن ضمیمه اطلاعات آزمون شود.

ض) بهتر است محل اتصال کابل به ترمینال بوشینگ و همچنین، محل زمین شدن آن بر روی فلنج با سوهان تمیز شود تا اتصالات مناسبی ایجاد شود.

۲-۴-۱۳ - آزمون پاسخ عایقی (FDS یا DFR)

۲-۴-۱۳-۱ - کلیات

آزمون پاسخ فرکانسی عایقی ($DFR^{۲۳}$)، که به طیف سنجی حوزه فرکانس ($FDS^{۲۴}$) نیز موسوم است، اندازه گیری مشخصات عایقی ترانسفورماتور مثل خازن و $\tan\delta$ به عنوان تابعی از فرکانس است [۴۴]. تاثیر رطوبت و آلودگی های یونی در فرکانس های پایین نمود بیشتری دارد و مشخصات عایقی را بیشتر تحت تاثیر قرار می دهد. از این رو در صورتی که مشخصات عایقی در فرکانس پایین اندازه گیری شوند، بهتر می توان موارد پیش گفته را ارزیابی کرد. در آزمون FDS آنچه که بر نتیجه آزمون تاثیر گذار و قابل ارزیابی است، شامل موارد زیر می شود:

ا. رطوبت عایق سلولزی،

ب. هدایت روغن،

^{۲۳} Dielectric Frequency Response

^{۲۴} Frequency Domain Spectroscopy

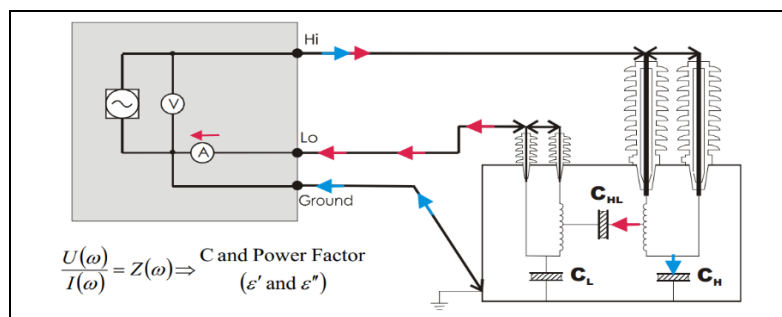
ت. وجود آلودگی‌هایی که خازن و یا $\tan\delta$ را تغییر می‌دهند.

پس از اندازه‌گیری مشخصه $\tan\delta$ با فرکانس می‌توان با تخمین و با استفاده از منحنی‌های مربوط به روغن و کاغذ به تنهایی (که در مجموعه داده‌های خود نرم‌افزار موجود است) به وضعیت هدایت روغن و رطوبت عایق کاغذی پی برد.

۲-۴-۱۳-۲- نحوه انجام آزمون

برای اندازه‌گیری پاسخ عایقی، یک منبع با فرکانس متغیر به ترانسفورماتور متصل شده و با جاروب فرکانسی، ولتاژ تغذیه، جریان عبوری و اختلاف فاز اندازه‌گیری می‌شود. بر اساس این موارد مقدار خازن و $\tan\delta$ در هر فرکانس قابل محاسبه است.

اتصالات آزمون دقیقاً مشابه اندازه‌گیری خازن و $\tan\delta$ معمول است که در قسمت‌های قبل در مورد آن صحبت شد. شکل (۲-۳۲) نمونه اتصالات آزمون را برای زمانی که عایق بین سیم‌پیچی فشارقوی و فشارضعیف مد نظر است نشان داده است. به طور مشابه می‌توان عایق بین هر سیم‌پیچ تا زمین را ارزیابی کرد. دقت شود که دقیقاً مشابه آزمون خازن و $\tan\delta$ تمامی ترمینال‌های یک سیم‌پیچ بایستی به یکدیگر متصل شده و تشکیل یک الکتروود دهند.



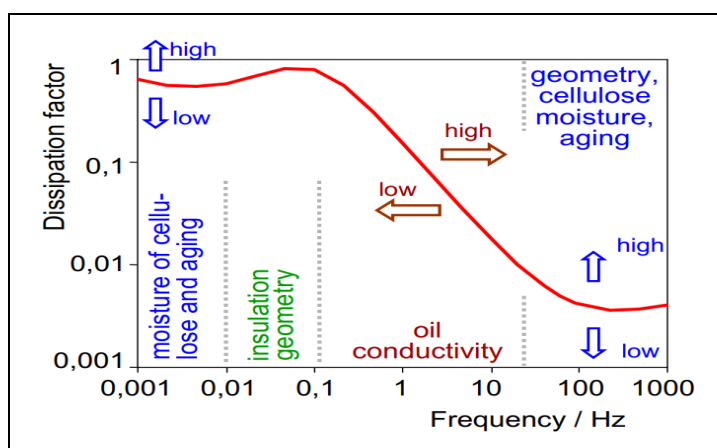
شکل (۲-۳۲): اندازه‌گیری FDS عایق بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف (CHL)

۲-۴-۱۳-۳- تحلیل نتایج آزمون FDS

زمانی که فرآیند آزمون تکمیل شد، به طور معمول مشخصه $\tan\delta$ بر حسب فرکانس ترسیم می‌شود. نمونه‌ای از این مشخصه در شکل (۲-۳۳) نمایش داده شده است. همان‌طور که در شکل دیده می‌شود نواحی فرکانسی مختلف مشخصه FDS از عوامل مختلفی تاثیر می‌پذیرند. ناحیه فرکانس پایین یعنی ابتدای منحنی به طور عمده با رطوبت عایق سلولزی تغییر می‌کند. ناحیه با فرکانس بالاتر (عمدتاً تا 0.1Hz) را

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

هندسۀ عایق یعنی نسبت میزان روغن به عایق سلولزی در بین سیم‌پیچ فشارقوی و فشارضعیف تعیین می‌کند. ناحیه بعدی (حدوداً ۲۰ Hz تا ۲۰۰ Hz) توسط هدایت روغن مشخص شده و ناحیه با بالاترین فرکانس از هر دو مورد رطوبت کاغذ و هندسه عایق متاثر می‌شود.

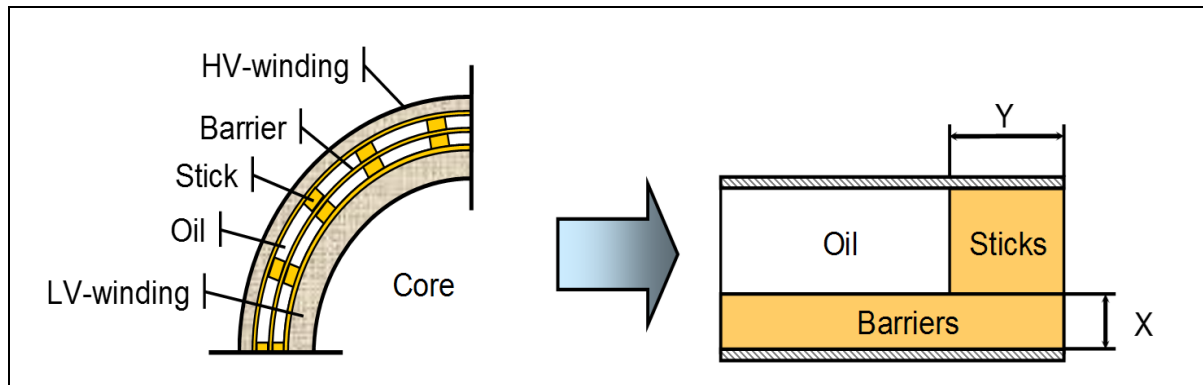


شکل (۲-۳۳): نمونه تغییرات $\tan\delta$ برحسب فرکانس

نحوه تفسیر نتایج به این صورت است که داده‌های مربوط به تغییرات $\tan\delta$ برحسب فرکانس برای روغن‌های با هدایت‌های مختلف به تنهایی و برای کاغذهای با رطوبت مختلف نیز به تنهایی اندازه‌گیری شده است. این نمودارها در پایگاه داده نرم‌افزار دستگاه موجود هستند. در نرم‌افزار سعی می‌شود تا با ترکیب نمودار کاغذهای با رطوبت مختلف و نمودار روغن‌های با هدایت مختلف نموداری نزدیک به آنچه که اندازه‌گیری شده است به دست آید. در صورتی که نمودار ساخته شده از پایگاه داده نزدیک به نمودار اندازه‌گیری شده باشد، مقدار رطوبت عایق سلولزی و هدایت روغن با توجه به دو نموداری که با ترکیب آن‌ها نمودار نزدیک به اندازه‌گیری ایجاد شده است مشخص می‌شود.

نسبت مقدار روغن و عایق کاغذی توسط نموداری که به نمودار XY معروف است مشخص می‌شود. مفهوم این نمودار در شکل (۲-۳۴) نمایش داده شده است. چنان‌که در شکل ملاحظه می‌شود، فضای بین دو سیم‌پیچ از مقدار پرس‌برد استوانه‌ای که به صورت سری در مسیر جریان قرار گرفته تشکیل شده است. در فاصله بین پرس‌بردها بخشی از جریان از طریق روغن و بخشی دیگر از طریق نگهدارنده‌های محوری که از جنس سلولز هستند عبور می‌کند و بنابراین در این بخش، سلولز و روغن با یکدیگر موازی هستند. در صورتی که همه پرس‌بردها کنار یکدیگر قرار بگیرند نموداری به نام نمودار XY تشکیل می‌شود که با تعیین X و Y به صورت درصدی می‌توان دریافت که نسبت کاغذ و روغن در مسیر جریان به چه صورت است.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۲-۳۴): نحوه مدل‌سازی نسبت روغن و کاغذ با نمودار XY

در نرم‌افزار دستگاه با انتخاب X و Y نسبت ترکیب نمودارهای کاغذ و روغن مشخص می‌شود. در نهایت نیز مشخصات نمودارهایی که با نسبت X و Y ترکیب شده‌اند تا مشخصه اندازه‌گیری شده را بسازند، وضعیت فعلی ترانسفورماتور را مشخص می‌کنند.

۲-۴-۱۴ - آزمون گروه‌برداری

۲-۴-۱۴-۱ - کلیات

منظور از گروه برداری ترانسفورماتور اختلاف فازی است که بین اولیه (فشارقوی) و ثانویه (فشارضعیف) ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. این زاویه که مضربی از ۳۰ درجه است معمولاً با یک عدد بین صفر تا ۱۱ بیان می‌شود که این عدد از تقسیم مقدار واقعی درجه اختلاف فاز بر ۳۰ درجه تعیین می‌شود. این عدد معمولاً بعد از ذکر اتصال ترانسفورماتور قید می‌شود، مانند YNd11، و به آن گروه برداری ترانسفورماتور گفته می‌شود. در محاسبه گروه برداری یا اختلاف فاز، بردار ولتاژ فشارقوی مرجع است و اختلاف فاز سمت فشارضعیف نسبت به آن به دست می‌آید.

گروه برداری در موارد متعددی اهمیت دارد که یکی از آن‌ها موازی کردن ترانسفورماتورها با یکدیگر است که بایستی گروه برداری آن‌ها یکی باشد. آزمون گروه برداری باید پیش از راه‌اندازی در محل پست انجام شود. تا زمانی که اتصالات ترانسفورماتور تغییر نکرده باشد گروه برداری آن ثابت خواهد بود و نیاز به انجام این آزمون نیست. اما در صورتی که ترانسفورماتور تعمیر شده و اتصالات آن از داخل باز شده باشد یا در هنگامی که اتصالات بانک ترانسفورماتور جهت انجام آزمون‌های دوره‌ای باز می‌شود، انجام آزمون گروه برداری برای اطمینان از درستی اتصالات توصیه می‌شود. لازم به ذکر است که گروه‌های برداری معمول‌تر در

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ایران عبارتند از صفر (اتوترانسفورماتور)، ۱، ۵، ۷ و ۱۱. پس از اندازه گیری اختلاف فاز و تعیین گروه برداری، این گروه بایستی با عدد قید شده روی پلاک مقایسه شود و مغایرتی نداشته باشد.

۲-۴-۱۴-۲- نحوه انجام آزمون

برای آزمون می توان از پل های اتوماتیک که اختلاف فاز را اندازه گیری می کنند استفاده کرد. در صورت عدم وجود پل، روشی به نام روش یک ولت متره وجود دارد که در این قسمت توضیح داده می شود. برای این کار بایستی دو فاز مشابه از سمت اولیه و ثانویه به یکدیگر اتصال کوتاه شوند، برای مثال ترمینال فاز A فشارقوی به ترمینال فاز a فشارضعیف متصل شود. سپس بایستی یک ولتاژ سه فاز با دامنه 380 V به سمت فشارقوی اعمال شود. با اندازه گیری ولتاژ بین فازهای مختلف و بین اولیه و ثانویه، می توان گروه برداری را مشخص کرد.

برای چهار گروه برداری پیش گفته معیارهای تعیین گروه برداری در اینجا ذکر شده است. دقت شود که در تمامی حالت ها ترمینال A به a متصل شده است. برای پیاده سازی معیارهای زیر، بایستی ولتاژهای بین ترمینال های متفاوت اندازه گیری شود. برای مثال منظور از (Cc) ولتاژ بین ترمینال C فشارقوی و ترمینال c فشارضعیف است. ولتاژهای قید شده در هر شرط بایستی توسط ولت متر اندازه گیری و ثبت شود و سپس مقایسه صورت گرفته و صحت گروه برداری کنترل شود. معیارهای مذکور به صورت زیر هستند:

ا) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که $Bc = Cc$ و $Cb > Bb$ باشد، آنگاه گروه برداری YNd11 است.

ب) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که $Bc = Cc$ و $Bb > Cb$ و $Cb < Bc$ باشد، آنگاه گروه برداری YNd5 است.

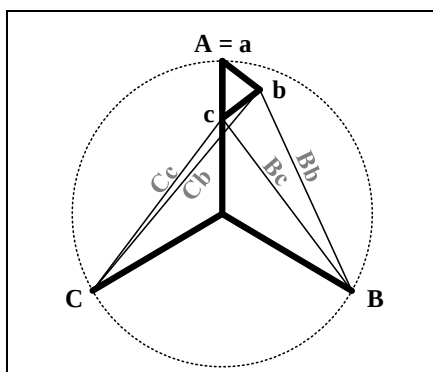
ت) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که $Bb = Cb$ و $Cc > Bc$ باشد، آنگاه گروه برداری YNd7 است.

ث) در اتصال ستاره- مثلث در صورتی که $Cc = Cb$ و $Bc > Bb$ باشد، آنگاه گروه برداری YNd1 است.

برای درک بهتر، اولین مورد از معیارهای فوق توضیح داده می شود. در اتصال YNd11 در صورتی که نقطه A به a متصل شود، ولتاژ خط سمت فشارضعیف که به صورت مثلث است بر روی نقطه A متمرکز می شود، مطابق شکل (۲-۳۵). همان گونه که در شکل مشخص است، با توجه به موقعیت مثلث که مربوط به

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

گروه برداری ۱۱ است، $Bc = Cc$ است و بردار Cb از بردار Bb بزرگ‌تر است. مشابه همین شکل برای سایر گروه‌های برداری نیز قابل رسم است و می‌توان معیارهای پیش‌گفته را از روی آن استخراج کرد.



شکل (۲-۳۵): دیاگرام فازوری اتصال YNd11 و مقایسه بردارهای مختلف برای تعیین گروه برداری

۲-۴-۱۵ - زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای

در جدول (۲-۲۰)، زمان‌بندی انجام آزمون‌های دوره‌ای ذکر شده است. لازم به ذکر است که این زمان‌بندی مربوط به ترانسفورماتور با وضعیت عادی بوده و در حالتی که ترانسفورماتور مشکوک به عیب باشد ممکن است لازم باشد که انواع مختلفی از آزمون‌ها به دفعات تکرار شوند. لازم به ذکر است که در استاندارد IEEE C57.152 بازه انجام آزمون‌ها سه تا پنج سال ذکر شده و در دستورالعمل ۷۴-۶۰۵ وزارت نیرو (سال ۸۱) بازه زمانی انجام آزمون‌ها پنج سال تعیین شده است. در نهایت با نظر متخصصین و با توجه به شرایط ایران، بازه زمانی سه سال برای ایران انتخاب شده است. همچنین، ترتیب مناسب انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای در جدول (۲-۲۱) بیان شده است.

جدول (۲-۲۰): زمان‌بندی انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای ترانسفورماتور

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها	سه ساله و در موارد مشکوک*
نسبت تبدیل در تمامی تپ‌ها	(هم‌زمان با سرویس تپ‌چنجر)
جریان بی‌باری (همراه با نسبت تبدیل)	سه ساله و در موارد مشکوک
مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون	سه ساله و در موارد مشکوک

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
مقاومت عایقی هسته	سه ساله و در موارد مشکوک
آزمون ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) و خازن سیم‌پیچ	سه ساله** و در موارد مشکوک
تقسیم شار	سه ساله و در موارد مشکوک
امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشتی)	در موارد مشکوک
اضافه‌ولتاژ القایی	در موارد مشکوک
تخلیه جزئی	در موارد مشکوک
تحلیل پاسخ فرکانسی	در موارد مشکوک
پاسخ عایقی (FDS یا DFR)	در موارد مشکوک
گروه‌برداری	بعد از تغییر اتصالات ترانسفورماتور
* در موارد مشکوک، آزمون‌ها بایستی با نظر متخصصان مربوطه انجام گیرد. ** در مواردی که نتایج آزمون مقاومت عایقی مناسب باشد، احتیاجی به انجام آزمون $\tan\delta$ سیم‌پیچ نیست (در شرایطی که ترانسفورماتور مشکوک نباشد).	

جدول (۲-۲۱): ترتیب انجام آزمون‌های الکتریکی دوره‌ای ترانسفورماتور.

ترتیب آزمون	نام آزمون
۱	مقاومت عایقی سیم‌پیچ و عدد پلاریزاسیون
۲	مقاومت عایقی هسته
۳	آزمون ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$) و خازن سیم‌پیچ
۴	نسبت تبدیل در تمامی تپ‌ها و جریان بی‌باری
۵	تقسیم شار
۶	مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها

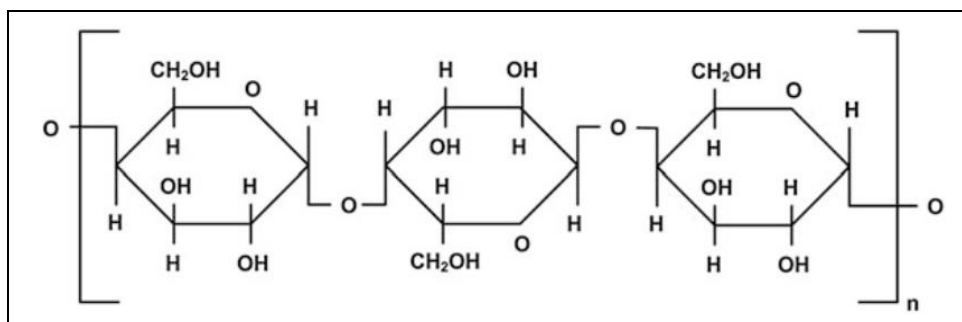
۲-۵- سایر آزمون‌های عیب‌یابی ترانسفورماتور

۲-۵-۱- آنالیز مشتقات فوران

کاغذ به طور عمده از سلولز (حدود ۹۰٪) تشکیل شده و سلولز همان‌طور که در شکل (۲-۳۶) نشان داده شده، زنجیره‌ای از مولکول‌های گلوکز است که توسط اتم‌های اکسیژن به یکدیگر متصل شده‌اند. زمانی که کاغذ فرآیند پیری را طی می‌کند، پیوندهای این زنجیره شکسته می‌شود. محصولات مستقیمی که تولید

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می شوند به طور عمده CO و CO₂، رطوبت، اسیدهای ارگانیک و مولکول های آزاد گلوکز هستند. در اثر واکنش های ثانوی، مولکول های گلوکز تبدیل به ترکیبات آروماتیکی می شوند که به نام مشتقات فوران شناخته می شوند. به همین دلیل با اندازه گیری مشتقات فوران در روغن می توان تا حدودی به وضعیت پیری عایق کاغذی پی برد. به طور معمول زمانی که نتایج DGA درگیر بودن کاغذ در خطا را نشان می دهد (با نسبت CO₂/CO) انجام آزمون فوران برای اطمینان بیشتر در مورد دخیل بودن کاغذ در خطا توصیه می شود.



شکل (۲-۳۶): زنجیره سلولز در کاغذ که از تعداد زیادی مولکول گلوکز تشکیل شده است

پنج نوع عمده از مشتقات فوران در روغن عبارتند از:

2-furfuraldehyde (2FAL), 5-hydroxy-methyl 2-furfuraldehyde (5H2F), 2-acetylfuran (2ACF), 5-methyl 2-furfuraldehyde (5M2F), and 2-furfuryl-alcohol (2FOL)

به جز 2FAL سایر ترکیبات در روغن ناپایدار هستند و به مرور زمان به مواد دیگر و 2FAL تبدیل می شوند [۹، ۹، ۴۵]. به همین دلیل، در بین ترکیبات فوق تنها 2FAL در حال حاضر برای تشخیص وضعیت کاغذ استفاده می شود. بایستی ذکر شود که مجموع مشتقات فوران نیز می تواند برای عیب یابی مورد استفاده قرار گیرد. همچنین، دقت شود که ترکیبات فوران معمولاً بسیار کم است و ممکن است به جای ppm برحسب ppb^{۲۵} بیان شود.

مزیت روش تحلیل مشتقات فوران در آن است که این ترکیبات توسط خود روغن نمی توانند تولید شوند و محصول پیری کاغذ هستند. به همین دلیل است که این ترکیبات معیار قضاوت در مورد وضعیت کاغذ قرار گرفته اند. نکته مهم آن است که مطابق IEEE C57.152 یکی از ترکیباتی که به عنوان حلال در فرآیند

^{۲۵} Part per billion

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

پالایش در اروپا استفاده می‌شود می‌تواند منشا تولید فوران خصوصاً در روغن نو باشد. به همین دلیل اهمیت دارد که قضاوت فقط بر مبنای مقدار مطلق مشتقات فوران انجام نشود.

نکته مهم دیگر آن است که تلاش‌های آزمایشگاهی بسیاری برای ارتباط دادن ترکیبات فوران با پیری کاغذ (خصوصاً عدد پلیمریزاسیون) انجام شده که نتایج مطلوبی داشته است اما بروشور CIGRE شماره ۴۹۴ صراحتاً قید می‌کند که علی‌رغم نتایج مناسب آزمایشگاهی، برقراری ارتباط بین مشتقات فوران و عدد پلیمریزاسیون کاغذ در موارد عملی مشکل است. به بیان دیگر، نتایج جمع‌آوری شده از ترانسفورماتورهای واقعی و خصوصاً مربوط به مواردی که از بعد از پایان عمر از سرویس خارج شده‌اند نشان می‌دهد که برقراری ارتباط بین غلظت 2FAL با وضعیت پیری کاغذ بسیار مشکل بوده و تشخیص عمر باقی‌مانده ترانسفورماتور بر اساس مشتقات فوران غیرواقعی است [۴۸].

همچنین، گرچه IEEE C57.152 تلویحاً ذکر می‌کند که غلظت ترکیبات فوران معمولاً کم‌تر از 0.5 ppm است اما بروشور CIGRE شماره ۴۹۴ صراحتاً ذکر می‌کند که امکان تعیین یک حد آستانه برای ترکیبات فوران برای تشخیص وضعیت پیری کاغذ امکان‌پذیر نیست. علل این موضوع را می‌توان به صورت زیر فهرست کرد:

- ا) تولید مشتقات فوران به شرایط محیطی مثل رطوبت، دما و اکسیژن بستگی دارد.
- ب) تولید مشتقات فوران به مقدار کاغذ و نوع آن بستگی دارد. همچنین، در اضافه‌دمای عمومی و اضافه‌دمای نقطه‌ای تولید فوران متفاوت است.
- ت) غلظت مشتقات فوران در روغن به توانایی کاغذ در نگهداری این مشتقات بعد از تشکیل بستگی دارد.
- ث) مشتقات فوران در ترانسفورماتور در یک حالت تعادل بین کاغذ و روغن قرار دارند و مشتقات مذکور بین این دو در تبادل هستند. نسبت تعادل نیز به شدت به عواملی چون دما، رطوبت، اکسیژن، اسیدیته روغن، نوع کاغذ و حتی طراحی تجهیز بستگی دارد.
- ج) ظاهراً تولید مشتقات فوران به حضور یا عدم حضور بازدارنده‌ها در روغن نیز بستگی دارد.
- ح) فیلتر کردن مکرر روغن نیز ممکن است باعث افزایش ترکیبات فوران شود. علت آن است که فیلترها معمولاً از الیاف گیاهی ساخته می‌شود که ورود آن‌ها به روغن باعث افزایش ترکیبات فوران می‌گردد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

به اختصار می‌توان گفت که به دلیل اینکه غلظت ترکیبات فوران به عوامل بسیاری بستگی دارد، تعیین یک حد آستانه برای آن به منظور عیب‌یابی امکان‌پذیر نیست.

جدول (۲-۲۲): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای نیروگاهی

پرسیده از روغن بدون بازدارنده بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←		کم‌تر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال	
(در صد) ↓		Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.
۹۰		< ۰/۰۱	< ۰/۰۵	۰/۰۴	۰/۳	۰/۳۰	۲/۰	۳/۰	-
۹۸		< ۰/۰۱	< ۰/۰۵	۰/۱۰	۱/۰	۰/۷۰	۴/۰	۶/۰	-
منظور از Rol مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Conc مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.									

جدول (۲-۲۳): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای نیروگاهی پرسیده از روغن دارای بازدارنده

بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←		کمتر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال	
(در صد) ↓		Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.
۹۰		-	-	-	۰/۱۰	-	۰/۸۰	۰/۲۵	-
۹۸		-	-	-	۰/۱۵	-	۱/۵۰	۰/۶۰	-
منظور از Rol مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Conc مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.									

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۲۴): مقادیر معمول 2-FAL برای ترانسفورماتورهای انتقال پر شده از روغن بدون بازدارنده بر اساس IEC/TR 62874:2015

عمر ←		کمتر از ۱ سال		۱ تا ۱۰ سال		۱۰ تا ۳۰ سال		بیشتر از ۳۰ سال
(در صد)		Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol.	Conc.	Rol. Conc.
↓								
۹۰		۰/۰۱	۰/۱۰	۰/۰۶	۰/۳	۰/۲۵	۱/۶	۲/۰ ۰/۳
۹۸		۰/۰۲	۰/۲۰	۰/۶	۱/۱	۰/۸۰	۳/۵	۴/۵ ۱/۱
منظور از Rol مقدار غلظت بر حسب mg/kg (ppm) و منظور از Conc مقدار رشد بر اساس mg/kg/y (ppm در سال) است.								

گزارش علمی IEC/TR 62874:2015 در ضمیمه A، مطالعاتی را گزارش کرده که بر روی حدود ۴۰۰۰ دستگاه ترانسفورماتور با طول عمرهای مختلف انجام شده است. نتیجه این مطالعات در جداول (۲-۲۲) تا (۲-۲۴) ذکر شده است. منظور از ۹۰ و ۹۸ آن است که ۹۰٪ یا ۹۸٪ ترانسفورماتور مقادیری کم تر از آن چه که در جدول قید شده است داشته اند. خود این گزارش تاکید می کند که این مقادیر نایستی به عنوان حد آستانه در نظر گرفته شود و صرفاً جهت اطلاع از حدود فوران ذکر شده است. مقادیری که در جدول با خط تیره نشان داده شده اند به دلیل کم بودن داده ها محاسبه و گزارش نشده اند.

استاندارد IEEE و CIGRE راهکارهای زیر را برای استفاده از روش مشتقات فوران توصیه می کنند:

(أ) بهتر است به جای استفاده از مقدار مطلق ترکیبات، به نرخ افزایش آن ها توجه شود. به این ترتیب می توان در مورد وضعیت پیری کاغذ بهتر اظهار نظر کرد.

(ب) برای استفاده از مقادیر مطلق بهترین حالت آن است که از یک بانک اطلاعاتی مربوط به ترانسفورماتورهای مشابه و موجود استفاده شود. به بیان دیگر، در صورتی که متوسط مشتقات فوران در ترانسفورماتورهای غیرمشکوک مشخص باشد بهتر می توان در مورد مقدار مطلق مشتقات فوران اظهار نظر کرد.

(ت) تصمیم گیری نباید بر مبنای تنها یک اندازه گیری انجام شود و در صورت شک حتماً باید اندازه گیری تکرار شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در نهایت لازم به ذکر است که اندازه گیری مشتقات فوران بایستی مطابق با IEC 61198 و یا استانداردهای ASTM D923 و ASTM D5837-2012 انجام شود [۲۵، ۴۷، ۴۸].

۲-۵-۲ - عدد پلیمریزاسیون کاغذ

کاغذ به طور عمده از سلولز تشکیل شده که یک زنجیره خطی از مولکولهای گلوکز است. عدد پلیمریزاسیون یا DP^{26} متوسط تعداد مولکولهای گلوکز در زنجیرههای سلولز کاغذ است. با پیر شدن کاغذ زنجیرههای سلولز شکسته شده و DP کاهش می یابد. به همین دلیل می توان DP را معیاری از پیری کاغذ در نظر گرفت.

با پیر شدن کاغذ، الیاف سلولز کوتاه تر شده و کاغذ استقامت مکانیکی خود را از دست می دهد. DP برای کاغذ نو عددی بین ۱۰۰۰ تا ۱۴۰۰ است که در فرآیند خشک کردن مقداری کاهش می یابد و سپس با پیر شدن کاغذ عدد آن کوچک تر می شود. تحقیقات نشان داده که استقامت مکانیکی کاغذ در بازه DP بین ۹۵۰ تا ۵۰۰ تقریباً ثابت است اما در بازه ۵۰۰ تا ۲۰۰ به صورت خطی با DP کاهش می یابد. زمانی که DP به عددی حدود ۲۰۰ یا ۱۵۰ کاهش می یابد، گفته می شود که کاغذ به پایان عمر خود رسیده است [۲۸]. باید ذکر گردد که مطابق تحقیقات میدانی مشخص شده که تعداد قابل توجهی از ترانسفورماتورهایی که بدون مشکل در حال کار هستند DP کوچک تر از ۱۵۰ دارند [۲۵].

فرآیند تعیین DP در IEC 60450 و ASTM D4243-86 ذکر شده است. فرآیند معمولاً به این صورت است که کاغذ در یک محلول حل شده رقیق می گردد و سپس DP بر اساس گرانروی محلول تعیین می شود. بایستی توجه کرد که تعیین DP می تواند خطاهای متفاوتی به همراه داشته باشد که برخی از آنها در زیر بیان شده اند [۱۹]:

أ) دمای محیط: در صورتی که در هنگام حل کردن کاغذ دمای محیط بالاتر از $20^{\circ}C$ باشد، انحلال کامل کاغذ رخ نمی دهد.

ب) قرار گرفتن در معرض هوا: محلول تهیه شده نسبت به اکسیژن حساس است. زمانی که محلول در معرض هوا قرار می گیرد DP اندازه گیری شده کاهش می یابد.

²⁶ Degree of polymerization

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت) پلیمر زمانی که برای مدت طولانی تکان داده می شود از لحاظ مکانیکی پیر می شود. همین موضوع در محلول و با لرزشی که توسط دستگاه ایجاد می شود اتفاق می افتد و لذا DP اندازه گیری شده به سرعت تکان دادن محلول نیز بستگی دارد.

ث) گرفتن روغن و تعیین رطوبت: برای تعیین وزن دقیق کاغذ، روغن باید از کاغذ به طور کامل گرفته شود. همچنین، مقدار رطوبت بایستی به دقت تعیین شود که این موارد نیز باعث بروز خطا در تعیین DP می شود.

موارد فوق نشان می دهند که خطاهای متفاوتی در اندازه گیری DP رخ می دهد و لذا تصمیم گیری بر اساس آن بایستی با احتیاط انجام شود.

برای تعیین DP، یک نمونه کاغذ از ترانسفورماتور بایستی این نمونه از داخل ترانسفورماتور گرفته شود. هرگز فقط برای نمونه گیری از کاغذ ترانسفورماتور را باز نکنید. تنها در صورتی که ترانسفورماتور برای علت دیگری باز شده و روغن آن تخلیه شده و تنها در صورت لزوم از کاغذ نمونه برداری کنید. فرایند نمونه برداری به این صورت است که یک نمونه کاغذ به اندازه تقریبی 1cm^2 از محلی مناسب در بالاترین قسمت فاز وسط گرفته می شود [۲۸]. به صورت کلی در ترانسفورماتور سه فاز، محلی که دارای بالاترین دمای متوسط است قسمت بالایی فاز وسط است و لذا کاغذ در این قسمت بیشتر پیر می شود. در صورتی که این کار قابل انجام نباشد می توان نمونه را از قسمت فوقانی یکی دیگر از فازها گرفت. گاهی لازم است برای اطمینان از عدم ایجاد مشکل در ترانسفورماتور، عایق قسمتی که نمونه گیری شده است با نوار کاغذی مناسب تقویت شود.

۲-۵-۳- ترموگرافی

ترموگرافی یکی از روش هایی است که می تواند برخی از عیوب حرارتی ترانسفورماتور را بدون خارج کردن آن از مدار نشان دهد. این عیوب می توانند مواردی مثل افزایش مقاومت الکتریکی اتصالات، جریان گردشی، کاهش سطح روغن، مسدود شدن رادیاتورها، مشکلات تپ چنجر و ... باشد. بهتر است ترموگرافی به صورت سالیانه انجام شود. همچنین، بعد از آزمون های نگهداری و در مواردی که اتصالات ترانسفورماتور باز شده و مجدداً بسته شده، مناسب است ترموگرافی انجام شود تا اطمینان حاصل شود که اتصالات به درستی برقرار شده اند. ضمناً توصیه می شود که در هنگام انجام آزمون جهش حرارتی در کارخانه درخواست شود تا یک تصویر حرارتی از ترانسفورماتور تهیه شود. این تصویر می تواند برای مقایسه در آینده به کار گرفته شود. لازم به ذکر است که می توان از ترمومترهای لیزری که به صورت نقطه ای نیز دما را

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

اندازه گیری می کنند استفاده کرد. در این صورت می توان دمای چندین نقطه مهم را اندازه گیری کرده و معیار مقایسه قرار داد.

۲-۵-۳-۱- نکات ترموگرافی

هنگام انجام ترموگرافی بایستی دستورالعمل دستگاه اندازه گیری به دقت رعایت شود. اساس عملکرد ترموگرافی آن است که اجسام از خود انرژی تابش می کنند و میزان این تابش با درجه حرارت تغییر می کند. دستگاه های ترموگرافی طیف تابش شده از یک تجهیز را در محدوده فروسرخ اندازه گیری می کنند و بر اساس آن دمای تجهیز را مشخص می کنند. یکی از پارامترهایی که در زمان انجام ترموگرافی بایستی به آن توجه داشت Emissivity یا ضریب تشعشع (گسیلندگی) است. این ضریب که بین اعداد (۱/۰) تا (۰/۰) تغییر می کند مشخص می کند که یک سطح به چه میزان تشعشعات را تابش می کند. عدد ۱/۰، یک تابش کننده ایده آل و عدد (۰/۰) یک منعکس کننده ایده آل است. بخشی از انرژی توسط خود جسم تابش می شود و قسمتی دیگر در حقیقت انعکاس انرژی است که توسط سایر منابع به جسم تابیده است. ضریب Emissivity مشخص می کند که چه مقدار از انرژی از خود تجهیز ساطع می شود. این ضریب معمولاً بایستی به دستگاه اندازه گیری داده شود. برای سطوح کدر این ضریب بین ۰/۷ تا ۰/۹ است.

نکته دیگری که در هنگام اندازه گیری بایستی به آن توجه داشت حذف انعکاس ها خصوصاً انعکاس خورشید در اندازه گیری حین روز است. مناسب آن است که از چند زاویه مختلف از ترانسفورماتور عکس برداری شود. در این صورت، اگر انعکاسی در زاویه خاصی وجود داشته توسط مقایسه با تصاویری که از زوایای دیگر گرفته شده است مشخص خواهد شد.

مورد دیگر بحث حداکثر فاصله بین دستگاه اندازه گیری و تجهیز مورد اندازه گیری است که توسط مشخصات دستگاه و ابعاد تجهیز مشخص می شود. همچنین، بایستی توجه داشت، نقاطی که ریز هستند بایستی دقت اندازه گیری افزایش یابد تا به درستی دیده شوند در غیر این صورت اندازه گیری به درستی انجام نخواهد شد. برای مثال، اتصالات ترمینال بوشینگ ممکن است در تصویر گرفته شده دیده شود اما دمای مشخص شده تنها در صورتی دقت خواهد داشت که تعدادی پیکسل فقط آن قسمت را (به تنهایی بدون پس زمینه) رویت کنند. توجه به چنین نکاتی خصوصاً در هنگامی که فاصله از ترانسفورماتور زیاد است بایستی مدنظر باشد. در چنین حالتی بهتر است برای اتصالات از فاصله نزدیک تر و برای تانک ترانسفورماتور از فاصله دورتر تصویربرداری شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

با توجه به نکات پیش‌گفته توصیه می‌شود که تصویربرداری توسط افرادی که تجربه میدانی این کار را دارند انجام شود. ضمناً دقت شود که ترموگرافی باید هنگامی که ترانسفورماتور در حال بارگیری است انجام شود و بهتر است اندازه‌گیری زمانی صورت گیرد که بار ترانسفورماتور قابل توجه است. همچنین، مناسب است که ترموگرافی به صورت سالیانه قبل از پیک بار تابستان انجام شود.

۲-۵-۳-۲- نحوه ارزیابی ترموگرافی

ترموگرافی بایستی برای تشخیص عیوب در تانک ترانسفورماتور، برق‌گیر، بوشینگ و سیستم خنک‌سازی مدنظر باشد. به همین دلیل لازم است که تصاویر متعددی از ترانسفورماتور تهیه شود. در مورد تانک ترانسفورماتور، یکی از روش‌های ارزیابی توجه به الگوی حرارتی است. الگوی حرارت تانک معمولاً به این صورت است که دما در قسمت پایین کم‌تر است و به تدریج افزایش می‌یابد تا به نقطه حداکثر در ناحیه فوقانی تانک برسد. در صورتی که تفاوت‌هایی با این الگو مشاهده شود می‌تواند نشانه عیب حرارتی در ترانسفورماتور باشد.

یکی دیگر از روش‌های ارزیابی مقایسه با تصویر حرارتی تهیه شده از همان تجهیز در زمان قبل یا مقایسه با ترانسفورماتور مشابه است. در تمامی موارد بایستی توجه شود که تلفات ترانسفورماتور با بارگیری آن متناسب است و لذا در صورتی که هدف مقایسه دمای مطلق تصاویر مختلف باشد، بایستی تصاویر مربوط به بارگیری یکسان از ترانسفورماتورها در دمای محیط یکسان باشد. یکی از بهترین حالت‌ها تصویربرداری از ترانسفورماتورهای موازی در یک مقطع زمانی است که معمولاً بارگیری آن‌ها یکسان بوده و دمای محیط نیز در این شرایط یکسان است.

ترموگرافی بایستی برای تشخیص مشکلات احتمالی در اتصالات نیز انجام شود. بهترین حالت آن است که اتصالات ترمینال سه فاز با یکدیگر مقایسه شود. نقطه داغ در یکی از اتصالات نسبت به بقیه نشانه عدم اتصال مناسب است که بایستی اصلاح گردد.

ترموگرافی در مورد برق‌گیر نیز بایستی انجام شود. وجود نقاط داغ در برخی نواحی برق‌گیر می‌تواند نشانه افزایش جریان ناشی برق‌گیر باشد. این موضوع در بدترین حالت می‌تواند منجر به افزایش حرارت برق‌گیر و انفجار آن شده که علاوه بر خطرات جانی به تجهیزات اطراف خود نیز آسیب خواهد زد. الگوی حرارتی برق‌گیر سه فاز بایستی با یکدیگر مقایسه شود و در صورتی که نقاط داغ غیرمعمول در برق‌گیر دیده شود باید ترانسفورماتور در اسرع وقت از مدار خارج شده و مشکل برق‌گیر مرتفع گردد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در مورد رادیاتورها نیز ترموگرافی بایستی انجام گیرد و وضعیت و دمای رادیاتورهای مختلف باید مقایسه شود. در صورتی که رادیاتور یا بخشی از آن سرد باشند می‌تواند نشان‌دهنده بسته بودن شیر آن باشد. در صورتی که بازبینی ظاهری مشخص کند که شیر در حالت باز قرار دارد، ممکن است رادیاتور از داخل مسدود شده باشد که در این حالت بایستی مشکل آن مرتفع گردد. بهره‌برداری از ترانسفورماتور در صورت کاهش سیستم خنک‌کنندگی، عمر ترانسفورماتور را کاهش می‌دهد و ممکن است خطرناک باشد. سایر سیستم‌های خنک‌کننده مثل فن‌ها و پمپ‌ها نیز بایستی در هنگام کار ترموگرافی شوند. دمای بالاتر فن می‌تواند نشانه مشکل در یاتاقان موتور باشد که بایستی مرتفع گردد. ترموگرافی از جعبه اتصالات و مارشال باکس ترانسفورماتور نیز مفید است و به کمک آن می‌توان سیم‌های با بار بالاتر از حد مجاز و یا اتصالات نامناسب را تعیین کرد.

ترموگرافی در مورد بوشینگ و خصوصاً بوشینگ‌های فشارضعیف به دلیل جریان بیشتر، باید انجام گیرد و روش ارزیابی مقایسه بوشینگ‌های سه فاز با یکدیگر است. همچنین، می‌توان تصاویر ترموگرافی قبلی بوشینگ را مبنای مقایسه قرار داد. نقاط داغ خصوصاً در قسمت پایین بوشینگ می‌تواند نشانه اتصال نامطلوب خروجی سیم‌پیچ به انتهای بوشینگ در داخل ترانسفورماتور باشد. از سوی دیگر سردتر بودن قابل توجه بوشینگ در قسمتی (خصوصاً قسمت بالا) می‌تواند نشانه کاهش سطح روغن در بوشینگ باشد. چنین حالتی خطرناک است و ترانسفورماتور باید از مدار خارج شده و مشکل بوشینگ مرتفع گردد. یک حالت خطرناک دیگر، افزایش بیش از اندازه سطح روغن در بوشینگ است که می‌تواند در اثر ورود آب به بوشینگ باشد. آب در صورت ورود معمولاً به قسمت پایین بوشینگ رفته و سطح روغن را افزایش می‌دهد. چنین حالتی نیز خطرناک است و باید در اسرع وقت ترانسفورماتور از مدار خارج شود. نبایستی فراموش کرد که آسیب و انفجار بوشینگ می‌تواند آسیب‌های پرهزینه‌ای به ترانسفورماتور و سیم‌پیچ وارد کند.

در کنار همه موارد فوق‌الذکر، استاندارد NETA ATS جدولی را ارائه کرده است که می‌تواند به عنوان یک راهنمای کلی در آزمون ترموگرافی مدنظر قرار گیرد. این معیار که در جدول (۲-۲۵) نشان داده شده در استاندارد IEEE C57.152 نیز ذکر شده است [۹، ۴۹].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۲-۲۵): راهنمای کلی برای ارزیابی ترموگرافی براساس NETA ATS

اقدام مناسب	تفاوت دما (ΔT) بر اساس مقایسه بین تجهیزات مشابه در بارگیری یکسان ($^{\circ}\text{C}$)	تفاوت دما (ΔT) بر اساس مقایسه بین تجهیزات و دمای محیط ($^{\circ}\text{C}$)
وضعیت عادی یا خطای احتمالی. نیاز به بازبینی	۱-۱۰	۱-۳
نشان دهنده عیب احتمالی. تعمیر زمانی که شرایط اجازه دهد	۱۱-۲۰	۴-۱۵
رصد وضعیت تا زمانی که اقدام اصلاحی قابل انجام باشد.	۲۱-۴۰	>۱۵
عیب قابل توجه، تعمیر در اسرع وقت*	>۴۰	>۱۵
* در برخی از ترانسفورماتورها، ممکن است دمای روغن موجود در قسمت بالای سیم پیچ تا $^{\circ}\text{C}$ 65 بیشتر از محیط عادی باشد.		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فصل سوم

آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳- آزمون‌های دوره‌ای تجهیزات جانبی ترانسفورماتور

۳-۱- مقدمه

این بخش در مورد آزمون‌های دوره‌ای مربوط به تجهیزات جانبی ترانسفورماتور است. از تجهیزات جانبی مهم ترانسفورماتور می‌توان بوشینگ، تپ‌چنجر، کنسرواتور و سیستم خنک‌سازی را نام برد. آزمون‌های مربوط به کنسرواتور و سیستم خنک‌سازی به طور عمده در فصل دوم و ذیل بازبینی‌های ظاهری مورد بحث قرار گرفته است. لذا این فصل به صورت اختصاصی به دو تجهیز بوشینگ و تپ‌چنجر می‌پردازد و اصلی‌ترین آزمون‌های دوره‌ای شامل بازبینی ظاهری، آزمون‌های الکتریکی و آزمون‌های روغن را مورد بحث قرار می‌دهد.

۳-۲- آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ

۳-۲-۱- مقدمه

در این قسمت در مورد آزمون‌های دوره‌ای بوشینگ صحبت خواهد شد. برخی از این آزمون‌ها مانند ترموگرافی برای بوشینگ در فصل دوم ذکر شده است. همچنین، برای پرهیز از تکرار مکررات، هر جا که مطلب مورد نیازی در فصل دوم بیان شده باشد، به محل آن اشاره شده و مجدداً تکرار نخواهد شد.

۳-۲-۲- خازن و ضریب تلفات عایقی ($\tan\delta$)

۳-۲-۲-۱- کلیات، نحوه مقایسه و معیار پذیرش

در بوشینگ‌های خازنی که در سطح انتقال و فوق توزیع استفاده می‌شوند، برای متعادل‌سازی میدان الکتریکی داخلی بوشینگ، از تعداد زیادی فویل فلزی با طول‌های مختلف مابین قسمت مغزی بوشینگ و فلنج آن استفاده می‌شود. چنین ساختاری در شکل (۳-۱) نشان داده شده است. این فویل‌ها با یکدیگر تشکیل خازن داده و یک شبکه خازنی بین قسمت مغزی و فلنج تشکیل شده که باعث می‌شود توزیع میدان به صورت خازنی بوده و متعادل شود. در این صورت است که سیستم عایقی قادر به تحمل میدان الکتریکی خصوصاً بر روی قسمت مغزی بوشینگ خواهد بود. لازم به ذکر است که فلنج بوشینگ، مادامی که بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب شده است، به دلیل اتصال به تانک ترانسفورماتور زمین شده است.

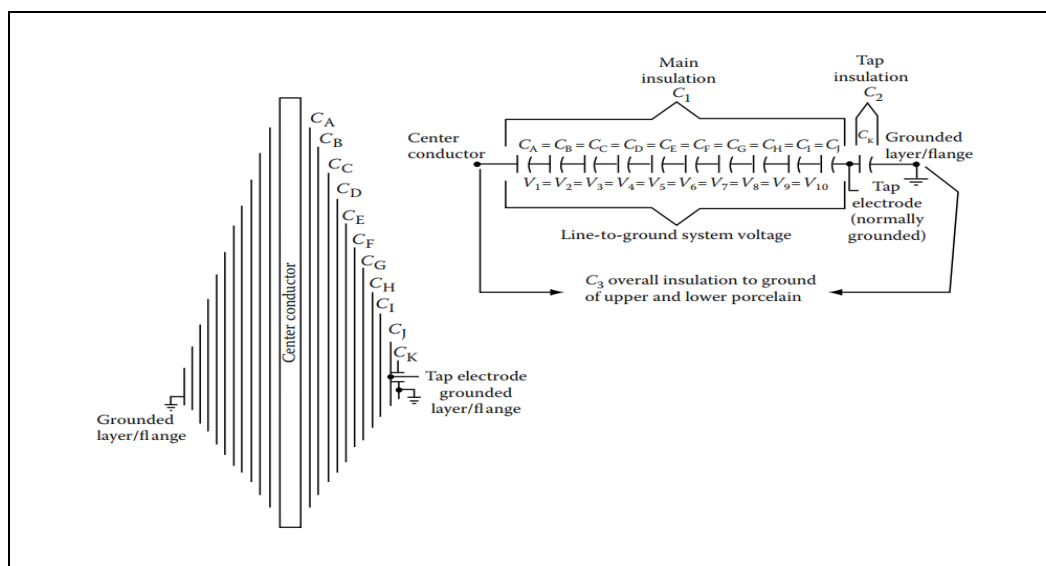
در ساختمان بوشینگ، معمولاً فویلی که پیش از فلنج قرار می‌گیرد توسط یک اتصال به بیرون آورده می‌شود. این اتصال بوشینگ‌تپ، تست‌تپ یا تپ خازنی خوانده می‌شود. این تپ برای انجام آزمون‌های دوره‌ای مفید بوده و یکی از الکترودهایی است که برای انجام آزمون در دسترس است. به این ترتیب، سه

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

خازن در یک پوشینگ تعریف می‌شود. خازن C_1 که معادل سری خازن‌هایی بوده که بین مغزی و تست‌تپ قرار گرفته است. خازن C_2 که در حقیقت خازن مابین تست‌تپ و فلنج است و در نهایت خازن C_3 که معادل سری دو خازن C_1 و C_2 است. تعریف این سه خازن در مدار خازنی شکل (۱-۳) ارائه شده است. لازم به ذکر است که برخی از پوشینگ‌های قدیمی که مطابق استاندارد DIN هستند روغن مشترک با ترانسفورماتور دارند. به بیان دیگر، قسمت عایقی بر روی قسمت مغزی پوشینگ پیچیده شده و سپس در حالی که بر روی ترانسفورماتور قرار دارد، محفظه عایق بر روی آن نصب شده و در نهایت مجموعه سیم‌پیچ و پوشینگ با هم روغن زده می‌شود. چنین پوشینگ‌هایی معمولاً اتصال تست‌تپ ندارند و لذا اندازه‌گیری خازن‌ها به تفکیک قابل انجام نیست.



شکل (۱-۳): ساختمان پوشینگ خازنی و تعریف خازن‌های C_1 ، C_2 و C_3

در زمان کار معمول پوشینگ، تست‌تپ با بستن یک درپوش زمین شده است. بنابراین در حالت کار، ولتاژ و میدانی بر روی خازن C_2 وجود ندارد و فقط خازن C_1 تحت تنش میدانی است. نکته مهم آن است که باز ماندن درپوش تست‌تپ خطرناک است. علت آن است که در صورتی که C_2 زمین نشده باشد، یک مقسم خازنی بین C_1 و C_2 تشکیل می‌شود و لذا زمانی که مغزی پوشینگ دارای ولتاژ است، تست‌تپ نیز به نسبت بین این دو خازن ولتاژدار می‌شود. ولتاژی که در تست‌تپ و در فویل لایه آخر ایجاد می‌شود معمولاً برای سیستم عایقی قابل تحمل نیست. در نتیجه در بهترین حالت در بیرون پوشینگ جرقه‌هایی بین

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

خروجی تست تپ و فلنج ایجاد می شود. اما ممکن است جرقه و قوس در سیستم عایق داخل بوشینگ بین فلنج و آخرین فویل ایجاد شود. چنین حالتی در مدت کوتاهی منجر به انفجار بوشینگ می شود و لذا اهمیت دارد که پس از انجام آزمون ها از بسته بودن درپوش تست تپ پیش از برق دار کردن ترانسفورماتور اطمینان حاصل کرد.

اندازه گیری هر دو خازن C1 و C2 ضروری است اما اندازه گیری خازن C1 اهمیت دارد و یکی از اصلی ترین مواردی است که می تواند بروز عیب در بوشینگ را نشان دهد. در صورتی که اتصال کوتاهی بین دو عدد از فویل های ناحیه مغزی و تست تپ اتفاق بیفتد، از زنجیره خازن های سری شکل (۳-۱) یک خازن حذف شده و نتیجه آن است که خازن معادل بزرگ خواهد شد. بنابراین، می توان گفت که بزرگ شدن خازن C1 می تواند نشانه اتصال کوتاه بین فویل های داخل بوشینگ باشد و وضعیت خطرناکی را نشان می دهد. علت آن است که با حذف یک خازن، تنش الکتریکی بر روی سایر نواحی افزایش می یابد. نتیجه آن است که احتمال آسیب دیدن این نواحی بیشتر می شود. در صورتی که تنش از حدی بیشتر باشد، عایق قسمت دیگر دچار آسیب شده و تنش باز هم افزایش خواهد یافت و در نتیجه در مدت زمان کوتاهی، فویل ها به صورت زنجیره ای اتصال کوتاه شده و بوشینگ منفجر خواهد شد. بنابراین، افزایش خازن C1 بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد.

خازن C1 بایستی در هر بار آزمون دوره ای اندازه گیری شده و با مقدار کارخانه ای و اندازه گیری قبلی مقایسه شود. مطابق IEEE C57.152 افزایش بیش از ۰.۵٪ مقدار خازن نسبت به اندازه گیری قبلی بایستی توسط سایر آزمون ها مورد بررسی قرار گرفته و در مورد مناسب بودن بوشینگ برای ادامه کار تصمیم گیری شود [۹]. لازم به ذکر است که هر دو مقدار خازن C1 و C2 در کارخانه اندازه گیری می شود و در برخی سازندگان بر روی پلاک نیز قید می شود. با توجه به تفاوت شرایط در پست فشارقوی و عوامل خطای موجود، اندازه گیری با مقدار کارخانه ای متفاوت خواهد بود و لذا مقایسه با اندازه گیری قبل بایستی بیشتر مدنظر باشد [۹]. مهم ترین تفاوت بین شرایط کارخانه و پست آن است که در کارخانه و هنگام اندازه گیری خازن، بوشینگ بر روی ترانسفورماتور قرار نگرفته است و به تنهایی مورد آزمون قرار می گیرد. این در حالی است که در پست، بوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب بوده و خازن های دیگر ممکن است بر روی اندازه گیری تاثیر بگذارند. نکته دیگر مربوط به آلودگی بر روی بوشینگ است که به دلیل عبور جریان خزشی ممکن است منجر به ایجاد خطا در اندازه گیری شود. در [۵۴] معیار مربوط به جدول (۳-۱) برای ارزیابی مقدار خازن بوشینگ داده شده است. لازم به ذکر است که میزان خازن بوشینگ های انتقال در حدود چند

نظامنامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

صد پیکوفاراد ذکر شده که این مقدار در بین سازندگان مختلف و با تکنولوژی‌های مختلف ساخت بوشینگ، ممکن است از محدوده ذکر شده فراتر رود و تنها معیار درست ارزیابی، مقایسه با اندازه‌گیری قبلی یا کارخانه است.

جدول (۳-۱): توصیه کلی در تحلیل مقدار تغییرات خازن بوشینگ [۵۴]

ارزیابی	$\Delta C = C_{\text{اندازه‌گیری}} - C_{\text{مرجع}}$
قابل قبول	$\Delta C < 5\%$
نیاز به بررسی دارد	$5\% < \Delta C < 10\%$
خطرناک	$\Delta C > 10\%$
منظور از مرجع C مقدار درج شده روی پلاک یا اندازه‌گیری شده برای بوشینگ نو است.	

در کنار خازن، اندازه‌گیری $\tan\delta$ نیز حائز اهمیت است و وجود آلودگی یا رطوبت در داخل بوشینگ را نشان می‌دهد. مقدار $\tan\delta$ دو خازن بوشینگ ممکن است کاملاً با یکدیگر متفاوت باشد و برای مثال ده برابر بزرگ‌تر بودن مقدار $\tan\delta$ خازن $C2$ از $C1$ غیرمعمول نیست [۹]. بایستی توجه داشت که اندازه‌گیری $\tan\delta$ خازن $C2$ با دقت بالا معمولاً کار دشواری است و به حضور شیلد در بالای فلنج احتیاج دارد.

در صورتی که بوشینگی در اندازه‌گیری‌های دوره‌ای افزایش مداوم $\tan\delta$ داشته باشد، بایستی از سرویس خارج شده و بررسی‌های بیشتری در مورد آن صورت گیرد. همچنین، در صورتی که افزایش $\tan\delta$ در بوشینگ مشاهده شود، بایستی بازه زمانی اندازه‌گیری $\tan\delta$ کاهش یابد تا مقدار $\tan\delta$ در فواصل زمانی کم‌تر پایش شود. در صورتی که مقدار $\tan\delta$ به اندازه ۱/۵ تا ۲ برابر مقدار اولیه افزایش یابد، فواصل زمانی اندازه‌گیری $\tan\delta$ بایستی کاهش یابد و یا بوشینگ از سرویس خارج شود. همچنین، در صورتی که مقدار $\tan\delta$ به بیش از ۳ برابر مقدار اولیه افزایش یابد، بوشینگ بایستی تعویض شود. این معیارها در جدول (۳-۲) ارائه شده‌اند.

علاوه بر مقایسه‌های مذکور، مقایسه مقدار خازن و $\tan\delta$ بوشینگ‌های سه‌فاز در صورتی که از یک سازنده باشند و در یک زمان نصب شده باشند می‌تواند مفید باشد. علت آن است که سه بوشینگ در یک شرایط محیطی و حرارتی پیر شده‌اند و لذا مشخصات آن‌ها بایستی به طور تقریباً مشابه تغییر کند. در چنین

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

حالتی، تغییر عمده در بوشینگ یکی از فازها در حالتی که دو فاز دیگر چنین تغییری را نشان نمی دهند می تواند نشانه وضعیت غیر عادی بوشینگ آن فاز باشد.

جدول (۲-۳): توصیه کلی در تحلیل مقدار تغییرات $\tan\delta$ بوشینگ [۵۴]

وضعیت $\tan\delta$	ارزیابی
مرجع $2 \times \tan\delta < \text{اندازه گیری}$	قابل قبول
مرجع $3 \times \tan\delta < \text{اندازه گیری}$	نیاز به بررسی دارد
مرجع $3 \times \tan\delta > \text{اندازه گیری}$	خطرناک
منظور از مرجع $\tan\delta$ مقدار پلاک یا اندازه گیری شده برای بوشینگ نو است.	

زمانی که بوشینگ فاقد تست تپ باشد، می توان از آزمون Hot Collar استفاده کرد. در این آزمون، یک حلقه رسانا یا نیمه رسانا بر روی بدنه بوشینگ قرار می گیرد. این حلقه بایستی در تماس با سطح پرسیان باشد و به همین دلیل لاستیک از جنس نیمه هادی یک گزینه مناسب است چرا که به دلیل حالت کشسانی کاملاً بر روی بدنه بوشینگ قرار می گیرد. در این آزمون به طور معمول قسمت مغزی زمین می شود و خروجی ولتاژ به حلقه هادی اعمال می شود. در این آزمون جریانی از حلقه به سمت مغزی جاری می شود که بخشی از آن از عایق داخلی بوشینگ عبور می کند و لذا به کمک این آزمون می توان قسمت کوچکی از بوشینگ را که زیر حلقه قرار گرفته است ارزیابی کرد. سپس با تغییر حلقه می توان سایر قسمت های بوشینگ را نیز مورد آزمون قرار داد.

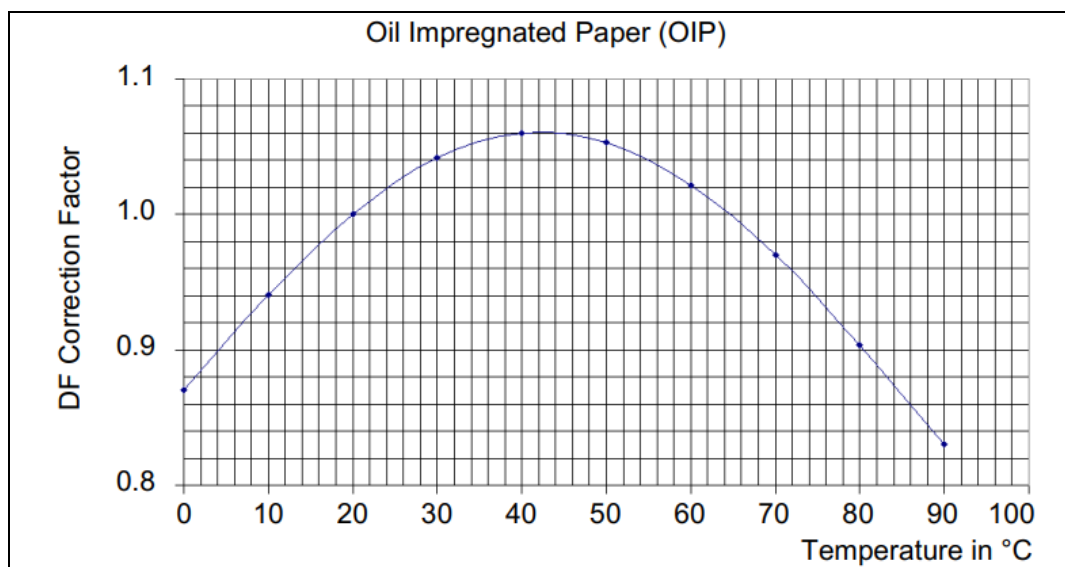
این آزمون به طور ویژه برای تشخیص مواردی از قبیل: جاییابی ترک ها در پرسیان، تخریب عایق در قسمت بالایی بوشینگ، کاهش سطح ماده عایقی یا روغن درون بوشینگ و یا حفره های درون سیستم عایقی مناسب است. معمولاً در این آزمون به جای $\tan\delta$ ، تلفات بر حسب وات مورد ارزیابی قرار می گیرد [۹].

۳-۲-۲-۲-۲-۳ اصلاح دمایی

در مقایسه با مقدار کارخانه یا اندازه گیری قبلی، اصلاح دمایی $\tan\delta$ بایستی انجام شود. در مورد بوشینگ، چون حجم روغن کم است، بایستی از منحنی متفاوتی نسبت به ترانسفورماتور استفاده شود. این منحنی برای بوشینگ های کاغذ و روغن در شکل (۲-۳) ارائه شده است. ضرایبی که در این نمودار داده شده برای

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

اصلاح به دمای مرجع 20°C است. همچنین، برای اصلاح بایستی مقدار اندازه‌گیری شده در ضربی که از نمودار شکل (۲-۳) به دست می‌آید ضرب شود. منحنی‌های اصلاحی که توسط سازندگان داده می‌شود بر این منحنی ارجحیت دارد.



شکل (۲-۳): ضرایب اصلاح دمایی $\tan\delta$ برای بوشینگ کاغذ و روغن به دمای 20°C [۵۴]

در مورد اصلاح دما توجه به نکات زیر الزامی است:

أ) هر چه دمای اندازه‌گیری به 20°C درجه نزدیک‌تر باشد خطای اصلاح دما کم‌تر است [۵۵]. علت آن است که منحنی داده‌شده مربوط به بوشینگ نو است و با پیرشدن سیستم عایقی، منحنی اصلاح تغییر می‌کند. از این رو اصلاح دمایی دارای خطا است و هرچه دمای اندازه‌گیری به مقدار مرجع نزدیک‌تر باشد خطا کم‌تر است.

ب) در مورد بوشینگ‌های نصب شده، متوسط دمای محیط و دمای top oil ترانسفورماتور می‌تواند به عنوان دمای بوشینگ در نظر گرفته شود.

ت) اگر $\tan\delta$ بوشینگ در دمای بالا مشکوک باشد بایستی صبر کرد و در دمای پایین‌تر (نزدیک 20°C درجه) مجدداً اندازه‌گیری را انجام داد.

ث) اندازه‌گیری $\tan\delta$ در دمای پایین‌تر از انجماد آب دقت مناسبی ندارد [۵۵].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ج) نمودار داده شده مربوط به پوشینگ های OIP (با ساختار کاغذ، فویل آلومینیوم و روغن) است. در مورد پوشینگ های رزینی از نوع RIP^{27} ، RBP^{28} یا RIS^{29} نمودارهای متفاوتی وجود دارد که در [۵۴] ارائه شده است.

۳-۲-۲-۳- نحوه انجام آزمون

نحوه انجام آزمون خازن و $\tan\delta$ به تفصیل در فصل دوم بیان شده است و در این قسمت تنها اتصالات بیان می شوند. چنان که در فصل دوم بیان شد، دستگاه اندازه گیری خازن و $\tan\delta$ دارای خروجی های ولتاژ، زمین، گارد و UST است که خروجی UST تنها در حالتی فعال می شود که دستگاه در مود UST اندازه گیری کار می کند. نحوه اتصال این خروجی ها به قسمت های مختلف پوشینگ برای اندازه گیری خازن های مختلف در جدول (۳-۳) ارائه شده است.

جدول (۳-۳): اتصالات آزمون $\tan\delta$ و خازن برای پوشینگ

شماره آزمون	خروجی های دستگاه اندازه گیری خازن و $\tan\delta$					خازن و $\tan\delta$ متناظر آن که اندازه گیری می شود
	ولتاژ	زمین	گارد	UST	Mode	
*۱	قسمت مغزی پوشینگ	-	فلنج	تست تپ	UST	C_1
۲	تست تپ	فلنج	قسمت مغزی پوشینگ	-	GST-g	C_2
**۳	قسمت مغزی پوشینگ	فلنج	-	-	GST	C_3
* در برخی دستگاه ها در حالت UST زمین و گارد یک نقطه است. ** این آزمون فقط در حالتی قابل انجام است که پوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب نباشد، مانند پوشینگ رزرو یا پیش از نصب پوشینگ. در حالتی که پوشینگ بر روی ترانسفورماتور نصب شده است، در حالت آزمون ۳، خازن سیم پیچ موازی با خازن پوشینگ قرار می گیرد. آزمون شماره یک در مود UST، آزمون شماره ۲ در مود GSTg و آزمون شماره ۳ در مود GST انجام می شود.						

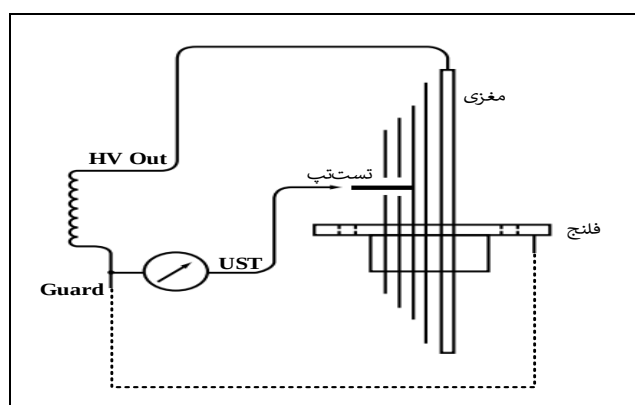
²⁷ Resin Impregnated Paper

²⁸ Resin-Bonded Paper

²⁹ Resin Impregnated Synthetic

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

برای درک بهتر، اتصالات اندازه‌گیری خازن C1 که مهم‌ترین آزمون بوشینگ است در شکل (۳-۳) نشان داده شده است. چنان‌که دیده می‌شود، فلنج گارد شده است تا جریان آن در اندازه‌گیری دخالت نکند. خروجی ولتاژ به قسمت مغزی بوشینگ داده شده و خروجی اندازه‌گیری (UST) به تست‌تپ متصل شده است. به این ترتیب، فقط جریانی که از مغزی به تست‌تپ یعنی از طریق خازن C1 جاری می‌شود اندازه‌گیری می‌شود و لذا این خازن و $\tan\delta$ مربوط به آن در این اتصالات ارزیابی خواهد شد.



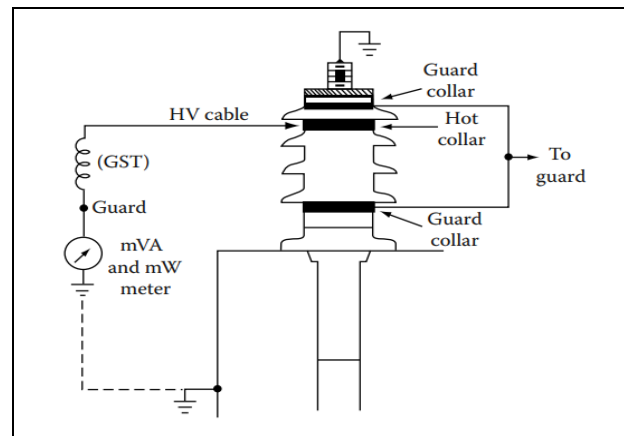
شکل (۳-۳): اتصالات اندازه‌گیری خازن C1

در حالتی که بوشینگ به شدت آلوده یا دارای رطوبت زیاد باشد، جریان خزشی از سطح بوشینگ در اندازه‌گیری خطا ایجاد می‌کند. در این حالت می‌توان از حلقه‌های رسانا در قسمت بالا و پایین بوشینگ بر روی پرسلان استفاده کرده و آن را به گارد متصل کرد. به این ترتیب، جریان خزشی از مسیر اندازه‌گیری عبور نمی‌کند و دقت اندازه‌گیری بالاتر خواهد بود.

این روش در آزمون Hot collar نیز قابل استفاده است. برای درک بهتر نمونه‌ای از استفاده از حلقه‌های رسانا به عنوان گارد در شکل (۳-۴) ارائه شده است. در این آزمون، Hot collar دارای ولتاژ بوده و قسمت درونی بوشینگ زمین شده است و لذا جریانی از Hot collar از طریق عایق به قسمت مغزی بوشینگ می‌رسد که اندازه‌گیری می‌شود. در کنار این جریان، ممکن است به صورت خزشی نیز جریان به قسمت مغزی بوشینگ برسد. به بیان دیگر ممکن است به دلیل رطوبت و آلودگی سطح، جریان به صورت خزشی از Hot collar حرکت کند و به سمت قسمت مغزی بوشینگ برسد. برای جلوگیری از این موضوع و افزایش دقت آزمایش، یک Guard collar بر روی سطح بوشینگ قرار داده شده که به گارد متصل شده است. این حلقه رسانا در حقیقت جریان خزشی را جمع‌آوری کرده و از مسیری به جز مسیر اندازه‌گیری عبور می‌دهد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

و لذا جریان خزشی از اندازه گیری حذف می شود. مشابه همین حالت در آزمون های معمول با تست تپ نیز قابل پیاده سازی است.



شکل (۳-۴): استفاده از حلقه های رسانا به عنوان گارد بر روی سطح پوشینگ

۳-۲-۴- نکات مهم در آزمون خازن و $\tan\delta$ پوشینگ

- در انجام آزمون خازن و $\tan\delta$ پوشینگ بایستی به نکات زیر نیز توجه کرد:
 - ا) پیش از انجام آزمون، بایستی پوشینگ تمیز شده و خشک شود تا آلودگی و رطوبت سطوح بیرونی حذف شود.
 - ب) ولتاژ معمول در اندازه گیری خازن C1 و $\tan\delta$ آن برابر 10 kV است مگر آن که ولتاژ نامی پوشینگ از این مقدار کم تر باشد.
 - ت) دقت شود که ولتاژ آزمون هنگام اندازه گیری خازن C2 و $\tan\delta$ آن، از مقدار ولتاژ قابل تحمل تست تپ کم تر باشد.
 - ث) این آزمون به جز در موارد دوره ای، بایستی پیش از برق دار کردن ترانسفورماتور و همچنین، در سال اول بهره برداری از پوشینگ انجام شود [۵۵]. بعد از این زمان است که بازه زمانی دو سال در میان (در حالت عادی) در مورد این آزمون رعایت می شود.
 - ج) مقادیر توصیه شده در بالا برای ارزیابی مربوط به پوشینگ های OIP (با ساختار کاغذ، فویل آلومینیوم و روغن) است و برای پوشینگ هایی که از عایق های دیگری مثل RIP یا RBP استفاده می کنند بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد.
 - ح) پس از انجام آزمون، درپوش تست تپ باید مجدداً به درستی در جای خود نصب شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳-۲-۳- بازیابی ظاهری

یک ماه پس از نصب بوشینگ و به صورت سالیانه موارد زیر را کنترل کنید:

ا) سطح پرسیان را برای یافتن ترک و یا آلودگی کنترل کنید. در کنترل ماهیانه، کنترل توسط دوربین دوچشمی (شکاری) می‌تواند انجام شود و نیازی به بازیابی از نزدیک وجود ندارد. در صورت وجود آلودگی شدید، بوشینگ بایستی در اولین فرصت تمیز شود. برای تمیز کردن و شستشوی سطح بوشینگ با استفاده از حلال‌های مجاز به دستورالعمل سازنده مراجعه کنید. همچنین، چترک‌های (بشقاب) بوشینگ را برای یافتن لب‌پریدگی کنترل کنید.

ب) در مناطق بسیار آلوده، بوشینگ بایستی سالیانه تمیز شود. در مناطق با آلودگی معمول، تمیز کردن در بازه سه تا پنج ساله کافی است [۲۰].

ت) در صورتی که آلودگی شدید باشد، ممکن است باعث تخلیه‌های خزنده بر روی بوشینگ شده و رد کربن از خود به جا بگذارد. سالیانه سطح بوشینگ را برای یافتن اثر کربن و تخلیه کنترل کنید.

ث) بوشینگ را برای یافتن نشی روغن کنترل کنید. در صورت یافتن نشی، اتصالات و خصوصاً واشرها را برای سفت بودن و آب‌بندی کنترل کنید. در صورتی که مشکل از اتصالات یا واشرها نباشد، احتمال نشی از خود بوشینگ وجود دارد که معمولاً در محل قابل تعمیر نیست. در چنین مواردی با سازنده مشورت کنید. همچنین، سطح روغن در بوشینگ را کنترل کنید تا مقدار روغن به کم‌تر از مقدار مجاز کاهش پیدا نکرده باشد. بایستی توجه کرد که از محل نشی، رطوبت و آلودگی می‌تواند وارد بوشینگ شود و لذا این موضوع بایستی به کمک آزمون $\tan\delta$ بررسی شود. در مورد روغن زدن به بوشینگ بایستی احتیاط‌های لازم صورت گرفته و با سازنده مشورت شود. به طور معمول در صورتی که روغن به پایین‌تر از ناحیه دارای کاغذ نرسیده باشد، می‌توان روغن را سرریز کرد اما در صورتی که روغن به پایین‌تر از محل دارای کاغذ رسیده باشد، تزریق بایستی تحت خلاء انجام شود. برای اطلاع از جزئیات و سایر احتیاط‌های لازم بایستی با سازنده یا متخصصان خبره مشورت کرد. تاکید می‌گردد که سرریز روغن بایستی طبق دستورالعمل سازنده و توسط افراد متخصص و با دقت عمل کافی انجام شود. همچنین، نوع روغن مورد استفاده برای سرریز بایستی با سازنده هماهنگ شود.

ج) سطح روغن در بوشینگ را که توسط یک نشان‌گر مشخص می‌شود کنترل کنید تا میزان روغن در بوشینگ به اندازه کافی باشد. اگر سطح روغن کم‌تر از حد مجاز باشد، بوشینگ اجازه برق‌دار شدن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ندارد چرا که احتمال بروز قوس داخلی و انفجار وجود دارد. در صورتی که سطح روغن در بوشینگ کم شده باشد و نشی روغن در بیرون رویت نشود، ممکن است روغن بوشینگ از داخل به تانک ترانسفورماتور نشت کرده باشد. در چنین حالتی، بررسی های بیشتر با مشورت سازنده باید انجام شود تا مشکل بوشینگ مرتفع گردد.

ح) بوشینگ را در حال کار توسط دوربین مادون قرمز ترموگرافی کنید. جزئیات ارزیابی ترموگرافی در فصل دوم ارائه شده است. بهتر است این فرآیند به صورت سالیانه تکرار شود [۷].

خ) از زمین شدن مناسب اتصال تست تپ اطمینان حاصل کنید.

د) هر سه سال سطح بوشینگ را با دقت و از نزدیک برای یافتن ترک ها کنترل کنید. ترک های مویی و موارد دیگر بایستی با مشورت سازنده ترمیم و آب بندی شود تا از ورود رطوبت و آلودگی به داخل بوشینگ جلوگیری شود. همچنین، از نزدیک محل اتصالاتی که در آن از چسب سیمان استفاده شده است برای یافتن هرگونه تخریب کنترل کنید.

ذ) در هنگام شب و زمانی که هوا بارانی یا مرطوب است به بالاترین قسمت عایق بوشینگ برای رویت کرونا دقت کنید. وجود کرونا در نوک بوشینگ عادی است اما در صورتی که ملاحظه شود که کرونا به سمت پایین و در محل عایق نیز وجود دارد می تواند نشانه آلودگی بوشینگ باشد که بایستی تمیز گردد.

ر) هر سه سال اتصالات فلزی نوک بوشینگ و فلنج را برای یافتن اثراتی از زنگ زدگی کنترل کنید. در صورت وجود، زنگ بایستی با مشورت سازنده مرتفع شود.

ز) اتصالات نوک بوشینگ و هادی ها را برای یافتن شل شدگی کنترل کنید. در صورت مشاهده، اتصالات بایستی آچارکشی شوند.

س) کلیه بوشینگ ها در سطوح ولتاژی مختلف بایستی فاقد شاخک و مجهز به برق گیر باشد. در مورد سیم پیچ سوم، مطابق دستورالعمل کمیته سیم پیچ سوم، یک فاز سیم پیچ بایستی توسط برق گیر زمین شود و از زمین کردن مستقیم فاز خودداری شود.

۳-۲-۴- تحلیل گازهای محلول در روغن بوشینگ

گرفتن نمونه روغن و اندازه گیری و تحلیل گازهای محلول در روغن آن یک آزمون دوره ای معمول نیست و به عنوان آزمون دوره ای نیز توصیه نمی شود و فقط در زمانی انجام می شود که بوشینگ مشکوک باشد و سایر آزمایش ها وجود مشکل در بوشینگ را نشان بدهند [۵۵]. علت آن است که گرفتن نمونه روغن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

یک فرآیند حساس است که بوشینگ را در معرض هوا و رطوبت قرار می دهد و در صورتی که به درستی انجام نشود باعث افزایش آسیب به بوشینگ می شود. زمانی که بوشینگ مشکوک باشد، برای مثال میزان خازن آن تغییر کرده باشد و یا $\tan\delta$ آن تغییرات قابل ملاحظه ای داشته است، نمونه روغن می تواند از بوشینگ گرفته شود و گازهای محلول در روغن مورد تحلیل قرار گیرند. علاوه بر تحلیل گازهای محلول در روغن ممکن است آزمون رطوبت و $\tan\delta$ نیز بر روی نمونه روغن انجام شود [۵۶].

۳-۲-۴-۱- نمونه گیری از روغن بوشینگ

برای نمونه گیری از روغن بوشینگ بایستی توصیه سازنده رعایت شود. همچنین، انجام این کار بایستی توسط پرسنل آموزش دیده که تجربه این کار را دارند انجام شود. نکات کلی زیر نیز بایستی رعایت شود:

أ) معمولاً نمونه گیری از شیر بالایی بوشینگ انجام می شود. همچنین، نمونه برداری معمولاً به کمک سرنگ و با اتصال لوله لاستیکی انجام می شود.

ب) بایستی توجه داشت که به دلیل حجم کم روغن بوشینگ، حداقل نمونه گیری انجام شود (به عنوان مثال 50 cc).

ت) هیچ گاه نباید شیر (پیچ) بوشینگ را در حالتی که بوشینگ داغ است باز کرد [۲۰]. علت آن است که در برخی بوشینگ ها، افزایش حجم روغن در اثر افزایش دما توسط یک بالشتک گاز در بالای بوشینگ جبران می شود و در حالتی که بوشینگ داغ است گاز در حالت فشرده قرار دارد. در این صورت با باز کردن شیر، امکان پاشیدن روغن داغ به بیرون و آسیب به افراد وجود دارد. دمایی که شیر نمونه گیری بوشینگ مجاز به باز شدن است بایستی از دستورالعمل سازنده استخراج شود. دمای عادی بین 15°C تا 35°C است [۲۰]. در چنین حالتی، تضمین می شود که فشار داخلی بوشینگ تغییر قابل توجه نداشته باشد و این از الزامات نمونه گیری است که فشار داخلی قبل و بعد از نمونه گیری، تغییرات قابل توجه نداشته باشد.

ث) باز کردن شیر پایین به هیچ وجه مجاز نیست. علت آن است که بوشینگ معمولاً به صورت هرمتیک آب بندی بوده و ممکن است در هنگام نمونه برداری فشار درون بوشینگ منفی باشد. در این حالت با باز کردن شیر پایین بوشینگ، هوا به درون بوشینگ کشیده می شود. اگر این هوا در قسمت دارای تنش الکتریکی حبس شود منجر به وقوع تخلیه جزئی می شود که در ادامه می تواند گسترش یافته و تبدیل به اتصال کوتاه کامل شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ج) نمونه برداری از بوشینگ بهتر است در هوای خشک انجام شود و از نمونه برداری در هوای بارانی یا با رطوبت بالا خودداری شود. در هر حالت بایستی اطراف شیر نمونه گیری با پارچه تمیز خشک و تمیز شود.

ح) مدت زمانی که آب بندی بوشینگ برای نمونه گیری برداشته می شود بایستی تا حد امکان کوتاه باشد.
خ) مطابق توصیه برخی سازندگان، روغن خارج شده از بوشینگ بایستی با روغن ترانسفورماتور با حجم معادل جایگزین شود [۵۷]. این روغن بایستی قبلاً تصفیه شده و مشخصات لازم را مطابق استاندارد IEC 60296 داشته باشد [۱۳].

د) لازم است که واشر بوشینگ بعد از نمونه برداری با واشر نو جایگزین شود [۵۷]. همچنین، شیر بالا بایستی با گشتاوری برابر با آنچه که سازنده مشخص کرده است مجدداً سفت شود.

۳-۲-۴-۲- انواع خطا در بوشینگ

تقسیم بندی خطاها در بوشینگ از دیدگاه تحلیل DGA مشابه خطاهای ترانسفورماتور است که شامل خطاهای حرارتی سه گانه، تخلیه جزئی و تخلیه های با شدت کم یا زیاد می باشند. این خطاها در بخش DGA تشریح شده است. از بین موارد فوق، چند خطای معمول تر و نمونه های آن به شکل جدول (۳-۴) در IEC 60599 تشریح شده است.

۳-۲-۴-۳- تحلیل گازها و تعیین نوع خطا

برای تحلیل گازها، IEC TR 61464 و IEC 60599 جدولی برای مقدار معمول گازها ارائه داده اند [۲۶]. این مقادیر معمول، که بر اساس فراوانی ۹۵٪ مشخص شده اند، در جدول (۳-۵) ارائه شده است. در صورتی که مقدار گازهای اندازه گیری شده از مقادیر جدول بزرگ تر باشد، بوشینگ دارای مشکل تشخیص داده می شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۳-۴): خطاهای معمول در بوشینگ [۲۶]

نوع خطا	شرح خطا	مثال
PD	تخلیه جزئی	تخلیه در حفره های گاز که در نتیجه وجود رطوبت در کاغذ ایجاد می شود، اشباع شدن نامناسب عایق کاغذی، اشباع روغن از رطوبت یا آلودگی آن، تشکیل لجن در روغن. همچنین، در مورد کاغذ عایقی شل شده که در حمل و نقل جابه جا شده است و چروک خوردگی یا تا خوردگی در کاغذ ایجاد شده است.
D1	تخلیه با انرژی کم	جرقه در اطراف اتصالات شل بوشینگ تپ، جرقه در اتصالات شیلدهای استاتیک، تخلیه خزشی (tracking) در کاغذ.
D2	تخلیه با انرژی زیاد	اتصال کوتاه محلی بین فویل های فلزی خازنی با جریان قابل توجه که امکان ذوب کردن فویل ها را نیز دارد ولی منجر به انفجار بوشینگ نمی شود.
T2	خطای حرارتی بین 300 °C تا 700 °C	جریان گردشی در عایق کاغذی به دلیل تلفات عایقی بالا که ممکن است نتیجه آلودگی عایق یا عدم انتخاب درست مواد عایقی باشد و منجر به افزایش حرارت بوشینگ می شود. جریان های گردشی در اتصالات نامناسب شیلد یا اتصال نامناسب خروجی فشارقوی که حرارت تولید شده به صورت هدایتی و از طریق قسمت درونی به بوشینگ منتقل می شود.

جدول (۳-۵): مقادیر معمول گازهای محلول در روغن بوشینگ بر حسب ppm [۲۶]

نوع گاز	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
مقدار معمول	۲	۱۴۰	۴۰	۳۰	۷۰	۱۰۰۰	۳۴۰۰

برای تشخیص نوع خطا روش ساده شده جدول (۳-۶) در IEC 60599 ارائه شده که برای تحلیل دقیق تر، روش نسبت های پایه IEC که در فصل ۴ ارائه گردیده، بایستی استفاده شود.

جدول (۳-۶): تحلیل ساده شده گازهای محلول در بوشینگ مطابق IEC 60599 [۲۶]

نوع خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	CO ₂ /CO
تخلیه جزئی (PD)		< ۰/۰۷		
تخلیه (D)	> ۱			
حرارتی (T)			> ۱	
حرارتی با دخالت کاغذ (TP)				< ۱ و > ۲۰

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳-۲-۵- تخلیه جزئی

ادامه طولانی مدت تخلیه جزئی در بوشینگ می‌تواند منجر به کاهش تدریجی قدرت تحمل عایقی سیستم داخلی بوشینگ شود. هنگامی که آزمون تخلیه جزئی حین اضافه‌ولتاژ القایی در حال انجام است، تخلیه‌های بوشینگ نیز اندازه‌گیری می‌شود اما تفکیک تخلیه جزئی ترانسفورماتور از بوشینگ غیرممکن است [۷]. به همین دلیل در صورتی که فقط اندازه‌گیری تخلیه جزئی بوشینگ مدنظر باشد، بایستی بوشینگ از ترانسفورماتور جدا شود. در این حالت برای انجام آزمون نیاز به شرایط ویژه از جمله محفظه مخصوص روغن بوده که امکان آن به طور عملی در پست امکان‌پذیر نیست. تنها بایستی مدنظر داشت که در هنگام انجام آزمون تخلیه جزئی ترانسفورماتور، تخلیه جزئی بوشینگ نیز اندازه‌گیری می‌شود.

۳-۲-۶- زمان‌بندی انجام آزمون‌ها

جمع‌بندی بازه زمانی انجام آزمون‌های مربوط به بوشینگ در جدول (۳-۷) به شرح ذیل ارائه شده است:

جدول (۳-۷): زمان‌بندی انجام آزمون‌های بوشینگ

نام آزمون	بازه زمانی انجام آزمون
خازن و تانژانت دلتا	بعد از انجام در سال اول بهره‌برداری به صورت سه ساله و در موارد مشکوک
بازبینی ظاهری	بعد از انجام یک ماه پس از نصب، به صورت سالیانه
تحلیل گازهای محلول در روغن	فقط در موارد مشکوک
* در موارد مشکوک، آزمون‌ها بایستی با نظر متخصصان مربوطه انجام گیرد.	

۳-۳- آزمون‌های دوره‌ای تپ‌چنجر

۳-۳-۱- مقدمه

تپ‌چنجرها را می‌توان از جنبه‌های مختلفی تقسیم‌بندی کرد. یکی از تقسیم‌بندی‌ها بر اساس نوع امپدانس گذرا در هنگام تغییر تپ است. تپ‌چنجر به دو دسته مقاومتی و راکتوری (سلفی) تقسیم می‌شود. همچنین، تپ‌چنجر ممکن است محفظه جدا یا داخلی داشته باشد. در حالت جدا، کل تپ‌چنجر در یک تانک مجزا خارج تانک اصلی قرار گرفته است. در نوع داخلی معمول است که بخش دایورتر سوئیچ^{۳۰} در محفظه عایق

^{۳۰} Diverter switch

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

مجزا باشد که بر روی درب تانک نصب است، در حالی که قسمت تپ‌سلکتور^{۳۱} درون روغن ترانسفورماتور قرار دارد. علت آن است که در قسمت دایورترسوئیچ قوس وجود دارد و لذا روغن آلوده به کربن شده و گازهای زیادی تولید می‌شود و در نتیجه روغن آن بایستی مجزا باشد. به همین دلیل محفظه دایورترسوئیچ آب‌بندی است تا تداخل روغن صورت نگیرد. به دلیل وجود روغن مجزا، کنسرواتور تپ‌چنجر نیز باید مجزا باشد که معمولاً بخش کوچکتری از کنسرواتور ترانسفورماتور به صورت مجزا برای تپ‌چنجر استفاده می‌شود. در پایین دایورترسوئیچ، تپ‌سلکتور قرار دارد که وظیفه تغییر تپ را بدون قطع و وصل جریان به عهده دارد و لذا قوسی در این قسمت ایجاد نمی‌شود و وجود آن در روغن ترانسفورماتور بدون مسئله است. آنچه که ذکر شد مربوط به تپ‌چنجرهایی است که زیر بار قادر به تغییر تپ ترانسفورماتور هستند. به این دسته، تپ‌چنجر آنالاین یا تپ‌چنجر تحت بار یا OLTC^{۳۲} گفته می‌شود. نوع دیگری از تپ‌چنجر وجود دارد که فقط در حالت بی‌برقی ترانسفورماتور قادر به تغییر تپ است که به آن تپ‌چنجر آفلاین یا DETC^{۳۳} گفته می‌شود. DETC معمولاً در دفعات کم‌تری عملکرد دارد و برای مثال تنها به صورت فصلی تغییر می‌کند. در نتیجه آزمون‌های دوره‌ای آن نیز کم‌تر است. این در حالی است که OLTC به دلیل عملکردهای بیشتر و همچنین، فرآیند پیچیده تغییر تپ و کموتاسیون جریان، تجهیز حساسی است که احتیاج به بازرینی منظم دارد چرا که تعداد عیوب رخ داده در ترانسفورماتور که وابسته به تپ‌چنجر بوده قابل توجه است.

لازم به ذکر است که عیوب قابل توجهی از تپ‌چنجرها توسط آزمون‌های الکتریکی که در تمام تپ‌ها انجام می‌شود شناسایی می‌گردد. از جمله این آزمون‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

ا. آزمون نسبت تبدیل در تمامی تپ‌ها،

ب. مقاومت DC سیم‌پیچ در تمامی تپ‌ها،

ت. جریان بی‌باری در تمامی تپ‌ها،

ث. آزمون مقاومت عایقی سیم‌پیچ و همچنین $\tan \delta$ آن.

با توجه به اینکه این آزمون‌ها در فصل دوم صحبت شده است در این بخش به آن پرداخته نخواهد شد و فقط آزمون‌های اضافی مختص تپ‌چنجر بیان خواهد شد. در ابتدا آزمون‌های مربوط به OLTC و سپس

^{۳۱} Tap selector

^{۳۲} On-Load Tap-Changer

^{۳۳} De-Energized Tap-Changer

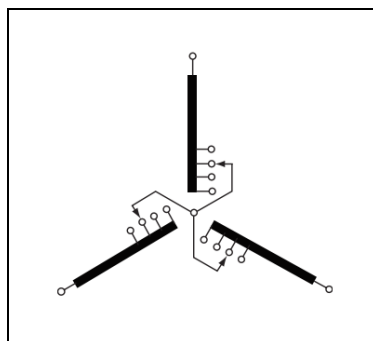
نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

موارد مربوط به DETC بیان می شود. این آزمون ها یا بازیینی ها را می توان از جنبه های مختلف دسته بندی کرد اما در این بخش، دسته بندی بر اساس بازه زمانی انجام این آزمون ها صورت گرفته است.

۳-۲- کلیاتی در مورد تپ چنجر

وظیفه تپ چنجر تغییر دورهای سیم پیچ برای تغییر نسبت تبدیل ترانسفورماتور و کنترل ولتاژ است. تغییر دور ممکن است در حالتی که ترانسفورماتور بی برق است انجام شود که این کار بر عهده DETC است. اما ممکن است در حین تامین بار نیز ترانسفورماتور نیاز به تغییر نسبت دور داشته باشد که این کار بر عهده OLTC است. برای تغییر تعداد دور، بایستی نقاطی از سیم پیچ مربوط به دورهای مد نظر به تپ های مختلف تپ چنجر متصل شده باشد. در این صورت با تغییر تپ، اتصال به نقطه ای از سیم پیچ متصل می شود که تعداد دور متفاوتی دارد و در نتیجه نسبت تبدیل ترانسفورماتور تغییر خواهد کرد.

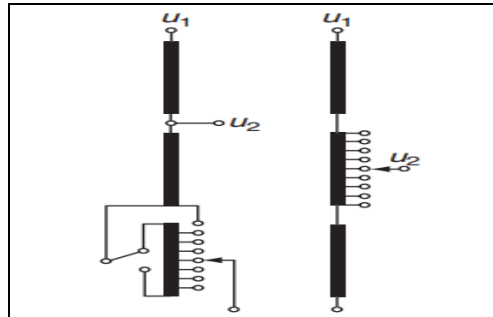
به طور معمول تپ چنجر در سمت فشارقوی ترانسفورماتور قرار می گیرد زیرا مقدار جریان در این سمت کم تر است و عملیات کموتاسیون یا انتقال جریان از یک تپ به تپ دیگر راحت تر انجام می شود. فرآیند معمول آن است که سیم پیچ مجزا برای خروج اتصالات تپ در نظر گرفته می شود که به آن سیم پیچ تپ^{۳۴} گفته می شود. در اتصال ستاره، سیم پیچ تپ در سمت مرکز ستاره قرار دارد. به این ترتیب، ولتاژ دورها کم بوده و تغییر تپ راحت تر قابل انجام است. نحوه قرارگیری سیم پیچ تپ در یک سیم پیچ با اتصال ستاره در شکل (۳-۵) نشان داده شده است. در مورد اتوترانسفورماتور که هر دو سیم پیچ اتصال ستاره دارند، سیم پیچ تپ ممکن است در نقطه ستاره و یا در محل اتصال سیم پیچ سری به سیم پیچ مشترک قرار گیرد. این حالت ها در شکل (۳-۶) نمایش داده شده است.



شکل (۳-۵): محل قرار گرفتن سیم پیچ تپ در اتصال ستاره

^{۳۴} Tap winding

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۶-۳): محل قرار گرفتن سیم پیچ تپ در اتوترانسفورماتور با اتصال ستاره:

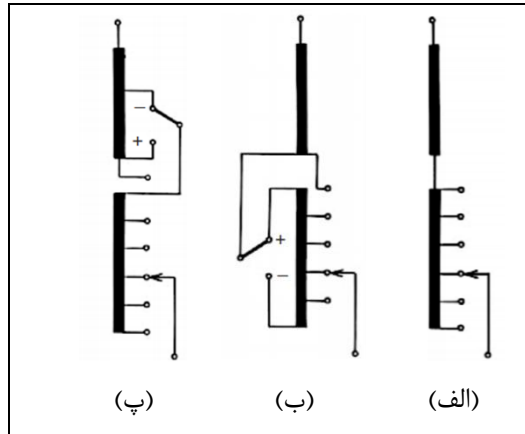
مابین سیم پیچ مشترک و سری (راست) یا در مرکز ستاره (چپ)

خود سیم پیچ تپ می تواند از یک یا دو قسمت تشکیل شده باشد. حالت های مختلف سیم پیچ تپ در شکل (۷-۳) نشان داده شده است. شکل (۷-۳)-الف یک سیم پیچ تپ یک قسمتی را نشان می دهد. با تغییر تپ، سیم پیچ به تدریج از مدار خارج شده یا به مدار وارد می شود. حالت بعد در شکل (۷-۳)-ب نشان داده شده است که سیم پیچ تپ یک قسمتی است اما یک کلید چنج اور^{۳۵} نیز در کنار آن موجود است. وظیفه کلید چنج اور آن است که سیم پیچ تپ را به صورت مستقیم یا معکوس وارد مدار می کند. به بیان دیگر، ورود سیم پیچ به مدار می تواند با ولتاژی هم علامت با ولتاژ سیم پیچ یا با علامت مخالف باشد. به این ترتیب با تنظیم کلید چنج اور، ورود دورهای بیشتر می تواند باعث کاهش یا افزایش ولتاژ شود.

سومین حالت در شکل (۷-۳)-پ نشان داده شده که در آن سیم پیچ تپ دارای دو قسمت Coarse و Fine است. قسمت Coarse سیم پیچ که به اندازه نصف تعداد دورهای کل است می تواند از مدار خارج یا وارد شود و خروجی دیگری ندارد. این در حالی است که قسمت Fine دارای خروجی هایی برای تغییر یک پله ای تپ می باشد. به این ترتیب، ابتدا پله های سیم پیچ Fine وارد مدار شده و زمانی که کل سیم پیچ Fine در مدار قرار گرفت نصف سیم پیچ تپ در مدار است. برای تپ های بعدی، سیم پیچ Coarse وارد مدار شده و سیم پیچ Fine مجدداً از کم ترین تپ شروع به افزایش خواهد کرد. به این ترتیب نصف سیم پیچ (معادل Coarse) به علاوه تپ های Fine در مدار خواهند بود و لذا می توان تا آخرین مرحله که ورود کل سیم پیچ است پیش رفت. به طور معمول در ترانسفورماتورهای انتقال از ساختار Coarse و Fine استفاده می شود.

^{۳۵} Change over

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



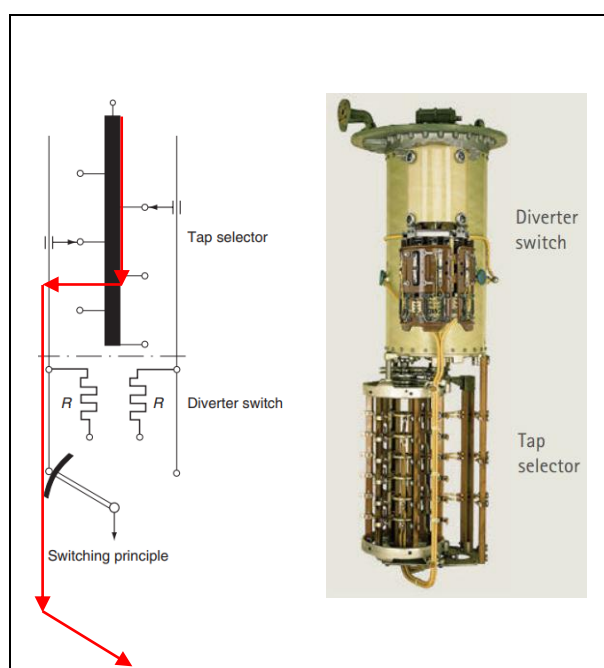
شکل (۷-۳): الف) سیم‌پیچ تپ یک قسمتی، ب) سیم‌پیچ تپ یک قسمتی با کلید چنج‌اور،
پ) سیم‌پیچ تپ دو قسمتی (Fine و Coarse)

نکته دیگر در مورد OLTC این است که تپ‌چنجر دارای دو قسمت به نام‌های دایورترسوئیچ و تپ‌سلکتور است. این دو قسمت و دیاگرام آن در یک تپ‌چنجر مقاومتی در شکل (۸-۳) ارائه شده است. وظیفه تپ‌سلکتور تغییر تپ بدون قطع و وصل جریان است. به عبارت دیگر، زمانی که کنتاکتی از تپ‌سلکتور جابه‌جا می‌شود که فاقد جریان باشد. برای مثال در دیاگرام شکل (۸-۳)، جریان از مسیر سمت چپ در حال عبور است و بنابراین، کنتاکت سمت راست تپ‌سلکتور فاقد جریان است و می‌تواند بدون مشکل جابه‌جا شود. با توجه به اینکه این کنتاکت جریان ندارد، جابه‌جایی آن قوسی به همراه ندارد. به همین دلیل روغن تپ‌سلکتور با روغن تانک ترانسفورماتور مشترک است و قسمت پایین تپ‌چنجر در روغن خود ترانسفورماتور قرار دارد.

بعد از تغییر کنتاکت تپ‌سلکتور، نوبت به عملکرد دایورترسوئیچ می‌رسد که جریان را از سمت چپ به مسیر سمت راست تغییر دهد. در این فرآیند قوس به وجود می‌آید و این قوس باعث تبخیر روغن و تولید کربن می‌شود. به همین دلیل است که روغن دایورترسوئیچ بایستی از روغن ترانسفورماتور مجزا باشد. می‌توان گفت که وظیفه دایورترسوئیچ تغییر کنتاکت در حالت دارای جریان است. در طی انجام این کار، بخشی از دورهای سیم‌پیچ تپ اتصال کوتاه می‌شود و لذا برای محدود کردن جریان بایستی امپدانس در مسیر قرار گیرد. در دایورترسوئیچ شکل (۸-۳) امپدانس از جنس مقاومت است. دو مقاومتی که با R نمایش داده شده است، هنگام تغییر تپ در مدار قرار گرفته و جریان را محدود می‌کنند و در پایان عملکرد، مجدداً از مدار خارج می‌شوند. لازم به ذکر است که امپدانس گذرا در تپ‌چنجر می‌تواند از نوع مقاومتی یا سلفی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

باشد و لذا تپ چنجر را می توان به دو نوع مقاومتی و سلفی تقسیم بندی کرد. همچنین، در برخی تپ چنجرها عملکرد تپ سلکتور و دایورت سوئیچ توسط یک بخش انجام می شود و این دو با یکدیگر ترکیب شده اند. به این حالت ترکیب شده به طور معمول سلکتور سوئیچ^{۳۶} گفته می شود.



شکل (۳-۸): نمایش قسمت های تپ سلکتور و دایورت سوئیچ یک تپ چنجر و دیاگرام آن
مسیر جریان با پیکان در دیاگرام مشخص شده است.

به عنوان آخرین نکته بایستی ذکر کرد که نسل جدید تپ چنجرها از کلیدهای قطع قوس در روغن استفاده نمی کنند و به جای آن از محفظه های خلاء برای قطع و وصل جریان در دایورت سوئیچ استفاده می شود. نتیجه آن است که قوس در یک محیط بسته ایجاد شده و روغن را آلوده نخواهد کرد. همچنین، عمر محفظه های خلاء بیشتر است. در چنین تپ چنجرهایی هیچ گونه آلودگی در روغن ایجاد نمی شود و در نتیجه مشاهده آلودگی می تواند نشانه نشتی و یا آسیب محفظه های خلاء باشد.

^{۳۶} Selector switch

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳-۳-۳- بازیابی های OLTC در فواصل ماهیانه

در فواصل ماهیانه، همراه با سایر بازیابی های ماهیانه ترانسفورماتور، بایستی موارد زیر کنترل و ثبت شود [۷]:

- ا. ثبت مقدار شمارنده OLTC،
- ب. ثبت نشانگر موقعیت تپ چنجر و مقایسه با مقدار نشانگر در اتاق پست،
- ت. بررسی سطح روغن در همه قسمت های دارای روغن،
- ث. کنترل سیلیکاژل روغن تپ چنجر (در صورت وجود)،
- ج. کنترل نشتی روغن از اتصالات و واشرها (در صورت امکان)،
- ح. رویت مدار مکانیزم موتور و مدار کنترل برای یافتن نشانه ای از وضعیت نامناسب،
- خ. تایید صحت موقعیت سوئیچ های کنترلی،
- د. عملکرد صحیح گرم کننده یا هیتر.

۳-۳-۴- بازیابی های OLTC در فواصل زمانی یک تا سه سال

در فاصله زمانی یک تا سه سال، بایستی آزمون های زیر بر روی OLTC انجام شود.

ا) تپ چنجر بایستی به صورت ظاهری مورد بازیابی قرار گیرد تا مشکلات احتمالی آن مشخص شود. چنین مشکلاتی می تواند شامل از بین رفتن رنگ، برآمدگی صفحه دیافراگم تپ چنجر، نشتی از اتصالات، مشکل آب بندی محفظه روغن، مرطوب شدن سیلیکاژل، عملکرد رله فشار شکن و یا سطح نامناسب روغن در تپ چنجر باشد [۹]. در صورت مشاهده مشکلات پیش گفته بایستی اقدامات اصلاحی جهت برطرف کردن مشکل با مشورت متخصصان خبره صورت گیرد.

ب) یک نمونه روغن بایستی از تپ چنجر گرفته شود و حداقل ولتاژ شکست و اسیدیته آن اندازه گیری شود [۷]. این در حالی است که IEC60422 اسیدیته را به عنوان آزمون معمول روغن تپ چنجر ذکر نکرده و اصلاً حدود آن را تعیین نکرده است. در مورد ولتاژ شکست، مطابق IEC60422 در صورتی که ولتاژ شکست روغن تپ چنجر که در مرکز ستاره استفاده می شود از 30 kV (مطابق روش IEC) کم تر شود و یا ولتاژ شکست روغن تپ چنجر که در ساختار مثلث استفاده می شود کم تر از 40 kV شود بایستی مطابق نظر متخصصین ذیربط اقدام مناسب صورت گیرد [۵۸]. در مورد اسیدیته IEC حدودی تعیین نکرده است اما در IEEE57.106 مقدار 0.2 mg KOH/g oil به عنوان حد قابل قبول اسیدیته روغن تپ چنجر ذکر شده است [۵۲].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ت) به رنگ روغن نیز بایستی توجه شود. روغن تیره و سیاه بایستی تعویض گردد. ممکن است در ادامه بررسی، آزمون رطوبت و کشش بین سطحی نیز لازم شود که تصمیم به انجام آن بایستی با نظر متخصصان خبره صورت گیرد. حدود این موارد در استاندارد IEC60422 ذیل گروه F و در استاندارد IEEE C57.106 ارائه شده است.

ث) در صورتی که رله‌هایی در سیستم تپ‌چنجر وجود دارد، صحت عملکرد رله‌ها به همراه سیستم کنترلی و ارسال فرمان به اتاق کنترل و رله‌ها بررسی شود.

ج) OLTC (در صورتی که دارای تانک مجزا باشد) باید با دوربین مادون قرمز ترموگرافی شود. دمای بالاتر از تانک اصلی می‌تواند نشانه وجود مشکل باشد.

آزمون پیوستگی تپ‌چنجر باید انجام شود. آزمون پیوستگی می‌تواند در حین آزمون جریان بی‌باری (از سیم‌پیچی که دارای تپ‌چنجر است) انجام شود. فرآیند آزمون به این شکل است که در حین تغییرات تپ بایستی به قرائت آمپر متر دقت داشت. در صورتی که در تغییر از یک تپ به تپ دیگر مقدار جریان ناگهان صفر شود به معنای قطع مسیر جریان و عدم پیوستگی در تپ‌چنجر است [۲۰]. این حالت خطرناک بوده و بایستی پیش از برق دار کردن مجدد ترانسفورماتور مرتفع گردد. در صورت وجود چنین مشکلی انجام سایر آزمون‌ها نیز بایستی متوقف شود. همچنین، بایستی از آمپر متر عقبه‌ای آنالوگ برای اندازه‌گیری جریان استفاده شود تا نویز محیط بر آن اثر خاصی نداشته باشد. بالا و پایین بردن کامل تپ‌چنجر که در این آزمون نیز انجام می‌گیرد از آن جهت حائز اهمیت است که باعث پاک‌سازی رسوبات روی کنتاکت‌ها شده و عملکرد تپ‌چنجر و نتایج آزمون‌های بعدی را بهبود می‌دهد. بنابراین، صرف عملکرد تپ‌چنجر در همه تپ‌ها برای کارکرد بهتر آن مفید است. لازم به ذکر است که در زمان انجام آزمون‌های دوره‌ای، این آزمون بایستی پیش از سایر آزمون‌های الکتریکی تپ‌چنجر انجام شود. توصیه می‌شود که در صورت امکان و وجود تجهیزات اندازه‌گیری مناسب، از پارامترهای Ripple & Slope به دست آمده در آزمون مقاومت DC نیز جهت پیوستگی تپ‌چنجر استفاده شود.

بایستی توجه شود که تغییر تپ بایستی به صورت دستی انجام شود. به عبارت دیگر، پیش از انجام آزمون‌های مربوط به عملکرد موتوری و همچنین، در اولین آزمونی که با تغییر تپ همراه است (آزمون پیوستگی)، بایستی تپ‌چنجر به صورت دستی در همه تپ‌ها جابه‌جا گردد. علت آن است که در هنگام تغییر دستی، وجود گیرهای مکانیکی مشخص خواهد شد درحالی‌که هنگام عملکرد موتوری، این عیوب خود را نشان نمی‌دهند. در هنگام تغییر دستی هر جا که تغییر تپ به نیروی بیشتری نسبت به سایر تپ‌ها احتیاج

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

داشته باشد، می تواند به دلیل وجود گیر مکانیکی باشد. لازم به ذکر است که در حرکت به تپ ختنی یا از آن به طور معمول نیروی مکانیکی بیشتری مورد نیاز است.

علاوه بر انجام آزمون مقاومت DC سیم پیچ در همه تپ ها که در فصل دوم مورد بحث قرار گرفت، سایر آزمون های الکتریکی که عیب تپ چنجر در آن دیده می شود بایستی مورد توجه قرار گیرد. از آن جمله می توان به آزمون نسبت تبدیل در همه تپ ها و آزمون مقاومت عایقی و $\tan \delta$ سیم پیچ اشاره کرد. عدد نشان گر موقعیت تپ چنجر که از بالا قرائت می شود بایستی با نشان گر موقعیت پایین یکسان باشد.

پس از حرکت دستی، یک بار تپ چنجر بایستی به صورت موتوری در همه تپ ها جابه جا شود تا صحت عملکرد مکانیزم نیز مشخص شود. در این مرحله بایستی به جهت بالارو و پایین رو مکانیزم توجه شود که برای مثال در هنگام دریافت دستور کاهش تپ واقعاً تپ کاهش داده شود و در جهت مخالف حرکت نکند. در هنگام کنترل مکانیزم بایستی کلیدهای توقف اولین و آخرین تپ نیز مورد آزمون قرار گیرد. برای این کار، تپ چنجر در بالاترین تپ قرار گرفته و به آن فرمان داده می شود که یک تپ دیگر بالا رود. در حالتی که سوئیچ توقف به درستی عمل می کند، مکانیزم نباید هیچ حرکتی بکند. با توجه به اینکه در صورت مشکل داشتن این سوئیچ و حرکت تپ چنجر امکان شکستن میله مکانیزم و آسیب قابل توجه به تپ چنجر وجود دارد، هنگام این آزمون، بایستی یک دست بر روی کلید توقف اضطراری قرار داشته باشد تا در صورت رویت حرکت تپ چنجر از ادامه حرکت آن با فشردن کلید اضطراری جلوگیری شود. مشابه همین فرآیند بایستی در پایین ترین تپ نیز تکرار شود تا صحت عملکرد سوئیچ توقف پایین نیز مورد آزمون قرار گیرد.

لازم به ذکر است که در هنگام برق دار کردن ترانسفورماتور بهتر است تپ روی موقعیت یکی مانده به حالتی تنظیم شود که کل سیم پیچ در مدار است. وجود بیشترین دورها در مدار باعث کاهش جریان هجومی و تنش های برق دار کردن می شود. علت آن است که با حضور دورهای بیشتر، مقدار شار در هسته کم شده و لذا اشباع هسته در هنگام برق دار کردن کاهش کم تر می شود. این موضوع باعث می شود که پیک جریان هجومی کم تر شود و در نتیجه تنش مکانیکی و همچنین، عملکرد اشتباه رله ها کاهش یابد. از سوی دیگر بهتر است تپ روی آخرین موقعیت نباشد تا در صورت عملکرد اشتباه جهت موتور، در هنگامی که فرمان برای کاهش تپ داده می شود مشکلی برای تپ چنجر ایجاد نشود و با حرکت اول این موضوع مشخص گردد که تپ به جای کاهش، افزایش یافته است. نکته ای که بایستی ذکر شود آن است که اکثریت روش های تحلیل گازهای OLTC بر اساس مدل های مختلف تپ چنجر بوده و به عملکرد تپ چنجر نیز بستگی دارند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در صورت وجود شک بایستی فقط به نتیجه تحلیل گاز اکتفا کرد و بایستی با سازنده یا افراد خبره مشورت کرد [۷].

تعداد عملکرد تپ چنجر از آخرین سرویس کامل بایستی بررسی شود. اگر این عدد به مقدار عملکرد توصیه شده توسط سازنده رسیده باشد، بایستی برای اورهال اساسی تپ چنجر برنامه ریزی شود.

۳-۳-۵- بازبینی داخلی OLTC

۳-۳-۵-۱- بازبینی های عمومی OLTC

تجهیز دایورترسوئیچ بایستی به صورت منظم مورد بازبینی قرار گیرد که بازه بازبینی بر اساس مدت عمر و همچنین، تعداد عملکرد تعیین می شود. آنچه که در اینجا بیان می شود بازه معمول بازبینی است اما بازه ای که توسط سازنده تعیین می شود بر این موارد ارجحیت دارد. بازبینی اولیه بایستی در پایان اولین سال عملکرد انجام شود. بازبینی های ثانویه بر اساس نتایجی است که از اولین بازبینی به دست می آید. جدای از اندازه گیری خوردگی کنتاکت^{۳۷}، بازه های بازبینی تپ چنجر بایستی از ۷ سال بیشتر شود [۹].

قسمتی از تپ چنجر مثل تپ سلکتور که در تانک ترانسفورماتور و روغن اصلی ترانسفورماتور قرار دارد تنها در حالتی قابل بازبینی است که روغن ترانسفورماتور تخلیه شده باشد. اما قسمت دایورتر سوئیچ می تواند برای بازبینی از محفظه استوانه ای بدون تخلیه روغن تانک ترانسفورماتور بیرون آورده شود.

پیش از باز کردن محفظه OLTC بایستی محفظه را برای وجود مشکلات خارجی بررسی کرد. چنین مشکلاتی می تواند شامل از بین رفتن رنگ، برآمدگی صفحه دیافراگم تپ چنجر، نشی از اتصالات، مشکل آب بندی روغن، مرطوب شدن سیلکاژل، عملکرد رله فشارشکن و یا سطح نامناسب روغن در تپ چنجر باشد و لذا این موارد بایستی پیش از باز کردن تپ چنجر بررسی شوند [۹].

بعد از بی برق کردن، روغن OLTC با محفظه مجزا برای بازبینی تخلیه می شود. در هنگام باز کردن درب تپ چنجر بایستی واشر آن را برای وجود هر گونه عیب یا زدگی و خرابی کنترل کرد. هنگام بازبینی بایستی کف محفظه تپ چنجر برای یافتن رسوب و ته مانده یا ذرات فلزی که نشانه خوردگی کنتاکت است بررسی شود. همچنین، کنتاکت های متحرک و ثابت را بایستی برای یافتن خوردگی به دقت بازبینی کرد [۹].

^{۳۷} Contact wear

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۳-۲-۵- بازبینی های داخلی خاص تپ چنجر

در بازبینی های منظم قطعات OLTC (زمانی که تپ چنجر باز می شود) موارد زیر بایستی مورد دقت قرار گیرد:

- (۱) شل بودن اتصالات،
 - (۲) سلامت مکانیزم درایو موتور،
 - (۳) عملکرد گرم کننده یا هیتر،
 - (۴) قرائت درست شمارنده،
 - (۵) خشک کردن سیلیکاژل،
 - (۶) نشان گر تجهیز فشار شکن.
- همچنین، موارد زیر بایستی کنترل شوند:

(أ) در مورد OLTC های از نوع مقاومتی یا راکتوری (نوع غیر خلاء) که دارای محفظه جدا هستند:

- (۱) نشستی روغن،
- (۲) یکپارچگی و سلامت آب بندی،
- (۳) رنگ سیلیکاژل،
- (۴) سطح روغن تپ چنجر،
- (۵) عملکرد سیستم فیلتر روغن (در صورتی که OLTC به آن مجهز باشد)،
- (۶) عملکرد رله فشار شکن،
- (۷) عملکرد سوئیچ های کنترلی،
- (۸) توقف OLTC در بالاترین و پایین ترین تپ،
- (۹) محکم بودن بست ها و اتصالات،
- (۱۰) نشانه های رطوبت مثل زنگ زدگی، اکسیداسیون یا آب آزاد،
- (۱۱) تمیزکاری قطعات تپ چنجر و عایق های آن،
- (۱۲) کنترل فواصل مکانیکی مطابق کاتالوگ سازنده،
- (۱۳) عملکرد و وضعیت تپ سلکتور، کلید چنچ اور و سوئیچ های انتقال قوس،
- (۱۴) وضعیت عملکرد مکانیزم درایو و روغن کاری،
- (۱۵) کنترل چرخ دنده ها برای عدم وجود شکستگی دنده،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ۱۶) عملکرد درست شمارنده،
 - ۱۷) عملکرد نشان گر موقعیت و تطابق آن با مکانیزم و موقعیت تپ سلکتور،
 - ۱۸) عملکرد کلید محدودکننده حرکت،
 - ۱۹) قسمت مکانیکی به صورت یک پارچه و فاقد شکستگی بوده و تغییراتی نسبت به شکل اولیه خود نداشته باشد،
 - ۲۰) صحت عملکرد هندل دستی و سوئیچ اینترلاک آن،
 - ۲۱) وضعیت فیزیکی تپ سلکتور،
 - ۲۲) حرکت آزادانه و روغن کاری شفت بیرونی مکانیزم،
 - ۲۳) میزان اثر قوس بر روی خوردگی کنتاکت های متحرک و ثابت،
 - ۲۴) بررسی محفظه عایق برای نشانه های شکست خزشی (tracking) یا ترک خوردگی،
 - ۲۵) وجود نشانه هایی از قوس (تخلیه خزشی) یا کربن بر روی کنتاکت های تپ سلکتور و کلید چنج اور،
 - ۲۶) تراز بندی موقعیت کنتاکت های متحرک (که در وسط باشند) در همه تپ ها،
 - ۲۷) اندازه گیری مقاومت گذرا.
- در نهایت قسمت های کربنیزه شده بایستی تمیز شوند و قطعات تپ چجر با روغن تمیز ترانسفورماتور شسته شود. پس از نصب مجدد و پر کردن از روغن، بایستی یک بار عملکرد و جابه جایی تپ از بالا تا پایین به صورت دستی انجام شود.
- ب) در زمانی که تپ چنجر از نوع راکتوری است و در محفظه مجزا قرار دارد و از کلیدهای خلاء استفاده می کند، یا تپ چنجر مقاومتی با کلیدهای خلاء که درون تانک ترانسفورماتور نصب شده است، بایستی لیست فوق الذکر هر جا که قابل اعمال است انجام گیرد. علاوه بر موارد قبل، چند مورد زیر نیز بایستی کنترل شود:
۱. پوشش کنتاکت کلید خلاء، خوردگی کنتاکت و همچنین، خلاء بودن کلید (اگر در مورد خلاء شک وجود داشته باشد بایستی آزمون ولتاژ بالای ac انجام شود [۷])
 ۲. عملکرد سیستم رصد وضعیت خلاء (در صورتی که موجود باشد)
 ۳. هماهنگی کلیدهای خلاء با مکانیزم سلکتور سوئیچ (کنترل ترتیب کلیدزنی)
 ۴. کوپلینگ مناسب تپ سلکتور و چک کردن موقعیت ختشی.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در این نوع OLTC ها بایستی مقدار کربن بسیار اندک باشد. قدرت تحمل عایقی (ولتاژ شکست) و مقدار رطوبت روغن بایستی مورد آزمون قرار گیرد. در صورتی که OLTC به درستی کار می کند بایستی رنگ روغن کاملاً شفاف باشد. برای پر کردن روغن بایستی به توصیه سازنده مراجعه کرد چرا که بعضی از OLTC های نوع خلاء بایستی تحت خلاء روغن زده شوند.

ت) در مورد بازبینی و نگهداری تپ چنجرهای مقاومتی (از نوع غیر خلاء) که درون ترانسفورماتور نصب شده اند، بایستی لیست اول (موارد ذیل مورد (الف)) هر جا که قابل اعمال است انجام گیرد. علاوه بر آن، دو مورد زیر نیز بایستی کنترل شود:

۱. بازبینی و تمیز کردن فیلتر روغن در لوله کنسرواتور (در صورت وجود)،
۲. کنترل کوپلینگ تپ سلکتور و کنترل موقعیت خنثی.

به طور کلی در صورتی که کنتاکت های تپ سلکتور یا کلید چنجر اور هرگونه نشانه ای از قوس داشته باشند، علت قوس بایستی تشخیص داده شده و مرتفع شود. وجود قوس بر روی کنتاکت هایی که برای قوس طراحی نشده اند می تواند منجر به عیب بزرگ در ترانسفورماتور شود. در این مورد بهتر است سازنده OLTC آگاه شده و طرف مشورت قرار گیرد [۷].

۳-۵-۳- آزمون های پس از نصب مجدد تپ چنجر

پس از بررسی و نصب مجدد تپ چنجر، آزمون های زیر، که قسمتی از آن ها در بخش مربوط به ترانسفورماتور تشریح شده اند، انجام گرفته و لذا درستی عملکرد تپ چنجر نیز بررسی خواهد شد [۹]:

- ا. آزمون پیوستگی تپ چنجر (برای OLTC در سیم پیچ با اتصال ستاره)،
- ب. آزمون نسبت تبدیل در همه تپ ها،
- ت. جریان بی باری در همه تپ ها،
- ث. اندازه گیری $\tan \delta$ سیم پیچ،
- ج. مجموع مقاومت سیم پیچ و کنتاکت در همه تپ ها.

۳-۶- آزمون های پیشرفته تپ چنجر

امروزه آزمون های پیشرفته تری نیز برای تپ چنجر پیشنهاد شده است که در صورت وجود دستگاه مربوط به آن می توان عیب یابی تپ چنجر را بهتر انجام داد. ممکن است تنها در حالتی که تپ چنجر دچار مشکل

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

است برای یافتن دقیق عیب از این روش های پیشرفته استفاده شود. دو مورد از این روش ها در اینجا به صورت مختصر توضیح داده می شود.

اولین مورد، اندازه گیری جریان موتور تپ چنجر در حوزه زمان است. فرآیند به این شکل است که در هنگام عملکرد موتور مکانیزم برای تغییر تپ، دامنه جریان در طول زمان ثبت می شود و سپس منحنی های مربوط به تپ های مختلف با یکدیگر مقایسه می شود. در صورتی که منحنی های مختلف با یکدیگر هم خوانی نداشته باشد می تواند نشانه وجود مشکل مکانیکی در مکانیزم باشد چراکه هر گونه گیر مکانیکی باعث می شود تا بار مکانیکی خروجی موتور بیشتر شده و جریان بیشتری بکشد [۲۰].

تحلیل پیشرفته بعدی که در مورد تپ چنجر انجام می شود، مربوط به اندازه گیری مقاومت دینامیکی تپ چنجر است [۵۹]. برای این کار یک روش معمول آن است که یک منبع ولتاژ دائم به ابتدا و انتهای سیم پیچ متصل شده و جریان از سیم پیچ عبور داده شود. مشابه با اندازه گیری مقاومت DC، فرآیند تغییر تپ انجام شده و دستگاه تغییرات جریان را در طول زمان ثبت خواهد کرد. در تغییرات جریان می توان ورود امیدانس گذرا و همچنین، تغییر تپ را به طور کامل ملاحظه کرد. با در اختیار داشتن منحنی های مربوط به تپ های مختلف و نیز منحنی های مربوط به همان تپ ها در گذشته تحلیل های ارزشمندی قابل انجام است. این تحلیل ها هم بر اساس دامنه جریان ثبت شده و هم بر اساس زمان تغییرات^{۳۸} انجام می شود [۲۰]. عدم هماهنگی در زمان بروز تغییرات، برای مثال زمان ورود امیدانس گذرا به مدار، می تواند نشانگر مشکل مکانیکی باشد. سایر مشکلات مثل خوردگی کنتاکت، قوس زدن و لرزش (پرش) کنتاکت، مشکل امیدانس گذرا و کنتاکت های آن با بررسی دامنه جریان و تغییرات آن مشخص خواهد شد [۵۹].

۳-۷- کنترل های دوره ای تپ چنجر آفلاین DETC

آزمایش های محدودی برای تشخیص عملکرد درست DETC وجود دارد. به طور عمده در صورتی که مشکلی در DETC وجود داشته باشد خود را در گازهای محلول در روغن نشان می دهد به گونه ای که عیب نشان دهنده فلز داغ در روغن و بدون دخالت کاغذ خواهد بود. DETC معمولاً درون تانک ترانسفورماتور قرار دارد و لذا برای بازبینی آن بایستی روغن تانک ترانسفورماتور تخلیه شود.

مواردی که در مورد DETC بایستی کنترل شوند، به صورت زیر است [۷، ۹، ۲۰]:

أ. حرکت مکانیزم درایو،

^{۳۸} Timing test

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ب. آزادی حرکت شفت درایو،
ت. تراز بودن درست کنتاکت ها،
ث. فشار کنتاکت ها،
ج. کنترل سوئیچ ها و کنتاکت های نشان گر وضعیت DETC،
ح. بازبینی ظاهری و عدم یافتن مشکل ظاهری.
نحوه انجام برخی از این موارد که اهمیت بیشتری دارند در زیر توضیح داده می شود.

۳-۷-۱- تراز بودن کنتاکت ها

موقعیت درست کنتاکت ها بایستی با آزمون نسبت تبدیل مشخص شود. این آزمون برای زمانی است که قرار است موقعیت درست تپ چنجر آفلاین بدون وارد شدن به تانک و بازبینی مشخص شود. این آزمون معمولاً اولین آزمونی است که بر روی تپ چنجر آفلاین انجام می شود. نباید فراموش کرد که تراز نبودن و درست قرار نگرفتن کنتاکت موجب افزایش درجه حرارت موضعی در محل کنتاکت و در حالت شدید موجب بروز عیب بزرگ در ترانسفورماتور می شود.

نحوه انجام آزمون به این صورت است که مدار نسبت تبدیل در سمت دارای DETC بسته شده و به ولت متر موجود در سمت دیگر (که DETC ندارد) توجه می شود. در صورتی که از پل استفاده می شود، می توان پل را صفر کرد. سپس، تپ چنجر توسط دسته به آرامی به یک سمت چرخانده می شود تا زمانی که کنتاکت جدا شده و ولتاژ بر روی ولت متر تغییر کند یا تعادل پل به هم بخورد. در همین موقعیت مکانیکی، علامتی بر روی صفحه سلکتور گذاشته می شود. سپس دسته تپ چنجر به موقعیت قبلی برگردانده شده و همین فرآیند در جهت مقابل تکرار می شود تا موقعیتی که ولتاژ از دست می رود بر روی صفحه سلکتور علامت گذاری شود. در مرحله آخر، دسته تپ چنجر به موقعیت اصلی خود برگردانده می شود. محل دسته بایستی تقریباً از دو علامت مشخص شده به یک فاصله باشد. هر گونه انحراف قابل توجه از موقعیت وسط می تواند نشانه عدم تراز بودن کنتاکت ها باشد که در این صورت ترانسفورماتور نیاز به تعمیر پیش از برق دار شدن دارد. فرآیند فوق بایستی برای همه تپ ها تکرار شود [۹].

۳-۷-۲- فشار کنتاکت ها

برای اطمینان از صحت فشار کنتاکت ها از آزمون مقاومت DC در همه تپ ها استفاده می شود. فرآیند آزمون در فصل دوم بیان شده است. در صورتی که ترانسفورماتور دارای OLTC باشد، OLTC بایستی در

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

موقعیت خنثی قرار داده شود و مقدار مقاومت اندازه‌گیری‌شده در تپ‌های مختلف DETC با مقدار کارخانه‌ای مقایسه شود. هرگونه افزایش قابل توجه نسبت به مقدار کارخانه می‌تواند نشانه فشار نامناسب کنتاکت باشد [۹].

در مورد ترانسفورماتورهای تک‌فاز یا اتصال ستاره، هر فازی که افزایش مقاومت نسبت به مقدار کارخانه نشان می‌دهد، همان فاز مشکوک به کنتاکت نامناسب است. در اتصال مثلث، وجود کنتاکت نامناسب در یک فاز، اندازه‌گیری‌های سایر فازها را نیز تحت تاثیر قرار می‌دهد اما بیشترین تاثیر در فازی مشاهده می‌شود که سیم‌پیچ آن مستقیماً بین دو ترمینال مورد اندازه‌گیری قرار دارد. بنابراین، در حالت مثلث و از بین سه اندازه‌گیری، فازی که بیشترین تغییر مقاومت را نشان می‌دهد مشکوک به کنتاکت نامناسب است [۹].

پس از تشخیص وجود کنتاکت نامناسب، روغن ترانسفورماتور بایستی تخلیه شده و DETC از بقیه ترانسفورماتور به صورت الکتریکی ایزوله شود. سپس بایستی اندازه‌گیری مقاومت DC بر روی DETC ایزوله‌شده در همه تپ‌ها انجام شود تا وجود کنتاکت نامناسب تایید شود. پس از آن است که فرآیند تعمیر آغاز می‌گردد.

۳-۷-۳-۳ - بازیابی داخلی

مشکل تراز بودن کنتاکت‌ها و وجود کنتاکت نامناسب بایستی با بازیابی ظاهری همراه باشد. این بازیابی بایستی به عنوان آخرین مرحله در فرآیند عیب‌یابی انجام شود چرا که احتیاج به خالی کردن روغن ترانسفورماتور دارد. همچنین، در حالتی که تپ‌چنجر را نتوان به راحتی از مدار خارج و مورد بازیابی قرار داد بایستی از وسایل دیگر مثل دوربین فیبر نوری استفاده کرد. بر روی تپ‌چنجر بایستی به دنبال نشانه‌های سوختگی یا تخلیه خزشی بود. چنین مشکلاتی، در صورت وجود، بایستی پیش از برق‌دار کردن مجدد ترانسفورماتور مرتفع شود.

پس از تعمیر تپ‌چنجر و یا تکمیل فرآیند بازیابی، بایستی حداقل آزمون‌های زیر بر روی ترانسفورماتور پیش از برق‌دار شدن انجام شود:

أ. آزمون نسبت تبدیل در همه تپ‌ها،

ب. جریان بی‌باری از سمت دارای DETC،

ت. $\tan \delta$ سیم‌پیچ.

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فصل چهارم

تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴- تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)

۴-۱- مقدمه

در این بخش در مورد آزمون تحلیل گازهای محلول در روغن (Dissolved Gas Analysis) DGA مطالبی ارائه شده است. خطاهای مختلف در ترانسفورماتور باعث تجزیه روغن یا کاغذ و تولید گاز می‌شوند که این گازها در روغن حل می‌شوند. بنابراین با نمونه‌برداری از روغن و اندازه‌گیری میزان گازهای محلول در آن می‌توان به وجود عیب در ترانسفورماتور و نوع آن تا حدود زیادی پی برد.

پیش از شروع لازم به ذکر است که عیب‌یابی ترانسفورماتور خصوصاً به کمک DGA یک تخصص محسوب می‌شود. بنابراین، علاوه بر روش‌های معمولی که در این نظام‌نامه به آن اشاره می‌شود، تجربه در عیب‌یابی نیز بسیار اهمیت دارد. لازم به ذکر است که روش‌های موجود برای تفسیر نتایج DGA همیشه به درستی پاسخ نمی‌دهد و مکرر اتفاق می‌افتد که نتایج تفسیر روش‌های مختلف با یکدیگر متفاوت باشد. در عمل نیز نمی‌توان تنها به یک روش تکیه کرد یا یک روش را بر سایر روش‌ها دارای اولویت دانست. این تجربه است که می‌تواند به تشخیص عیب واقعی از نتایج چندین روش مختلف منجر شود. از این رو اهمیت دارد در مورد نتایجی که از روش‌های تفسیر به دست می‌آید، پیش از اخذ تصمیم نهایی و اقدام، با متخصصین مجرب مشورت شود. بنابراین لازم است تاکید گردد که تجربه جزء لاینفک فرآیند عیب‌یابی است. این موضوع بایستی در حین عیب‌یابی ترانسفورماتور مدنظر باشد.

گازهای مختلف به میزان متفاوتی در روغن حل می‌شوند و حداکثر میزان حل شدن یک گاز در روغن را حد اشباع آن گویند. تبادل گاز بین روغن و هوا پیش از رسیدن به اشباع نیز انجام می‌شود اما مکانیسم آن کند است. به همین دلیل پیش از آن‌که گاز در رله بوخه‌لئس جمع شود، درون روغن قابل ردیابی است و انتظار برای عملکرد رله بوخه‌لئس و یا تحلیل گازهای موجود در رله بوخه‌لئس برای تشخیص خطاهای داخلی کند بوده و ممکن است به اندازه‌ای دیر شده باشد که ترانسفورماتور در معرض خطر جدی قرار بگیرد. این در حالی است که با تحلیل گازهای محلول در روغن یا DGA می‌توان به صورت زودهنگام به وجود عیب در ترانسفورماتور پی برد. از همین رو DGA بهترین روش تشخیص زودهنگام خطاهای داخل ترانسفورماتور به شمار می‌آید [۲۷]. همچنین، بایستی توجه کرد که برای گرفتن نمونه روغن و انجام DGA احتیاجی به خروج ترانسفورماتور از مدار نیست و این موضوع نیز یک مزیت روش DGA محسوب می‌شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در این فصل ابتدا گازهای مهم در فرآیند DGA معرفی شده و علل مختلف تولید گاز تشریح می شود. سپس به نحوه نمونه برداری روغن از ترانسفورماتور پرداخته و در نهایت در مورد روش های مختلف تحلیل نتایج بحث خواهد شد. نکته مهم آن است که عیب یابی بر اساس DGA به عوامل مختلفی از جمله سابقه ترانسفورماتور در بارگیری و عمر آن بستگی دارد و لذا در هنگام تحلیل بایستی به این موارد توجه شود. بنابراین بایستی توجه داشت که تفسیر نتایج DGA بیشتر یک هنر و تخصص محسوب می شود تا یک روش علمی صرف [۲۷]. در این فصل تلاش بر آن است که همه اطلاعات لازم جهت انجام یک عیب یابی مناسب ارائه گردد.

۴-۲- مکانیسم تولید گاز در ترانسفورماتور

۴-۲-۱- معرفی گازهای مهم در DGA

به دلیل فعل و انفعالات شیمیایی درون ترانسفورماتور که بین مواد مختلف موجود رخ می دهد، مثل روغن با کاغذ و همچنین، روغن با فلزات، ترکیبات شیمیایی متفاوتی ممکن است تولید شود. در این بین مهم ترین گازهایی که در آزمون DGA اهمیت دارند در جدول (۴-۱) ارائه شده است.

جدول (۴-۱): نام و فرمول شیمیایی گازهای مهم در DGA [۲۶]

نام	فرمول شیمیایی	نام	فرمول شیمیایی
نیتروژن	N ₂	متان	CH ₄
اکسیژن	O ₂	اتان	C ₂ H ₆
هیدروژن	H ₂	اتیلن (اتن)	C ₂ H ₄
مونواکسید کربن	CO	استیلن (اتین)	C ₂ H ₂
دی اکسید کربن	CO ₂		

از بین گازهای فوق، گازهای هیدروژن، مونواکسید کربن، متان، اتان، اتیلن و استیلن به عنوان گازهای قابل اشتعال (Combustible Gas) شناخته می شود و تولید این گازها در روغن خطرناک هستند به نحوی که غفلت از پیش گیری عوامل ایجادکننده آنها می تواند پیامدهایی از جمله خرابی ترانسفورماتور و یا ایجاد پیری زودرس ترانسفورماتور را در بر داشته باشد. جمع مقدار گازهای قابل اشتعال یکی از پارامترهایی است که در تفسیر DGA بایستی به آن توجه شود. همچنین، در بین گازهای فوق اکسیژن و نیتروژن گازهای مربوط به خطا نیستند و به صورت عمده از جو وارد روغن می شوند که اطلاع از میزان آنها می تواند موجب

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تصمیم و اقدامات پیش گیرانه برای حفظ سلامت ترانسفورماتور گردد. به طور خاص، در ترانسفورماتورهای هرمتیک که تحت گاز نیتروژن با فشار بالاتر هستند، مقدار قابل توجهی نیتروژن وجود خواهد داشت. لازم به ذکر است که قابلیت انحلال گازهای فوق در روغن متفاوت است و به عواملی مثل فشار و دما نیز بستگی دارد. به طور عمده روغن سرد بیشتر از روغن گرم در خود گاز حل می کند [۲۷]. به طور دقیق تر میزان انحلال گازهای دی اکسید کربن، استیلن، اتیلن و اتان با افزایش دما به صورت معکوس عمل می کند؛ با افزایش دما میزان انحلال این گازها کاهش می یابد. میزان انحلال متان تقریباً در یک بازه دمایی، ثابت باقی می ماند. این در حالی است که انحلال هیدروژن، نیتروژن، مونواکسید کربن و اکسیژن ابتدا با دما افزایش یافته و سپس کاهش می یابد [۲۰]. بنابراین تحلیل تغییر میزان انحلال گاز در روغن با تغییرات دما موضوع پیچیده ای است. میزان انحلال گازهای فوق در روغن در فشار 1 bar و دمای 25 °C در جدول (۴-۲) ارائه شده است. زمانی که مقدار گاز به این میزان برسد گفته می شود که گاز به حد اشباع رسیده است.

جدول (۴-۲): حد انحلال گازهای مختلف در روغن در فشار 1 bar و دمای 25 °C [۱۹]

میزان انحلال (ppm)	میزان انحلال (درصد حجمی)	گاز
۷۰۰۰۰	۷٪	H ₂
۸۶۰۰۰	۸/۶٪	N ₂
۹۰۰۰۰	۹٪	CO
۱۶۰۰۰۰	۱۶٪	O ₂
۳۰۰۰۰۰	۳۰٪	CH ₄
۱۲۰۰۰۰۰	۱۲۰٪	CO ₂
۲۸۰۰۰۰۰	۲۸۰٪	C ₂ H ₆
۲۸۰۰۰۰۰	۲۸۰٪	C ₂ H ₄
۴۰۰۰۰۰۰	۴۰۰٪	C ₂ H ₂

۴-۲-۲- تولید گاز در اثر تجزیه روغن

روغن دارای زنجیره هیدروکربنی با پیوندهای C-C و C-H است که در اثر خطاهای حرارتی و الکتریکی و به طور عمده در اثر گرمای ناشی از این خطاها شکسته شده و ترکیبات رادیکال شیمیایی ایجاد می شوند. سپس با واکنش این ترکیبات شیمیایی گازهایی نظیر هیدروژن (H-H)، متان (CH₃-H)، اتان (CH₃-CH₃)، اتیلن (CH₂=CH₂) و یا استیلن (CH≡CH) تولید می شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نکته حائز اهمیت آن است که از لحاظ شیمیایی تشکیل پیوند سه گانه، انرژی بیشتری از پیوند دو گانه و تشکیل پیوند دو گانه انرژی بیشتری از پیوند یگانه احتیاج دارد و از این رو گازهای مختلف را می توان بر اساس میزان انرژی خطای داخل ترانسفورماتور تقسیم بندی کرد. در صورتی که انرژی آزاد شده در اثر خطا کم باشد (به عنوان مثال نقطه داغ با دمای پایین) گاز اتان تشکیل می شود و در صورتی که انرژی بیشتری در اثر خطا آزاد شود گاز اتیلن تولید می شود و در حضور انرژی بالاتر که معمولاً مختص وجود آرک و تخلیه در روغن است گاز استیلن تولید می شود. از لحاظ دمایی، در دمای بالاتر از 500°C مقدار اتیلن از اتان و متان بیشتر می شود و در دماهای حداقل 800°C تا 1200°C مقدار استیلن افزایش می یابد [۲۶]. اتیلن در دماهای پایین تر از 500°C به مقدار کمتری به وجود می آید اما مقدار استیلن در دماهای پایین تر از 800°C به شدت کاهش می یابد. از این رو است که با توجه به حضور گازهای مختلف و همچنین، نسبت آن ها می توان در مورد نوع عیب اظهار نظر کرد.

اکسیداسیون روغن می تواند مقدار کمی CO و CO_2 نیز تولید کند که در طول زمان می توانند در روغن ترانسفورماتور تجمع شوند.

۴-۲-۳- تجزیه عایق سلولزی

عایق های سلولزی نیز زنجیره های طولانی با پیوند مولکولی ضعیف C-O دارند. معمولاً در بالاتر از دمای 105°C نرخ شکست زنجیره سلولز به نحو قابل توجهی افزایش می یابد که نتیجه آن تولید گازهای CO و CO_2 است. بایستی توجه داشت که نرخ تولید CO و CO_2 به خاطر تجزیه کاغذ با افزایش دما، افزایش میزان اکسیژن موجود در روغن و همچنین، افزایش رطوبت موجود در کاغذ افزایش می یابد. هم زمان با دو گاز فوق، تجزیه عایق سلولزی نیز مقداری گاز اکسیژن یا O_2 تولید می کند.

۴-۲-۴- تمایل روغن به تولید گاز

تولید گازهای پراکنده (Stray Gassing) زمانی تعریف می شود که روغن در دمای کم تر از 200°C تمایل به تولید گاز دارد. عمده ترین گازهایی که تولید می شوند عبارتند از H_2 ، CH_4 و C_2H_6 . این گازها نشان گر خطا نیستند اما ممکن است نتایج تفسیر DGA را مخدوش کنند. جهت تعیین میزان تولید گازهای پراکنده روش آزمون استاندارد وجود دارد اما یکی از روش های مناسب، کنترل تولید گاز ترانسفورماتور در زمان های کوتاه بعد از روغن زدن و شروع به کار است. به این ترتیب در صورت افزایش قابل توجه هیدروژن و متان می توان این روغن را از نوع تولید کننده گاز پراکنده دانست که بایستی در تفسیرهای بعدی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

به آن توجه کرد. لازم به ذکر است که پس از گذشت مدت زمانی مقدار گازهای پراکنده به یک مقدار تعادل در روغن خواهند رسید و مناسب است که این مقادیر نیز در تفسیرهای بعدی DGA مدنظر باشند [۱۹].

۴-۲-۵- سایر منابع تولید گاز

در اثر پیری طبیعی روغن گازهای CO_2 و CO (خیلی کم) و همچنین، مقدار اندکی (trace) هیدروژن، اتان و متان تولید می شود.

منبع دیگر گاز، واکنش های شیمیایی دیگر درون ترانسفورماتور است. برای مثال از واکنش آب با فولاد و فولاد گالوانیزه H_2 تولید می شود. همچنین، در واکنش آب موجود در ترانسفورماتور با پوشش هایی که بر روی فلز بدنه داده شده است، مقداری H_2 ایجاد می شود. ضمناً ممکن است در نتیجه زنگ زدگی مقداری گاز تولید شود. رنگ داخل ترانسفورماتور نیز دارای اسیدهای چرب است و می تواند مقداری گاز ایجاد کند. در اثر قرار گرفتن روغن در مقابل نور خورشید نیز اکسیژن مصرف شده و مقداری گاز تولید می شود. به همین دلیل است که نمونه روغن جهت آزمون DGA نبایستی در معرض نور خورشید قرار بگیرد. نمونه هایی که در بالا ذکر شد نادر بوده اما اطلاع از آنها مفید است. رشد H_2 بدون حضور هر یک از گازهای هیدروکربنی در آزمون DGA، می تواند نشان گر یکی از مشکلات فوق الذکر در ترانسفورماتور باشد. به عنوان آخرین نکته، آسیب دیدگی بالشتک هوای کنسرواتور و یا دیافراگم بین روغن و هوا می تواند روغن را در معرض هوا قرار داده و باعث ورود گاز به روغن شود.

۴-۳- تقسیم بندی خطاها

استرس های متفاوت الکتریکی و حرارتی می توانند منجر به تولید گاز شود و لذا می توان استرس های مذکور را که اهمیت ویژه دارند تقسیم بندی کرد که مطابق استاندارد موجود IEC 60599 به شرح ذیل می باشند:

- ا- تخلیه جزئی (PD): از نوع پلاسمای سرد یا کرونا است که می تواند باعث تولید موم (X-wax) و انباشت آن بر روی عایق کاغذی شود.
- ب- تخلیه با انرژی کم (D1): درون روغن یا کاغذ یا هر دو رخ می دهد و انواع مختلفی دارد، برای مثال سوراخ کردن کاغذ از طریق کربنیزه کردن (Puncture)، کربنیزه کردن سطح کاغذ (Tracking) یا حضور ذرات کربن در روغن.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت- تخلیه با انرژی زیاد (D2): تخلیه ای که در کاغذ یا روغن یا هردو رخ می دهد و انرژی زیادی در محل تخلیه آزاد می شود به نحوی که تخریب قابل توجه کاغذ را در پی دارد، روغن را به شدت کربنیزه کرده و در برخی موارد ممکن است با عبور جریان قابل توجه منجر به خروج واحد از مدار شود.

ث- خطای حرارتی با دمای پایین (T1): خطای حرارتی با دمای کم تر از 300°C که باعث قهوه ای شدن کاغذ می شود.

ج- خطای حرارتی با دمای متوسط (T2): خطای حرارتی با دمای بالاتر از 300°C و کم تر از 700°C که باعث کربنیزه شدن کاغذ می شود.

ح- خطای حرارتی با دمای بالا (T3): خطای حرارتی با دمای بالاتر از 700°C که معمولاً با کربنیزه کردن شدید روغن همراه است. همچنین، در بالاتر از 800°C باعث تغییر رنگ فلز می شود و در دماهای بیشتر از 1000°C با جوش خوردن فلزات همراه است.

هدف از تفسیر DGA تصمیم در مورد وجود یا عدم وجود خطا و یافتن نوع آن بر اساس تقسیم بندی فوق الذکر می باشد. لازم به ذکر است که برخی مراجع تقسیم بندی خطاهای متفاوتی دارند اما مورد اشاره شده در بالا معمول ترین حالت است.

۴-۴- تفسیر نتایج آزمون DGA

۴-۴-۱- روش نسبت گازهای پایه (Basic Gas Ratio) مطابق IEC 60599

هر یک از ۶ نوع خطای معرفی شده ترکیبات متفاوتی از گازهای هیدروکربنی تولید می کنند. بنابراین بر اساس میزان گازهای مختلف می توان دسته بندی را انجام داد. روش معرفی شده در IEC 60599^{۳۹} بر اساس نسبت های اصلی زیر است. لازم به ذکر است که این نسبت ها در روش Rogers نیز استفاده شده است. جدول (۴-۳) نحوه تصمیم گیری در مورد نوع خطا را بر اساس سه نسبت فوق تعیین می کند.

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad \frac{CH_4}{H_2} \quad \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

^{۳۹} هم اکنون استانداردهای انگلستان (BS) و آلمان (VDE) از استاندارد IEC استفاده می کنند و لذا روش ذکر شده، روش استاندارد BS و VDE نیز هست.

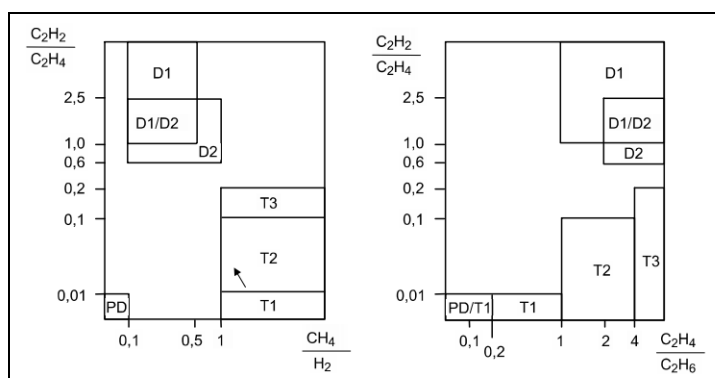
نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۳): جدول تفسیر نتایج DGA بر اساس نسبت گازهای پایه براساس IEC 60599 [۲۶]

نوع خطا	توضیح خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	تخلیه جزئی (الف)	ناچیز (NS)	< 0.1	< 0.2
D1	تخلیه با انرژی کم	> 1	$0.1 - 0.5$	> 1
D2	تخلیه با انرژی زیاد	$0.6 - 2.5$	$0.1 - 1$	> 2
T1	خطای حرارتی $t < 300^\circ C$	ناچیز (NS)	> 1 (د)	< 1
T2	خطای حرارتی $300^\circ C < t < 700^\circ C$	< 0.1	> 1	$1 - 4$
T3	خطای حرارتی $t > 700^\circ C$	< 0.2 (ب)	> 1	> 4

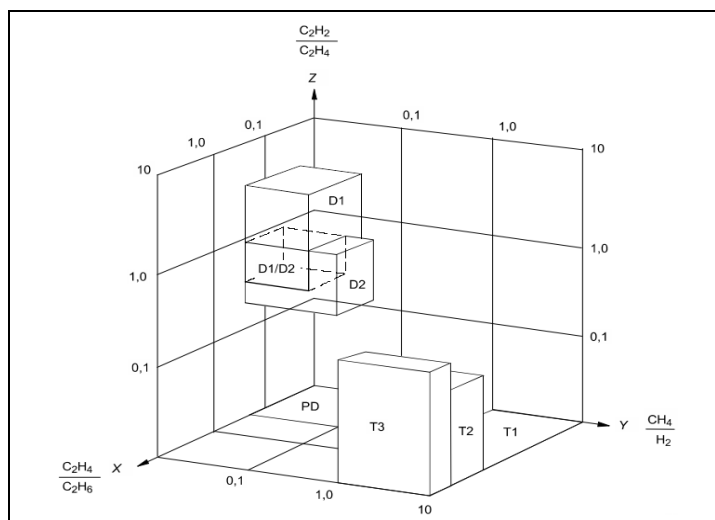
(الف) الگوهای گاز مشابه تخلیه جزئی در اثر تولید گازهای پراکنده نیز مشاهده شده است.
(ب) افزایش مقدار C_2H_2 و متعاقب آن افزایش نسبت C_2H_2/C_2H_4 به بیش از ۰/۲ در حالی که دو نسبت دیگر همچنان شرایط T3 را داشته باشند، می‌تواند نشانه نقطه داغ با دمای بیشتر از $1000^\circ C$ باشد.
(ج) میزان ناچیز (NS) مطابق شکل گرافیکی ارائه‌شده در استاندارد به معنای آن است که مقدار نسبت بسیار کم یا غیرقابل توجه باشد. در ارائه گرافیکی مقادیر کم‌تر از ۰/۰۱ برای NS در نظر گرفته شده است.
(د) با توجه به برداشتی که از شکل‌های گرافیکی انجام شده، عبارت (NS) که در استاندارد در این قسمت ذکر شده است حذف گردید.

نمایش گرافیکی نسبت‌های فوق به صورت دوبعدی و سه بعدی در شکل‌های (۴-۱) و (۴-۲) ارائه شده است. ترسیم بر روی این نمودارها نیز می‌تواند با توجه به مکان قرارگیری نقطه مورد نظر در نمودارهای مذکور، در تفسیر نتایج موثر باشد. لازم به ذکر است که گرچه برای نمایش بهتر، مقادیر تا ۱۰ بر روی نمودار نشان داده شده است اما نمودار تا مقدارهای بزرگ‌تر نیز ادامه می‌یابد.



شکل (۴-۱): نمایش گرافیکی دوبعدی نسبت گازهای پایه. پیکان نشان‌دهنده افزایش دما است [۲۶]

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۴-۲): نمایش گرافیکی سه بعدی نسبت گازهای پایه [۲۶]

نکات زیر در ارتباط با تفسیر DGA بر اساس نسبت گازهای پایه بایستی مد نظر باشد:

- ا- اگر نسبت گازها خارج از جدول (۴-۳) باشد و یا کاملاً در هیچ یک از دسته بندی ها نباشد می تواند به عنوان مجموعه ای از خطاها و یا خطای جدید با مقدار گاز زمینه زیاد در نظر گرفته شود. در چنین حالتی استفاده از نمایش گرافیکی داده شده در بالا کمک می کند تا بتوان تصمیم گرفت که وضعیت به کدام یک از خطاهای فوق نزدیک تر است. همچنین، به عنوان یک توصیه می توان در این حالت از نسبت مقدار رشد گازها برای تشخیص خطا استفاده کرد. به بیان دیگر، تفاضل مقدار گاز نسبت به اندازه گیری قبلی محاسبه شده و نسبت های IEC برای مقادیر تفاضل به کار گرفته شود.
- ب- به عنوان یک تخمین تقریبی و سریع می توان از مشخصات جدول (۴-۴) استفاده کرد. این جدول یک تخمین اولیه از نوع خطا با تقسیم بندی بین تخلیه جزئی (PD)، تخلیه (D) و خطای حرارتی (T) است.

جدول (۴-۴): جدول تفسیر نتایج DGA بر اساس نسبت گازهای پایه [۲۶]

نوع خطا	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD		< 0.2	
D	> 0.2		
T	< 0.2		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت- بین دو خطای D1 و D2 هم پوشانی نیز وجود دارد.

ث- مقادیر 0 ppm در گزارش DGA یا کوچک تر از مقداری که قابل اندازه گیری باشد (S) بایستی با عبارت "کم تر از مقدار قابل اندازه گیری (S)" جایگزین شود و از محاسبه نسبت تبدیلی که این گاز در آن دخیل است خودداری شود. (در غیر این صورت منجر به مقادیر نسبتاً بزرگی می شود که تفسیر DGA بر اساس آن قابل اعتماد نیست). در مورد کوچک ترین مقدار قابل اندازه گیری دستگاه در آیت (۴-۴-۱۱) توضیحات کامل ارائه شده است.

ج- در صورتی که دو اندازه گیری DGA پشت سر هم در مدت زمان کوتاهی انجام شده باشد (چند روز تا چند هفته)، مقادیر متناقض بایستی حذف شوند (برای مثال کاهش قابل توجه یک گاز) چرا که می تواند نشانه مشکل نمونه برداری یا اندازه گیری باشد.

ح- مقادیر نسبت گازهای پایه تنها در صورتی بایستی محاسبه و تفسیر شود که حداقل یکی از گازها در وضعیتی باشد که مقدار مطلق آن و مقدار افزایش آن بزرگ تر از مقادیر معمول باشد. بنابراین اگر همه گازها کم تر از مقدار معمول بودند محاسبه نسبت ها و تفسیر DGA ضروری نیست. توصیه می شود که حتی اگر میزان گازها کم تر از مقدار معمول باشد اما یک گاز افزایش قابل ملاحظه نشان می دهد نسبت ها محاسبه و ارزیابی شود. اگر مقدار گازها به حدی کم باشد که اندازه گیری از دقت کافی برخوردار نباشد محاسبه نسبت ها و تفسیر نتایج، پاسخ با ارزشی به دست نمی دهد.

خ- اگر در حالت وجود خطا، مقدار نسبت ها با اندازه گیری قبلی متفاوت باشند ممکن است خطای جدیدی به ترانسفورماتور اضافه شده باشد. در این حالت توصیه می شود مقدار گازهای جدید را از اندازه گیری قبلی کم کرده و سپس مجدداً نسبت ها محاسبه شود. این موضوع خصوصاً در مورد گازهای CO₂ و CO که ارزیابی آن در ادامه گزارش بیان خواهد شد صادق است.

د- برای مقایسه نتایج DGA روغن، بایستی نمونه روغن هایی که از یک محل گرفته شده اند با یکدیگر مقایسه شوند. همچنین، بایستی دقت شود که نمونه روغن، از روغن روان یا به اصطلاح روغن زنده گرفته شود. در مورد نمونه گیری روغن در قسمت مربوطه به تفصیل بیان شده است.

ذ- در هنگام تفسیر DGA بایستی مواردی که باعث تغییر مقدار گاز می شود مد نظر باشد. برای مثال تصفیه فیزیکی روغن و گرفتن گاز آن (Degassing) باعث می شود که مقادیر گاز در روغن بسیار کم شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ر- بایستی توجه داشت که در ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور، خروج گاز به خاطر سیکل های افزایش و کاهش دما و انبساط و انقباض روغن با نرخ اندکی صورت می گیرد. بنابراین ممکن است میزان گاز اندازه گیری شده از اندازه گیری پیشین که در فاصله طولانی انجام شده ، کم تر باشد.

۴-۲- مقادیر معمول گازها و نرخ افزایش آنها مطابق IEC60599

در تحقیقی که توسط CIGRE انجام گردیده و توسط IEC نیز پذیرفته شده است تعداد ۲۰۰۰۰ ترانسفورماتور از ۲۵ کشور مورد بررسی قرار گرفتند و میزان گازهای آنها ثبت شد. سپس یک سطح ۹۰٪ انتخاب شد که به عنوان مقادیر معمول شناخته می شود. سطح ۹۰٪ به این معنا است که ۹۰٪ ترانسفورماتورهای مطالعه شده سطح گازی کم تر از مقدار بیان شده دارند و فقط ۱۰٪ ترانسفورماتورها مقدار گاز بالاتر دارند. با توجه به اینکه اکثریت ترانسفورماتورها در حالت معمول کاری خود هستند، مقدار گازهای مربوط به ۹۰٪ به عنوان مقدار معمول در نظر گرفته شده اند. در صورتی که مقدار گازهای یک ترانسفورماتور کم تر از مقدار معمول باشد، احتیاجی به محاسبه نسبت ها نبوده و ترانسفورماتور فاقد خطا است. لازم به ذکر است که این به معنای آن نبوده که حتماً هیچ خطایی در ترانسفورماتور وجود ندارد چرا که DGA قادر به تشخیص خطا در همه حالت ها نیست. علت آن است که بعضی خطاها منجر به تولید گاز نمی شوند و لذا با DGA قابل تشخیص نیستند. همچنین، خطایی ممکن است محلی و کوچک باشد و مقدار گاز تولید شده با حل شدن در حجم قابل توجه روغن، مقدار اندکی باشد. در این حالت، مقدار گاز کم تر از حد ۹۰٪ است اما خطا در ترانسفورماتور وجود دارد.

مقادیر معمول ارائه شده در IEC60599 در جدول (۴-۵) ارائه شده اند [۲۶]. باید توجه داشت که این مقادیر مربوط به ترانسفورماتورهایی است که مخزن روغن تپ چنجر آن از روغن تانک ترانسفورماتور مجزا است. همچنین، لازم به ذکر است که این مقادیر متناسب با حجم روغن هستند و لذا برای ترانسفورماتورهای توزیع متفاوت خواهند بود. به دلیل بستگی مقادیر مطلق به نوع روغن و حجم آن، نرخ رشد گاز اهمیت بیشتری نسبت به مقادیر مطلق گاز دارد. در مشورت با صاحب نظران بین المللی نیز این نکته تصریح شد که نرخ رشد گاز اهمیت بیشتری نسبت به مقادیر مطلق گاز دارد.

مقادیر معمول رشد سالیانه گازها نیز بر اساس ۹۰٪ انجام شده و در جدول (۴-۶) ارائه شده است. در مورد نرخ رشد گازها بایستی توجه داشت که این اعداد مربوط به ترانسفورماتورهای قدرت با حجم روغن بیش از ۵۰۰۰ لیتر بوده و برای ترانسفورماتورهای کوچک تر، این مقادیر کم تر هستند. همچنین، مقدار رشد گاز در سال های اولیه و سال های نهایی سرویس ترانسفورماتور بالاتر از مقادیر متوسط داده شده در

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۶) است. مقادیر داده شده در این جدول برای ترانسفورماتورهایی می باشند که مخزن روغن OLTC آن ها از تانک ترانسفورماتور مجزا است.

جدول (۴-۵): بازه ۹۰٪ مقدار معمول گازها در ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب $\mu\text{l/l}$ یا ppm

مطابق IEC60599 [۲۶]

نوع گاز	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
مقدار معمول	۲-۲۰	۵۰-۱۵۰	۳۰-۱۳۰	۶۰-۲۸۰	۲۰-۹۰	۴۰۰-۶۰۰	۳۸۰۰-۱۴۰۰۰

جدول (۴-۶): بازه ۹۰٪ مقدار معمول رشد سالیانه گازها در ترانسفورماتورهای قدرت

بر حسب $\mu\text{l/l/year}$ یا ppm در سال مطابق IEC60599 [۲۶]

نوع گاز	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
مقدار معمول رشد	۰-۴	۳۵-۱۳۲	۱۰-۱۲۰	۳۲-۱۴۶	۵-۹۰	۲۶۰-۱۰۶۰	۱۷۰۰-۱۰۰۰۰

بایستی هنگام تحلیل نتایج به این نکته توجه شود که مقادیر فوق از تعداد زیادی ترانسفورماتور استخراج شده اما این ترانسفورماتورها با ترانسفورماتورهای موجود در کشور تا حدودی متفاوت هستند. بنابراین حدود معمول داده شده به طور کامل در مورد ترانسفورماتورهای شبکه ایران صادق نیستند و بایستی با احتیاط استفاده شوند.

۴-۳- نسبت های کمکی در IEC 60599

۴-۳-۱- نسبت CO_2/CO

میزان تولید CO و CO_2 از عایق کاغذی با بالا رفتن دما افزایش سریعی دارد. مقدار بالای CO (به عنوان مثال بیشتر از 1000 ppm) و نسبت CO_2/CO کم تر از ۳ می تواند نشانه درگیر شدن کاغذ در خطا باشد که با احتمال کربنیزه شدن در حضور سایر گازهای خطا همراه است.

در ترانسفورماتورهایی که با هوا ارتباط ندارند یا تنفس آن ها بسیار کم است، CO می تواند در روغن انباشته شود و مقدار CO_2/CO از ۳ کم تر شود بدون اینکه خطای خاصی وجود داشته باشد. حالت فوق به شرط آن است که سایر گازهای خطا مثل هیدروژن و هیدروکربن ها تولید نشده باشند. همچنین، بایستی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۳-۳-۲ - نسبت C_2H_2/H_2

با توجه به اینکه عملکرد تپ چنجر (به غیر از نوع خلاء) با تخلیه الکتریکی در روغن همراه است، عملکرد عادی تپ چنجر باعث وجود گازهایی می شود که نشان دهنده خطای تخلیه با انرژی کم ($D1$) در ترانسفورماتور هستند. در صورتی که مقدار نسبت C_2H_2/H_2 در تانک اصلی بالاتر از ۲ یا ۳ باشد می تواند نشان دهنده آلودگی ناشی از تپ چنجر باشد. برای مثال زمانی که روغن تپ چنجر به نحوی به روغن تانک اصلی راه یافته است. با انجام DGA در تانک اصلی، کنسرواتور و در OLTC می توان به صحت موضوع فوق پی برد. در این حالت، تفسیر نتایج DGA قابل اعتماد نیست.

۴-۴-۴ - نحوه اعمال نسبت ها به گازهای موجود در رله بوخهلتس

زمانی که خطا در ترانسفورماتور ایجاد می شود، دو حالت را می توان در نظر گرفت. در مورد اول، گازها به آرامی تولید شده و بنابراین غالب گازها در روغن حل می شوند. مورد دوم زمانی است که تولید گاز به اندازه ای سریع است که منجر به تولید حباب گاز می شود. در این حالت گاز کاملاً در روغن حل نمی شود و مازاد آن در رله بوخهلتس جمع می شود. در مورد اول که گاز به آرامی تولید می شود تحلیل گازهای محلول در روغن اهمیت دارد و تحلیل گازهای رله بوخهلتس اطلاعات چندانی در اختیار نمی گذارد. تحلیل گازهای محلول در روغن برای تشخیص پیشرفت خطا بسیار اهمیت دارد. در حالت تولید سریع گاز نیز دو مورد قابل تصور است. اولین مورد وقتی است که مدت زمان قابل توجهی از تولید و تجمع گاز در رله بوخهلتس نگذشته است. در این حالت، مقدار گازهای موجود در رله با مقدار گاز موجود در روغن از حالت تعادل فاصله دارد. دومین مورد وقتی است که مدت زمانی از تجمع گاز در رله گذشته باشد. در این حالت گازها به آرامی شروع به حل شدن در روغن کرده و به یک حالت تعادل می رسند. در حالت تعادل می توان گازهای موجود در رله را نمونه برداری و سپس با روش DGA تحلیل کرد پیش از آن لازم است مقدار گازهای آزاد به گازهای موجود در روغن تبدیل شوند. در این صورت می توان از نسبت گازهای معرفی شده استفاده کرد. وضعیت فوق یک نتیجه مهم دارد. در صورتی که رله بوخهلتس ترانسفورماتور به دلیل خطایی آلارم یا تریپ دهد، ممکن است در مدت زمان کمی پس از خطا هنوز توزیع گاز در روغن یکنواخت نشده باشد. در این حالت با گرفتن نمونه از روغن و تحلیل DGA ممکن است نشانه قابل توجهی از گازهای خطا یافت نشود. به همین دلیل بایستی مدت زمانی صبر کرد تا توزیع گاز در روغن یکنواخت شده و سپس نمونه روغن گرفته شود. این زمان برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن در حالتی که پمپ روشن باشد حدود ۲ ساعت و برای ترانسفورماتورهای بدون پمپ روغن با گردش طبیعی حدود ۲۴ ساعت است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بنابراین، در ترانسفورماتور بدون پمپ، اولین نمونه روغن بایستی ۲۴ ساعت پس از تریپ گرفته شود. این در صورتی است که الگوریتم توضیح داده شده در ادامه این قسمت مورد نظر نباشد. پس از برقراری تعادل توضیح داده شده در پاراگراف دوم این بخش، می توان برای تبدیل میزان گازهای آزاد رله بوخهلتس به گازهای حل شده در روغنی که در رله بوخهلتس و در مجاورت همان گاز قرار دارد و از ضریب k استفاده کرد که توسط استوالد^{۴۰} پیشنهاد شده است:

$$k = \frac{\text{غلظت گازها در فاز مایع}}{\text{غلظت گازها در فاز گاز}} \quad (۱-۴)$$

در عبارت فوق الذکر غلظت بر اساس $\mu\text{l/l}$ یا ppm بیان می شود. مقدار k برای گازهای مختلف در دمای 25°C در جدول (۷-۴) ارائه شده است. بایستی توجه کرد که میزان انحلال گازها در روغن نیز به دما بستگی دارد و با کاهش و افزایش دما ممکن است گازها از روغن خارج یا به آن وارد شوند.

جدول (۷-۴): ضرایب انحلال استوالد برای گازهای مختلف

در روغن معدنی مطابق IEC60599 [۲۶, ۲۹]

نوع گاز	k در دمای 25°C
N_2	۰/۰۹۱
O_2	۰/۱۷۲
H_2	۰/۰۵۶
CO	۰/۱۳۲
CO_2	۱/۰۹
CH_4	۰/۴۲۹
C_2H_6	۲/۸۲
C_2H_4	۱/۸۴
C_2H_2	۱/۲۴

^{۴۰} Ostwald

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در صورتی که گازها به سرعت تولید شده و هنوز به حالت تعادل نرسیده باشند، مقدار گاز واقعی محلول در روغن با مقدار تبدیل شده از روی گازهای آزاد با ضرایب استوالد متفاوت خواهد بود. از این موضوع می توان برای تشخیص کند یا سریع بودن تولید گاز در خطا به روش زیر استفاده کرد:

ا- پس از تجمع گاز در رله بوخهلتس و آلارم آن، در حداقل زمان ممکن بایستی گازهای آزاد درون رله را نمونه برداری کنید.

ب- گازهای نمونه برداری شده را بایستی در حداقل زمان ممکن تحلیل کنید (نوع و میزان گازها را مشخص کنید).

ت- مقدار گازهای آزاد را با استفاده از ضرایب استوالد به مقادیر حل شده در روغن تبدیل کنید.

ث- مقدار گازهای تبدیل شده را با مقدار گازهای حل شده در روغن تانک اصلی (DGA روغن تانک) مقایسه کنید.

ج- در صورتی که مقادیر تبدیل شده از گاز آزاد در حدود مقادیر DGA واقعی روغن باشند، نشانگر آن است که تعادل حاصل شده، بنابراین گاز به کندی تولید شده است.

ح- در صورتی که مقادیر تبدیل شده از گاز آزاد با مقادیر گاز در DGA واقعی روغن تفاوت قابل توجه داشته باشند، نشانه آن است که گاز به سرعت تولید شده و فرصت تعادل نبوده است. این حالت می تواند خطرناک بوده و بایستی در اسرع وقت در مورد ترانسفورماتور اقدام شده و در صورت خروج آن از مدار، پیش از وصل مجدد آزمونهای اطمینان بخش انجام و با مراجع ذیصلاح مشورت شود.

۴-۴-۵- روش مثلث دوال^{۴۱}

۴-۴-۵-۱- نحوه پیاده سازی مثلث دوال

در استفاده از روش نسبت گازهای پایه این امکان وجود دارد که داده های DGA در هیچ یک از گروه های معرفی شده موجود نباشد. به همین دلیل روش دیگری به صورت موازی توسط IEC60599 ارائه شده که به مثلث دوال معروف است. این روش که در آن، هر داده DGA حتماً به یک نوع خطا منجر می شود توسط سایر دستورالعمل های معتبر نیز توصیه شده است [۲۸].

^{۴۱} Duval triangle

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

روش استفاده از مثلث دوال به صورت زیر است:

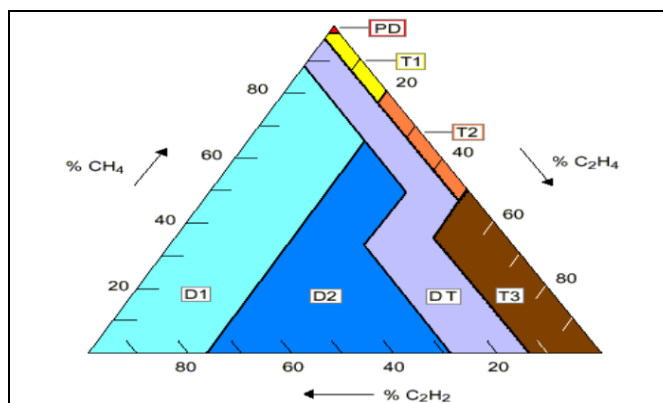
أ- ابتدا کنترل کنید که گازها و یا نرخ رشد آن‌ها بیشتر از مقدارهای معمول داده شده است. در صورتی که همه مقادیر کم‌تر باشند، ترانسفورماتور فاقد عیب بوده و نیازی به تشکیل مثلث دوال نیست. مقادیر معمول گازها و نرخ رشد آن‌ها جهت مقایسه در جداول (۴-۵) و (۴-۶) ارائه شده‌اند.

ب- در صورتی که مقدار گازها یا نرخ رشد آن‌ها بزرگ‌تر از مقدار معمول باشد، ابتدا بایستی درصد استیلن ($\%C_2H_2$)، درصد اتیلن ($\%C_2H_4$) و درصد متان ($\%CH_4$) از روی مقادیر این سه گاز محاسبه شود. محاسبه درصدها به صورت فرمول‌های زیر است:

$$\begin{aligned}\%C_2H_2 &= \frac{100 \times x}{x + y + z} \\ \%C_2H_4 &= \frac{100 \times y}{x + y + z} \\ \%CH_4 &= \frac{100 \times z}{x + y + z}\end{aligned}\quad (۴-۲)$$

که در آن x مقدار C_2H_2 ، y مقدار C_2H_4 و z مقدار CH_4 به ppm هستند.

ت- مقادیر درصدی محاسبه شده بایستی بر روی نمودار مثلثی شکل (۴-۳) ترسیم شود تا نقطه تقاطع سه بعد مشخص شود. این نقطه در هر ناحیه‌ای که قرار داشته باشد همان خطا در ترانسفورماتور وجود دارد. نوع خطا درون ناحیه‌های شکل (۴-۳) نوشته شده است. ضمناً حالت DT نیز اضافه شده که به معنای ترکیب خطای الکتریکی و حرارتی است. حدود مثلث دوال برای دقت بالاتر در جدول (۴-۸) ارائه شده است [۲۶].



شکل (۴-۳): نمایش گرافیکی مثلث دوال [۲۶]

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۸): حدود نواحی مختلف در مثلث دوال [۲۶]

			98% CH ₄	PD
		13% C ₂ H ₂	23% C ₂ H ₄	D1
29% C ₂ H ₂	40% C ₂ H ₄	13% C ₂ H ₂	23% C ₂ H ₄	D2
		20% C ₂ H ₄	4% C ₂ H ₂	T1
	50% C ₂ H ₄	20% C ₂ H ₄	4% C ₂ H ₂	T2
		50% C ₂ H ₄	15% C ₂ H ₂	T3

۴-۵-۲- ارزیابی بر اساس مثلث دوال

مثالی از نحوه ترسیم و یافتن نقطه در مثلث دوال و همچنین، ارزیابی آن در زیر ارائه شده است. اندازه گیری DGA بر روی یک ترانسفورماتور خاص در دو مرحله انجام شده و نتایج اندازه گیری های در جدول (۴-۹) نشان داده شده است. ارائه CO و CO₂ برای ارزیابی دخیل یا عدم دخیل بودن کاغذ در خطا انجام شده است.

جدول (۴-۹): اندازه گیری DGA برای یک ترانسفورماتور [۲۸]

مقدار افزایش	DGA # 2	DGA # 1	مقدار افزایش	DGA # 2	DGA # 1	
۲۳	۱۹۹	CO = 176	۵۰	۱۹۲	۱۴۲	CH ₄
۱۳۱۷	۲۳۲۶	CO ₂ = 1009	۸۶	۱۷۰	۸۴	C ₂ H ₄
			۳	۷	۴	C ₂ H ₂
			۱۳۹	۳۶۹	۲۳۰	مجموع

مراحل مورد نیاز جهت یافتن مقدار مطلق DGA در مثلث دوال (DGA #2):

ا- ابتدا مجموع گازها در نقطه دوم را محاسبه کنید: (۳۶۹)

ب- هر گاز را به مجموع تقسیم کرده تا درصد هر گاز مشخص شود:

$$\%CH_4 = \frac{192}{369} = 52\%, \quad \%C_2H_4 = \frac{170}{369} = 46\%, \quad \%C_2H_2 = \frac{7}{369} = 2\%$$

ت- سه خط بر روی مثلث دوال در محل درصدهای به دست آمده ترسیم کنید. خطوط در هر جهت بایستی به موازات هاشوری که در حاشیه مثلث وجود دارد ترسیم شود. محل تقاطع سه خط، نقطه ارزیابی را نشان می دهد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ث- نقطه تقاطع بر روی شکل (۴-۴) با نام point1 نشان داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود نقطه در محدوده T2 می‌افتد که معنی آن خطای حرارتی بین 300°C تا 700°C است. مراحل لازم جهت یافتن افزایش مقدار DGA در مثلث دوال:

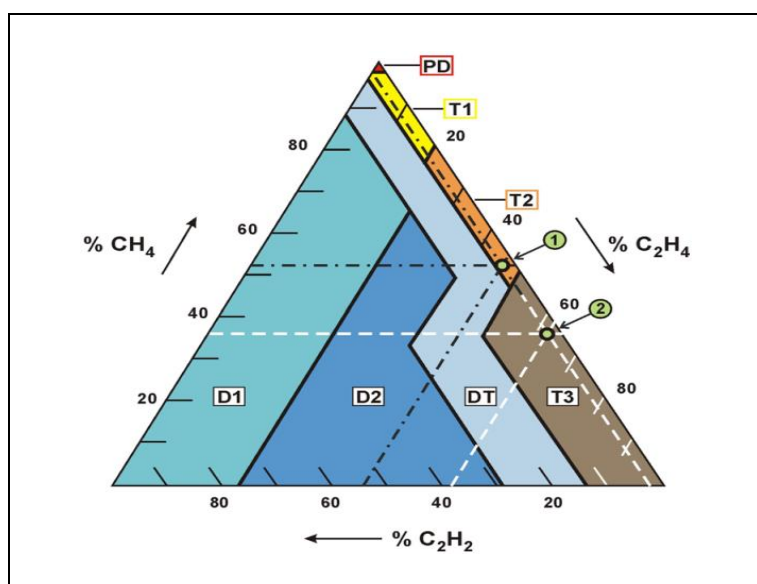
أ- ابتدا مجموع افزایش گاز از مرحله ۱ به ۲ را حساب کنید: (۱۳۹)

ب- مقدار افزایش هر گاز را بر مجموع افزایش گازها تقسیم کرده تا درصد افزایش هر گاز مشخص شود.

$$\begin{aligned} \%CH_4(\text{increase}) &= \frac{50}{139} = 36\%, \quad \%C_2H_4(\text{increase}) = \frac{86}{139} = 62\%, \\ \%C_2H_2(\text{increase}) &= \frac{3}{139} = 2\% \end{aligned} \quad (۴-۳)$$

ت- سه خط بر روی مثلث دوال در محل درصدهای به دست آمده ترسیم کنید. خطوط در هر جهت بایستی به موازات هاشوری که در حاشیه مثلث وجود دارد ترسیم شود. محل تقاطع سه خط، نقطه ارزیابی را نشان می‌دهد. دقت کنید که مشابه حالت قبل مقدار درصد C_2H_2 همان ۲٪ است و دو خط ترسیم شده در شکل (۴-۴) یکی هستند.

ث- نقطه تقاطع (point 2) در ناحیه T3 افتاده که مفهوم آن خطای حرارتی بالای 700°C است.



شکل (۴-۴): یک مثال از تحلیل با استفاده از مثلث دوال [۲۸]

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در ارزیابی انجام شده نکات زیر حائز اهمیت هستند:

ا- نقطه دوم (2 point) که از میزان رشد گاز به دست آمده است وضعیت حادثی را نشان می دهد. بهتر است همیشه ارزیابی هم براساس مقدار مطلق گاز و هم بر اساس رشد آن انجام شود. در بسیاری مواقع این دو ارزیابی یک خطا را نشان می دهند.

ب- CO₂ و CO برای ارزیابی حضور کاغذ در خطا ارائه شده اند. نسبت مقدار مطلق آن ها برابر $CO_2/CO = 2326/166 = 11.7$ و نسبت مقدار رشد این دو گاز برابر $CO_2/CO = 1317/23 = 57$ است. هیچ یک از این دو نسبت به حدی پایین نیست که نشان دهنده درگیر شدن کاغذ در خطا باشد. ضمن اینکه مقدار بالای CO₂ می تواند نشان دهنده نشتی از هوا باشد.

بر اساس ارزیابی انجام شده، نوع خطا و عدم دخالت کاغذ در خطا، مشکل مذکور می تواند ناشی از اتصال نامطلوب زیر بوشینگ، یک نقطه تماس نامطلوب در تپ چنجر یا زمین شدن هسته باشد.

۴-۴-۶- روش نسبت های راجرز^{۴۲}

روش نسبت های راجرز در استاندارد IEEE57.104 مطرح شده است. نسخه ابتدایی این روش که توسط آقای راجرز پیشنهاد شده است از چهار نسبت $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ ، $\frac{C_2H_6}{CH_4}$ ، $\frac{CH_4}{H_2}$ ، $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ استفاده می کند [۱۹] اما در نسخه جدید IEEE57.104 نسبت $\frac{C_2H_6}{CH_4}$ حذف شده و سه نسبت باقی مانده همان نسبت هایی هستند که توسط IEC به عنوان نسبت گازهای پایه معرفی شده است. بنابراین، عملاً استاندارد IEC نیز از روش راجرز برای تشخیص خطا استفاده می کند.

جداول داده شده در استاندارد IEEE با آنچه در استاندارد IEC توضیح داده شده اندکی متفاوت است. جهت اطلاع، معیارهای تشخیص خطای روش راجرز در جدول (۴-۱۰) ارائه شده اند.

جدول (۴-۱۰): نسبت های راجرز در تشخیص خطا [۳۱]

Case	R2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R1 CH ₄ /H ₂	R5 C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Suggested fault diagnosis
0	<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing—PD ^a
2	0.1 to 3.0	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing—High-energy discharge
3	<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
4	<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

^{۴۲} Rogers ratio method

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

لازم به ذکر است که در روش راجرز ممکن است نتیجه به هیچ یک از حالت های تقسیم بندی شده منجر نشود. همچنین، باید دانست که مطابق تحقیقات راجرز، نسبت های مشخص شده هم قابل اعمال به گازهای نمونه برداری شده از رله بوخهلتس و هم قابل اعمال به گازهای حل شده در روغن است.

۴-۷- روش گازهای کلیدی (Key Gas)

چنان که در ابتدای گزارش ذکر شد، نحوه تجزیه روغن و ترکیبات ایجاد شده بستگی به انرژی آزاد شده در محل خطا دارد. بنابراین با توجه به نوع گازهای تولید شده می توان تا حدودی به نوع خطا پی برد. این روش به عنوان روش گازهای کلیدی در IEEE C57.104 توصیه و تشریح شده است [۲۰، ۳۱].

نحوه تولید گازهای قابل اشتعال بر اساس دما در شکل (۴-۵) نشان داده شده است. مطابق این شکل می توان خطای مربوط به دماهای مختلف را از یکدیگر تفکیک کرد. چنان که در این شکل دیده می شود خطاهای بالای 800°C با تولید مقدار زیادی استیلن و هیدروژن همراه است. در حقیقت نسبت هایی که برای تشخیص نوع خطا به کار می رود در این شکل اشاره شده است. بایستی دقت داشت که این نتایج مربوط به یک آزمایش کنترل شده بوده و در ترانسفورماتور واقعی با حضور سایر مواد، دینامیک های تولید گاز پیچیده تر از نتایج شکل (۴-۵) است. اما در هر صورت، نتایج ارائه شده در شکل (۴-۵) به نحو موثری به شناسایی گازهای انواع خطا کمک می کند. بر اساس این شکل می توان گازهای کلیدی هر خطا را استخراج کرد. گازهای کلیدی تشریح شده در IEEE C57.104 و نسبت سایر گازها به صورت زیر است:

ا- **خطای حرارتی در روغن:** تجزیه روغن ترکیباتی تولید می کند که شامل اتیلن و متان همراه با مقدار کمتری هیدروژن و اتان است. در صورتی که خطا شدید باشد یا کنتاکت الکتریکی نیز درگیر باشد، آثاری از ایجاد گاز استیلن نیز ممکن است مشاهده شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل

(۴-۶)-الف نمایش داده شده است. (گاز کلیدی: اتیلن)

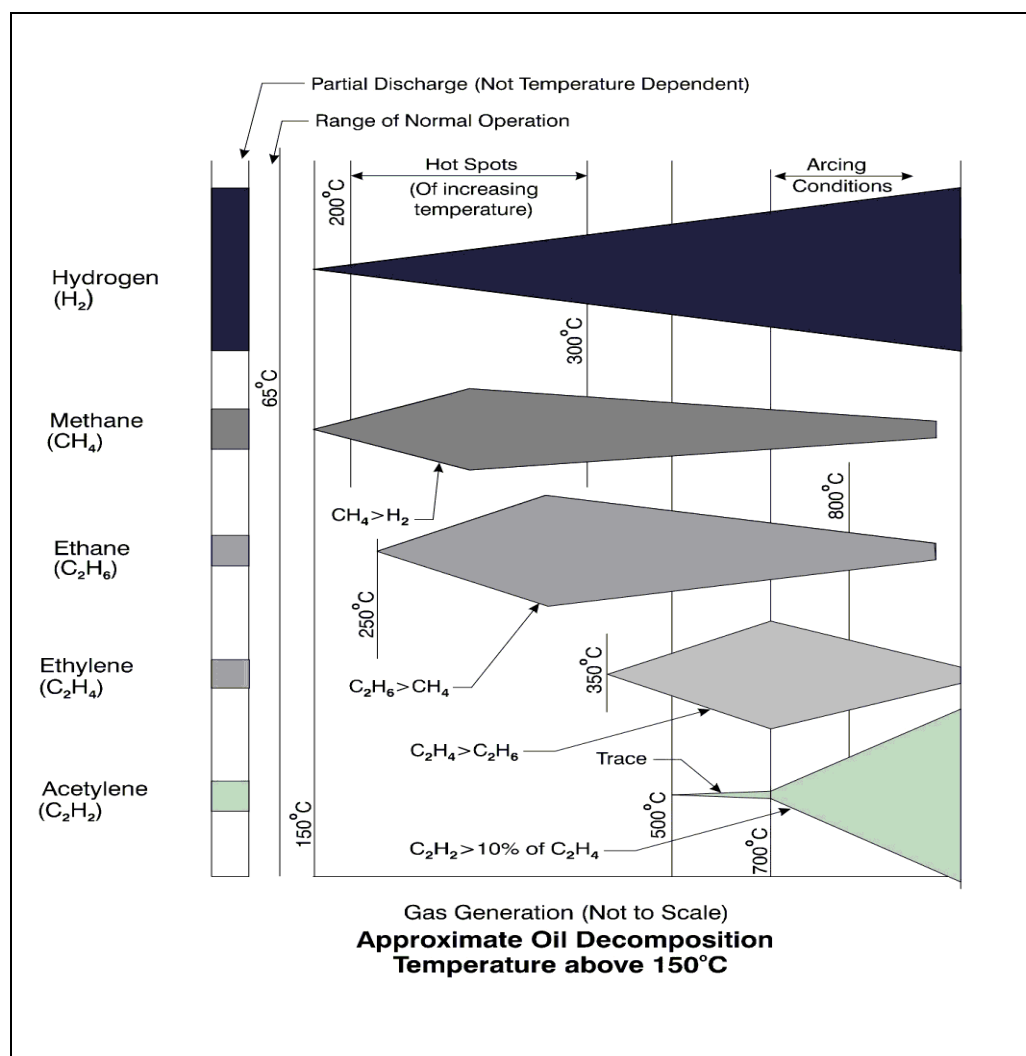
ب- **خطای حرارتی در سلولز:** مقادیر بالایی از گاز دی اکسید کربن و مونواکسید کربن از کاغذ داغ شده تولید می شود. در صورتی که خطا در یک ساختار اشباع شده از روغن باشد، گازهای هیدروکربنی مثل متان و اتیلن نیز تولید می شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (۴-۶)-ب نمایش داده شده است. (گاز کلیدی: مونواکسید کربن)

ت- **خطای الکتریکی، تخلیه جزئی:** تخلیه های الکتریکی با انرژی کم هیدروژن و متان، همراه با مقادیر کمی از اتان و اتیلن تولید می کنند. مقدار قابل ملاحظه ای از دی اکسید کربن و مونواکسید کربن نیز

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ممکن است در صورتی که تخلیه در کاغذ باشد تولید شود. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (۶-۴) ج- نمایش داده شده است. (گاز کلیدی: هیدروژن)

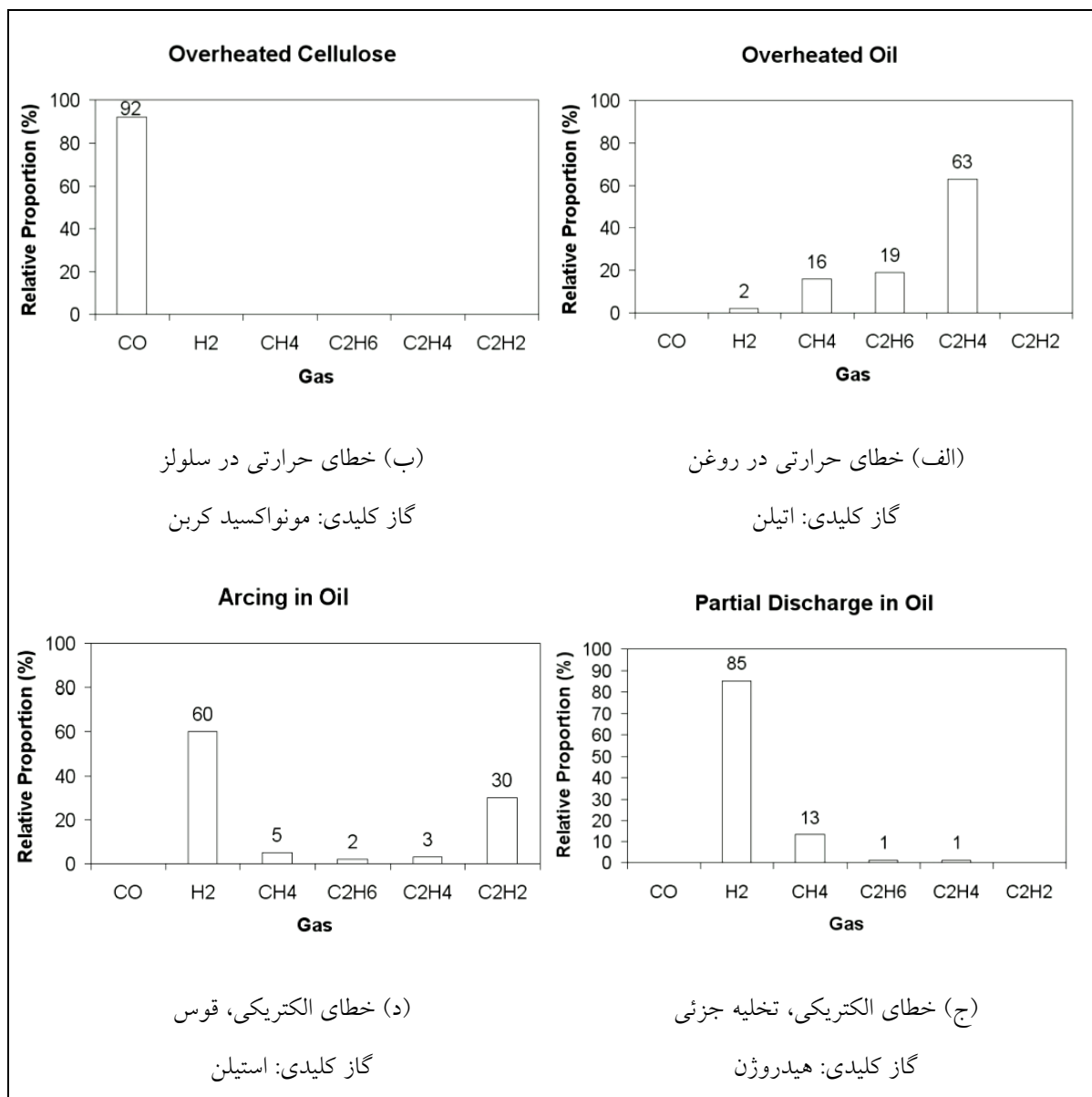
ث- **خطای الکتریکی، قوس:** در این خطا مقدار زیادی هیدروژن و استیلن همراه با مقادیر کمی از متان و اتیلن تولید می‌شود. دی‌اکسید کربن و مونواکسید کربن نیز می‌تواند در صورتی که کاغذ در خطا حضور داشته باشد تولید شود. همچنین، امکان کربنیزه شدن روغن وجود دارد. نمونه توزیع گازها در این خطا در شکل (۶-۴) د- نمایش داده شده است. (گاز کلیدی: استیلن)



شکل (۶-۵): تولید گازهای قابل اشتعال بر حسب دما [۲۰]

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه



شکل (۴-۶): توزیع گازهای مختلف در خطاهای متفاوت [۳۱]

در برخی مراجع، توضیحات مفصل‌تری برای روش گازهای کلیدی ذکر شده که نمونه آن در جدول (۴-۱۱) ارائه شده است [۱۹].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۱): روش تحلیل گازهای کلیدی [۱۹]

نوع خطا	گاز کلیدی
اضافه دمای تدریجی	CH_4 و C_2H_6
اضافه بار ترانسفورماتور	CO یا CO_2 یا هر دو
نقاط داغ در اتصالات، پیچ های هسته و ...	C_2H_4
اضافه دمایی که سلولز در آن دخالت دارد	CO
تخلیه کرونا، تجزیه آب یا زنگ زدن	H_2
تخلیه کرونا که سلولز در آن دخیل است یا اضافه بار بسیار شدید	CO یا CO_2 ، H_2
کرونا یا تخلیه جزئی در روغن	CH_4 و H_2
جرقه یا خطاهای جزئی دیگر که منجر به تجزیه روغن شود	CH_4 و H_2 به همراه مقدار کمی از C_2H_4 و C_2H_6
جرقه یا خطاهای جزئی دیگر در حضور سلولز	CH_4 و H_2 به همراه CO ، CO_2 و مقادیر کمی از سایر هیدروکربن ها به جز C_2H_2
قوس در روغن	C_2H_2 و H_2
قوس با انرژی بالا که منجر به تجزیه روغن می شود	مقادیر قابل توجه H_2 با سایر هیدروکربن ها و شامل C_2H_2
قوس با دمای بالای روغن اما در یک ناحیه محدود	مقادیر بالای H_2 ، CH_4 ، C_2H_4 و مقداری C_2H_2
قوس با دمای بالای روغن در ترکیب با سلولز	مقادیر بالای H_2 ، CH_4 ، C_2H_4 و مقداری C_2H_2 همراه با CO و CO_2

۴-۴-۸- روش نسبت های دورنبرگ^{۴۳}

روش نسبت های دورنبرگ پیش از روش راجرز پیشنهاد شده که در استاندارد IEEE C57.104 نیز ذکر گردیده است. روش راجرز در حقیقت تکمیل شده روش دورنبرگ است [۱۹] از این جهت که اولاً بر روی تعداد بیشتری از ترانسفورماتورها مورد آزمایش قرار گرفته و نسبت های آن از مجموعه آماری بزرگ تری استخراج شده است. دوم آنکه، در نسبت های دورنبرگ میزان گازها حتماً بایستی از مقداری بزرگ تر باشد

^{۴۳} Doernenburg ratio method

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در غیر این صورت، این روش به درستی پاسخ نمی دهد اما راجرز چنین محدودیتی ندارد هر چند بایستی مقدار گازهای اندازه گیری شده از مقدار قابل اندازه گیری بزرگتر باشند.

روش دورنبرگ خطاها را در سه دسته خطای حرارتی، تخلیه الکتریکی با انرژی کم یا PD و تخلیه الکتریکی با انرژی زیاد یا آرک دسته بندی می کند. این روش بر اساس چهار نسبت زیر استوار است:

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{CH_4}{H_2} & R_3 &= \frac{C_2H_2}{CH_4} \\ R_2 &= \frac{C_2H_2}{C_2H_4} & R_4 &= \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \end{aligned} \quad (۴-۴)$$

مراحل انجام روش دورنبرگ به صورت زیر است:

ا- مقدار گازهای مختلف بایستی به کمک روش هایی نظیر گاز کروماتوگرافی مشخص شده باشد.
ب- در صورتی که یکی از گازهای H_2 , CH_4 , C_2H_2 و C_2H_4 از دو برابر مقدار حد $L1$ در جدول (۴-۱۲) بزرگتر باشند و یکی از دو گاز دیگر نیز از مقدار $L1$ بزرگتر باشند، ترانسفورماتور دارای مشکل تشخیص داده می شود. در این صورت مرحله بعدی (ت) را دنبال کنید.

ت- درستی روش نسبت ها را کنترل کنید. در صورتی که حداقل یکی از گازها در هر یک از نسبت های R_1 , R_2 , R_3 و R_4 از مقدار $L1$ بزرگتر باشد، روش نسبت ها قابل قبول است. در غیر این صورت روش نسبت ها مناسب نیست (برای مثال زمانی که حتی یک نسبت وجود دارد که هر دو گاز آن کمتر از مقدار $L1$ هستند) از ترانسفورماتور بایستی مجدداً نمونه برداری شود و یا توسط روش دیگری مورد ارزیابی قرار گیرد.

ث- در صورتی که روش نسبت ها قابل قبول باشد، بایستی مقدار نسبت ها با حدود داده شده در جدول (۴-۱۳) مقایسه شود.

ج- در صورتی که همه نسبت ها در محدوده های داده شده در جدول (۴-۱۳) صدق کنند، آنگاه خطای تشخیص داده شده معتبر و قابل قبول است (برای مثال اگر R_1 تا R_3 در شرط ردیف اول جدول (۴-۱۳) صدق کنند ولی R_4 صادق نباشد، ارزیابی قابل قبول نیست).

برای استفاده از روش دورنبرگ می توان از فلوچارت شکل (۴-۷) نیز استفاده کرد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۲): حدود غلظت گازها در روش دورنبرگ (الف)

مطابق استاندارد IEEE C57.104 2008 [۳۱]

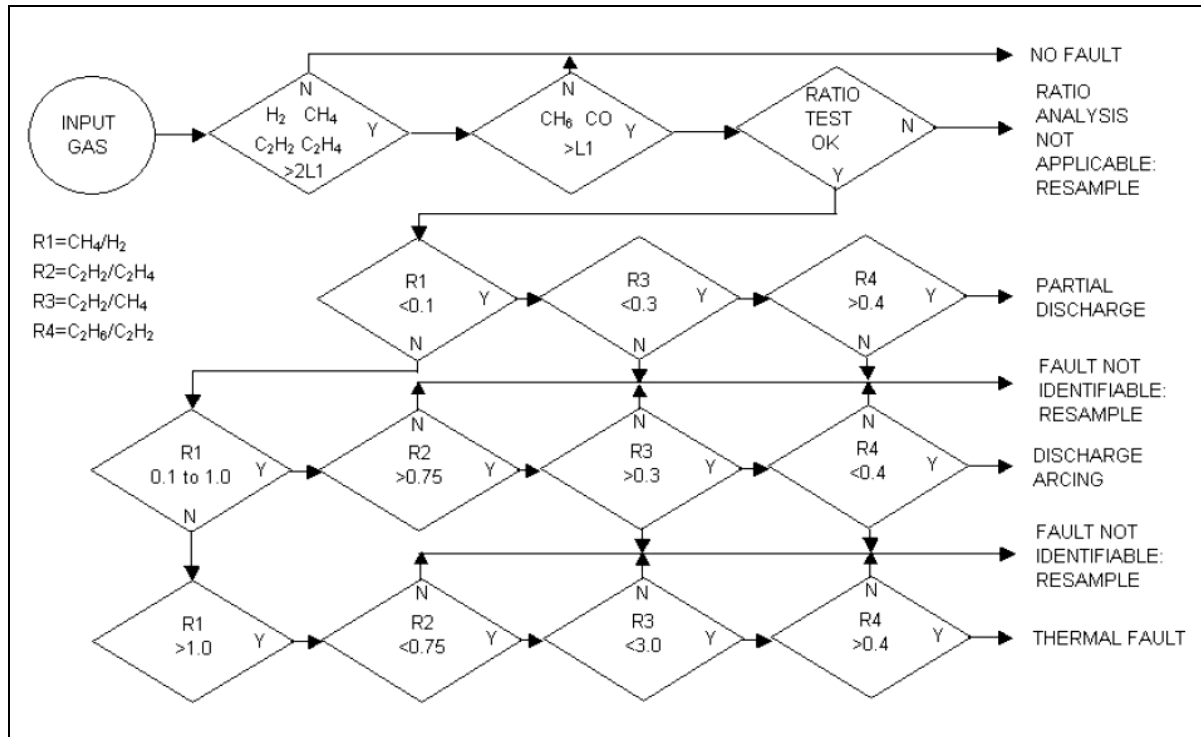
Key Gas	Concentration L1 ($\mu\text{L/L(ppm)}$)
Hydrogen (H_2)	100
Methane (CH_4)	120
Carbon Monoxide (CO)	350
Acetylene (C_2H_2)	1
Ethylene (C_2H_4)	50
Ethane (C_2H_6)	65

(الف) مقادیر این جدول با مقدارهای داده‌شده توسط دورنبرگ متفاوت هستند و توسط استاندارد IEEE C57.104 به نحوی تنظیم شده‌اند که با وضعیت ۱ استاندارد مذکور هم‌خوانی داشته باشد.

جدول (۴-۱۳): حدود نسبت‌های دورنبرگ در تشخیص خطا مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

Suggested fault diagnosis	Ratio 1 (R1) CH_4/H_2		Ratio 2 (R2) $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$		Ratio 3 (R3) $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$		Ratio 4 (R4) $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	
	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space
1. Thermal decomposition	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2. Partial discharge (low-intensity PD)	<0.1	<0.01	Not significant		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3. Arcing (high-intensity PD)	>0.1 to <1.0	>0.01 to <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۷-۴): فلوچارت روش دورنبرگ [۳۱]

۴-۹- روش MSS برای تشخیص نوع خطا

روش MSS^{44} روش تشخیص نوع خطا است که توسط سه نفر از متخصصین زیربط و با توجه به اطلاعات ترانسفورماتورها تدوین شده است [۳۳]. این روش در استاندارد IEC و IEEE مطرح نشده اما با توجه به اینکه در برخی کشورهای پیشرفته از آن استفاده می‌شود در این نظام‌نامه ارائه شده است. جدول (۱۴-۴) نحوه استفاده از این روش و حدود نسبت‌های آن را بیان می‌کند. ابتدا بایستی نسبت‌های ذکر شده در ستون‌ها محاسبه شده و سپس بر اساس این که هر نسبت در چه بازه‌ای قرار دارد، یک عدد صحیح به آن نسبت اختصاص یابد. برای مثال در صورتی که نسبت $\frac{CO_2}{CO}$ بزرگ‌تر از ۱۰ باشد عدد ۲ به آن اختصاص می‌یابد. سپس، با کنار هم قرار دادن این اعداد و مطابقت با قسمت پایین جدول (۱۵-۴) نوع خطا مشخص خواهد شد.

در مورد این روش ذکر یک نکته الزامی است. این روش از گاز پروپیلن یا C_3H_6 نیز استفاده می‌کند که ممکن است به صورت معمول در فرآیند گاز کروماتوگرافی اندازه‌گیری نشود. بنابراین ممکن است برای

^{۴۴} Mueller, Schliesing, Soldner

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

داده های عادی گاز کروماتوگرافی با دقت قابل استفاده نباشد. به عبارت دیگر چون نسبت پروپیلن مشخص نیست، فقط سایر نسبت ها نوع خطا را مشخص می کنند که ممکن است دقت کافی نداشته باشد.

جدول (۴-۱۴): حدود نسبت ها در روش خطایابی MSS [۳۳]

عدد نسبت ها					حدود نسبت ها
$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_4}{C_3H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$	
۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۱	$< ۰/۳$
۱	۰/۰	۰/۰	۱	۱	از ۰/۳ تا کوچک تر از ۱
۱	۱	۱	۲	۱	از ۱ تا کوچک تر از ۳
۲	۲	۱	۳	۰/۰	از ۳ تا کوچک تر از ۱۰
۲	۳	۱	۳	۲	≥ ۱۰
ترتیب اعداد					نوع خطا
۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	پیری طبیعی سیستم عایقی
۲	۱	۱	۲ یا ۳	۱	تخلیه با انرژی زیاد
۲	۲	۱	۲ یا ۳	۱	تخلیه با انرژی کم
۱	۳	۰/۰	بدون نشانه	۰/۰	تخلیه جزئی با انرژی زیاد
۱	۳	۰/۰	بدون نشانه	۰/۰	تخلیه جزئی با انرژی کم
۰/۰	۰/۰	۰/۰	۱	۲	اضافه دمای موضعی تا $300^{\circ}C$
۰/۰	۰/۰	۱	۲	۲	اضافه دمای موضعی از $300^{\circ}C$ تا $1000^{\circ}C$
۱	۰/۰	۱	۲ یا ۳	۲	اضافه دمای موضعی بالاتر از $1000^{\circ}C$
۱	۱	۱	۲	۲	اضافه دمای موضعی و تخلیه
۰/۰	۳	۱	۲	۲	اضافه دمای موضعی و تخلیه جزئی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۱۰- ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور بر اساس مقدار گازهای قابل اشتعال و مجموع آن ها

۴-۱۰-۱- ارزیابی در حالت عدم وجود اندازه گیری های قبلی یا نامعتبر بودن مقادیر آن ها

لازم به ذکر است که ارزیابی وضعیت یک ترانسفورماتور بدون وجود DGA قبلی کاری دشوار است. در عین حال استاندارد IEEE C57.104 در یک جدول حدود گازها را مشخص کرده که به کمک آن می توان بدون وجود DGA قبلی، وضعیت فعلی ترانسفورماتور را در ۴ گروه دسته بندی کرد. معیار ارزیابی نیز مقدار گازهای قابل اشتعال یا جمع آن ها بوده که با نماد TDCG (Total Dissolved Combustible Gas) مشخص می شود. تعریف این چهار وضعیت به صورت زیر است:

أ- **وضعیت ۱:** مقدار TDCG پایین تر از این حد نشان گر عملکرد مناسب ترانسفورماتور است. در صورتی که هر یک از گازهای قابل اشتعال از مقدار مشخص شده بیشتر باشند، بایستی مورد بررسی بیشتری قرار گیرد.

ب- **وضعیت ۲:** مقدار TDCG در این بازه نشان گر میزان گازهای قابل اشتعال بزرگ تر از حد عادی است. در صورتی که هر یک از گازهای قابل اشتعال از حد تعیین شده بزرگ تر باشد بایستی بررسی بیشتری صورت گیرد. همچنین، بایستی نرخ رشد گاز تعیین شود. در این حالت ممکن است ترانسفورماتور دارای خطا باشد.

ت- **وضعیت ۳:** مقدار TDCG در این بازه نشان دهنده تجزیه زیاد روغن است. هر کدام از گازهای قابل اشتعال که از حد تعیین شده بالاتر باشند بایستی مورد بررسی بیشتر قرار گیرند. اقدام آنی برای تعیین نرخ رشد گاز لازم است. خطا احتمالاً در ترانسفورماتور وجود دارد.

ث- **وضعیت ۴:** مقدار TDCG در این بازه نشان گر تجزیه بیش از حد روغن است. ادامه کار ترانسفورماتور منجر به بروز عیب خواهد شد. اقدام آنی و محتاطانه لازم است.

جدول (۴-۱۵) حدود گازها برای تعیین وضعیت یک ترانسفورماتور را نشان می دهد. لازم به ذکر است که این حدود برای قضاوت اولیه ترانسفورماتور نو، ترانسفورماتور تعمیر شده یا در موردی است که DGA قبلی وجود نداشته یا در زمانی بسیار قبل گرفته شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۵): مقادیر گازهای قابل اشتعال جهت تعیین وضعیت ترانسفورماتور زمانی که DGA قبلی وجود نداشته یا اعتبار ندارد مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

حدود مقدار گازهای مهم بر حسب $\mu\text{l/l}$ یا ppm (الف)								وضعیت
TDCG (ب)	دی اکسید کربن (CO_2)	مونو اکسید کربن (CO)	اتان (C_2H_6)	اتیلن (C_2H_4)	استیلن (C_2H_2)	متان (CH_4)	هیدروژن (H_2)	
۶۸۶ (پ)	۲۵۰۰	۳۵۰	۶۵	۵۰	۱	۱۲۰	۱۰۰	وضعیت ۱
۱۹۲۰-۷۲۱	۴۰۰۰-۲۵۰۰	۵۷۰-۳۵۱	۱۰۰-۶۶	۱۰۰-۵۱	۹-۲	۴۰۰-۱۲۱	۷۰۰-۱۰۱	وضعیت ۲
۴۶۳۰-۱۹۲۱	۱۰۰۰۰-۴۰۰۱	۱۴۰۰-۵۷۱	۱۵۰-۱۰۱	۲۰۰-۱۰۱	۳۵-۱۰	۱۰۰۰-۴۰۱	۱۸۰۰-۷۰۱	وضعیت ۳
>۴۶۳۰	> ۱۰۰۰۰	>۱۴۰۰	>۱۵۰	>۲۰۰	>۳۵	>۱۰۰۰	>۱۸۰۰	وضعیت ۴

(الف) مقدارهای مشخص شده در این جدول برای ترانسفورماتورهای بزرگ با حجم روغن قابل توجه است. در ترانسفورماتورهای توزیع همین مقدار تولید گاز متناسب با عددهای بزرگ تری است (به دلیل حجم روغن کمتر). در اعمال به ترانسفورماتورهای کوچک بایستی این موضوع لحاظ شود.

(ب) مقدار TDCG مجموع همه گازهای جدول به جز CO_2 است زیرا CO_2 قابل اشتعال نیست.

(پ) مقدار TDCG در استاندارد برابر عدد 720 ppm ذکر شده است که با جمع گازهای قابل اشتعال در این وضعیت هم خوانی ندارد. مطابق استعلامی که از مسئول کارگروه این استاندارد گرفته شد، عدد استیلن از 35 ppm به 1 ppm تغییر یافته است اما تغییر عدد TDCG فراموش شده است. بنابراین، عدد 686 ppm صحیح می باشد.

در مورد جدول فوق الذکر نکات زیر قابل توجه است:

- ا- فرض بر این است که آزمون قبلی DGA وجود ندارد یا اخیراً اندازه گیری انجام نشده است. اگر اندازه گیری قبلی موجود است بایستی مشخص کرد که آیا وضعیت پایدار است و یا ناپایدار.
- ب- در همه استانداردها عدم هماهنگی بین آزمایشگاه های مختلف (تا حدودی) گزارش شده است. بنابراین در مقایسه بین داده های مربوط به آزمایشگاه های مختلف بایستی تا حدودی احتیاط کرد. تا

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

زمانی که تناقضی در نتایج آزمایشگاه مشاهده نشده بهتر است نمونه روغن برای یک آزمایشگاه فرستاده شود و از تغییر آزمایشگاه خودداری شود. در صورت وجود شک در مورد نتایج، نمونه روغن خصوصاً برای مقایسه بایستی به آزمایشگاه دیگری ارسال شود.

ت- وضعیت ترانسفورماتور بر این اساس مشخص می‌شود که کدام یک از مقادیر TDCG یا هر یک از گازها بدترین حالت را دارند. برای مثال اگر مقدار TDCG بین 1921 تا 2630 ppm باشد وضعیت ۳ را مشخص می‌کند. اما اگر در همین حال مقدار H_2 بزرگ‌تر از 1800 ppm باشد ترانسفورماتور در وضعیت ۴ قرار دارد [۲۰].

ث- میزان عمر ترانسفورماتور و نوع خطای احتمالی در ارزیابی اهمیت دارد. ترانسفورماتورهای نو (با عمر کم‌تر از یک سال) معمولاً حدود گازهایی کم‌تر از وضعیت ۱ داشته و میزان گاز استیلن قابل اندازه‌گیری ندارند. بنابراین اگر استیلن در چنین ترانسفورماتوری دیده شود حساسیت بالایی را نیاز دارد. بدیهی است که اعمال این حدود برای یک ترانسفورماتور یک ساله یا بیست ساله کاملاً یکسان نیست.

ج- نوع خطا نیز در تصمیمی که بایستی اتخاذ شود و سرعت آن تاثیرگذار است. در این بین استیلن وضعیت خاصی دارد. استیلن در سه نوع خطا ممکن است تولید شود: افزایش دمای خیلی زیاد روغن، تخلیه جزئی (یا تخلیه با انرژی کم) و یا قوس. در حالت افزایش دمای شدید، معمولاً استیلن درصد کمی از گازهای هیدروکربنی را تشکیل می‌دهد. در مورد تخلیه جزئی مقدار بسیار زیادی هیدروژن در مقایسه با استیلن ایجاد می‌شود. این حالت ایجاد نگرانی می‌کند هرچند مقدار TDCG بیش از حد بالا نباشد. بدترین وضعیت در قوس اتفاق می‌افتد که تولید هیدروژن و استیلن حدوداً به یک میزان هستند در حالی که سایر گازهای هیدروکربنی نیز این گونه‌اند. در چنین حالتی که قوس فعال وجود دارد ترانسفورماتور نیازمند رسیدگی آنی است.

ح- مواردی^{۴۵} مثل تعمیر ترانسفورماتور، تصفیه روغن و گرفتن گازهای آن باعث می‌شود تا اندازه‌گیری قبلی نتواند برای مقایسه استفاده شود چرا که در تصفیه روغن میزان گازهای آن کاملاً گرفته خواهد شد. ضمناً اندازه‌گیری‌های قبلی و تحلیل‌های انجام شده برای تصمیم‌گیری در مورد وضعیت ترانسفورماتور همچنان حائز اهمیت هستند، اما نمی‌توانند به صورت مستقیم برای تعیین نرخ رشد گاز به کار گرفته شوند. در چنین حالتی می‌توان از جدول (۴-۱۵) استفاده کرد.

^{۴۵} Not in standard

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خ- عدد 1 ppm برای استیلن ممکن است بسیار کم تصور شود. یکی از صاحب نظران بین المللی در حوزه ترانسفورماتور عدد 10 ppm یعنی وضعیت ۳ را به عنوان حد خطر اعلام کرده است.

۴-۱۰-۲- ارزیابی وضعیت بر اساس میزان گازهای قابل اشتعال در روغن و نرخ رشد آنها

زمانی که افزایش ناگهانی در مقدار گازهای قابل اشتعال در روغن (TDCG) یا نرخ تولید آنها رخ می دهد و ترانسفورماتور مشکوک به خطای داخلی است می توان از این ارزیابی استفاده کرد. جدول (۴-۱۶) بازه های زمانی نمونه برداری و اقدام های لازم را برای مقادیر مختلف (TDCG) بر حسب درصد ارائه می دهد. افزایش نرخ رشد گاز نشان گر مشکلی است که شدت آن در حال افزایش است. پس از تعیین منبع تولید گاز بر اساس تحلیل، بازدید، مشورت، ... و زمانی که ریسک وضعیت مشخص شد قضاوت نهایی بایستی برای تعیین اقدام مناسب و بازه نمونه برداری انجام شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۶): ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور، بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس TDCG مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

وضعیت	حدود TDCG (ppm)	نرخ افزایش TDCG (ppm در روز)	بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات بر اساس نرخ تولید گاز	
			بازه‌های نمونه‌برداری	اقدام لازم
	≥ 4630	> 30	روزانه	خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد.
		$10-30$	روزانه	ضروری است با سازنده مشورت شود.
وضعیت ۴		< 10	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی برنامه‌ریزی شود. ضروری است با سازنده مشورت شود.
وضعیت ۳	$1921-4630$	> 30	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود.
		$10-30$	هفتگی	گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند.
		< 10	ماه‌یانه	خروج ترانسفورماتور بایستی برنامه‌ریزی شود. با سازنده بایستی مشورت شود.
وضعیت ۲	$721-1920$	> 30	ماه‌یانه	بایستی احتیاط شود.
		$10-30$	ماه‌یانه	گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند.
		< 10	سه‌ماه یک‌بار	میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
وضعیت ۱	≤ 720	> 30	ماه‌یانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		$10-30$	سه‌ماه یک‌بار	ادامه کار عادی ترانسفورماتور.
		< 10	سال‌یانه	
در وضعیت ۴، آزمون‌های تکمیلی جهت تعیین عیب بایستی در اسرع وقت انجام شود. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه الکتریکی باشد بایستی آزمون ولتاژ القایی (Induced Voltage) بر روی ترانسفورماتور انجام شود. انجام آزمون بایستی با نظر متخصصین ذیربط و مطابق دستورالعمل همین نظام‌نامه و حداکثر تا ۱۲۵٪ ولتاژ نامی باشد. در وضعیت ۳، آزمون‌های تکمیلی بایستی در هنگام خروج ترانسفورماتور از مدار انجام شود.				

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۱۰-۳- ارزیابی وضعیت بر اساس گازهای قابل اشتعال در رله بوخه‌لئس و نرخ رشد آنها

زمانی که افزایش ناگهانی در مقدار گازهای قابل اشتعال یا نرخ تولید آنها در رله بوخه‌لئس رخ می‌دهد و ترانسفورماتور مشکوک به خطای داخلی است می‌توان از این ارزیابی استفاده کرد. مقدار گازهای قابل اشتعال در رله گاز با TCG (Total Combustible Gas) نشان داده می‌شود. جدول (۴-۱۷) بازه‌های زمانی نمونه‌برداری و اقدام‌های لازم برای مقادیر مختلف TCG را برحسب درصد ارائه می‌دهد. پس از تعیین منبع تولید گاز بر اساس تحلیل، بازدید، مشورت، ... و زمانی که ریسک وضعیت مشخص شد قضاوت نهایی بایستی برای تعیین اقدام مناسب و بازه نمونه‌برداری انجام شود.

چنان‌که ملاحظه می‌شود، زمانی که ترانسفورماتور در وضعیت عادی باشد، نرخ نمونه‌گیری برای آزمون DGA به صورت سالیانه است. بنابراین، بازه زمانی معمول نمونه‌برداری برای آزمون DGA در مورد ترانسفورماتورهای انتقال سالیانه است. در مورد ترانسفورماتورهای نیروگاهی با توجه به اینکه این ترانسفورماتورها به صورت دائم در حداکثر بار کار می‌کنند و تحت تنش بیشتری هستند، بازه زمانی شش ماه برای انجام آزمون DGA توصیه می‌شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۷): ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور، بازه های نمونه برداری و اقدامات لازم بر اساس TCG مطابق IEEE C57.104 2008 [۳۱]

وضعیت	حدود TCG (درصد)	نرخ افزایش TCG (درصد در روز)	بازه‌های نمونه‌برداری و اقدامات لازم بر اساس نرخ تولید گاز	
			بازه‌های نمونه‌برداری	اقدام لازم
			روزانه	خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد.
			روزانه	بایستی با سازنده مشورت شود.
وضعیت ۴	≥ ۵	< ۰/۰۱	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. خروج ترانسفورماتور از مدار بایستی مدنظر باشد. با سازنده بایستی مشورت شود.
وضعیت ۳	≥ ۲	> ۰/۰۳	هفتگی	احتیاط کامل بایستی اتخاذ شود.
	و	۰/۰۳ - ۰/۰۱	هفتگی	گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند.
	< ۵	< ۰/۰۱	ماهانه	خروج ترانسفورماتور بایستی برنامه‌ریزی شود. با سازنده بایستی مشورت شود.
وضعیت ۲	≥ ۰/۵	> ۰/۰۳	ماهانه	بایستی احتیاط شود.
	و	۰/۰۳ - ۰/۰۱	ماهانه	گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند.
	< ۲	< ۰/۰۱	سه ماه یکبار	میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
وضعیت ۱	< ۰/۵	> ۰/۰۳	ماهانه	بایستی احتیاط شود. گازها به تفکیک بایستی آنالیز شوند. میزان وابستگی به بار بایستی تعیین شود.
		۰/۰۳ - ۰/۰۱	سه ماه یکبار	ادامه کار عادی ترانسفورماتور.
		< ۰/۰۱	سالانه	
در وضعیت ۴، آزمون‌های تکمیلی جهت تعیین عیب بایستی در اسرع وقت انجام شود. همچنین، در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به تخلیه الکتریکی باشد بایستی آزمون ولتاژ القایی (Induced Voltage) بر روی ترانسفورماتور انجام شود. در وضعیت ۳، آزمون‌های تکمیلی بایستی در هنگام خروج ترانسفورماتور از مدار انجام شود.				

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۱۱- نکات قابل توجه در تحلیل DGA از سایر مراجع

ا- تحلیل DGA در صورتی که ترانسفورماتور بی برق بوده و بیش از دو تا سه روز از بی برقی آن گذشته باشد غیر قابل اطمینان است.

ب- در مورد ترانسفورماتورهای رزرو که خارج از مدار هستند خود روغن ممکن است موجب تولید گاز شود که به آن گازهای پراکنده (Stray Gas) گفته می شود. بنابراین ممکن است در آزمون DGA روغن، گازهای مربوط به پدیده گازهای پراکنده مشاهده شود. در حالت عادی و به جز این موضوع ترانسفورماتور نبایستی گاز خاصی تولید کند و لذا انجام آزمون DGA برای ترانسفورماتورهای رزروی که کاملاً خارج از مدار هستند موضوعیت ندارد.

ت- نگهداری سوابق دقیق هر ترانسفورماتور می تواند در مورد DGA مهم باشد. کلیه حوادث مهم از قبیل جریان اتصال کوتاه بزرگ، مشکل سیستم خنک کننده، اضافه بار و یا وقوع صاعقه می تواند برای تفسیر درست DGA مهم باشد. برای مثال ممکن است مقدار اندکی استیلن در ترانسفورماتور دیده شود که رشد آن صفر باشد. چنین حالتی می تواند در اثر بروز یک اضافه ولتاژ و تخلیه آنی رخ داده باشد که پس از رفع اضافه ولتاژ مرتفع شده است. در مورد گاز استیلن به دلیل حساسیت بایستی نمونه برداری به صورت هفتگی انجام شود تا از عدم رشد آن اطمینان حاصل شود.

ث- در صورتی که مقدار گازهای مربوط به یک خطا در ترانسفورماتور ثابت بمانند و رشد نداشته باشند این به معنای آن است که خطا مرتفع شده است [۲۸, ۲۰].

ج- در مورد وضعیت ترانسفورماتور بایستی محتاط بوده و بدترین حالت را فرض کرد تا زمانی که ثابت شود خطری وجود ندارد. مقایسه نرخ رشد گازها و همچنین، توجه به سوابق ترانسفورماتور می تواند به وجود یا عدم وجود عیب کمک کند.

ح- هیچ گاه نبایستی قضاوت بر مبنای یک بار تحلیل DGA انجام شود. نمونه های روغن می توانند به راحتی در صورتی که در معرض هوا قرار گیرند، آلوده شوند. در صورتی که مشکلی در DGA ترانسفورماتور ملاحظه شد، اولین اقدام گرفتن نمونه دوباره از ترانسفورماتور جهت مقایسه است [۲۰].

در گذشته حضور مقدار اندکی (در حد چند ppm) از استیلن به معنای دمای بالاتر از 700°C تفسیر می شد اما تحقیقات بعدی نشان دادند که خطای حرارتی (نقطه داغ) در حدود 500°C نیز می تواند مقادیر قابل ردیابی از استیلن در حد چند ppm تولید کند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خ- در صورتی که ترانسفورماتور مشکوک به نشتی باشد، یک راه مناسب مطالعه DGAهای قبلی و بررسی افزایش مقدار گازهای جوی مثل O_2 و N_2 است در این صورت خصوصاً در زمانی که ترانسفورماتور بی برق شده و دمای هوا افت می کند، ممکن است مقداری هوا به داخل مکیده شود. لازم به ذکر است که تولید O_2 می تواند در اثر تجزیه کاغذ نیز باشد.

د- در نرم افزار Transformer Oil Analyst، در جدول (۴-۱۸) حدود هشدار مقادیر گازهای مختلف و افزایش آنها مشخص شده است. همین جدول در دستورالعمل FIST نیز توصیه شده است.

۱. در صورتی که میزان رشد یکی از گازها (یا بیشتر) بزرگتر از حد G1 باشد (۱۰٪ مقدار L1) بایستی ترانسفورماتور تحت نظر و مورد بررسی بیشتر قرار گیرد.

۲. در صورتی که میزان رشد یکی از گازها از حد G2 (۵۰٪ مقدار L1) بزرگتر باشد ترانسفورماتور در شرایط بحرانی قرار دارد و بایستی اقدام سریع در مورد آن صورت گیرد.

۳. در صورتی که استیلن در حال تولید است و ترانسفورماتور در وضعیت ۴ جدول (۴-۱۷) قرار دارد و نرخ رشد نیز از حد G2 بالاتر است ترانسفورماتور بایستی از مدار خارج شود.

لازم به ذکر است که میانگین L1 حدود ۹۰٪ بوده که IEC برای گازها داده است. در مورد استیلن به جای میانگین از حداقل مقدار داده شده در IEC یعنی ۳ ppm استفاده شده است.

ذ- مقدار گاز حل شده در روغن در ناحیه اطراف خطا معمولاً بیشتر از سایر قسمت های روغن است خصوصاً در حالتی که خطا سریع اتفاق می افتد. یک حداقل زمان نیاز است تا در اثر گردش روغن توزیع گاز در روغن یکنواخت تر شود. این زمان برای ترانسفورماتورهای دارای پمپ روغن و در حالت روشن بودن پمپ ۲ ساعت و برای ترانسفورماتورهای فاقد پمپ روغن ۲۴ ساعت است.

ر- در صورتی که روغن ترانسفورماتور تصفیه شود و گاز آن گرفته شود، مقادیر گاز در روغن به عدد بسیار کمی کاهش می یابد. این موضوع بایستی در تحلیل نتایج و مقایسه با DGAهای قبلی مدنظر باشد. بایستی توجه کرد که حذف کامل گازها تنها زمانی اتفاق می افتد که روغن ترانسفورماتور به درستی و به طور کامل تصفیه شده باشد. لازم به ذکر است که بعد از تصفیه، روغن شروع به جذب گازهای جوی مثل اکسیژن، نیتروژن و CO_2 می کند. لذا ممکن است بعد از تصفیه و در بازه کوتاهی بعد از اندازه گیری، این گازها در روغن دیده شوند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۱۸): حد هشدار مقدار مطلق (L) و میزان افزایش گازها (G)

بر اساس دستورالعمل FIST [۲۰]

GAS	L1 Limits	G1 Limits (ppm per month)	G2 Limits (ppm per month)
H ₂	۱۰۰	۱۰	۵۰
CH ₄	۷۵	۸	۳۸
C ₂ H ₂	۳	۳	۳
C ₂ H ₄	۷۵	۸	۳۸
C ₂ H ₆	۷۵	۸	۳۸
CO	۷۰۰	۷۰	۳۵۰
CO ₂	۷۰۰۰	۷۰۰	۳۵۰۰

ز- یکی از اقدامات مناسب در هنگام بروز عیب که در جدول IEEE نیز پیشنهاد شده است تعیین میزان وابستگی گازها به بار است. روش صحیح آن است که با یک بارگیری خاص (به عنوان مثال بار کامل) میزان نرخ رشد گازها در بازه مشخصی برای مثال میزان افزایش بر حسب ppm بر روز تعیین شود. سپس میزان بارگیری کم شده (به عنوان مثال نصف بار کامل) و مجدداً میزان افزایش بر حسب ppm بر روز تعیین شده و با مقدار قبل مقایسه شود. در صورتی که این دو مقدار یکسان بودند نشان‌گر عدم وابستگی خطا به بارگیری و جریان است. در نقطه مقابل با کم شدن نرخ رشد گاز می‌توان نتیجه گرفت که خطا مستقیماً به بارگیری وابسته بوده و بنابراین خطا از نوع حرارتی است.

س- در هنگام محاسبه میزان نرخ رشد TDCG بر حسب ppm در روز، تعداد روزهایی که ترانسفورماتور از مدار خارج بوده است نبایستی لحاظ شود.

نکات زیر به طور خاص در مورد ارزیابی بر اساس نسبت‌ها است:

ش- در صورتی که مقدار هر یک از دو گاز دخیل در یک نسبت کم‌تر از $(10 \times S)$ باشند (ده برابر حداقل مقداری که توسط دستگاه تحلیل گاز قابل اندازه‌گیری است)، نبایستی تصمیمی بر اساس آن نسبت اتخاذ شود. برای مثال اگر حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری دستگاهی برای C₂H₄ برابر 1ppm باشد و مقدار اندازه‌گیری شده آن برابر 8ppm باشد تصمیم‌گیری بر اساس نسبت C₂H₄/C₂H₆ و C₂H₂/C₂H₄ درست نیست. علت آن است که در مقادیر کم‌تر از $(10 \times S)$ خطای اندازه‌گیری و

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

متعاقباً خطای تحلیل قابل توجه است (بزرگ‌تر از ۳۰٪). این بدان معنا نیست که از روش نسبت‌ها نمی‌توان استفاده کرد اما باید توجه داشت که دقت روش نسبت‌ها در این حالت پایین است.
ص - مقادیر حداقل گاز قابل اندازه‌گیری دستگاه‌ها بر اساس گزارش FIST در جدول (۴-۱۹) ارائه شده است.

جدول (۴-۱۹): مقدار حداقل قابل اندازه‌گیری دستگاه‌های استخراج گاز
به تفکیک گازها بر اساس FIST [۲۰]

نوع گاز	حد اقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm) (S)	ده برابر حد اقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm) (10×S)
H ₂	۵	۵۰
CH ₄	۱	۱۰
C ₂ H ₂	۱-۲	۱۰-۲۰
C ₂ H ₄	۱	۱۰
C ₂ H ₆	۱	۱۰
CO	۲۵	۲۵۰
CO ₂	۲۵	۲۵۰
O ₂	۵۰	۵۰۰
N ₂	۵۰	۵۰۰

مقدار حداقل گاز قابل اندازه‌گیری که بایستی دستگاه‌ها برای انجام مناسب آزمون DGA داشته باشند توسط IEC 60567 تعیین شده است. دستگاه‌های مورد استفاده بایستی قادر به اندازه‌گیری مقادیر گازهای درج شده در جدول (۴-۲۰) باشند [۲۹]. منظور از آزمون سرویس، انجام DGA برای ترانسفورماتورهای در حال کار است. با توجه به اینکه مقدار گازها در کارخانه بسیار کم است، حد تشخیص دستگاه‌ها نیز بایستی پایین‌تر باشد.

با توجه به این که مقدار S برای دستگاه‌های مختلف ممکن است متفاوت باشد، توصیه می‌شود که در گزارش DGA درخواست شود تا مقدار S برای آن دستگاه خاص ارائه شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۲۰): مقدار حداقل قابل اندازه‌گیری که دستگاه‌های استخراج گاز بایستی قادر به تشخیص آن باشند، بر اساس IEC 60567 [۲۹]

(S) حداقل مقدار قابل اندازه‌گیری (ppm)		نوع گاز
آزمون سرویس	آزمون کارخانه‌ای	
۵	۲	هیدروژن
۱	۰/۱	هیدروکربن‌ها
۲۵	۵	مونواکسید کربن
۲۵	۱۰	دی‌اکسید کربن
۵۰۰	۵۰۰	اکسیژن
۲۰۰۰	۲۰۰۰	نیتروژن

ض- در روش نسبت‌ها کم کردن گازهایی که پیش از وقوع خطا در روغن وجود داشته‌اند می‌تواند به بهبود تفسیر DGA کمک کند [۲۰]. از این جهت توصیه می‌شود که مقدار نسبت‌ها هم برای مقدار مطلق گازها و هم مقدار افزایش (A-B) گازها اعمال شود و تصمیم‌گیری بر اساس هر دو مورد انجام شود.

ط- روش نسبت‌ها برای تشخیص نوع خطا است. وجود یا عدم وجود خطا بایستی با مقایسه با مقادیر عادی گازها یا جدول چند وضعیتی IEEE مشخص شود. به عنوان یک نمونه خاص، مثلث دوال هیچ ناحیه‌ای به عنوان بدون خطا ندارد. بنابراین هر نسبتی از گازها که به آن داده شود یک نوع خطا را نشان خواهد داد. روش درست آن است که ابتدا تعیین شود که آیا ترانسفورماتور دارای مشکل هست یا خیر و سپس از روش‌های مختلف برای تعیین نوع خطا استفاده شود.

ظ- IEC قید می‌کند در حالی که مقدار یک گاز کم‌تر از (S) می‌باشد، محاسبه نسبت‌ها بر این مبنا انجام نشود. این در حالی است که FIST توصیه می‌کند که مقادیر کم‌تر از (S) یا غیرقابل تشخیص با حداقل مقدار قابل تشخیص دستگاه جایگزین شده و نسبت‌ها محاسبه شوند [۲۰]. این در صورتی است که قبلاً مشکل دار بودن ترانسفورماتور تشخیص داده شده باشد.

ع- بایستی دقت کرد که اعداد تعیین شده برای نسبت‌ها تقریبی هستند. بنابراین ترانسفورماتوری با یک نسبت خاص از گازها ممکن است دارای خطای حرارتی باشد در حالی که نسبت‌ها در حدود خطای حرارتی روش راجرز (برای نمونه) نباشند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

غ- در تحلیل نسبت بین CO_2 و CO بایستی دقت کرد که CO_2 می‌تواند از جو نیز وارد ترانسفورماتور شود. یک راه مناسب برای کسب اطمینان بیشتر آن است که به نرخ رشد CO در دو حالت DGA متوالی توجه شود. نرخ رشد CO نشان‌گر وجود مشکلی است که کاغذ در آن درگیر است.

ف- در مورد ترانسفورماتورهای که روغن آن‌ها مستقیماً با هوا در تماس می‌باشند، حدود 300 ppm CO_2 می‌تواند از جو وارد آن‌ها شده باشد [۱۸]. این مقدار می‌تواند برای اصلاح مقدار CO_2 در چنین ترانسفورماتورهای مناسب باشد.

ق- مطابق دستورالعمل FIST [۲۸] زمانی وجود خطا در ترانسفورماتور تایید می‌شود که ترانسفورماتور در وضعیت ۳ مطابق جدول (۴-۱۷) IEEE باشد و مقدار نرخ افزایش گاز از حد $G2$ بالاتر باشد (جدول (۴-۱۸)). روش دیگر آن است که حداقل یک گاز از مقدار $L1$ و نرخ رشد یک گاز از $G2$ در جدول مذکور بیشتر باشد. همچنین، دستورالعمل FIST تذکر داده که دقت جدول (۴-۱۸) از روش IEEE بیشتر است اما بایستی هر دو مورد به صورت موازی استفاده شده و سپس نتیجه نهایی گرفته شود.

ک- همواره توجه به تغییر گازها در طول زمان یا به عبارت دیگر مشاهده روند رشد گازها، اطلاعات مفیدی در اختیار می‌گذارد.

۴-۱۲ - خطاهای مختلفی که می‌توانند منجر به تولید گاز شوند

در اینجا برخی خطاهایی که به صورت ویژه می‌توانند منجر به تولید گازهای خاصی شوند ذکر می‌گردد. آشنایی با این نوع خطاها می‌تواند دید بهتری در زمان تفسیر نتایج DGA در اختیار قرار دهد. خطاهای ذکر شده در دستورالعمل FIST به صورت زیر هستند:

أ. پیش از هر چیز بایستی دقت کرد که پیری عادی روغن در حین کار ترانسفورماتور بیشتر گازهای H_2 ، CH_4 و CO تولید می‌کنند.

ب. سیستم عایقی ضعیف به دلیل پیری و همچنین، استرس‌های الکتریکی منجر به تخلیه جزئی شده و به طور عمده گاز H_2 همراه با مقادیر قابل ملاحظه‌ای گازهای CH_4 و C_2H_6 تولید می‌کند.

ت. سوراخ شدن کاغذ در اثر تخلیه با انرژی کم، گازهای H_2 ، CH_4 و C_2H_6 تولید می‌کند. گاز CO نیز تولید می‌شود که به دلیل درگیر بودن کاغذ است. در صورت بروز تخلیه جزئی، ذرات کربن ممکن است در روغن یافت شود. باز شدن صفحات شیلد و یا زمین نامناسب قسمت‌های فلزی می‌تواند چنین خطایی را ایجاد کند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ث. خطای تخلیه با انرژی زیاد که گازهای H_2 ، CH_4 ، C_2H_6 ، C_2H_4 و C_2H_2 (گاز کلیدی) و در صورت درگیر بودن کاغذ، گاز CO نیز تولید می کند می تواند در نتیجه مواردی از قبیل جوش خوردن فلز به دلیل کنتاکت نامناسب در تپ چنجر یا محل اتصال به بوشینگ و یا سیستم عایقی تضعیف شده در اثر پیری و استرس الکتریکی باشد.

ج. خطای حرارتی ضعیف (کمتر از $300^\circ C$) که معمولاً با تولید CO و H_2 همراه است در اثر اضافه بار یا مشکل در سیستم خنک کننده ممکن است ایجاد شود. همچنین، اتصال نامطلوب در تپ چنجر یا محل اتصال به بوشینگ می تواند منجر به تولید حرارت تا چنین دمایی شود. میدان مغناطیسی پراکنده یا مسیر جریان های پراکنده نیز می تواند منجر به چنین حالتی شود.

ح. یک نقطه مسدود شده در مسیر داکت روغن می تواند باعث افزایش دمای نقطه ای و بروز خطای حرارتی شود.

خ. در صورتی که یک داکت روغن جابه جا شده باشد، ممکن است مسیر روغن تا حدی عوض شده و نقطه داغ ایجاد شود.

د. مشکلات پمپ های روغن می توانند در سیستم خنک کنندگی اشکال ایجاد کرده و خطای حرارتی در پی داشته باشند.

ذ. وجود لجن در ترانسفورماتور و همچنین، سیستم خنک کننده می تواند موجب خطای حرارتی شود.
ر. وجود جریان های گردابی در هسته، نگهدارنده ها یا بدنه می تواند موجب افزایش دما شود.
ز. زمین شدن غیر عمدی نقطه دوم در هسته می تواند مسیری برای جریان های گردشی ایجاد کند و حرارت تولید کند.

س. تخلیه در اثر تجمع بارهای الکترواستاتیک و تخلیه مکرر در نقاطی از شیلد یا هسته که به خوبی زمین نشده اند ایجاد می شود که باعث ایجاد گاز می گردد.

ش. عبور جریان های خیلی بزرگ از ترانسفورماتور می تواند استحکام مکانیکی آن را مختل سازد. در این صورت ممکن است تخلیه یا قوس به دلایلی از قبیل تخریب یک قسمت از عایق در هنگام خطا ایجاد شود و یا در آینده به دلیل تضعیف سیستم عایقی، مجدداً قوس شروع به فعالیت کند.

ص. سیستم عایقی می تواند در اثر اضافه ولتاژهای صاعقه و کلیدزنی نیز آسیب ببیند. ممکن است مجدداً تخلیه آغاز شود و با تخریب بیشتر عایق ادامه یابد و یا آنکه خاموش شود و در استرس های بعدی دوباره ایجاد شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ض. سطح نویز خیلی بالا که نشان گر شل بودن سیم پیچ ها و هسته است می تواند نشانه ای از این باشد که سیم پیچ در حال لرزش زیادی است و این موضوع در اثر اصطکاک می تواند حرارت ایجاد کند. لازم به ذکر است که سطح بالای نویز می تواند در اثر شل بودن قطعات بیرونی ترانسفورماتور نیز باشد که در این صورت برهم کنشی با تولید گاز ندارد.

ط. وجود نشتی در ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور باعث افزایش میزان گازهای O_2 ، N_2 و CO_2 در روغن می شود. این در حالی است که مقدار نیتروژن و اکسیژن بایستی در ترانسفورماتورهای از نوع کنسرواتوردار، دارای کیسه هوا یا ایربگ تقریباً کم باشد.

ظ. در صورتی که ترانسفورماتور با نیتروژن تحت فشار حمل شده و به درستی گاز آن گرفته نشده باشد یا مقداری گاز در عایق به دام افتاده باشد، ممکن است مقدار بالایی از نیتروژن در DGA دیده شود اما نکته مهم آن است که در این حالت مقدار نیتروژن بایستی بعد از گذشت مدت زمانی ثابت مانده و افزایش نیابد. در چنین حالتی مقدار اکسیژن نبایستی زیاد باشد.

موارد فوق تنها پاره ای از خطاهای احتمالی هستند که می توانند منجر به بروز تخلیه یا نقطه داغ و همچنین، تولید گاز در ترانسفورماتور شوند.

۴-۵- اطلاعات خاصی که بایستی در گزارش DGA قید شود

موارد زیر در صورت وجود بایستی در گزارش آزمون DGA قید شود:

- ا. گزارش تفسیر DGA و روش انجام DGA.
- ب. مقادیری که با دقت قابل اندازه گیری هستند (S) یا به بیان دیگر حداقل دقت آشکارسازی برای هر گاز (مشخصه دستگاه مورد استفاده)،
- ت. نام و مدل دستگاه تحلیل گازها،
- ث. مشخصات خاص تجهیز شامل:

۱. تاریخ برق دار شدن، ولتاژ نامی، توان نامی و نوع ترانسفورماتور،
۲. تاریخ ساخت،
۳. حجم روغن،
۴. دمای روغن هنگام نمونه برداری،
۵. تاریخ نمونه برداری،
۶. محل نمونه برداری،

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۷. نوع سیستم خنک‌کننده (ONAF, ONAN و ...)
۸. نوع OLTC و ارتباط یا عدم ارتباط روغن آن با تانک اصلی (در صورت ارتباط تعداد عملکرد OLTC نیز ذکر شود)،
۹. مقدار حداکثر بار سالانه ترانسفورماتور و متوسط بار در ماه آخر،
۱۰. سابقه بارگیری از ترانسفورماتور از زمان آخرین آزمون DGA در صورت امکان.
- ج. وقایع خاص پیش از انجام نمونه‌برداری مثل تریپ ترانسفورماتور، آلارم گاز، تصفیه و گرفتن گاز روغن، تعمیر یا خروج از مدار،
- ح. نتایج آزمون‌های DGA قبلی بر روی تجهیز،
- خ. گزارش مقدار معمول گازها برای ترانسفورماتور در صورت امکان،
- د. مشخص کردن وضعیت سالم یا دارای خطا در مورد ترانسفورماتور،
- ذ. در صورتی که ترانسفورماتور «دارای خطا» می‌باشد، نوع خطا بایستی با ذکر نسبت‌های محاسبه‌شده مشخص شده باشد،
- ر. ذکر این موضوع که آیا کاغذ در فرآیند خطا دخیل است یا خیر،
- ز. اقدام پیشنهادی،
- س. مقدار پیری روغن با ارائه ضریب کیفیت روغن در صورت امکان.

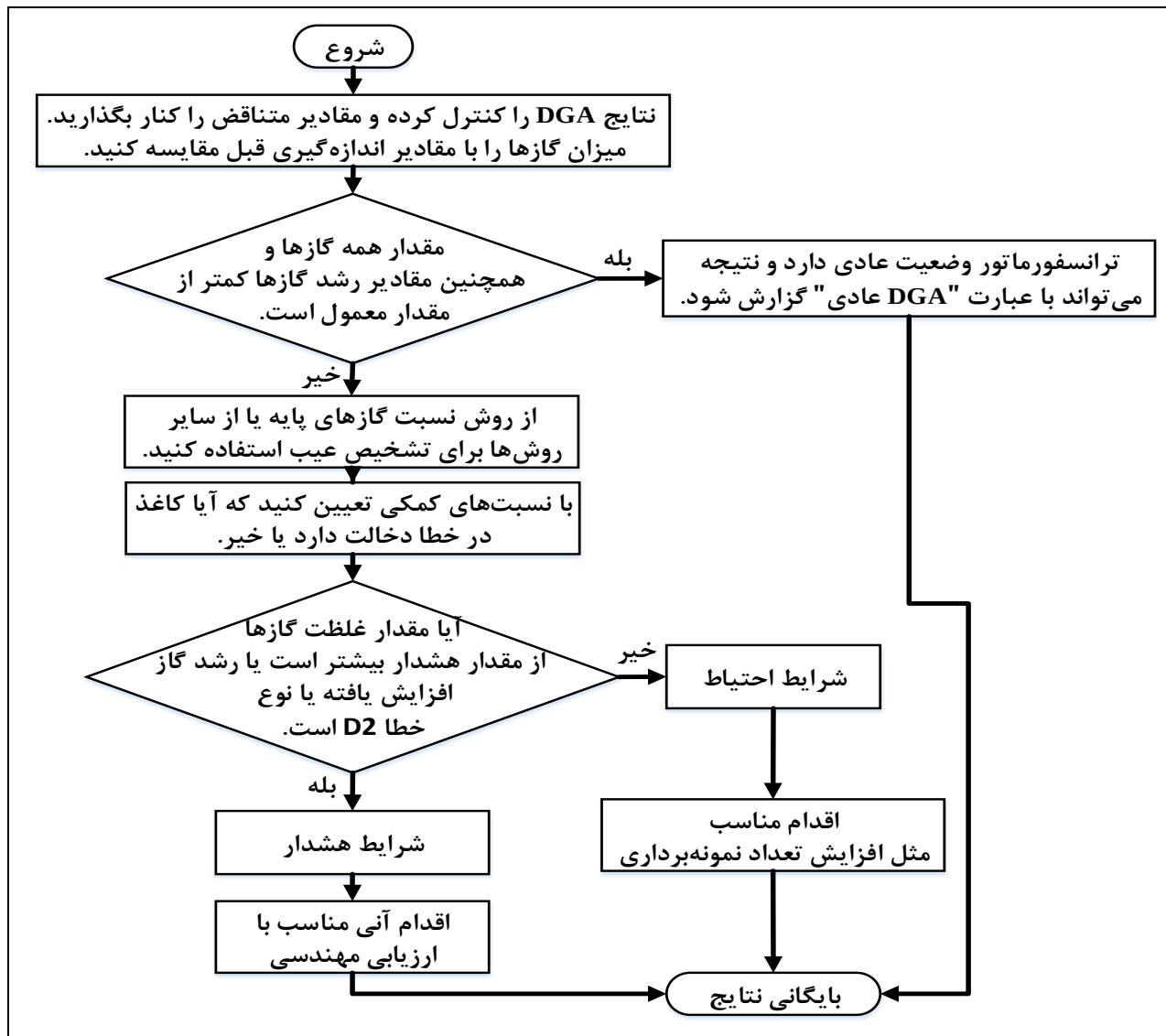
۴-۶- فرآیند انجام آزمون DGA

- مراحل زیر برای انجام آزمون DGA توصیه می‌شود [۲۶]:
- أ. مقادیر متناقض DGA بایستی اصلاح شده و یا کنار گذاشته شود. از جمله اصلاحات، محاسبه میزان افزایش گاز نسبت به اندازه‌گیری قبلی و همچنین، توجه به دقت DGA است.
 - ب. در صورتی که میزان تمام گازها از مقدار معمول جدول (۴-۵) کم‌تر باشد و رشد تمامی گازها نیز از مقادیر معمول جدول (۴-۶) کم‌تر باشد، ترانسفورماتور وضعیت عادی داشته و می‌توان با درج عبارت «DGA عادی» نتیجه را گزارش کرد.
 - ت. در صورتی که مقدار یکی از گازها یا افزایش آن بالاتر از مقدار معمول باشد، بایستی نسبت گازهای پایه محاسبه شده و مطابق روش IEC 60599 یا مثلث دوال ارزیابی شود. در این حالت بایستی به خطاهایی نظیر تولید گازهای پراکنده توجه کرد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

- ث. در صورتی که لازم باشد بایستی خصوصاً برای CO_2 و CO مقدار گازهای اندازه گیری قبل از مقدار فعلی کسر شده و سپس تحلیل انجام شود.
- ج. در صورت وجود خطا مشخص شود که آیا کاغذ در خطا دخیل است یا خیر. همچنین، با مقایسه با اندازه گیری های قبلی مشخص گردد که آیا خطایی که پیش تر در ترانسفورماتور وجود داشته، در حال گسترش است یا خیر.
- ح. مطابق شرح ذیل اقدام مناسب را بر اساس ارزیابی مهندسی انجام دهید:
۱. تعداد دفعات نمونه برداری را افزایش دهید (سه ماهه، ماهیانه یا ...).
 ۲. آزمون های تکمیلی نظیر آزمون های الکتریکی را انجام دهید.
 ۳. با کاهش موقتی بار و کنترل تغییر نرخ رشد گاز مشخص کنید که مشکل بیشتر الکتریکی است یا حرارتی. در صورتی که مشکل حرارتی باشد با کاهش میزان بار ترانسفورماتور و جریان آن، نرخ رشد گاز کم تر خواهد شد.
 ۴. با توجه به میزان افزایش از مقادیر معمول در مورد خروج برنامه ریزی شده ترانسفورماتور از مدار جهت بازبینی و تعمیر و یا تصمیم گیری سریع در مورد آن اقدام شود. توجه شود که حضور خطاهایی از نوع D2 در ترانسفورماتور وضعیت خطرناکی را مشخص می کند که نیازمند اقدام سریع است.
- خ. فلوچارت شکل (۴-۸) مراحل عیب یابی ترانسفورماتور را نشان می دهد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۴-۸): فلوجارت انجام آزمون DGA

۴-۷- نمونه‌برداری از روغن

در این قسمت، روش‌های متفاوت نمونه‌برداری از روغن ذکر می‌شود. بایستی توجه شود که نمونه‌برداری روغن برای انواع مختلف آزمون‌ها انجام می‌شود و در برخی از آزمون‌ها استفاده از بعضی از روش‌های نمونه‌برداری مجاز نیست. در ادامه به صورت دقیق به این موارد اشاره خواهد شد. لازم به ذکر است که مبحث نمونه‌برداری روغن به طور عمده از دو استاندارد IEC 60475-2011 و ASTM D923-15 استخراج شده است [۲۴، ۲۵].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۷-۱- ایمنی و کیفیت نمونه برداری

- ا- جهت گرفتن نمونه روغن بایستی توصیه های سازنده به دقت رعایت شود. همچنین، بایستی به مسائل ایمنی دقت ویژه داشت.
- ب- بایستی اطمینان حاصل کرد که روغن در تجهیزاتی که قرار است از آن نمونه برداری شود تحت فشار منفی نباشد. در صورت وجود فشار منفی داخل تجهیز، با باز کردن شیر نمونه برداری ممکن است حباب های هوا به درون روغن کشیده شوند که این موضوع حتی ممکن است باعث اتصال کوتاه در تجهیز (تجهیزات کوچک مثل بوشینگ) شده و فرد نمونه گیرنده را تحت خطر جدی قرار دهد. در مورد بوشینگ، ابتدا بایستی پیچ بالا باز شود تا در صورتی که فشار روغن منفی بوده، هوا از قسمت بالا کشیده شود و وارد اکتیوپارت بوشینگ نشود.
- ت- در هنگام نمونه گیری بایستی تمهیداتی برای خروجی ناگهانی روغن و پاشیدن آن پیش بینی شده باشد. بایستی توجه داشت که روغن، محیط زیست را به شدت آلوده می کند و بایستی از ورود آن به محیط زیست جلوگیری شود.
- ث- در همه حال، نمونه گیری بایستی توسط افراد آموزش دیده انجام شود. این موضوع خصوصاً در مورد تجهیزاتی که مثل بوشینگ مقدار روغن کمی دارند اهمیت ویژه دارد.
- ج- بایستی دقت کرد تنها در صورتی که یک نمونه روغن بدون آلودگی به درستی گرفته شود می تواند در آزمون های بعدی راه گشا باشد. حتی پیچیده ترین روش ها نیز نمی توانند نتایج درستی را از نمونه های مشکل دار به دست دهند.
- ح- در مورد تجهیزات کوچک که روغن کمی دارند بایستی تعیین کرد که آیا نمونه برداری از روغن، کار عادی تجهیز را در معرض خطر قرار می دهد یا خیر. در مورد تجهیزات کوچک مثل بوشینگ، نمونه برداری فقط در صورتی که تجهیز بی برق باشد مجاز است.
- خ- به طور معمول هدف آن است که نمونه روغن گرفته شده معرف و نماینده ای از روغن کل تجهیز باشد. در مورد ترانسفورماتورها معمولاً شیر نمونه برداری جداگانه ای در بالا و پایین تعبیه شده است. با توجه به اینکه گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور بیشتر در بالای تانک اصلی وجود دارند، لذا جهت نمونه گیری برای آزمایش گاز کروماتوگرافی از قسمت بالای ترانسفورماتور نمونه گرفته می شود. از سوی دیگر، به علت اینکه آب و ذرات معلق در قسمت پایین ترانسفورماتور جمع

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می شوند جهت آزمایش های ولتاژ شکست، رطوبت، ویسکوزیته، اسیدیته، کشش سطحی، $\tan \delta$ و ... بهتر است نمونه روغن از پایین ترانسفورماتور گرفته شود [۲۵].

د- به طور معمول نمونه روغن از تانک ترانسفورماتور گرفته می شود اما در موارد خاص به ویژه هنگام تشخیص محل عیب ممکن است از روغن کنسرواتور یا تپ چنجر نیز نمونه برداری شود.

ذ- زمانی که قرار است نمونه برداری انجام شود توصیه اکید می شود که دمای روغن از دمای محیط مجاور بیشتر باشد تا احتمال میعان رطوبت در آن به حداقل برسد.

۴-۷-۲- تمیز کردن محل نمونه برداری

پیش از گرفتن نمونه بایستی محل نمونه برداری (شیر نمونه برداری) و همچنین، ظرف نمونه برداری تمیز شوند تا از ورود آلودگی به روغن جلوگیری شود. مراحل تمیز کردن محل نمونه برداری به صورت زیر است:

أ- ابتدا درپوش شیر نمونه برداری را برداشته و خروجی را با یک تکه پارچه بدون پرز و کرک و یا یک اسفنج صنعتی مقاوم در برابر روغن تمیز کنید تا همه آلودگی و گرد و خاک قابل رویت پاک شود.

ب- بایستی اجازه داد که مقدار کافی از روغن (حدود ۲ تا ۵ لیتر به طور معمول) با جریان سریع (جریان گردابی تحت فشار) از شیر نمونه برداری خارج شده و هر گونه آلودگی مثل آب یا ذرات را که ممکن است در شیر نمونه برداری جمع شده باشد بشوید. مقدار خروجی در استاندارد ASTM، حدود ۲ لیتر و ترجیحاً ۴ لیتر بیان شده است [۲۵].

ت- در هنگام نمونه برداری از دستکش های محافظ که ترجیحاً از لاستیک نیتریل (Nitrile Rubber) ساخته شده اند استفاده شود.

ث- محل نمونه برداری بایستی در هر بار که نمونه روغن گرفته می شود تمیز شود. برای مثال، اگر روز قبل نمونه روغن گرفته شده و قرار است امروز نیز نمونه گیری انجام شود، بایستی محل نمونه برداری مجدداً تمیز گردد. واضح است که برای فواصل زمانی طولانی تر بین نمونه برداری نیز بایستی تمیز کردن محل نمونه برداری انجام شود.

ج- اگر نمونه برداری برای اندازه گیری محتوای رطوبت روغن انجام می شود بهتر است در روزهایی که رطوبت هوا کم تر است این کار صورت گیرد.

دمای روغن نمونه برداری شده نیز بایستی با قرار دادن ترمومتر در مسیر فلوی روغن تعیین شده و بر روی نمونه روغن ذکر شود. همچنین، در مورد اندازه گیری میزان رطوبت، روشن و یا خاموش بودن پمپ ها

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

و فن ها نیز بایستی قید شود. روش اندازه گیری دما نیز بایستی در اطلاعات آزمون ذکر شود. استاندارد ASTM ذکر می کند که دمای روغن خروجی ممکن است کم تر از روغن داخل تانک ترانسفورماتور قرائت شود. از این رو توصیه کرده است که دمای بالای روغن نیز قرائت شده و در مشخصات نمونه ذکر شود.

۴-۷-۳- اتصال بین محل نمونه برداری و ظرف نمونه گیری

ا- برای اتصال محل نمونه برداری و ظرف نمونه گیری از یک لوله (تیوب) از جنس لاستیک یا پلاستیک سازگار با روغن استفاده کنید.

ب- طول لوله بایستی تا حد امکان کوتاه باشد.

ت- برای اینکه لوله رابط نمونه روغن را آلوده نکند از یک لوله جدید استفاده کرده و یا لوله ای را که قبلاً استفاده شده با روغنی که قرار است نمونه برداری شود شسته شود. لازم به ذکر است که داخل و بیرون لوله رابط بایستی با روغن شسته شود. استاندارد ASTM ذکر می کند که پس از نصب لوله، بایستی یک لیتر روغن دیگر از طریق مسیر لوله عبور داده شده و در ظرف دورریز ریخته شود. این کار جهت خروج رطوبتی که ممکن است درون لوله باشد اهمیت دارد.

ث- لوله مناسب بایستی برای مثال از جنس مواد پرفلوئورین شده (Perfluorinated)، تفلن و یا فلز باشد. استفاده از لوله های PVC به هیچ وجه مجاز نیست.

۴-۷-۴- انتخاب ظرف نمونه گیری

جدول (۴-۲۱) انواع مختلف ظرف های نمونه گیری که می تواند برای انواع آزمون ها استفاده شود را بیان کرده است. علامت (✓) نشان گر آزمون هایی است که ظرف نمونه گیری می تواند برای آن استفاده شود. زمانی که تمهیدات کافی هنگام انتقال ظرف شیشه ای فراهم نباشد، استفاده از ظرف های فلزی و پلاستیکی ترجیح دارد.

در نمونه برداری برای آزمون DGA بایستی مراحل تشریح شده در ادامه به دقت دنبال شوند تا از خروج گاز و جذب هوا خصوصاً در حالتی که میزان گاز کم است جلوگیری شود. هنگامی که بطری برای آزمون DGA، رطوبت و ولتاژ شکست استفاده می شود، تماس روغن با هوا هنگام نمونه برداری و تحلیل نمونه باید حداقل باشد.

استفاده از بطری پلاستیکی برای آزمون های DGA، میزان رطوبت و ولتاژ شکست مجاز نیست. علت آن است که با فرآیند دیفیوژن از طریق دیواره پلاستیکی ممکن است بعضی گازها خارج شده و یا هوا به داخل

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بطری نفوذ کند. برای سایر آزمون ها، پلاستیک بایستی از مواد مناسب و سازگار (مثل پلی اتیلن با چگالی بالا (HDPE)، پلی پروپیلن و پلی کربنات) که روغن را با مواد افزودنی پلاستیک آلوده نمی کنند استفاده شود. هرگونه نمونه جدید پلاستیک بایستی جهت سازگاری با روغن، مورد آزمون قرار گیرد. در این رابطه جدول (۴-۲۱) در استاندارد IEC 60475 توصیه شده است. این در حالی است که در ASTM تنها ظرف های نمونه برداری مجاز برای گرفتن نمونه روغن ترانسفورماتور جهت آزمون DGA و میزان رطوبت، سرنگ شیشه ای و سیلندر دوطرف فلزی از جنس فولاد ضدزنگ بیان شده است [۲۵]. همچنین، از بین دو مورد فوق، سرنگ شیشه ای در اولویت است.

جدول (۴-۲۱): ظرف نمونه برداری جهت آزمون های مختلف روغن [۲۴]

ظرف نمونه برداری	سرنگ	بطری قابل انعطاف	بطری	بطری قابل انعطاف	سیلندر دوطرفه	سیلندر دوطرفه	حجم روغن
جنس ظرف	شیشه	فلز	شیشه	پلاستیک	شیشه	فلز	ml
آزمون روغن							
DGA	✓	✓	✓		✓	✓	۲۵-۱۰۰
رطوبت	✓	✓	✓				۲۰
tanδ	✓	✓	✓	✓			۲۰۰
ذرات معلق	✓	✓	✓	✓			۱۰۰
ولتاژ شکست		✓	✓				۵۰۰-۱۰۰۰
سایر آزمون های فیزیکی و شیمیایی		✓	✓	✓			۲۵۰
همه آزمون ها							۱۰۰۰-۲۰۰۰
حجم (ml)	۲۵-۲۵۰	۱۲۵-۲۵۰۰			۱۲۵	۲۵-۲۵۰	

سیلندر دوطرفه که در استاندارد ASTM از آن صحبت شده در IEC با نام آمپول (Ampoule) معرفی شده است. شکل (۴-۹) نمونه ای از سیلندر دو طرف فلزی و شیشه ای را نشان می دهد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۴-۹): سیلندر دوطرفه یا آمپول: (الف) فلزی، (ب) شیشه‌ای

۴-۷-۴-۱- تمیز کردن ظروف نمونه‌برداری

۴-۷-۴-۲- استفاده از ظروف نمونه‌برداری یک‌بار مصرف

می‌توان به جای تمیز کردن ظروف نمونه‌برداری، از ظروف فلزی، پلاستیکی و شیشه‌ای یک‌بار مصرف که درجه مشخصی از تمیزی (در مقابل گرد و غبار و رطوبت) دارند استفاده کرد. لازم به ذکر است به دلیل وجود محدودیت‌های HSE و حفاظت محیط زیست، استفاده از ظروف غیرپلاستیکی چندبار مصرف ترجیح دارد.

۴-۷-۴-۳- فرآیند تمیز کردن

أ. ظروف نمونه‌برداری می‌توانند در ماشین ظرف‌شویی با استفاده از شوینده مناسب تمیز شده و با آب شیر بدون شوینده شست و شو داده شوند. همچنین، در آخرین مرحله می‌توان از آب دیونیزه شده برای شست و شو استفاده کرد.

ب. ظروف می‌توانند با هپتان (heptane) معمولی نیز شسته شوند.

ت. پس از شست و شو، ظروف بایستی در آون و در دمای معمول 100°C به طور کامل خشک شوند. در مرحله بعد، ظروف بایستی در خود آون (Oven) یا یک محفظه خشک، سرد شده و با محیط هم‌دم شوند.

ث. پس از خشک شدن، درب ظروف بایستی به سرعت بسته شده تا در برابر آلودگی محافظت شوند. درب ظروف نبایستی تا زمان نمونه‌برداری باز شوند.

ج. تمیز کردن درست ظروف برای آزمون $\tan\delta$ و کشش سطحی که به آلودگی حساسیت زیادی دارند اهمیت ویژه دارند. ظروف نبایستی با استفاده از حلال‌ها شسته شوند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ASTM ذکر می کند که در مورد سرنگ بهتر است اندکی هوا درون آن باقی گذاشته شود و سپس درپوش آن بسته شود چرا که این موضوع اجازه انبساط و انقباض سرنگ و پیستون آن را در اثر تغییر دما می دهد.

در مورد سیلندر دوطرفه توصیه شده است که مقداری فشار مثبت با استفاده از گاز نجیب یا نیتروژن درون سیلندر ایجاد شود تا از ورود آلودگی به آن جلوگیری شود.

۴-۷-۵- نمونه برداری با سرنگ

۴-۷-۵-۱- تجهیز نمونه برداری

سرنگ نمونه برداری بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

ا- سرنگ بایستی در مقابل خروج گاز آب بندی بوده و حجمی معادل 20 – 250 ml داشته باشد. جهت انجام آزمون DGA سرنگ با حجم 250 ml ترجیح دارد. بهتر است که سرنگ دارای یک شیر سه طرفه پلاستیکی از جنس بدنه نایلون و محفظه داخلی پروپیلن و یا شیر سه طرفه از جنس فولاد ضدزنگ باشد.

ب- استفاده از سرنگی که پیستون و محفظه آن تطبیق داشته باشند برای آزمون DGA ترجیح داده می شود. علت آن است که پیستون می تواند آزادانه با تغییرات حجم روغن حرکت کند و از ایجاد فشار اضافه یا خلاء نسبی در سرنگ جلوگیری کند.

ت- استفاده از سرنگ پلاستیکی مجاز نیست.

ث- در مورد شیر سه طرفه پلاستیکی، برای هر بار نمونه برداری بایستی یک شیر جدید استفاده شود چرا که ممکن است شیر با نمونه قبلی آلوده شده باشد. همچنین، در چند بار استفاده ممکن است آب بندی در مقابل نشت گاز ضعیف شود.

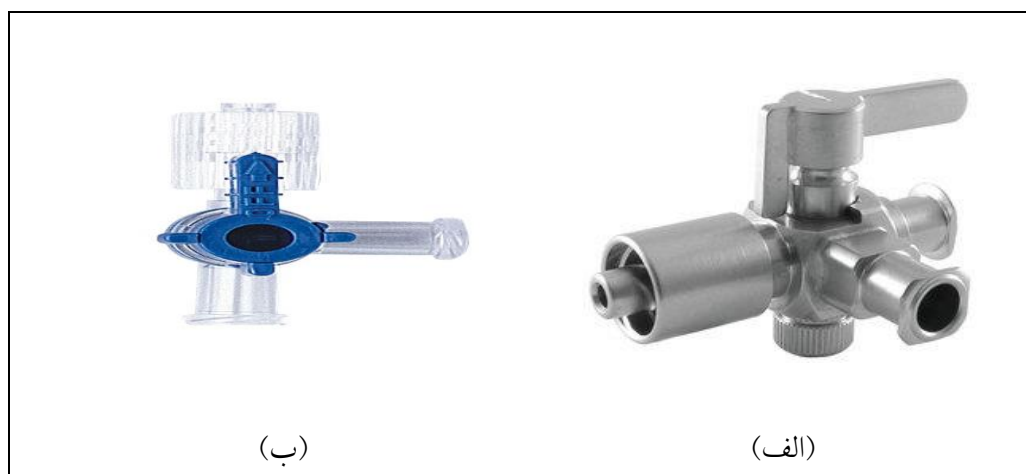
ج- جهت حفاظت بیشتر، یک درپوش قفلی (Luer-lock) از جنس فولاد ضدزنگ می تواند بر روی شیر سه طرفه قرار داده شود. این درپوش می تواند بعد از استفاده مجدداً تمیز شده و به کار گرفته شود. نمونه یک درپوش در شکل (۴-۱۰) نمایش داده شده است (در این شکل درپوش مستقیماً بر روی خروجی سرنگ قرار گرفته است). نمونه ای از شیر سه طرفه نیز در شکل (۴-۱۱) نشان داده شده است. در صورتی که دسته شیر سه طرفه فقط یک زائده بزرگ داشته باشد (مانند آنچه که در شکل

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

دیده می شود) این زائده معمولاً جهتی را که مسیر آن بسته شده است نشان می دهد. به بیان دیگر، هر جهتی که بخواهیم مایع در آن جریان نداشته باشد، زائده بایستی به سمت آن مسیر قرار گیرد.



شکل (۴-۱۰): درپوش قفلی فلزی بر روی خروجی سرنگ



شکل (۴-۱۱): شیر سه طرفه، (الف) فلزی، (ب) پلاستیکی

در IEC 60475 قید شده است که آغشته کردن پیستون سرنگ به روغن تمیز و بدون گاز برای جلوگیری از تشکیل حباب گاز هنگام نمونه گیری می تواند مفید باشد. این موضوع در مورد روان کننده های بر پایه آب با گرانروی پایین نیز صادق است.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جهت انتقال سرنگ نمونه روغن، بایستی یک محفظه نگه‌دارنده مهیا باشد و طراحی آن به نحوی باشد که سرنگ را محکم در جای خود نگه دارد در حالی که پیستون سرنگ اجازه حرکت آزادانه داشته باشد. همچنین، نوک سرنگ بایستی از بدنه فاصله داشته باشد. در هنگامی که نمونه مربوط به DGA باشد، سرنگ ترجیحاً به صورت عمودی حمل شود در حالی که پیستون آن به سمت بالا باشد. این کار از تشکیل حباب در روغن جلوگیری می‌کند. نمونه‌ای از محفظه نگه‌دارنده سرنگ در شکل (۴-۱۲) نمایش داده شده است.



شکل (۴-۱۲): ظرف نگه‌دارنده سرنگ نمونه روغن

۴-۵-۲- فرآیند نمونه‌برداری

فرآیند نمونه‌برداری روغن توسط سرنگ به صورت مرحله به مرحله در شکل (۴-۱۳) ارائه شده است. این مراحل عبارتند از:

- ا- ابتدا درپوش فلنج شیر نمونه‌گیری را برداشته و اتصال را مطابق شکل (a) انجام دهید. در صورت لزوم از تبدیل‌های مناسب استفاده کنید.
- ب- با قرار دادن شیر سه‌طرفه در وضعیت مناسب اجازه دهید تا مقدار ۱ تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود، شکل (a)
- ت- شیر سه‌طرفه را در وضعیتی قرار دهید که روغن به آرامی وارد سرنگ شود. دقت کنید که پیستون سرنگ نبایستی کشیده شود و سرنگ بایستی خود به خود و در اثر فشار روغن پر شود، شکل (b)
- ث- شیر سه‌طرفه را در وضعیتی قرار دهید که روغن از سرنگ به درون ظرف دورریز وارد شود. سپس پیستون سرنگ را فشار دهید تا روغن سرنگ خالی شده و به ظرف دورریز وارد شود، شکل (c).
- برای اطمینان از اینکه کل هوا از سرنگ خارج شود، سرنگ بایستی تقریباً عمودی باشد به نحوی که

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نوک آن به سمت بالا باشد. کنترل کنید که سطح داخلی سرنگ و پیستون آن کاملاً آغشته به روغن شده باشد. ASTM تاکید می کند که حداقل یک یا دو بار این کار انجام شود. همچنین، ASTM قید می کند که حدود 1 ml تا 2 ml روغن درون سرنگ بماند تا احتمال ورود هوا کم تر شود.

ج- مراحل ۳ و ۴ را تکرار کنید تا زمانی که هیچ حبابی وجود نداشته باشد. سپس شیر سه طرفه را به وضعیتی که روغن به سرنگ وارد شود تغییر دهید و اجازه دهید تا روغن خود به خود به سرنگ وارد شود و نمونه گیری انجام شود، شکل (d). ASTM ذکر می کند که سرنگ را تا مقدار ۸۰٪ ظرفیت آن پر کنید.

ح- شیر رابط سرنگ، شیر سه طرفه و سپس شیر خروجی نمونه برداری روغن تانک را ببندید. سپس شیر سه طرفه را در وضعیت نشان داده شده در شکل (e) قرار داده و سرنگ را جدا کنید.

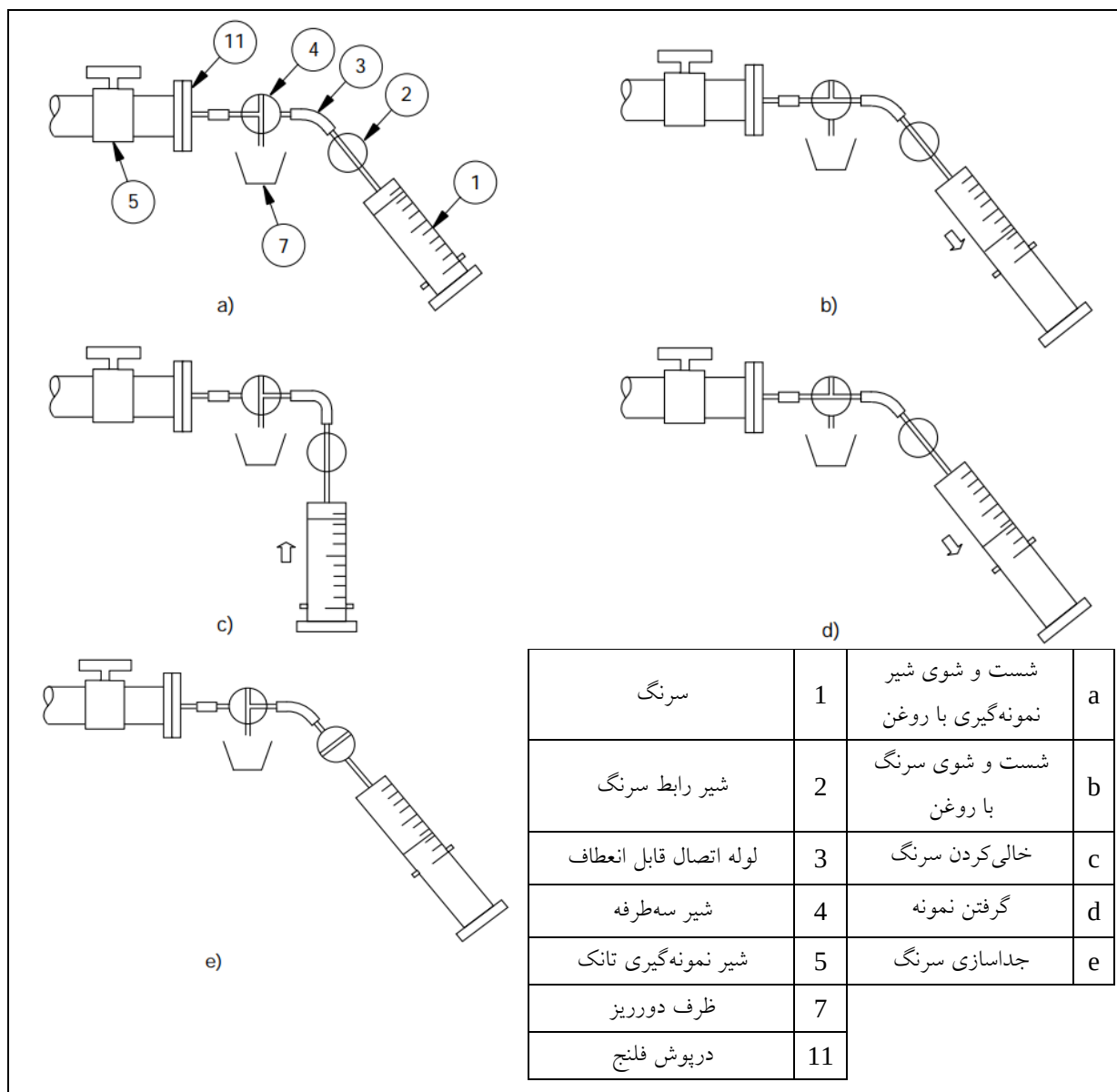
خ- در صورتی که نمونه برداری به منظور آزمون DGA باشد و روغن نمونه گیری شده، داغ باشد، سرنگ را درون جعبه محافظ آن به صورت عمودی به نحوی قرار دهید که بر روی پیستون آن قرار گرفته باشد. و نوک سرنگ به سمت بالا باشد. این وضعیت تا زمانی که روغن پر می شود بایستی حفظ شود. در نهایت سرنگ را درون قسمت نگه دارنده به نحوی که در بخش قبل توضیح داده شد قرار دهید و برای حمل آماده کنید. فرآیند مذکور از شکل گیری حباب در روغن جلوگیری می کند.

د- نمونه را به نحو مناسب برچسب بزنید.

ذ- در مورد ترانسفورماتور هرمتیک در صورتی که بلافاصله بعد از نمونه گیری حباب در سرنگ ایجاد شود، توصیه می شود که نمونه گیری را مجدداً انجام دهید.

ر- ASTM تذکر می دهد در صورتی که بعد از گذشت مدتی، حباب گاز در سرنگ ایجاد شود، نبایستی این حباب را خارج کرد چرا که حاوی گازهای روغن بوده که از آن بیرون آمده است و بخشی از نمونه محسوب می شود. روغنی که درون ظرف نمونه گیری ریخته می شود، در هنگام حمل و نقل شرایط متفاوتی از جمله دماهای متفاوتی را تجربه می کند. در نتیجه ممکن است بخشی از گاز محلول در روغن به صورت غیر محلول درآمده و به شکل حباب در روغن قابل تشخیص باشد. این حباب گاز بخشی از گازهای محلول در نمونه روغن هستند و نبایستی از ظرف نمونه برداری خارج شوند. در فاز استخراج گاز نمونه، این حباب نیز به عنوان گاز خارج شده بایستی به دستگاه گاز کروماتوگراف وارد شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (۴-۱۳): مراحل نمونه‌برداری روغن با سرنگ

۴-۷-۶- نمونه برداری با سیلندر دو طرفه

۴-۷-۶-۱- تجهیز نمونه‌برداری

سیلندر دو طرفه‌ای که برای نمونه‌برداری روغن استفاده می‌شود، بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ا- سیلندر می‌تواند از جنس شیشه یا فلز باشد و بایستی حجمی معادل 125 ml تا 1 l داشته باشد. برای آزمون DGA حجم 250 ml مناسب است. نوع شیشه معمولاً از جنس شیشه پیرکس است و نوع فلزی بایستی از جنس فولاد ضدزنگ باشد.

ب- لوله پلاستیکی رابط سیلندر بایستی فقط یک بار استفاده گردیده و بازیابی نشود. علت آن است که لوله ممکن است توسط نمونه‌های قبل آلوده شده باشد و نمونه روغن جدید، آزمون DGA را آلوده کند. انواع پلاستیک‌های سازگار در آیتم (۴-۷-۵-۱) بیان شد.

ت- سیلندر و لوله رابط آن در صورتی مورد قبول است که میزان خروج هیدروژن آن کم‌تر از ۲/۵٪ در هر هفته باشد.

ث- یک جعبه نگهدارنده بایستی وجود داشته باشد که در حین حمل، ظرف نمونه‌برداری را محکم در جای خود نگه دارد. می‌توان از اسفنج فشرده و یونولیت به منظور محکم کردن ظرف نمونه‌برداری در جعبه استفاده کرد.

ج- ASTM طول لوله خروجی را حدود 60 cm ذکر می‌کند.

۴-۷-۶-۲- فرآیند نمونه‌برداری

مراحل نمونه‌برداری به شرح ذیل و مطابق شکل (۴-۱۳) است:

ا- مجموعه را مطابق شکل (۴-۱۴) متصل کنید. ASTM الزام می‌کند که سیلندر به صورت عمودی گرفته شود.

ب- هر دو شیر ۴ و ۵ را باز کنید تا روغن از درون سیلندر جریان پیدا کرده و به سطل دورریز ریخته شود. هنگام نمونه‌برداری برای آزمون DGA، جریان روغن بایستی آرام (غیرگردابی) باشد تا زمانی که هیچ گونه حباب هوا در روغن دیده نشود. این کار برای جلوگیری از ایجاد حباب و همچنین، خروج گازها لازم است. در صورت دیدن حباب هوا، ASTM توصیه می‌کند که سیلندر را کمی تکان دهید تا هوای محبوس خارج شود و سپس به دورریز روغن ادامه دهید تا زمانی که حباب هوا در آن دیده نشود. بایستی توجه داشت که روغن مرده وارد نمونه نشود. عبور مقدار کافی روغن باعث می‌شود که روغن مرده در نمونه نباشد.

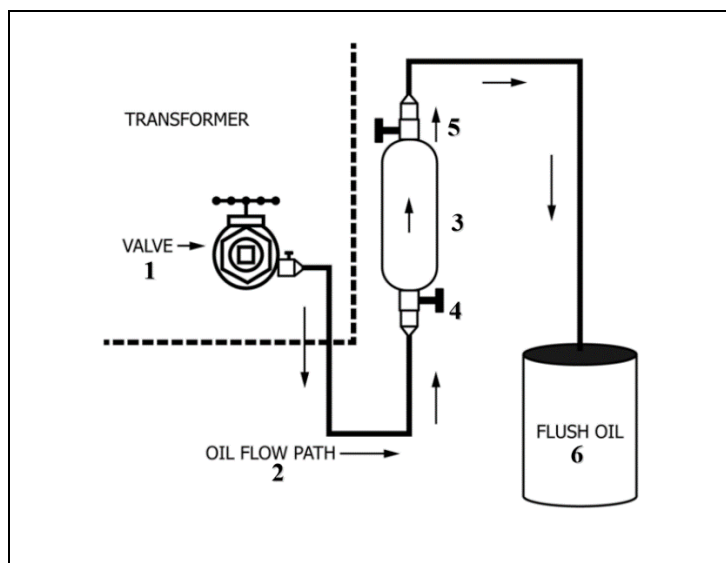
ت- پس از پر شدن کامل سیلندر، اجازه دهید یک تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود. ASTM این مقدار را ۲ لیتر ذکر می‌کند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ث- جریان روغن را به ترتیب با بستن شیر ۵، سپس شیر ۴ و در نهایت شیر نمونه‌برداری تانک ترانسفورماتور متوقف کنید.

ج- در آخرین مرحله، ظرف نمونه‌برداری و لوله‌ها را جدا کرده و نمونه را با دقت برچسب بزنید.
ح- به عنوان آخرین کنترل، ASTM توصیه می‌کند که سیلندر را به آرامی تکان دهید. در صورتی که صدای حرکت روغن شنیده شود نشانه وجود گاز در آن است و فرآیند نمونه‌برداری بایستی مجدداً انجام شود.

در صورتی که از سیلندر شیشه‌ای با شیرهای شیشه‌ای استفاده می‌شود، بهتر است 1 ml یا 2 ml از روغن آن تخلیه شود تا در صورت افزایش حجم روغن در اثر افزایش دما هنگام حمل و نقل شیشه نشکند. بر روی برچسب بایستی انجام این موضوع قید شود.



شکل (۴-۱۴): مراحل نمونه‌برداری روغن با سیلندر دوطرفه. ۱) شیر نمونه‌برداری تانک، ۲) لوله رابط مسیر روغن، ۳) سیلندر دو طرفه، ۴ و ۵) شیرهای سیلندر، ۶) ظرف دورریز روغن

۴-۷-۷- نمونه‌برداری با بطری فلزی قابل انعطاف

۴-۷-۷-۱- تجهیز نمونه‌برداری

تجهیز نمونه‌برداری بایستی مشخصات زیر را داشته باشد:

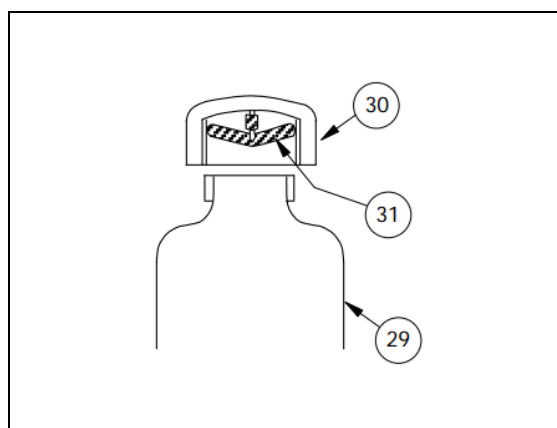
أ- بطری فلزی قابل انعطاف با حجم معمول 250 ml تا 2.5 l که در مقابل خروج گاز آب‌بندی باشد،

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ب- بطری های فلزی نبایستی دارای لحیم یا جوش باشند زیرا موادی که برای این موضوع به کار گرفته می شود ممکن است روغن را آلوده کند. سطح آلومینیومی می تواند محتوای رطوبت روغن را جذب کند. بطری های فلزی از جنس آلومینیوم (drawn aluminium) و قلع (welded tin) احتیاجی به محفظه افزایش حجم روغن ندارند. این دو نوع ظرف بایستی با وارد کردن فشار به دیواره های ظرف به طور کامل از روغن پر شوند.

ت- بطری های فلزی بایستی با درپوش های پیچی، که مجهز به یک واشر غیرمتخلخل، بدون نشستی و سازگار با روغن باشند، بسته شود. واشرها بایستی تنها یک بار استفاده شوند و مجدداً برای نمونه برداری به کار گرفته نشوند مگر آن که از فویل آلومینیومی بر روی آن در قسمت تماس با روغن استفاده شده باشد.

ث- برای آزمون DGA و محتوای رطوبت بایستی میزان آب بندی بطری قبلاً کنترل شده باشد. یک راه آن است که ۶ نمونه روغن ترانسفورماتور با میزان هیدروژن بیشتر از 100 ppm همزمان در بطری های مشابه ریخته شود. سپس بایستی میزان گاز هیدروژن در یک بازه یک ماهه اندازه گیری شود. در صورتی که میزان خروج هیدروژن کم تر از ۲/۵٪ در هفته باشد، آب بندی بطری مورد قبول است. بطری های مناسب از درپوش های پیچی که قسمت آب بندی مخروطی شکل از جنس پلی اتیلن دارند و یا مجهز به واشرهای قابل انعطاف هستند مناسب می باشند. نمونه این درپوش در شکل (۴-۱۵) نشان داده شده است. برای سایر آزمون های روغن نیازی به آب بندی فوق نیست.



شکل (۴-۱۵): نمونه بطری آب بندی در مقابل خروج گاز

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ج- معمولاً برای روغن معدنی نوع واشرها بایستی از جنس پلی‌اتیلن، تفلن (PTFE) یا لاستیک NBR (nitrile-butadiene rubber) با مقدار نیتریل بیش از ۳۰٪ باشند. برای روغن‌های غیرمعدنی، واشرها بایستی فقط از جنس تفلن باشند.

ح- بایستی محفظه نگهداری مناسب جهت حمل و نقل موجود باشد.

۴-۷-۲- فرآیند نمونه‌برداری

مراحل نمونه‌برداری مطابق شکل (۴-۱۶) به صورت زیر است:

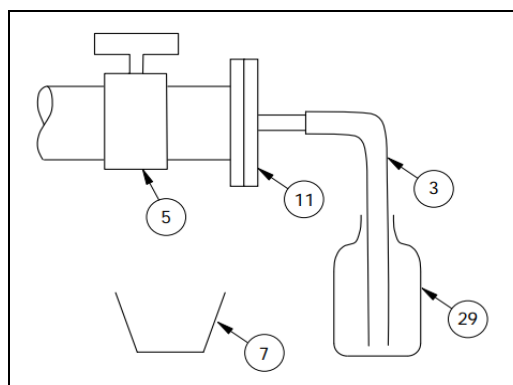
أ- ابتدا به آرامی شیر نمونه‌برداری را باز کرده و اجازه دهید تا حدود ۱ تا ۲ لیتر روغن به درون ظرف دورریز ریخته شود. جریان روغن بایستی آرام (غیرگردابی) باشد. اطمینان حاصل کنید که پیش از گرفتن نمونه روغن همه حباب‌های هوا از بین رفته‌اند و جریان روغن باعث خروج گاز از روغن نمی‌شود.

ب- لوله رابط را در حالی که روغن همچنان در جریان است در کف بطری فلزی قرار دهید و اجازه دهید تا بطری از روغن پر شود. استاندارد ASTM ذکر کرده که لوله می‌تواند به بدنه بطری نیز تماس داده شود به نحوی که روغن به آرامی از روی بدنه داخلی به درون بطری وارد شود و از پاشیدن آن هنگام برخورد با کف بطری جلوگیری شود [۲۵]. بطری را با یک سوم روغن پر کرده، سپس با به گردش درآوردن روغن، آن را شست و شو داده و در ظرف دورریز بریزید. گردش روغن در ظرف آن را با روغن هم‌دم کرده و از میعان رطوبت جلوگیری می‌کند. هنگام نمونه‌برداری برای DGA اطمینان از آرام بودن جریان روغن و عدم وجود حباب هوا زمانی که بطری از روغن پر می‌شود بسیار حائز اهمیت است و در غیر این صورت گازهای موجود ممکن است از دست بروند. پر کردن بطری بایستی به حدی آهسته باشد که جریان روغن کاملاً آرام بوده و همچنین، تا حد امکان سریع باشد تا در معرض هوا قرار گرفتن روغن حداقل شود. در صورتی که مدت زمان گرفتن نمونه از چند دقیقه بیشتر شود بایستی یک نمونه جدید گرفته شود.

ت- پس از پر شدن بطری از روغن اجازه دهید تا حدود دو برابر حجم بطری از آن سرریز کرده و در ظرف دورریز ریخته شود. سپس در حالی که همچنان روغن جاری است به آرامی لوله را بیرون بکشید. به آرامی دو طرف ظرف را فشار دهید تا کاملاً از روغن پر شود. در نهایت درپوش ظرف را محکم ببندید.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ث- شیر نمونه برداری را بسته و لوله را جدا کنید. نمونه را برچسب بزنید و پس از سرد شدن روغن تا دمای محیط مجدداً درپوش آن را محکم کنید.



شکل (۴-۱۶): مراحل نمونه برداری روغن با بطری فلزی قابل انعطاف. ۳) لوله رابط قابل انعطاف
۶) شیر نمونه برداری تانک، ۷) ظرف دورریز روغن، ۱۱) درپوش فلنج، ۲۹) بطری

۴-۷-۸- نمونه برداری با بطری شیشه‌ای یا فلزی غیر قابل انعطاف

۴-۷-۸-۱- تجهیز نمونه برداری

مشخصات مجموعه نمونه برداری بایستی به صورت زیر باشد:

- ا. بطری‌های شیشه‌ای یا فلزی غیر قابل انعطاف که در مقابل گاز آب بندی بوده و دارای حجم مناسب 125 ml تا 2.5 l می‌باشند. ظرف شیشه‌ای بایستی در مقابل تابش نور خورشید محافظت شود. به همین دلیل استفاده از ظرف تیره قویاً توصیه می‌شود. محافظت بیشتر در مقابل تابش نور خورشید هنگام حمل و نقل در مورد نمونه DGA لازم است. واشرهای توصیف شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف برای ظرف‌های شیشه‌ای و فلزی غیر قابل انعطاف نیز مناسب هستند.
- ب. جعبه مناسب جهت حمل و نقل که بطری را محافظت کند بایستی مهیا باشد.

۴-۷-۸-۲- فرآیند نمونه برداری

فرآیند نمونه برداری مطابق شکل (۴-۱۶) مشابه بطری‌های فلزی قابل انعطاف است جز این مورد که نبایستی بطری به طور کامل از روغن پر شود.
در عوض بایستی اجازه داد که سطح روغن چند سانتی متر از لبه بطری پایین تر باشد به نحوی که حجم کوچکی از هوا (حدود 3.5 ml تا 7 ml یا 1.5 cm تا 3 cm) جهت انقباض و انبساط روغن وجود داشته

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

باشد. ضمناً میزان پر کردن بایستی کم‌تر از ۹۰٪ حجم بطری باشد به طوری که هنگام کاهش دما مشکلی برای بطری ایجاد نشود. میزان تقریبی فضای هوا در بالای بطری بایستی در برچسب نمونه قید شود. در این روش بایستی اصلاحاتی مطابق روش head space برای تخمین میزان تبادل گاز، انجام شود. در صورتی که بطری کاملاً از روغن پر شود و با درپوش آب‌بندی شده بسته شده باشد، پیش از تحلیل و اندازه‌گیری گازهای محلول، بطری بایستی تا دمای نمونه‌برداری گرم شود تا گازها در روغن حل شوند.

۴-۷-۹ - نمونه‌برداری روغن با بطری پلاستیکی

۴-۷-۹-۱ - تجهیز نمونه‌برداری

أ. بطری پلاستیکی بایستی از مواد مناسب و سازگار که روغن را با مواد افزودنی پلاستیک آلوده نمی‌کنند استفاده شود. هرگونه نمونه جدید پلاستیک بایستی جهت سازگاری با روغن مورد آزمون قرار گیرد.

ب. استفاده از بطری پلاستیکی برای آزمون DGA، میزان رطوبت و ولتاژ شکست مجاز نیست.
ت. واشرهای توصیف‌شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف در آیتم (۴-۷-۷-۱) برای این ظرف نیز مناسب هستند.

۴-۷-۹-۲ - فرآیند نمونه‌برداری

نمونه‌برداری مشابه فرآیند توصیف شده برای بطری‌های فلزی قابل انعطاف مطابق آیتم (۴-۷-۸-۲) می‌باشد.

۴-۷-۱۰ - نگهداری و انتقال نمونه

مقداری از اکسیژن محلول در روغن ممکن است در اثر اکسیداسیون مصرف شده و اکسیدهای کربن و هیدروکربن‌ها تولید شوند. این فرآیند با تابش نور خورشید تسریع می‌شود و لذا نمونه‌های موجود در ظروف شفاف بایستی در مقابل تابش نور محافظت شوند.

همیشه، تحلیل و اندازه‌گیری بایستی در حداقل زمان ممکن انجام شود تا از فرآیندهای اکسیداسیون و جذب یا خروج گاز جلوگیری شود. توصیه می‌شود که حداکثر تا مدت زمان ۵ روز از هنگام نمونه‌برداری تحلیل انجام شود.

نمونه‌های روغن و از جمله سرنگ می‌توانند در محفظه‌های آب‌بندی شده قرار گیرند تا امکان هر گونه تولید حباب گاز مرتفع شود لذا مناسب است که نمونه‌های مهم DGA از طریق ناوگان هوایی ارسال شوند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

این موضوع به دلیل کاهش فشار و اشباع گاز در روغن، مهم است. همیشه بایستی پیستون سرنگ به گونه‌ای باشد تا بتواند آزادانه حرکت کند تا از ورود گاز در صورت تغییر حجم روغن جلوگیری شود. بایستی توجه کرد که هرچه تغییرات دما کم‌تر باشد بهتر است. همچنین، بهتر است نمونه روغن پس از رسیدن نمونه به آزمایشگاه، به دمای زمان نمونه‌برداری رسانده شود و سپس فرآیند استخراج گاز آغاز گردد.

۴-۷-۱۱ - برچسب‌زدن نمونه‌ها

نمونه‌های روغن بایستی پیش از ارسال به آزمایشگاه به نحو مناسبی برچسب زده شوند. اطلاعات نشان داده‌شده در جدول (۴-۲۲) در صورت وجود بایستی در برچسب روغن درج شود.

جدول (۴-۲۲): اطلاعات لازم در برچسب نمونه روغن [۲۴]

نمونه‌برداری	ترانسفورماتور (یا تجهیز دیگر)
نام مشتری (نام شرکت برق منطقه‌ای)	نام مشتری (نام شرکت برق منطقه‌ای)
محل - نام پست	محل - نام پست
شماره سریال و کد دیسپاچینگ	شماره سریال و کد دیسپاچینگ
سازنده	سازنده
علت تحلیل (آزمون روتین یا ...)	علت تحلیل (آزمون روتین یا ...)
برق‌دار بودن یا نبودن ترانسفورماتور، بار داشتن یا نداشتن ترانسفورماتور	برق‌دار بودن یا نبودن ترانسفورماتور، بار داشتن یا نداشتن ترانسفورماتور
نوع تجهیز (ترانسفورماتور، راکتور، بوشینگ، ...)	نوع تجهیز (ترانسفورماتور، راکتور، بوشینگ، ...)
دمای روغن در هنگام نمونه‌برداری	دمای روغن در هنگام نمونه‌برداری
میزان دمای محیط	میزان دمای محیط
نسبت ولتاژ	نسبت ولتاژ
محل و نوع OLTC	محل و نوع OLTC
زمان برق‌دار شدن (تاریخ بهره‌برداری)	زمان برق‌دار شدن (تاریخ بهره‌برداری)
میانگین بار سالانه	میانگین بار سالانه
میانگین و حداکثر بار ماه گذشته	میانگین و حداکثر بار ماه گذشته
روغن	
نوع روغن (معدنی یا غیرمعدنی)	نوع روغن (معدنی یا غیرمعدنی)
وزن یا حجم روغن	وزن یا حجم روغن
نام روغن (سازنده و تیپ روغن)	نام روغن (سازنده و تیپ روغن)
تاریخ آخرین تصفیه روغن	تاریخ آخرین تصفیه روغن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

همچنین، وجود اطلاعات اضافی زیر ضروری است:

أ. دمای هوا، دمای ترمومترهای سیم پیچ ها، درصد بار ترانسفورماتور یا مقدار جریان آن، عملکرد پمپ ها، نحوه ارتباط روغن تپ چنجر با تانک ترانسفورماتور، سیستم روغن از لحاظ هرمتیک یا کنسرواتوری بودن، هرگونه تغییرات در شرایط کاری یا تعمیر و نگهداری از نمونه برداری قبلی، ب. در حالتی که میزان رطوبت قرار است اندازه گیری شود، دمای روغن، روشی که برای اندازه گیری دما استفاده شده است و آیا فن ها و پمپ ها در حال کار بوده اند یا خیر، جهت محاسبه رطوبت نسبی روغن لازم است،

ت. تاریخ دقیق نمونه برداری زمانی که بیش از یک نمونه گرفته شده است.

۴-۸- نمونه برداری گاز رله بوخهلتنس

نمونه برداری از گازهای جمع شده در رله بوخهلتنس بایستی در حداقل زمان ممکن پس از دریافت آلارم یا تریپ رله بوخهلتنس انجام شود. در صورتی که رله بوخهلتنس آلارم یا تریپ داده باشد اکیداً توصیه می گردد که از گاز رله بوخهلتنس نمونه برداری شود. هر چه زمان طولانی تر شود درصد بیشتری از گاز در روغن حل شده و ترکیب آن متفاوت خواهد شد. نمونه های گاز بایستی به نحو مناسبی برچسب زده شوند و در حداقل زمان ممکن نیز مورد تحلیل قرار گیرند تا خروج هیدروژن از آن ها حداقل باشد. اتصال بین رله و ظرف نمونه گیری بایستی نسبت به ورود هوا کاملاً آب بندی شده باشد و در مورد لوله های پلاستیکی بایستی اطمینان حاصل شود که در مقابل نفوذ گاز مقاوم هستند. در صورتی که همراه با گاز مقداری روغن نیز گرفته شده باشد، اکسیژن با روغن واکنش خواهد داد. جهت کند کردن این فرآیند بایستی نمونه را از تابش نور خورشید حفظ کرد.

سه روش مختلف در استاندارد IEC 60567 برای نمونه گیری گاز داده شده است [۲۹]: استفاده از سرنگ، استفاده از تیوب و استفاده از خلاء. در این بین استاندارد استفاده از سرنگ را اکیداً توصیه می کند چرا که در روش دوم روغن همراه با گاز وجود دارد و اندازه گیری درست احتیاج به اصلاحات دارد. در مورد خلاء نیز تخصص کافی نیاز است تا از مکش هوا به داخل نمونه جلوگیری شود. با توجه به امکانات موجود و توصیه اکید استاندارد، در اینجا تنها نمونه گیری با استفاده از سرنگ توضیح داده می شود اما قید می شود که این روش تنها روش موجود نیست.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۸-۱- تجهیز نمونه گیری از گاز

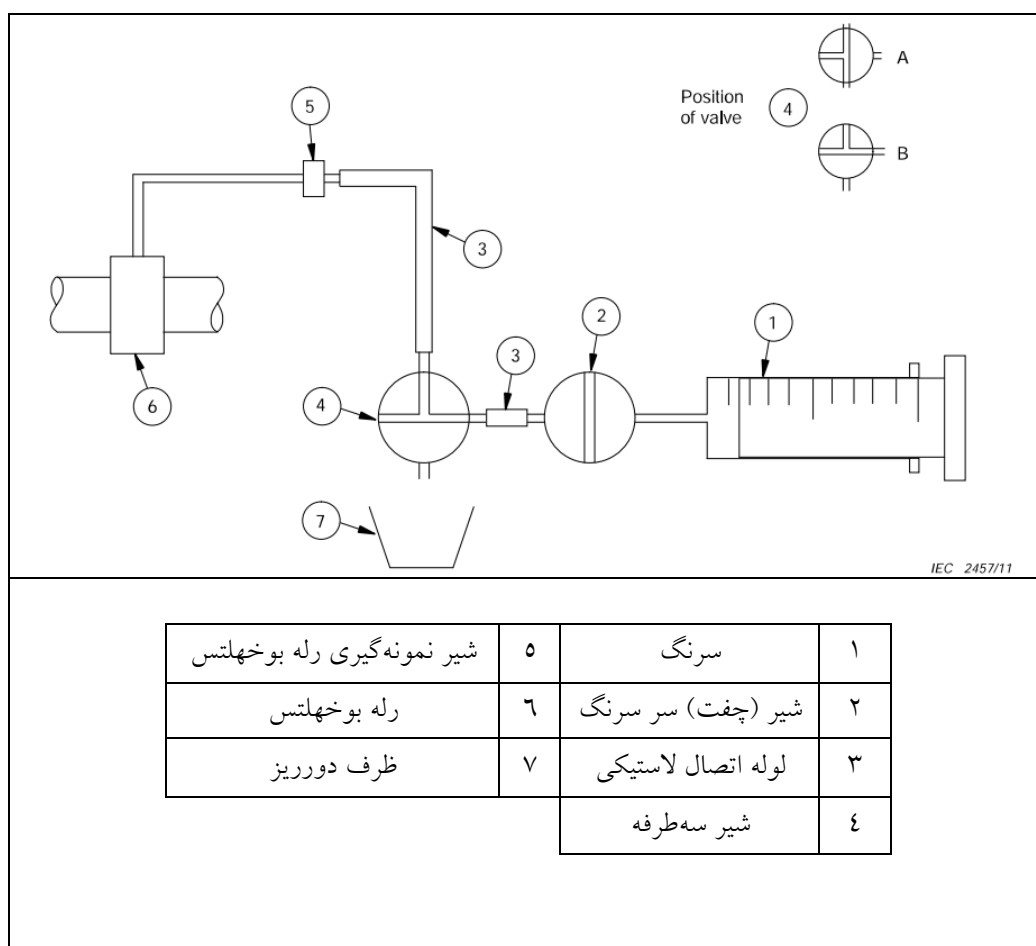
- ا- لوله اتصال بایستی از نوع پلاستیک یا لاستیک و به نحوی باشد که غیرقابل نفوذ بوده و در مقابل روغن نیز پایدار باشند. اتصال مناسب برای وصل کردن لوله به شیر نمونه برداری لازم است.
- ب- سرنگ های آب بندی در مقابل گاز با حجم مناسب (25 ml – 250 ml) بایستی استفاده شود. یک گزینه می تواند سرنگ های شیشه ای پزشکی یا دام پزشکی با پیستون داخلی باشد. سر سرنگ بایستی دارای مکانیزمی درپوش مانند باشد تا سرنگ را در مقابل خروج گاز آب بندی کند. گزینه جایگزین که همیشه می توان از آن بهره برد، استفاده از سرنگ های نمونه گیری روغن برای گرفتن نمونه گاز است. آب بندی سرنگ می تواند با آزمودن آن در مقابل خروج هیدروژن و داشتن مقدار خروجی کم تر از ۲/۵٪ در هفته مشخص شود.
- ت- محفظه انتقال مناسب بایستی فراهم باشد که سرنگ را محکم در جای خود نگه دارد اما اجازه حرکت آزادانه پیستون آن را بدهد. همچنین، محفظه انتقال بایستی از تماس نوک سرنگ با بدنه جلوگیری کند.

۴-۸-۲- فرآیند نمونه گیری

- جهت نمونه گیری گاز، اتصالات بایستی به صورت شکل (۴-۱۷) بسته شود. لوله های اتصال بایستی تا حد امکان کوتاه باشد. همچنین، بایستی لوله های اتصال قبلاً از روغن ترانسفورماتور پر شده باشد. سرنگ نیز بایستی با روغن چرب شده باشد تا آب بندی بهتری در مقابل خروج گاز داشته باشد. این کار می تواند با یک بار پر و خالی کردن سرنگ از روغن انجام شود. مراحل زیر را جهت نمونه گیری دنبال کنید.
- ا- شیر نمونه برداری رله بوخهلتس (شماره ۵) را باز کنید.
- ب- به آرامی شیر سه طرفه (۴) را به موقعیت A تغییر دهید تا روغن موجود در لوله ها به ظرف دورریز وارد شود.
- ت- زمانی که گاز به شیر سه طرفه رسید آن را به موقعیت B تغییر دهید.
- ث- شیر سر سرنگ (۲) را باز کنید. به این ترتیب در ترانسفورماتورهایی که کنسرواتور دارند، گاز تحت فشار روغن خود به خود وارد سرنگ خواهد شد. مراقب باشید که پیستون سرنگ از محفظه آن خارج نشود.
- ج- زمانی که مقدار کافی نمونه گرفته شد، شیر سر سرنگ (۲) و شیر نمونه برداری (۵) را ببندید.
- ح- با عمودی کردن سرنگ و آرام فشردن پیستون، روغن باقی مانده در سرنگ را خارج کنید.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خ- در نهایت نمونه را به دقت برچسب بزنید.



شکل (۴-۱۷): نمونه‌برداری گاز با سرنگ [۲۹]

۴-۹- کلیاتی در مورد اندازه‌گیری گازهای محلول

در این قسمت به صورت مختصر روش‌های اصلی برای خروج و اندازه‌گیری گازهای محلول اشاره خواهد شد. توضیحات بیشتر در استاندارد IEC 60567 ارائه شده است [۲۹].

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۹-۱ - استخراج گاز از روغن

پیش از اندازه‌گیری گازهای محلول، ابتدا بایستی گازها را از روغن خارج کرد. این مرحله با عنوان استخراج گاز یا Gas Extraction شناخته می‌شود. چهار روش متفاوت در IEC 60567 برای استخراج گاز ارائه شده است:

ا. استخراج با خلاء چند مرحله‌ای (پمپ تاپلر^{۴۶})،

ب. استخراج گاز با خلاء یک مرحله‌ای (استخراج جزئی گاز)،

ت. روش خالی کردن گاز یا Stripping،

ث. روش فضای فوقانی یا Head space.

در روش پمپ تاپلر، سعی می‌شود با چند مرحله ایجاد خلاء تا حداکثر مقدار ممکن گاز از روغن استخراج شود. این مقدار برای گازهای با حلالیت بالا در روغن به ۹۷٪ می‌رسد. این مقدار برای گازهای دیگر بیشتر است اما همین مقدار اندک نیز می‌تواند به کمک کالیبراسیون با نمونه استاندارد گاز در روغن جبران شود. شرط آن است که نمونه فاقد آرگون باشد چرا که آرگون موجود در نمونه بر اندازه‌گیری تاثیر می‌گذارد. چنان‌که دیده می‌شود خروج گاز به کمک روش خلاء چند مرحله‌ای حساسیت زیادی را در اندازه‌گیری گازها ایجاد می‌کند [۱۸].

در این روش بیشترین مقدار گاز از روغن آزاد می‌شود و تقریباً روغن از گاز عاری می‌گردد. با توجه به اینکه در این روش حداکثر گاز محلول خارج می‌گردد، حساسیت بیشتری خصوصاً برای اندازه‌گیری گازهای کم دارد. به بیان دیگر می‌توان گفت که این روش، بهترین روش استخراج گاز است.

پمپ تاپلر، یک پمپ خلاء است که با جیوه کار می‌کند و در سال ۱۸۵۰ توسط آگوست تاپلر اختراع شد. در این پمپ از دو ستون جیوه برای ایجاد خلاء در یک قسمت و هدایت گاز خارج‌شده به قسمت دیگر استفاده می‌شود. این پمپ بایستی ویژگی‌های زیر را داشته باشد:

۱. بتواند تا مقدار 0.1 mbar (10 Pa) خلاء ایجاد کند.

۲. در مقابل خلاء کاملاً آب‌بندی باشد.

۳. اندازه‌گیری گازهای استخراج‌شده را تا حدود 0.05 ml و بهتر میسر سازد.

^{۴۶} Toepler pump

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

در مورد پمپ تاپلر و هنگام آزمون نمونه استاندارد بایستی مشخص شود که فرآیند خلاء چند بار باید انجام شود و هر بار فرآیند آن تا چه مدت بایستی ادامه یابد تا بیشتر گاز موجود در روغن (حدود ۹۵٪) خارج شود. مقدار زمان لازم برای روغن معدنی به طور معمول در هر بار خلاء ۱ تا ۳ دقیقه است. توصیه می شود که کالیبراسیون مجموعه استخراج گاز و دستگاه گاز کروماتوگراف هر شش ماه یک بار چک شود. به طور معمول با افزایش حجم نمونه روغن، مقدار گاز خارج شده افزایش یافته و میزان دقت فرآیند اندازه گیری گاز افزایش خواهد یافت.

در روش استخراج جزئی گاز، تنها تفاوت آن است که روغن تنها یک بار در معرض خلاء قرار داده می شود. در این صورت بایستی اصلاحاتی به صورت محاسباتی با استفاده از ضرایب استوالد انجام شود چرا که تمام گاز از روغن خارج نشده و بخشی از آن در روغن باقی مانده است.

در روش Stripping، یک گاز حامل به روغن تزریق می شود و این گاز با ایجاد حباب به روغن وارد می شود (Bubbling) و سپس از آن خارج می شود. این فرآیند باعث می شود که گازهای محلول نیز از روغن جدا شده و با گاز حامل از روغن خارج شوند. در حقیقت با وارد کردن گاز حامل در روغن، گازهای دیگر نیز با آن خارج می شوند. در این روش معمولاً از مقادیر اندک روغن در حد 0.25 ml تا 5 ml استفاده می شود. در حین این فرآیند روغن را نیز گرم می کنند تا با کاهش گرانروی آن خروج گازها راحت تر انجام شود.

در آخرین روش (Head space) مقداری روغن (فاز مایع) با مقداری گاز در بالای آن (فاز گازی) درون یک محفظه کوچک در تماس قرار داده می شود. در این وضعیت مقداری از گازهای محلول در روغن از روغن جدا شده و وارد فاز گازی می شوند. سپس، گاز جمع شده در فضای فوقانی وارد دستگاه گاز کروماتوگراف شده و میزان گازها اندازه گیری می شود. در نهایت با استفاده از روابط هانری^{۴۷} و تعیین آزمایشگاهی ضرایب جزئی روغن و یا با کالیبراسیون مستقیم به کمک نمونه های استاندارد گاز در روغن می توان به میزان گاز حل شده در روغن دست یافت.

توجه: این روش تنها در صورتی نتایج قابل تکرار ایجاد می کند که همه پارامترهای عملکردی و کالیبراسیون به دقت انجام شود در غیر این صورت، خطای قابل توجهی در آن ایجاد خواهد شد. پارامترهایی از قبیل: حجم کلی محفظه، حجم روغن، آب بندی بودن مجموعه، دما، رقیق سازی به کمک آرگون و فشار درون محفظه پس از هر مرحله از فرآیند دارای اهمیت بسیار زیاد هستند. پارامترهای یکسان بایستی برای هر اندازه گیری انجام شود تا نتایج تکرارپذیر به دست آید. همچنین، برای دقت مناسب بایستی از گاز آرگون با درجه کروماتوگرافی (خلوص بالاتر از ۹۹/۹۹٪ استفاده کرد [۲۹]).

^{۴۷} Henry's Law

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در روش (Head space) میزان گاز خارج شده حدود ۱۰۰ برابر کم تر از روش های دیگر است و در نتیجه بایستی از دستگاه های بسیار حساس با دقت اندازه گیری در بازه nl/l استفاده شود. لازم به ذکر است که در پیوست استاندارد دو روش لرزش (shake) و همچنین، روش های بدون جیوه نیز به عنوان روش های استخراج گاز توضیح داده شده است [۲۹]. به عنوان جمع بندی با توجه به اینکه در روش (Head space) پارامترهای زیادی بایستی رعایت شود تا اندازه گیری به درستی انجام شود و دقت اندازه گیری می تواند در اثر عوامل مختلف مخدوش گردد، به نظر می رسد که روش پمپ خلاء روش بهتری برای استخراج گاز است.

۴-۹-۲- اندازه گیری گازها به کمک گاز کروماتوگراف

اصلی ترین روش برای اندازه گیری گازها، روش گاز کروماتوگرافی است. در این روش، گازها به یک گاز حامل اضافه می شوند. این گاز معمولاً از جنس آرگون و یا هلیوم است. مجموعه گاز حامل و گازهایی که قرار است اندازه گیری شوند از یک ستون جداسازی عبور می کنند. بسته به نوع گاز، برهم کنش با سطح ستون جداسازی باعث می شود تا زمان عبور متفاوتی برای گاز به دست آید. در نتیجه در انتهای مسیر گازهای مختلف در زمان های متفاوتی دریافت می شود. سپس به کمک سنسورهای مختلف، از جمله سنسورهای اندازه گیری هدایت حرارتی ($TCD^{۴۸}$) و همچنین، میزان تغییرات در هدایت الکتریکی در اثر یونیزاسیون گاز ($FID^{۴۹}$)، مقدار گازها را اندازه گیری می کنند [۱۸]. سپس مقدار گازها معمولاً به صورت یک نمودار داده می شود که انتگرال زیر سطح نمودار مقدار گاز دریافت شده است.

گاز حامل به عنوان فاز متحرک و ستون جداکننده که یک لایه بسیار نازک پلیمر یا سرامیک است به عنوان فاز ثابت شناخته می شود. در هنگام عبور یک گاز در مجاورت ستون جداکننده، مولکول های گاز توسط ستون جذب می شوند و سپس با ادامه عبور گاز حامل به حرکت خود در امتداد ستون جداکننده ادامه می دهند. با توجه به اینکه میزان جذب گازهای مختلف توسط ستون جداکننده متفاوت است، سرعت پیش روی گازهای مختلف نیز در امتداد ستون متفاوت خواهد بود و در نتیجه گازهای مختلف در زمان متفاوتی به انتهای مسیر خواهند رسید. دمای ستون جداکننده در یک مقدار مشخص ثابت نگه داشته می شود.

^{۴۸} Themral Conductivity Detector

^{۴۹} Flame Ionization Detector

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

بایستی توجه داشت که سرعت عبور گازها از مجاورت ستون به این دما بستگی قابل توجهی دارد و لذا درجه حرارت حائز اهمیت است. همچنین، در طول زمان، ستون جداکننده مستهلک شده و خاصیت جذب آن کاهش می‌یابد. لذا بایستی عملکرد ستون‌ها در فواصل زمانی مشخص کنترل شود و در صورتی که عملکرد مناسب نباشد بایستی برای تعویض ستون‌ها اقدام کرد.

دو سنسور عمده که برای تشخیص نوع گاز در انتهای مسیر استفاده می‌شوند سنسورهای FID و TCD می‌باشند. سنسور FID بر اساس اندازه‌گیری مقدار یون‌های تولیدشده ناشی از سوختن یک گاز خاص کار می‌کند. به عبارت دیگر، گاز سوزانده می‌شود و مقدار یون‌های تولید شده اندازه‌گیری می‌شود. با توجه به اینکه میزان یون‌ها متناسب با غلظت گاز است، می‌توان مقدار گاز را تخمین زد. سنسور TCD بر اساس اندازه‌گیری هدایت حرارتی گازها کار می‌کند. یک فیلمان با عبور جریان داغ می‌شود و گازی که قرار است غلظت آن اندازه‌گیری شود بر روی آن دمیده می‌شود. با توجه به مقدار تغییر درجه حرارت فیلمان، میزان خنک‌کنندگی گاز و بر اساس آن مقدار غلظت گاز تخمین زده می‌شود.

روش‌های دیگری نیز برای اندازه‌گیری گازها وجود دارد که از جمله آن می‌توان به طیف‌سنجی مادون قرمز اشاره کرد. این روش‌ها بیشتر در پایش برخط موضوعیت دارند و معمولاً گاز کروماتوگرافی به عنوان اصلی‌ترین روش در اندازه‌گیری گازها مطرح می‌شود.

۴-۹-۳ – کالیبراسیون دستگاه‌های اندازه‌گیری

یکی از مهم‌ترین نکاتی که در اندازه‌گیری گازهای محلول بایستی مدنظر باشد، کالیبراسیون دستگاه‌های اندازه‌گیری است. برای مثال، دستگاه گاز کروماتوگرافی را می‌بایست با استفاده از سیلندرهای گاز استاندارد کالیبره کرد. یکی از علل تفاوت بین آزمایشگاه‌های مختلف، تفاوت بین گازی است که برای کالیبراسیون دستگاه‌ها استفاده می‌شود. در صورتی که از یک مرجع گاز برای کالیبراسیون کلیه آزمایشگاه‌های کشور استفاده شود، می‌توان نتایج تقریباً مشابهی را از این آزمایشگاه‌ها انتظار داشت. در غیر این صورت، نتایج به دست آمده از دستگاه‌ها تا حد زیادی متفاوت خواهد بود و امکان مقایسه بین نتایج آزمایشگاه‌های مختلف وجود نخواهد داشت. از این رو توصیه می‌گردد که در زمینه کالیبراسیون، یکنواخت‌سازی در سطح کشور صورت گیرد.

روشی برای ساخت نمونه‌های استاندارد گاز در روغن توسط استانداردهای موجود ارائه شده که به کمک آن می‌توان نمونه‌هایی از روغن با درصد مشخصی گاز ایجاد کرد. سپس با اندازه‌گیری این نمونه‌ها که درصد

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

گاز آن مشخص است، می توان دستگاه را کالیبره کرد. استفاده از چنین فرآیندهایی برای اطمینان از اندازه گیری درست به آزمایشگاه های روغن توصیه می شود.

در مقایسه این دو نوع کالیبراسیون بایستی ذکر کرد که در روش اول، یعنی نمونه استاندارد گاز، فقط قسمت اندازه گیری غلظت گاز یعنی گاز کروماتوگراف کالیبره می شود. این در حالی است که در روش دوم، به کمک نمونه استاندارد گاز در روغن، هم قسمت استخراج گاز و هم قسمت گاز کروماتوگراف کالیبره خواهند شد. به همین دلیل، استفاده از روش دوم که کل فرآیند را کالیبره می کند ارجحیت دارد. این موضوع توسط صاحب نظران بین المللی نیز تایید شده است.

در روش استخراج به کمک پمپ تاپلر استفاده از یک نمونه روغن اشباع شده از هوا و یک نمونه گاز با ترکیب مشخص، در استاندارد توصیه شده است. استاندارد توصیه کرده است که از دو نمونه گاز استاندارد جهت کالیبراسیون استفاده شود که در یکی میزان گازها اندک و در نمونه دیگر مقدار گازها بالاتر است تا خطی بودن دستگاه اندازه گیری کنترل شود. همچنین، استاندارد کالیبراسیون را حداقل هر شش ماه یک بار توصیه کرده است.

۴-۹-۴ - حداقل حدود تشخیص گاز

مطابق استاندارد، دستگاه هایی که برای اندازه گیری گاز استفاده می شوند به همراه فرآیند استخراج گاز بایستی قادر باشند حدود مشخص شده در جدول (۴-۲۰) را اندازه گیری کنند. لازم به ذکر است که در بازه بالاتر از ده برابر حدود حداقل قابل اندازه گیری دستگاه ($10 \times S$) خطای مقدار گازها حدود $\pm 15\%$ است که این موضوع قطعیت روش نسبت گازها را نیز تحت تاثیر قرار می دهد. پایین تر از مقدار ($10 \times S$) خطا به سرعت افزایش می یابد به نحوی که مقدار آن در ($5 \times S$) به حدود ($\pm 30\%$) می رسد. بنابراین هنگامی که حدود گازها کم تر از ($10 \times S$) تحلیل می شوند بایستی حتماً خطاهای احتمالی موجود را ($\pm 30\%$) لحاظ نموده و جانب احتیاط را در تفسیر رعایت کرد.

۴-۹-۵ - تکرارپذیری، باز تولید و دقت

یکی از مواردی که بایستی به آن توجه شود تکرارپذیری نتایج آزمایش و زمانی است که نمونه های یکسان توسط یک آزمایشگاه اندازه گیری می شوند. مفهوم تکرارپذیری یا Repeatability در ISO 5725 آمده است. مقدار تکرارپذیری توسط پارامتر k در رابطه زیر مشخص می شود:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

$$A - B \leq k \times (A + B) / 2$$

(۵-۴)

که در آن A و B مقدار اندازه گیری در مرتبه اول و دوم هستند. در استاندارد IEC 60567 مقدار k به صورت تقریبی بر حسب آزمایش های داخلی انجام شده برابر ۰/۰۷ برای مقادیر غلظت بین 10 ppm تا 1000 ppm و k برابر ۰/۱۰ برای غلظت های گاز بزرگ تر از 1000 ppm ارائه شده است. توصیه می شود که هر آزمایشگاه به صورت داخلی میزان تکرارپذیری خود را تعیین کند.

مفهوم دیگر قابلیت بازتولید نتایج یا Reproducibility بوده و مربوط به زمانی است که نمونه های مشابه به آزمایشگاه های متفاوت فرستاده می شوند. این قابلیت که در ISO 5725 تعریف شده، لازم است که میزان آن در داخل کشور و بین آزمایشگاه های مختلف مشخص شود. CIGRE در تحقیق خود این مقدار را ۲۰٪ برای غلظت متوسط گاز مشخص کرده است.

آخرین موضوع دقت یا Accuracy است که مفهوم آن میزان اختلاف مقدار اندازه گیری شده با مقدار واقعی گازهای موجود در روغن است. مقدار دقت بایستی با اندازه گیری چند نمونه استاندارد گاز در روغن مشخص شود. ضروری است که هر آزمایشگاه مقدار دقت را نیز با در اختیار گذاشتن نحوه آماده سازی نمونه استاندارد گاز در روغن مشخص کند.

۴-۱۰- موارد ایجاد کننده اشکال در تحلیل DGA

۴-۱۰-۱- تولید گازهای پراکنده

یکی از مواردی که در تحلیل گازهای محلول در روغن مطرح می شود، بحث تولید گازهای پراکنده یا Stray Gassing است. این اصطلاح به حالتی اطلاق می شود که روغن در دمای کم یعنی در دمای پایین تر از 200 °C گاز تولید می کند. گازهای تولید شده به طور عمده H₂ و CH₄ و تا حدی C₂H₆ هستند. موضوع گازهای پراکنده در بروشور CIGRE شماره ۲۹۶ که توسط کارگروه های D1.01 و A2.11 بررسی شده که مهم ترین نتایج حاصل در اینجا بیان خواهد شد [۲۳].

۴-۱۰-۱-۱- فرآیند آزمایشگاهی تعیین تولید گازهای پراکنده

در بروشور CIGRE شماره ۲۹۶ دو فرآیند آزمایشگاهی مجزا برای تعیین تولید گازهای پراکنده در دمای 120 °C و 200 °C تعیین شده است که فرآیند آزمایشی 120 °C در اینجا توضیح داده می شود. ابتدا گاز نمونه ای از روغن تحت خلاء گرفته می شود. سپس نمونه روغن با عبور حباب از آن با هوا یا نیتروژن اشباع می شود. سپس، سه نمونه 30 ml در سه سرنگ شیشه ای قرار داده می شود و این سرنگ ها با

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

یکدیگر درون آن با دمای 120°C قرار داده می شود. پس از گذشت ۱۶ ساعت اولین نمونه توسط DGA تحلیل می شود تا تولید گازهای پراکنده اولیه روغن تعیین شود. بعد از گذشت ۱۶۴ ساعت، دومین نمونه با DGA تحلیل می شود تا مشخص شود آیا تولید گازهای پراکنده به یک حد نهایی رسیده است یا خیر. پس از گذشت ۱۶۴ ساعت، نمونه سوم از آن خارج و گاز آن تحت خلاء خارج می شود و دوباره با هوا یا نیتروژن اشباع شده و برای ۱۶ ساعت دیگر در آن قرار داده می شود. هدف آن است که مشخص شود آیا تولید گازهای پراکنده تکرار می شود یا خیر.

نتایج آزمایش هایی که توسط کارگروه CIGRE انجام شده نتایج کلی زیر را به همراه داشته است:

ا- به طور کلی، تولید گازهای پراکنده در ۱۶ ساعت اول آزمایش بیشتر است.

ب- مقدار حداکثری که در تولید گازهای پراکنده رخ می دهد بیشتر به نوع روغن وابسته است تا حضور یا عدم حضور اکسیژن. بنابراین، گازهای پراکنده در حقیقت گازهای ذاتی روغن هستند.

ت- تولید گاز در ۱۶ ساعت پایانی آزمایش تکرارپذیر است اما نرخ تولید گاز H_2 کاهش یافته و گاز CH_4 افزایش می یابد.

ث- نرخ تولید گازهای پراکنده برای محموله های متفاوت از یک نوع روغن ممکن است به نسبت ۱ تا ۵ متفاوت باشد.

در بروشور CIGRE اشاره شده است که میزان نرخ گازهای تولید شده در آزمایش فوق با مقداری که در عمل ایجاد می شود هم خوانی عددی ندارد. به بیان دیگر از مقادیر ایجاد شده در آزمایش نمی توان به مقادیر اصلی که در عمل تولید می شود دست یافت. همچنین، بایستی توجه کرد که آزمایش فوق برای دماهای گوناگون از روغن می تواند انجام شود.

در کارگروه CIGRE برای چند نوع روغن تجاری میزان تولید گاز H_2 در یک سال با فرض دماهای مختلف نقطه داغ محاسبه شده است. مقادیر محاسبه شده همراه با اعدادی که در عمل مشاهده شده در جدول (۴-۲۳) ارائه گردیده است. بایستی توجه داشت که مقادیر این جدول فقط مقادیر تخمینی می باشند.

جدول (۴-۲۳): میزان تولید گاز پیراکنده H_2 در روغن‌های مختلف

یس، از یک سال کار ترانسفورماتور [۲۳]

Hottest-spot temperature, °C	140	120	110	98	85	Observed in service *
New Voltesso 35	3100	1700	1010	520	120	
Nytro 10GBN	620	290	190	110	55	30 ^[7]
Old Voltesso 35	400	200	130	80	40	40^a
Technol 4000	380	180	120	70	35	8-40 ^c
Diala D	340	170	110	60	30	79^b
Univolt 52	170	95	60	35	20	48^d
Technol 3000	60	30	20	15	10	7 ^c
Nytro 10X	50	20	15	10	8	

۴-۱۰-۱-۲- تفکیک گازهای پراکنده از گازهای موجود

اولین و مهم‌ترین نکته‌ای که بایستی مورد توجه قرار گیرد آن است که مطابق جمع‌بندی CIGRE، گازهای پراکنده تنها زمانی نتایج DGA را مخدوش می‌کنند که یا روغن مورد استفاده به شدت گازهای پراکنده تولید کند و یا ترانسفورماتور تحت شرایط اضافه‌بار سنگین کار کند. در غیر این صورت، گازهای پراکنده مشکلی برای تحلیل نتایج DGA ایجاد نمی‌کنند.

گازهای پراکنده می‌توانند با تحلیل نسبت CH_4/H_2 از تخلیه جزئی PD متمایز شوند. مطابق جدول (۴-۲۴) در صورتی که نسبت CH_4/H_2 بزرگ‌تر از ۰/۱۵ باشد، نشان‌گر وجود گازهای پراکنده و نه تخلیه جزئی است.

جدول (۴-۲۴): گازهای پراکنده در مقابل تخلیه جزئی PD و واکنش‌های کاتالیستی [۲۳].

CH ₄ /H ₂	گازهای تولیدشده	نوع فرآیند
۰/۰۲ >	H ₂	واکنش‌های کاتالیستی
۰/۰۲-۰/۱۴	H ₂ , CH ₄	تخلیه‌های جزئی PD
		گازهای پراکنده روغن
۰/۱۵-۱	C ₂ H ₆ , H ₂ , CH ₄	گازهای پراکنده در 120 °C
۰/۴ <	C ₂ H ₆ , H ₂ , CH ₄	گازهای پراکنده در 200 °C

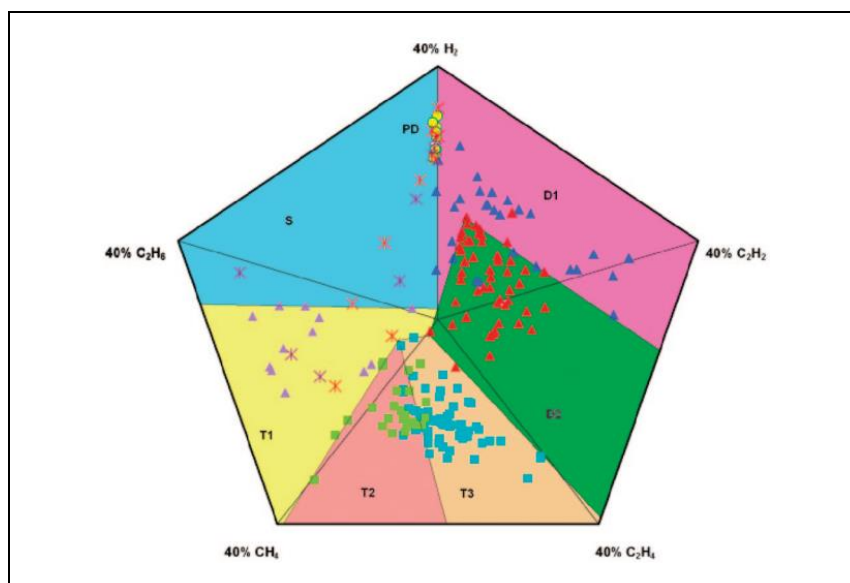
به کمک نسبت فوق می‌توان بین تخلیه جزئی و گازهای پراکنده تمایز ایجاد کرد اما تفاوت قائل شدن بین خطای حرارتی T1 و T2 با گازهای پراکنده بسیار سخت است. برای این کار بایستی ابتدا حداکثر دمایی که در ترانسفورماتور رخ می‌دهد محاسبه شود. سپس بایستی به کمک آزمایش، بالاترین میزانی که روغن در

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

دمای داغ تعیین شده گاز تولید می کند تعیین شود. پس از تعیین این مقدار و استفاده از ضرایب رقیق سازی مناسب، بایستی میزان گازهای تولید شده با این مقدار حداکثر مقایسه شود. در صورتی که مقدار گازها کم تر باشد مجدداً امکان تمایز وجود ندارد ولی در صورتی که مقدار گازها بیشتر باشد، عملاً وجود گازهای پراکنده منتفی شده و خطای T1 یا T2 تشخیص داده می شود.

۴-۱۰-۱-۳- استفاده از پنج ضلعی دوال

برای تشخیص گازهای پراکنده می توان از پنج ضلعی دوال استفاده کرد. این پنج ضلعی بر اساس پنج گاز C_2H_2 ، C_2H_4 ، CH_4 ، C_2H_6 ، H_2 تحلیل خطا را انجام می دهد و علاوه بر خطاهای تعیین شده در IEC، یک ناحیه (S) اضافه شده که مربوط به تولید گازهای پراکنده است. تصویر این پنج ضلعی و نواحی خطا در شکل (۴-۱۸) نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۸): پنج ضلعی دوال [۳۰]

نحوه استفاده از پنج ضلعی دوال به صورت زیر است:

- ا- ابتدا بایستی سهم هر گاز از مجموع پنج گاز به درصد مشخص شود.
- ب- سپس بایستی میزان درصد هر گاز بر روی خطی که از مرکز پنج ضلعی به آن گاز متصل شده است به صورت یک نقطه مشخص شود. مرکز پنج ضلعی معادل صفر درصد از آن گاز و گوشه پنج ضلعی معادل ۱۰۰٪ برای آن گاز است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت-از وصل کردن پنج نقطه مربوط به گازها به یکدیگر یک پنج ضلعی جدید تعیین می شود. بایستی مرکز این پنج ضلعی مطابق روابط داده شده در [۳۰] تعیین شود.
ث-مرکز تعیین شده در هر ناحیه ای که قرار گیرد، خطای مربوط به همان ناحیه برای تحلیل DGA تشخیص داده می شود.

۴-۱۰-۲- گازهای به دام افتاده در سیستم کاغذ و روغن

یکی از موارد دیگری که ممکن است در تحلیل DGA اخلاص ایجاد کند، گازهای به دام افتاده در سیستم عایقی است. این موضوع خصوصاً در مورد ترانسفورماتورهایی که دارای خطا بوده اند و سپس تعمیر شده اند ممکن است اتفاق افتد. چند نکته بایستی در مورد این گازها مد نظر باشد:

أ- منظور از گازهای به دام افتاده در سیستم عایقی، گازهایی است که در روغن اشباع کننده کاغذ حل شده اند و بنابراین می توان از آن به گازهای موجود در کاغذ تعبیر کرد.
ب-بایستی توجه داشت که خروج گازهای به دام افتاده در کاغذ اشباع شده در روغن بسیار کند است به گونه ای که برای هیدروکربن ها ممکن است بیش از ده سال به طول انجامد.

ت-در صورتی که ترانسفورماتور به دلیل خطا تعمیر شده باشد، این امکان وجود دارد که گازهای **منجر** به خطا در سیستم عایقی به دام افتاده باشند و پس از تعمیر و تصفیه روغن شروع به آزاد شدن در روغن کنند. در این صورت معمولاً الگوی گازهای خطا با غلظت کم تر گازها مجدداً در روغن دیده می شود. راه پیشنهادی آن است که در بازه های یک یا دو ماهه تا ۶ یا ۱۲ ماه، گازهای محلول در روغن اندازه گیری شود. در این صورت می تواند الگوی پیش از خطا تشخیص داده شود و انحراف از الگوی تعیین شده به عنوان خطای جدید تلقی گردد [۲۳].

ث-تخلیه کامل گازهای به دام افتاده نیازمند آن است که در حین فرآیند تصفیه روغن، دما برای مدت یک تا شش ماه به حدود 60°C برای هیدروکربن ها و افزایش دما به حدود $70^{\circ}\text{C} - 90^{\circ}\text{C}$ رسانده شود. سپس بایستی مجدداً گاز روغن گرفته شده و ترانسفورماتور به مدار برگردانده شود. راه جایگزین، استفاده از خشک کردن فاز بخار (vapor phase) است. با توجه به اینکه هر دوی این موارد هزینه و زمان زیادی لازم دارند، لذا ترجیح بهره برداران تخلیه گاز روغن و برگرداندن آن به سرویس است [۲۳].

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۱۱- روش های پایش آنلاین ترانسفورماتور

۴-۱۱-۱- مقدمه

در این بخش روش هایی در مورد پایش آنلاین ترانسفورماتور و معمولی ترین نمونه هایی که برای پایش وضعیت ترانسفورماتور کاربرد دارند ارائه خواهد شد.

پیش از آغاز، مناسب است که مروری در خصوص اصلی ترین پارامترهایی که در یک ترانسفورماتور می توانند پایش شوند انجام شود. ترانسفورماتور را می توان به چند قسمت به شرح زیر تقسیم بندی کرد:

ا- اکتیو پارت: شامل سیم پیچ و هسته،

ب- سیستم خنک سازی: شامل رادیاتورها، پمپ های روغن و فن ها،

ت- بوشینگ،

ث- کنسرواتور و سیستم نگهداری روغن،

ج- تپ چنجر تحت بار یا OLTC.

برای هر یک از قسمت های فوق می توان پارامترهایی را ذکر کرد که پایش آن ها مفید است. بروشور CIGRE شماره ۶۳۰ پارامترهای مورد پایش در یک ترانسفورماتور را در جدول (۴-۲۵) ارائه کرده است [۶۰]. همان طور که دیده می شود پارامترهای بسیار متفاوتی در این جدول ذکر شده است که ماهیت متفاوت و روش های متفاوتی برای اندازه گیری دارند. همچنین، برخی از این پارامترها به صورت معمول در ترانسفورماتورها اندازه گیری می شود. از این رو در قسمت های بعد از این پارامترها صرف نظر شده و در مورد سایر آن ها صحبت خواهد شد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۴-۲۵): پارامترهایی که می‌توانند به صورت آنلاین در ترانسفورماتور مورد پایش قرار گیرند [۶۰]

تجهیزات ترانسفورماتور	پارامترهایی که به صورت آنلاین پایش می‌شوند
اکتیوپارت	نرخ تغییرات و مجموع گازهای محلول در روغن (H_2 مقدم است) ۸ گاز محلول در روغن جریان بار ترانسفورماتور (سه فاز) جریان زمین هسته ترانسفورماتور جریان‌های اتصال کوتاه ترانسفورماتور (اغتشاشات) حداکثر اضافه‌ولتاژهای گذرا ولتاژهای اولیه، ثانویه و ثالثیه دمای سیم‌پیچ (thermal imaging) دمای بالای روغن رطوبت روغن تانک اندازه‌گیری تخلیه جزئی (الکتریکی، UHF و آکوستیک)
کنسرواتور و سیستم نگهداری روغن	سطح روغن در تانک تشخیص سوراخ‌شدگی حائل هوا یا گاز دما و رطوبت روغن رطوبت محیط فشار گاز N_2 در ترانسفورماتور
سیستم خنک‌کننده	جریان موتورهای پمپ روغن جریان فن‌های خنک‌کننده ولتاژ تغذیه AC سیستم خنک‌سازی میزان فلوی روغن پمپ روغن وضعیت پمپ‌های روغن (روشن/خاموش) دمای محیط وضعیت فن‌های خنک‌کننده (روشن/خاموش)
بوشینگ	خازن و $\tan\delta$ جریان نشتی ولتاژ بوشینگ از تپ خازنی

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تجهیزات ترانسفورماتور	پارامترهایی که به صورت آنلاین پایش می شوند
OLTC	وضعیت پایان عملکرد تپ چنجر جریان موتور مکانیسم فرمان جریان تجمعی هر یک از تپ ها منحنی گشتاور میله مکانیسم فرمان نشان گر وضعیت تپ ولتاژ تغذیه AC تعداد تجمعی کلیدزنی بر روی هر تپ مجموع تعداد عملکرد تپ چنجر وضعیت جدید تپ بعد از کلیدزنی سطح روغن OLTC دمای روغن OLTC گازهای محلول در روغن OLTC محتوای رطوبت روغن OLTC فشار فیلتر روغن

۴-۱۱-۲- پایش گازهای محلول در روغن

برای پایش آنلاین گازهای محلول در روغن روش های نسبتاً متفاوتی وجود دارد که تعداد قابل توجهی از آنها نیز در مقیاس صنعتی مورد استفاده قرار می گیرد و پاره ای از آنها هنوز در فاز تحقیقاتی هستند. در اینجا به این روش ها به صورت مختصر اشاره خواهد شد.

همه دستگاه های پایش آنلاین مشابه روش آزمایشگاهی یک فاز استخراج گاز نیز دارند. در بسیاری از این تجهیزات، این کار به روش Head space انجام می شود اما ممکن است تغییرات زیر لحاظ شوند [۶۱]:

ا. محفظه گاز بالای روغن با روغن تماس مستقیم داشته باشد و یا توسط یک غشاء دو فاز از یکدیگر جدا شده باشند (غشاء معمولاً از جنس مواد نیمه نفوذپذیر مثل PTFE ساخته می شود)؛

ب. جداسازی ممکن است در فشار جو یا تحت خلاء جزئی انجام شود؛

ت. جداسازی ممکن است در دمای روغن ترانسفورماتور، دمای محیط و یا یک دمای مشخص انجام شود؛

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ث. تعادل فاز گاز و مایع ممکن است بدون تلاطم انجام شود و یا توسط روش عبور حباب‌های هوا از داخل روغن در یک مسیر بسته صورت گیرد که یک روش تلاطمی است؛

ج. روغن ممکن است به صورت مداوم و یا به صورت مقطعی به درون دستگاه پایش گاز پمپ شود. گازهای خارج شده معمولاً در محفظه‌ای که سنسورهای گاز قرار دارند تجمع شده و در آن‌جا سنسورها در فاز گازی، مقدار گازهای خارج شده را اندازه‌گیری می‌کنند.

هر یک از مجموعه‌های صنعتی یک سیستم جمع‌آوری داده و اعلام هشدار نیز دارد که با اخذ نتایج مربوط به DGA آنلاین و محاسبه نسبت گاز، در صورتی که مقدار گازها یا نسبت آن‌ها از حد هشدار فراتر رود، یک هشدار به اتاق فرمان ارسال می‌شود. توجه شود که با توجه به امکان خطای سنسور، همیشه مناسب است نمونه‌گیری روغن ترانسفورماتور انجام شده و DGA به روش معمول صورت پذیرد تا صحت هشدار دریافت شده مشخص شود.

نکته دیگر در مورد دستگاه‌های پایش آنلاین گاز آن است که عمر سنسورهای این دستگاه‌ها محدود بوده و لذا نبایستی انتظار داشت این دستگاه‌ها به اندازه خود ترانسفورماتور عمر کنند. در مشورت با متخصصان، عمر این سنسورها حدود ۵ سال بیان شده است. همچنین، بایستی توجه کرد که استفاده از دستگاه‌هایی که برای مثال ۸ گاز مختلف را اندازه‌گیری می‌کنند تنها برای ترانسفورماتوری توجیه اقتصادی دارد که دارای مشکل است. به عبارت دیگر، در صورتی که مشخص شود ترانسفورماتوری دارای مشکل تولید گاز است و پایش آنلاین تغییرات مقادیر گازها مدنظر باشد، استفاده از دستگاه‌های با قابلیت اندازه‌گیری چندگاز توجیه دارد. در حالت عادی و برای ترانسفورماتورهای بدون مشکل که اهمیت بسیار بالایی دارند دستگاه‌هایی که فقط گاز H_2 را اندازه‌گیری می‌کنند توصیه می‌شود. علت آن است که در اکثر خطاهایی که در ترانسفورماتور رخ می‌دهد، گاز H_2 نیز تولید می‌شود و لذا به عنوان هشداردهنده می‌توان از آن استفاده کرد.

در نهایت لازم به ذکر است که از میان سنسورهای مختلفی که در ادامه تشریح می‌شوند، نوع الکتروشیمیایی و کاتالیزوری در استاندارد IEEE C57.104 ذکر شده است [۳۱]. همچنین، علاوه بر موارد زیر، روش‌های آزمایشگاهی نظیر گازکروماتوگرافی و اندازه‌گیری هدایت حرارتی پس از سوختن گاز نیز در برخی دستگاه‌های پایش آنلاین استفاده می‌شود [۶۱] اما به دلیل آن‌که در مورد آن‌ها در قسمت‌های قبل توضیح داده شده است، در اینجا به آن‌ها پرداخته نمی‌شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۴-۱۱-۳ - جمع بندی مطالعات CIGRE در مورد دستگاه های پایش آنلاین گاز

CIGRE گزارشی در سال ۲۰۱۰ منتشر کرده که در آن به بررسی دستگاه های پایش آنلاین گاز پرداخته شده است [۶۱]. توصیه اکید می گردد که پیش از اقدام برای تهیه این دستگاه ها این گزارش به صورت کامل مطالعه گردد. جمع بندی مهم ترین نکات این گزارش در زیر به اختصار ارائه شده است:

أ- استفاده از دستگاه های مانیتورینگ برای واحدهای مهم نظیر ترانسفورماتورهای بزرگ نیروگاهی توجیه دارد. در غیر این صورت، نصب دستگاه تنها در مواردی توصیه می شود که پیش تر مشخص شده که ترانسفورماتور دارای عیب است و اکنون به کمک دستگاه پایش آنلاین قرار است نرخ رشد گاز اندازه گیری شده، نوع خطا تعیین شود و یا در صورت بروز خطر واحد از مدار خارج شود. برای ترانسفورماتورهایی که تازه تعمیر شده اند و لازم است که مدتی تحت پایش باشند یا سایر موارد مثل ترانسفورماتورهای خاص و مهم شبکه، نصب دستگاه مانیتورینگ آنلاین گاز بنا به تشخیص و نظر کارشناسان خبره است.

ب- در هنگام خرید این دستگاه ها باید توجه داشت که علاوه بر هزینه خود دستگاه، هزینه های جانبی نیز وجود دارد که شامل مواردی از قبیل: بهره برداری، تعمیر و نگهداری در محل یا در کارخانه، تحلیل حجم قابل توجهی از داده ها که توسط این دستگاه ها تولید می شود و سیستم جمع آوری داده به منظور دسته بندی نتایج دستگاه می شود. در هنگام مقایسه اقتصادی هزینه مربوط به این موارد نیز بایستی لحاظ گردد.

ت- با توجه به دلایل زیر انجام آزمون دقت با نمونه استاندارد گاز در روغن و با مقایسه با نتایج آزمایشگاه توصیه می شود: اول، روغنی که برای کالیبراسیون دستگاه ها در کارخانه سازنده استفاده می شود با روغن ترانسفورماتور مورد اندازه گیری ممکن است متفاوت باشد. دوم، کالیبراسیون غشای این دستگاه ها با زمان تغییر می کند. سوم، دستگاه های خود کارخانه که برای کالیبراسیون اولیه استفاده شده اند ممکن است خطای ثابتی (Bias) داشته باشند چنان که برخی آزمایشگاه ها نیز این مشکل را دارند.

ث- چنان که در [۶۱] فرآیند آن توضیح داده شده است، در صورت بروز شک در مورد دستگاه های پایش گاز، بایستی با نمونه های استاندارد گاز در روغن و با مقایسه با آزمایشگاه های مرجع، دقت این دستگاه ها مورد ارزیابی قرار گیرد. در این فرآیند بایستی دقت آزمایشگاه ها و نرخ تکرارپذیری آن ها نیز لحاظ گردد. همچنین، ارزیابی دقت بایستی برای غلظت معمول گاز و غلظت کم گاز جداگانه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

انجام شود. علاوه بر آن به دلیل تاثیر گذاری نوع روغن بر روی نتایج (به دلیل تفاوت ضرایب استوالد)، بهتر است دستگاهی که بر روی یک ترانسفورماتور نصب است به کمک نمونه استاندارد گاز در روغنی که توسط روغن همان ترانسفورماتور تهیه شده مورد آزمون دقت قرار گرفته و کالیبره شود.

ج- در بین ۸ سازنده مختلفی که در این گزارش بررسی شده اند، دقت هایی در حد ۳۴٪ و ۲۵٪ نیز دیده می شود. بنابراین، بایستی در انتخاب سازنده دستگاه و دقت اندازه گیری حساسیت به خرج داد. در این گزارش تصریح شده که برای دستگاه های کنترل شده در گزارش دقت غلظت های کم و زیاد گاز تقریباً به یک میزان بوده است. اما، نتایج این گزارش نشان داده اند که خطای واقعی که آزمایش ها نشان داده اند از خطایی که توسط کارخانه اعلام شده بیشتر بوده است.

ح- برخی از دستگاه های پایش گاز، تشخیص نوع خطا را نیز انجام می دهند. CIGRE بیان می کند که برای دستگاه های با خطای بیش از ۳۰٪ بایستی تشخیص نوع خطا انجام شود.

خ- در بین گازهای مختلفی که توسط سازنده های مختلف اندازه گیری می شود، هیدروژن بیشترین خطا را داشته است. بنابراین، برای زمانی که قرار است از نتایج این دستگاه ها نوع خطا نیز مشخص گردد توصیه شده است از روش هایی مانند مثلث دوال استفاده شود که گاز هیدروژن در آن نقشی ندارد.

د- نرخ رشد گازی که توسط دستگاه های پایش آنلاین اندازه گیری می شود از نرخ رشدی که توسط آزمایشگاه ها اندازه گیری می گردد دقت بیشتری دارد و در نتیجه اعتماد بیشتری به آن وجود دارد. علت آن است که تعداد نمونه های بیشتری در فواصل کوتاه تر توسط دستگاه ها اندازه گیری می شود و در این فواصل کم تکرارپذیری نتایج نیز بالاتر است. لذا به طور کلی، دستگاه های پایش گاز در مقایسه با آزمایشگاه، در زمان کم تر نرخ رشد گاز با اطمینان بیشتری به دست می دهند.

ذ- در زمانی که نتایج مربوط به دستگاه های پایش ذکر می گردد بایستی دقت دستگاه نیز همراه با نتایج ارائه شود (به عنوان مثال $100 \text{ ppm H}_2 \pm 15\%$).

ر- برخی از دستگاه های پایش گاز از شرایط محیطی تاثیر می پذیرند. اظهار نظر در مورد پایداری دستگاه هایی که در زمان تهیه گزارش تنها به مدت چند سال از کار آنها می گذشته است امکان نداشته اما در مورد سایر دستگاه ها مشکلی در پایداری دیده نشده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ز- عمر نامی که برای این دستگاه ها توسط خود سازندگان داده شده، برای بعضی از دستگاه ها ۱۰ سال و برای برخی فقط ۵ سال بوده است. بنابراین بایستی توجه کرد که عمر این دستگاه ها محدود می- باشد.

س- در هنگام خرید بایستی به نکات زیر توجه کرد:

- ۱) آیا دستگاه توانایی تحمل خلاء را دارد یا خیر. برخی از این دستگاه ها با ایجاد خلاء درون تانک آسیب می بینند.
- ۲) تعداد سال هایی که دستگاه های یک برند در حال کار بوده چند سال است و از خرید برندهایی که عملکرد طولانی مدت آن مشخص نیست پرهیز شود.
- ۳) عمر نامی دستگاه در نظر گرفته شود.
- ۴) به این موضوع توجه شود که آیا دستگاه دارای سیستم کالیراسیون داخلی هست یا خیر. برخی از این دستگاه ها به صورت دوره ای و بدون دخالت کاربر، سنسورهای خود را کالیبره می کنند. استفاده از چنین مواردی ترجیح دارد. البته بایستی توجه داشت که روش های کالیراسیون نیز متفاوت است.
- ۵) دمای کاری دستگاه بایستی مدنظر باشد. برخی از دستگاه ها روغن را در دمای گرفته شده از ترانسفورماتور تحلیل می کنند و برخی دیگر روغن را به یک دمای خاص برده و سپس تحلیل را آغاز می کنند. استفاده از نوع دوم ترجیح دارد.
- ۶) در مورد دستگاه هایی که از روش (Head space) برای استخراج گاز استفاده می کنند دقت شود چرا که در این روش بایستی ضریب استوالد مربوط به همان روغن خاصی که قرار است مورد آزمون قرار گیرد مشخص باشد. در صورتی که ضرایب برای روغن خاص مورد استفاده موجود نباشد، نتایج دستگاه دارای خطای بیشتری خواهند بود.
- ۷) به تعداد گازهای مورد اندازه گیری نیز توجه شود. در بسیاری موارد اندازه گیری گاز کلیدی هیدروژن ممکن است کافی باشد و صرف هزینه برای دستگاه چندگاز ممکن است توجیه نداشته باشد.

ش- یکی از برتری های دستگاه های پایش آنلاین نسبت به آزمایشگاه ها آن است که می توانند افزایش گازهای غیرمعمول بین دو اندازه گیری آزمایشگاهی را که معمولاً زمان قابل توجهی است نشان دهند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ص-دستگاه‌های پایش آنالین معمولاً در قسمت بالایی ترانسفورماتور نصب می‌شوند تا تولید گازهای ناشی از قسمت اکتیو پارت را سریعاً تشخیص دهند. بایستی توجه داشت که در حالتی که گاز با نرخ بالا تولید می‌شود بین گازهای موجود در قسمت بالا و قسمت پایین که معمولاً برای نمونه‌برداری و ارسال به آزمایشگاه مورد استفاده قرار می‌گیرد تفاوت وجود دارد و این تفاوت بایستی در مقایسه نتایج مدنظر قرار گیرد.

ض-زمانی که افزایش غیرمعمول گاز توسط دستگاه‌های پایش نشان داده می‌شود، توصیه می‌شود که نتیجه با انجام آزمون آزمایشگاهی صحت‌سنجی شود و در مورد وضعیت ترانسفورماتور با متخصصان DGA مشورت گردد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

فصل پنجم

بارگذاری ترانسفورماتور قدرت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۵- بارگذاری ترانسفورماتور قدرت

۵-۱- مقدمه

نکاتی که در بارگذاری ترانسفورماتور دارای اهمیت می‌باشند در این فصل ارائه خواهد شد. نکته مهم آن است که بارگذاری ترانسفورماتور بستگی به دمای محیط، مقدار بارگذاری قبلی و همچنین، ابعاد ترانسفورماتور و مشخصات آن دارد لیکن این موضوع برای همه ترانسفورماتورها موضوعیت ندارد. مقدار دقیق اضافه‌بار مجاز هر ترانسفورماتور بایستی با در نظر گرفتن مشخصات دقیق همان ترانسفورماتور و با محاسباتی تعیین شود که نمونه‌ای از این محاسبات در پیوست ۱ این گزارش ارائه شده است. لازم به ذکر است که در مورد بارگذاری ترانسفورماتور در راه‌اندازی اولیه و بعد از تعمیرات، توصیه شده است که بار به صورت مرحله‌ای بر روی ترانسفورماتور گذاشته شود اما با توجه به اینکه در هیچ استاندارد عددی ذکر نشده است در این نظام‌نامه نیز معیار عددی برای بارگذاری اولیه داده نشده است.

خریداران ترانسفورماتور بایستی منحنی‌های اضافه‌بارگیری (Overload in curve) هر ترانسفورماتوری را در کنار سایر مدارک فنی از سازنده درخواست نمایند. این منحنی‌ها با توجه به طرح و پارامترهای همان ترانسفورماتور به دست می‌آیند و بسیار دقیق هستند. حتی توصیه می‌گردد که برای ترانسفورماتورهای قدرت در حال کار و جدیدتر که دسترسی به سازنده وجود دارد با ارائه شماره سریال به سازنده، منحنی‌های بارگیری ترانسفورماتور اخذ شود چرا که این منحنی‌ها بهترین و دقیق‌ترین راهنما برای بارگیری ترانسفورماتورها هستند.

۵-۲- اهمیت بارگذاری و تلفات ترانسفورماتور

بارگذاری ترانسفورماتور (Loading) یکی از مسائل مهم بهره‌برداری ترانسفورماتور است. به طور کلی، بارگذاری ترانسفورماتور بایستی به گونه‌ای باشد که عمر مورد انتظار ترانسفورماتور تامین شود. با افزایش دمای عایق‌ها و خصوصاً کاغذ، نرخ پیری آن افزایش یافته و عمر ترانسفورماتور کاهش می‌یابد. بنابراین بارگذاری بایستی به نحوی باشد که افزایش دمای ترانسفورماتور بیش از حد مجاز نباشد.

تلفاتی که باعث ایجاد حرارت و گرم شدن ترانسفورماتور می‌شود را می‌توان به دو دسته عمده تقسیم کرد: دسته اول این تلفات که به طور عمده تلفات هسته را شامل می‌شود به ولتاژ ترانسفورماتور مرتبط است. دسته دوم، تلفاتی است که به جریان سیم‌پیچ‌ها و در نتیجه بارگذاری ترانسفورماتور وابسته است. بنابراین، تغییر در بارگذاری بخشی از تلفات را تغییر می‌دهد که قسمت عمده تلفات را شامل می‌شود. نکته دیگر آن است که تغییرات ولتاژ هنگام بارگیری از ترانسفورماتور زیاد نبوده و در نتیجه اهمیت تلفات اهمی که از

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جریان بار ناشی می شود بیشتر است. لازم به ذکر است در حالتی که ولتاژ از مقدار نامی افزایش می یابد، هسته به حالت اشباع رفته و تلفات آن افزایش می یابد و لذا میزان بارگذاری مجاز ترانسفورماتور در ولتاژهای مختلف متفاوت است. ذکر این نکته لازم است که غالباً زمانی که بار شبکه زیاد است، به دلیل افت ولتاژ ناشی از امپدانس خطوط ولتاژ شبکه نیز کم تر از حالت نامی است و لذا در حالت پرباری ترانسفورماتور نگرانی چندانی در مورد افزایش ولتاژ آن و اشباع هسته وجود ندارد.

در رابطه با بارگذاری، داغ ترین نقطه ترانسفورماتور اهمیت ویژه دارد. بارگذاری ترانسفورماتور باید به نحوی باشد که دمای داغ ترین نقطه ترانسفورماتور از حد مجاز افزایش نیابد. داغ ترین نقطه ترانسفورماتور معمولاً در قسمت بالایی سیم پیچ ها و غالباً در فاز وسط رخ می دهد. علت را می توان در دو موضوع دانست: اول آنکه در سیستم خنک سازی، روغن سردتر از پایین سیم پیچ وارد شده و در حین بالا رفتن، با گرفتن گرما از سیم پیچ دمای آن افزایش می یابد. به همین دلیل قسمت بالایی سیم پیچ ها طبیعتاً دمای بیشتری دارد. دلیل دیگر آن است که شار مغناطیسی در قسمت بالای سیم پیچ و زیر یوغ حالت خمیده دارد و لذا تلفات گردابی در هادی ها در این نواحی بیشتر است.

در هنگام بارگذاری ترانسفورماتور بایستی به تجهیزات جانبی ترانسفورماتور و همچنین، عناصری که جریان بیشتری از آن ها عبور می کند توجه کرد. برای مثال، تپ چنجر، بوشینگ و CT بوشینگ بایستی توانایی تحمل اضافه بار را داشته باشند. جریان نامی تجهیزات جانبی معمولاً بین ۲۰٪ تا ۵۰٪ بالاتر از جریان نامی ترانسفورماتور در نظر گرفته می شود تا در هنگام اضافه بار ترانسفورماتور مشکلی برای آن ها ایجاد نشود اما در هر صورت هنگام اضافه بار بایستی به قابلیت تجهیزات جانبی در عبور جریان توجه شود. همچنین، در مورد کنسرواتور توانایی کنترل افزایش حجم روغن آن بایستی بررسی گردد. ممکن است با افزایش دما، حجم روغن به حدی افزایش یابد که از کنسرواتور سرریز شود. در نتیجه در اضافه بار بایستی به قابلیت کنسرواتور دقت شود. بهتر است که در هنگام اضافه بار تعویض تپ در ترانسفورماتور انجام نشود. ضمناً بایستی تنظیمات حفاظتی رله ها نیز برای حالت اضافه بار اصلاح شود.

ترانسفورماتورها دارای انواع مختلف سیستم خنک کننده بوده که در جدول (۵-۱) ذکر شده است. در مواردی که برای خنک سازی از پمپ و فن استفاده می شود، معمولاً ترانسفورماتور دارای سه سطح خنک سازی است. کم ترین میزان خنک سازی با گردش طبیعی هوا رخ می دهد اما با افزایش دما، دو گروه از فن ها (و پمپ ها) به ترتیب وارد مدار شده و با گردش اجباری هوا در بیرون رادیاتورها (و گردش اجباری

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

روغن در تانک) به خنک سازی ترانسفورماتور کمک می کنند. معمولاً گروه اول فن و پمپ در بازه بار ۶۰٪ تا ۸۰٪ وارد مدار می شوند و گروه دوم در بار بالاتر از ۸۰٪ به سیستم خنک سازی اضافه می شوند.

جدول (۵-۱): انواع سیستم های معمول خنک سازی در ترانسفورماتورها

نماد	نوع خنک سازی
ONAN	خنک سازی با گردش طبیعی روغن و گردش طبیعی هوا
ONAF	خنک سازی با گردش طبیعی روغن و گردش اجباری هوا
OFAF	خنک سازی با گردش اجباری روغن و گردش اجباری هوا
ODAF	خنک سازی با گردش روغن هدایت شده و گردش اجباری هوا

یکی از موارد قابل ذکر در تعیین بارگذاری ترانسفورماتور بر اساس اندازه گیری دمای سیم پیچ، بحث تاخیر زمانی بین دمای واقعی سیم پیچ و دمای شبیه ساز سیم پیچ ترانسفورماتور است که به صورت غیر مستقیم و از طریق شبیه سازی اندازه گیری شده و حائز اهمیت می باشد در مورد نحوه اندازه گیری دمای نقطه بالای سیم پیچ در فصل آزمون های دوره ای توضیح داده شده است. اما نکته حائز اهمیت آن است که این اندازه گیری در زمانی بیشترین دقت را دارد که بار ثابتی به ترانسفورماتور اعمال شده است. اگر تغییرات بار ترانسفورماتور شدید باشد، چند دقیقه بیشتر طول نمی کشد تا دمای سیم پیچ به دلیل تلفات اهمی افزایش یابد. این در حالی است که ممکن است ساعت ها زمان ببرد تا حجم عمده روغن به دمای نهایی خود برسد و با توجه به اینکه شبیه ساز دمای سیم پیچ بر اساس دمای بالای روغن کار می کند، به طور طبیعی یک تاخیر زمانی بین دمای واقعی سیم پیچ و دمایی که ترمومتر سیم پیچ نشان می دهد وجود دارد. این موضوع در بارگذاری اضطراری ترانسفورماتور بایستی مدنظر قرار گیرد. این تاخیر باعث می شود که دمای شبیه ساز سیم پیچ در افزایش بار کم تر از دمای واقعی سیم پیچ و در کاهش بار بیشتر از دمای واقعی سیم پیچ باشد [۶۲].

۵-۳- عوامل تاثیر گذار بر تحمل اضافه بار ترانسفورماتور

عوامل تعیین کننده در بارگذاری ترانسفورماتور شامل مواردی از قبیل دمای محیط، ارتفاع از سطح دریا، خاصیت دوره ای بار و ابعاد ترانسفورماتور می باشند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۵-۳-۱- تأثیر دمای محیط و ارتفاع بر تحمل اضافه بار

در صورتی که دمای محیط کم تر از دمایی باشد که ترانسفورماتور برای آن طراحی شده است، می توان ترانسفورماتور را بیشتر از مقدار بار نامی بارگذاری کرد. به طور عکس در صورتی که دمای محیط به بیشتر از دمای طراحی افزایش یافته باشد، توان ترانسفورماتور بایستی کاهش داده شود. برای این موضوع می توان از روابطی که در این فصل و در نظام نامه رله و حفاظت ذکر شده است برای اصلاح مقدار جریان نامی استفاده کرد. از طرف دیگر، افزایش ارتفاع باعث کاهش خنک سازی ترانسفورماتور به دلیل کاهش غلظت و فشار هوا شده و لذا بایستی مقدار جریان نامی اصلاح و کاهش داده شود. برای اصلاح جریان نامی، ابتدا بایستی مقدار $\Delta\theta$ برای ترانسفورماتور مطابق روابط زیر حساب شود:

$$\Delta\theta = (\theta_{site} - \theta_{design}) + \frac{H_{site} - H_{design}}{A} \quad (۵-۱)$$

منظور از θ_{site} دمای فعلی محل نصب ترانسفورماتور و منظور از θ_{design} دمایی است که ترانسفورماتور برای کار در آن طراحی شده است. مقدار H_{site} و H_{design} نیز به ترتیب ارتفاع محل نصب ترانسفورماتور و ارتفاعی که ترانسفورماتور برای کار در آن طراحی شده است را نشان می دهد. مقدار A برای ترانسفورماتورهایی که با گردش طبیعی هوا خنک می شوند برابر ۴۰۰ و برای ترانسفورماتورهایی که دارای فن هستند برابر ۲۵۰ در نظر گرفته می شود. پس از محاسبه می توان از رابطه زیر برای اصلاح جریان نامی ترانسفورماتور استفاده کرد:

$$I_{rated-compensated} = I_{rated} \times (1 - 0.015 \times \Delta\theta) \quad (۵-۲)$$

در رابطه فوق I_{rated} مقدار جریان نامی ترانسفورماتور قید شده بر روی پلاک و $I_{rated-compensated}$ جریان نامی اصلاح شده مطابق شرایط نصب است.

مطابق رابطه فوق به طور تقریبی به ازای هر 1°C افزایش دمای محیط نسبت به مقدار نامی بایستی بار ترانسفورماتور را ۱/۵٪ کاهش داد. برای مثال در حالتی که ترانسفورماتور برای کار در دمای 40°C طراحی و ساخته شده و دمای محیط برابر 37°C است می توان حدود ۴/۵٪ اضافه بار به ترانسفورماتور اعمال کرد بدون اینکه خطری متوجه ترانسفورماتور شود یا عمر آن کاهش یابد. علت آن است که در مورد عمر عایق، دمای مطلق اهمیت دارد حال آن که بارگذاری ترانسفورماتور به طور عمده میزان جهش حرارتی را مشخص

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می‌کند. بنابراین، زمانی که دمای محیط کم‌تر باشد، مقدار حداکثر دمای مطلق عایق نیز کم‌تر بوده و ترانسفورماتور می‌تواند اضافه‌بار داشته باشد.

لازم به ذکر است در صورتی که مقدار جریان اصلاح‌شده از جریان نامی ترانسفورماتور بیشتر باشد، سازنده بایستی حتماً کار ترانسفورماتور در چنین شرایطی را تایید کند. اما نکته مهم‌تر آن است معیاری که برای تعیین اضافه‌بار در ادامه این گزارش بیان خواهد شد بر اساس جریان نامی اصلاح‌شده ترانسفورماتور است و در تعیین اضافه‌بار، جریان I_{rated-compensated} بایستی معیار قرار گیرد.

۵-۳-۲- تاثیر دوره‌ای بودن بار بر تحمل اضافه‌بار

نکته مهم دیگر خاصیت دوره‌ای بار است. دوره‌ای بودن بار به این معنی است که بار در دوره‌هایی (به عنوان مثال در یک بازه ۲۴ ساعته) افزایش و کاهش می‌یابد و در پاره‌ای از زمان‌ها بار ترانسفورماتور کم‌تر و در پاره‌ای از زمان‌ها بیشتر است. زمانی که بار افزایش می‌یابد، افزایش دمای ترانسفورماتور حالت نمایی دارد و دارای ثابت زمانی است. به بیان دیگر، دما ناگهان به مقدار نهایی خود نمی‌رسد و مقداری زمان لازم است تا این اتفاق بیفتد. هر چه ترانسفورماتور بزرگ‌تر باشد و حجم بیشتری روغن و آهن داشته باشد، ثابت زمانی آن بزرگ‌تر است و افزایش دما کندتر اتفاق می‌افتد. از سوی دیگر زمانی که بار کاهش می‌یابد دما به کندی و با ثابت زمانی کاهش پیدا می‌کند. خاصیت دوره‌ای بار سبب می‌شود که سیکل‌های حرارتی در ترانسفورماتور ایجاد شود به این معنی که ترانسفورماتور گاهی در حداکثر دمای کاری و در زمان‌های دیگری در دماهای کم‌تر کار می‌کند. این سیکل حرارتی اجازه می‌دهد که بار ترانسفورماتور را برای کوتاه‌مدت به مقداری بیشتر از مقدار بار نامی افزایش داد بدون اینکه به ترانسفورماتور آسیب برسد یا حتی عمر آن کاهش یابد.

چنان‌که پیش‌تر گفته شد، افزایش دما باعث کاهش عمر عایق می‌شود. اما نکته مهمی که بایستی به آن توجه کرد آن است در صورتی که دمای ترانسفورماتور از مقدار طراحی‌شده افزایش نیابد و ترانسفورماتور در وضعیت نسبتاً خنک باشد، عمری که برای ترانسفورماتور تخمین زده می‌شود متجاوز از صد سال است [۶۲]. این در حالی است که بسیاری عوامل دیگر سبب می‌شود تا عمر ترانسفورماتور به مقداری بسیار کم‌تر از صد سال محدود شود. به همین دلیل، افزایش دمای ترانسفورماتور به بیش از مقدار طراحی در فواصل زمانی کوتاه و کاهش عمر مقطعی آن در این پریود زمانی مشکلی برای ترانسفورماتور ایجاد نمی‌کند به همین دلیل ترانسفورماتورها تا میزان محدودی اجازه اضافه‌بار دارند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۵-۳-۳- تأثیر ابعاد ترانسفورماتور بر اضافه‌بار

حساسیت ترانسفورماتورها به اضافه‌بار به ابعاد آن‌ها بستگی دارد. زمانی که ابعاد بزرگ می‌شود، موارد زیر اتفاق می‌افتد:

- ا. میزان شار پراکندگی افزایش می‌یابد،
 - ب. نیروهای اتصال کوتاه افزایش می‌یابد،
 - ت. حجمی از عایق که در معرض تنش الکتریکی بالا قرار دارد بیشتر است،
 - ث. تعیین دمای نقطه داغ سخت‌تر است.
- به دلایلی که ذکر شد، ترانسفورماتورهای با ابعاد بزرگ نسبت به ترانسفورماتورهای کوچک‌تر ممکن است نسبت به اضافه‌بار آسیب‌پذیرتر باشند. از سوی دیگر عواقب آسیب دیدن چنین ترانسفورماتورهایی و یا خروج آن‌ها از مدار نسبت به ترانسفورماتورهای کوچک شدیدتر است. استاندارد IEC 60076-7 ترانسفورماتورها را برای تعیین حد اضافه‌بار به سه دسته تقسیم کرده است:
- ا. ترانسفورماتورهای توزیع که برای آن‌ها تنها لازم است دمای نقطه داغ در سیم‌پیچ و پیری حرارتی لحاظ شود.
 - ب. ترانسفورماتورهای متوسط که تغییر در گروه‌های خنک‌کننده نیز بایستی در نظر گرفته شود.
 - ت. ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ که در آن‌ها اثر شارهای پراکندگی نیز قابل توجه بوده و عواقب خروج آن‌ها از مدار زیاد است.
- نکته مهم آن است که استاندارد بین ترانسفورماتورهایی که از کاغذ با تحمل حرارتی بالا استفاده می‌کنند با ترانسفورماتورهایی که از کاغذ معمول استفاده می‌کنند تمایز قائل شده است. اما در این گزارش صرفاً موارد مربوط به ترانسفورماتورهایی گزارش می‌شود که از کاغذهای معمولی به عنوان عایق استفاده می‌کنند.

۵-۴-۴- عواقب و خطرات اضافه‌بار در ترانسفورماتور

۵-۴-۱- عواقب عمومی اضافه‌بار ترانسفورماتور

- اضافه‌بار ترانسفورماتور عواقب عمومی در پی دارد که این عواقب را می‌توان به شرح زیر بیان کرد [۶۳]:
- ا. دمای سیم‌پیچ، اتصالات، عایق کاغذی و روغن افزایش می‌یابد و ممکن است به بیش از مقدار مجاز برسد.
 - ب. شدت شار مغناطیسی ناشی در بیرون هسته افزایش می‌یابد که نتیجه آن افزایش تلفات فوکو در هادی‌هایی است که در معرض این شار قرار دارند.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ت. با تغییرات دما، میزان رطوبت و میزان گاز در سیستم عایقی و روغن تغییر می‌کند.
ث. بوشینگ‌ها، تپ‌چنجر، اتصالات بیرونی و همچنین، ترانسفورماتورهای جریان نیز در معرض تنش بیشتری قرار می‌گیرند که ممکن است فراتر از حدود عملکرد آن‌ها باشد.
به دلیل عوامل فوق خطر بروز عیب زودهنگام در اثر جریان و دمای بالا در ترانسفورماتور وجود دارد. این خطر ممکن است ماهیت کوتاه‌مدت و ناگهانی داشته باشد و یا طولانی‌مدت و به شکل پیری حرارتی ترانسفورماتور و کاهش عمر آن ظهور کند. عوامل دیگری نیز ممکن است برای ترانسفورماتور ایجاد مخاطره کنند اما اهمیت آن‌ها تنها در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر مطرح می‌شود. برای مثال، افزایش دما باعث کاهش استحکام مکانیکی کاغذ و قدرت تحمل اتصال کوتاه ترانسفورماتور می‌شود. اما این مورد تنها در ترانسفورماتورهای بزرگ لازم است در نظر گرفته شود.

۵-۴-۲- پدیده‌های خطرناک در هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور با ماهیت ناگهانی

هنگام اضافه‌بار ترانسفورماتور در دماهای بالا، پدیده‌هایی ممکن است رخ دهد که به صورت ناگهانی موجب بروز اتصال کوتاه داخلی و آسیب به ترانسفورماتور شود. در این پدیده‌ها که در اینجا مورد بحث قرار می‌گیرد، عاملی غیر از کاهش عمر حرارتی عایق باعث عیب ترانسفورماتور می‌شود.
یکی از مواردی که افزایش بار ترانسفورماتور به مقداری بیش از مقدار نامی را به مخاطره می‌اندازد، وجود رطوبت در ترانسفورماتور است. چنان‌که پیش‌تر گفته شد، رطوبت در ترانسفورماتور به نحوی توزیع می‌شود که بیش از ۹۷٪ رطوبت در عایق سلولزی یعنی کاغذ وجود دارد. از سوی دیگر، در خود عایق کاغذی رطوبت در نواحی با دمای کم‌تر تمرکز بیشتری دارد. علت آن است که کاغذ در حالت سرد رطوبت بیشتری جذب می‌کند در حالی که با گرم شدن خشک شده و رطوبت از آن خارج می‌شود. همچنین، به دلیل رطوبت در نواحی با تنش بالای میدان الکتریکی تمرکز بیشتری دارد.

در صورتی که ترانسفورماتور دارای رطوبت بوده و به دلیل بار زیاد گرم باشد، رطوبت از کاغذ خارج شده و وارد روغن می‌شود و این در حالی است که توانایی انحلال آب در روغن با افزایش دما بیشتر می‌شود. با کاهش بار، ترانسفورماتور سرد شده و رطوبت می‌خواهد از روغن به کاغذ مهاجرت کند اما سرعت انتقال رطوبت به کاغذ (در حین سرد شدن) بسیار کندتر از انتقال رطوبت از کاغذ به روغن (در هنگام گرم شدن) است [۲۷]. نتیجه آن است که قسمت عمده رطوبت در روغن باقی می‌ماند. از سوی دیگر، با کاهش دما توانایی انحلال آب در روغن کاهش می‌یابد و نتیجه آن است که با کاهش دما، رطوبت در روغن به حالت اشباع نزدیک می‌شود. از سوی دیگر، وجود رطوبت در روغن باعث کاهش استقامت عایقی آن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

می شود و زمانی که رطوبت در روغن به اشباع نزدیک می شود کاهش استقامت عایقی روغن قابل توجه است و لذا حالت خطرناکی در ترانسفورماتور ایجاد می شود. در بدترین حالت، اشباع رطوبت در روغن باعث ایجاد قطرات آزاد شده و استقامت عایقی روغن را به شدت کم می کند که یک اتصال کوتاه داخلی می تواند نتیجه آن باشد.

تا زمانی که تغییرات دما به آرامی انجام شود و مقدار دما به حدود خطرناک نرسد، سیستم عایقی می تواند وجود مقدار قابل توجه رطوبت را تحمل کند. اما بارگذاری ترانسفورماتور به مقادیری بیشتر از مقدار نامی باعث ایجاد دماهای بالاتر و تغییرات بیشتر در طی سیکل گرمایی می شود. به همین ترتیب بارگذاری اضطراری باعث تغییرات دمایی به مراتب بیشتر می شود. نکته حائز اهمیت آن است که نقطه دمایی که در آن پدیده فوق اتفاق می افتد و باعث بروز خطر در ترانسفورماتور می شود تا حدودی شناخته شده باشد. در این صورت است که می توان ترانسفورماتور را بیش از مقدار نامی بارگذاری کرده و پیش از رسیدن به محدوده خطرناک بار آن را کاهش داد.

نکته دیگری که در مورد بارگذاری بیش از مقدار نامی حائز اهمیت است، بحث ایجاد حباب بخار آب در ترانسفورماتور است. تولید بخار آب نتیجه تغییرات ناگهانی دما در داغ ترین هادی است. در یک سیستم عایق سلولزی، یک حالت تعادلی بین فشار جزئی گازهای موجود در کاغذ وجود دارد. افزایش دما سبب می شود که فشار بخار به صورت نمایی افزایش یابد. زمانی که تعادل به هم می خورد، فشار بخار آب سبب می شود که کاغذ آب را به صورت حباب های بخار آب آزاد کند [۶۴]. این حالت خطرناک است و موجب شروع تخلیه جزئی و گسترش آن به حالت قوس کامل می شود.

طبق تحقیقات انجام شده وقوع این پدیده به دمای هادی، میزان رطوبت موجود در کاغذ و میزان گازهای روغن بستگی دارد [۶۴]. در بین این موارد، رطوبت مهم ترین عامل تعیین کننده است چرا که با افزایش رطوبت، دمایی که در آن بخار آب تشکیل می شود به صورت نمایی کاهش می یابد. داده های جمع آوری شده نشان می دهند که در یک ترانسفورماتور داری عمر زیاد و با رطوبت در حد ۰.۲٪ وزنی کاغذ، بخار آب ممکن است در دمای 140°C یا کم تر ایجاد شود [۶۴، ۶۳] در حالی که در یک ترانسفورماتور خشک، این دما به حدود 200°C افزایش می یابد. بروز چنین پدیده هایی می تواند باعث بروز اتصال کوتاه ناگهانی در ترانسفورماتور شود و لذا بارگذاری اضافی ترانسفورماتور بایستی کاملاً از روی ضوابط صورت گیرد.

در هنگام اضافه بار، سایر تجهیزات جانبی مثل بوشینگ، تپ چنجر و اتصالات نیز در معرض تنش حرارتی بالاتری هستند. برای مثال، افزایش جریان از مقدار نامی بوشینگ می تواند باعث افزایش فشار روغن

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

در داخل بوشینگ و نشت آن شود [۶۳]. در مورد تپ‌چنجر نیز تغییرات تپ در جریان‌های بالا یعنی قطع جریانی بیشتر از مقدار نامی می‌تواند خطرناک بوده و باعث ایجاد خطا در دایورترسوئیچ تپ‌چنجر شود. در نتیجه، هنگام اضافه‌بار بایستی اطمینان حاصل کرد که برای تجهیزات جانبی نیز مشکلی از بابت تحمل اضافه جریان وجود ندارد.

۵-۵- نرخ پیری نسبی و عمر عایقی ترانسفورماتور

هیچ رابطه ساده و دقیقی برای تعیین عمر باقیمانده ترانسفورماتور وجود ندارد. نرخ پیری و عمر باقیمانده ترانسفورماتور به عوامل مختلفی از جمله دما، رطوبت، میزان اکسیژن و میزان اسید بستگی دارد [۶۳]. مواردی که در اینجا مطرح می‌شود تنها اثر دما را مدنظر دارد و به اثر بقیه موارد نمی‌پردازد. چنان‌که پیش‌تر گفته شد، افزایش دما باعث افزایش نرخ پیری و کاهش عمر عایق می‌شود. توزیع دمایی در ترانسفورماتور یکسان نیست و بعضی نقاط سردتر و بعضی نقاط دیگر گرم‌تر است. در نقطه‌ای که بیشترین دما وجود دارد و به آن نقطه داغ گفته می‌شود میزان پیری عایق از سایر نقاط دیگر بیشتر است. به همین دلیل معمولاً دمای همین نقطه معیار تعیین نرخ پیری نسبی و عمر ترانسفورماتور قرار می‌گیرد. مطابق استاندارد IEC 60076-7 نرخ پیری نسبی بر اساس دمای نقطه داغ بر اساس رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (۳-۵)$$

که در آن V نرخ پیری نسبی و θ_h دمای نقطه داغ برحسب $^{\circ}\text{C}$ است. مطابق این رابطه، اولاً مقدار نرخ پیری نسبی برابر یک به ازای دمای 98°C در نقطه داغ به دست می‌آید. به عبارت دیگر، عمر نامی ترانسفورماتور زمانی است که نقطه داغ در دمای 98°C کار کند. ثانیاً، به ازای هر 6 درجه افزایش دمای نقطه داغ، عمر ترانسفورماتور نصف می‌شود. رابطه فوق مربوط به کاغذهای Non-Thermally Upgraded Paper یا کاغذ معمولی می‌باشد. برای کاغذهایی که از لحاظ حرارتی بهبودیافته هستند روابط دیگری مطرح است که در استاندارد IEC 60076-7 به آن اشاره شده است. در روابط دیگر نیز مشاهده می‌شود که با افزایش دما به میزانی بالاتر از مقدار نامی، عمر عایق کاغذی به صورت نمایی کاهش می‌یابد.

با محاسبه نرخ پیری نسبی در طول زمان می‌توان نرخ پیری کلی ترانسفورماتور را محاسبه کرد. همان‌طور که پیش‌تر گفته شد، در زمان‌هایی ترانسفورماتور با بار کم‌تر از مقدار نامی کار می‌کند دمای نقطه داغ از مقدار 98°C کم‌تر است. در نقطه مقابل می‌توان ترانسفورماتور را به نحوی اضافه‌بار کرد که پیری ناشی از افزایش دما به مقدار بالاتر از 98°C با بازه‌هایی که دما از این مقدار کم‌تر است جبران شده و مجموع نرخ

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیری نسبی ترانسفورماتور برابر یک باقی بماند. به این ترتیب، ماهیت دوره ای بارها و تغییرات دما اجازه بارگیری بیشتر از ترانسفورماتور را می دهد به نحوی که کاهش عمر آن نیز قابل توجه نباشد.

۵-۶- محدودیت های اضافه بار ترانسفورماتور

۵-۶-۱- محدودیت های دما و جریان

استاندارد IEC 60076-7 محدودیت های دمایی و جریانی ارائه شده در جدول (۵-۲) را توصیه کرده است. محدودیت های جریان و دما بایستی رعایت شوند. به این ترتیب در برخی موارد حداکثر دما عامل محدود کننده و در برخی موارد دیگر حداکثر جریان عامل محدود کننده است. در هر حال، بارگذاری بایستی به نحوی باشد که حداکثر دما و جریان از مقادیر توصیه شده در جدول مذکور فراتر نرود. در مورد جدول (۵-۲) لازم است که تفاوت بارگذاری اضطراری بلندمدت و کوتاه مدت بیان شود. منظور از بارگذاری اضطراری کوتاه مدت زمانی است که اضافه بار ترانسفورماتور کمتر از ۳۰ دقیقه به طول می انجامد. در نقطه مقابل، منظور از بارگذاری اضطراری بلندمدت زمانی است که اضافه بار ترانسفورماتور به اندازه ای ادامه می یابد که ترانسفورماتور به حالت تعادل حرارتی جدید خود می رسد [۶۳]. بنابراین در حالت کوتاه مدت پیش از رسیدن به نقطه تعادلی جدید اضافه بار ترانسفورماتور مرتفع خواهد شد.

۵-۶-۲- سایر محدودیت های ترانسفورماتورهای متوسط و بزرگ

به جز سیم پیچ، سایر قسمت های ترانسفورماتور مثل بوشینگ ها، اتصالات و تپ چنجرها ممکن است محدودیت هایی برای بهره برداری در جریان بیش از ۱/۵ برابر مقدار نامی ایجاد کنند. انبساط روغن در کنسرواتور و همچنین، فشار روغن بوشینگ نیز ممکن است عامل محدود کننده باشد. در صورتی که محدودیتی در مورد افزایش شار وجود نداشته باشد، ولتاژ اعمال شده به ترانسفورماتور بایستی حداکثر ۱/۰۵ برابر مقدار نامی در تپ نامی (یا ۱/۰۵ برابر مقدار هر تپ) باشد.

در ترانسفورماتورهای بزرگ محدودیت های دیگری که عمدتاً مربوط به شار پراکندگی می شود بایستی مدنظر قرار گیرد. توصیه می شود که در کاربردهای خاص و در زمان ساخت و سفارش، میزان اضافه بار مورد نیاز در آن کاربرد خاص نیز مشخص شود. در همه موارد فوق الذکر، افزایش دمای نقطه داغ سیم پیچ به بیش از ۱۴۰ °C با خطر تولید حباب بخار آب و کاهش قابل توجه استقامت عایقی همراه است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (۵-۲): محدودیت های دما و جریان در مورد اضافه بار ترانسفورماتورها طبق IEC 60076-7

نحوه بارگذاری	ترانسفورماتورهای توزیع	ترانسفورماتورهای متوسط	ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ
بارگذاری دوره ای معمول			
جریان (p.u.)	۱/۵	۱/۵	۱/۳
دمای نقطه داغ سیم پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند ($^{\circ}\text{C}$)	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس) ($^{\circ}\text{C}$)	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰
دمای بالای روغن ($^{\circ}\text{C}$)	۱۰۵	۱۰۵	۱۰۵
بارگذاری اضطراری بلندمدت			
جریان (p.u.)	۱/۸	۱/۵	۱/۳
دمای نقطه داغ سیم پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند ($^{\circ}\text{C}$)	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس) ($^{\circ}\text{C}$)	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰
دمای بالای روغن ($^{\circ}\text{C}$)	۱۱۵	۱۱۵	۱۱۵
بارگذاری اضطراری کوتاه مدت			
جریان (p.u.)	۲	۱/۸	۱/۵
دمای نقطه داغ سیم پیچ و نقاط فلزی که با عایق سلولزی در تماس هستند ($^{\circ}\text{C}$)	*	۱۶۹	۱۶۰
دمای نقطه داغ سایر قسمت های فلزی (در تماس با روغن، کاغذ آرامید و مواد بر پایه فایبرگلاس) ($^{\circ}\text{C}$)	*	۱۸۰	۱۸۰
دمای بالای روغن ($^{\circ}\text{C}$)	*	۱۱۵	۱۱۵
* برای حداکثر دمای ترانسفورماتور توزیع در بارگذاری اضطراری عددی پیشنهاد نشده است چون معمولاً امکان کنترل بار یا محدود کردن بارگذاری اضطراری در مورد ترانسفورماتورهای توزیع وجود ندارد. اما بایستی توجه داشت که در دمای بالاتر از 140°C احتمال ایجاد حباب بخار آب وجود دارد که استقامت عایقی ترانسفورماتور را به مخاطره می اندازد.			

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۵-۲- تعیین دمای نقطه داغ

۵-۲-۱- تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار

برای تعیین نقطه داغ در شرایط پایدار موارد زیر فرض می‌شود:

- تغییر دمای روغن از پایین تا بالای تانک ترانسفورماتور به صورت خطی افزایش می‌یابد.
- تغییر دمای سیم‌پیچ از پایین سیم‌پیچ تا بالای آن به صورت خطی تغییر می‌کند (با شیب افزایش دما در روغن) و دمای هر نقطه از سیم‌پیچ به مقدار ثابت g_r از دمای روغن در همان ارتفاع بیشتر است. در حقیقت g_r تفاوت بین متوسط دمای سیم‌پیچ و روغن است.
- دمای نقطه داغ معمولاً به اندازه $(H \times g_r)$ از دمای Top Oil بیشتر است. پارامتر H به ضریب نقطه داغ (hot-spot factor) موسوم است.

مقادیر H و g_r در طی آزمون جهش حرارتی ترانسفورماتور در کارخانه مشخص می‌شود اما با روابط تحلیلی و بر اساس مشخصات ترانسفورماتور نیز می‌تواند محاسبه شود. با داشتن مقادیر H و g_r می‌توان مشخص کرد که دمای نقطه داغ در حالت پایدار به چه مقداری خواهد رسید. برای این محاسبه، دمای نهایی Top Oil مورد نیاز است. به عنوان نمونه مقدار H برای ترانسفورماتورهای توزیع برابر ۱/۱ و برای ترانسفورماتورهای بزرگ حدوداً بین ۱/۲ تا ۱/۴ می‌تواند در نظر گرفته شود.

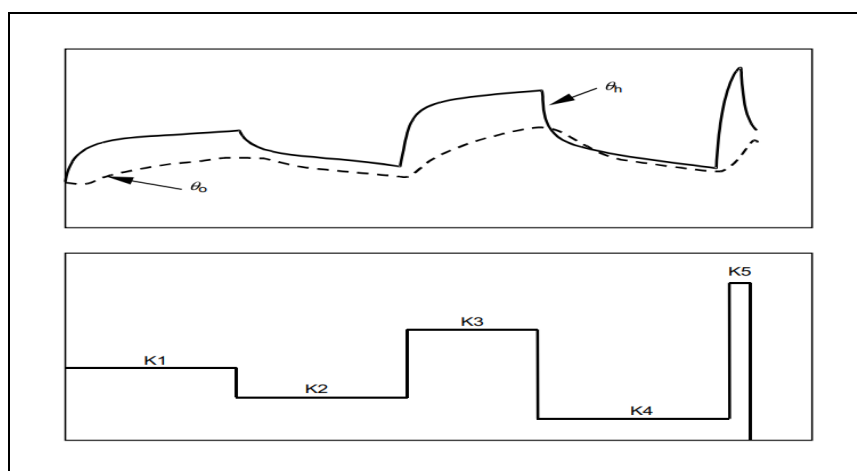
۵-۲-۲- تعیین نقطه داغ با تغییرات دمای محیط و مقدار بار

در حالتی که دمای محیط و میزان بار متغیر است، سه روش عمده برای تعیین نقطه داغ در استاندارد IEC پیشنهاد شده است: روش اول بر مبنای تغییرات دمایی دما عمل می‌کند، روش دوم بر محاسبات معادلات دیفرانسیلی استوار بوده و روش سوم مربوط به بارهای دوره‌ای است که در طول ۲۴ ساعت تکرار می‌شوند. در روش سوم، میانگین وزن‌دار دمای سالیانه محیط، معیار محاسبات قرار می‌گیرد در حالی که در روش اول و دوم دمای محیط فعلی در محاسبات به عنوان مبنا در نظر گرفته شده است. روش سوم به تفصیل در نظام‌نامه رله و حفاظت و روابط آن ارائه گردیده است و لذا از تکرار آن خودداری می‌گردد. در اینجا تنها در مورد روش دمایی توضیحاتی داده می‌شود.

مدل حرارتی یک ترانسفورماتور را می‌توان به صورت یک شبکه خازنی و مقاومتی در نظر گرفت. مقاومت‌ها نماینده مقاومت حرارتی بین نقاط مختلف و خازن‌ها مدل‌کننده ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور هستند. همان‌گونه که در یک مدار الکتریکی دارای مقاومت و خازن تغییرات ولتاژ نقاط مختلف به صورت دمایی است، تغییرات دمای نقاط مختلف ترانسفورماتور نیز به صورت دمایی خواهد بود. اگر مقاومت

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

حرارتی بین نقاط مختلف و ظرفیت حرارتی ترانسفورماتور با استفاده از روابط تحلیلی و یا بر اساس اندازه‌گیری محاسبه شود، می‌توان پاسخ مدل حرارتی را در مقابل تغییرات پله‌ای بار پیش‌بینی کرد. شکل (۱-۵) به طور نمونه پاسخ دمایی ترانسفورماتور را به بارهای مختلف که به صورت پله‌ای تغییر می‌کنند نشان داده است. در این شکل، θ_h دمای نقطه داغ سیم‌پیچ و θ_o دمای Top Oil است.



شکل (۱-۵): پاسخ دمایی ترانسفورماتور به تغییرات پله‌ای بار

روش تغییرات دمایی محدودیت‌هایی دارد. این روش در دو حالت پاسخ درست می‌دهد: (۱) هر پله افزایش بار با یک پله کاهش بار دنبال شود و بالعکس، (۲) در حالتی که چندین پله پشت سر هم به صورت کاهشی یا افزایشی باشد، مدت زمان ثابت بودن بار به حدی باشد که افزایش دمای نقطه داغ نسبت به دمای بالای روغن به حالت پایدار خود رسیده باشد. استاندارد روابطی برای مدل‌سازی تغییرات دمایی پیشنهاد داده است. این روابط به همراه یک مثال در پیوست ۱ ذکر شده است.

روش دوم نیز که در استاندارد توصیه شده استفاده از معادلات دیفرانسیلی حاکم بر انتقال حرارت است. با حل این معادلات به صورت پیوسته می‌توان رفتار دمایی ترانسفورماتور را برای هر نوع تغییرات بار و دمای محیط پیش‌بینی کرد. در استاندارد، معادلات دیفرانسیل به تفصیل ذکر شده و مقادیر مختلف برای ضرایب نیز توصیه شده و مثال‌هایی در این مورد نیز حل شده است. لازم به ذکر است که در این محاسبات تاثیر تپ ترانسفورماتور بایستی لحاظ شود.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۵-۷-۳- استفاده از سیستم مانیتورینگ برای اضافه‌بار ترانسفورماتور

امروزه سیستم‌های مانیتورینگ دمایی وجود دارد که می‌تواند با ثبت دمای محیط و میزان بار ترانسفورماتور، رفتار دمایی ترانسفورماتور را پیش‌بینی کند. چنین سیستمی می‌تواند اجازه اضافه‌بار کنترل‌شده ترانسفورماتور را بدهد. برای مثال، در صورتی که دمای فعلی ترانسفورماتور پایین‌تر از مقدار نامی باشد، سیستم مانیتورینگ می‌تواند محاسبه کند که با هر مقدار اضافه‌بار چه زمانی طول خواهد کشید تا دمای نقطه داغ به مقدار بحرانی برسد. در این صورت، می‌توان بیشتر از مقدار نامی و دقیقاً به اندازه همان زمان محاسبه شده در سیستم مانیتورینگ بار گرفت و زمانی که سیستم مانیتورینگ هشدار رسیدن دما به مقدار نامی یا فراتر از آن را می‌دهد، مقدار بار را محدود کرد.

همچنین، یک سیستم مانیتورینگ با لحاظ کردن شرایط خطرناک توصیف شده در قسمت‌های قبل و نیز حدود تعیین شده برای دما و جریان می‌تواند به نحوی ترانسفورماتور را اضافه‌بار کند که نرخ نسبی پیری حرارتی ترانسفورماتور از عدد یک تجاوز نکند و عمر ترانسفورماتور در اثر پیری حرارتی کاهش نیابد.

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ضمایم

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۱

محاسبه نقطه داغ به روش نمایی بر اساس استاندارد IEC 60076-7

۱- تعریف پارامترها

برای محاسبات مربوط به نقطه داغ به روش نمایی، معادلاتی ارائه شده که تعاریف پارامترهای آن در جدول (پ ۱-۱) تعریف شده است.

جدول (پ ۱-۱): تعریف پارامترها برای محاسبه نقطه داغ به روش نمایی

نماد	تعریف	واحد
θ_a	دمای محیط	$^{\circ}\text{C}$
θ_h	دمای نقطه داغ	$^{\circ}\text{C}$
$(\Delta\theta_o)$	مقدار جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_{oi})$	مقدار جهش حرارتی دمای Top Oil در زمان شروع (در تانک)	K
$(\Delta\theta_{or})$	جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در شرایط پایدار و در تلفات نامی (بی‌باری به علاوه بارداری)	K
$(\Delta\theta_{om})$	متوسط جهش حرارتی دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_h)$	تفاوت دمای بین نقطه داغ با دمای Top Oil (در تانک) در بار مورد نظر	K
$(\Delta\theta_{hi})$	تفاوت دمای بین نقطه داغ با دمای Top Oil (در تانک) در شروع	K
k	ضریب بار (نسبت جریان بار به جریان نامی)	
x	ضریب نمایی دمای Top Oil (توان تابع نمایی بین مجموع تلفات با جهش حرارتی دمای Top Oil در تانک)	
y	ضریب نمایی سیم‌پیچ (توان تابع نمایی بین جریان با جهش حرارتی سیم‌پیچ)	
k_{11}	ثابت مدل حرارتی	
k_{21}	ثابت مدل حرارتی	
k_{22}	ثابت مدل حرارتی	
τ_w	ثابت زمانی سیم‌پیچ	min
τ_0	متوسط ثابت زمانی روغن	min
H	ضریب نقطه داغ	

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نماد	تعریف	واحد
g_r	تفاوت متوسط دمای نقطه داغ نسبت به متوسط دمای قسمت بالای روغن (در تانک) در جریان نامی	K
t	متغیر زمان	min
m_w	جرم سیم‌پیچ	kg
m_A	جرم هسته و سیم‌پیچ (Coil Assembly)	kg
m_T	جرم تانک ترانسفورماتور و نگهدارنده‌ها	kg
m_o	جرم روغن	kg
C	ظرفیت حرارتی	W_s/K
c	حرارت ویژه (Specific heat) (۳۹۰ برای مس و ۸۹۰ برای آلومینیوم)	$W_s/(kg.K)$
P_w	تلفات سیم‌پیچ	W
P	تلفات حین آزمون	W
R	نسبت تلفات بار در جریان نامی به تلفات بی‌باری	
g	تفاوت دمای سیم‌پیچ نسبت به روغن در بار مورد نظر	K

۲- روابط اصلی برای محاسبه نقطه داغ به روش نمایی

مقدار دمای نقطه داغ (θ_h) برابر مجموع موارد زیر است:

أ. دمای محیط (θ_a)

چنان‌که پیش‌تر ذکر شد، منظور از دمای محیط در روش نمایی دمای فعلی محیط است. در روش بارگذاری دوره‌ای، دمای محیط، میانگین وزن‌دار سالیانه است.

ب. میزان جهش حرارتی بالای روغن در تانک ($\Delta\theta_0$)

ت. تفاوت دمای بین نقطه داغ و دمای بالای روغن در تانک ترانسفورماتور ($\Delta\theta_h$)

در صورتی که بار ترانسفورماتور افزایش یابد و از مقدار مشخصی به ضریب بار K برسد، مقدار دمای

نقطه داغ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{ Hg_r K^y - \Delta\theta_{hi} \} \times f_2(t) \quad (پ ۱)$$

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در صورتی که بار ترانسفورماتور کاهش یابد و از مقدار مشخصی به ضریب بار K برسد، مقدار دمای نقطه داغ به صورت زیر محاسبه می شود:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + Hg_r K^y \quad (پ ۲)$$

ضریب نمایی دمای Top Oil (x) و ضریب نمایی دمای سیم پیچ (y) در بخش (پ-۳) ارائه شده است. تابع $f_1(t)$ افزایش نسبی جهش حرارتی بالای روغن را مطابق با وضعیت حالت پایدار بیان می کند:

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)} \right) \quad (پ ۳)$$

تابع $f_2(t)$ افزایش نسبی تفاوت دمایی نقطه داغ نسبت به دمای بالای روغن را مطابق با وضعیت حالت پایدار بیان می کند:

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)} \right) - (k_{21} - 1) \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0 / k_{22})} \right) \quad (پ ۴)$$

ثابت های k_{11} ، k_{21} و k_{22} و همچنین، ثابت زمانی های τ_0 و τ_w جزو مشخصات ترانسفورماتور هستند. این ضرایب می توانند در آزمایش جهش حرارتی طولانی مدت طی شرایط تلفات بی باری و بارداری تعیین شوند به شرطی که تلفات و همچنین، وضعیت خنک کنندگی از قبیل AN یا AF در طول آزمون ثابت نگه داشته شوند به طوری که شرایط تعادل دمایی ایجاد شود. ضمناً آزمون جهش حرارتی بایستی زمانی انجام شود که ترانسفورماتور تقریباً در دمای محیط قرار داشته باشد. بایستی قید شود که k_{21} ، k_{22} و τ_w تنها در صورتی قابل اندازه گیری هستند که اندازه گیری مستقیم نقطه داغ توسط سنسورهای فیبرنوری انجام شود. در صورتی که پارامترهای τ_0 و τ_w در آزمون جهش حرارتی طولانی مدت مشخص نشده باشند، می توانند بر اساس محاسبه تعیین شوند. در صورتی که هیچ یک از این ضرایب مشخص نباشند می توان از مقادیر پیشنهادی استاندارد IEC 60076-7 که در جدول (پ-۱) ارائه شده است استفاده کرد.

تابع $f_3(t)$ کاهش نسبی تفاوت دمای Top Oil نسبت به دمای محیط را مطابق با وضعیت در حال کاهش بار ترانسفورماتور بیان می کند:

$$f_3(t) = e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)} \quad (پ ۵)$$

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳- مقادیر پیشنهادی ثابت‌های ترانسفورماتور

مقادیر پیشنهاد شده توسط استاندارد IEC 60076-7 برای ضرایب استفاده شده در بخش قبلی، در جدول (پ ۱-۲) ارائه شده است.

جدول (پ ۱-۲): مشخصات حرارتی پیشنهاد شده برای روش نمایی محاسبه نقطه داغ

ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ و متوسط							ترانسفورماتور توزیع	
OD	OF	OF محدود شده	ONAF	ONAF محدود شده	ONAN	ONAN محدود شده	ONAN	
۱	۱	۱	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۰/۸	ضریب روغن (x)
۲	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۳	۱/۶	ضریب سیم پیچ y
۱	۱	۱	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۰/۵	۱	ثابت k ₁₁
۱	۱/۳	۱/۴۵	۲	۳	۲	۳	۱	ثابت k ₂₁
۱	۱	۱	۲	۲	۲	۲	۲	ثابت k ₂₂
۹۰	۹۰	۹۰	۱۵۰	۱۶۰	۲۱۰	۲۱۰	۱۸۰	ثابت زمانی τ_o
۷	۷	۷	۷	۷	۱۰	۱۰	۴	ثابت زمانی τ_w

منظور از محدود شده زمانی آن است که ترانسفورماتور با سیستم خنک‌سازی ON یا OF با ساختار زیگزاگ خنک‌سازی شود و ضخامت نگهدارنده شعاعی کمتر از 3 mm باشد. در این صورت ممکن است جابه‌جایی روغن محدود شود. منظور از ساختار زیگزاگ در خنک‌سازی آن است که با قرار دادن نگهدارنده یک بار در داخلی‌ترین شعاع و بار دیگر در بیرونی‌ترین شعاع مسیر روغن مسدود گردد تا روغن مجبور به عبور از بین دیسک‌ها شود.

۴- محاسبه ثابت زمانی سیم‌پیچ و روغن

ثابت زمانی سیم‌پیچ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

$$\tau_w = \frac{m_w \times c \times g}{60 \times P_w} \quad (پ ۶)$$

ثابت زمانی روغن به صورت زیر محاسبه می شود:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{P} \quad (پ ۷)$$

مقدار ظرفیت حرارتی (C) برای حالت های خنک سازی ONAN و ONAF به صورت زیر محاسبه می شود:

$$C = 0,132 \times m_A + 0,0882 \times m_T + 0,400 \times m_O \quad (پ ۸)$$

برای حالت خنک سازی OF یا OD ظرفیت حرارتی به صورت زیر به دست می آید:

$$C = 0,132 \times (m_A + m_T) + 0,580 \times m_O \quad (پ ۹)$$

تعریف پارامترهای روابط فوق در جدول (پ ۱-۱) توضیح داده شده است.

۵- روش نمایی محاسبه نقطه داغ

در اینجا یک مثال عملی برای نشان دادن نحوه استفاده از روابط فوق ارائه می شود. مورد مطالعه شده یک ترانسفورماتور 250 MVA با نوع خنک سازی ONAF است که بار آن مطابق جدول (پ ۱-۳) تغییر کرده است. در حین هر بازه مقدار جریان بار ثابت می باشد. در هر مرحله تغییر جریان، مقدار تلفات ترانسفورماتور و در نتیجه دمای آن تغییر کرده است. در اینجا نحوه محاسبه تغییرات دما در هر مرحله تغییر ارائه می شود.

جدول (پ ۱-۳): مشخصات دوره های بار ترانسفورماتور 250 MVA

دوره زمانی (دقیقه)	ضریب بار (k)
۱۹۰-۰	۱
۳۶۵-۱۹۰	۰/۶
۵۰۰-۳۶۵	۱/۵
۷۱۰-۵۰۰	۰/۳
۷۳۵-۷۱۰	۲/۱
۷۵۰-۷۳۵	۰/۰

مشخصات ترانسفورماتور و محیط که برای محاسبات مورد نیاز می باشد در روابط زیر ارائه شده است:

$$\theta_a = 25.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

$$\begin{aligned}\Delta\theta_{or} &= 38.3^{\circ}\text{C} \\ R &= 1000 \\ H &= 1.4 \\ \tau_w &= 7 \text{ min} \\ \tau_o &= 150 \text{ min}\end{aligned}$$

مقدار R برابر ۱۰۰۰ فرض شده چون آزمون در حالت اتصال کوتاه و به صورت آزمایشگاهی انجام شده است. همچنین، مقدار ثابت زمانی روغن و سیم‌پیچ مطابق جدول (پ ۱-۲) انتخاب شده است. ترانسفورماتور دارای سیستم خنک‌سازی از نوع زیگزاگ و با ضخامت نگهدارنده بیشتر از 3 mm است.

الف) بازه زمانی ۰ تا ۱۹۰ دقیقه:

در این بازه $\Delta\theta_{oi} = 12.7^{\circ}\text{C}$ و مقدار ضریب بار (k) برابر ۱ است. همچنین، چون زمان شروع آزمون می‌باشد، $\Delta\theta_{oh} = 0.0^{\circ}\text{C}$ در نظر گرفته می‌شود. روابط (پ ۱)، (پ ۳) و (پ ۴) تغییرات دمای نقطه داغ در طول زمان را به صورت زیر مشخص می‌کنند:

$$\begin{aligned}\theta_h(t) &= 25.6 + 12.7 + \left\{ 38.3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 1.0^2}{1 + 1000} \right]^{0.8} - 12.7 \right\} \times f_1(t) + 0.0 + \left\{ 1.4 \times 14.5 \times 1.0^{1.3} - 0.0 \right\} \times f_2(t) \\ f_1(t) &= \left(1 - e^{(-t)/(0.5 \times 150)} \right)\end{aligned}$$

از رابطه (پ ۳) داریم:

$$f_2(t) = 2.0 \times \left(1 - e^{(-t)/(2.0 \times 7)} \right) - (2.0 - 1.0) \times \left(1 - e^{(-t)/(150/2.0)} \right)$$

و از رابطه (پ ۴):

ب) بازه زمانی ۱۹۰ تا ۳۶۵ دقیقه

محاسبات انجام‌شده در بازه (الف) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می‌شود:

$$\begin{aligned}\Delta\theta_{oi} &= 36.2^{\circ}\text{C} \\ \Delta\theta_{hi} &= 22^{\circ}\text{C}\end{aligned}$$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.6$ است.

روابط (پ ۲) و (پ ۵) تغییرات دمای نقطه داغ در طول زمان را به شکل زیر توصیف می‌کنند:

$$\begin{aligned}\theta_h(t) &= 25.6 + 38.3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 0.6^2}{1 + 1000} \right]^{0.8} + \left\{ 36.2 - 38.3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 0.6^2}{1 + 1000} \right]^{0.8} \right\} \times f_3(t) + 1.4 \times 14.5 \times 0.6^{1.3} \\ f_3(t) &= e^{(-t)/(0.5 \times 150)}\end{aligned}$$

از رابطه (پ ۵) داریم:

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ج) بازه زمانی ۳۶۵ تا ۵۰۰ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (ب) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می شود:

$$\Delta\theta_{oi} = 18.84 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 10.45 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 1.5$ است.

محاسبات مشابه بازه (الف) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۱۲/۷ با ۱۸/۸۴، عدد ۱ با ۱/۵ و عدد ۰/۰ با ۱۰/۴۵ بایستی صورت گیرد.

د) بازه زمانی ۵۰۰ تا ۷۱۰ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (ج) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می شود:

$$\Delta\theta_{oi} = 64.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 37.82 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.3$ است.

محاسبات مشابه بازه (ب) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۳۶/۲ با ۶۴/۱، عدد ۰/۶ با ۰/۳ و عدد ۲۲/۰ با ۳۷/۸۲ بایستی صورت گیرد.

ه) بازه زمانی ۷۱۰ تا ۷۳۵ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (د) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می شود:

$$\Delta\theta_{oi} = 9.65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 4.24 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 2.1$ است.

محاسبات مشابه بازه (ج) بوده و تغییرات زیر شامل جایگزینی عدد ۱۸/۸۴ با ۹/۶۵، عدد ۱/۵ با ۲/۱ و عدد ۱۰/۴۵ با ۴/۲۴ بایستی صورت گیرد.

و) بازه زمانی ۷۳۵ تا ۷۵۰ دقیقه

محاسبات انجام شده در بازه (ه) به نتایج زیر در انتهای بازه منجر می شود:

$$\Delta\theta_{oi} = 41.36 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 71.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

مقدار ضریب بار نیز برابر $k = 0.0$ است. محاسبات نیز مشابه قسمت های قبل انجام می شود.

ز) نتیجه گیری

نتیجه تغییرات دمای نقطه داغ با تغییرات بار همان است که در شکل (۵-۱) فصل ۵ ارائه شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

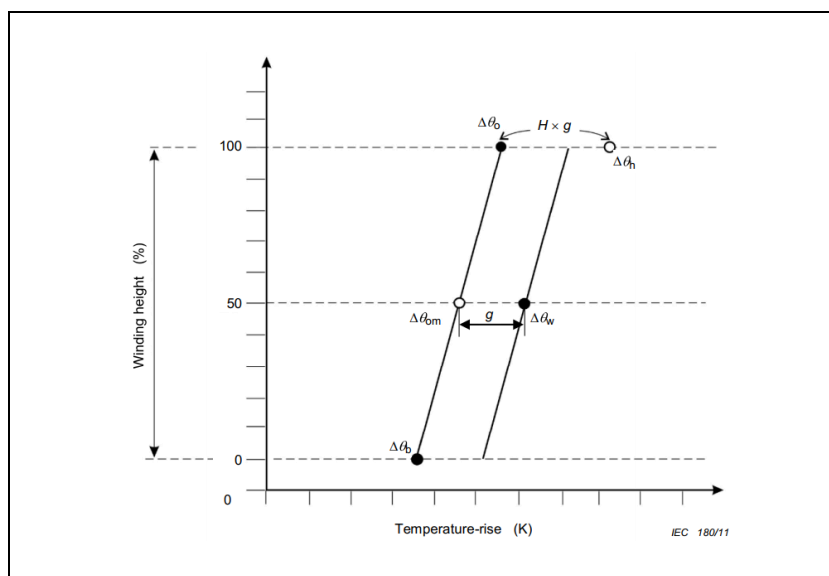
پیوست ۲

اندازه گیری ضریب (g) و انتخاب ضریب (H) طبق IEC 60076-2

پیش از پرداختن به نحوه اندازه گیری پارامترهای g و H لازم است ابتدا مدل توزیع جهش حرارتی در ترانسفورماتورهای با سیستم ON معرفی شود. این مدل در استاندارد IEC 60076-2 که مربوط به آزمون جهش حرارتی ترانسفورماتور است معرفی شده و به عنوان معیار در نظر گرفته شده است. مدل جهش حرارتی در شکل (پ ۱-۲) نشان داده شده است. در این مدل فرض می شود که توزیع دما از پایین تا بالای ترانسفورماتور در سیم پیچ و مجاورت آن به صورت خطی تغییر می کند. فرض آن است که تفاوت دمای بین متوسط دمای سیم پیچ و متوسط دمای روغن در مجاورت آن برابر g است. بنابراین می توان نوشت:

$$g = \Delta\theta_w - \Delta\theta_{om} \quad (\text{پ } ۱۰)$$

در رابطه فوق، $\Delta\theta_w$ جهش حرارتی متوسط سیم پیچ و $\Delta\theta_{om}$ جهش حرارتی متوسط روغن است.



شکل (پ ۱-۲): مدل توزیع جهش حرارتی برای ترانسفورماتورهای با سیستم خنک سازی ON

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

مقدار g در بار نامی ترانسفورماتور به صورت g_r نمایش داده می شود. در این مدل فرض شده که نقطه داغ ترانسفورماتور به اندازه حاصل ضرب ضریب نقطه داغ (H) در g_r از دمای نقطه بالای روغن بیشتر است. در این صورت، مقدار جهش حرارتی نقطه داغ به صورت زیر خواهد بود:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg \quad (پ۱۱)$$

در رابطه بالا، $\Delta\theta_h$ میزان جهش حرارتی نقطه داغ و $\Delta\theta_o$ میزان جهش حرارتی دمای بالای روغن است. حاصل ضرب ($H \times g$) برای تنظیم ترمومتر سیم پیچ به کار می رود. عملاً ترمومتر سیم پیچ به گونه ای تنظیم می گردد که دمای آن به اندازه ($H \times g$) از ترمومتر Top Oil بیشتر باشد. در اینجا نحوه اندازه گیری مقدار g از آزمون جهش حرارتی مطابق IEC 60076-2 به اختصار بیان خواهد شد. برای اطلاع از نحوه دقیق اندازه گیری g بایستی به این استاندارد مراجعه کرد. پارامتر g را به صورت زیر می توان تعریف کرد:

$$g = \theta_2 - \theta_{om} \quad (پ۱۲)$$

در این رابطه، θ_{om} متوسط دمای روغن و θ_2 متوسط دمای سیم پیچ است. این رابطه بیان می کند که g تفاوت بین دمای متوسط روغن و متوسط سیم پیچ است. در آزمون جهش حرارتی θ_{om} و θ_2 اندازه گیری شده و سپس به کمک رابطه (پ۱۲) مقدار g محاسبه می شود.

برای محاسبه θ_{om} ، دمای بالای روغن (θ_o) و دمای پایین روغن (θ_b) در آزمون جهش حرارتی پس از رسیدن به حالت پایدار دمایی اندازه گیری می شود. دمای Top Oil توسط ترمومترهای قسمت Top Oil اندازه گیری می شود اما برای دمای قسمت پایین روغن یک سنسور در مسیر برگشت روغن از رادیاتور قرار داده می شود. در عمل، دمای روغنی که از رادیاتور به تانک برمی گردد به عنوان دمای پایین روغن اندازه گیری می شود. مقدار θ_{om} بر اساس این دو دما به شکل زیر محاسبه می شود:

$$\theta_{om} = (\theta_o + \theta_b) / 2 \quad (پ۱۳)$$

برای اندازه گیری متوسط دمای سیم پیچ از روش مقاومتی استفاده می شود به این ترتیب که پیش از شروع آزمون و زمانی که ترانسفورماتور در دمای محیط قرار دارد، مقدار مقاومت سیم پیچ اندازه گیری می شود. بلافاصله پس از پایان آزمون جهش حرارتی این مقاومت نیز اندازه گیری می شود و از روی میزان افزایش

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مقدار آن، میزان افزایش دمای متوسط سیم پیچ نسبت به دمای محیط محاسبه می شود. در این رابطه در صورتی که سیم پیچ از جنس مس باشد از رابطه زیر استفاده می شود:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235 \quad (\text{پ ۱۴})$$

و در صورت آلومینیومی بودن سیم پیچ بایستی از رابطه زیر استفاده شود:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225 \quad (\text{پ ۱۵})$$

در روابط فوق، R_1 میزان مقاومت اندازه گیری شده پیش از شروع آزمون است. θ_1 دمایی بوده که ترانسفورماتور پیش از آزمون در آن قرار داشته است. R_2 میزان مقاومت سیم پیچ بلافاصله پس از پایان آزمون جهش حرارتی است. لازم به ذکر است در مدتی که اندازه گیری انجام می شود سیم پیچ مقداری سرد می شود. به همین منظور برای تعیین دقیق R_2 در زمان پایان آزمون، تعدادی اندازه گیری با گذشت زمان انجام و سپس به کمک برون یابی تخمین زده می شود که در لحظه پایان آزمون R_2 چه عددی بوده است. جزئیات این موضوع در استاندارد IEC 60076-2 ارائه شده است.

پارامتر H تنها در صورتی قابل اندازه گیری است که دمای نقطه داغ مستقیماً به کمک سسنورهای فیبر نوری اندازه گیری شده باشد. در غیر این صورت، مقدار پارامتر H تخمین زده شده یا انتخاب می شود. به طور معمول برای ترانسفورماتورهای توزیع عدد $1/1$ و برای ترانسفورماتورهای فوق توزیع و قدرت عدد $1/3$ برای H در نظر گرفته می شود. در ضمیمه B استاندارد IEC 60076-2 منحنی هایی وجود دارد که با دانستن نحوه خنک سازی ترانسفورماتور می توان مقدار ضریب H را از نمودار استخراج کرد. نمودارهای داده شده در این ضمیمه فقط برای ترانسفورماتورهای تا توان 150 MVA است. برای ترانسفورماتورهای بزرگ تر مناسب است شبیه سازی هایی انجام شود و عدد H متناسب با ترانسفورماتور محاسبه شود.

نکته مهم آن است که ضریب H تنها به صورت تخمینی انتخاب می شود و لذا ترمومتر سیم پیچ تنها تخمینی از نقطه داغ به دست می دهد. همچنین، ترمومترهای سیم پیچ ممکن است از حالت کالیبره خارج شده باشند. به این دلایل سیستم کنترل اضافه بار ترانسفورماتور نبایستی متکی به ترمومتر سیم پیچ باشد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۳

ارزیابی رطوبت در روغن و سیستم عایقی

۱- کلیات

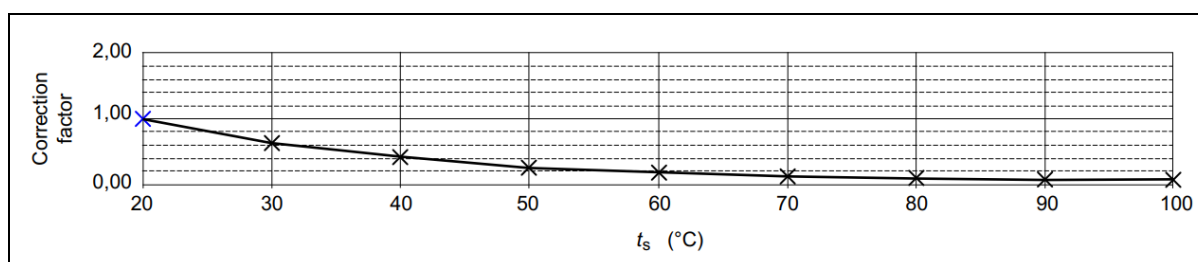
- روشی که توضیح داده می‌شود تنها در صورتی قابل استفاده است که شرایط زیر محقق گردد:
- تعادل بین کاغذ و روغن ایجاد شده باشد،
 - ورودی غیرمعمول آب مثل نشتی وجود نداشته باشد،
 - آب آزاد موجود نباشد.

۲- نمونه‌برداری در دمای 20 °C یا بالاتر

برای تفسیر درست مقدار رطوبت و تشخیص الگوی تغییرات، مقادیر تحلیلی مقدار رطوبت روغن بایستی به دمای 20 °C اصلاح گردد.
رابطه اصلاح دما مطابق زیر است:

$$f = 2.24 \times e^{(-0.04 \times t_s)} \quad (پ۱۶)$$

که در آن f ضریب اصلاح و t_s دمای نمونه‌برداری روغن است. این ضریب در شکل (پ۳-۱) نیز نمایش داده شده است.



شکل (پ۳-۱): ضرایب اصلاح معمول مقدار رطوبت [۱۹]

نکته ۱: دمای نمونه‌برداری روغن t_s بایستی به صورت مستقیم با اندازه‌گیری دمای فلوی روغن نمونه اندازه‌گیری شود. در صورتی که مقدار دمای بالای روغن قرائت گردد و یا سایر اصلاحات برای سیستم ONAF و ONAN اعمال شود بایستاین موضوع صراحتاً ذکر گردد.

نکته ۲: این رابطه در پایین‌تر از دمای 20 °C قابل استفاده نیست.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نکته ۳: مقادیر اصلاح شده فقط برای مقایسه نتایج گرفته شده در دماهای مختلف معتبر است. مقدار واقعی مقدار رطوبت در روغن همان مقداری است که اندازه گیری شده است و نه مقدار اصلاح شده. برای مثال در صورتی که مقدار 10 mg/kg مقدار رطوبت اندازه گیری شده در دمای نمونه برداری 40 °C باشد، مقدار ضریب اصلاح برابر ۰/۴۵ شده و مقدار اصلاح شده رطوبت 4.5 mg/kg خواهد بود. استفاده از رطوبت نسبی نیز برای تشخیص وضعیت مناسب است. رطوبت نسبی برابر مقدار مطلق رطوبت در یک دما تقسیم بر مقدار اشباع رطوبت برای روغن در همان دما است که به صورت درصد بیان می شود. در صورتی که مقدار رطوبت روغن به صورت رطوبت نسبی و بر حسب درصد بیان شده باشد جدول (پ ۳-۱) مطابق IEEE C57.106: 2006 می تواند برای ارزیابی مورد استفاده قرار گیرد.

جدول (پ ۳-۱): تفسیر نتایج رطوبت نسبی مطابق IEEE C57.106: 2006 [۵۱].^۱

مقدار رطوبت نسبی روغن (درصد)	وضعیت عایق سلولزی
< ۵	عایق خشک
۲۰-۵	نسبتاً مرطوب مقادیر نزدیک به حد پایین نشان دهنده سیستم نسبتاً خشک تا مرطوب است. مقادیر نزدیک به حد بالا نشان دهنده سیستم با رطوبت متوسط است.
۲۰-۳۰	عایق مرطوب
> ۳۰	عایق به شدت مرطوب

در استاندارد IEEE C57.106:2015 رابطه زیر برای تبدیل رطوبت مطلق به رطوبت نسبی در روغن برای روغن نو به شرح ذیل ارائه شده است [۵۲]:

$$\%RS = \text{ppm H}_2\text{O in Oil} \div 10^{A - \left(\frac{B}{273.16 + \text{deg.C}} \right)} \quad (\text{پ ۱۷})$$

که در آن برای روغن معدنی نو $A = 7.42$ و $B = 1670$ از آزمایش تعیین شده است. لازم به ذکر است که این رابطه توسط آقای Oommen به دست آمده و توسط استاندارد پذیرفته شده است [۵۳].

^۱ این جدول در نسخه ۲۰۱۵ این استاندارد وجود ندارد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۴

روش های تصفیه روغن

۱- تصفیه روغن

این راهنما برای تصفیه روغن معدنی ترانسفورماتور تهیه شده است و روش های تصفیه و ارزیابی آن را شامل می شود. با توجه به آن که این پیوست تنها خلاصه ای از مطالب گسترده پیرامون تصفیه روغن است، تنها نکات مهم در زیر ذکر خواهد شد. هدف اصلی از انجام تصفیه فیزیکی روغن، چنانکه در قسمت خشک کردن ترانسفورماتور نیز ذکر شده است، خارج کردن رطوبت بالا نیست. اگر بعد از ۲۴ ساعت از گذشت تصفیه فیزیکی، مشخصات روغن خارج از محدوده ملزومات جدول (۲-۳) فصل دوم باشد، لازم است با مشورت کارشناسان متخصص ذیربط نسبت به اقدام لازم (ادامه تصفیه فیزیکی یا خشک کردن ترانسفورماتور) تصمیم گیری شود. همچنین، پس از انجام تصفیه شیمیایی روغن بایستی شرایط حداقلی ذکر شده در جدول (پ ۴-۲) را جهت استفاده داشته باشد.

أ) حدود قابل قبول پارامترهای روغن در هر تجهیز وابسته به خود آن است. همچنین، حدود پارامترهای مربوط به نتایج یک آزمون به تنهایی نمی تواند ملاک تعیین وضعیت روغن های در حال استفاده باشد. اگر چه ممکن است نتایج تعدادی آزمون مطابق روش فعلی صنعت به عنوان ملاک ارزیابی قرار گیرد.

ب) در هر مورد باید به صورت مستقل و با توصیه سازنده نتایج آزمون ها تفسیر و برای تصفیه شیمیایی روغن تصمیم مقتضی اتخاذ شود.

ت) روغن هایی که مناسب برای ادامه کار در سطح ولتاژ خودشان نیستند، در صورت داشتن حدود لازم سطح ولتاژ پائین تر می توانند برای تجهیزات مشابه در سطح ولتاژ پایین تر استفاده شوند.

ث) برای تصمیم گیری در مورد زمان انجام تصفیه شیمیایی، استانداردها و دستورالعمل های متفاوتی وجود دارد. در چهار استاندارد و دستورالعمل شامل IEC، IEEE C57.106، IEEE C57.637، IEC 60422 و بروشور CIGRE شماره ۴۱۳ در مورد تصفیه شیمیایی روغن مطالبی ارائه شده است.

ج) در استاندارد IEEE C57.637 روغن به سه دسته تقسیم شده است: دسته اول روغن هایی هستند که مناسب ادامه کار عادی می باشند و احتیاج به هیچ نوعی از تصفیه ندارند، دسته دوم با نام روغن های گروه ۱ و دسته سوم با نام روغن های گروه ۲ مشخص شده است. روغن گروه ۱ روغن هایی هستند که با انجام تصفیه فیزیکی، می توانند به شرایط مناسب بازگردند. گروه ۲ نیز روغن هایی هستند که با

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

انجام تصفیه شیمیایی قابل احیا هستند و می توانند به شرایط مناسب بازگردند. دسته بندی گروه ۱ و گروه ۲ در جدول (پ ۴-۱) ارائه شده است. مطابق این جدول، تا زمانی که روغن دارای اسیدیته کمتر از میزان 0.2 mgKOH/g-oil باشد و کشش بین سطحی بالاتر از 24 mN/m باشد، روغن با انجام تصفیه فیزیکی به شرایط مناسب برمی گردد (در صورتی که نیاز به تصفیه فیزیکی باشد) اما اگر اسیدیته بیشتر از 0.2 و کشش بین سطحی کمتر از 24 mN/m باشد انجام تصفیه فیزیکی تاثیر کافی نداشته و روغن نیاز به تصفیه شیمیایی دارد. مادامی که اسیدیته روغن کمتر از 0.5 mgKOH/g-oil و کشش بین سطحی آن بالاتر از 16 mN/m باشد، انجام تصفیه شیمیایی مفید است اما در صورتی که پارامترهای روغن در بازه فوق قرار نداشته باشد، انجام تصفیه شیمیایی فایده ای ندارد و بایستی نسبت به تعویض اقدام کرد. CIGRE بر این باور است در صورتی که عدد اسیدیته از 0.5 بیشتر باشد، فرآیندهای بلادرنگ (Online) برای تصفیه شیمیایی مناسب نیستند. جدول (پ ۴-۱) تلویحاً بیان می کند که روغن با عدد اسیدی بیشتر از 0.2 mgKOH/g oil و یا کشش بین سطحی کمتر از 24 mN/m کاندید تصفیه شیمیایی است.

جدول (پ ۴-۱): حدود پیشنهادی برای دسته بندی روغن مطابق IEEE C57.637

روش آزمون ASTM	گروه ۲	گروه ۱	ویژگی روغن
D974	۰/۵	۰/۲	حداکثر عدد اسیدی (mg KOH/g-oil).
D971	۱۶	۲۴	حداقل کشش بین سطحی (mN/m).
منظور از گروه ۱ روغن هایی می باشند که در صورت لزوم تصفیه فیزیکی برای آن ها مفید است.			
منظور از گروه ۲ روغن هایی می باشند که تصفیه شیمیایی برای آن ها مفید است.			

در مورد تصفیه فیزیکی IEC 60422 اشاره می کند زمانی که محتوای رطوبت روغن یا ذرات معلق به بیشتر از حد مجاز برسد، نتیجه آن کاهش ولتاژ شکست روغن است و تصفیه فیزیکی روغن توصیه می شود. تصفیه فیزیکی، محتوای رطوبت و ذرات روغن را کاهش می دهد و ولتاژ شکست روغن مجدداً افزایش می یابد.

در مورد زمان انجام تصفیه شیمیایی بین دستورالعمل های متفاوت اختلاف وجود دارد. در IEC 60422 قید شده زمانی که روغن دارای لجن است، یا مقدار تانژانت دلتای آن بیشتر از 20% (در 90°C) است یا اسیدیته بیشتر از 0.15 mgKOH/g oil باشد، روغن کاندید تصفیه شیمیایی است. مقادیری که CIGRE

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

برای در نظر گرفتن تصفیه شیمیایی پیشنهاد می‌کند عبارتند از: عدد اسیدیته بالاتر از 0.1 mgKOH/g oil، کشش بین سطحی کمتر از 32 mN/m، تانژانت دلتای بیشتر از ۰.۵٪ و هنگامی که شاخص کیفیت روغن (نسبت کشش بین سطحی بر عدد اسیدیته) کمتر از ۳۰۰ شود.

در استاندارد IEEE C57.106 حد اسیدیته بیشتر از 0.1 mgKOH/g oil و میزان کشش بین سطحی کمتر از 32 mN/m و تانژانت دلتای روغن بیشتر از ۰.۵٪ را به عنوان مقادیری مشخص کرده است که روغن کاندیدای تصفیه شیمیایی قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که مقادیر ذکر شده برای سطوح ولتاژی 230 kV و 400 kV بوده و در سطوح ولتاژی پایین‌تر حدود آن متفاوت است.

در این نظام‌نامه و با توجه به شرایط ایران، اسیدیته بین 0.2 mgKOH/g oil تا 0.5 mgKOH/g oil یا کشش بین سطحی از 16 mN/m تا 24 mN/m به عنوان شرایط مفروض تصفیه شیمیایی روغن در نظر گرفته شده است که روغن کاندیدای تصفیه شیمیایی خواهد بود.

نکته قابل توجه این است که انجام تصفیه شیمیایی ملزوماتی دارد که بایستی به دقت مورد بررسی قرار گیرد. برای مثال، بعد از تصفیه شیمیایی روغن بایستی حداقل مشخصاتی را که ذیل ۵ در جدول (پ-۴-۲) ارائه شده است برآورده کند، در غیر این صورت انجام تصفیه شیمیایی مورد قبول نیست. به عبارت دیگر، بایستی اطمینان حاصل کرد که روش تصفیه شیمیایی منجر به احیای روغن به نحو مطلوب خواهد شد. نکته دیگر آن است که روغن تصفیه شده پایداری کم‌تری در مقابل اکسیداسیون خواهد داشت و لذا بایستی بعد از تصفیه، روغن را در فواصل زمانی کوتاه‌تر کنترل کرد. در صورتی که روغن موجود دارای بازدارنده و منفعل کننده بوده است و این ترکیبات حین تصفیه شیمیایی حذف شده باشد، بایستی این ترکیبات مجدداً به روغن اضافه شود. میزان بازدارنده‌ها و منفعل کننده‌ها که لازم است به روغن اضافه شود بایستی با مشورت خبرگان مشخص شود. همچنین، لازم است تا مقدار بازدارنده و منفعل کننده در طول زمان کنترل شود. این کنترل بایستی دقیق‌تر و در فواصل زمانی کوتاه‌تر نسبت به روغنی باشد که تصفیه نشده است. بنابراین، روغن بعد از تصفیه شیمیایی احتیاج به نگهداری بیشتری دارد. ضمناً ماده افزودنی بازدارنده اکسیداسیون بایستی از مواد شیمیایی شناخته شده بوده و فرمول شیمیایی آن توسط پیمانکار به کارفرما ارائه گردد.

مجموعه موارد فوق ممکن است به این نتیجه منجر شود که تعویض روغن اقتصادی‌تر از تصفیه شیمیایی است. در این صورت می‌توان با پایین نگه‌داشتن میزان رطوبت و اکسیژن، روغن را تا مدت زمانی که اسیدیته آن به عدد 0.5 mgKOH/g oil می‌رسد بهره‌برداری و سپس آن را تعویض کرد. برای پایین نگه داشتن سطح رطوبت، در صورتی که کاغذ ترانسفورماتور مرطوب باشد، باید ترانسفورماتور را خشک کرد و

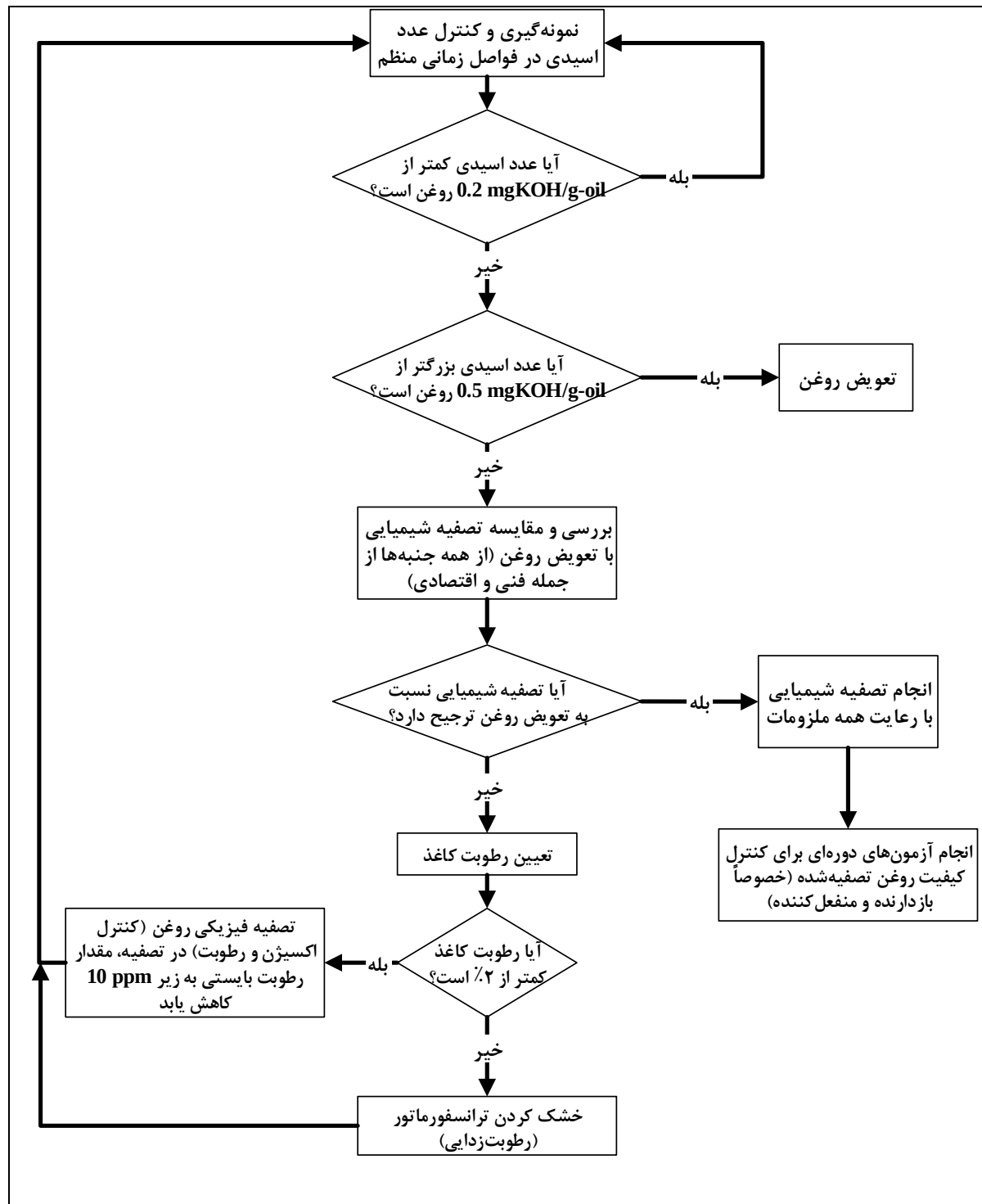
نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

در غیر این صورت، انجام تصفیه فیزیکی در فواصل منظم می تواند سطح رطوبت و اکسیژن روغن را در سطح پایین نگه دارد. لازم به ذکر است که اگر آلودگی هایی در ترانسفورماتور باقی مانده باشد، ممکن است بعد از تعویض، روغن مجدداً با این مواد آلوده گردد. لذا بایستی دقت شود که قبل از تعویض روغن، ترانسفورماتور از وجود هر گونه آلودگی پاک شود.

مطابق IEEE C57. 637 قبل از انجام تصفیه شیمیایی لازم است آزمون سولفورخورنده بر روی روغن انجام شود. در صورتی که روغن سولفورخورنده داشته باشد، می تواند آسیب هایی در عایق کاغذ و روغن ایجاد شده باشد. در چنین مواردی بایستی با متخصصین ذیربط جهت تعیین اقدامات لازم مشورت نمود. همچنین، لازم است قبل از انجام آزمون PCB تصفیه شیمیایی روی روغن انجام شود. علت آن است که فرآیند تصفیه شیمیایی باعث ایجاد PCB در روغن نمی شود و لذا انجام آزمون PCB و تایید عدم وجود آن این مزیت را دارد در صورتی که بعد از تصفیه شیمیایی، PCB در روغن ایجاد شده باشد، مسئولیت آن متوجه شرکت پیمانکار متولی تصفیه روغن است. در صورت عدم انجام آزمون قبل از تصفیه، نمی توان مشخص کرد که PCB از قبل در روغن وجود داشته است یا به دلیل آلوده بودن دستگاه تصفیه به روغن اضافه شده است.

مجموعه فرآیندی که در اینجا ارائه گردید در شکل (پ-۴-۱) در قالب یک فلوچارت نشان داده شده است. در این فلوچارت بیان شده که هنگامی که روغن کاندید تصفیه شیمیایی است بایستی ارزیابی جامعی بین تعویض روغن و انجام تصفیه شیمیائی آن انجام داد. در صورتی که تصفیه شیمیایی گزینه بهتری نباشد، با پایین نگه داشتن اکسیژن و رطوبت، روغن استفاده گردد تا زمانی که هنگام تعویض آن فرا برسد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت



شکل (پ ۴-۱): فلوچارت فرآیند تصمیم گیری در مورد تصفیه روغن

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

أ) روغن پس از تصفیه شیمیایی بایستی دارای حداقل مشخصاتی باشد که در استاندارد IEEE 57.637 مطابق جدول (پ-۴) ارائه شده است. لازم به ذکر است که ملزومات استاندارد IEC60296 مربوط به روغن‌های استفاده نشده و بازیافت شده می‌باشد و برای شرایط بعد از تصفیه مورد تایید نیست.

جدول (پ-۴): مقادیر پیشنهادی برای ویژگی‌های لازم روغن تصفیه شیمیایی شده برای ترانسفورماتورها

ویژگی روغن	حد	روش آزمون ASTM
فیزیکی		
نقطه اشتعال، حداقل (°C)	۱۴۰	D92
نقطه ریزش، حداقل (°C)	-۴۰	D97
چگالی نسبی، حداکثر (15/15 °C)	۰/۹۱	D1298
ویسکوزیته، حداکثر (cSt در 40 °C) (mm ² /s)	۱۲	D445 یا D88
رنگ، حداکثر	۱/۵	D1500
بازدید چشمی	شفاف	D1524
کشش بین سطحی، حداقل (mN/m)	۳۵	D971
الکتریکی		
ولتاژ شکست عایقی، حداقل، 60 Hz (kV)	۳۰	D877
ضریب تلفات در 60 Hz و 100 °C (درصد)	۱	D924
شیمیایی		
عدد اسیدی، حداکثر (mg KOH/g-oil)	۰/۰۵	D974
بازدارنده در برابر اکسیداسیون حداکثر درصد وزنی	۰/۳	D2668
پایداری در مقابل اکسید شدن، حداقل (دقیقه)	۱۵۰	D2112
پایداری در برابر اکسیداسیون 164h در صد لجن، حداکثر عدد اسیدی، حداکثر (mgKOH/g-oil)	۰/۲۵ ۰/۵	D2440
رطوبت، حداکثر (ppm)	۳۵	D1533
*روش‌های تست پارامترهای فوق می‌تواند متفاوت باشد اما معیار پذیرش روغن تصفیه شده مطابق سایر روش‌های دیگر، در استانداردها موجود نبوده و لذا بایستی به معادل‌سازی مقادیر خروجی سایر روش‌ها دقت شود.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

مطابق توصیه CIGRE، مشخصات روغن تصفیه شده به جز محتوای رطوبت و پایداری در برابر اکسیداسیون باید مطابق با روغن نو باشد. در مورد رطوبت باید توجه داشت که در فرآیند تصفیه، روغن خشک می شود ولی ممکن است به دلیل رطوبت بالای موجود در عایق های سلولزی نیاز به خشک کردن ترانسفورماتور وجود داشته باشد.

نکته دیگری که بایستی توجه داشت آن است که در جدول (پ ۴-۲)، روش اندازه گیری ولتاژ شکست استاندارد D877 ذکر شده است. به جای این روش به طور معمول از روش IEC استفاده می شود که در فصل مربوط به آزمون های روغن به تفصیل در مورد آن صحبت شده است. مرجع [۶۵] مطالعاتی در مورد ارتباط این دو روش انجام داده است. مطابق نتایج این مرجع، برای روغن کارکرده مقدار ولتاژ شکست اندازه گیری شده در روش IEC حدود $1/3$ برابر ولتاژ شکست اندازه گیری شده توسط روش D877 است. لذا مقدار 30 kV ارائه شده در جدول با روش D877 می تواند معادل ولتاژ شکست 39 kV مطابق روش IEC در نظر گرفته شود.

همچنین، بایستی توجه داشت که مشخصات ذکر شده در جدول (پ ۴-۲) برای روغن بشکه است. به بیان دیگر، ولتاژ شکست 30 kV یا 40 kV مربوط به روغنی است که هنوز تصفیه فیزیکی برای تزریق نهایی به ترانسفورماتور بر روی آن انجام نشده است. بعد از تصفیه فیزیکی و پیش از تزریق نهایی روغن به ترانسفورماتور، مشخصات آن بایستی منطبق بر مواردی باشد که در فصل اول نظام نامه هنگام تزریق نهایی روغن به ترانسفورماتور قید شده است.

ب) برای ترانسفورماتورها و رآکتورها نباید از روغن کلیدها و یا تپ چنجرها که شامل کربن هستند استفاده شود. معمولاً روغن هایی که باید تصفیه شوند را جمع آوری و انبار می کنند تا مقدار آن مناسب فرآیند تصفیه شود. در این صورت به دلیل منابع مختلف آلودگی در روغن ها، روغن تصفیه شده از این روش تنها مجاز به استفاده در تجهیزات با نیازمندی های کمتر (با سطح ولتاژ کمتر) هستند.

ت) فرآیند تصفیه شیمیایی ممکن است تمام ناخالصی ها و آلودگی های روغن را حذف نکند و برعکس ممکن است بعضی اجزاء سودمند روغن را حذف کند، که این موضوعات با روش های استاندارد آزمایشگاهی قابل تشخیص نیستند. از این رو روغن های تصفیه شده نباید در تجهیزات نو مورد استفاده قرار گیرند. همچنین، در صورتی که از بازدارنده و منفعل کننده استفاده نشود، روغن تصفیه

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

شده می‌تواند به سرعت دوباره تخریب و یا باعث خوردگی در ترانسفورماتور شود. لذا بعد از تصفیه شیمیایی باید به روغن بازدارنده و منفعل‌کننده اضافه کرد.

ث) مناسب است برای روغن تصفیه شده (مطابق استاندارد IEEE C57.637, 2015) حداکثر ۰/۳ درصد وزنی از بازدارنده‌ها جهت بهبود طول عمر آن استفاده شود.

ج) روغن تصفیه شده‌ای که شرایط لازم در جدول (پ ۴-۲) را داشته باشد ممکن است هنوز دارای رطوبت و گازهای محلول باشد که در نتیجه لازم است هنگام پرکردن تجهیز، رطوبت و گاز آن با تصفیه فیزیکی به حدود مناسب (مطابق مشخصات تجهیز) رسانده شود.

ح) در فرآیند تصفیه شیمیایی روغن ترانسفورماتور، ترکیبات گوگردی از طریق فیلتراسیون و یا تبدیل شدن به گاز H_2S از روغن حذف میشوند. اما منابع دیگری مانند واشرها توانایی تولید گوگرد و تداوم تبدیل مس به سولفید مس را دارند. لذا در مورد حذف سولفور خورنده از ترانسفورماتور، لازم است تا با کارشناسان متخصص مشورت گردد و مطابق نظرات آنها اقدامات لازم انجام شود. همچنین دما، غلظت، میدان الکتریکی و اکسیژن از عوامل موثر بر خوردگی ناشی از سولفور خورنده هستند.

۲- ملاحظات اقتصادی

بعضی از ملاحظات اقتصادی که می‌تواند در تصمیم‌گیری برای اقدام به تصفیه شیمیایی در نظر گرفته شود به شرح زیر است:

- ا) هزینه و در دسترس بودن مواد لازم برای انجام تصفیه شیمیایی،
- ب) هزینه جمع‌آوری و ذخیره روغن،
- ت) هزینه روغن نو در برابر تصفیه شیمیایی،
- ث) هزینه تصفیه شیمیایی و کیفیت نهایی محصول،
- ج) افزایش عمر سلولز به دلیل کاهش اسید روغن،
- ح) محیط زیست و قوانین آن،
- خ) نگهداری تجهیز و استهلاک آن،
- د) هزینه‌های حمل و نقل و آزمون‌ها،
- ذ) از دست دادن مقداری روغن در طول فرآیند،
- ر) ارزش روغن تصفیه نشده برای کاربرد فعلی یا کاربردهای دیگر.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۳- انواع روش‌های تصفیه فیزیکی و شیمیایی

جدول (پ ۴-۳) انواع روش‌های تصفیه فیزیکی، شیمیایی و نوع آلودگی که با این روش‌ها می‌توان حذف کرد را نشان می‌دهد.

برای تصفیه شیمیایی روغن، شرکت‌های بزرگ روغن‌های آلوده را ابتدا جمع‌آوری می‌کنند و سپس آن‌ها را با بهره‌گرفتن از سیستم‌های تصفیه ثابت، احیا می‌کنند. دستگاه‌های قابل حملی نیز برای تصفیه شیمیایی ساخته شده است که می‌توانند در سایت، روغن ترانسفورماتور را تصفیه کنند و همچنین، در محلی که روغن‌ها جمع‌آوری می‌شود. دستگاه‌های آنالینی نیز ساخته شده‌اند که هنگام بهره‌برداری از ترانسفورماتور، روغن را تصفیه شیمیایی می‌کنند.

انتخاب روش به امکانات موجود، شرایط جغرافیایی محل پست و سایر مسائل برای اجرایی بودن روش و اقتصادی بودن آن بر می‌گردد. همچنین، دقت شود که روش تصفیه شیمیایی بایستی مطابق با استانداردهای مورد تأیید محیط زیست باشد.

جدول (پ ۴-۳): روش‌های تصفیه روغن

نوع آلودگی که حذف می‌شود						روش‌های تصفیه روغن
جامدات	آب آزاد	آب حل شده	هوا و گاز	اسیدهای فرار	سایر	
خیر	بله	بله	بله	اغلب	خیر	خشک کننده خلاء Vacuum Dehydrator
بله	بخشی	بخشی	خیر	خیر	خیر	فیلتر مکانیکی Mechanical Filter
بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	سانتریفوژ Centrifuge
بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	فیلتر جمع‌کننده Coalescing Filter
بله	بله	خیر	خیر	خیر	خیر	ته نشینی Precipitation Settling
بله	بله	بله	خیر	بله	بله	فرآیند تماس Contact Process

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نوع آلودگی که حذف می‌شود						روش‌های تصفیه روغن
جامدات	آب آزاد	آب حل شده	هوا و گاز	اسیدهای فرار	سایر	
بله	بله	بخشی	خیر	بله	بله	جداسازی با وزن Percolation by Gravity
بله	بله	بخشی	خیر	بله	بله	جداسازی با فشار Percolation by Pressure
بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	فرآیند سیلیکات سدیم کربن فعال Activated Carbon Sodium Silicate Process
بله	خیر	خیر	خیر	بله	بله	فرآیند فسفات سدیم Trisodium Phosphate Process

۴- استفاده از خاک رنگ‌بر (Fuller's Earth)

خاک رنگ‌بر به عنوان یک ماده جاذب می‌تواند برای تصفیه شیمیایی روغن مورد استفاده قرار گیرد. ویژگی این خاک، خنثی کردن اسیدها، جذب مولکول‌های قطبی و رنگ‌زدایی از روغن است. دمای روغن برای عبور از خاک رنگ‌بر بین ۶۰ تا ۸۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته می‌شود. دمای روغن باید به میزانی باشد تا لجن را در خود حل کند. خاک رنگ‌بر را با حرارت فعال می‌کنند. اگر خاک رنگ‌بر در دمایی بین ۷۰ تا ۱۴۰ درجه فعال شود، نقش رنگ‌بری خاک بیشتر و جذب آب آن کمتر می‌شود ولی تاثیری بر خنثی‌سازی اسیدها ندارد. در صورتیکه در دمای بیش از ۴۵۰ درجه فعال شود، اثر جذب آن زیاد می‌شود و تاثیر کم‌تری بر رنگ‌بری خاک دارد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۵

نمونه های عملی از تحلیل گازهای محلول در روغن

۱- مقدمه

در این گزارش، دو نمونه از تحلیل گازهای محلول در روغن مربوط به دو مورد واقعی گزارش می شود. در مورد اول، تحلیل گازهای محلول در روغن و شناسایی عیب را به درستی بیان کرده است اما در مورد دوم، تحلیل گازهای محلول در روغن عیب را به درستی نشان نمی دهد. این دو مورد از آن جهت انتخاب شده است که نشان دهد روش DGA همیشه به پاسخ درست منتهی نمی شود اما همچنان امکان تشخیص وضعیت غیرطبیعی ترانسفورماتور را دارد. لازم به ذکر است که این دو مورد از مرجع [۶۶] انتخاب شده اند.

۲- مورد اول: تشکیل هیدروکربن ها به جز استیلن در یک ترانسفورماتور نیروگاهی

مورد اول مربوط به یک ترانسفورماتور نیروگاهی 200 MVA و با سطوح ولتاژی 145/15.75 kV بوده است. علت انجام تحلیل DGA بروز آلارم رله بوخه لیس در تاریخ ۲۰ خرداد ۱۳۹۷ بوده است. پس از بروز آلارم، در فاصله کوتاهی نمونه برداری از روغن انجام شده است. در مورد این ترانسفورماتور، نتایج تحلیل گاز در مقاطع زمانی قبلی نیز موجود بوده است. نتایج مربوط به DGA همراه با نتایج دو مرحله نمونه برداری قبلی در جدول (پ ۵-۱) گزارش شده است.

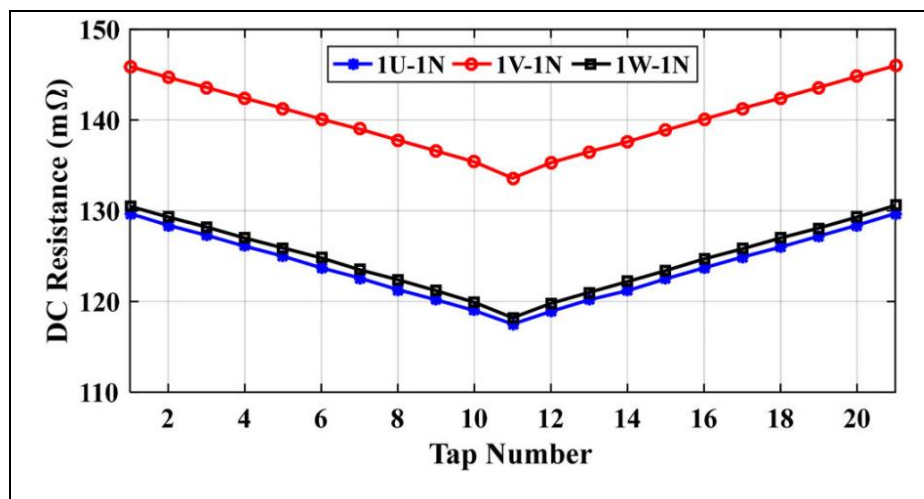
جدول (پ ۵-۱): نتایج DGA مربوط به ترانسفورماتور نیروگاهی بر حسب ppm

تاریخ	۱۳۹۶/۱/۲۰	۱۳۹۶/۸/۲۹	۱۳۹۷/۳/۲۰
C ₂ H ₂	۱۰	۴	۸
C ₂ H ₄	۳۹۰	۳۶۷	۲۶۶۷
C ₂ H ₆	۱۷۳	۱۸۵	۹۹۳
CH ₄	۳۶۰	۳۸۲	۲۴۴۵
CO ₂	۲۲۶۲	۲۱۰۲	۲۵۵۹
CO	۴۳۰	۳۵۴	۳۴۵
H ₂	۱۴۵	۱۱۶	۱۲۲۷
TDCG	۱۵۰۸	۱۴۰۸	۷۶۸۵

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

چنان که از نتایج مشخص است همه هیدروکربن ها به جز استیلن رشد قابل ملاحظه نشان می دهند. گازها با روش های معمول تحلیل، ارزیابی شده اند. روش IEC و Rogers نوع خطا را T2 نشان می دهند در حالی که مثلث و پنج ضلعی دوال نوع خطا را T3 مشخص کرده اند. روش دورنبرگ نیز نوع خطا از جنس خطای حرارتی تشخیص داده است. با توجه به اینکه کلیه روش ها به صورت جامع خطای حرارتی را نشان می دهند، به نظر می رسد که نوع خطای درون ترانسفورماتور بایستی از جنس خطای حرارتی باشد.

نظر به اینکه خطا از جنس حرارتی است، سایر آزمون های تکمیلی که می توانند نقطه داغ را نشان دهند بر روی ترانسفورماتور انجام شده است. از جمله این آزمون ها، مقاومت DC سیم پیچ است. نتایج مربوط به این آزمون، که در همه تپ های OLTC انجام شده، در شکل (پ ۵-۱) نشان داده شده است. با توجه به اینکه مقدار مقاومت اندازه گیری شده در همه تپ های فاز V از دو فاز دیگر بزرگ تر بوده است، احتمالاً یک نقطه اتصال نامناسب در مسیر اصلی این فاز وجود دارد که در همه تپ ها نیز اثر خود را نشان داده است. از جمله این نقاط می تواند محل اتصال هادی به بوشینگ باشد، چرا که در همه حالت های OLTC، این نقطه در مسیر اندازه گیری مقاومت قرار دارد.



شکل (پ ۵-۱): نتایج اندازه گیری مقاومت DC سیم پیچ در همه تپ های OLTC

جهت یافتن عیب، بازبینی داخلی از ترانسفورماتور صورت گرفته و مشخص شد که پیچ اتصال هادی به بوشینگ در فاز V شل بوده است. تصویر محل اتصال هادی به بوشینگ در شکل (پ ۵-۲) نشان داده شده است. اتصال نامطلوب و کربنیزه شدن محل اتصال نیز به خوبی در شکل مشخص است. بعد از تمیز کردن محل اتصال، تعویض پیچ و محکم کردن اتصال، مجدداً آزمون مقاومت DC سیم پیچ انجام شده که نتیجه

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نشان می دهد مقدار مقاومت در هر سه فاز هم خوانی دارند. پس از آن ترانسفورماتور بدون مشکل وارد مدار شد.



شکل (پ-۵): محل اتصال هادی به بوشینگ فاز V ترانسفورماتور

۳- مورد دوم: رشد اتان در یک ترانسفورماتور انتقال

مورد دوم یک ترانسفورماتور قدرت 160 MVA با سطح ولتاژی 230/63 kV است. بعد از حدود یک سال از زمان بهره برداری، آزمون DGA بر روی ترانسفورماتور نشانگر رشد قابل توجه گاز C_2H_6 در روغن بوده است. نتایج DGA مربوط به زمان های مختلف در جدول (پ-۵) گزارش شده است. رشد گاز اتان نشان می دهد که یک خطای فعال در ترانسفورماتور وجود دارد. مقدار مطلق گاز C_2H_6 نیز بزرگ تر از 150 ppm است که متناظر با وضعیت ۴ در جدول IEEE است. مقدار مطلق H_2 نیز از 100 ppm بالاتر است که حد معمول این گاز در IEC است.

روش های مختلفی برای تحلیل گازها به کار گرفته شده است. روش Rogers نشان می دهد که ترانسفورماتور در حالت نرمال قرار دارد و روش دورنبرگ قادر به تشخیص وضعیت خاصی نیست. روش مثلث دوال و IEC خطای T1 را درون ترانسفورماتور نشان می دهند در حالی که پنج ضلعی دوال وضعیت ترانسفورماتور را به صورت تولید گازهای پراکنده روغن توصیف می کند. چنان که دیده می شود، یک نوع خطای واحد توسط همه روش ها تایید نشده است.

نظامنامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ-۵): نتایج DGA مربوط به ترانسفورماتور انتقال به ppm

تاریخ	۸۸/۶/۱۰	۸۸/۷/۲۶	۸۸/۱۱/۱۷	۸۹/۲/۴	۸۹/۳/۳	۸۹/۴/۱۴	۸۹/۴/۱۹
C ₂ H ₂	۰	۲	۰	۰	۰	۰	۰
C ₂ H ₄	۸	۱۲	۵	۵	۷	۸	۸
C ₂ H ₆	۱۵۹	۱۵۵	۱۸۹	۱۸۶	۱۸۶	۲۱۷	۲۳۹
CH ₄	۵۷	۶۶	۵۰	۶۴	۶۴	۷۸	۹۵
CO ₂	۹۹۰	۸۰۵	۷۴۷	۷۵۰	۷۱۶	۱۲۰۳	۱۴۵۱
CO	۳۱۶	۲۷۷	۳۷۱	۳۰۰	۲۸۵	۲۸۶	۳۴۱
H ₂	۱۹۷	۱۵۸	۱۲۳	۱۰۰	۸۵	۵۱	۳۹
TDCG	۷۳۷	۶۷۰	۷۳۸	۶۵۵	۶۲۷	۶۴۰	۷۲۲

در ادامه، انواع آزمون‌ها مثل مقاومت عایقی و آزمون‌های روغن انجام شده است. جهت مقایسه بهتر، کلیه آزمون‌ها بر روی ترانسفورماتور مشابه با این ترانسفورماتور در همان پست نیز انجام شده است. در بین انواع آزمون‌ها تنها ضریب تلفات عایقی روغن ترانسفورماتور دارای خطا، افزایش قابل توجه نشان می‌دهد. در نهایت پس از انجام آزمون‌های مختلف و عدم تشخیص نوع خطا تصمیم به بازبینی داخلی گرفته شد. در بازبینی داخلی مشخص شد که رنگ داخل رادیاتور مشکل داشته است و ذرات رنگ از بدنه جدا شده و در روغن ترانسفورماتور غوطه‌ور شده‌اند. در نقاطی نیز اثر رنگ بر روی اکتیوپارت دیده شده است. شکل (پ-۵-۳) تصاویر داخل ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. پوسته پوسته شدن ناحیه داخلی لوله رابط رادیاتور به خوبی در شکل مشهود است. نمونه فعلی موردی است که توسط تحلیل گازها به عنوان خطای حرارتی یا گازهای پراکنده تشخیص داده شده بود اما در واقع مشکل مربوط به رنگ درون ترانسفورماتور بوده است. بعد از تمیز کردن ترانسفورماتور، تصفیه روغن و تعویض رادیاتور ترانسفورماتور بدون مشکل به شبکه برگردانده شد.



شکل (پ-۵-۳): تصاویر درون ترانسفورماتور و نقاطی که رنگ درون رادیاتور جدا شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۶

جدول آنالیز خطاهای ترانسفورماتور قدرت

جدول (پ ۶-۱): نمونه ای از عیوب ترانسفورماتور که با آزمون DGA قابل شناسایی هستند^۱

خطا	نوع عیب	دلایل محتمل وقوع خطا
PD	تخلیه جزئی	- تخلیه الکتریکی در حباب های گاز داخل روغن ناشی از رطوبت بالای کاغذ و اشباع روغن از آب، - به دام افتادن گاز در سیستم عایقی، - فلوت شدن شیلد، - کاهش استقامت عایقی روغن، - بیشتر شدن میدان الکتریکی در یک نقطه از حد تحمل عایق.
D1	خطای الکتریکی با انرژی کم	- تخلیه الکتریکی بین اتصالات ناقص با پتانسیل الکتریکی متفاوت یا شناور در شیلد، دیسک ها یا حلقه های مجاور در سیم پیچ یا حلقه های بسته در هسته، - تخلیه بین بخش های تحت تنش الکتریکی، بوشینگ و تانک، اجزای دارای ولتاژ فشارقوی و زمین در سیم پیچی یا روی دیواره، - تخلیه سطحی در سطوح عایقی و اسپیسرها، شکست عایقی روغن، شکست خزشی در تپ سلکتور.
D2	خطای الکتریکی با انرژی زیاد	- تخلیه الکتریکی سطحی یا تخلیه کامل با انرژی زیاد، - اتصال کوتاه بین: فشارقوی و زمین، فشارضعیف و زمین، اتصالات، داخل سیم پیچ، بوشینگ و تانک، شینه های مسی و تانک، سیم پیچ و هسته و ...
T1	خطای حرارتی کمتر از 300 °C	- اضافه بارگیری از ترانسفورماتور در شرایط اضطراری، - مسدود شدن مسیر عبور روغن در سیم پیچ، - شار پراکندگی در یوغ هسته.
T2	خطای حرارتی بین 300 °C تا	وجود کنتاکت های شل شده و دارای خوردگی در اتصالات پیچ و مهره ای، وجود کنتاکت های معیوب داخل سلکتور سوئیچ، اتصالات کابل و ...

^۱ جزئیات بیشتر آزمون ها و پیامدهای آن و اینکه کدام یک با DGA نیز قابل تشخیص است در جدول (پ ۶-۲) ارائه شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

خطا	نوع عیب	دلایل محتمل وقوع خطا
	700 °C	۲. جریان های گردشی بین نگهدارنده های یوغ و پیچ های هسته، بین نگهدارنده ها و لایه های هسته، در سیم های اتصال زمین، جوش های معیوب یا نگهدارنده های واقع در شیلد مغناطیسی.
T3	خطای حرارتی بیش از 700 °C	۱. جریان های گردشی بزرگ بین تانک و هسته، ۲. جریان های گردشی در دیواره تانک و در پوش بر اثر میدان مغناطیسی (فلوی پراکندگی)، ۳. اتصال الکتریکی بین لایه های هسته.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

جدول (پ ۶-۲): عیوب متداول ترانسفورماتور قدرت و آزمون های قادر به آشکار کردن عیوب مذکور^۱

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
سیم پیچ	* اتصال حلقه	- عبور جریان قابل توجه از حلقه های اتصال کوتاه شده - افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. مقاومت DC سیم پیچ ۲. نسبت تبدیل ۳. تقسیم شار ۴. جریان بی باری ۵. تحلیل گازهای محلول در روغن (DGA)
	* اتصال نامطلوب سیم پیچ به نقطه زیر بوشینگ	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. مقاومت DC سیم پیچ ۲. DGA
	از دست رفتن فشار روی سیم پیچ (کاهش فشار پرس رینگ) و شل شدن آن	- از دست رفتن قدرت تحمل اتصال کوتاه، - احتمال آسیب قابل توجه در اتصال کوتاه بعدی.	۱. تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA) ۲. راکتانس نشتی (امپدانس درصد)
	* تغییر شکل مکانیکی سیم پیچ شامل: تغییر شکل شعاعی، جابجایی محوری، شکستگی اسپیرهای شعاعی، خم شدن سیم پیچ بین اسپیسرها، تغییر فاصله بین دیسک ها، پیچش حلزونی، کج شدن هادی ها در اثر اعمال نیرو از حالت عمودی،	- از دست رفتن قدرت تحمل اتصال کوتاه - احتمال آسیب قابل توجه در اتصال کوتاه بعدی، - احتمال اتصال کوتاه الکتریکی به دلیل آسیب دیدن عایق.	۱. اندازه گیری خازن سیم پیچ ۲. راکتانس نشتی (امپدانس درصد) ۳. FRA

^۱ مواردی که در جدول با ستاره مشخص شده اند، عیوب متداول تر را نشان می دهند.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
	قطع بودن سیم پیچ (بریده شدن هادی)	- وقوع تخلیه و تولید گاز، - به هم ریختن تعادل سه فاز	۱. نسبت تبدیل ۲. جریان بی باری ۳. DGA
	قطع یکی از مسیرهای موازی سیم پیچ	- افزایش جریان سیم پیچ های دیگر، - افزایش دمای موضعی و تولید گاز، - وقوع تخلیه در محل قطع.	۱. مقاومت DC سیم پیچ ۲. جریان بی باری ۳. راکتانس نشتی (امپدانس درصد) ۴. DGA
	اتصال لایه های موازی سیم دریل (CTC) به یکدیگر	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. DGA
	اتصال کوتاه سیم پیچ به زمین اتصال کوتاه بین فازها	- تخلیه با قدرت زیاد و احتمال انفجار - عملکرد رله ها بلافاصله پس از برق دار شدن ترانسفورماتور	۱. مقاومت عایقی
سیم پیچ	گروه برداری نادرست (در صورت موازی بودن با ترانس دوم)	- عبور جریان گردشی شدید از ترانسفورماتور - افزایش دما و تولید گاز	۱. آزمون گروه برداری
هسته	* زمین شدن هسته از دو نقطه	- عبور جریان گردشی قابل توجه از هسته و مسیر جریان زمین - افزایش دمای موضعی و تولید گاز - امکان ذوب شدن مسیر اصلی اتصال هسته به زمین	۱. مقاومت عایقی هسته ۲. DGA
	تخریب عایق بین هسته تا زمین	- احتمال زمین شدن هسته از نقطه دوم	۱. مقاومت عایقی هسته

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
	باز شدن زمین هسته یا زمین شدن آن به صورت نامطلوب	- برق دار شدن هسته و وقوع تخلیه جزئی	۱. تانژانت دلتای سیم پیچ ۲. تخلیه جزئی ۳. DGA
	اتصال بین ورق های هسته یا اتصال بین بسته های طرفین کانال های خنک کنندگی هسته	- افزایش تلفات فوکو - افزایش دمای موضعی و تولید گاز	۱. جریان بی باری (در صورت شدید بودن اتصال) ۲. DGA
سیستم عایقی	* ورود رطوبت به داخل ترانسفورماتور	- افزایش نرخ پیری کاغذ - کاهش ولتاژ شکست روغن - احتمال ایجاد حباب بخار آب در بارگذاری اضطراری	۱. مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون ۲. تانژانت دلتای سیم پیچ ۳. مقدار رطوبت در روغن ۴. آزمون FDS ۵. ولتاژ شکست ^۱
	* تخلیه جزئی در کاغذ عایق	- آسیب دیدن کاغذ و احتمال گسترش به تخلیه با انرژی بالا - تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA ۳. آنالیز مشتقات فوران ۴. میزان CO ₂ و نسبت CO ₂ به CO
	* پیری شدید سیستم عایقی کاغذ و روغن	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز اتصال کوتاه داخلی و بروز تخلیه	۱. مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون ۲. تانژانت دلتای سیم پیچ ۳. آنالیز مشتقات فوران ۴. عدد پلیمریزاسیون کاغذ ۵. اسیدیته روغن ۶. کشش بین سطحی روغن ۷. ولتاژ شکست ۸. نسبت بین کشش سطحی و عدد اسیدی

^۱ به علت تاثیر رطوبت بر مقادیر ولتاژ شکست، مقاومت عایقی و اندیس پلاریزاسیون، در صورت انجام آزمون های فوق تغییری در

نتایج آن ها به علت وجود رطوبت در ترانسفورماتور مشاهده می شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
سیستم عایقی	کاهش استقامت عایقی روغن	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز اتصال کوتاه داخلی و بروز تخلیه الکتریکی	۱. ولتاژ شکست روغن ^۱
	ورود آلودگی به روغن (مثل رنگ، ذرات هادی یا ذرات کربنی)	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال تولید گاز - احتمال تخریب عایق	۱. تانژانت دلتای روغن ۲. تانژانت دلتای سیم پیچ ۳. آزمون ذرات معلق در روغن
	تولید لجن در روغن	- ایجاد گاز - کاهش ولتاژ شکست و احتمال وقوع اتصال کوتاه داخلی - انسداد مسیر خنک کنندگی روغن، ایجاد نقطه داغ موضعی و تولید گاز	۱. آزمون لجن روغن ۲. DGA ۳. آزمون پایداری در برابر اکسیداسیون
	سولفور خورنده	- اکسید کردن هادی های مسی و آسیب دیدن کاغذ	۱. آزمون سولفور خورنده ۲. آزمون فوران ^۲
تپ چنجر	* اتصال بد کنتاکت های تپ چنجر (خصوصاً تشکیل جرم شدید روی کنتاکت ها)	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز - احتمال خوردگی کنتاکت در اثر حرارت	۱. مقاومت DC سیم پیچ
	نیاز به اعمال نیروی بیشتر در برخی تپ ها جهت تغییر تپ	- امکان عملکرد ناقص تپ چنجر - پیری و فرسودگی مکانیزم مکانیکی تپ چنجر	۱. عملکرد دستی تپ چنجر ۲. اندازه گیری جریان موتور مکانیزم
	اتصال نادرست سربندی تپ چنجر	- وقوع جریان گردشی - عدم تعادل سه فاز	۱. نسبت تبدیل

^۱ انجام آزمون های ذرات معلق و رطوبت می تواند به تشخیص علت کاهش استقامت عایقی روغن کمک کند.
^۲ در صورتی که آزمون فوران، پیری کاغذ را نشان دهد اما این پیری با تولید هیچ گازی همراه نباشد، یکی از احتمالات وجود سولفور خورنده در ترانسفورماتور است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
سایر	جدا شدن رنگ داخلی تانک یا رادیاتور	- امکان زنگ زدگی بدنه داخلی - تولید گاز - کاهش ولتاژ شکست روغن و افزایش تلفات آن به دلیل آلودگی	۱. تانژانت دلتای روغن ۲. DGA ۳. آزمون ذرات معلق
	فلوت شدن شیلد	- ولتاژ گرفتن شیلد و ایجاد تخلیه جزئی و تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA
سیستم خنک سازی	بسته شدن مسیر روغن در سیم پیچ ^۱	- افزایش دمای موضعی و تولید گاز - پیری تسریع شده کاغذ	۱. DGA ۲. آزمون لجن در روغن
	*عدم عملکرد فن یا پمپ	- افزایش دمای سیم پیچ و تولید گاز - پیری تسریع شده کاغذ	۱. ترموگرافی (دوربین ترموویژن) ۲. بازبینی ظاهری
	افزایش اصطکاک یا تاقان فن یا پمپ	- کشیدن جریان بیشتر از تغذیه - داغ کردن و آسیب دیدن سیم پیچ موتور فن	۱. اندازه گیری جریان موتور فن یا پمپ ۲. بازبینی ظاهری
	جهت اشتباه فلوی هوا در پره های رادیاتور	- کاهش خنک سازی ترانسفورماتور - افزایش دمای ترانسفورماتور - پیری تسریع یافته کاغذ	۱. ترموگرافی ۲. بازبینی ظاهری
	*آب بندی نبودن واشر پمپ	- مکش گازهای جوی به داخل ترانسفورماتور - عملکرد اشتباه رله بوخهلتس - افزایش نرخ پیری سیستم عایقی	۱. بازبینی ظاهری ۲. DGA

^۱ در ترانسفورماتورهای قدیمی متداول است. در صورت وجود ممکن است احتیاج به شست و شوی اکتیو پارت باشد.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
	* بسته بودن شیر رادیاتور	- کاهش خنک سازی ترانسفورماتور - افزایش دمای ترانسفورماتور - پیری تسریع یافته کاغذ	۱. ترموگرافی ۲. بازیابی ظاهری
کنسرواتور	سوارخ شدن کیسه هوا	- ورود رطوبت و گازهای جوی به روغن - افزایش پیری سیستم عایقی - عملکرد اشتباه نشان گر سطح روغن	۱. عملکرد رله ایربگ ۲. بازیابی ظاهری
	کاهش سطح روغن کنسرواتور	- احتمال بدون روغن ماندن اکتیو پارت و بروز اتصال کوتاه داخلی	۱. بازیابی ظاهری
بوشینگ	اتصال کوتاه بین فویل های خازنی بوشینگ	- تنش افزایش یافته در سایر قسمت های بوشینگ - امکان انفجار بوشینگ	۱. اندازه گیری خازن بوشینگ
	پیری و تضعیف سیستم عایقی بوشینگ	- کاهش ولتاژ شکست - احتمال بروز تخلیه داخلی و آسیب به بوشینگ	۱. تانژانت دلتای بوشینگ
بوشینگ	وجود ترک در عایق رزینی بوشینگ	- کاهش سطح روغن بوشینگ و خطر بروز تخلیه - احتمال ورود آلودگی، رطوبت و گاز از روغن ترانسفورماتور و تضعیف عایق داخلی بوشینگ	۱. بازیابی ظاهری
	وجود ترک در پوشش (لعب) چینی بوشینگ	- نشی روغن - کاهش سطح روغن در بوشینگ و خطر اتصال کوتاه در	۱. بازیابی ظاهری

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

محل بروز خطا	نوع عیب	پیامد	آزمون هایی که عیوب را مشخص می کنند
		قسمت های بدون روغن	
	کاهش سطح روغن بوشینگ	- احتمال بدون روغن ماندن اکتیو پارت بوشینگ و بروز اتصال کوتاه داخلی	۱. بازیابی ظاهری ۲. ترموگرافی
	بازماندن در پوش تست تپ	- بروز جرقه در محل تست تپ - امکان بروز تخلیه داخلی و آسیب به بوشینگ	۱. بازیابی ظاهری
	* آلودگی شدید سطح بوشینگ	- تخلیه خزشی در سطح بوشینگ - احتمال اتصال کوتاه فاز به زمین	۱. بازیابی ظاهری
	فلوت شدن کرونارینگ (گلدانی) زیر بوشینگ	- ولتاژ گرفتن گلدانی و ایجاد تخلیه جزئی و تولید گاز	۱. تخلیه جزئی ۲. DGA
نشان گر ها	عملکرد نادرست ترمومترهای سیم پیچ یا روغن	- احتمال بروز اضافه دما در ترانسفورماتور و آسیب دیدن سیستم عایقی	۱. بازیابی ظاهری ۲. آزمون ترمومترها
	بروز مشکل در نشان گر روغن کنسرواتور	- احتمال کاهش یا افزایش مقدار روغن و بروز مشکلات ثانوی	۱. بازیابی ظاهری

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ ۶-۳): رابطه بین مشکلات اصلی ترانسفورماتور و پارامترهای روغن

مشکلات ترانسفورماتور									
آسیب به آب‌بندی			تخلیه جزئی			اضافه حرارت			
نفوذ رطوبت	نشستی روغن	مشکل در ممبران	فصل مشترک بین کاغذ و روغن	کاغذ	روغن	سیم‌پیچ / مشکلات خنک‌سازی	اتصالات	در هسته	پارامترهای روغن
H 2	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	اسیدیته و IFT
L	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	رنگ
H 8	M	L-M 6	H 5, 6	H 5, 6	L	H 5, 6	L	L	مقدار رطوبت
H 8	M 7	M 6	H 5, 6, 12	M	H 11	H 4, 6, 12	M 3, 12	L	ولتاژ شکست
H 9	L	L 2	L	L	L	H 1, 2	H 1, 2	H 1, 2	$\tan\delta$
L 7	M 10	H 7	H 1, 4, 10	H 1, 4, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	H 1, 10	محتوای گاز

شرح جدول

مشکلات و پیامدها در ترانسفورماتور			تاثیر مشکل بر روی پارامتر روغن
۹- آب، رسوب	۵- پیری کاغذ	۱- تخریب روغن	H = تاثیر زیاد
۱۰- تولید گاز	۶- تولید آب	۲- پیری روغن	M = تاثیر متوسط
۱۱- حباب	۷- هوای حل شده	۳- کربنیزه شدن روغن	L = تاثیر کم
۱۲- ذرات	۸- رطوبت آزاد	۴- تخریب کاغذ	

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

نحوه قرائت جدول با دو مثال به شرح ذیل توضیح داده می شود:

اولین ستون و اولین ردیف (محل تقاطع اسیدیت و IFT با اضافه حرارت در هسته) نشان می دهد که تاثیر اضافه حرارت در هسته بر دو پارامتر اسیدیت و کشش بین سطحی زیاد است (حرف H در این سلول به معنای تاثیر زیاد است). اعداد ۱ و ۲ در این سلول نشان می دهند که مشکل ناشی از این مورد می تواند تخریب یا پیری روغن باشد.

ستون آخر و ردیف سوم (محل تقاطع مقدار رطوبت با نفوذ رطوبت) نشان می دهد که آسیب به آب بندی در صورتی که با نفوذ رطوبت همراه باشد، تاثیر زیادی بر پارامتر مقدار رطوبت در روغن دارد (حرف H). همچنین عدد ۸ در این سلول نشان می دهد که پیامد ناشی از این مورد می تواند ایجاد رطوبت آزاد در ترانسفورماتور باشد.

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۷

چک‌لیست آزمون‌های ترانسفورماتور قدرت

۱- نکاتی در مورد آزمون‌های کارخانه‌ای:

ا. در همه آزمون‌ها بایستی از کالیبره بودن دستگاه‌های اندازه‌گیری اطمینان حاصل شود. حداقل بایستی از سازنده خواسته شود تا مدارک آخرین کالیبراسیون دستگاه‌ها را ارائه کند.

ب. در مورد تلفات بی‌باری و بارداری، آزمون بایستی با دقت بیشتری انجام شود چرا که این تلفات در طول عمر بهره‌برداری ترانسفورماتور در آن وجود داشته و عملاً باعث هدررفت انرژی خواهد شد. ضروری است که هنگام انعقاد قرارداد، برای موضوع تلفات جریمه تعیین شود به این معنی در صورتی که تلفات ترانسفورماتور ساخته شده بیشتر از آنچه در قرارداد مشخص شده است باشد جریمه‌ای از سازنده دریافت شود. بنابراین، بهتر است اندازه‌گیری تلفات با نظارت و دقت بیشتر انجام شود.

ت. هدف از آزمون ضربه کلیدزنی، بررسی تحمل عایق سیم‌پیچ در برابر اضافه‌ولتاژ صاعقه است. در حالت صاعقه، به دلیل پیشانی تیز، اکثر پتانسیل بر روی دورهای اول سیم‌پیچ افت می‌کند و لذا تنش میدانی زیادی بر روی دورهای اول سیم‌پیچ ایجاد می‌شود. هدف از آزمون ضربه آن است که اطمینان حاصل شود که سیم‌پیچ می‌تواند این تنش را تحمل می‌کند. برای آزمون ضربه معمولاً به کمک یک **مقاومت** شنت در نوترال ترانسفورماتور، جریان ضربه ثبت می‌شود و در صورتی که در آزمون‌های مختلف فرم جریان ضربه تغییر کند نشانه آسیب دیدن عایق دورها است. به عبارت دیگر یکی از شروط پذیرش، عدم تغییر فرم جریان صاعقه در آزمون‌های پشت سر هم است. آزمون ضربه کلیدزنی که فقط برای سطوح ولتاژ بالا الزامی است تحمل ترانسفورماتور در مقابل اضافه‌ولتاژهای کلیدزنی را اثبات می‌کند و اصول آن مشابه آزمون ضربه صاعقه است.

ث. دقت شود که آزمون‌های تحمل ولتاژ بایستی مطابق ترتیب جدول انجام شود. برای مثال، امکان آسیب دیدن یا تضعیف عایق سیم‌پیچ در ولتاژ ضربه زیاد است. در صورتی که این آزمون ابتدا انجام شود، در صورت وجود ضعف، در آزمون‌های ولتاژی بعدی نمود پیدا می‌کند. بنابراین، بایستی توجه شود که ترتیب اتخاذ شده توسط استاندارد به دلیل خاصی انجام شده است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ج. انجام آزمون تحمل ضربه برای نوترال به سطح ولتاژ بوشینگ نوترال و همچنین، به این موضوع بستگی دارد که آیا نوترال مستقیم زمین شده است یا خیر. جزئیات آن در استاندارد IEC 60076-3 آمده است.

ح. در آزمون ولتاژ AC با منبع جداگانه، ولتاژ فشارقوی توسط یک منبع جداگانه تولید شده و به سیم پیچ اعمال می شود. در این حالت شار در هسته ایجاد نمی شود چون سیم پیچ ها فاقد جریان هستند. معمولاً ابتدا و انتهای سیم پیچ به هم متصل می شوند و کل سیم پیچ بر روی یک سطح ولتاژ قرار می گیرد. در این حالت بار منبع بیرونی به صورت خازنی است. در نقطه مقابل، در آزمون ولتاژ AC القایی، ولتاژ بزرگ بر روی سیم پیچ با القای الکترومغناطیسی و به دلیل شاری است که در هسته ایجاد می شود. در این آزمون سیم پیچ با کم ترین ولتاژ تغذیه شده و این سیم پیچ شاری را در هسته ایجاد می کند که در سیم پیچ سایر سطوح ولتاژ القا می کند. این آزمون معمولاً با فرکانس بالاتر از 50 Hz انجام می شود تا هسته اشباع نشود. هدف از هر دو آزمون، اثبات صحت عایق بندی سیم پیچ است.

خ. در آزمون های AC میزان تخلیه جزئی نیز اندازه گیری می شود. اندازه گیری تخلیه جزئی مطابق استاندارد بایستی به روش الکتریکی باشد و به یکی از انواع باند باریک یا باند پهن انجام شود. هدف از آزمون تخلیه جزئی آن است که اطمینان حاصل شود که ضعف عایقی و خصوصاً میدان های شدید در جایی وجود نداشته باشد. این میدان های شدید باعث بروز تخلیه جزئی می شود که در کوتاه مدت خود را نشان نمی دهد اما شروع به تخریب عایق کرده و عمر ترانسفورماتور را کاهش می دهد. تخلیه جزئی بر حسب pC اندازه گیری می شود. معیار پیشنهادی IEC برای انجام موفقیت آمیز آزمون تخلیه جزئی، مقدار تخلیه کمتر از 300 pC در حدود 130% Um، تخلیه کم تر از 500 pC در 150% Um و مقدار تخلیه کم تر از 100 pC برای فعالیت پیوسته در 1.1Um است. منظور از Um بالاترین ولتاژ موثر فاز به فاز است که سیم پیچ ترانسفورماتور برای آن طراحی شده است. دقت شود که در حین انجام آزمون و در یک ولتاژ ثابت، تخلیه نبایستی تمایلی به افزایش داشته باشد (یعنی نباید با گذشت زمان مقدار آن مرتباً بزرگ تر شود).

د. هدف از انجام آزمون مقاومت DC سیم پیچ در همه تپ ها آن است که اطمینان حاصل شود که تپ های تپ چنجر دارای مشکل نیستند و همچنین، سیم پیچ ها مشکلاتی نظیر قطعی یا اتصال نامناسب ندارند. مقدار سه فاز بایستی با یکدیگر مقایسه شود. ضمناً الگوهای مورد انتظار از تغییرات مقاومت DC بر حسب تپ های تپ چنجر بایستی مشاهده شود. داده های آزمون مقاومت DC برای آزمون های

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

- عیب یابی در محل پست که بعدها انجام خواهد شد حائز اهمیت است. روش انجام آزمون و نکات آن در فصل آزمون های دوره ای نیز ارائه شده است.
- ذ. هدف از آزمون نسبت تبدیل و گروه برداری آن است که اطمینان حاصل شود که نسبت دورها به درستی رعایت شده و اتصالات به درستی بسته شده است. معیار این آزمون، مقداری است که در قرارداد ذکر شده است. نسبت تبدیل بایستی در همه تپ ها اندازه گیری شود و روند تغییر با تپ مدنظر قرار گیرد.
- ر. در آزمون امپدانس اتصال کوتاه و تلفات بار، ثانویه ترانسفورماتور اتصال کوتاه شده و ولتاژ تا حدی بالا برده می شود که جریان نامی از سیم پیچ عبور کند. IEC ذکر می کند که جریان می تواند مقدار نامی نباشد و سپس نتیجه اندازه گیری به مقدار جریان نامی تبدیل شود اما مقدار جریان حداقل بایستی بزرگ تر از ۵۰٪ جریان نامی باشد. سپس در این شرایط، تلفات اندازه گیری شده و به عنوان تلفات بار قید می گردد. همچنین، با اندازه گیری ولتاژ و جریان و به کمک میزان تلفات مقدار امپدانس اتصال کوتاه سری ترانسفورماتور محاسبه می شود. این مقدار همان ولتاژ اتصال کوتاه یا $U_k\%$ است و بایستی با مقداری که در قرارداد ذکر شده است هم خوانی داشته باشد. این مقدار بایستی برای بالاترین تپ، تپ وسط و پایین ترین تپ (حداقل) اندازه گیری شود. در مورد تلفات نیز بسیار اهمیت دارد که تلفات بار از تلفات قید شده در قرارداد کمتر باشد. دقت کنید که در هنگام اندازه گیری تلفات ممکن است دمای سیم پیچ به مقدار نامی نرسیده باشد در حالی که تلفات بار در قرارداد، مربوط به حالت بارداری کامل ترانسفورماتور است. لذا لازم است که اصلاح دمایی بر روی مقاومت سیم پیچ و تلفات انجام گرفته و سپس با مقدار قید شده در قرارداد مقایسه شود.
- ز. هدف از آزمون تلفات و جریان بی باری تعیین مقدار تلفات هسته ترانسفورماتور و همچنین، اطمینان از صحت هسته ترانسفورماتور است. جریان بی باری سه فاز بایستی با یکدیگر مطابق آنچه که در نظام نامه و آزمون های دوره ای ذکر شده است مقایسه شود و مقادیر جریان بی باری برای اهداف عیب یابی بایستی در دسترس باشد. مقدار جریان بی باری معمولاً به صورت درصدی از جریان نامی بیان می شود و مقدار متوسط سه فاز در نتیجه آزمون ذکر می گردد. در آزمون جریان بی باری و تلفات بی باری ثانویه ترانسفورماتور مدار باز بوده و ولتاژ به مقدار نامی رسانده می شود. سپس میزان تلفات و همچنین، جریان قرائت می شود. بایستی دقت شود که میزان تلفات اندازه گیری شده کم تر از مقدار درخواست شده در قرارداد باشد. در صورتی که ولتاژ آزمون دارای هارمونیک باشد، اعوجاج آن

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

می تواند باعث افزایش تلفات شود و لذا لازم است از ضرابی برای اصلاح استفاده شود. برای جزئیات آن به استانداردهای IEC60076-8 , IEC60076-1 رجوع شود.

س. آزمون جهش حرارتی بایستی حداقل بر روی یک ترانسفورماتور از یک سری انجام شود و به همین دلیل آزمون نوعی محسوب می شود. در این آزمون، ثانویه ترانسفورماتور اتصال کوتاه شده و تلفات معادل جمع تلفات بی باری و بارداری به ترانسفورماتور داده می شود و سپس به ترانسفورماتور زمان داده می شود تا به حالت تعادل حرارتی برسد. در این حالت دمای نقطه بالای روغن ترانسفورماتور و همچنین، متوسط دمای سیم پیچ اندازه گیری می شود. جهت اندازه گیری متوسط دمای سیم پیچ از روش اندازه گیری مقاومت بلافاصله بعد از پایان آزمون استفاده شده و در نهایت با برون یابی مقدار دما در آخرین لحظات آزمایش تعیین می شود. مقدار g_r که از این آزمون به دست می آید برای تنظیم ترمومترهای سیم پیچ حائز اهمیت است.

ش. آزمون اندازه گیری امپدانس مولفه صفر می تواند مطابق درخواست مشتری انجام شود. برای انجام آن سه فاز ترانسفورماتور به یکدیگر متصل شده و ترانسفورماتور توسط یک منبع تک فاز تغذیه می گردد و از مقدار ولتاژ و جریان اندازه گیری شده امپدانس مولفه صفر محاسبه می شود.

ص. آزمون تحمل اتصال کوتاه یک آزمون خاص است که شرایط انجام آن در ایران برای ترانسفورماتورهای قدرت و فوق توزیع مهیا نیست. در این آزمون، جریان اتصال کوتاه نامی (به عنوان مثال 20 kA) در مدت تعیین شده در طراحی ترانسفورماتور از آن عبور داده می شود و استقامت مکانیکی آن در برابر جریان و همچنین، افزایش دمای آن مورد بررسی قرار می گیرد. معمولاً، جریان چندین بار از ترانسفورماتور عبور داده می شود که جزئیات آن در استاندارد داده شده است. در صورتی که امکان انجام این آزمون مهیا نباشد، راه جایگزین مطابق استاندارد IEC 60076-5 آن است که توسط روابط الکترومغناطیسی و مکانیکی و روابط حرارتی، تحمل اتصال کوتاه ترانسفورماتور ثابت شود. مناسب است که این موضوع به عنوان حداقل در قرارداد در نظر گرفته شود. یعنی سازنده بایستی به کمک روابط مدنظر استاندارد و با توجه به مشخصات مواد استفاده شده به صورت نظری ثابت کند که ترانسفورماتور طراحی شده قادر به تحمل جریان اتصال کوتاه مطابق مشخصه قرارداد می باشد.

ض. هدف از آزمون اندازه گیری سطح صدا نیز تعیین میزان نویز ترانسفورماتور بر حسب دسی بل (dB) است. این آزمون از نوع ویژه است اما برای ترانسفورماتورهایی که در مناطق مسکونی نصب می شود

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

مناسب است که انجام شود. نحوه اندازه گیری که بایستی در زمان روشن و خاموش بودن تجهیزات خنک سازی انجام شود در استاندارد IEC 60076-10 تشریح شده است. همچنین، بایستی دقت داشت که صدا یا نویز شامل نویز بی باری و بار داری می شود. نویز بی باری ناشی از وجود شار متغیر در هسته و تغییر ابعاد هسته در اثر عبور شار است اما نویز بار داری ناشی از نیروهای الکترومغناطیسی و در اثر عبور جریان از سیم پیچ است. در کارخانه نیز بایستی سطح صدای بار داری و بی باری به صورت جداگانه اندازه گیری شده و مطابق دستورالعمل استاندارد با هم ترکیب شود. مقادیر پیشنهادی برای سطح نویز مجاز در استانداردهای مختلف از جمله استاندارد NEMA-ST20 ارائه شده است. ط. در آزمون تپ چنجر و تجهیزات جانبی، عملکرد کلیه تجهیزات جانبی مورد آزمون قرار می گیرد و صحت عملکرد آن ها اثبات می شود.

ظ. در آزمون هارمونیک جریان بی باری نیز هدف تعیین میزان اعوجاج شکل جریان بی باری با تعیین هارمونیک های آن است. این آزمون نیز از نوع آزمون های ویژه است.

ع. آزمون های مقاومت عایقی، اندیس پلاریزاسیون، تانژانت دلتا و خازن سیم پیچ به طور کامل در بخش آزمون های دوره ای توضیح داده شده است. گرچه این آزمون ها از نوع آزمون های ویژه است اما انجام آن ها توصیه می گردد چرا که اعداد مربوط به این آزمون ها می تواند به عنوان مرجع برای آزمون های مشابه در طول بهره برداری ترانسفورماتور در نظر گرفته شود.

غ. در نهایت تاکید می شود که روش انجام آزمون ها و در اکثریت موارد، حدود پذیرش آن ها در سری استانداردهای IEC 60076 ارائه شده است و کلیه آزمون ها بایستی مطابق استاندارد و با توجه به آنچه که در قرارداد مشخص شده است انجام شود.

در جدول (پ ۷-۱) برای هر آزمون، یکی از حروف R، T و یا S (درون پرانتز) قرار داده شده است. منظور از R آن است که آزمون مطابق استاندارد آزمون روتین محسوب می شود. منظور از T آن است که آزمون نوعی (یا تایپ) بوده و منظور از S آن است که آزمون از نوع آزمون های ویژه است. در هنگام تنظیم قرارداد می توان تعیین کرد که انجام کدام یک از آزمون های ویژه اجباری است.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ ۷-۱) - چک لیست آزمون های کارخانه ای

ردیف	موضوع	انجام موفق آزمون	توضیحات
۱	آزمون ضربه کلیدزنی (SI) برای ترمینال های خط (R برای $Um > 300kV$) (مطابق IEC 60076-3)		
۲	آزمون ضربه صاعقه (LI) برای ترمینال های خط (R برای $Um > 72.5kV$) (مطابق IEC 60076-3)		
۳	آزمون ضربه صاعقه (LI) برای نوترال (مطابق IEC 60076-3) ^۱		
۴	آزمون تحمل ولتاژ AC اعمالی با منبع جداگانه (R) (Applied Potential Test) (مطابق IEC 60076-1 Clause 11)		
۵	آزمون تحمل ولتاژ AC القایی کوتاه مدت (R) (ACSD) (مطابق IEC 60076-1 Clause 7)		
۶	آزمون تحمل ولتاژ AC القایی بلندمدت (R) (ACLD) (مطابق IEC 60076-1 Clause 7) ^۲		
۷	اندازه گیری تخلیه جزئی (R برای $Um > 72.5 kV$) (مطابق IEC 60076-3 Annex A و IEC 60270)		
۸	آزمون مقاومت DC سیم پیچ در همه تپ ها (R) (مطابق IEC 60076-1)		
۹	آزمون نسبت تبدیل و گروه برداری (R) (مطابق IEC 60076-1 Clause 6)		
۱۰	اندازه گیری امپدانس یا ولتاژ اتصال کوتاه و تلفات بار (R) (به ترتیب مطابق IEC 60076-1 Clause 10 و IEC 60076-8) (Clause 10)		

^۱ الزام انجام این آزمون در هنگام قرارداد تعیین می شود و بستگی به آن دارد که در حالت کار عادی نوترال مستقیم زمین شده است یا با امپدانس. به IEC 60076-3 بند 7.4 مراجعه کنید.

^۲ مطابق IEC 60076-3 آزمون های ۱ تا ۶ بایستی با ترتیب بیان شده انجام شوند. لازم به ذکر است که ممکن است انجام بعضی از این آزمون ها اجباری نباشد. جهت تعیین به IEC 60076-3 مراجعه کنید.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام موفق آزمون	توضیحات
۱۱	اندازه گیری تلفات بی باری و جریان بی باری (R) (به ترتیب مطابق IEC 60076-1 Clause 10 و IEC 60076-8 Clause 10)		
۱۲	آزمون جهش حرارتی (T) (مطابق IEC 60076-2)		
۱۳	اندازه گیری امپدانس (های) توالی صفر در ترانسفورماتور قدرت (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱۴	آزمون تحمل اتصال کوتاه (S) (مطابق IEC 60076-1 و IEC 60076-5)		
۱۵	اندازه گیری سطح صدا (S) (مطابق IEC 60076-10)		
۱۶	آزمون تپ چنجر زیربار و سایر تجهیزات جانبی (R) (مطابق IEC 60076-1 و IEC 60076-3)		
۱۷	اندازه گیری هارمونیک های جریان بی باری (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱۸	اندازه گیری مقاومت عایقی سیم پیچ و هسته (S) (مطابق IEC 60076-1)		
۱۹	اندازه گیری ضریب تلفات عایقی (تانژانت دلتا) و خازن های سیستم عایقی (S) (مطابق IEC 60076-1)		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

۲- چک لیست‌های زمان تحویل، آزمون‌های پیش از تحویل اولیه و کنترل‌های دوره‌ای

جدول (پ ۷-۲) - چک لیست در هنگام تحویل ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	داده‌های شوک‌متر را برای شوک‌های غیرمعمول در حین حمل کنترل کنید.		
۲	یک بازبینی ظاهری کامل از قسمت بیرونی ترانسفورماتور انجام دهید تا از عدم وجود آسیب ظاهری اطمینان حاصل کنید. کنترل کنید که موقعیت ترانسفورماتور نسبت به دستگاه حمل آن جابه‌جا نشده باشد.		
۳	محکم بودن زنجیرها و کمربندها را کنترل کنید.		
۴	آسیب‌های وارده به محافظ‌های حمل، پوشش‌های محافظ مثل داکت‌ها و همچنین، تجمع رطوبت در محفظه‌های حمل را بررسی کنید.		
۵	وضعیت رنگ بدنه را کنترل کنید و در صورت وجود نشانه‌هایی از تجمع گرد و خاک، یخ و برف آن را ثبت کنید.		
۶	شیرها را کنترل کنید تا همانند شروع حرکت کماکان به تانک متصل بوده، در وضعیت بسته بوده و دارای سرپوش باشند.		
۷	وجود فشار مثبت در تانک ترانسفورماتور را کنترل کنید (در صورتی که ترانسفورماتور با گاز حمل شده باشد).		
۸	وجود نشی در ترانسفورماتور را کنترل کنید (در صورتی که ترانسفورماتور دارای روغن باشد)		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۹	داخل تابلوهای کنترل را بررسی کنید. درب تابلو نبایستی پیش از بازبینی باز شده باشد؛ آسیب های ظاهری، قسمت های شل شده، ورود مواد خارجی مثل گرد و خاک و تجمع رطوبت بایستی چک شود؛ دفترچه دستورالعمل بایستی درون تابلوی اصلی باشد؛ جامپرهای استفاده شده برای اتصال کوتاه ترانسفورماتورهای جریان بوشینگ (CT بوشینگ) بایستی در محل خود باشند.		
۱۰	میزان همه نشان گر ها مثل فشار، دما و سطح روغن را ثبت کنید.		
۱۱	مقاومت عایقی بین هسته و زمین را اندازه گیری و مطابق نظام نامه ترانسفورماتور با مقادیر کارخانه ای مطابقت دهید.		
۱۲	قطعات جانبی دریافت شده را با لیست ارسالی کنترل کنید.		
۱۳	رادیاتور ها را از جهت آسیب ظاهری کنترل کنید. لوله های ورود و خروج بایستی آب بندی بوده و در صورت مشکوک بودن برای نشانه هایی از تجمع آب کنترل شوند.		
۱۴	آسیب به فن ها خصوصاً در قسمت تیغه ها و قفس محافظ روی فن ها (توری پره ها) را کنترل کنید. حرکت آزادانه شفت بایستی کنترل شود ضمن اینکه محل وصل برق موتور بایستی همچنان آب بندی باشد.		
۱۵	وضعیت بوشینگ ها را برای یافتن هرگونه نشی روغن یا صدمه به مفره بوشینگ، شیلد و ترمینال ها چک کنید.		
۱۶	تانک کنسرواتور بایستی فاقد هرگونه آسیب خارجی باشد. قسمت داخلی آن بایستی جهت تمیز بودن و عدم تجمع آب و همین طور عدم زنگ زدگی چک شود. کنترل رنگ جهت چک کردن هر گونه خراش یا ساییدگی بایستی انجام شود. نشانگر سطح روغن نیز بایستی از جهت عدم آسیب و کارکرد صحیح کنترل شود.		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۷	سلامت کیسه هوای کنسرواتور را از جهت عدم نشتی هوا کنترل کنید. همچنین، آب‌بندی دریچه کیسه هوا و دریچه خود کنسرواتور بایستی چک شود.		
۱۸	صحت عملکرد کلیه تجهیزات و دستگاه‌های اندازه‌گیری از جمله ترمومتر را کنترل کنید.		
۱۹	آزمون‌های الکتریکی زیر بایستی پس از برقراری شرایط لازم مطابق نظام‌نامه انجام گردد. موارد ذیل مربوط به آزمون‌های هنگام تحویل ترانسفورماتور است و جدا از آزمون‌های پیش از برق‌داری است: الف) آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA)، ب) مقاومت عایقی سیم‌پیچ، پ) آزمون راکتانس نشتی، ت) آزمون نسبت تبدیل و پیوستگی تپ‌چنجر، ث) آزمون اندازه‌گیری تانژانت دلتا و خازن سیم‌پیچ‌ها، ج) آزمون تقسیم شار، چ) آزمون اندازه‌گیری خازن و تانژانت دلتای بوشینگ، ح) آزمون‌های پلاریته، نسبت تبدیل و اشباع CT بوشینگ.		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ-۷-۳) - چک‌لیست آزمون‌های پیش از برق‌دار نمودن اولیه ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	آزمون مقاومت عایقی هسته		
۲	مقاومت عایقی سیم‌پیچ و اندیس پلاریزاسیون		
۳	آزمون نسبت تبدیل همراه با جریان بی‌باری در همه تپ‌ها		
۴	آزمون اندازه‌گیری تانژانت دلتا و خازن بین سیم‌پیچ‌ها و بین سیم‌پیچ تا زمین		
۵	آزمون گروه برداری		
۶	آزمون تقسیم شار		
۷	آزمون راکتانس نشتی		
۸	آزمون تحلیل پاسخ فرکانسی FRA و ثبت به عنوان مرجع برای آینده		
۹	آزمون مقاومت DC سیم‌پیچ در همه تپ‌ها		
۱۰	آزمون خازن و تانژانت دلتای بوشینگ (اندازه‌گیری هر دو خازن C1 و C2)		
۱۱	آزمون صحت عملکرد ترمومتر سیم‌پیچ		
۱۲	آزمون صحت عملکرد ترمومتر روغن		
۱۳	کنترل مقدار نامی ولتاژ و جریان همه موتورهای پمپ و فن‌ها و مطابقت آن‌ها با ولتاژ تغذیه. همچنین کنترل کنید که MCB موتورها دارای تنظیمات حفاظت اضافه‌بار مناسب باشد.		
۱۴	جریان موتورها بایستی اندازه‌گیری شود و با مقدار نامی مقایسه شود. سطح مقطع سیم‌های تغذیه را از جهت مناسب بودن کنترل نمایید.		
۱۵	ترتیب فازهای فن‌ها را کنترل کنید. همچنین، بررسی کنید که جهت چرخش فن‌ها و دمش باد درست باشد.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۶	عملکرد MCB درون مارشال باکس بایستی با تزریق جریان کنترل شود و صحت ارسال آلام آن بررسی شود.		
۱۷	انجام آزمون های تپ چنجر به شرح زیر: (الف) کنترل مقدار نامی ولتاژ و جریان موتور تپ چنجر (ب) عملکرد تپ چنجر به صورت دستی (حتماً پیش از عملکرد موتوری به صورت دستی انجام شود). (ب) کنترل فرمان کاهش و افزایش تپ و مطابقت (یکسان بودن) عدد نشان گر بالا و پایین (پ) کنترل ایترلاک تپ اول و آخر (ت) بررسی صحت ارسال سیگنال پایان تغییر تپ (ث) کنترل تنظیمات AVR (در صورت وجود و استفاده) (ج) آزمون پیوستگی تپ چنجر (چ) کنترل کیفیت روغن تپ چنجر با آزمون ولتاژ شکست (ح) بررسی رله های حفاظت مکانیکی تپ چنجر و همچنین، کنترل دریچه های ورودی و خروجی آن.		
۱۸	انجام آزمون های CT بوشینگی به شرح زیر: (الف) پلاریته (ب) مقاومت عایقی (پ) مقاومت سیم پیچ ثانویه (ت) کنترل مدار ثانویه از ترمینال تا ترمینال (ث) آزمون بار خروجی CT (بردن Burden) (ج) آزمون نسبت تبدیل شار پس ماند همه CT ها را بعد از آزمون ها بگیرید. مطمئن شوید که ثانویه CT ها مدار باز نباشد. (چ) آزمون اشباع CT		
۱۹	کنترل صحت عملکرد موارد زیر: (الف) آلام سطح روغن		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	(ب) ترمومتر سیم‌پیچ (آلارم و تریپ) (پ) ترمومتر روغن (آلارم، تریپ و تست سیستم خنک‌کننده) (ت) رله بوخه‌لئس (آلارم و تریپ) (ث) رله فشارشکن (تریپ) (ج) رله فشارشکن تپ‌چنجر (تریپ) (چ) رله جانسون (تریپ) (ح) رله Air Bag (خ) شیر یک‌طرفه		
۲۰	انجام آزمون‌های روغن: پیش از برق‌داری بایستی آزمون‌های روغن به شرح زیر انجام شود. (الف) گازهای محلول (DGA) (ب) ولتاژ شکست (پ) ضریب تلفات عایقی (ت) کشش بین سطحی (ث) عدد اسیدیته (ج) میزان رطوبت در روغن		
۲۱	نمونه‌های روغن برای انجام آزمون DGA بعد از برق‌داری بایستی در فواصل زمانی تعیین‌شده در نظام‌نامه گرفته شود.		
۲۲	دمای شروع به کار فن‌های (پمپ) گروه‌های مختلف بایستی مشخص شده و ثبت گردد.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ ۷-۴) - چک لیست بازبینی ظاهری و کنترل های مکانیکی پیش از برق دار نمودن اولیه ترانسفورماتور قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کنترل کنید که همه اجزا نصب شده باشند.		
۲	کیفیت رنگ، محل جک زدن، حلقه های زنجیر و کیفیت نواحی دارای جوش را کنترل کنید. نواحی دارای زنگ زدگی را بیابید و نگهدارنده چرخ ها را کنترل کنید.		
۳	مشخصات پلاک را کنترل کنید که مطابق موارد تعیین شده در سفارش و قرارداد باشد. به طور ویژه، حداکثر دمای محیط و ارتفاع کاری بایستی در پلاک قید شده باشد و با شرایط محل نصب ترانسفورماتور تطبیق داده شود.		
۴	محکم بودن پیچ ها را (ترجیحاً با گشتاورسنج) کنترل کنید.		
۵	محکم و مناسب بودن اتصال زمین هسته و بدنه را در صورت وجود بوشینگ مخصوص کنترل کنید.		
۶	شیب لوله منتهی به رله بوخه لیس را کنترل کنید (شیب مناسب لوله حدود ۳ درجه است).		
۷	کنترل کنید که شیرهای رابط بین تانک و رادیاتور باز باشند.		
۸	بوشینگ های اولیه، ثانویه و ثالثیه را (در صورت وجود) برای احتمال وجود آسیب دیدگی کنترل کنید.		
۹	رنگ مناسب (آبی) و مقدار مناسب سیلیکاژل را کنترل کنید. سطح روغن مناسب روغن را نیز در رطوبت گیر کنترل کنید.		
۱۰	تنظیمات و صحت عملکرد هیترها در مارشال باکس را کنترل کنید.		
۱۱	کنترل کنید که برچسب فازها در باکس کابل درست باشد.		
۱۲	محافظت فن ها را کنترل کنید که از جنس پلاستیک یا لاستیک نباشد. وجود محافظ مکانیکی لوله ها و کابل ها در بالای تانک و بر روی بدنه ترانسفورماتور و عدم امکان قراردادن پا بر آنها توسط گروه تعمیرات را به عنوان تکیه گاه کنترل کنید.		
۱۳	فاصله عایقی افقی و عمودی بین قسمت های برق دار تا نقاط زمین شده را کنترل کنید.		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۴	سلامت کیسه هوا یا دیافراگم کنسرواتور را کنترل کنید.		
۱۵	کنترل‌های خاصی که در دستورالعمل ترانسفورماتور توسط سازنده قید شده است را انجام دهید.		
۱۶	برچسب همه ادوات جانبی را کنترل کنید که مطابق نقشه‌ها باشد.		
۱۷	صحت عملکرد ادوات جانبی زیر را مطابق نظام‌نامه کنترل کنید: الف) پمپ‌های روغن و فن‌ها (در همه تنظیمات)، ب) تپ‌چنجر، پ) نشان‌گرهای سطح روغن، ت) ترمومتر بالای روغن، ث) ترمومتر سیم‌پیچ، ج) رله بوخه‌لئس، چ) رله فشارشکن تپ‌چنجر، ح) صحت عملکرد میکروسوئیچ رله فشارشکن، خ) رله جانسون، د) شستی‌ها و نشان‌گرهای مارشال باکس و باکس فرمان تپ‌چنجر، ذ) شیر ارتباطی تانک به کنسرواتور، ر) وضعیت مناسب درپوش، اتصالات تپ‌چنجر و شیرهای روغن آن، ز) شیرهای بالا و پایین تانک، ژ) رله ایربگ (Air Bag) س) کنترل کلیه آلارم‌ها و تریپ‌ها با تحریک دستی.		
۱۸	محل‌های نشی روغن را کنترل کنید.		
۱۹	سطح روغن در تانک، کنسرواتور، تپ‌چنجر و بوشینگ را کنترل کنید. سطح روغن در کنسرواتور را با دمای لحظه‌ای		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	محیط مطابقت دهید. آلارم سطح سنج روغن را کنترل کنید.		
۲۰	هواگیری درست محفظه زیر بوشینگ (محل قرارگیری بوشینگ CT) و رادیاتورها را کنترل کنید.		
۲۱	فلومتر روغن و جهت درست نصب آن را (در صورت وجود) کنترل کنید.		
۲۲	سیم کشی های خارجی را از جهت سلامت، درستی، محکم بودن اتصالات و پوشش حفاظتی کنترل کنید.		
۲۳	تجهیزات مانیتورینگ آنلاین را (در صورت وجود) کنترل کنید.		
۲۴	کلیه شیرهای روغن روی تانک بایستی توسط پلاک مناسب مشخص شده باشند.		
۲۵	بررسی اتصال درست شیر یک طرفه بین رله بوخهلتس و کنسرواتور (شیر الین)		
۲۶	در رله های بوخهلتس، جانشون، فشارشکن، نشانگر سطح روغن و شیر یک طرفه (در صورت وجود) از آب بندی درب ها و همچنین، ورودی کابل ها جهت جلوگیری از ورود آب به داخل محفظه کنتاکت ها اطمینان حاصل کنید.		
۲۷	سیرکوله روغن به درستی و طبق استاندارد و دستورالعمل شرکت سازنده انجام شده است.		
۲۸	هواگیری به درستی و طبق استاندارد و دستورالعمل شرکت سازنده انجام شده است.		
۲۹	از روغن بشکه پلمپ شده و نو برای ترانسفورماتور نو استفاده شده است. (طبق سفارش سازنده) با توجه به دمای محیط، روغن در سطح مناسبی قرار دارد.		
۳۰	شیرهای مختلفی که طبق دستورالعمل شرکت سازنده باید در وضعیت باز باشند، باز هستند.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	شیرهای مختلفی که طبق دستورالعمل شرکت سازنده باید در وضعیت بسته باشند، بسته هستند.		
۳۱	رله جانسون در جهت صحیح نصب شده است.		
۳۲	چرخ های ترانسفورماتور باز شده است. ترانسفورماتور به زمین محکم شده است.		
۳۳	جهت اتصال بوشینگ ها به کلمپ از بی متال استفاده شده است.		
۳۴	اتصال لینک داخل محفظه ترانسفورماتور جریان و محفظه اتصال هسته به فریم به درستی برقرار شده است. (در صورت وجود ترانسفورماتور جریان) اتصال لینک داخل محفظه ترانسفورماتور جریان و محفظه اتصال هسته به بدنه به درستی برقرار شده است. (در صورت وجود ترانسفورماتور جریان)		
۳۵	اجرای میله اتصال به شبکه زمین مطابق طرح تایید شده، مورد قبول است.		
۳۶	سیم ارتباطی بین نقطه نوترال ترانسفورماتور و شبکه زمین از نظر سطح مقطع و پوشش عایقی مطابق طرح تایید شده برقرار است.		
۳۷	تنظیمات ترمومتر روغن و سیم پیچ طبق دستورالعمل سازنده مناسب باشد و جمپر CT نیز باز بوده، (CT استفاده شده برای تزریق جریان به ترمومتر سیم پیچ) و صحت وایرینگ ترمومتر تایید شود. (این مورد جهت به مدار آوردن فن ها، پمپ های روغن، اعلام آلام و تریپ و مطابق با شرایط بهره برداری می باشد).		
۳۸	محفظه های سیلیکاژل تمیز شکستگی ندارند روغن داخل محفظه های سیلیکاژل تمیز و نشتی ندارد.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۳۹	از زمان سیرکوله روغن ترانسفورماتور تا زمان برق داری حداکثر ۳ ماه گذشته است. در غیر این صورت با انجام آزمون مشخص شود که آیا نیاز مجدد به سیرکوله روغن مجدد وجود دارد یا نه؟		
۴۰	پوشش عایقی بر روی بوشینگ های سمت فشار ضعیف نصب شده است. (به منظور جلوگیری از حوادث برخورد پرنده و گربه)		
۴۱	نقشه مدار داخلی کولینگ باکس در داخل محفظه آن قرار دارد. اهرم فرمان دستی تپ چنجر در محل پست موجود است.		
۴۲	اجرای وایرینگ ۳۸۰ ولت تابلو AC (سیرکوله روغن) به صورت صحیح انجام شده و از طلق عایقی و فیوز مناسب استفاده شده است. همچنین، آب بندی مجموعه مناسب باشد.		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

جدول (پ-۷-۵) - چک‌لیست بازبینی ظاهری و کنترل‌های دوره‌ای ترانسفورماتور قدرت

الف) تانک اصلی ترانسفورماتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	ترانسفورماتور را جهت مشاهده نشی روغن بررسی کنید.		
۲	بدنه را برای یافتن خوردگی و زنگ‌زدگی بازبینی کنید.		
۳	وضعیت رنگ تانک و قسمت‌های دیگر را خصوصاً در قسمت اتصالات جوش داده شده بررسی کنید.		
۴	محکم بودن پیچ‌های در دسترس را کنترل کنید.		
۵	سیم اتصال زمین را بررسی کنید.		
۶	به رنگ اتصالات مختلف در قسمت بیرونی ترانسفورماتور توجه کنید. تغییر رنگ می‌تواند نشانه افزایش دمای موضعی باشد.		
۷	کانال سیم‌ها و کابل‌ها را جهت اطمینان از محکم بودن خود کانال و سیم و کابل‌ها کنترل کنید. همچنین، مسیرهای کابل که آب‌بندی هستند بایستی فاقد رطوبت باشند.		
۸	از سالم بودن واشرها اطمینان حاصل کنید. شش ماه بعد از تعویض واشر مجدداً آن را بررسی کنید تا از مناسب بودن تعویض واشر اتصالات اطمینان حاصل شود.		
۹	در مورد تانک ترانسفورماتور موارد زیر را نیز کنترل کنید: الف) کنترل چرخ‌های ترانسفورماتور و گریس‌کاری آن‌ها (در صورت نصب بودن)، و کنترل عامل نگهدارنده چرخ‌ها، ب) کنترل وضعیت ریل و فونداسیون از نظر ترک و شکستگی یا نشست فونداسیون، پ) کنترل پیچ و مهره‌ها یا کفشک‌های نگهدارنده و سایر تجهیزاتی که در جهت استحکام ترانسفورماتور در برابر زلزله نصب شده‌اند (کنترل بسته بودن ترمزهای ترانسفورماتور و اطمینان از کفایت ترمزهای منصوبه)، ت) کنترل تراز بودن ترانس،		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	ث) کنترل صدا و لرزش		

ب) جعبه ترمینال

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	جعبه ترمینال، جعبه‌های کنترل و جعبه رله‌ها را جهت مشاهده شب‌نم یا قطرات آب کنترل کنید. در صورت مشاهده به کمک یک دستمال پارچه‌ای تمیز خشک، درون محفظه را خشک و عملکرد درست و در مدار بودن هیترهای درون جعبه‌ها را بررسی کنید.		
۲	آب‌بندی همه جعبه ترمینال‌ها را در مقابل ورود آب بررسی کنید. محکم بودن اتصالات و کابل‌های رابط را نیز کنترل کنید.		
۳	داخل جعبه ترمینال را جهت یافتن خوردگی بررسی کنید.		
۴	در جعبه ترمینال‌ها همه کلیدها، قسمت‌های ارسال فرمان و چراغ‌ها را مطابق نقشه یک به یک فعال کرده و از عملکرد درست آن‌ها اطمینان حاصل کنید.		
۵	کابل‌ها و سیم‌ها را از نظر خوردگی و زدگی بررسی کنید.		
۶	داخل تابلو، ترمینال‌ها و اتصالات را از گرد و غبار و زنگ پاک کنید.		
۷	بررسی کنید تابلو تمیز بوده و تهویه آن مناسب است.		
۸	کنترل کنید که ترموستات سالم و تنظیم آن مناسب و گرمکن ضد شب‌نم در مدار است.		
۹	کنترل کنید که هیتر، ترموستات و روشنایی سالم و در مدار هستند.		
۱۰	چک کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی باشد و کلیه منافذ اضافی مسدود است.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱۱	کنترل کنید که بررسی شرایط داکت ها و اطمینان از بسته بودن درپوش داکت های مذکور انجام شده است.		
۱۲	اطمینان حاصل کنید که ترمینال ها و سایر تجهیزات سالم و سیم ها مرتب و فاقد سوختگی هستند.		
۱۳	اتصال زمین مربوطه را از لحاظ شل شدگی، فرسودگی اتصالات و پارگی سیم ها کنترل کنید.		
۱۴	کنترل و بررسی پیوستگی سیستم زمین آن با شبکه زمین پست را انجام دهید.		
۱۵	بررسی کنید که کلیه نقشه های مدار الکتریکی مربوطه، در تابلو موجود باشد.		
۱۶	باکس کابل (Cable Box) مربوط به سیم پیچ سوم بایستی مجهز به سیلیکاژل باشد. اگر سیم پیچ سوم باکس نداشته باشد و مورد استفاده نیز نباشد، سر پوشینگ ها بایستی با نوار عایقی ریکم تا بشقاب دوم زیر سوزنی عایق شود تا فواصل عایقی رعایت شود.		

پ) بازبینی ترمومترها

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
بازبینی ترمومترها در حالت برق دار			
۱	همه نشان گرهای دما را در حالی که ترانسفورماتور در حال کار است چک کنید. در صورتی که ترانسفورماتور بی بار باشد، دمای قرائت شده بالای روغن بایستی با دمای سیم پیچ تقریباً یکسان باشد.		
۲	در حالتی که بار ترانسفورماتور نزدیک به مقدار نامی است، دمای سیم پیچ معمولاً بایستی حدود ۱۵ تا ۲۰ درجه مطابق با نتایج آزمون جهش حرارتی در ترانس از دمای قسمت بالای		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	روغن ترانسفورماتور بیشتر باشد. مطابقت دادن تفاوت دمای ترمومتر سیم پیچ و روغن با نتایج آزمون های کارخانه ای جهش حرارتی (Temp. rise) ارجحیت دارد. در صورت وجود مغایرت، یک یا هر دو ترمومتر عملکرد اشتباه دارند.		
۳	دمای نزدیک پاکت ترمومتر بالای روغن را با یک ترمومتر مادون قرمز اندازه گیری کنید. مقداری که ترمومتر ترانسفورماتور نشان می دهد بایستی در حدود قرائت ترمومتر مادون قرمز باشد.		
۴	پس از قرائت حداکثر دماهای ثبت شده، مجدداً نشان گر حداکثر دمای ثبت شده به حالت اولیه برگردانده شود یا Reset گردد در صورت ثبت دمای قابل توجه، بایستی ترانسفورماتور جهت یافتن مشکل تحت نظر قرار گیرد.		
بازبینی ترمومترها در حالت بی برق			
۵	زمانی که ترانسفورماتور برای مدت بیش از ۴ ساعت از مدار خارج است (تقریباً با محیط هم دما شده است)، مقدار ترمومترهای سیم پیچ و قسمت Top Oil ترانسفورماتور را قرائت کنید. در این حالت هر دو بایستی تقریباً یک عدد را نشان دهند و در غیر این صورت دچار مشکل هستند.		
۶	در حالت فوق، مقدار دمایی که نشان گر کنسرواتور نشان می دهد را نیز کنترل کنید که با دو عدد فوق تقریباً یک مقدار را نشان دهد.		
۷	داخل دماسنج را جهت اطمینان از عدم وجود زنگ زدگی کنترل کنید.		
۸	در صورتی که آثار بخار آب بر روی قسمت داخلی شیشه دماسنج دیده شود، بایستی شیشه خارج شده و واشر آب بندی آن تعویض گردد.		
۹	مقادیر تنظیمی آلارم، تریپ و عملکرد فن ها را بررسی کرده و		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	با مقادیری که توسط سازنده ارائه شده است مقایسه کنید. دقت کنید که این مقادیر نبایستی دستکاری شوند.		

ت) رطوبت گیر کنسرواتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	رنگ رطوبت گیر (سیلیکاژل) را کنترل کنید. در صورتی که دو سوم رنگ رطوبت گیر تغییر پیدا کرده باشد بایستی آن را تعویض یا احیا کرد.		
۲	سطح روغن در قسمت پایین رطوبت گیر را بررسی کنید.		
۳	واشر رطوبت گیر را بررسی کنید که کاملاً آب بندی باشد و به درستی در محل خود قرار داشته باشد.		

ث) رله فشار شکن

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	در هنگام آزمون های دوره ای و در اولین فرصت پس از عبور جریان اتصال کوتاه از ترانسفورماتور (خطای داخلی یا خارجی) رله فشار شکن را بررسی کنید که آیا عملکرد داشته است یا خیر.		
۲	مدار تریپ را به صورت دستی کنترل کنید. بررسی کنید که با فعال سازی مدار، فرمان قطع به درستی ارسال می شود.		
۳	هر سه سال در هنگام انجام آزمون های دوره ای اطراف رله فشار شکن را جهت پیدا کردن نشی روغن بررسی کنید.		
۴	در صورتی که رله فشار شکن رنگ شده باشد، بایستی در اولین خروج ترانسفورماتور از مدار عملکرد آن کنترل شود.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ج) رله بوخهلتس

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	شیر ارتباط رله بوخهلتس را بررسی کنید که باز باشد.		
۲	با بلند کردن درپوش دریچه رله، مقدار گاز درون آن را بررسی کنید. در صورت تجمع گاز مطابق نظام نامه عمل کنید. در چنین حالتی، از ریست کردن رله خودداری کنید.		
۳	فرمان آلارم و تریپ رله بوخهلتس را به صورت دستی (به کمک اهرم تعبیه شده) فعال کرده و اطمینان حاصل کنید که این فرمان ها در قسمت مناسب دریافت شده است. در صورت امکان اجازه دهید تا با صدور فرمان، کلید قدرت عمل کرده و صحت کامل فرآیند را کنترل کنید. در غیر این صورت، به کمک یک اهم متر می توان از عملکرد سوئیچ آلارم و تریپ اطمینان حاصل کرد.		
۴	هر سه سال به کمک یک پمپ دستی مقداری هوا به محفظه بالای رله تزریق کنید و در حین این کار تغییر سطح و عملکرد قسمت شناور را بررسی کنید. دقت کنید که در لحظه مناسب فرمان آلارم فعال شود. در نهایت با فشردن ضامن تخلیه، هوا را تخلیه و رله را Reset کنید.		
۵	بررسی اتصال درست شیر یک طرفه بین بوخهلتس و کنسرواتور (شیر الین)		

چ) سیستم خنک کننده

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
فنها			
۱	فرمان عملکرد همه فن ها باید به صورت دستی فعال گردد. در این حالت بایستی عملکرد مناسب همه فن ها بررسی شود. فن بایستی به نرمی و با حداقل لرزش کار کند.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۲	فن ها را جهت یافتن پره های آسیب دیده بررسی کنید.		
۳	جهت درست حرکت هوا را هنگام کار فن ها کنترل کنید.		
۴	به نویز فن ها گوش کنید. نویز غیرعادی یک فن و یا لرزش غیرعادی نشانه وجود مشکل در فن است که بایستی برطرف شود.		
۵	یاتاقان فن ها را بایستی به صورت سالیانه گریس کاری کنید.		
۶	تیغه ها و بدنه موتور را بایستی به صورت سالیانه تمیز کنید.		
پمپ ها			
۷	فرمان پمپ ها را فعال کنید به نحوی که همه پمپ ها شروع به کار کنند. جریان موتور پمپ ها را در هر سه فاز با یک آمپر متر چنگکی دقیق اندازه گیری کنید و با مقدار قبلی مقایسه کنید. کمتر یا بیشتر بودن جریان یکی از موتور ها نشانه وجود مشکل است.		
۸	بایستی از چرخش پمپ ها در جهت صحیح اطمینان حاصل کنید.		
۹	فلومترها را نیز برای صحت عملکرد مورد بازبینی قرار دهید. در صورتی که فلومتر فرمان آلام دارد بایستی با فعال کردن دستی، صحت عملکرد آن را بررسی کنید.		
۱۰	واشرها خصوصاً در سمت مکنده پمپ ها را مورد بازبینی قرار دهید و در صورتی که آسیب ظاهری در آن ها دیده می شود، آن ها را تعویض کنید.		
۱۱	اتصالات پمپ ها را به دنبال نشانه های نشت روغن بررسی کنید.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ح) رادیاتور

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	همه شیرهای اتصال رادیاتورها را کنترل کرده و اطمینان حاصل کنید که در حالت باز هستند.		
۲	در صورت امکان رادیاتورها را حین کار ترموگرافی کنید. در غیر این صورت با دست کنترل کنید که همه رادیاتورها در حال کار باشند.		
۳	رادیاتورها را سالیانه از بیرون کاملاً تمیز کنید.		
۴	قسمت های مختلف رادیاتور را به دنبال یافتن زنگ زدگی بررسی کنید.		
۵	انتهای بالایی رادیاتورها و همچنین، محل های جوش را برای اطمینان از عدم نشت روغن کنترل کنید.		
۶	قسمت بالای رادیاتورها بایستی هواگیری شود.		

خ) بازمینی های ماهیانه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کنترل همه نشان گرهای سطح روغن شامل تانک اصلی، کنسرواتور، بوشینگ و تپ چنجر.		
۲	ثبت دمای سیم پیچ و دمای Top Oil (مقدار لحظه ای و حداکثر ثبت شده (قرائت ماکسی متر Maximeter)) و باز گرداندن همه نشان گرهای حداکثر دما به حالت اولیه. وضعیت ظاهری ترمومترها نیز بررسی گردد.		
۳	کنترل رنگ سیلیکاژل و همچنین، کنترل ظرف روغن		
۴	بررسی رله فشار شکن برای کنترل این موضوع که آیا عملکرد داشته است.		
۵	بررسی بوشینگ ها برای یافتن بشقاب های شکسته یا لب پر شده و یا دارای آلودگی.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۶	وضعیت رله بوخهلتس		
۷	وضعیت رادیاتورها		
۸	کنترل برق گیرها برای یافتن بشقاب های شکسته یا لب پر شده و یا دارای آلودگی.		
۹	کنترل وضعیت کلی ترانسفورماتور شامل رنگ، اتصالات و نشتی روغن.		
۱۰	کنترل و ثبت بار ترانسفورماتور، ولتاژ سه فاز و جریان نوترال.		
۱۱	راه اندازی فن ها و کنترل صحت عملکرد آنها.		
۱۲	راه اندازی پمپ های روغن و کنترل فلومترها.		
۱۳	وضعیت اتصالات سیم های فاز و ارت		
۱۴	وضعیت ظاهری تابلوهای ترانس و آب بندی درب تابلوها		
۱۵	وضعیت ظاهری تابلو، مکانیزم تپ چنجر و ثبت تعداد عملکرد		
۱۶	وضعیت ظاهری مدارهای روشنایی، ترموستات و هیتر تابلوها		
۱۷	وضعیت صدا و لرزش ترانسفورماتور		
۱۸	وضعیت دستگاه های مانیتورینگ نصب شده		
* برای زمان بندی انجام بقیه کنترل ها به فصل آزمون های دوره ای مراجعه گردد.			

د) بازیابی های هفتگی

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	وضعیت ظاهری، تمیزی و نشتی روغن		
۲	وضعیت ظاهری اتصالات سیم های فاز و ارت		
۳	وضعیت ظاهری بوشینگ ها		
۴	وضعیت ظاهری نشان دهنده ها و سطح روغن بوشینگ ها		
۵	وضعیت ظاهری نشان دهنده و سطح روغن تپ چنجر		
۶	وضعیت ظاهری شمارنده و ثبت تعداد عملکرد تپ چنجر		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۷	وضعیت ظاهری ترمومترهای سیم پیچ ها و روغن		
۸	وضعیت عملکرد فن ها و کلیدهای مربوط		
۹	وضعیت ظاهری پمپ ها و کلیدهای مربوط		
۱۰	وضعیت ظاهری دستگاه های مانیتورینگ نصب شده		

ذ) بازیابی های روزانه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	وضعیت ظاهری، تمیزی و نشتی روغن		
۲	وضعیت ظاهری بوشینگ ها		
۳	وضعیت ظاهری نشان دهنده ها و سطح روغن بوشینگ ها		
۴	وضعیت ظاهری اتصالات سیم های فاز و ارت		
۵	وضعیت ظاهری ترمومتر دمای سیم پیچ ها و روغن		
۶	وضعیت عملکرد فن ها و کلیدهای مربوط		
۷	وضعیت ظاهری پمپ ها و کلیدهای مربوط		
۸	وضعیت فیوزها و روشنایی تابلوها		
۹	وضعیت صدا و لرزش غیرعادی		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ذ) بوشینگ

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	کلیه بوشینگ‌ها در سطوح ولتاژی مختلف بایستی فاقد شاخک و مجهز به برق‌گیر باشند. ضمناً در مورد سیم‌پیچ سوم مطابق دستورالعمل سیم‌پیچ سوم عمل شود. ^۱		
۲	سطح بشقاب‌های بوشینگ را برای یافتن ترک و یا آلودگی کنترل کنید. در صورت وجود آلودگی شدید، بوشینگ بایستی در اولین فرصت تمیز شود. در مناطق بسیار آلوده بوشینگ بایستی سالیانه تمیز شود.		
۳	بشقاب‌های بوشینگ را برای یافتن لب‌پریدگی کنترل کنید.		
۴	سطح بوشینگ را برای یافتن اثر کربن و تخلیه کنترل کنید.		
۵	بوشینگ را برای یافتن نشی روغن کنترل کنید. در صورت یافتن نشی، اتصالات و خصوصاً واشرها را برای سفت بودن و آب‌بندی کنترل کنید.		
۶	سطح روغن در بوشینگ را که توسط یک نشان‌گر مشخص می‌شود کنترل کنید تا میزان روغن در بوشینگ به اندازه کافی باشد.		
۷	بوشینگ را در حال کار توسط دوربین مادون قرمز ترموگرافی کنید.		
۸	از زمین شدن مناسب اتصال تست‌تپ اطمینان حاصل کنید.		

^۱ مطابق دستورالعمل کمیته سیم‌پیچ سوم، یک فاز سیم‌پیچ بایستی توسط برق‌گیر زمین شود و از زمین کردن مستقیم فاز اکیداً خودداری شود.

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۹	هر سه سال سطح بوشینگ را با دقت و از نزدیک برای یافتن ترک ها کنترل کنید. همچنین، از نزدیک محل اتصالاتی که در آن از چسب سیمان استفاده شده است نیز برای یافتن هرگونه تخریب کنترل کنید.		
۱۰	هر سه سال اتصالات فلزی نوک بوشینگ و فلنج را برای یافتن اثراتی از زنگ زدگی کنترل کنید.		
۱۱	اتصالات نوک بوشینگ و هادی ها را برای یافتن شل شدگی کنترل کنید.		
۱۲	برجک زیر بوشینگ (محل قرارگیری CT بوشینگ) بایستی هواگیری شود.		

ر) تپ چنجر

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	تپ چنجر را به صورت ظاهری مورد بازبینی قرار دهید تا مشکلات احتمالی آن مشخص شود. موارد زیر را کنترل کنید: از بین رفتن رنگ، برآمدگی درب تپ چنجر، نشستی اتصالات، مشکل آب بندی محفظه روغن، مرطوب شدن رطوبت گیر (سیلیکاژل)، عملکرد رله فشار شکن و سطح نامناسب روغن در تپ چنجر.		
۲	در صورتی که رله هایی بر روی سیستم تپ چنجر وجود دارد بایستی صحت عملکرد آن و ارسال فرامین به اتاق کنترل و رله ها بررسی شود.		
۳	عدد نشان گر موقعیت تپ چنجر که از بالا قرائت می شود بایستی با عدد نشان گر موقعیت پایین یکسان باشد.		
۴	تپ چنجر را به صورت دستی در همه تپ ها جابه جا کنید. غیر از تپ ختنی نیروی بیشتر برای جابه جایی تپ می تواند نشانه		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	مشکل مکانیکی باشد.		
۵	پس از حرکت دستی، یک بار تپ‌چنجر را به صورت موتوری در همه تپ‌ها جابه‌جا کنید تا صحت عملکرد مکانیزم نیز مشخص شود. به جهت بالارو و پایین‌رو مکانیزم توجه کنید که در هنگام دریافت دستور کاهش تپ واقعاً تپ کاهش داده شود و در جهت مخالف حرکت نکند.		
۶	کنترل مکانیزم کلیدهای توقف اولین و آخرین تپ را مورد بررسی قرار دهید.		
۷	یک نمونه روغن جهت اندازه‌گیری ولتاژ شکست و اسیدیته از تپ‌چنجر بایستی گرفته شود.		
۸	تابلوی فرمان تپ‌چنجر را مشابه چک لیست جعبه ترمینال کنترل کنید.		
۹	بازدید از سطح روغن جعبه دنده و اطمینان از طبیعی بودن آن و اطمینان از عدم هرگونه نشتی را انجام دهید.		
۱۰	بازدید از چرخ دنده‌ها و اطمینان از سلامت آن‌ها و تمیز کردن گریس‌های خشک‌شده و گریس‌کاری جدید را انجام دهید.		
۱۱	تابلوی تپ‌چنجر را از جهت تمیزی و تهویه مناسب و عدم وجود زنگ‌زدگی کنترل کنید.		
۱۲	چک کنید که درب تابلو آب‌بندی بوده و قفل آن سالم باشد.		
۱۳	بررسی کنید هیتر، نمراتور و روشنایی تابلو سالم و در مدار باشد.		
۱۴	اطمینان حاصل کنید که ترمینال‌ها و سیم‌ها مرتب و فاقد سوختگی باشند. اتصالات را از نظر محکم بودن و شل نبودن نیز کنترل کنید.		
۱۵	بررسی کنید که ترموستات سالم و تنظیم آن مناسب و گرمکن ضد شبنم در مدار است.		
۱۶	بررسی کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی و کلیه		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	منافذ اضافی مسدود باشد.		
۱۷	بررسی کنید که کلیه نقشه‌های مدار الکتریکی مربوطه، در تابلو موجود باشد.		
۱۸	تعداد عملکرد تپ‌چنجر بعد از آخرین سرویس را با توصیه سازنده کنترل کرده و توصیه سازنده را در مورد اورهال تپ‌چنجر بر اساس تعداد عملکرد اجرا کنید.		

ز) بازیابی‌های ماهیانه تپ‌چنجر

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	ثبت مقدار شمارنده تپ‌چنجر		
۲	ثبت نشان‌گر موقعیت تپ‌چنجر و مقایسه با مقدار نشان‌گر در اتاق کنترل پست		
۳	بررسی سطح روغن در همه قسمت‌های دارای روغن		
۴	کنترل سیلیکاژل روغن تپ‌چنجر (در صورت وجود)		
۵	کنترل نشتی روغن از اتصالات و واشرها (در صورت امکان)		
۶	رویت مدار مکانیزم موتور و مدار کنترل برای یافتن نشانه‌ای از وضعیت نامناسب		
۷	تایید صحت موقعیت سوئیچ‌های کنترلی		
۸	عملکرد صحیح گرم‌کننده یا هیتر		

ز) تپ‌چنجر آفلاین

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	حرکت مکانیزم درایو		
۲	آزادی حرکت شفت درایو		
۳	کنترل سوئیچ‌ها و کنتاکت‌های نشان‌گر وضعیت تپ‌چنجر		

نظام‌نامه بهره‌برداری، نگهداری و تست و راه‌اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
	آفلاین		
۴	بازبینی ظاهری و عدم یافتن مشکل ظاهری		
۵	وجود هندل در موقعیت پیش‌بینی شده و وجود قفل مکانیکی جهت جلوگیری از اقدام افراد غیرمسئول		

س) CT بوشینگ

ردیف	موضوع	انجام شد	توضیحات
۱	اتصال کوتاه بودن ثانویه CT را در صورتی که CT استفاده نشده باشد کنترل کنید.		
۲	بررسی کنید که کلیه گلند کابل‌های مربوطه آب‌بندی باشد و کلیه منافذ اضافی مسدود باشد.		
۳	کنترل و اطمینان حاصل نمایید که اتصال زمین مربوطه از لحاظ شل‌شدگی، فرسودگی اتصالات و پارگی سیم‌ها به صورت مطلوب باشد		
۴	نظافت باکس و ترمینال‌های مربوط به هر CT را انجام دهید.		
۵	اطمینان حاصل کنید که محفظه CTها در زیر بوشینگ ترانس هواگیری شده باشد.		

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

پیوست ۸ – Test Sheets

لیست آزمون ها

ردیف	شرح	انجام شد
۱	جزئیات پلاک ترانسفورماتور	
۲	آزمون مقاومت عایقی	
۳	آزمون جریان مغناطیس کننده (آزمون جریان بی باری)	
۴	نسبت تبدیل ترانسفورماتور و پیوستگی تپ چنجر	
۵	ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی سیم پیچ	
۶	آزمون تقسیم شار	
۷	آزمون تعیین گروه برداری	
۸	اندازه گیری امپدانس اتصال کوتاه (امپدانس درصد)	
۹	ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ	
۱۰	اندازه گیری مقاومت DC سیم پیچ در تمام تپ ها	
۱۱	کالیبراسیون ترمومتر روغن و سیم پیچ	
۱۲	کالیبراسیون دمای سیم پیچ با تزریق جریان ثانویه	
۱۳	تحمل عایقی روغن (ولتاژ شکست)	
۱۴	آزمون فن ها	
۱۵	ارزیابی عملکرد تجهیزات نظارتی	
۱۶	ارزیابی عملکرد تجهیزات جانبی تابلو فن ها	

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

نظام نامه بهره برداری، نگهداری و تست و راه اندازی ترانسفورماتورهای قدرت

تاریخ صدور: ۹۹/۰۳/۱۰
شماره تجدید نظر:
تاریخ تجدید نظر ویرایش:

۱- جزئیات پلاک مشخصات ترانسفورماتور

شماره سریال:
سازنده:
قدرت: MVA
ولتاژ نامی: V / /
گروه برداری:
امپدانس درصد در تپ نامی:
تپ نامی:
فرکانس: Hz
تعداد سیم پیچ:
جریان اولیه:
جریان ثانویه:
نوع خنک سازی:
تعداد تپ های فشارقوی:
ارتفاع از سطح دریا:
حداکثر دمای کاری ترانسفورماتور:
نوع بوشینگ فشارقوی:
نوع بوشینگ فشارضعیف:
نکته ۱: پیش از انجام آزمون ها خصوصاً انجام آزمون های نسبت تبدیل، جریان بی باری و مقاومت DC، تپ چنجر بایستی در همه تپ ها جابه جا شود تا جرم تشکیل شده بر روی کنتاکت ها تمیز شود.
نکته ۲: در موارد نیاز به بررسی معیارهای پذیرش تایید تست، بایستی به بخش مربوطه در نظام نامه مراجعه شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۲- آزمون مقاومت عایقی

ابزار تست: مگا اهم متر

متوسط دمای روغن: درجه سانتی گراد

۲-۱- آزمون مقاومت عایقی هسته در ولتاژ ۵۰۰ ولت

مقاومت عایقی بین	مقاومت عایقی در ۵۰۰ ولت و یک دقیقه (گیگا اهم)
هسته و زمین	
چارچوب اصلی هسته (پرس سیم پیچ) و زمین	
چارچوب اصلی و هسته	

۲-۲- آزمون مقاومت عایقی سیم پیچ و ضریب پلاریزاسیون (در ولتاژ ۵۰۰۰ ولت)

ردیف آزمون	مقاومت عایقی بین	یک دقیقه (گیگا اهم)	۱۰ دقیقه (گیگا اهم)	اندیس پلاریزاسیون
۱	فشار قوی - زمین (HV-G)			
۲	فشار ضعیف - زمین (LV-G)			
۳	ثالثیه - زمین (TW-G)			
۴	فشار قوی - فشار ضعیف (HV-LV)			
۵	فشار قوی - ثالثیه (HV - TW)			
۶	فشار ضعیف - ثالثیه (LV - TW)			

نکته: سیم پیچ فشار قوی و فشار ضعیف در اتوترانسفورماتور، به صورت الکتریکی به یکدیگر متصل بوده و در نتیجه مقاومت عایقی بین فشار ضعیف و فشار قوی تعریف نمی شود. در مورد اتوترانسفورماتور مقاومت عایقی بین فشار قوی (و ضعیف) - زمین (ردیف ۱)، بین فشار قوی (و ضعیف) - ثالثیه (ردیف ۵) و ثالثیه - زمین (ردیف ۳) بایستی تکمیل شود.

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۳- آزمون جریان مغناطیس‌کننده (آزمون جریان بی‌باری)

تجهیز تست:

شرایط:

(۱) ولتاژ به سمت فشار قوی اعمال می‌شود در حالی که سمت فشار ضعیف باز است.

(۲) اندازه‌گیری جریان در سمت فشارقوی انجام می‌شود.

	V_{AC}		V_{BC}		V_{AB}

$\%E_C$	$\%E_B$	$\%E_A$	جریان در سمت فشارقوی (مقادیر کارخانه‌ای)			جریان در سمت فشارقوی (اندازه‌گیری شده)			ردیف
			I_C	I_B	I_A	I_C	I_B	I_A	
									۱
									۲
									۳
									۴
									۵
									۶
									۷
									۸
									۹
									۱۰
									۱۱
									۱۲
									۱۳
									۱۴

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :	

%E _C	%E _B	%E _A	جریان در سمت فشارقوی (مقادیر کارخانه ای)			جریان در سمت فشارقوی (اندازه گیری شده)			تجهیز
			I _C	I _B	I _A	I _C	I _B	I _A	
									۱۵
									۱۶
									۱۷
									۱۸
									۱۹

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی ناظر:	نام و نام خانوادگی مجری:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

شرکت مدیریت شبکه برق ایران		Power Transformer Test Sheets	
عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		شماره سند:	
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال :	شماره ترانسفورماتور:	شماره سریال ترانسفورماتور:
نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری :	شماره سریال :	آخرین تاریخ کالیبراسیون :	

۴- نسبت تبدیل ترانسفورماتور

۴-۱- نسبت تبدیل بین فشار قوی و فشار ضعیف

نتایج آزمایش کارخانه‌ای				سیم‌پیچ فاز A				سیم‌پیچ فاز B				سیم‌پیچ فاز C			
شماره تپ	HV	LV	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه‌گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد
۱															
۲															
۳															
۴															
۵															
۶															
۷															
۸															
۹															
۱۰															
۱۱															
۱۲															
۱۳															
۱۴															
۱۵															
۱۶															
۱۷															
۱۸															
۱۹															

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

نکته: نسبت تبدیل از پلاک ترانسفورماتور نسبت ولتاژ خط به خط است اما آزمون به صورت تک فاز انجام می شود. لذا ابتدا بایستی نتایج تک فاز به حالت ولتاژ خط به خط تبدیل شده و سپس خطای نسبت تبدیل محاسبه شود.

ملاحظات:

۴-۲- نسبت تبدیل بین فشارقوی و ثالثیه

نتایج آزمایش کارخانه ای				سیم پیچ فاز A				سیم پیچ فاز B				سیم پیچ فاز C			
شماره تپ	HV	TV	نسبت تبدیل	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد	V1 (اعمالی)	V2 (اندازه گیری شده)	نسبت تبدیل	خطا درصد
۱															
۲															
۳															
۴															
۵															
۶															
۷															
۸															
۹															
۱۰															
۱۱															
۱۲															
۱۳															

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:		شماره ترانسفورماتور:	قام پست:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:		شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :

سیم پیچ فاز C				سیم پیچ فاز B				سیم پیچ فاز A				نتایج آزمایش کارخانه ای			
نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	نسبت تبدیل	نسبت تبدیل	TV	HV	شماره تپ
															۱۴
															۱۵
															۱۶
															۱۷
															۱۸
															۱۹

۴-۳- نسبت تبدیل بین فشار ضعیف و نااثیه

سیم پیچ فاز C				سیم پیچ فاز B				سیم پیچ فاز A				نتایج آزمایش		
خطا درصد	نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	خطا درصد	نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	خطا درصد	نسبت تبدیل	V2 (اندازه گیری شده)	V1 (اعمالی)	نسبت تبدیل	TV	LV

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۵- ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی سیم‌پیچ

دمای روغن: درجه سانتی‌گراد

ضریب اصلاح:

شرایط: بوشینگ‌های مربوط به یک سطح ولتاژ بایستی به یکدیگر متصل شوند. در حالت

اتوترانسفورماتور، کلیه بوشینگ‌های فشارقوی و فشارضعیف بایستی به یکدیگر متصل باشد.

ردیف آزمون	خازن اندازه‌گیری شده	مود آزمون	اتصالات آزمون				ولتاژ تست (kV)	جریان	ظرفیت (PF)	Tanδ درصد	Tanδ % در ۲۰ درجه
			ولتاژ	Gnd	گارد	UST					
۱	CH+CHL	GST-g	H	L	T		10				
۲	CH	GST-g	H		L,T		10				
۳	CHL	UST	H	T		L	10				
۴	CL+CLT	GST-g	L	T	H		10				
۵	CL	GST-g	L		T,H		10				
۶	CLT	UST	L	H		T	10				
۷	CT+CHT	GST-g	T	H	L		10				
۸	CT	GST-g	T		H,L		10				
۹	CHT	UST	T	L		H	10				

H: سیم‌پیچ فشارقوی L: سیم‌پیچ فشارضعیف T: سیم‌پیچ ثالثیه

نکته: در صورتی که تجهیز مورد آزمون اتوترانسفورماتور سه سیم‌پیچ باشد، سیم‌پیچ فشارقوی (H) و

فشارضعیف (L) به یکدیگر متصل است و لذا خازن بین فشارقوی و فشارضعیف تعریف

نمی‌شود. موارد اندازه‌گیری بایستی خازن فشارقوی و ضعیف تا ثالثیه (CHT)، خازن فشارقوی و

ضعیف تا زمین (CH) و خازن ثالثیه تا زمین (CT) باشد. لذا تنها ردیف‌های ۲، ۷ و ۸ تکمیل

خواهد شد.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :	شماره سریال:

کنترل آزمون: جمع خازن های ردیف ۲ و ۳ بایستی با خازن ردیف ۱، جمع خازن های ردیف ۵ و ۶ با خازن ردیف ۴ و جمع خازن های ردیف ۸ و ۹ با خازن ردیف ۷ بایستی برابر باشد.

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۶-آزمون تقسیم شار

۶-۱- بالاترین تپ (شماره تپ

ولتاژ اندازه گیری شده (V)						مرجع (سیم پیچ)
LV			HV			
cn □ ca □	bn □ bc □	an □ ab □	CN □ CA □	BN □ BC □	AN □ AB □	اعمال ولتاژ
						AN □ AB □
						BN □ BC □
						CN □ CA □

۶-۲- تپ نامی (شماره تپ

ولتاژ اندازه گیری شده (V)						مرجع (سیم پیچ اعمال ولتاژ)
LV			HV			
cn □ ca □	bn □ bc □	an □ ab □	CN □ CA □	BN □ BC □	AN □ AB □	
						AN □ AB □
						BN □ BC □
						CN □ CA □

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:			

۶-۳- پائین ترین تپ (شماره تپ)

ولتاژ اندازه گیری شده (V)						مرجع (سیم پیچ اعمال ولتاژ)
LV			HV			
cn □ ca □	bn □ bc □	an □ ab □	CN □ CA □	BN □ BC □	AN □ AB □	
					AN □ AB □	
					BN □ BC □	
					CN □ CA □	

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۷- آزمون تعیین گروه برداری

شرایط آزمون:

- (۱) ولتاژ سه فاز به سمت فشار قوی اعمال می‌شود.
 - (۲) نقطه A (سمت فشارقوی) به a (سمت فشارضعیف) متصل می‌شود.
 - (۳) تپ چنجر در موقعیت تپ نامی قرار می‌گیرد.
- اندازه‌گیری ولتاژهای جدول زیر:

c	b	a	N	C	B	A	
×	×	×	×	×	×	×	A
×	×	×	×	×	×		B
×	×	×	×	×			C
×	×	×	×				N
×	×	×					a
×	×						b
×							c
							n

ترسیم گرافیکی بردار:

نتیجه گروه برداری:

آیا گروه برداری با گروه برداری درج شده روی پلاک یکسان است؟

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets			شرکت مدیریت شبکه برق ایران		
شماره سند:			عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت		
شماره سریال ترانسفورماتور:		شماره ترانسفورماتور:	نام پست:		
آخرین تاریخ کالیبراسیون:		شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:		

۸- اندازه‌گیری امپدانس اتصال کوتاه (امپدانس درصد)

شرایط: تمامی ترمینال‌های فشارضعیف باید اتصال کوتاه باشند.

امپدانس درصد HV-LV:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

در صورتی که ترانسفورماتور سه سیم‌پیچ باشد، جداول زیر نیز بایستی تکمیل شود.

امپدانس درصد LV-TW:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

امپدانس درصد HV-TW:

شماره تپ	VAB	VBC	VAC	IA	IB	IC	Z% (حاصله)	Z% (کارخانه‌ای)	E%
تپ ابتدا:									
تپ وسط:									
تپ انتها:									

نکته: مقدار امپدانس درصد متوسط از رابطه $Z = \frac{1}{60} [Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CA}] \left[\frac{S_{3\phi}}{V_{LL}^2} \right]$ به دست می‌آید.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :	شماره سریال:

مقدار $S_{3\phi}$ بر حسب kVA و V_{LL} بر حسب kV و Z ها مقدار امپدانس درصد اندازه گیری شده در سه اندازه گیری است.

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۹- ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی بوشینگ

دمای سیم‌پیچ: درجه سانتی‌گراد

دمای محیط: درجه سانتی‌گراد

۹-۱- بوشینگ‌های فشارقوی:

C	B	A	بوشینگ فاز:	C	B	A	بوشینگ فاز:
			تپ بوشینگ:				سازنده بوشینگ:
			سال ساخت بوشینگ:				شماره سریال بوشینگ:

Tanδ% در ۲۰ درجه	Tanδ%	ظرفیت (PF)	جریان	ولتاژ تست (kV)	خازن مورد اندازه‌گیری	بوشینگ فاز	ردیف آزمون
				10	C1	A	۱
				0.5	C2		۲
				10	C1	B	۳
				0.5	C2		۴
				10	C1	C	۵
				0.5	C2		۶

نام و نام خانوادگی ناظر:	نام و نام خانوادگی مجری:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۹-۲- پوشینگ‌های فشار ضعیف:

C	B	A	پوشینگ فاز:	C	B	A	پوشینگ فاز:
			تپ پوشینگ:				سازنده پوشینگ:
			سال ساخت پوشینگ:				شماره سریال پوشینگ:

Tanδ% در ۲۰ درجه	Tanδ%	ظرفیت (PF)	جریان	ولتاژ تست (kV)	خازن مورد اندازه‌گیری	پوشینگ فاز	ردیف آزمون
				10	C1	A	۱
				0.5	C2		۲
				10	C1	B	۳
				0.5	C2		۴
				10	C1	C	۵
				0.5	C2		۶

ملاحظات

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره ترانسفورماتور:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

۱۰- اندازه‌گیری مقاومت DC سیم‌پیچ در تمام تپ‌ها

تجهیز تست:

دمای روغن: درجه سانتی‌گراد

دمای محیط: درجه سانتی‌گراد

اندازه جریان تزریقی: A:

۱۰-۱- سیم‌پیچ فشارقوی

شماره تپ	مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط			متوسط مقاومت بر فاز در دمای محیط (Ω)	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)	متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
	A-N	B-N	C-N			
۱						
۲						
۳						
۴						
۵						
۶						
۷						
۸						
۹						
۱۰						
۱۱						
۱۲						
۱۳						
۱۴						
۱۵						
۱۶						
۱۷						
۱۸						
۱۹						
* تبصره: در صورتی که تپ‌چنجر بر روی سمت فشارضعیف نصب شده است، جدول سمت فشارقوی و فشارضعیف بایستی به جای یکدیگر استفاده شوند						

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون‌های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه‌گیری:	

$$R_{75} = R_{\theta} \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right) \quad \theta: \text{دمای متوسط سیم پیچ}$$

۱۰-۲- سیم پیچ فشار ضعیف

مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)		مقاومت بر فاز در دمای محیط (Ω)		متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
	a-n	b-n	c-n		

*تصوه: در صورتی که تپ چنجر بر روی سمت فشارضعیف نصب شده است، جدول سمت فشارقوی و فشارضعیف بایستی به جای یکدیگر استفاده شوند

$$R_{75} = R_{\theta} \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right)$$

θ : دمای متوسط سیم پیچ

۱۰-۳- سیم پیچ ثالثیه

مقاومت سیم پیچ (Ω) در دمای محیط	مقاومت بر فاز در دمای ۷۵ درجه (Ω)		مقاومت بر فاز در دمای محیط (Ω)		متوسط مقاومت کارخانه‌ای در ۷۵ درجه (Ω)
	a-n	b-n	c-n		

$$R_{75} = R_{\theta} \left(\frac{75 + 234.5}{\theta + 234.5} \right)$$

θ : دمای متوسط سیم پیچ

شماره تپ آفلاینی که آزمون‌ها در آن انجام شده است (در صورت وجود):

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :	

۱۱- کالیبراسیون ترمومتر روغن و سیم پیچ

دمای مرجع	نشان گر ترمومتر روغن	نشان گر ترمومتر سیم پیچ فشارقوی	نشان گر ترمومتر سیم پیچ فشارضعیف
۱۴۰			
۱۲۰			
۱۰۰			
۸۰			
۶۰			
۴۰			
دمای نهایی			

نکته: کالیبراسیون ترمومتر بایستی در هنگام کاهش دما (هنگام سرد شدن بعد از حرارت دادن اولیه) انجام شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۱۲- کالیبراسیون دمای سیم پیچ با تزریق جریان ثانویه

۱۲-۱- ترمومتر سیم پیچ فشار قوی

نسبت تبدیل ترانسفورماتور جریان:

جریان بار کامل:

جریان تزریق شده:

زمان (دقیقه)	مقدار دما
۰	
۵	
۱۰	
۱۵	
۲۰	
۲۵	
۳۰	
۳۵	
۴۰	

°C	دمای روغن در ابتدا (A)
°C	دمای روغن در انتها (B)
°C	دمای سیم پیچ قبل از تزریق جریان (C)
°C	دمای سیم پیچ بعد از ۴۵ دقیقه (D)
°C	افزایش دمای شبیه سازی شده: [(D-C)-(B-A)]

نکته: نتایج کالیبراسیون ترمومتر بایستی با نتایج آزمون جهش حرارتی (Temperature Rise) کارخانه مقایسه شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۱۲-۲- ترمومتر سیم پیچ فشار ضعیف

نسبت تبدیل ترانسفورماتور جریان:

جریان بار کامل:

جریان تزریق شده:

زمان (دقیقه)	مقدار دما
۰	
۵	
۱۰	
۱۵	
۲۰	
۲۵	
۳۰	
۳۵	
۴۰	

°C	دمای روغن در ابتدا (A)
°C	دمای روغن در انتها (B)
°C	دمای سیم پیچ قبل از تزریق جریان (C)
°C	دمای سیم پیچ بعد از ۴۵ دقیقه (D)
°C	افزایش دمای شبیه سازی شده: [(D-C)-(B-A)]

ملاحظات:

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۱۳- تحمل عایقی روغن (ولتاژ شکست)

شکل الکترودها (مطابق IEC60156):

فاصله: 2.5 mm

دمای زمان نمونه گیری روغن: درجه سانتی گراد

محل نمونه گیری	شماره آزمون	ولتاژ شکست (kV)	متوسط ولتاژ شکست (kV)
*قسمت بالای تانک اصلی			
قسمت پائین تانک اصلی			
محفظه دایورترسوئیچ تپ چنجر تحت بار			
*منبع انبساط			

نکته: انجام آزمون شکست برای روغن بالای تانک اصلی و منبع انبساط اختیاری است.

ملاحظات:
*برای سایر آزمون های روغن که به صورت آزمایشگاهی انجام می شود، لازم است نتیجه آزمایش به تست شیت پیوست شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets			شرکت مدیریت شبکه برق ایران		
شماره سند:			عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت		
شماره سریال ترانسفورماتور:		شماره ترانسفورماتور:		قام پست:	
آخرین تاریخ کالیبراسیون:		شماره سریال:		نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۱۴- آزمون فن ها:

۱۴-۱- فن های گروه ۱:

جهت چرخش	جریان کار عادی (A)			جریان راه اندازی (A)			مقاومت عایقی با ۱۰۰۰ ولت (گیگا اهم)	شماره فن
	IA	IB	IC	IA	IB	IC		

جمع جریان مصرفی فن های خنک کننده گروه ۱:

مجموع جریان کاری (A)			مجموع جریان راه اندازی (A)			
IA	IB	IC	IA	IB	IC	
						گروه ۱

دمای شروع به کار فن های گروه ۱: °C

دمای پایان کار فن های گروه ۱: °C

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	قام پست:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری :
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:		

۱۴-۲- فن های گروه ۲:

جهت چرخش	جریان کار (A)			جریان راه اندازی (A)			مقاومت عایقی با ۱۰۰۰ ولت (گیگا اهم)	شماره فن
	IA	IB	IC	IA	IB	IC		

جمع جریان مصرفی فن های خنک کننده گروه ۲:

مجموع جریان کاری (A)			مجموع جریان راه اندازی (A)			
IA	IB	IC	IA	IB	IC	
						گروه ۲

دمای شروع به کار فن های گروه ۲: °C

دمای پایان کار فن های گروه ۲: °C

نکته: در صورت وجود پمپ روغن، مشابه آزمون های فوق بایستی برای پمپ ها نیز انجام شود.

نام و نام خانوادگی مجری:	نام و نام خانوادگی ناظر:
تاریخ و امضاء	تاریخ و امضاء

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:			

۱۵- ارزیابی عملکرد تجهیزات نظارتی

ردیف	تجهیز	پایانه در مارشال باکس
۱	رله بوخهلتس تانک اصلی	آلارم
		تریپ
۲	رله حفاظتی تپ چنجر تحت بار (رله جانسون)	تریپ
		تریپ
۳	رله فشارشکن تانک اصلی	تریپ
		تریپ
۴	رله فشارشکن تپ چنجر تحت بار	تریپ
		تریپ
۵	نشان گر سطح روغن تانک اصلی (فقط آلارم)	حداقل Min
		حداکثر Max
۶	نشان گر سطح روغن تپ چنجر تحت بار	حداقل Min
		حداکثر Max
۷	ترمومتر روغن	آلارم
		تریپ
۸	ترمومتر سیم پیچ فشارقوی	آلارم
		تریپ
۹	ترمومتر سیم پیچ فشارضعیف	آلارم
		تریپ
۱۰	رله سوراخ شدن کیسه هوای کنسرواتور	آلارم

ملاحظات:

۱۶- ارزیابی عملکرد تجهیزات جانبی تابلو فن ها

ردیف	عملکردها	پایانه ها

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

ردیف	عملکردها	پایانه ها
۱	تغذیه اصلی برق تابلو	
۲	تغذیه پشتیبان (Back up) برق تابلو	
۳	رله کمبود ولتاژ (Under voltage)، ارزیابی عملکرد در ولتاژ پائین	
۴	برق اصلی موتور تپ چنجر	
۵	پریز برق و فیوز مربوطه	
۶	کلید روشنایی و درب تابلو	
۷	رله های کنترل فاز (تک فاز، سه فاز)	
۸	رله زمانی تپ چنجر	
۹	کلید حفاظت های موتوری	
۱۰	در مدار بودن هیتر، کلید روشن و خاموش شدن دستی یا خودکار	
۱۱	ترموستات	
۱۲	کلید دستی/خودکار فن های گروه ۱	
۱۳	کلید دستی/خودکار فن های گروه ۲	
۱۴	کلید انتخاب فرمان فن های گروه ۱ و گروه ۲ از راه دور یا محل (local/remote switch)	
۱۵	کلید خاموش یا روشن دستی فن های گروه ۱	
۱۶	کلید خاموش یا روشن دستی فن های گروه ۲	
۱۷	کلید خاموش یا روشن خودکار فن های گروه ۱	
۱۸	کلید خاموش یا روشن خودکار فن های گروه ۲	
۱۹	چک ایترلاک فرمان دستی با خودکار	
۲۰	سیگنال های تریپ کلیدهای (MCB) فن های گروه ۱	
۲۱	سیگنال های تریپ کلیدهای (MCB) فن های گروه ۱	
۲۲	سیگنال فن های گروه ۱ و ۲	خودکار
		دستی
۲۳	سیگنال فن از	محل (Local)

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

ردیف	عملکردها	پایانه ها
	اتاق کنترل (Remote)	
۲۴	فن گروه ۱	روشن
		خاموش
۲۵	فن گروه ۲	روشن
		خاموش
۲۶	جامپرهای سیگنال خطای (فالت) فن	گروه ۱
		گروه ۲

نکته: برای آزمون تریپ MCBها (ردیف ۱۷ و ۱۸) می توان به صورت دستی گیر مکانیکی ایجاد کرد تا مقدار جریان افزایش یابد.

نکته: سیگنال هایی که امکان ارسال از اتاق فرمان پست را دارند، بایستی از محل اتاق فرمان نیز مورد آزمون قرار گیرند.

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

۶- مراجع

- [1] IEEE, "IEEE C57.150, IEEE Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10000 kVA or Higher," ed: IEEE, 2012.
- [2] K. Budin, "Transport, installation and commissioning of power transformers," Transformers Magazine, vol. 2, no. 1, pp. 22-29, 2015.
- [3] CIGRE, "CIGRE Technical Brochure 673, Working Group A2.43, Guide on transformer transportation," ed, 2016.
- [4] "EN 12195 - 1 , Load restraint assemblies on road vehicles," ed, 2010.
- [5] "VD I2700 , Securing of loads on road vehicles," ed, 2004.
- [6] ABB, "ABB User's Manual, Assembly and energizing for power transformers, rev 1," ed, 2007.
- [7] IEEE, "IEEE C57.93, IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers," ed: IEEE, 2007.
- [8] U. Army, "US Department of the Army, power transformer maintenance and acceptance testing, technical manual TM 5-686," ed, Nov. 1998.
- [9] IEEE, "IEEE C57.152, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," ed, 2013.
- [۱۰] سید حسین حسینی، حسن صباوند منفرد، ترانسفورماتور از راه اندازی تا بهره برداری. انتشارات دانشگاه تبریز، ۱۳۹۶.
- [۱۱] "نظرات متخصصین، تصمیم گیری در جلسات دوره ای"
- [12] I. Dasgupta, Power transformers quality assurance. New Age International, 2009.
- [13] IEC, "IEC 60296: Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear," ed, 2012.
- [14] IEEE, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," 2015.
- [15] M. Naimi, S. Farhangi, and R. Ghaemi, "Thermal model and temperature control of a 30 MVA distribution transformer applied in low frequency drying process," in Electrical and Computer Engineering, 2003. IEEE CCECE 2003. Canadian Conference on, 2003, vol. 1, pp. 539-542: IEEE.
- [16] HydroOne, "PR 0863 R3, Installation and Storage of Transmission and Distribution Class Power Transformers," ed, 2014.
- [17] CIGRE Technical Brochure 445: Guide for Transformer Maintenance, 2011.
- [18] A. Küchler, High Voltage Engineering: Fundamentals-Technology-Applications. Springer, 2017.
- [19] S. Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee, "Recent trends in the condition monitoring of transformers," Power Systems Springer-Verlag: London, UK, 2013.
- [20] "FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, VOLUME 3-30 (FIST 3-30): TRANSFORMER MAINTENANCE. ۲۰۰۰"

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:		نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

- [21] CIGRE Technical Brochure 378: Copper Sulphide in Transformer Insulation, 2009.
- [22] P. K. Pandey, H. Singh, M. Rao, and R. Jarial, "Emerging Trends in Diagnosis and Condition Assessment of Power Transformers Based on Health Index," in 2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET'2014), London (UK), 2014.
- [23] "CIGRE Technical Brochure 296: RECENT DEVELOPMENTS IN DGA INTERPRETATION, Joint Task Force D1.01/A2.11 ", ed, 2006.
- [24] IEC, "IEC 60475:2011, Method of sampling insulating liquids," ed, 2011.
- [25] "ASTM D923 - 15, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids".
- [26] "IEC 60599 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis," ed, 2015.
- [27] S. D. Myers, J. J. Kelly, and R. H. Parrish, A guide to transformer maintenance. Transformer Maintenance Institute. ۱۹۸۱ ,
- [28] "FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, VOLUME 3-31 (FIST 3-31): TRANSFORMER DIAGNOSTICS," 2003.
- [29] "IEC 60567: Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance," 2011.
- [30] M. Duval and L. Lamarre, "The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 30, no. 6, pp. 9-12, 2014.
- [31] "IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991), IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," 2009.
- [32] Y. Du, M. Zahn, B. Lesieutre, A. Mamishev, and S. Lindgren, "Moisture equilibrium in transformer oil paper systems," IEEE Electrical Insulation, vol. 15, no. 1.
- [33] W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The state of the art for dissolved gas analysis based on interpretation techniques," in 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2016, pp. 60-63: IEEE.
- [34] IEC 60076-1: Power transformers - Part 1: General, 2011.
- [35] Å. Carlson and A. Zürich, Testing of power transformers: routine tests, type tests and special tests. Pro Print, 2003.
- [36] MEGGER, "Megger guide to electrical insulation testing," ed: Megger, 2006.
- [37] "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," IEEE Std C57.12.90-2006, pp. 1-94, 2006.
- [38] IEC 60270, High-voltage test techniques - Partial discharge measurements, 2000 (2015AMD).
- [39] "IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors," IEEE Std C57.113-2010 (Revision of IEEE Std C57.113-1991), pp. 1-47, 2010.
- [40] "IEEE Guide for the Detection, Location and Interpretation of Sources of Acoustic Emissions from Electrical Discharges in Power Transformers and Power Reactors," IEEE Std C57.127-2018 (Revision of IEEE Std C57.127-2007), pp. 1-72, 2019.
- [41] IEC 60076-18: Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response, 2012.

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره ترانسفورماتور:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	

- [42] "IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers," IEEE Std C57.149-2012, pp. 1-72, 2013.
- [43] CIGRE TECHNICAL BROCHURES 342: Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA), 2008.
- [44] "IEEE Guide for Dielectric Frequency Response Test," IEEE Std C57.161-2018, pp. 1-76, 2018.
- [45] CIGRE TECHNICAL BROCHURES 494: Furanic Compounds for Diagnosis, 2012.
- [46] e. a. M. L. Convener (2012) .Furanic Compounds for Diagnosis. ELECTRA. 73-79.
- [47] IEC 61198: Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds, 1993.
- [48] ASTM, "ASTM D5837 - 12: Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)".
- [49] J. Fabre and A. Pichon, "Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers," CIGRÉ paper, vol. 137, p. 18, 1960.
- [50] I. E. T. Association, "Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems," ANSI/NETA ATS, p. 38, 2009.
- [51] IEEE C57.106:2006 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, 2006.
- [52] IEEE C57.106:2015 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, 2015.
- [53] T. Oommen, "Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems," in 1983 EIC 6th Electrical/Electrical Insulation Conference, 1983, pp. 162-166: IEEE.
- [54] Omicron, "CP TD1 Reference Manual," ed, 2007.
- [55] "IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings," IEEE Std C57.19.100-2012 (Revision of IEEE Std C57.19.100-1995), pp. 1-42, 2013.
- [56] R. Actis, R. Maina, and V. Tumiatto, "Diagnostics of HV bushings through oil sampling and analysis: Experience with GSU transformers," Transformers Magazine, vol. 4, no. 5, pp. 142-147, 2017.
- [57] "Bushings diagnostics and conditioning, ABB Product information," ed, 2013.
- [58] "IEC 60422: Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance," 2013.
- [59] C. Plath and M. Pütter, "Dynamic analysis and testing of On-Load Tap Changer with dynamic resistance measurement," OMICRON, www.omicronenergy.com.
- [60] C. Dupont et al ., CIGRE Technical Brochure 630: Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) Systems. CIGRE, 2015.
- [61] CIGRE technical brochure 409: Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment, 2010.
- [62] J. H. Harlow, Electric power transformer engineering. CRC press, 2003.
- [63] IEC 60076-7: Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
- [64] T. Oommen, E. Petrie, and S. Lindgren, "Bubble generation in transformer windings under overload conditions," in Doble Client Conference, Boston, 1995.

Power Transformer Test Sheets		شرکت مدیریت شبکه برق ایران	
شماره سند:		عنوان: آزمون های ترانسفورماتورهای قدرت	
شماره سریال ترانسفورماتور:	شماره ترانسفورماتور:	نام پست:	شماره سریال:
آخرین تاریخ کالیبراسیون:	شماره سریال:	نام و نوع دستگاه اندازه گیری:	شماره سریال:

- [65] Akca, H., Kocatepe, C., Kumru, C. F., & Ayaz, R. BREAKDOWN STRENGTH ANALYSIS OF THE TRANSFORMER INSULATION OIL DUE TO DIFFERENT STANDARDS.
- [66] Mahmoudi, Nami, Mohammad Hamed Samimi, and Hossein Mohseni. "Experiences with transformer diagnosis by DGA: case studies." IET Generation, Transmission & Distribution 13.23 (2019): 5431-5439.



IRAN GRID MANAGEMENT CO.

خیابان ولیعصر (عج)، بالاتر از میرداماد، خیابان رشید یاسمی

شرکت مدیریت شبکه برق ایران-مدیریت روابط عمومی

تلفن: ۸۸۶۴۴۸۲۷ شماره: ۸۸۶۴۴۸۲۸ صندوق پستی: ۱۵۱۷۵/۶۴۸

www.igmc.ir