شرکت برق منطقه‌ای آذربایجان

IEEE STANDARDS ASSOCIATION IEEE

# ترجمه راهنمای IEEE برای آزمون‌های میدانی عیب‌یابی ترانسفورماتورها قدرت، رگلاتورها و راکتورها روغنی

**(ترجمه: علیرضا احمدی منش)**

انجمن انرژی و قدرت IEEE

با حمایت

کمیته ترانسفورماتور

---

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
USA

**IEEE Std C57.152™-2013**
**(Revision of**
**IEEE Std 62TM-1995)**

**IEEE Std C57.152™-2013**
(Revision of
IEEE Std 62™-1995)

# راهنمای IEEE برای آزمون‌های میدانی مربوط به عیب‌یابی ترانسفورماتورها قدرت، رگلاتورها و راکتورها روغنی

با حمایت

کمیته ترانسفورماتور

انجمن انرژی و قدرت IEEE

تایید شده در ۶ مارس سال ۲۰۱۳

انجمن استاندارد IEEE-SA

# راهنمای IEEE برای آزمون‌های میدانی عیب‌یابی ترانسفورماتورها قدرت، رگلاتورها و راکتورهای روغنی

در این راهنما، آزمون‌ها و اندازه‌گیری‌های تشخیصی که به صورت میدانی[1] بر روی ترانسفورماتورهای قدرت و رگلاتورها روغنی انجام می‌شوند، شرح داده شده‌اند. راکتورهای شنت نیز مشابه ترانسفورماتورها عمل می‌کنند. آزمون‌ها به صورت سیستماتیک در چندین دسته‌بندی بسته به بخش مورد بررسی ترانسفورماتور، ارائه می‌شوند. به عنوان راهنما، یک جدول در انتهای کتاب به منظور شناسایی و عیب‌یابی آزمون‌های مورد نیاز برای بخش‌های مختلف آورده شده است. در این راهنما، اطلاعات تکمیلی در مورد تکنیک‌های آزمون و روش‌های اندازه‌گیری ارائه شده است. همچنین در چندین بخش تفسیر نتایج نیز آورده شده تا دید بیشتری در مورد آن آزمون ارائه شود یا معیارهای پذیرش در اختیار خواننده قرار گیرد. این بحث‌ها بر اساس قضاوت نویسندگان از رویه پذیرفته شده است. لازم به ذکر است که برای تشخیص اینکه عیبی در تجهیز مورد مطالعه وجود دارد، باید نتایج چندین نوع آزمایش با هم بررسی و تفسیر گردد. همچنین معیارهای پذیرش سازندگان تجهیز نیز باید مورد بررسی قرار گیرد زیرا در برخی موارد این معیارها، بر معیارهای این راهنما ارجحیت دارند.

**کلمات کلیدی:** بوشینگ، هسته، ارزیابی تشخیصی، آزمایش میدانی، ترانسفورماتور روغنی، IEEE C57.152، روغن عایقی، آزمون‌های آفلاین، راکتور، رگلاتور، ایمنی، مخزن، تپ‌چنجر، سیم‌پیچ

---

[1] منظور از میدانی یعنی در محوطه پست و هر جایی که ترانسفورماتور در حال سرویس و بهره‌برداری می‌باشد یا برای راه‌اندازی آماده می‌شود.

**توجه و سلب مسئولیت در مورد استفاده از اسناد IEEE:** استانداردهای IEEE در انجمن‌های IEEE و کمیته‌های هماهنگ‌کننده استانداردهای انجمن استانداردهای IEEE (IEEE-SA) تدوین شده‌اند. استانداردهای IEEE به منظور توسعه و ارتقاء استانداردهای خود، داوطلبانی که نظرات و علایق مختلفی را دارند گرد هم آورده و طی فرایند اجماع که مورد تایید موسسه ملی استاندارد آمریکاست، استانداردهای خود را ارتقا و توسعه می‌دهد. داوطلبان لزوماً اعضای مؤسسه و سازمان خاصی نیستند و بدون پرداخت هزینه و دستمزدی فعالیت می‌کنند. IEEE وظیفه مدیریت این فرآیندها را برعهده داشته و مقرراتی را برای تصمیم‌گیری منصفانه‌تر طی فرآیند اجماع ایجاد می‌کند. همچنین IEEE به طور مستقل صحت هیچ یک از اطلاعات یا صحت قضاوت‌های موجود در استانداردهای خود را ارزیابی، آزمایش یا تأیید نمی‌کند.

استفاده از استاندارد IEEE کاملاً اختیاری بوده و IEEE هیچ‌گونه مسئولیتی در قبال هرگونه آسیب جانی، مالی یا دیگر آسیب‌ها از هر نوع ماهیتی، اعم از خاص، غیرمستقیم، مهم یا غیرمهم، مستقیم یا غیرمستقیم ناشی از انتشار، استفاده یا اتکا به هیچ‌کدام از استانداردهای IEEE را ندارد.

IEEE صحت یا محتوای مواد مندرج در استانداردهای خود را ضمانت یا ارائه نمی‌کند، و صریحاً از هرگونه ضمانت صریح یا ضمنی، از جمله هرگونه ضمانت ضمنی مبنی بر قابل خرید و فروش بودن یا مناسب بودن برای یک هدف خاص، یا از اینکه محتوی مواد مندرج مورد استفاده در استانداردها عاری از هرگونه نقض حق اختراع است، خودداری می‌کند. استانداردهای IEEE "همانطور که هستند" ارائه می‌شوند.

وجود استاندارد IEEE به این معنی نیست که هیچ راه دیگری برای تولید، آزمایش، اندازه‌گیری، خرید، بازاریابی یا ارائه سایر کالاها و خدمات مرتبط با موضوع استاندارد IEEE وجود ندارد. علاوه‌براین، دیدگاه بیان شده در زمان تصویب و انتشار یک استاندارد، به علت پیشرفت‌های بوجود آمده در وضعیت موضوع مورد نظر و نظرات دریافتی از کاربران استاندارد در معرض تغییر است. هر استاندارد IEEE حداقل هر ده سال یکبار مورد بازبینی قرار می‌گیرد. در صورتی که از زمان انتشار سندی بیش از ده سال گذشته باشد و فرآیند بازنگری روی آن سند طی نشده باشد، منطقی است به این نتیجه برسیم که محتوای آن استاندارد، اگرچه هنوز مقداری ارزش دارد، به طور کامل منعکس کننده وضعیت فعلی موضوع مورد نظر نباشد. اکیداً هشدار داده می‌شود که خوانندگان این راهنما، نسبت به بررسی در اختیار داشتن آخرین نسخه از استانداردIEEE اقدام کنند.

IEEE پس از انتشار استانداردهای خود، دیگر خدمات تخصصی از جمله تفسیر نتایج برای، یا از طرف، هیچ شخص یا سازمانی نه پیشنهاد میکند و نه ارائه می‌کند. همچنین IEEE متعهد به انجام وظیفه‌ای که شخصی یا نهادی به غیرملزم می‌باشد، نیست. هر شخص یا نهادی که از هر استاندارد IEEE استفاده می‌کند، باید در جهت مراقبت معقول در هر شرایطی به قضاوت مستقل خود تکیه کند یا در صورت نیاز، برای تعیین استاندارد مناسب IEEE برای اهداف خود، از یک متخصص ذی‌صلاح مشاوره بگیرد.

**ترجمه‌ها:** فرآیند بازبینی و ارتقاء مبتنی بر اجماعIEEE ، شامل بررسی اسناد فقط به زبان انگلیسی است. در صورتی که استاندارد IEEEای ترجمه می‌شود، تنها نسخه انگلیسی منتشر شده توسط IEEE باید مورد تایید در نظر گرفته شود.

**اطلاعیه‌های رسمی:** اطلاعیه کتبی یا شفاهی که مطابق با دفترچه راهنمای اقدامات هیئت استاندارد IEEE-SA صادر نشده باشد، نباید به عنوان موضع رسمی IEEE یا هیچ یک از کمیته‌های آن تلقی شود و نباید مورد توجه و مورد استناد به عنوان موضع رسمی IEEE قرار گیرد. در سخنرانی‌ها، سمپوزیوم‌ها، سمینارها یا دوره‌های آموزشی، فردی که اطلاعاتی در مورد استانداردهای IEEE ارائه می‌کند، باید روشن کند که نظرات او موضع رسمی IEEE نبوده و فقط دیدگاه‌های شخصیش در نظر گرفته شود.

**نظرات در مورد استانداردها:** هر نظری در خصوص بازنگری استانداردهای IEEE که از طرف شخصی علاقه‌مند داده شود، صرف نظر از عضویت فرد مذکور در IEEE، پذیرفته می‌شود. با این حال، IEEE اطلاعات مشاوره‌ای در خصوص استانداردهایش ارائه نمی‌دهد. پیشنهادات برای تغییر در استانداردها باید در قالب یک تغییر متن پیشنهادی همراه با نظرات تکمیلی مناسب باشد. از آنجایی که استانداردهای IEEEنشان دهنده اجماع منافع همه است، اطمینان از اینکه هرگونه پاسخ به نظرات و سؤالات نیز دارای توازن منافع می‌باشد، مهم است. به همین دلیل، IEEE و اعضای انجمن‌ها و کمیته‌های هماهنگ کننده استانداردهای آن، مگر در مواردی که قبلاً به موضوع مربوطه پرداخته شده، قادر به ارائه پاسخ فوری به نظرات یا سؤالات نیستند. هر شخصی که مایل است در ارزیابی نظرات یا بازنگری‌های استاندارد IEEE شرکت کند، می‌تواند به گروه کاری مربوطه IEEE در http://standards.ieee.org/develop/wg/ بپیوندد.

نظرات در مورد استانداردها باید به آدرس زیر ارسال شوند:

**Secretary, IEEE-SA Standards Board 445 Hoes Lane Piscataway, NJ 08854 USA**

**کپی:** مجوز کپی هر بخش از هر استاندارد برای استفاده داخلی یا شخصی، مشروط بر اینکه هزینه مناسب به مرکز تأیید حق چاپ پرداخت شود، توسط موسسه مهندسین برق و الکترونیک داده می‌شود. برای ترتیب پرداخت هزینه صدور مجوز، لطفاً با مرکز تأیید حق انتشار، خدمات مشتری زیر تماس بگیرید: " 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA; +1 978 750 8400". مجوز کپی از هر بخش از هر استاندارد برای استفاده در کلاس‌های آموزشی را می‌توان از طریق مرکز تأیید حق انتشار نیز دریافت کرد.

## قابل توجه کاربران و خوانندگان

### قوانین و مقررات

خوانندگان استانداردهای IEEE باید از کلیه قوانین و مقررات قابل اجرا استفاده کنند. انطباق با مفاد هر استاندارد IEEE به معنای انطباق با الزامات قانونی قابل اجرا نیست. مجریان استاندارد موظف به رعایت یا ارجاع

به الزامات نظارتی قابل اجرا هستند. IEEE با انتشار استانداردهای خود قصد ندارد اقداماتی را که با قوانین قابل اجرا مطابقت ندارد، ترغیب کند، و این اسناد نباید به همچنین عنوانی تعبیر شوند.

## حق چاپ

حق چاپ این سند توسط IEEE محفوظ است. این استاندارد برای طیف گسترده‌ای از کاربردهای عمومی و خصوصی در دسترس است. این کاربردها هم شامل استفاده از این استاندارد به عنوان مرجعی در قوانین و مقررات و هم استفاده در مقررات داخلی، استانداردسازی و ترویج شیوه‌ها و روش‌های مهندسی می‌باشد. با در دسترس قرار دادن این سند برای استفاده و پذیرش توسط مقامات دولتی و کاربران خصوصی، IEEE هیچ‌گونه حق چاپ و کپی‌بردای این سند را باطل نمی‌کند.

## به روزرسانی اسناد IEEE

کاربران استانداردهای IEEE باید توجه داشته باشند که این اسناد ممکن است در هر زمان با انتشار نسخه‌های جدید جایگزین شوند یا ممکن است هر از گاهی از طریق صدور اصلاحات یا غلطنامه اصلاح شوند. در هر زمان، یک سند رسمی IEEE شامل ویرایش فعلی سند به همراه هرگونه اصلاحیه‌ای است که در آن زمان اعمال می‌شود. به منظور تعیین اینکه آیا یک سند، نسخه فعلی و بروز شده می‌باشد و اینکه اصلاحیه یا غلطنامه‌ای در این خصوص وجود دارد، از وب سایت IEEE-SA به آدرس http://standards.ieee.org/index.html بازدید کنید یا با IEEE در آدرس ذکر شده قبلی تماس بگیرید. برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد انجمن استانداردهای IEEE یا فرآیند بروزرسانی استانداردهای IEEE، به وب سایت IEEE-SA در http://standards.ieee.org/index.html مراجعه کنید.

## غلطنامه

غلط، در صورت وجود، برای این استاندارد و سایر استانداردها را می توان در آدرس اینترنتی زیر مشاهده کرد :http://standards.ieee.org/findstds/errata/index.html. به کاربران توصیه می‌شود که به صورت دوره‌ای این URL را از نظر غلطنامه بررسی کنند.

## ثبت اختراعات

توجه شود که بکارگیری این استاندارد ممکن است مستلزم استفاده از موضوعی باشد که تحت پوشش حقوق ثبت اختراع است. با انتشار این استاندارد، IEEE هیچ موضعی در رابطه با وجود یا اعتبار حقوق ثبت اختراع در ارتباط با آن اتخاذ نمی‌کند. اگر دارنده اختراع یا متقاضی ثبت اختراع اظهارنامه تعهد را از طریق یک ضمانتنامه پذیرفته شده ارائه کرده باشد، اظهارنامه در وب سایت IEEE-SA به آدرس http://standards.ieee.org/about/sasb/patcom/patents.html قرار داده شده است. ضمانت‌نامه‌ها ممکن است نشان دهند این باشند که آیا ارسال‌کننده ضمانت‌نامه مایل است یا نمی‌خواهد مجوزهایی را تحت حقوق ثبت

اختراع بدون هزینه‌ای یا با نرخ‌های قابل قبول، با شرایط و ضوابط معقول اعطا کند که به وضوح عاری از هرگونه تبعیض ناعادلانه برای متقاضیانی است که مایل به دریافت چنین مجوزهایی هستند.

## فهرست مطالب

مقدمه ........................................................................................ ۱۵
۱.دامنه ........................................................................................ ۱۶
۲.مراجع اصلی ........................................................................................ ۱۷
۳.تعاریف ........................................................................................ ۱۷
۴.هدف آزمون‌ها ........................................................................................ ۱۹
۵.آزمون‌های سرویس و نگهداری و اطلاعات ........................................................................................ ۲۱
  ۵-۱. آزمون‌های تعمیر و نگهداری توصیه شده، مورد نیاز و اختیاری ........................................................................................ ۲۱
  ۵-۲. راهنمای کاربردی EPRI برای سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای قدرت ........................................................................................ ۲۳
۶.ایمنی ........................................................................................ ۲۳
  ۶-۱. کلیات ........................................................................................ ۲۳
  ۶-۲. انواع خطرات ........................................................................................ ۲۴
    ۶-۲-۱. خطرات الکتریکی ........................................................................................ ۲۴
    ۶-۲-۲. سایر خطرات ........................................................................................ ۲۵
  ۶-۳. ایجاد شرایط کار امن الکتریکی ........................................................................................ ۲۵
    ۶-۳-۱. اصول ایمنی کلی ........................................................................................ ۲۵
    ۶-۳-۲. مراحلی که برای ایجاد یک شرایط کار ایمن الکتریکی باید دنبال شود ........................................................................................ ۲۶
  ۶-۴. رویه‌های کلی برای بازدیدهای داخلی ........................................................................................ ۲۷
  ۶-۵. اقدامات کنترلی کلی پیشنهادی ........................................................................................ ۲۸
    ۶-۵-۱. فهرست شیوه‌های استاندارد عملیاتی بالقوه سازمانی و کدهای مرجع ........................................................................................ ۲۹
    ۶-۵-۲. اقدامات احتیاطی ........................................................................................ ۳۰
    ۶-۵-۳. علائم و موانع هشدار دهنده ........................................................................................ ۳۰
    ۶-۵-۴. اتمسفر داخل مخزن ........................................................................................ ۳۰
  ۶-۶. تجهیزات ........................................................................................ ۳۱
    ۶-۶-۱. تجهیزات آتش نشانی ........................................................................................ ۳۱
    ۶-۶-۲. اضافه ولتاژ ........................................................................................ ۳۱
    ۶-۶-۳. آزمایش در خلاء ........................................................................................ ۳۱
    ۶-۶-۴. برقگیرها ........................................................................................ ۳۱
۷.آزمون‌ها و تکنیک‌های آزمون ........................................................................................ ۳۲
  ۷-۱. بازدیدهای عمومی دوره‌ای ........................................................................................ ۳۲

۷-۱-۱. بازدیدهای معمول ۳۲
۷-۱-۲. بازدیدهای برنامه‌ریزی شده در حالت بی برق ۳۳
۷-۲. مخزن اصلی (اکتیو پارت) ۳۴
۷-۲-۱. کلیات ۳۴
۷-۲-۲. کنسرواتورها ۳۴
۷-۲-۳. آزمون خلاء مخزن ۳۶
۷-۲-۳-۱. کلیات ۳۶
۷-۲-۳-۲. اقدامات احتیاطی ۳۶
۷-۲-۳-۳. آزمون میزان نشتی خلاء ۳۶
۷-۲-۴. نقطه شبنم ۳۷
۷-۲-۵. روغن عایقی ۳۷
۷-۲-۵-۱. کلیات ۳۷
۷-۲-۵-۲. عدد اسیدیته ۳۹
۷-۲-۵-۳. رنگ و بازدید ظاهری ۴۰
۷-۲-۵-۴. ولتاژ شکست دی‌الکتریک ۴۰
۷-۲-۵-۵. گازهای محلول ۴۲
۷-۲-۵-۶. کشش سطحی ۴۳
۷-۲-۵-۷. تعداد ذرات ۴۳
۷-۲-۵-۸. ضریب تلفات (تانژانت دلتا) ۴۴
۷-۲-۵-۹. مقدار پلی کلر بای فنیل (PCB) ۴۶
۷-۲-۵-۱۰. وضعیت لجن ۴۶
۷-۲-۵-۱۱. آب (رطوبت) ۴۷
۷-۲-۶. هسته ۵۰
۷-۲-۶-۱. کلیات ۵۰
۷-۲-۶-۲. مقاومت عایق هسته و آزمون زمین غیر عمدی هسته ۵۱
۷-۲-۶-۳. مکانیابی زمین هسته غیرعمدی ۵۲
۷-۲-۷. مقاومت سیم‌پیچ ۵۳
۷-۲-۷-۱. تکنیک‌های اندازه‌گیری مقاومت هادی ۵۵
۷-۲-۷-۲. روش ولت متر - آمپرمتر (کلوین). ۵۵
۷-۲-۷-۳. تخلیه ۵۶
۷-۲-۷-۴. مغناطیس‌زدایی ۵۶
۷-۲-۷-۵. اتصالات سیم‌پیچ ۵۷
۷-۲-۸. اتصال زمین ۵۸
۷-۲-۹. عایق درجه‌بندی شده ۵۸
۷-۲-۱۰. نسبت تبدیل/چرخش فاز/پلاریته ۵۸
۷-۲-۱۰-۱. کلیات ۵۸

۷-۲-۱۰-۲. اندازه‌گیری نسبت تبدیل/ پلاریته / رابطه فاز ۵۹
۷-۲-۱۰-۳. روش های دیگر برای اندازه گیری نسبت تبدیل ترانسفورماتور / پلاریته / رابطه فاز ۶۰
۷-۲-۱۰-۴. تفسیر آزمون نسبت تبدیل ترانسفورماتور ۶۰
**۷-۲-۱۱. جریان تحریک ۶۱**
۷-۲-۱۱-۱. شار پسماند ۶۱
۷-۲-۱۱-۲. آزمایش جریان تحریک ۶۲
**۷-۲-۱۲. آزمون امپدانس نشتی/آزمایش امپدانس اتصال کوتاه ۶۹**
۷-۲-۱۲-۱. کلیات ۶۹
۷-۲-۱۲-۲. راکتانس نشتی: آزمون معادل سه فاز ۷۲
۷-۲-۱۲-۳. راکتانس نشتی: آزمون معادل در هر فاز (تک فاز) ۷۲
۷-۲-۱۲-۴. روش آزمون دستی ۷۳
۷-۲-۱۲-۵. تفسیر نتایج آزمون امپدانس ۷۵
**۷-۲-۱۳. مقاومت عایقی ۷۶**
۷-۲-۱۳-۱. اتصالات آزمون متداول ۷۶
۷-۲-۱۳-۲. ولتاژهای آزمون ۷۷
۷-۲-۱۳-۳. تفسیر نتایج ۷۷
۷-۲-۱۳-۴. آزمون‌های شاخص پلاریزاسیون ۷۸
**۷-۲-۱۴. ظرفیت خازنی و ضریب تلفات (تانژانت دلتا) ۷۹**
۷-۲-۱۴-۱. مقدمه: آزمون ضریب تلفات (تانژانت دلتا) و ظرفیت خازنی ۷۹
۷-۲-۱۴-۲. کاربرد ۸۱
۷-۲-۱۴-۳. تجهیزات آزمون ۸۱
۷-۲-۱۴-۴. ولتاژ آزمون ۸۱
۷-۲-۱۴-۵. عوامل محیطی ۸۲
۷-۲-۱۴-۶. اندازه‌گیری‌ها ۸۲
۷-۲-۱۴-۷. روش های آزمون توصیه شده ۸۳
۷-۲-۱۴-۸. حدود ضریب قدرت ترانسفورماتور با روغن معدنی ۸۴
۷-۲-۱۴-۹. حدود ضریب توان برای ترانسفورماتور با استر طبیعی ۸۵
۷-۲-۱۴-۱۰. تفسیر نتایج ضریب توان ترانسفورماتور ۸۵
**۷-۲-۱۵. آزمون ولتاژ القایی ۸۶**
۷-۲-۱۵-۱. کلیات ۸۶
۷-۲-۱۵-۲. اقدامات اولیه آزمون ۸۷
۷-۲-۱۵-۳. اقدامات احتیاطی خاص قبل از آزمون ۸۸
۷-۲-۱۵-۴. آزمون ضریب توان به عنوان پیش آزمون برای اعمال ولتاژ توسط مجموعه موتور ژنراتور ۸۹
۷-۲-۱۵-۵. پیش آزمون برای تحریک توسط مجموعه مبدل‌های فرکانس ساکن ۸۹
۷-۲-۱۵-۶. روش آزمون و معیارهای پذیرش ۹۰
۷-۲-۱۵-۷. انجام آزمون ولتاژ القایی و تفسیر نتایج ۹۱
**۷-۲-۱۶. تخلیه جزئی ۹۱**
۷-۲-۱۶-۱. کلیات ۹۲

۷-۲-۱۶-۲. تخلیه جزئی - اندازه گیری سطح PD ........ ۹۲
۷-۲-۱۶-۳. اندازه گیری سطح RIV ........ ۹۴
۷-۲-۱۷. پاسخ فرکانسی ........ ۹۶
۷-۲-۱۸. پاسخ فرکانس دی‌الکتریک ........ ۹۶
۷-۲-۱۹. مادون قرمز ........ ۹۶
۷-۲-۲۰. آزمون فوران ........ ۹۶
۷-۳. بوشینگ‌ها ........ ۹۶
۷-۳-۱. کلیات ........ ۹۶
۷-۳-۲. پیوستگی ........ ۹۷
۷-۳-۳. ظرفیت، ضریب توان و ضریب تلفات ........ ۹۷
۷-۳-۴. تخلیه جزئی در بوشینگ ........ ۹۸
۷-۳-۴-۱. کلیات ........ ۹۸
۷-۳-۴-۲. مدار آزمون PD ........ ۹۸
۷-۳-۵. مادون قرمز ........ ۹۹
۷-۳-۶. بازدید ظاهری ........ ۹۹
۷-۳-۷. سطح روغن ........ ۹۹
۷-۴. تپ چنجرها ........ ۱۰۰
۷-۴-۱. کلیات ........ ۱۰۰
۷-۴-۲. تپ‌چنجرهای قابل قطع زیر بار ........ ۱۰۰
۷-۴-۲-۱. رویه‌های بازدید کلی ........ ۱۰۰
۷-۴-۲-۲. رویه‌های خاص بازدید ........ ۱۰۲
۷-۴-۲-۳. کلیات ........ ۱۰۵
۷-۴-۲-۴. رویه‌های بررسی تشخیصی ........ ۱۰۵
۷-۴-۳. تنظیم‌کننده‌های (رگولاتورهای) ولتاژ ........ ۱۰۶
۷-۴-۴. استفاده از مادون قرمز برای LTC ........ ۱۰۸
۷-۵. تجهیزات جانبی ........ ۱۰۸
۷-۵-۱. سیستم خنک کننده ........ ۱۰۸
۷-۵-۱-۱. مبدل‌های حرارتی سیستم خنک کننده ........ ۱۰۸
۷-۵-۱-۲. فن ها ........ ۱۰۹
۷-۵-۱-۳. پمپ‌های سیستم خنک کننده ........ ۱۱۱
۷-۵-۲. رله آشکارساز گازهای خطا ........ ۱۱۳
۷-۵-۳. رله فشار خطا ........ ۱۱۴
۷-۵-۴. نشان دهنده‌ها ........ ۱۱۴

۷-۵-۴-۱. نشان‌دهنده دبی (دبی‌سنج) ۱۱۴
۷-۵-۴-۲. نشان دهنده سطح روغن (روغن نما) ۱۱۴
۷-۵-۴-۳. گیج فشار ۱۱۵
۷-۵-۴-۴. ترمومتر ۱۱۵
۷-۵-۵. ترانس‌جریان بوشینگی ۱۱۶
۸.نمودار تشخیصی ۱۱۷
۹.پیوست اول ۱۲۰
اندازه‌گیری ضریب توان (تانژانت دلتا) ۱۲۰
۹-۱. کلیات ۱۲۰
۹-۱-۱. پیشینه ۱۲۰
۹-۱-۲. دی‌الکتریک ناقص ۱۲۰
۹-۱-۳. ضریب توان ۱۲۱
۹-۲. تجهیزات آزمون ۱۲۳
۹-۳. حالت‌های آزمون ۱۲۳
۹-۳-۱. آزمایش GST ۱۲۴
۹-۳-۲. آزمایش UST ۱۲۴
۹-۳-۳. آزمون تجهیزات زمین شده GST با گارد ۱۲۵
۹-۳-۴. مدارهای آزمون پیچیده UST و GST ۱۲۶
۹-۴. سیستم های عایق ساده و پیچیده ۱۲۶
۹-۴-۱. سیستم ساده ۱۲۶
۹-۴-۲. سیستم پیچیده ۱۲۶
۱۰. پیوست دوم ۱۲۸
بوشینگ‌ها ۱۲۸
۱۱. پیوست سوم ۱۳۱
اندازه گیری دما با مادون قرمز ۱۳۱
۱۱-۱. کلیات ۱۳۱
۱۱-۲. اندازه‌گیری دمای IR ۱۳۱
۱۲. پیوست چهارم ۱۳۴
آزمون نقطه شبنم ۱۳۴
۱۲-۱. کلیات ۱۳۴
۱۲-۲. آزمون نقطه شبنم ۱۳۴
۱۲-۲-۱. رویه ۱۳۴

۱۲-۲-۲. مثال ........ ۱۳۵
۱۳. پیوست پنجم ........ ۱۳۷
آزمون فوران ........ ۱۳۷
۱۴. پیوست ششم ........ ۱۴۰
آزمون پاسخ فرکانس ........ ۱۴۰
۱۴-۱. کلیات ........ ۱۴۰
۱۴-۲. هدف ........ ۱۴۰
۱۴-۳. تجهیزات آزمون ........ ۱۴۱
۱۴-۴. روش آزمون ........ ۱۴۲
۱۴-۴-۱. ایمنی ........ ۱۴۲
۱۴-۴-۲. آماده‌سازی ........ ۱۴۲
۱۴-۴-۳. وضعیت‌های تپ ........ ۱۴۲
۱۴-۴-۴. اتصالات آزمون ........ ۱۴۳
۱۴-۵. تجزیه و تحلیل نتایج ........ ۱۴۳
۱۵. پیوست هفتم ........ ۱۴۴
پاسخ فرکانس دی‌الکتریک ........ ۱۴۴
۱۵-۱. کلیات ........ ۱۴۴
۱۵-۲. روش آزمون DFR ........ ۱۴۴
۱۵-۳. تجزیه و تحلیل آزمون DFR ........ ۱۴۵
۱۶. پیوست هشتم ........ ۱۴۸
روش‌های دیگر برای تأیید پلاریته از نسخه‌های قبلی راهنمای آزمون‌های میدانی ........ ۱۴۸
۱۶-۱. تأیید پلاریته ترانسفورماتور ........ ۱۴۸
۱۶-۱-۱. بررسی پلاریته ترانسفورماتور با ضربه القایی ........ ۱۴۸
۱۶-۱-۲. بررسی پلاریته ترانسفورماتور با ولتاژ متناوب ........ ۱۴۹
۱۶-۱-۳. پلاریته ترانسفورماتورهای چند فاز ........ ۱۴۹
۱۶-۲. روش ولت متر برای آزمون نسبت تبدیل ........ ۱۵۰
۱۶-۳. اندازه‌گیری نسبت تبدیل با استفاده از یک پل خازن و ضریب توان ........ ۱۵۰
۱۷. پیوست نهم ........ ۱۵۱
شمارش ذرات ........ ۱۵۱
۱۷-۱. نمونه برداری ........ ۱۵۱
۱۷-۲. تفسیر تعداد ذرات ........ ۱۵۱

۱۸. کتاب شناسی ........................................................................................... ۱۵۵

## مقدمه

این مقدمه بخشی از IEEE Std C57.152-2013، راهنمای IEEE برای آزمون‌های میدانی عیب‌یابی ترانسفورماتورها، رگولاتورها و راکتورهای روغنی نیست.

ترانسفورماتورهای قدرت معمولاً یکی از مهمترین و گرانترین‌ترین تجهیزات در پست‌ها هستند. علاوه بر این، به ویژه برای ترانسفورماتورهای بزرگ، خرابی آنها معمولاً منجر به قطعی طولانی مدت یا کاهش قابلیت اطمینان شبکه برق می‌شود. با توجه به این دلایل، دقت بالایی برای آزمون‌های میدانی مناسب این تجهیزات برای تأیید وضعیت آن‌ها و شناسایی مشکلات آن‌ها مورد نیاز است.

به دلیل این ملاحظات، حداقل از اوایل دهه ۱۹۲۰ IEEE و سایر سازمان‌هایی که در جهت بهبود استانداردها تلاش می‌کنند، توصیه‌های مختلفی برای آزمون و نگهداری ترانسفورماتورها منتشر کرده‌اند. این راهنما، به علت اینکه اساساً به ترانسفورماتورهای قدرت، رگولاتورها و راکتورها می‌پردازد که دستگاه‌هایی تحت پوشش کمیته ترانسفورماتورهای IEEE هستند، جایگزین استاندارد قبلی IEEE Std 62™-1995 [B33] می‌شود[1].

این راهنما بخش‌های جدیدی در مورد ایمنی؛ آزمون خلاء مخزن؛ بازدیدهای ظاهری؛ جدولی که دربرگیرنده راهنمایی‌هایی در خصوص آزمایش‌های راه‌اندازی، روتین و پس از خطاست، ارائه می‌دهد، و همچنین پیوست‌هایی تکمیلی اضافه شده است. همچنین، فناوری‌ها و تکنولوژی‌های جدیدی که برای استفاده در آزمون‌های میدانی در دسترس هستند، شناسایی شده و بیان شده‌اند.

---

[1] اعداد داخل پرانتز با اعداد کتابشناسی در پیوست دهم مطابقت دارد.

# راهنمای IEEE برای آزمون‌های میدانی عیب‌یابی ترانسفورماتورها قدرت، رگلاتورها و راکتورهای روغنی

**تذکر مهم: استاندارد IEEE برای تضمین ایمنی، سلامت یا حفاظت از محیط زیست، یا اطمینان از تداخل با یا از دیگر تجهیزات یا شبکه‌ها در نظر گرفته نشده است. مجریان استاندارد IEEE مسئول تعیین و رعایت کلیه اقدامات مناسب ایمنی، امنیت، محیط زیست، بهداشت و حفاظت از تداخل (با دیگر تجهیزات) و کلیه قوانین و مقررات قابل اجرا هستند.**

این سند IEEE با توجه به اطلاعیه‌های مهم و سلب مسئولیت‌های قانونی، برای استفاده در دسترس است. این اطلاعیه‌ها و سلب مسئولیت‌ها در تمام نشریات حاوی این سند ظاهر می‌شوند و ممکن است تحت عنوان «اطلاعیه مهم[1]» یا «اطلاعیه‌های مهم و سلب مسئولیت‌ها در مورد اسناد IEEE[2]» پیدا شوند. همچنین می‌توان آنها را در صورت درخواست از IEEE دریافت کرد یا در http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html مشاهده کرد.

## ۱ . دامنه

این راهنما آزمایش‌های میدانی تشخیصی (عیب‌یابی) و اندازه‌گیری‌هایی را که بر روی ترانسفورماتورها و رگولاتورهای قدرت روغنی انجام می‌شوند، تشریح می‌کند. هرجا که ممکن باشد، با راکتورهای شنت نیز به روشی مشابه با ترانسفورماتورها عمل می‌شود. آزمون‌ها به صورت سیستماتیک در چندین دسته‌بندی بسته به بخش مورد بررسی ترانسفورماتور، ارائه می‌شوند. یک جدول تشخیصی به عنوان کمکی برای عیب‌یابی بخش‌های مختلف ترانسفورماتور قرار داده شده است. اطلاعات تکمیلی در مورد تکنیک‌های آزمون و اندازه‌گیری تخصصی ارائه شده است.

در چندین حوزه و بخش مباحثی در خصوص تفسیری نتایج نیز آورده شده است تا دید بیشتری در مورد آزمون خاص به خواننده داده شود یا راهنمایی در مورد معیارهای پذیرش ارائه شود. این بحث‌ها بر اساس قضاوت نویسندگان از رویه پذیرفته شده است. لازم به ذکر است که برای تشخیص مشکل باید نتایج چندین نوع آزمایش را با هم تفسیر کرد. معیارهای پذیرش تولیدکنندگان تجهیزات و همچنین سایر استانداردهای سری IEEE C57 بر محتوای این راهنما اولویت دارند.

---

[1] Important Notice

[2] Important Notices and Disclaimers Concerning IEEE Documents

## ۲. مراجع اصلی

مراجع زیر که در این استاندارد به آن‌ها ارجاع داده شده است، برای استفاده از این سند ضروری هستند (یعنی باید این مراجع درک شوند و از آن‌ها استفاده شوند، بنابراین هر سندی که در متن به آن اشاره شده است (رفرنس‌دهی شده)، ارتباط آن با این سند توضیح داده شده است. برای مراجع تاریخ‌دار، تنها نسخه مربوطه ذکر می‌شود. برای مراجع بدون تاریخ، آخرین ویرایش سند ارجاع شده (شامل هرگونه اصلاح یا اصلاحیه) آورده شده است.

IEEE Std 4™, IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing.[1,2]
IEEE Std 510™, IEEE Recommended Practices for Safety in High-Voltage and High-Power Testing.
IEEE Std C57.12.80™, IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers.
IEEE Std C57.12.90™, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
IEEE Std C57.93™, IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers.

## ۳. تعاریف

اصطلاحات و تعاریف زیر در این استاندارد بکار می‌روند. دیکشنری آنلاین استانداردهای IEEE [B32] و IEEE Std C57.12.80 باید برای عباراتی که در این بند تعریف نشده‌اند، رجوع شود.[۳،۴،۵]

**بار ظاهری (بار پایانه):** باری که اگر بتوان به صورت آنی بین پایانه‌های جسم مورد آزمایشی اعمال کرد، به طور لحظه‌ای ولتاژ بین پایانه‌های آن را به اندازه زمانی که خود تخلیه جزئی (PD) در داخل آن اتفاق می‌افتد، تغییر دهد. بار ظاهری را نباید با باری که از طریق حفره تخلیه در محیط دی‌الکتریک منتقل می‌شود اشتباه گرفت.

نکته ۱- **بار ظاهری**، طبق شرایط این راهنما، بر حسب کولن (C) بیان می‌شود. یک پیکوکولون (pC) برابر است با بار با پالس $10^{-12}\ C$ که از منبع PD به پایانه‌های جسم آزمایشی منتقل می‌شود.[۶]

---

[1] انتشارات IEEE از موسسه مهندسین برق و الکترونیک در لینک (http://standards.ieee.org/) در دسترس است.

[2] استانداردها یا محصولات IEEE اشاره شده در این بند، علائم تجاری موسسه مهندسین برق و الکترونیک.

[۳] دیکشنری آنلاین استانداردهای IEEE در لینک زیر موجود است:

http://www.ieee.org/portal/innovate/products/standard/standards_dictionary.html.

[۴] اعداد داخل پرانتز با اعداد کتابشناسی در پیوست دهم مطابقت دارد.

[۵] اطلاعات در خصوص مراجع را در بخش ۲ می‌توان یافت.

[۶] یادداشت‌های موجود در متن، جداول و شکل‌های یک استاندارد فقط برای اطلاعات تکمیلی ارائه شده‌اند و شامل الزامات مورد نیاز برای اجرای این استاندارد نیستند.

نکته ۲- **بار ظاهری** بر حسب پیکوکولون (pC) با استفاده از یک مدار اندازه‌گیری PD کالیبره شده همانطور که در IEEE Std C57.113™-2010 [B41] مشخص شده، اندازه‌گیری می‌شود.

نکته ۳- **بار ظاهری** با بار PD متفاوت است زیرا این بار (بار PD) از محل PD ناشی می‌گردد که نمی‌توان مستقیماً اندازه‌گیری کرد.

نکته ۴- **بار ظاهری** را بعضی اوقات بنام بار پایانه[1] نام می‌برند.

**تخلیه جزئی (PD):** تخلیه الکتریکی که فقط تا حدی عایق بین هادی‌ها را پل می‌کند (رسانا می‌کند) و ممکن است در مجاورت هادی این پدیده اتفاق بیافتد یا در مجاورت هادی نباشد.

نکته- PDها ممکن است در دی‌الکتریک های گازی به دلیل افزایش میدان الکتریکی موضعی مشتعل شوند. به طور کلی، PDها توسط عیوب دی‌الکتریک ، مانند وجود گاز در دی‌الکتریک جامد و مایع و همچنین برآمدگی (نقاط نوک تیز) روی الکترودها در هوای محیط ایجاد شوند.

**سطح تخلیه جزئی (PD):** مقدار میانگین پیک بار ظاهری پالس‌های PD، که بزرگی آن به‌طور تصادفی توزیع شده و توسط یک ابزار اندازه‌گیری PD که در IEEE Std C57.113-2010 مشخص شده، ارزیابی می‌شود.

نکته: IEEE Std C57.113-2010 [B41] را ببینید.

**ابزار اندازه‌گیری تخلیه جزئی (PD):** تجهیزات آنالوگ یا دیجیتال برای اندازه‌گیری باند پهن بار ظاهری همانطور که در IEEE Std C57.113-2010 مشخص شده است.

نکته: IEEE Std C57.113-2010 [B41] را ببینید.

**سطح ولتاژ تداخل رادیویی (RIV):** میانگین پیک مقدار RIV که توسط یک ابزار اندازه‌گیری RIV مشخص شده درNEMA 107 ، ارزیابی می‌شود.

نکته: NEMA 107 [B57] را ببینید.

**ابزار اندازه گیری ولتاژ تداخل رادیویی (RIV):** تجهیزات آنالوگ یا دیجیتال برای اندازه‌گیری باند باریک RIV تخلیه‌های جزئی (PD) همانطور که در NEMA 107 مشخص شده است.

نکته ۱: NEMA 107 [B57] را ببینید.

نکته ۲: **ابزار اندازه‌گیری RIV** گاهی اوقات به عنوان RIV متر نامیده می‌شوند.

---

[1] *terminal charge*

## ٤. هدف آزمون‌ها

ترانسفورماتورها اجزای حیاتی در معماری کلی یک شبکه سیستم قدرت هستند و سرمایه‌گذاری قابل توجهی روی آن‌ها شده است. چرخه عمر آن‌ها شامل ساخت، حمل و نقل، نصب و پیری و نگهداری در حین بهره‌برداری است. در هر دوره از عمر یک ترانسفورماتور شامل چالش‌های منحصر به فردی وجود دارد که سازنده و بهره‌بردار باید از آن‌ها آگاه باشند. آسیب یا تخریب ناشناخته، می‌تواند ترانسفورماتور را در هر مرحله از این فرآیند مستعد خرابی کند. از آنجایی که از دست دادن زودهنگام یک ترانسفورماتور قدرت بزرگ می‌تواند چالش‌های مالی، لجستیکی و عملیاتی قابل توجهی را تحمیل کند، راهنماها و استانداردهای IEEE برای کمک به ارزیابی ترانسفورماتور در طول هر دوره چرخه بهره‌برداری، ارتقا داده شده‌اند.

ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ تجهیزاتی هستند که در صورتی که به صورت مناسب ساخته و نگهداری شوند، معمولاً سال‌ها قادر به سرویس‌دهی هستند. در مجموع، عمر ترانسفورماتورها تقریباً از منحنی کلاسیک "وان حمام[1]" پیروی می‌کند، به این صورت که تعداد خرابی آن‌ها در طول دوره اولیه بهره‌برداری زیاد، به دنبال آن یک دوره طولانی با نرخ خرابی پایین و سپس دوره‌ای با افزایش خرابی‌ها با نزدیک شدن به پایان عمر بهره‌برداری آن‌ها وجود دارد. هر مجموعه‌ای از آزمون‌های شرح داده شده در راهنماها و استانداردهای IEEE برای کمک به عیب‌یابی و در نتیجه کاهش خرابی‌ها در طول دو دوره اول و کمک به بهره‌بردار برای پیش‌بینی نتیجه و انجام اقداماتی برای به تاخیر انداختن شروع فاز نهایی (پایان عمر) در نظر گرفته شده است.

آزمون‌های کارخانه‌ای (روتین، طراحی و انطباق[2]) مشابه آزمون‌هایی که در IEEE Std C57.12.90 شرح داده شده‌اند، برای تأیید اینکه ترانسفورماتور مطابق با مشخصات مشتری و صنعت طراحی و ساخته شده، می‌باشند. این آزمایش‌ها برای کاهش خرابی‌ها در طول هر بخش از منحنی عمر ترانسفورماتور در نظر گرفته شده‌اند. آزمون‌های میدانی که در این استاندارد توضیح داده شده‌اند را می‌توان به چندین دسته با توجه به عوامل تنش‌زا تقسیم کرد که برای هر دوره از چرخه عمر ترانسفورماتور (حمل و نقل، نصب، پیری در حین بهره‌برداری) منحصر به فرد هستند. چنین آزمایشاتی به دنبال شناسایی تغییرات در وضعیت ترانسفورماتور نسبت به وضعیت اولیه آن در کارخانه هستند. بنابراین، تفسیر بهینه آزمون‌های میدانی بیان شده در این استاندارد، مستلزم دسترسی به آزمایش‌های اولیه برای شناسایی سریع تغییرات (انحرافات) یا روندها است.

ترانسفورماتورهای قدرت، رگلاتورها و راکتورها برای کاربردهای بسیار متنوعی نصب می‌شوند. بهره‌برداران باید تعدادی از پارامترها را ارزیابی کنند، از جمله اینکه چه آزمایش‌هایی را در شرایط خاص برای یک ترانسفورماتور انتخاب کنند یا یک برنامه مدیریت چرخه عمر برای کل ناوگان ترانسفورماتور را ایجاد کنند. چنین ملاحظاتی شامل موارد زیر بوده ولی محدود به آنها نیست:

---

[1] bathtub

[2] conformance

- هزینه ترانسفورماتور(ها)
- بحرانی بودن بار(های) متصل
- قدمت ترانسفومراتور(ها)
- بارگذاری
- سازنده(ها)
- سابقه بهره‌برداری ترانسفورماتور(ها) (یا ترانسفورماتورهایی با طراحی مشابه)
- لوازم جانبی
- محیط بهره‌برداری (در معرض صاعقه، قرار گرفتن در معرض خطا و غیره)
- در دسترس بودن یدکی(ها) یا زمان تحویل برای خرید یک قطعه(های) جایگزین جدید
- هزینه‌های بیمه

مرحله حمل و نقل و جابجایی در طول چرخه عمر یک ترانسفورماتور قدرت بزرگ بازه زمانی کوتاهی می‌باشد ولی در همین زمان کوتاه است ممکن است چالش‌های ساختاری و زیست محیطی قابل توجهی برای ترانسفورماتور ایجاد شود (به IEEE Std C57.150™-2012 [B48] مراجعه کنید.) آزمون‌های میدانی حساس به جابجایی اجزای داخلی و آزمون‌های که در در حین جابجایی به پیامدهای نامطلوب محیط بر روی ترانسفورماتور حساس هستند باید برای شناسایی تغییرات در ترانسفورماتور از زمان خروج از کارخانه یا هر نقطه دیگری انتخاب شوند.

مرحله نصب و راه‌اندازی نیز از چرخه عمر ترانسفورماتور کوتاه بوده اما نیاز به آزمون‌های میدانی خاصی دارد (غیر از آزمون‌هایی که تایید کننده عدم آسیب به ترانسفورماتور حین حمل و نقل هستند) تا ضمن تایید پیکربندی و عملکرد صحیح ترانسفورماتور و لوازم جانبی آن، فرایند مناسب تزریق روغن به ترانسفورماتور را تأیید کرده و یک مبدأ زمانی[1] برای ارزیابی ترانسفورماتور در آینده بوجود آورد (به IEEE Std C57.93 مراجعه کنید.).

دوره بهره‌برداری در چرخه عمر ترانسفورماتور پایین منحنی وان حمام است که یک دوره طولانی با نرخ خرابی پایینی می‌باشد. آزمون‌های میدانی در این دوره برای شناسایی روندهای نامطلوب در پیری ترانسفورماتور و لوازم جانبی آن در نظر گرفته شده است. بسته به توصیه سازنده ترانسفورماتور و فلسفه بهره‌بردار، چنین آزمون‌هایی ممکن است مبتنی بر زمان یا وضعیت ترانسفورماتور باشد. در صورت تشخیص بهره‌بردار، ممکن است آزمون‌های «ویژه» اضافی را برای تأیید شروع پیری قابل توجه ترانسفورماتور انتخاب شود. چنین تشخیصی به بهره‌بردار اجازه می‌دهد تا اقداماتی را برای نوسازی اجزای مورد نظر انجام دهد یا فرآیند تهیه ترانسفورماتورهای جایگزین را آغاز کند (به IEEE Std C57.140™-2006 [B44] مراجعه کنید). همچنین ممکن است آزمون‌های میدانی در دوره

---

[1] baseline

بهره‌برداری پس از بروز حوادثی عادی و غیرعادی نظیر خطاها و موج‌های صاعقه یا هر حادثه‌ای که باعث فعال شدن رله حفاظتی ترانسفورماتور شود، برای تایید یکپارچگی آن انجام شود.

در طول دوره بهره‌برداری از چرخه عمر یک ترانسفورماتور، اقداماتی از قبیل سرویس و نگهداری برای کمک به حفظ یکپارچگی و افزایش عمر مفید آن انجام می‌شود. آزمون‌های میدانی پس از سرویس و نگهداری خاص بدنبال تعیین پیری ترانسفورماتور نیستند، بلکه مشخص کننده این مهم هستند که آیا اقدامات مذکور به درستی انجام شده‌اند، اجزا یا لوازم جانبی جدید یا بهینه‌سازی شده به درستی عمل می‌کنند، و یا ترانسفورماتور در وضعیت مناسب قبل از بهره‌برداری مجدد است و همچنین برای به دست آوردن داده‌های جدیدی به عنوان مبدأ زمانی جدید برای ارزیابی‌های آینده می‌باشند.

در زیربخش‌های زیر اصول هر آزمون شرح داده شده و راهنمایی‌هایی را در مورد کاربرد و تفسیر نتایج به خواننده ارائه شده است. خواننده باید بداند که آزمون‌های شرح داده شده از نظر پیچیدگی و هزینه تجهیزات مورد نیاز برای آزمون و همچنین مهارت آزمون کننده بسیار متفاوت هستند. بهره‌بردار با در نظرگرفتن دقت این داده‌ها (و داده‌های مراجع) و همچنین وضعیت ترانسفورماتور نسبت به تعیین فرد آزمون کننده باید (داخلی یا توسط شرکت‌های تخصصی) اقدام کند.

با توجه به ماهیت بحرانی ترانسفورماتورهای قدرت و سن زیاد بسیاری از این دارایی‌ها، تلاش‌ها و پیشرفت‌های قابل توجهی برای بهبود پایش وضعیت ترانسفورماتور (به IEEE Std C57.143™-2012 [B45] مراجعه کنید) و فناوری‌های تشخیصی در حال انجام است. توصیه می‌شود که بهره‌برداران و خوانندگان این راهنما از طریق سایر راهنماها و استانداردهای IEEE، مراجع فنی و کنفرانس‌ها از چنین پیشرفت‌هایی مطلع شوند. دقت نتایج آزمون هنگام مقایسه آنها با نتایج آزمون‌های معیار بسیار مهم است. ضروری است که آزمون‌ها به روشی منطبق با آزمون‌های قبلی و با پیروی از دستورالعمل‌های دستگاه(های) آزمون مورد استفاده برای انجام آزمایش‌ها، انجام شوند.

# ۵. آزمون‌های سرویس و نگهداری و اطلاعات

## ۵-۱. آزمون‌های تعمیر و نگهداری توصیه شده، مورد نیاز و اختیاری

جدول ۱ مجموعه‌ای از آزمون‌های سرویس و نگهداری توصیه‌ای، برحسب نیاز و اختیاری که معمولاً بر روی ترانسفورماتورهای قدرت روغنی انجام می‌شود، آورده شده است. این آزمون‌ها در حین راه‌اندازی، در حال سرویس و بهره‌برداری، و پس از تریپ‌های حفاظتی ناشی از یک خطای سیستم یا یک خطای داخلی انجام می‌شوند.

**جدول ۱- جدول آزمون‌های سرویس و نگهداری**

| آزمون سرویس و نگهداری | ترانسفورماتور قدرت روغنی |
|---|---|

| | راه‌اندازی[۱] | حین بهره‌برداری[۲] | بعد از تریپ حفاظتی بر اثر خطای شبکه[۳] | بعد از تریپ حفاظتی بر اثر خطای داخلی[۴] |
|---|---|---|---|---|
| **تانک اصلی** | | | | |
| فشارشکن | Opt | Opt | Opt | REC |
| آزمون زمین هسته | REC | AN | AN | REC |
| آزمون‌های کیفیت روغن و آنالیز گازهای محلول در روغن (DGA) | REC | REC | AN | REC |
| آزمون فوران | Opt | Opt[۵] | Opt | REC |
| خلأً | REC | Opt | Opt | REC |
| مقاومت عایقی | REC | AN | AN | REC |
| مقاومت سیم‌پیچی | REC | AN | AN | REC |
| نسبت تبدیل (تپ‌های DETC) | REC | AN | AN | REC |
| جریان تحریک | REC | AN | AN | REC |
| تانژانت دلتا/ ضریب توان | REC | AN | AN | REC |
| تخلیه جزئی (PD) | Opt | Opt | Opt | Opt |
| ولتاژ القایی | Opt | Opt | Opt | Opt |
| آنالیز پاسخ فرکانسی (FRA) | REC | AN | AN | REC |
| پاسخ فرکانسی عایق (DFR) | Opt | Opt | Opt | Opt |
| ترموگرافی | N/A | REC | N/A | N/A |
| **بوشینگ** | | | | |
| مقاومت کنتاکت | Opt | N/A | N/A | Opt |
| ترموگرافی | N/A | REC | N/A | N/A |
| تانژانت دلتا/ ضریب توان | REC | REC | AN | REC |
| پیوستگی | REC | N/A | N/A | REC |
| **تپ چنجر تحت بار (LTC) و تپ چنجر غیر قابل قطع زیر بار (DETC)** | | | | |
| آزمون‌های کیفیت روغن و آنالیز گازهای محلول در روغن (DGA) برای LTC | REC | REC | AN | REC |
| پیوستگی کنتاکت برای LTC | REC | AN | AN | REC |
| مادون قرمز برای LTC | N/A | REC | N/A | N/A |

---

[۱] ترانسفورماتورهای تازه نصب شده و یا تعمیر شده قبل از برقداری

[۲] ترانسفورماتورهای در حین بهره‌برداری با توجه به تست‌هایی که بر روی آن انجام می‌شود ممکن است بی برق شده و به صورت مناسب راه‌اندازی شوند. عملیات سرویس و نگهداری مبتنی بر شرایط تست‌های کیفیت روغن، DGA و Furan - ممکن است در یک بازه زمانی منظم انجام شده و ضرورت انجام تست‌های دیگر به شرایط ارزیابی‌شده برای ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع بستگی دارد. برای ترانسفورماتورهای توزیع آب بندی شده هرمتیک، دور اول تست پس از راه اندازی ممکن است بر اساس زمان باشد، و پس از آن، دوره زمانی انجام تست ممکن است به شرایط ارزیابی شده بستگی داشته باشد.

[۳] بعد از تریپ ترانسفورماتور در اثر خطای شبکه مانند اورکارنت

[۴] بعد از تریپ ترانسفورماتور در اثر خطای داخلی مانند تریپ دیفرانسیل (قبل از تعمیر)

[۵] تست فوران برای ترانسفورماتورهای واحد ژنراتورها (GSU) و ترانسفورماتورهایی که بیشتر از توان نامی درج شده در پلاک نامی بهره‌برداری می‌شوند.

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| تحلیل الگوی جریان موتور برای LTC | REC | AN | AN | REC |
| اندازه‌گیری اکوستیک و لرزش برای LTC | Opt | Opt | Opt | Opt |
| آزمون ولتاژ دینامیکی برای LTC | Opt | Opt | Opt | Opt |
| لوازم جانبی | | | | |
| کالیبراسیون گیج‌ها و نشان‌دهنده‌ها | REC | REC | Opt | REC |
| کالیبراسیون پیچ فشار گاز | REC | REC | Opt | REC |
| دریچه تخلیه فشار | REC | REC | Opt | REC |
| کنترل فن‌ها | REC | REC | Opt | REC |
| کنترل پمپ‌ها | REC | REC | Opt | REC |
| برق‌گیرها | REC | REC | REC | Opt |
| CTهای بوشینگی | REC | AN | AN | AN |

**REC = توصیه می‌شود**
**AN= در صورت نیاز بر اساس آزمون‌های REC**
**Opt= اختیاری بر اساس آزمون‌های AN**
**N/A= غیر کاربردی**

## ۵-۲. راهنمای کاربردی EPRI برای سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای قدرت

راهنمای کاربردی EPRI برای سرویس و نگهداری ترانسفورماتور قدرت [B26]، اطلاعات سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای قدرت نیروگاه‌های هسته‌ای را ارائه می‌کند. این مرجع عمومی شامل یک نمای کلی فنی از ترانسفورماتورها و برنامه سرویس و نگهداری آن‌هاست که برای کمک به نیروگاه‌ها برای جلوگیری از خرابی ترانسفورماتور طراحی شده است. این راهنما، طراحی و ساخت اجزا را به عنوان پیش زمینه برای پرسنل درگیر با ترانسفورماتورها پوشش می‌دهد. همچنین هشدارها و اقدامات احتیاطی مربوط به افزایش دما، از دست دادن سیستم خنک کننده، سطح روغن پایین، فشار گاز پایین، و کاهش الکتریسیته ساکن را ارائه می‌کند تا به بهره‌برداران در درک چگونگی تأثیر این عوامل بر عملکرد و عمر ترانسفورماتور کمک کند.

# ۶. ایمنی

## ۶-۱. کلیات

ملاحظات ایمنی در آزمون الکتریکی نه تنها برای پرسنل، بلکه در مورد تجهیزات آزمون و دستگاه‌های که آزمون بر روی آن‌ها انجام می‌شود نیز شامل می‌شود. دستورالعمل‌های زیر بسیاری از رویه‌های اساسی مهم را که عملی هستند، پوشش می‌دهد. از آنجایی که پوشش همه جنبه‌ها در این راهنما غیرممکن است، پرسنل آزمون باید از IEEE Std 510، دستورالعمل‌های سازنده؛ مقررات داخلی، شرکت و دولت نیز استفاده کنند.

خوانندگان این راهنما مسئول تعیین و پیروی از اقدامات مناسب ایمنی، امنیتی، زیست محیطی، بهداشت و رفاهی، قوانین و الزامات نظارتی مربوط به مکان، سیستم‌ها، تجهیزات و عملیات خود هستند.

## ٦-٢. انواع خطرات

### ٦-٢-١. خطرات الکتریکی

سه خطر اصلی الکتریکی- شوک، فلش قوس الکتریکی، و موج انفجار - وجود دارد که پرسنل انجام دهنده آزمون ممکن است در معرض آن‌ها قرار بگیرند. این خطرات به‌ویژه اگر ترانسفورماتور طبق روش‌های مناسبی که در بند ۶-۳ ذکر شده ایزوله الکتریکی نباشد، بیشتر خواهد بود. ممکن است خطرات دیگری نیز وجود داشته باشد و کاربر باید اقدامات احتیاطی لازم را در این خصوص انجام دهد. شوک الکتریکی تماس با تجهیزات الکتریکی، هادی‌ها یا قطعات مدار است که باعث عبور جریان الکتریکی در بدن می‌شود. شدت شوک با مقدار جریان الکتریکی، کل زمان عبور آن از بدن و محل عبور آن از بدن تعیین می‌شود. شرایط مرطوب یا خیس یا عرق کردن پوست، احتمال شوک الکتریکی را افزایش می‌دهد. باید حداقل خطر شوک الکتریکی در هر ولتاژی بزرگتر یا مساوی ۵۰ ولت در نظر گرفته شود. سوختگی پوست نیز یکی دیگر از نتایج شوک الکتریکی است. آسیب داخلی ناشی از جریان الکتریکی در بدن نیز ممکن است بوجود آید. در صورت شوکه شدن، کارگر باید حادثه را گزارش کند و به دنبال مراقبت پزشکی باشد.

در تجهیزات الکتریکی که حادثه بوجود می‌آید و فلش ناشی از قوس الکتریکی ایجاد می‌شود، فلش قوس الکتریکی می‌توانند افراد را در معرض گرمای شدید قرار دهد و باعث سوختگی شدید کند. برخی از خطرات ثانویه مربوط به فلش قوس به شرح زیر است:

- آتش
- استنشاق دود سمی بخارات مس
- فشار صدا که می‌تواند به شنوایی آسیب برساند
- نور با شدت بالا، فرابنفش و مادون قرمز که ممکن است به بینایی آسیب برساند
- پرتاب فلزهای مذاب که ممکن است باعث آسیب شود.

موج انفجار قوس به دنبال آزاد شدن فشارهای خیلی زیاد ناشی از خطای قوس الکتریکی است که در آن جریان از طریق هوا بین دو هادی یا یک هادی و زمین می‌گذرد. مس تبخیر شده، فلز مذاب، فشار امواج، ترکش، صدای شدید و دود/گازهای سمی برخی از نتایج موج انفجار قوس هستند. خطرات مرتبط با حادثه موج انفجار قوس فشار بالا، صدا و ترکش است.

کاربران این راهنما باید ایمنی آتش‌سوزی و سایر الزامات ایمنی و اقدامات احتیاطی، از جمله، اما نه محدود به، تجهیزات حفاظت شخصی (PPE) و حفاظت‌های تأسیسات را در ارتباط با هرگونه آزمون یا ارزیابی تجهیزات ترانسفورماتور دنبال کنند.

### ٦-٢-٢. سایر خطرات

هنگام کار بر روی ترانسفورماتور، زمانیکه برنامه‌ریزی جهت اقدامات لازم و تکمیل بررسی خطرات قبل از کار در حال انجام است، باید خطرات اضافی زیر را نیز در نظر گرفت:

- ✓ سقوط از ارتفاع - مهار مناسب برای محافظت از سقوط باید در نظر گرفته شود.
- ✓ فضای محدود - قبل از ورود به مخزن، باید هوای داخل مخزن به منظور حفظ علائم حیات کافی بررسی شود. برای این منظور باید طبق دستورالعمل‌ها و رویه‌های شرکت یا دستورالعمل‌های سازنده عمل کرد.
- ✓ محیط‌های بیرون و مرطودوم.
- ✓ برخی از روش‌های آزمون می‌تواند منجر به آتش‌سوزی شود. بنابراین، قبل از شروع آزمون‌هایی که تنش دی‌الکتریک را به سیستم عایق ترانسفورماتور اعمال می‌کند، تجهیزات آتش‌نشانی غیر آلوده کننده باید در دسترس باشد.
- ✓ در حین انجام آزمون‌های ولتاژ فشار قوی (HV)، ولتاژ ممکن است به صورت ناگهانی از حداکثر مقدار ولتاژ مجاز تجاوز کند. در این حالت ممکن است بر روی منبع ولتاژ دو گوی با فاصله هوایی[1] تنظیم شده برای جرقه زدن در ولتاژی کمی بیشتر از حداکثر مقدار مجاز، متصل شود (به IEEE Std 4 مراجعه کنید.). با انتخاب مقدار مناسب مقاومت سری، از فاصله دو گوی ممکن است برای تأمین آلارم، جهت جلوگیری از افزایش بیشتر ولتاژ آزمون، یا فعال کردن کلید اضافه جریانی در مدار منبع تغذیه استفاده شود.
- ✓ آزمایش‌هایی که بر روی ترانسفورماتور تحت خلأ انجام می‌شوند فقط باید با ولتاژهای کم باشند. قدرت دی‌الکتریک ترانسفورماتور در این شرایط به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد. برای جزئیات بیشتر به ۶-۶-۳ مراجعه کنید.

## ٦-٣. ایجاد شرایط کار امن الکتریکی

### ٦-٣-١. اصول ایمنی کلی

**هشدار**

تجهیزات الکتریکی باید تا زمانی که ثابت شود که بی برق و زمین نیستند، برق‌دار در نظر گرفته شوند. تا زمانی که این راستی آزمایی انجام نشده است، هیچ شخصی تا زمانی که تجهیزات بی‌برق نشده کار را شروع

---

[1] sphere gap

نکنند. برای از بین بردن بارهای باقیمانده، تمام پایانه‌ها باید پس از قطع کردن ولتاژهای آزمون، باید به زمین تخلیه شوند.

در هنگام انجام آزمون ترانسفورماتور باید اصول ایمنی عمومی زیر رعایت شوند:

- ✓ هنگام برنامه‌ریزی یا انجام آزمون عجله نکنید.
- ✓ هیچ کارگری تا زمانیکه دستورالعمل‌های دریافتی را به طور کامل درک نکرده باشد هیچ کاری را بر روی قسمت برقدار انجام ندهد، و در هیچ شرایطی نباید از این دستورالعمل‌ها تخطی کند. اگر کسی فکر کند که دستورالعمل‌های داده شده به راحتی قابل اجرا نیستند، باید موضوع را فوراً به سرپرست مربوطه ارجاع دهد.
- ✓ هیچ کارگری نباید در اتصالات زمین، قفل‌ها، برچسب‌ها، علائم خطر یا هشدار، موانع ایمنی، پرچم‌ها یا سایر وسایل ایمنی دخالت کند.
- ✓ تا زمانی که تشک لاستیکی عایقی در جای خود قرار نگرفته و مدار ایزوله و به زمین متصل نشده نباشد، روی هیچ تجهیزات الکتریکی یا مداری که نمناک یا مرطوب است، کار نکنید.
- ✓ فقط از ابزارهایی استفاده کنید که به درستی عایق‌بندی و تایید شده باشند.
- ✓ مواد رسانا از قبیل جواهرات و لباس (مانند بند ساعت، دستبند، حلقه، کلید، زنجیر، گردنبند، پیش‌بند فلزی، پارچه با نخ رسانا، یا روسری فلزی) نباید پوشیده شوند.
- ✓ حوادث الکتریکی (فلش قوس الکتریکی و شوک) باید بلافاصله گزارش شود. این حوادث باید به طور کامل بررسی شوند، درس‌های لازم گرفته شوند و توصیه‌های مربوطه اجرا شوند.
- ✓ در طول اجرای یک کار، اگر تغییراتی در رویه‌های برنامه‌ریزی شده مشاهده شد، بلافاصله کار را متوقف کنید، تفکر و تجزیه و تحلیل کنید، خطرات را ارزیابی کنید، ریسک را کنترل کنید و سپس در صورت لزوم کار را از سر بگیرید.
- ✓ در صورت لزوم برای هشدار دادن به پرسنل در مورد خطرات الکتریکی کار، علائم ایمنی، نمادهای ایمنی، یا برچسب های پیشگیری از حادثه که ممکن است پرسنل را به خطر بیندازد باید استفاده شود. برای جلوگیری یا محدود کردن ورود افراد به منطقه در حال کاری که افراد در معرض تجهیزات رسانا یا قطعات مدار بدون عایق هستند، باید موانع غیر رسانا همراه با علائم ایمنی استفاده شود. اگر علائم و موانع، هشدار و حفاظت کافی در برابر خطرات الکتریکی را فراهم نکنند، یک فرد آماده به کار/سیگنال باید برای هشدار و محافظت از کارکنان از ورود به منطقه مربوطه مستقر شود.

### ۶-۳-۲. مراحلی که برای ایجاد یک شرایط کار ایمن الکتریکی باید دنبال شود

قبل از انجام هر آزمایشی، باید از لحاظ الکتریکی شرایط کار ایمن مطابق با مراحل زیر ارزیابی و بررسی شود:

- ✓ تمام منابعی که ممکن است به صورت ممکن به صورت الکتریکی به ترانسفورماتور وصل بشوند، را تعیین کنید. نقشه‌های تک خطی، نمودارها و برچسب‌های شناسایی به‌روز را بررسی کنید.
- ✓ پس از قطع صحیح جریان بار، تجهیزات قطع کننده (سکسیونرها) ترانسفورماتور را باز کنید.
- ✓ در صورت امکان، بازدید ظاهری انجام دهید تا مطمئن شوید که تیغه‌های سکسیونرها کاملاً باز هستند یا کلیدها کشویی بیرون کشیده شده و کاملاً در وضعیت قطع قرار دارند.
- ✓ مطابق با رویه تعیین شده شرکت از رله‌های lockout/tagout استفاده کنید.
- ✓ –برای اطمینان از بی برقی، از فازنمایی با ولتاژ نامی مناسب برای آزمایش هر هادی فاز یا هر بخش از مدار استفاده کنید. قبل و بعد از هر آزمایش، بررسی کنید که فازنما به خوبی کار می‌کند (آزمون قبل از تماس).
- ✓ در مواردی که امکان ولتاژ القایی یا ذخیره انرژی الکتریکی وجود دارد، هادی‌های فاز یا قطعات مدار را قبل از تماس با آنها زمین کنید. در مواردی که پیش‌بینی می‌شود که هادی‌ها یا بخش‌هایی از مدار در حال قطع ممکن است با دیگر هادی‌ها یا قطعات مدار برق‌دار تماس پیدا کنند، از اتصال زمین سیار (ارت سیار) مناسب استفاده کنید.
- ✓ استفاده از زمین‌های کاری باید با دستورالعمل‌های تعیین شده شرکت مطابقت داشته باشد. برای اطلاعات بیشتر به ASTM F855-2009 [B20] مراجعه کنید.
- ✓ مالک ترانسفورماتور باید یک مجوز کار ایمن برای پرسنل تعمیر و نگهداری و آزمایش صادر کند.
- ✓ قبل از انجام هر آزمایشی بر روی ترانسفورماتور، باید جلسه‌ای در محل کار با افرادی که درگیر آزمون هستند یا درگیر آزمون هستند، تشکیل شود. روش آزمون باید مورد بحث قرار گیرد تا درک روشنی از تمام جنبه‌های کاری که باید انجام شود وجود داشته باشد. باید تاکید ویژه‌ای بر خطرات پرسنل و اقدامات احتیاطی مرتبط با این خطرات بشود. علاوه بر این، باید با بحث درباره رویه‌ها و اقدامات احتیاطی از تولید نتایج آزمایش معنی‌دار بدون قرار دادن دستگاه در حال آزمون در معرض خطرات غیرضروری اطمینان حاصل کرد.
- ✓ مسئولیت وظایف مختلف مربوط به انجام هر آزمون باید تعیین شود.

## ٦-٤. رویه‌های کلی برای بازدیدهای داخلی

در صورت نیاز به کار در داخل ترانسفورماتورهای قدرت، کارگران باید از قوانین و الزامات شرکت خود و استانداردهای محلی، ایالتی و ملی مربوط به منطقه‌ای که کار در آن انجام می‌شود، آگاه باشند. کار باید مطابق با قوانین، استانداردها و دستورالعمل‌ها انجام شود.

برای ورود به فضای محدود داخل ترانسفورماتور، ممکن است سازمان‌های مختلف قوانین، استانداردها و دستورالعمل‌ها را به روش‌های متفاوتی تفسیر کنند و کارگران نیز ممکن است استانداردها را به روش‌های متفاوتی تفسیر کنند. در صورت عدم وجود چنین قوانین و راهنمایی‌هایی، به عنوان حداقل سطح اقدامات ایمنی موارد زیر توصیه می‌شود:

- ✓ فقط کارگرانی که آموزش دیده‌اند و با روش های ورود به فضای محدود آشنا هستند باید در ترانسفورماتور کار کنند. تأیید شرایط جوی در ۶-۵-۴ به تفصیل بیان شده است.
- ✓ پایانه‌های بوشینگ و مخزن ترانسفورماتور باید به طور مطمئن زمین شده و ترمینال‌های ترانسفورماتور جریان باید اتصال کوتاه شوند.
- ✓ در حالی که بقیه در داخل ترانسفورماتور کار می‌کنند، حداقل یک نفر باید در خارج از ترانسفورماتور باقی بماند. این شخص باید با کارگران داخل در تماس چشمی یا شنیداری باشد. اگر کارگری که در داخل است هوشیاری خود را از دست بدهد، کارگر بیرونی باید با نیروهای امداد اضطراری تماس بگیرد و هرگز برای خارج کردن کارگری که هوشیاری خود را از دست داده، به داخل ترانسفورماتور نرود.
- ✓ خطرات غرق شدن باید از بین برود. ورود به مخزن ترانسفورماتور بدون تخلیه کامل روغن توصیه نمی‌شود. اگر نیاز به بازدید بدون تخلیه روغن انجام می‌شود، باید اقداماتی برای از بین بردن احتمال افتادن در روغن انجام شود. اگر مخازن نگهدارنده، رادیاتورها، کولرها، لوله‌ها یا سایر بخش‌های ترانسفورماتور توسط دریچه‌ها ایزوله شده باشند اما تخلیه نشده باشند و مقدار روغن در این قسمت‌ها به اندازه‌ای باشد که کارگر با این مقدار امکان غرق شدن داشته باشد، دریچه‌های مورد استفاده برای ایزوله کردن این بخش‌ها باید در موقعیت بسته قفل شوند.

## ٦-٥. اقدامات کنترلی کلی پیشنهادی

مطابق با استانداردهای بین‌المللی و ملی در مورد سیستم‌های مدیریت ایمنی و بهداشت شغلی، اصول زیر باید به عنوان اقدامات کنترلی پیشگیرانه و حفاظتی برای کمک به حفاظت از پرسنل در برابر خطرات برق گرفتگی اعمال شود:

- ✓ خطر را از بین ببرید - تمام منابع برق ممکن را قطع کنید.
- ✓ تا جایی که امکان دارد از کنترل‌های مهندسی استفاده کنید.
- ✓ سیستم‌های کار ایمن‌تر را جایگزین کنید، به عنوان مثال از مواد، فرآیندها یا تجهیزات ایمن‌تر استفاده کنید.
- ✓ ترانسفورماتور را به دنبال استراتژی‌های پیشگیرانه، پیش‌بینی‌کننده و قابلیت اطمینان سرویس و نگهداری کنید.

- ✓ کنترل‌های اداری – آموزش‌های فنی و ایمنی برق، فرآیند صدور مجوز، و روش‌های کار ایمن را ارائه دهید.
- ✓ PPE[1] را، از جمله اقداماتی برای استفاده و نگهداری مناسب از آن ارائه دهید.

تکنسین‌های برق باید از آسیب ناشی از شوک الکتریکی و خطرات فلش قوس الکتریکی با استفاده از تجهیزات حفاظتی مناسب، محافظت شوند. PPE مخصوص الکتریکی و سایر تجهیزات حفاظتی باید از طراحی ایمن و برای قسمت(های) خاصی از بدن که قرار است محافظت شود، ساخته شود. PPE مخصوص الکتریکی و سایر تجهیزات حفاظتی فقط باید به عنوان آخرین خط دفاعی در مورد کاهش قرار گرفتن در معرض خطرات الکتریکی در نظر گرفته شوند.

زمانیکه لازم است در مجاورت خطوط هوایی کار شود ممکن است باعث ایجاد چالشها و خطراتی بشود. تکنسین‌ها باید بفهمند که حتی حریم‌های نزدیک نیز می‌تواند خطرات شوک کشنده ایجاد کند. با این توصیف، باید توجه داشت که خطوط هوایی باید برق‌دار در نظر گرفته شوند مگر اینکه شرکت برق تایید کند که خطوط بی‌برق هستند.

**هشدار**

سعی نکنید قربانی یک حادثه را بدون خاموش کردن سیستم الکتریکی و حفاظت مناسب از شخصی که قصد نجات آن را دارید، نجات دهید. استفاده از چوب خط گرم نجات[2] ممکن است ضروری باشد.

کارگران باید به طور منظم در مورد روش‌های آزمون آموزش ببینند. آموزش پرسنل در مورد روش‌های مورد تایید احیاء، از جمله قلبی ریوی ضروری است.

## ١-٥-٦. فهرست شیوه‌های استاندارد عملیاتی بالقوه سازمانی و کدهای مرجع

- Standard operating practice of a single organization on Information Handling System (IHS)
- Standard operating practices of a single organization on Electrical Specific Personnel Protective Equipment
- Standard operating practices of a single organization on Safe Work Permit
- Standard operating practices of a single organization on Lockout/Tagging of Equipment and Systems
- Standard operating practices of a single organization on Incident Reporting and Investigation
- National Electrical Code® (NEC®) (NFPA 70®, 2011 Edition) [B60]
- OSHA 29CFR1910, Occupational Safety and Health Standards [B64]

---

[1] مخفف Personal protective equipment به معنی تجهیزات حفاظت فردی

[2] rescue hot stick

- NFPA 70E®-2012 Standard for Electrical Safety in the Workplace® [B61]
- Applicable ASTM standards

### ٦-٥-٢. اقدامات احتیاطی

هنگام آزمایش، باید اقدامات احتیاطی را برای جلوگیری از تماس پرسنل با مدارهای برقدار گرفته شود. یک ناظر برای هشدار دادن به پرسنل در حال نزدیک شدن به مدارات برقدار ممکن است مستقر شود و همچنین وسایلی برای بی‌برق کردن مدار فراهم شود. این وسیله ممکن است شامل یک کلید برای قطع منبع تغذیه و زمین کردن مدار تا زمانی که بارهای ذخیره شده تخلیه شوند، باشد.

### ٦-٥-٣. علائم و موانع هشدار دهنده

منطقه آزمایش ممکن است با علائم و نواری که به راحتی قابل مشاهده است، مشخص شده باشد. علائم هشداردهنده باید با الزامات نهادهای حاکم مانند اداره ایمنی و بهداشت شغلی (OSHA) در ایالات متحده مطابقت داشته باشد. علائم خطر، هشدار، احتیاط باید از قالب و قرارداد ارائه شده توسط قوانین NEMA Z535.4-2011 [B58] یا OSHA 1910.145 [B64] پیروی کنند.

### ٦-٥-٤. اتمسفر داخل مخزن

قبل از ورود به داخل مخزن ترانسفورماتور باید تأیید شود که جو داخل مخزن از لحاظ مناسب بودن برای علائم حیاتی، کافی باشد. این مهم باید طبق دستورالعمل‌ها و رویه‌های شرکت یا دستورالعمل‌های سازنده بررسی شود.

**هشدار**

پس از برداشتن دریچه دسترسی/منهول، تا زمانی که گازی که برای حمل و نقل به ترانسفورماتور زده شده (از جمله هوای خشک) به طور کامل با هوای خشک قابل تنفس با حداکثر نقطه شبنم ۴۵- درجه سانتیگراد تخلیه نشود، نباید وارد ترانسفورماتور شد. میزان اکسیژن قبل از ورود به مخزن باید بین ۱۹.۵ تا ۲۳ درصد باشد. سطح مونوکسید کربن نیز باید در سطح کمتر از ۲۵ ppm کنترل شود. حد پایین انفجار باید کمتر از ۲۰٪ باشد. جایگزینی گاز با هوای خشک برای تامین اکسیژن کافی جهت حفظ حیات ضروری است. اگر دستگاه در ابتدا با نیتروژن خشک حمل می‌شد، احتمال به دام افتادن توده‌های نیتروژن وجود دارد. در این حالت، باید ترانسفورماتور تحت خلاء کافی برای مدت زمان از پیش تعیین شده نگه داشته شود و خلاء با هوای خشک قابل تنفس شکسته شده و مجدداً با هوا پر شود.

## ٦-٦. تجهیزات

### ٦-٦-١. تجهیزات آتش نشانی

برخی از روش‌های آزمایش می‌تواند منجر به آتش‌سوزی شود. بنابراین، قبل از شروع آزمایش‌هایی که تنش دی‌الکتریک را به سیستم عایق ترانسفورماتور اعمال می‌کنند، تجهیزات آتش‌نشانی آلوده نکننده باید در دسترس باشد.

### ٦-٦-٢. اضافه ولتاژ

ولتاژ ممکن است به طور تصادفی از حداکثر مقدار مجاز در طول انجام آزمایش‌های HV بیشتر شود. یک گوی کره‌ای تنظیم شده برای جرقه زدن در ولتاژی کمی بالاتر از حداکثر ولتاژ مطلوب، ممکن است به منبع ولتاژ متصل شود (به IEEE Std 4 مراجعه کنید). با انتخاب مقدار مناسب مقاومت سری، ممکن است از شکاف برای ایجاد یک آلارم، برای جلوگیری از افزایش بیشتر ولتاژ آزمون، یا فعال کردن کلید اضافه جریانی در مدار منبع تغذیه استفاده شود.

### ٦-٦-٣. آزمایش در خلاء

برخی از کاربران و بهره‌برداران ممکن است اقدام به اندازه‌گیری مقاومت dc با وجود خلاء هنگام انجام خشک کردن ترانسفورماتور جهت تعیین دمای عایق کنند. هنگام انجام آزمایشات روی ترانسفورماتور در حالی که تجهیزات در خلاء هستند باید احتیاط شود. قدرت دی‌الکتریک سیستم تحت این شرایط به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد - فقط باید از ولتاژ به اندازه کافی کم استفاده شود. برای به دست آوردن سطح یا اقدامات توصیه شده ولتاژ با سازنده مشورت کنید.

### ٦-٦-٤. برقگیرها

اگر پیش‌بینی می‌شود که ولتاژ آزمون به ولتاژ عملکردی برقگیر نصب شده روی ترانسفورماتور نزدیک می‌شود یا از آن بیشتر می‌شود، برقگیرها باید قبل از برق‌دار کردن ترانسفورماتور با ولتاژ آزمون از مدار خارج شوند. با این کار از آسیب به برقگیرها و محدودیت ولتاژ آزمون به دلیل عملکرد برقگیر جلوگیری می‌شود.

# ۷. آزمون‌ها و تکنیک‌های آزمون

## ۷-۱. بازدیدهای عمومی دوره‌ای

هدف از بازدیدهای سرویس و نگهداری، ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور و اعلام این نتایج به مسئولین مربوطه است. بازدیدهای دوره‌ای ترانسفورماتورهای قدرت و متعلقات آنها به عملکرد بدون مشکل آنها کمک می‌کند. این روش‌ها ممکن است مشکلات بالقوه را قبل از اینکه خطرناک شده و باعث قطعی تجهیزات شوند، شناسایی می‌کنند.

موارد زیر بازدیدهای معمول و برنامه‌ریزی شده برای ترانسفورماتورها و تجهیزات مربوطه در پست هستند. دوره‌های بازدید بر اساس موارد پیشنهادی سازنده، خطر و پیچیدگی تجهیزات و شیوه‌ها و رویه‌های تعمیر و نگهداری خود بهره‌بردار متفاوت است.

**هشدار**

برخی از موارد بازدید ممکن است نزدیک اتصالات خط ترانسفورماتور باشند. فقط پرسنل دارای صلاحیت کار در منطقه برقدار مجاز به کار در این منطقه می‌باشند.

### ۷-۱-۱. بازدیدهای معمول

موارد زیر را بررسی و ثبت کنید:

- ✓ ولتاژ خط و جریان بار
- ✓ دمای روغن، دمای سیم‌پیچ و دمای محیط، در صورت لزوم.
- ✓ نشانگرهای حداکثر دما باید ثبت و تنظیم مجدد شوند.
- ✓ سطوح روغن مخزن اصلی و محفظه‌های روغنی (مانند تپ چنجر)
- ✓ فشار گاز نیتروژن برای ترانسفورماتورهای دارای کیسه هوا
- ✓ نشتی احتمالی در ترانسفورماتور در صورتی که گیج سطح روغن صفر یا نزدیک به صفر باقی بماند اما سطح روغن واقعی متفاوت است. این مورد بازدید مهمی است که باعث تایید یکپارچگی ترانسفورماتور از نظر آب بندی بودن (سیلد بودن) می‌شود.
- ✓ رادیاتور از نظر تمیزی و عاری از گرفتگی
- ✓ اتصالات رادیاتور، اتصالات لوله‌های پیچدار، منحول‌های پیچ‌دار، و شیرها برای نشانه‌های نشت روغن.
- ✓ زمین و شینه‌های مسی به منظور اینکه هنوز سر جای خود هستند و سرقت نشده‌اند.
- ✓ وضعیت کنترل‌ها، رله‌ها و سیم‌کشی‌ها

- ✓ وضعیت سیلیکاژل (رطوبت‌گیر)
- ✓ قرائت شمارنده تپ‌چنجر، کلید، ریکلوز خودکار و سکسیونرها
- ✓ عملکرد فن‌های خنک کننده و پمپ‌های گردش روغن در محل نصدوم. وقتی کنترل‌های خودکار نصب می‌شوند باید در تنظیمات خودکار قرار داده شوند.
- ✓ مدارک دال بر فعالیت حیوانات
- ✓ نتایج به‌دست‌آمده از انجام تجزیه و تحلیل گازهای قابل اشتعال در روغن و گازهای محلول در روغن (DGA)
- ✓ ارزیابی ترموگرافی مخزن، بوشینگ، LTC و تابلو کنترل

### ۷-۱-۲. بازدیدهای برنامه‌ریزی شده در حالت بی برق

**هشدار**

در حالی که ترانسفورماتور هنوز در حال کار است، هیچ یک از موارد زیر را نباید انجام دهید. همیشه قبل از انجام این بازدیدها، ترانسفورماتور و لوازم جانبی (فن‌ها، پمپ‌ها و تابلو کنترل) را خاموش کنید. عدم رعایت این اقدامات احتیاطی ممکن است باعث آسیب به تجهیزات و افراد شود.

- ✓ بوشینگ‌ها، برقگیرها و تجهیزات متصل شده را از نظر ترک، کثیفی، نشتی روغن، خوردگی بیش از حد، و علائم گرمای بیش از حد یا وضعیت الکتریکی بررسی کنید. مناطق آلوده را با یک پارچه نرم و حلال مناسب تمیز کنید. سپس، ناحیه را خشک کنید.
- ✓ – اتصالات رادیاتورها، اتصالات لوله‌های پیچ شده، منحول‌های دسترسی پیچ و مهره‌ای، و شیرها را از نظر علائم نشتی روغن بررسی کنید. اتصالات شل را سفت کنید و نشتی روغن را رفع کنید.
- ✓ دریچه‌های پمپ را برای وجود نشتی در اطراف کاسه نمد بررسی کنید. بازوی عملکرد فلپر[1] را باز و بسته کنید. اگر به درستی سفت شده باشد، باید محدودیتی برای حرکت بازوی فلپر وجود داشته باشد. در صورت لزوم مهره گلند را سفت کنید.
- ✓ اگر ترانسفورماتور مجهز به تپ‌چنجر تحت بار است، تپ‌چنجر را برای عملکرد صحیح بررسی کنید. اطلاعات دقیق برای روش‌های بازدید و دوره‌های بازدید برای تپ‌چنجر معمولاً توسط سازنده ارائه می‌شود.

---

[1] Flapper valve

- ✓ هرگونه رطوبت‌گیر و منافذ صفحه نمایش کوچک را در شیرهای فشار شکن یا هواگیر فشار خلاء بررسی کنید تا مطمئن شوید که تمیز و در شرایط کارکرد صحیح هستند.
- ✓ اگر ترانسفورماتور مجهز به کنسرواتور یا سیستم نگهداری روغن است، درپوش مخزن انبساط را بردارید و نشت روغن به کیسه هوا را بررسی کنید. روش انجام این بازرسی معمولاً در دستورالعمل‌های سازنده توضیح داده شده است.
- ✓ پوشش رنگ مخزن اصلی (به ویژه در اطراف اتصالات جوش داده شده) و موارد جانبی مانند رادیاتور، خنک کننده‌ها و لوله‌های مربوطه را بررسی کنید. پوسته شدن یا ترک خوردگی رنگ و نشانه‌های زنگ‌زدگی را بررسی کنید. مناطق آسیب دیده را با برس سیمی تمیز کنید، سپس با یک پارچه خشک تمیز پاک کنید. محل را با یک پرایمر لمسی[1] و یک پوشش بیرونی مناسب رنگ کنید.

## ۷-۲. مخزن اصلی (اکتیو پارت)

### ۷-۲-۱. کلیات

تقریباً تمام تجهیزات الکتریکی در نوعی از مخزن قرار دارند. این مخزن حفاظت مکانیکی از تجهیزات را فراهم می‌کند و همچنین به عنوان یک مخزن برای روغن اطراف تجهیزات عمل می‌کند. تعدادی بوشینگ، اتصالات و وسایل مربوطه به مخزن متصل شده است. نوع و تعداد این وسایل متصل به مخزن با توجه به اندازه، کلاس ولتاژ و استفاده از تجهیزات متفاوت است. به طور کلی تجهیزات نصب شده بر روی ترانسفورماتور یکی از سه یا چند عملکرد را ارائه می‌دهد. رایج‌ترین آنها موارد زیر است:

- ✓ به عنوان نشان دهنده ظاهری یک وضعیت یا حالت
- ✓ به عنوان نشان دهنده هشدار برخی ناهنجاری‌ها
- ✓ به عنوان یک مزیت برای عملکرد الکتریکی تجهیزات

### ۷-۲-۲. کنسرواتورها

کنسرواتورها مخزن‌هایی هستند که معمولاً در ارتفاعی بالاتر از مخزن اصلی قرار دارند. با این حال، می‌توانند بر روی یک سازه در مجاورت مخزن قرار گیرند. پایین کنسرواتور بالاتر از برجک‌های بوشینگ‌ها قرار دارد و با لوله‌کشی به مخزن اصلی متصل می‌شود. این موقعیت به روغن موجود در مخزن اجازه می‌دهد تا در فشار مثبت

---

[1] رنگ یا چسب پرایمر، مایعی است که منطقه مورد نظر را در برابر رطوب، کاملا مقاوم می‌کند.

نسبت به اتمسفر باقی بماند. معمولاً یک شیر در لوله ارتباطی با مخزن ترانسفورماتور و یک نشانگر سطح روغن در کنار کنسرواتور وجود دارد. سطح روغن باید بالای برجک‌های بوشینگ‌ها باشد که دارای لوله‌های هواگیری هستند، یا بازدید کننده و ناظر باید ضمن بررسی اطمینان حاصل کنند که برجک‌های بوشینگ از وجود گازهای به دام افتاده تخلیه شده‌اند. با افزایش دمای روغن، کنسرواتور مخزن سیال لازم برای تغییرات روغن را فراهم می‌کند. کنسرواتور از نظر عملکردی به عنوان یک مخزن انبساط برای روغن مخزن اصلی عمل می‌کند.

اساساً سه نوع سیستم کنسرواتور وجود دارد. سیستم "تنفس طبیعی" قدیمی‌ترین نوع از این سیستم است. سطح روغن با دمای تجهیزات بالا و پایین می‌رود و روغن دائماً در تماس با هوا قرار می‌گیرد. برخی از کنسرواتورهای با تنفس طبیعی ممکن است از رطوبت‌گیر خشک یا مبرد استفاده کنند. هر دو نوع کنسرواتور دیگر از تماس روغن با هوا جلوگیری می‌کنند. نوع جدیدتر از یک مخزن هوا (گاهی اوقات به عنوان بالشتک نیز نامیده می‌شود) استفاده می‌کند که یک محفظه بزرگ شبیه بالون است که در داخل کنسرواتور قرار دارد. همانطور که سطح روغن در کنسرواتور بالا و پایین می‌رود، هوا خارج می‌شود یا به داخل بالشتک هوا کشیده می‌شود. نوع قدیمی دارای یک دیافراگم متصل به داخل دیواره کنسرواتور است که با انبساط روغن ترانسفورماتور بالا می‌رود. برای جلوگیری از جمع شدن رطوبت در فضای هوای کنسرواتور با کیسه هوا یا دیافراگم، می‌توان از دستگاه‌های تنفس همراه با رطوبت‌گیر استفاده کرد.

بازدیدها باید طبق روش زیر انجام شوند:

**روش:** سطح روغن نشان داده شده در روغن نمای مربوط به کنسرواتور باید ثبت شود. این قرائت باید با توجه به علامت ۲۵ درجه سانتیگراد روی گیج انجام شود. سپس دمای بالای روغن باید ثبت شود. برای قرائت صحیح گیج سطح روغن باید از دمای بالای روغن استفاده شود. سطح اصلاح شده حاصل باید در محدوده طبیعی (۲۵ درجه سانتیگراد) باشد. اگر گیج‌ها در دسترس نیستند، می‌توان از روش «میله اندازه‌گیری[1]» به عنوان گیج خارجی برای تأیید سطح روغن استفاده کرد. هنگام استفاده از میله اندازه‌گیری در کیسه هوا، نباید روغنی در سمت هوا وجود یا در قسمت بیرونی کیسه هوا وجود داشته باشد. اگر وجود داشته باشد، کیسه هوا خراب شده است و باید جایگزین شود.

**تفسیر:** اگر سطح اصلاح شده نرمال باشد، نیازی به اقدام اضافی نیست. اگر سطح اصلاح شده بصورت قابل توجهی بالاتر یا کمتر از سطح نرمال باشد، اندازه‌گیری‌ها و محاسبات باید دوباره بررسی شوند. اگر نتایج یکسان باشد، ممکن است لازم باشد، برحسب مورد، مقداری از روغن اضافه یا کم شود. کاربر باید به توصیه‌های سازنده مراجعه کند. علاوه بر این، باید علت هر سطح نادرست مشخص شود و اقدامات اصلاحی قبل از انجام هر اقدام

---

[1] dipstick

دیگری انجام شود. به طور کلی سطح اصلاح شده باید نسبتاً ثابت بماند مگر اینکه نشت روغن و غیره وجود داشته باشد.

**اقدامات احتیاطی:** معمولاً از روغن ترانسفورماتور برقدار برای آزمایش‌های تشخیصی نمونه‌برداری می‌شود. در غیر این حالت، مگر در شرایط سخت و تنها با دانش و دقت زیاد، هرگز نباید روغن را به/از یک ترانسفورماتور برقدار اضافه/کم کرد.

### ۷-۲-۳. آزمون خلاء مخزن

### ۷-۲-۳-۱. کلیات

مخازن ترانسفورماتور طوری طراحی شده‌اند که برای یک سطح مشخص از خلاء مقاومت کنند. این سطح از مقاومت در برابر خلاء بستگی به نوع و اندازه دستگاه دارد. قبل از آزمایشات کارخانه‌ای، مخازن ترانسفورماتور در مرحله ساخت تحت خلاء قرار می‌گیرند و در مرحله نهایی روغن‌زنی تایید دوباره می‌شوند. ترانسفورماتورهای بزرگ که با هوای خشک یا نیتروژن حمل می‌شوند، پس از تحویل در محل و به عنوان بخشی از فرایند برقدار کردن، مجدداً نیاز به اعمال خلاء دارند. علت اصلی اعمال خلاء، حذف هوا و رطوبت محبوس شده در عایق و بیشتر کردن سطح عایقی تا حداکثر استحکام دی‌الکتریک عایق است. قبل از استفاده از خلاء، باید به دفترچه راهنمای سازنده رجوع شود و اقدامات احتیاطی لازم همانطور که پیشنهاد می‌شود رعایت شود.

### ۷-۲-۳-۲. اقدامات احتیاطی

اطمینان حاصل کنید که مخزن، از جمله اتصالات (شامل مخزن کنسرواتور، رادیاتورها، پمپ‌ها، شیرهای مرتبط، و تجهیزات نظارتی) برای اعمال خلاء مناسب هستند. اگر هر یک از اتصالات برای مقاومت در برابر خلاء طراحی نشده‌اند، باید ایزوله شوند..

از مناسب بودن اعمال خلاء به LTC یا یکسان‌سازی فشار اطمینان حاصل کنید. LTCها با دیواره‌های مجزا، اگر برای خلاء کامل مناسب نیستند، باید تحت فشار برابر قرار گیرند تا از آسیب به دیواره‌های آن‌ها جلوگیری شود.

اطمینان حاصل کنید که هیچ‌گونه اتصال محکمی به بوشینگ‌ها، مقره‌ها و برقگیرها ایجاد نشده است.

### ۷-۲-۳-۳. آزمون میزان نشتی خلاء

پس از مونتاژ تمام قطعات، مخزن را آب‌بندی کنید تا در حین اعمال خلاء نشتی نداشته باشد. خلاء را همانطور که توسط سازنده مشخص کرده اعمال کنید. واحدهای بزرگ ممکن است در معرض سطح خلاء ۱ torr یا کمتر قرار گیرند. خلاء را به مدت ۴ ساعت نگه دارید. شیر خلاء را در مخزن ترانسفورماتور ببندید. ۵ دقیقه

صبر کنید و هرگونه افزایش فشار را ثبت کنید. در ۱۰ دقیقه، تغییر فشار مخزن را اندازه‌گیری کنید. اگر افزایش خلاء از حد سازنده یا شرکت بهره‌بردار بیشتر شد، نشتی‌ها باید اصلاح شده و آزمایش تکرار شود. پس از آزمایش موفقیت آمیز میزان نشت خلاء، با زمان خلاء تعیین شده برای پر کردن روغن ادامه دهید.

در پایان ۴ ساعت، دیواره‌های صفحه مخزن نباید انحراف محسوسی داشته باشند. در صورت مشاهده انحراف باید با سازنده صحبت شود.

### ۷-۲-٤. نقطه شبنم

نقطه شبنم در پیوست چهارم شرح داده شده است.

### ۷-۲-۵. روغن عایقی

#### ۷-۲-۵-۱. کلیات

روغن‌های مورد استفاده در ترانسفورماتورها، رگلاتورها و راکتورها هم به عنوان یک سیال عایقی و هم به عنوان یک واسطه انتقال حرارت عمل می‌کنند تا گرمای اضافی تولید شده به علت تلفات را منتقل کنند. آزمایش‌های فهرست شده در جدول ۲ خواص مورد استفاده برای تعیین وضعیت روغن را اندازه‌گیری می‌کند. ASTM خلاصه‌ای از این آزمون‌ها و مفید بودن آنها را منتشر کرده است (به ASTM D117 [B1] مراجعه کنید). IEEE راهنماهایی را منتشر کرده که از نتایج این آزمایش‌ها برای تعیین وضعیت روغن معدنی قدیمی، سیلیکون، هیدروکربن کمتر قابل اشتعال و روغن‌های عایقی استر طبیعی و مصنوعی و تشخیص وضعیت تجهیزات قدرت بر اساس وضعیت روغن عایقی استفاده می‌کنند (به IEEE Std C57.106™ [B39]، IEEE Std C57.111™ [B40]، IEEE Std C57.121™ [B42]، IEEE Std C57.147™ [B46] مراجعه کنید).

تکنیک‌های نمونه‌برداری برای این روش‌های آزمون (به ASTM D923 [B3] مراجعه کنید) باید این اطمینان را بدهند که این نمونه گرفته شده نماینده روغن موجود در تجهیز است. آلاینده‌های طبیعی در بدنه شیرهای نمونه‌گیری وجود دارد. بنابراین، برای حفظ یکپارچگی نمونه، شیرها باید قبل از انجام نمونه‌برداری شسته شوند.

وجود فشار مثبت مخزن باید قبل از اقدام برای نمونه‌برداری تایید شود. در غیر این صورت ممکن است یک حباب گاز وارد مخزن شود و در حین حرکت این حباب به سمت بالای ترانسفورماتور یک خرابی دی‌الکتریک سریع ایجاد کند یا با قرار گرفتن در سیم‌پیچ‌ها خرابی نهفته‌ای ایجاد کند. این وضعیت ممکن است منجر به خرابی زودرس و شدید تجهیزات شود.

حجم نمونه گرفته شده باید به قدری باشد تا روغن کافی برای انجام آزمایش‌های مورد نظر موجود باشد. به طور معمول ۱ لیتر (۰.۹۵ لیتر) کافی است. جدول ۲ حجم روغن مورد نیاز برای هر آزمایش‌ها را نشان می‌دهد. ظروف نمونه‌برداری مناسب و روش‌های نمونه‌برداری باید برای اطمینان از اینکه نمونه گرفته شده مناسب هستند، استفاده شود (به ASTM D923 [B3] مراجعه کنید).

**جدول ۲- حداقل حجم روغن برای هر آزمون**

| ویژگی | استاندارد آزمون **ASTM** | مقدار روغن عایقی (میلی لیتر) |
|---|---|---|
| بررسی ظاهری | D1524 [B10] | 10 |
| لجن و رسوب | D1698 [B12] | 50 |
| رنگ | D1500 [B9] | 125 |
| ولتاژ شکست | D1816 [B13]/D877 [B2] | 500 |
| ضریب تلفات (تانژانت دلتا) | D924 [B4] | 250 |
| مقدار رطوبت | D1533 [B11] | 50 |
| عدد اسیدیته | D974 [B6] | 20 |
| مقدار PCB | D4059 [B16] | 10 |
| کشش بین سطحی | D971 [B5] | 20 |
| چگالی نسبی | D1298 [B8] | 125 |
| فوران | D5837 [B17] | 40 |
| مقدار ذرات | D6786 [B18] | 100 |
| سولفور خورنده | D1275 [B7] | 500 |
| مواد بازدارنده اکسیداسیون | D2668 [B14] | 20 |
| گازهای محلول | D3612 [B15] | 50 |
| | | مجموع= ۱۸۷۰ |
| توجه - مقادیر ذکر شده معمولاً برای مراحل آزمون مورد نیاز است. از آنجایی که برخی از سازندگان تجهیزات ظروف بزرگتری می‌سازند، قبل از نمونه‌برداری باید با آزمایشگاه مشورت کرد تا از کافی بودن حجم نمونه اطمینان حاصل شود. | | |

در بیشتر موارد، نمونه باید در یک ظرف تمیز و خشک به آزمایشگاه منتقل شود. از قرار دادن طولانی مدت ظرف در معرض نور مستقیم خورشید یا آلوده شدن به رطوبت بیش از حد هوا باید جلوگیری شود. بسیاری از مقادیر روغن مشخص شده در جدول ۲ برای اندازه‌گیری‌ها استاندارد شده نیستند. با این حال، مقادیر ذکر شده عملی بوده و معمولاً مورد استفاده قرار می‌گیرند.

روغن معدنی حین بهره‌برداری ممکن است بر اساس ارزیابی ویژگی‌ها در گروه‌های زیر قرار گیرد. جزئیات بیشتر در ۷-۲-۵-۲ تا ۷-۲-۵-۱۱ آمده است:

الف) گروه اول: روغن معدنی که در شرایط رضایت بخشی برای استفاده مداوم قرار دارد

ب) گروه دوم: روغن معدنی که برای بهره‌برداری بیشتر فقط نیاز به بازیابی (تصفیه فیزیکی) دارد

ج) گروه سوم: روغن معدنی در شرایط نامناسب (این گونه روغن عایقی باید بسته به ملاحظات اقتصادی احیا یا امحاء شود)

د) گروه چهارم: روغن معدنی در شرایط بد که از نظر فنی امحاء آن توصیه می‌شود.

آزمایش‌ها باید حداقل سالیانه انجام شود، اما اگر ترانسفورماتور(ها) از تجهیزات استراتژیک سیستم باشند، آزمایش‌ها باید بیشتر انجام شوند.

### ۷-۲-۵-۲. عدد اسیدیته

آزمایش عدد اسیدیته (ASTM D974 [B6]) محصولات اسیدی را در روغن عایقی قدیمی تعیین می‌کند.

از این آزمایش برای نشان دادن تغییر نسبی در روغن عایقی در طول بهره‌برداری در شرایط اکسیدی استفاده می‌شود. اسیدیته با عدد اسیدیته (خنثی‌سازی) اندازه‌گیری می‌شود که به عنوان تعداد میلی‌گرم هیدروکسید پتاسیم مورد نیاز برای خنثی کردن اسید در یک گرم روغن بیان می‌شود. روغن‌های مربوط به ترانسفورماتورها در صورت نو بودن فقط حاوی سطوح کمی از ترکیبات اسیدی هستند. با تحلیل رفتن روغن، تعداد اسیدها افزایش می‌یابد. روغن استفاده شده با عدد اسیدی بالا نشان می‌دهد که روغن عایقی یا اکسید شده یا آلوده به موادی مانند لاک، رنگ یا مواد دیگر است. در برخی از روغن‌ها، این حالت ممکن است نشان دهنده تشکیل لجن باشد. هیچ ارتباط مستقیمی بین عدد اسیدیته و تمایل به خورندگی فلزات توسط روغن در تجهیزات برقی وجود ندارد. اسیدهای با زنجیره کوتاه برای سیستم‌های عایق مضر هستند و در صورت وجود رطوبت می‌توانند باعث اکسیداسیون فلزات شوند. این تغییرات در دوره‌های زمانی طولانی رخ می‌دهد و سطح عدد اسیدیته بالا نشان دهنده مشکل در خود تجهیزات نیست، بلکه یک تهدید بالقوه برای اجزای داخلی تجهیزات است.

حداکثر مقادیر توصیه شده عدد اسیدی برای انواع مختلف روغن عایقی در جدول ۳ آورده شده است.

**جدول ۳- مقادیر عدد اسید قابل قبول برای روغن‌های جدید و کارکرده بر اساس کلاس ولتاژ**

| نوع روغن عایقی | کلاس ولتاژی (کیلوولت) | عدد اسیدی (**mg KOH/g**)، حداکثر | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | روغن معدنی[۱] | **LFH**[۲] | سیلیکون[۳] | استر طبیعی[۴] |
| روغن نو در تجهیز نو | — | 0.015 | 0.03 | 0.01 | 0.06 |
| روغن کارکرده | — | — | 0.20 | 0.2 | — |
| | ≤ 69 | 0.20 | — | — | 0.3 |
| | > 69 to < 230 | 0.15 | — | — | 0.3 |
| | ≥ 230 | 0.10 | — | — | 0.3 |

[1] به IEEE Std C57.106-2006 [B39] مراجعه کنید.

[2] به IEEE Std C57.121-1998 [B42] مراجعه کنید.

[3] به IEEE Std C57.111-1989 [B40] مراجعه کنید.

[4] به IEEE Std C57.147-2008 [B46] مراجعه کنید. (برخی از این مقادیر موقتی هستند. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد مراجعه کنید.)

### ۷-۲-۵-۳. رنگ و بازدید ظاهری

بازدیدهای ظاهری و آزمایش‌های رنگ، به بررسی تخمین رنگ و وضعیت ظاهری (آب یا رسوب آزاد مانند ذرات فلز، لجن نامحلول، کربن، الیاف، خاک و غیره) روغن (ASTM D1524 [B10) در طول یک بازدید میدانی و تعیین دقیق‌تر رنگ در آزمایشگاه (ASTM D1500 [B9]) می‌پردازند.

مشاهده کدر بودن، ذرات عایقی، محصولات خوردگی فلز یا سایر مواد معلق نامطلوب و همچنین هرگونه تغییر غیرعادی رنگ باید با آزمایش و آنالیز آزمایشگاهی برای تشخیص صحیح بررسی شود. اگر آلاینده‌های نامحلول در روغن وجود داشته باشد، با فیلتر کردن روغن و شناسایی مواد باقیمانده می‌توان اطلاعات ارزشمندی در مورد وضعیت ترانسفورماتور و اجزای آن به دست آید. در نهایت، تعدادی آزمایش دیگر ممکن است برای کمک به تشخیص مشکل بالقوه استفاده شود.

رنگ برای نشان دادن تغییر نسبی روغن در حین بهره‌برداری استفاده می‌شود و با یک مقدار عددی یا توصیف رنگ بر اساس مقایسه با یک سری استانداردهای رنگی بیان می‌شود. هیچ ارتباط مستقیمی بین تغییر رنگ روغن و یک مشکل خاص در تجهیزات وجود ندارد. تغییرات معمولاً در دوره‌های زمانی طولانی رخ می‌دهد. در صورتیکه عدد رنگ روغن به سرعت در حال افزایش باشد، می‌تواند نشان دهنده یک تغییر چشمگیر در شرایط بهره‌برداری باشد و به طور کلی مقدم بر سایر نشانه‌های یک اشکال باشد. عدد رنگ بالا نشان دهنده ترکیبی از پیری یا آلودگی روغن یا هر دو می‌باشد.

تفسیر رنگ روغن معدنی در جدول ۴ آورده شده است.

**جدول ۴- وضعیت نسبی روغن معدنی بر اساس رنگ**

| عدد مقایسه کننده رنگ | رنگ ASTM | وضعیت روغن معدنی |
|---|---|---|
| ۰.۰ تا ۰.۵ | شفاف | نو |
| ۰.۵ تا ۱.۰ | زرد کم رنگ | خوب |
| ۱.۰ تا ۲.۵ | زرد | سرویس- پیر شده |
| ۲.۵ تا ۴.۰ | زرد روشن | مرزی |
| ۴.۰ تا ۵.۵ | کهربایی | بد |
| ۵.۵ تا ۷.۰ | قهوه‌ای | شدید (بازپالایش) |
| ۷.۰ تا ۸.۵ | قهوه‌ای تیره | خیلی شدید (اسقاط)[1] |
| [1] برای تأیید صحت آزمون قبل از اسقاط روغن مجدداً آزمون کنید | | |

### ۷-۲-۵-٤. ولتاژ شکست دی‌الکتریک

آزمون‌های ولتاژ شکست دی‌الکتریک (ASTM D877 [B2]، ASTM D1816 [B13])، ولتاژ شکست دی‌الکتریک روغن کارکرده را تعیین می‌کند. جدول ۵ مقادیر ولتاژ شکست قابل قبول را به صورت تفکیک شده بیان می‌کند.

**جدول۵- مقادیر قابل قبول شکست دی‌الکتریک برای روغن جدید و کارکرده بر اساس کلاس ولتاژ**

| روش آزمون | کلاس ولتاژی (کیلوولت) | حداقل ولتاژ شکست دی‌الکتریک (کیلوولت) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | روغن معدنی[1] | LFH[2] | سیلیکون[3] | استر طبیعی[4] |
| [B۱۳] ASTM D ۱۸۱۶- فاصله گوی ۱ میلیمتری | | | | | |
| روغن نو در تجهیز نو | ≤ ۳۴.۵ | — | ۲۰ | — | — |
| | > ۳۴.۵ | — | ۲۵ | — | — |
| | ≤ ۶۹ | ۲۵ | — | — | ۲۵ |
| | > ۶۹ < ۲۳۰ | ۳۰ | — | — | ۳۰ |
| | > ۲۳۰ < ۳۴۰ | ۳۲ | — | — | ۳۲ |
| | ≥ ۳۴۰ | ۳۵ | — | — | ۳۵ |
| روغن کارکرده | Not specified | — | ۲۳ | — | — |
| | ≤ ۶۹ | ۲۳ | — | — | ۲۳ |
| | > ۶۹ < ۲۳۰ | ۲۸ | — | — | ۲۸ |
| | ≥ ۲۳۰ | ۳۰ | — | — | ۳۰ |
| [B۱۳] ASTM D ۱۸۱۶- فاصله گوی ۲ میلیمتری | | | | | |
| روغن نو در تجهیز نو | ≤ ۳۴.۵ | — | ۴۰ | — | — |
| | > ۳۴.۵ | — | ۵۰ | — | — |
| | ≤ ۶۹ | ۴۵ | — | — | ۴۵ |
| | ۶۹ < < ۲۳۰ | ۵۲ | — | — | ۵۲ |
| | ≥ ۲۳۰ < ۳۴۰ | ۵۵ | — | — | ۵۵ |
| | ≥ ۳۴۰ | ۶۰ | — | — | ۶۰ |
| روغن کارکرده | Not specified | — | ۳۴ | — | — |
| | ≤ ۶۹ | ۴۰ | — | — | ۴۰ |
| | ≥ ۶۹ < ۲۳۰ | ۴۷ | — | — | ۴۷ |
| | ≥ ۲۳۰ | ۵۰ | — | — | ۵۰ |
| [B۲] ASTM D۸۷۷ | | | | | |
| روغن نو در تجهیز نو | Not specified | — | ۳۰ | ۳۰ | — |
| روغن کارکرده | Not specified | — | ۲۴ | ۲۵ | — |

[1] به IEEE Std C57.106-2006 [B39] مراجعه کنید.

[2] به IEEE Std C57.121-1998 [B42] مراجعه کنید.

[3] به IEEE Std C57.111-1989 [B40] مراجعه کنید.

[4] به IEEE Std C57.147-2008 [B46] مراجعه کنید. (برخی از این مقادیر موقتی هستند. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد مراجعه کنید.)

روش توصیه شده برای تعیین ولتاژ شکست دی‌الکتریک روغن (ASTM D1816 [B13]) از الکترودهای کروی درپوش‌دار از نوع VDE[1] در سلول آزمایشی خود استفاده می‌کند. آلودگی و فرآورده‌های ناشی از پیری

---

[1] Verband Deutscher Elektroechniker

عموماً استحکام دی‌الکتریک روغن را کاهش می‌دهند. ولتاژ شکست دی‌الکتریک روغن نشان دهنده توانایی روغن عایقی برای مقاومت در برابر استرس الکتریکی بدون شکست است. استحکام دی‌الکتریک بالا نشان دهنده عدم وجود آلاینده‌ها نیست. بجز در موارد شدید، نباید هیچ ارتباط مستقیمی بین ولتاژ شکست معین و خرابی وجود داشته باشد.

این آزمایش هم ممکن است به صورت مناسب در پست انجام شود اما در محیط آزمایشگاهی قابل کنترل‌تر است. یک آزمایش ظاهری باید انجام شود تا بررسی شود که نمونه حاوی آب آزاد یا حباب‌های هوا ناشی از هم زدن در حین حمل و نقل نباشد.

### ۷-۲-۵-۵. گازهای محلول

آزمایش گازهای محلول (ASTM D3612 [B15]) اجزای گاز محلول را در روغن کار کرده تعیین می‌کند.

این آزمایش باید برای تعیین مقدار گازهای خاص تولید شده توسط ترانسفورماتور روغنی در حال بهره‌برداری استفاده شود. ترکیبات و مقادیر معینی از این گازهای تولید شده اغلب اولین نشانه یک نقص احتمالی است که در صورت عدم اصلاح در نهایت ممکن است منجر به خرابی شود. ایجاد قوس الکتریکی، PD، جرقه کم انرژی، اضافه بار شدید و گرمای بیش از حد در سیستم عایقی از جمله مکانیسم‌هایی است که می‌تواند منجر به تجزیه شیمیایی مواد عایق و تشکیل گازهای مختلف قابل احتراق و غیر قابل احتراق حل شده در روغن شود. عملکرد معمولی نیز ممکن است منجر به تشکیل برخی گازها شود، اما نه به همان میزان زمانی که یک عیب وجود دارد.

**اقدامات احتیاطی:** نمونه ترجیحاً باید با استفاده از یک ظرف تمیز، بدون رطوبت و ضد گاز تهیه شود تا از رطوبت بیش از حد هوا جدا کرده و مقدار گازهای محلول آن را حفظ کند. باید مراقب بود که ظرف را از گازهای موجود در هوا خالی کرد، اما در زمان نمونه‌برداری، تمام گازهای موجود در ترانسفورماتور را حفظ کرد. برای راهنمایی بیشتر به [B6] مراجعه کنید.

پس از استفاده از این روش و تعیین مقادیر گازهای محلول کلیدی از نمونه گرفته شده، باید یک روند تحلیلی توصیه شده برای کمک به تفسیر نتایج آنالیز روغن دنبال شود (IEEE Std C57.104™ [B38]، IEC 60599 [B30])

اگر ترانسفورماتور سابقه گاز محلول قبلی نداشته باشد، تعیین اینکه آیا ترانسفورماتور به طور عادی کار می‌کند یا خیر، می‌تواند دشوار باشد. همچنین، در مورد اینکه یک ترانسفورماتور با غلظت گازهای قابل قبول به عنوان " ترانسفورماتور عادی" در نظر گرفته می شود، اختلاف نظرهای قابل توجهی وجود دارد. تکنیک‌های زیادی برای تشخیص و اندازه‌گیری گازها ایجاد شده است. با این حال، باید پذیرفت که تجزیه و تحلیل این گازها و تفسیر آنها در این زمان یک علم دقیق نیست، بلکه یک هنر است که متغیر است.

### ۷-۲-۵-۶. کشش سطحی

آزمون کشش سطحی (ASTM D971 [B5]) (IFT)برای تعیین IFT روغن کارکرده در برابر آب استفاده می‌شود.

این روش آزمون باید برای نشان دادن IFT بین روغن عایق الکتریکی و آب استفاده شود. این آزمون، اندازه‌گیری نیروی جاذبه مولکولی بین مولکول‌های متفاوت در سطح مشترک آنها است. این آزمایش وسیله‌ای برای تشخیص آلاینده‌های قطبی محلول و فراورده‌های ناشی از پیری روغن را فراهم می‌کند. یک رابطه منحصر به فرد بین IFT و عدد اسیدی وجود دارد به این صورت که با اکسید شدن روغن عدد اسیدی روغن افزایش می‌یابد و IFT کاهش می‌یابد. تا حدی، IFT معیاری از عمر مفید باقیمانده روغن، و کوتاهی در احیا آن می‌باشد. مقدار IFT کم، نشان دهنده اشکال در تجهیزات نیست بلکه یک تهدید بالقوه برای شرایط بهره‌برداری آینده تجهیزات است.

این آزمایش ممکن است به طور مطلوب در پست و همچنین در یک محیط آزمایشگاهی انجام شود.

**تفسیر:** مقادیر قابل قبول IFT برای شرایط مختلف روغن عایق در جدول ۶ نشان داده شده است.

**جدول ۶ – مقادیر کشش سطحی قابل قبول برای مایعات عایق جدید و قدیمی بر اساس کلاس ولتاژ**

| روش آزمون | کلاس ولتاژی<br>(کیلوولت) | حداقل کشش بین سطحی (mN/m) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | روغن معدنی[1] | LFH[2] | سیلیکون[3] | استر طبیعی[4] |
| ASTM D ۱۸۱۶ [B۱۳] - فاصله گوی ۱ میلیمتری | | | | | |
| روغن نو در تجهیز نو | All | 38 | — | — | — |
| | Not specified | — | 38 | — | — |
| روغن کارکرده | Not specified | — | 24 | — | 60% of original value |
| | ≤ 69 | 25 | — | — | — |
| | > 69 ≤ 230 | 30 | — | — | — |
| | > 230 | 32 | — | — | — |

[1] به IEEE Std C57.106-2006 [B39] مراجعه کنید.

[2] به IEEE Std C57.121-1998 [B42] مراجعه کنید.

[3] به IEEE Std C57.111-1989 [B40] مراجعه کنید.

[4] به IEEE Std C57.147-2008 [B46] مراجعه کنید. (برخی از این مقادیر موقتی هستند. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد مراجعه کنید.)

### ۷-۲-۵-۷. تعداد ذرات

آزمایش شمارش ذرات (ASTM D6786 [B18]) تعداد و اندازه ذرات موجود در روغن عایق معدنی را تعیین می‌کند. ذرات موجود در روغن عایقی ممکن است بر استحکام دی‌الکتریک یا ضریب توان (PF) روغن عایقی تأثیر بگذارند. منبع ذرات می‌تواند از مواد داخلی تجهیزات مانند کربن، الیاف سلولزی، فلزات و تجزیه روغن باشد.

منابع خارجی دیگر زمانی امکان پذیر است که آلاینده‌ها در هنگام پالایش روغن یا زمانی که تجهیزات در معرض هوای آزاد هستند وارد شوند.

شمارش ذرات یک حس کلی از درجه آلودگی می‌دهد و ممکن است برای تعیین اثر بخشی فیلتراسیون روغن استفاده شود. آب موجود در روغن بیش از ۱۰ ppm ممکن است باعث بیشتر شدن تعداد ذرات بشود.

ممکن است برای کمک به تعیین علت تخریب آزمایشات استاندارد روغن، شمارش ذرات انجام شود. IEEE هیچ راهنمایی با هیچ محدودیتی برای تعداد ذرات برای روغن عایقی تعریف نکرده است، با این حال، CIGRE [B21]، و حداقل یک سازنده (راهنمای بهره‌برداری برای ترانسفورماتور قدرت [B69]) نکاتی را پیشنهاد کرده‌اند که ممکن است اقدامات بیشتری برای روغن معدنی عایقی کارکرده لازم باشد. حداقل یکی از تولیدکنندگان ترانسفورماتور برای قرار دادن ترانسفورماتور در سرویس و همچنین حدود مربوط به روغن در حین سرویس، الزاماتی را برای تعداد ذرات تعریف کرده است.

شمارش تعداد ذرات در طول زمان بهبود یافته و تفسیر روش‌های فعلی مورد استفاده برای اطمینان از تفسیر مناسب نتایج گزارش شده ضروری است. روش ترجیحی، استفاده از شمارنده ذرات خودکار (APC) است که با استفاده از گرد و غبار آزمون متوسط ISO (MTD[1]) کالیبره شده است. کالیبراسیون بر اساس ISO 11171:2010 [B52] انجام می‌شود. آزمایشگاهی که شمارش ذرات را انجام می‌دهد مسئول گزارش روش کالیبراسیون بکار رفته می‌باشد. همچنین آزمایشگاه مسئول اطمینان از اینکه معیارهای تکرارپذیری[۲] و بازتولید[۳] روش آزمایش در انطباق با روش آزمایش است، می‌باشد.

نمونه‌برداری برای شمارش ذرات اهمیت زیادی برای به دست آوردن نتایج مناسب، دارد. روش آزمایش (ASTM D6786 [B18]) به یک بطری تمیز ذرات حداقل ۱۰۰ میلی لیتری نیاز دارد و باید به صورتی تمیز شود تا ذرات موجود در بطری کمتر از ۱٪ از کل ذرات مورد انتظار در نمونه را تشکیل دهد. نمونه‌برداری با استفاده از یک بطری باید طبق ASTM D923 [B3] انجام شود.

اطلاعات مفیدی از روش‌های مورد استفاده برای کالیبراسیون، تفسیر، و نقاط اقدام پیشنهادی برای روغن عایق معدنی در حین بهره‌برداری در پیوست نهم ارائه شده است.

### ۷-۲-۵-۸. ضریب تلفات (تانژانت دلتا)

آزمایش ضریب تلفات (ASTM 924 [B4]) (DF[4]) DF روغن عایقی نو و کارکرده را تعیین می‌کند.

---

[1] ISO Medium Test Dust
[2] repeatability
[3] reproducibility
[4] dissipation factor

این آزمایش برای نشان دادن تلفات دی‌الکتریک در روغن هنگام قرار گرفتن در یک میدان الکتریکی متناوب و به منظور نشان دادن انرژی تلف شده به صورت گرما استفاده می‌شود. زمانی که با یک میدان سینوسی تحت شرایط تعیین شده آزمایش می‌شود، DF نسبت توان تلف شده در روغن بر حسب وات به حاصلضرب ولتاژ و جریان موثر بر حسب ولت آمپر است. DF پایین نشان دهنده تلفات دی‌الکتریک کم است. این آزمون یک ابزار مفید برای حفظ یکپارچگی نمونه و به عنوان نشانه‌ای از تغییرات کیفیت روغن ناشی از آلودگی و پیری حین بهره‌برداری است. نمونه‌های روغنی که مناسب نیستند، اغلب آزمایش‌های استاندارد الکتریکی و شیمیایی را پشت سر می‌گذارند، اما در این آزمایش شکست می‌خورند.

این آزمایش ممکن است به خوبی به صورت میدانی و همچنین در یک محیط آزمایشگاهی انجام شود. با یک آزمایش ظاهری باید بررسی شود که نمونه حاوی حباب‌های هوا به دلیل هم زدن در حین حمل و نقل نباشد. پس از قرار دادن نمونه در سلول آزمایش، ASTM 924 [B4] باید در آزمایشگاه دنبال شود. در این زمینه، توصیه‌های سازنده تجهیزات آزمون باید رعایت شود.

**تفسیر:** مقادیر قابل قبول توصیه شده درصد تانژانت دلتا برای انواع مختلف روغن‌های نو و کار کرده در جدول ۷ نشان داده شده است.

محدودیت‌های DF ارائه شده برای یک روغن بر اساس این مفهوم است که DF یک آزمایش شاخص جهت تشخیص آلودگی زیاد آبی (در ترکیب با ذرات معلق) یا مواد قطبی یا یونی در روغن است.

مقدار DF روغن بالا به علت اینکه ممکن است بیانگر تمرکز آلاینده‌ها در مناطقی با تنش الکتریکی بالا و همچنین در سیم‌پیچ باشد، نگران‌کننده می‌باشد. در این حالت تمیز کردن ترانسفورماتور دشوار بوده و همچنین تغییرات PF سیم‌پیچ به دلایل دیگری مانند تغییر مقدار رطوبت ممکن است مخفی بماند. DF روغن بسیار زیاد ممکن است به دلیل وجود آب آزاد باشد که می‌تواند برای عملکرد ترانسفورماتور خطرناک باشد. هر زمان که DF روغن زیاد بود، باید علت را بررسی کرد. اکسیداسیون، آب آزاد، ذرات رطوبت، آلودگی و ناسازگاری مواد از منابع احتمالی DF روغن زیاد هستند.

**جدول ۷- مقادیر ضریب تلفات قابل قبول برای مایعات عایق نو و کار کرده**

| وضعیت روغن عایقی | حداکثر ضریب تلفات (٪) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | روغن معدنی[1] | | LFH[2] | | سیلیکون[3] | | استر طبیعی[4] | |
| | ۲۵ °C | ۱۰۰ °C | ۲۵ °C | ۱۰۰ °C | ۲۵ °C | ۱۰۰ °C | ۲۵ °C | ۱۰۰ °C |
| روغن نو در تجهیز نو | ۰.۰۵ | ۰.۴۰ | ۰.۱ | ۱ | ۰.۱ | – | ۰.۵ | |
| روغن کار کرده | ۰.۵ | ۵.۰ | ۱ | – | ۰.۲ | – | ۰.۵ | – |

[1] به IEEE Std C57.106-2006 [B39] مراجعه کنید.

[2] به IEEE Std C57.121-1998 [B42] مراجعه کنید.

[3] به IEEE Std C57.111-1989 [B40] مراجعه کنید.

[۴] به IEEE Std C57.147-2008 [B46] مراجعه کنید. (برخی از این مقادیر موقتی هستند. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد مراجعه کنید.)

### ۷-۲-۵-۹. مقدار پلی کلر بای فنیل (PCB)

آزمایش مقدار پلی کلر بای فنیل(PCB[1]) (ASTM D4059 [B16]) مقدار PCB روغن کارکرده را تعیین می‌کند.

PCBها موادی هستند که در بسیاری از کشورها ممنوع شده‌اند. به همین دلیل، دانستن وضعیت فعلی تجهیزات برقی با توجه به غلظت PCB آن‌ها مهم است. ترانسفورماتور با غلظت PCB کمتر از ۵۰ mg/kg (ppm) به عنوان تجهیزات غیر آلوده به PCB طبقه‌بندی می‌شود. با این حال، روغن‌ها ممکن است هنوز به امحاء نیاز داشته باشند. غلظت PCB ≥ 50 mg/kg اما کمتر از ۵۰۰ mg/kg منجر به طبقه‌بندی به عنوان روغن آلوده می‌شود. غلظت ≤ ۵۰۰ mg/kg به عنوان ماده PCB در نظر گرفته می‌شود. از آنجایی که اکثر قوانین با غلظت PCB روغن سروکار دارند، آگاهی از غلظت PCB روغن‌ها در هر سیستمی بسیار مهم است. مقررات ملی، ایالتی یا محلی ممکن است اقدامات، سوابق و روش‌های امحاء را برای مقادیر کمتر از 50 mg/kg نیاز داشته باشند.

این آزمون ممکن است به صورت میدانی قبل از آزمون‌های آزمایشگاهی انجام شود. در این زمینه، تعدادی کیت غربالگری تجاری موجود است. تاریخ انقضا و سازگاری روغن با کیت را بررسی کنید. این نوع آزمون‌ها فقط غلظت PCB را تخمین می‌زنند و مقادیر عددی دقیقی را ارائه نمی‌دهند. هنگام انجام آزمون غربالگری به صورت میدانی، ضروری است که توصیه‌های سازنده دقیقاً رعایت شود. این نوع آزمون نشانه مثبتی برای ترکیبات کلردار می‌دهد، خواه این ترکیبات PCB باشند یا نباشند. بنابراین، باید مراقب بود که سایر ترکیبات کلردار وارد عمل نشود. برای به دست آوردن غلظت واقعی PCB، آزمون آزمایشگاهی مورد نیاز است.

**تفسیر:** قوانین و مقررات مربوط به PCB بسته به مکان متفاوت است. برای دستورالعمل‌های مناسب باید از قوانین محلی استفاده کرد.

### ۷-۲-۵-۱۰. وضعیت لجن

آزمایش وضعیت لجن، لجن نامحلول در پنتان که در روغن کارکرده موجود است را پوشش می‌دهد. برای روغن معدنی، این آزمایش معمولاً انجام نمی‌شود، مگر اینکه IFT کمتر از ۲۶ mN/m باشد یا عدد اسیدی بیش از ۰.۱۵ mg KOH/g باشد.

---

[1] polychlorinated biphenyl

لجن یک ماده رزینی و پلیمری است که تا حدی رسانا، جاذب رطوبت و عایق حرارت است. اگر آب در ترانسفورماتور وجود داشته باشد، جذب لجن می‌شود. وجود لجن محلول باید نشانه‌ای از پیری روغن، وجود آلاینده ها یا هر دو باشد. این شاخص به عنوان یک هشدار عمل می‌کند به این معنی که ممکن است رسوب تشکیل شود.

این آزمایش برای تعیین مقداری از روغن که شروع به لجن شدن کرده، می‌باشد. برای اطلاعات بیشتر به ASTM D1698 [B12] مراجعه کنید. این آزمایش در تعیین روش مناسب انجام تعمیر و نگهداری ترانسفورماتور اهمیت دارد. اگر روغن شروع به لجن شدن نکرده باشد یا فقط کمی لجن بزند، روغن ترانسفورماتور ممکن است از طریق یک سیستم بازیابی سیرکوله شود و در نتیجه عمر روغن و ترانسفورماتور افزایش یابد. اگر روغن دارای آن مقدار از لجن باشد که رسوب وجود داشته باشد، ممکن است به روش‌های نگهداری بیشتری از جمله خارج از مدار کردن ترانسفورماتور و شستشوی کامل سیستم عایق، مخزن و سیستم خنک‌کننده نیاز باشد. به علت اینکه لجن (رسوب) و رطوبت در سیستم‌های خنک کننده حبس شده و در نتیجه سیستم خنک کاری به صورت محسوسی کاهش می‌یابد، در نتیجه شست و شوی ترانسفورماتور در هنگام وجود لجن ضروری است. همچنین این احتمال وجود دارد که لجن مملو از رطوبت در مناطق بحرانی تنش الکتریکی جمع شود و منجر به خرابی زودرس یا حداقل کاهش راندمان انتقال حرارت شود.

توجه - ذرات ریز و جامد ممکن است لجن نباشند. این ذرات می‌توانند ذرات سفالی یا مصنوعات باشند.

### ۷-۲-۵-۱۱. آب (رطوبت)

مقداری رطوبت همیشه در هر ترانسفورماتور وجود دارد. علاوه بر این، از آنجایی که کاغذ موجود در سیستم عایق تمایل زیادی به جذب آب دارد، بیشتر رطوبت موجود در ترانسفورماتور در کاغذ می‌باشد.

استحکام دی‌الکتریک کاغذ مانند روغن به رطوبت بسیار حساس است. بنابراین، مشخص کردن میزان رطوبت و کنترل غلظت آن مهم است.

آب بین عایق جامد و مایع (کاغذ و روغن) در ترانسفورماتور با تغییرات بار و در نتیجه دما حرکت می‌کند. در نتیجه، غلظت آب در روغن به تنهایی، که بر حسب میلی گرم بر کیلوگرم (ppm) بیان می‌شود، اطلاعات کافی برای به دست آوردن ارزیابی کافی از خشکی سیستم عایقی ارائه نمی‌دهد. اشباع نسبی ارزیابی بهتری را تحت طیف وسیعی از شرایط بهره‌برداری و دما فراهم می‌کند. حتی استفاده از اشباع نسبی برای ارزیابی خشکی سیستم عایق دارای برخی انحراف‌های ذاتی است زیرا آب هرگز بین عایق جامد و مایع به تعادل نمی‌رسد. هر چه سیستم در زمان نمونه‌برداری از تعادل دورتر باشد، انحراف‌ها بیشتر است. انحراف ممکن است مثبت یا منفی باشد و می‌تواند تحت تأثیر گذراهای کوتاه مدت در سطوح جامد/مایع یا گذرای طولانی مدت در عایق ضخیم‌تر قرار گیرد.

#### ۷-۲-۵-۱۱-۱. مقدار آب

جدول ۸ حدود پیشنهادی برای رطوبت در روغن عایقی را نشان می‌دهد که توسط تجزیه و تحلیل کارل فیشر (ASTM D1533 [B11]) تعیین شده است. روغن‌ها در زمان تحویل قبل از تصفیه باید دارای رطوبت کمتر مساوی حد مجاز باشند.

با توجه به سطوح رطوبت روغن عایقی، از معادلات حلالیت برای ارزیابی حد حلالیت رطوبت در روغن عایقی استفاده شده است. حد حلالیت حداکثر مقدار رطوبتی است که در یک دمای خاص در روغن عایقی محلول است. همچنین به عنوان *رطوبت در حد اشباع روغن عایقی* یا به صورت ساده *۱۰۰٪ اشباع* نامیده می‌شود و زمانی تعیین می‌شود که درصد اشباع برابر با ۱۰۰٪ محاسبه شود. رابطه به صورت [mg/kg آب در روغن عایقی)/(mg/kg آب در روغن عایقی در حالت اشباع)] × ۱۰۰ می‌باشد.

**جدول ۸- مقادیر آب قابل قبول برای روغن نو و در حال بهره‌برداری بر اساس کلاس ولتاژ**

| وضعیت روغن عایقی | کلاس ولتاژی (کیلوولت) | حداکثر مقدار آب (mg/kg) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | روغن معدنی[1] | LFH[2] | سیلیکون[3] | استر طبیعی[4] |
| روغن نو در تجهیز نو | Not specified | — | ۲۵ | ۵۰ | – |
| | ≤ ۶۹ | ۲۰ | — | — | ۳۰۰ |
| | > ۶۹ < ۲۳۰ | ۱۰ | — | — | ۱۵۰ |
| | ≥ ۲۳۰ | ۱۰ | — | — | ۱۰۰ |
| روغن کارکرده | Not specified | — | ۳۵ | ۱۰۰ | – |
| | ≤ ۶۹ | ۳۵ | — | — | ۴۰۰ |
| | > ۶۹ < ۲۳۰ | ۲۵ | — | — | ۲۰۰ |
| | ≥ ۲۳۰ | ۲۰ | — | — | ۱۵۰ |

[1] به IEEE Std C57.106-2006 [B39] مراجعه کنید.

[2] به IEEE Std C57.121-1998 [B42] مراجعه کنید.

[3] به IEEE Std C57.111-1989 [B40] مراجعه کنید.

[4] به IEEE Std C57.147-2008 [B46] مراجعه کنید. (برخی از این مقادیر موقتی هستند. برای اطلاعات بیشتر به استاندارد مراجعه کنید.)

### ۷-۲-۵-۱۱-۲. بحث

IEEE Std C57.106 [B39] عدم وجود تعادل ترمودینامیکی در یک ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری را مورد بحث قرار می‌دهد. این منجر به این نتیجه می‌شود که یک همبستگی کمی بین رطوبت موجود در روغن با رطوبت موجود در کاغذ در حال حاضر امکان پذیر نیست. این نتیجه‌گیری بر اساس شرایط زیر در یک ترانسفورماتور در حین بهره‌برداری است:

- ✓ دما و غلظت رطوبت به طور قابل توجهی با مکان متفاوت است
- ✓ دما و غلظت رطوبت به طور قابل توجهی با زمان متفاوت است
- ✓ تغییر زمان برای دما سریع و برای انتشار رطوبت کند است

✓ حلالیت رطوبت در روغن برای روغن‌های عایقی مختلف یکسان نیست

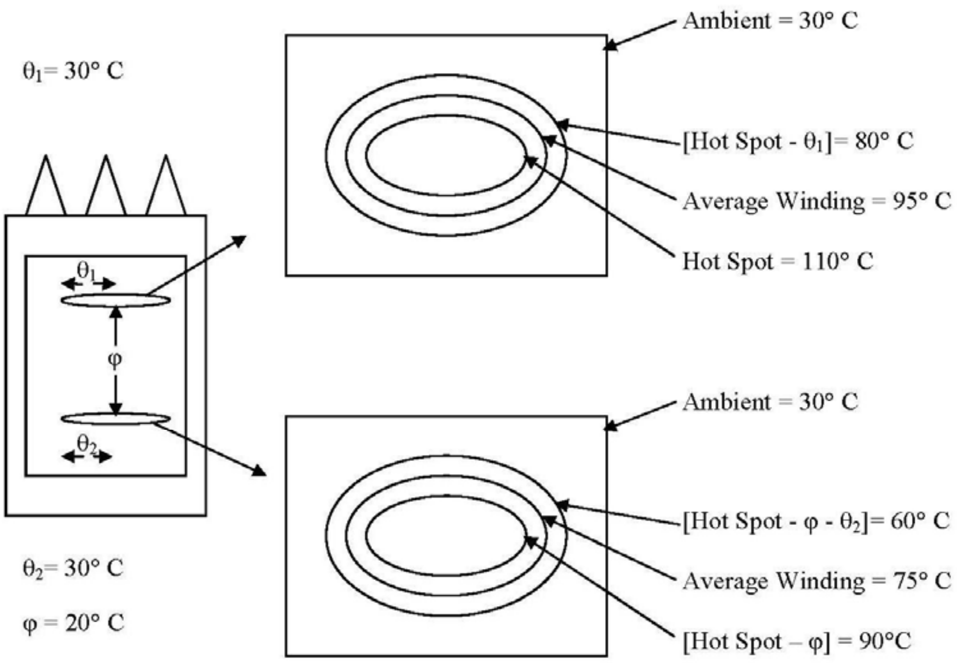
سه عبارت اول را می‌توان با استفاده از ثابت‌های زمانی عایق جامد برای انتشار رطوبت و دما به صورت کمی ارزیابی کرد. با استفاده از مدل ارزیابی (Thompson [B70]) نشان داده شده که ثابت‌های زمانی انتشار رطوبت به ترتیب هفته‌ها و ماه‌ها هستند، در حالی که ثابت‌های زمانی معمولی دمایی از راهنمای بارگذاری IEEE ( IEEE Std C57.91™ [B37] ) برای ترانسفورماتورها به صورت ساعتی هستند. علاوه بر این، در این مدل، با استفاده از منحنی‌ها برای یک ورق کاغذ Oommen [B62]، محدوده تقریبی بین ۱٪ تا ۳.۵٪ برای گرادیان دمایی ۴۰ کلوین به دست می‌آید.

**هشدار**

هنگامی که محتوای آب در روغن عایقی به حد حلالیت (۱۰۰٪ اشباع نسبی) می‌رسد، قطرات آب آزاد تشکیل می‌شود که بر قدرت دی‌الکتریک مایع عایق تأثیر منفی می‌گذارد و ممکن است منجر به خرابی ترانسفورماتور شود.

در مرحله بعد، با توجه به مدل ترموگرافی در شکل ۱، می‌توان دید که حتی گرادیان دمای بیشتر (۵۰ کلوین) وجود دارد. این مدل فرضی به منظور نشان دادن گرادیان‌های دمایی ممکن در یک ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری که در بار ثابت و شرایط محیطی ثابت (دما و سرعت باد) است، می‌باشد. این مدل همچنین نشان می‌دهد که پیش‌بینی هر مقدار رطوبت همگن به تنهایی در کاغذ نامعتبر است. در حالی که یک مدل دقیق را می‌توان تنها با پروب‌های دما انجام داد، با این وجود در اینجا واضح است که منحنی‌های رطوبت محدوده‌ای از مقادیر رطوبت را هر زمان که گرادیان دما وجود داشته باشد، پیش‌بینی می‌کنند. همچنین پس از انتشار منحنی‌های تعادل رطوبت برای سیستم‌های کاغذی-روغن معدنی، احتیاط‌هایی مبنی بر عدم استفاده از این منحنی‌ها برای تعیین سطح خشکی عایق جامد در ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری صادر شده است (Oommen [B63]). در نهایت، شرایط تغییر بار و محیط هر تحلیل کمی را پیچیده‌تر می‌کند.

هنگام برقدار کردن هر ترانسفورماتور در هوای سرد باید احتیاط کرد. از نقطه نظر قدرت دی‌الکتریک ، کاهش دمای روغن در یک ترانسفورماتور بی‌برق می‌تواند رطوبت موجود در درصد اشباع روغن را به اندازه‌ای افزایش دهد که به طور قابل توجهی قدرت شکست دی‌الکتریک روغن کاهش دهد - حتی در سطوح درصد اشباع زیر ۱۰۰٪. در نتیجه، هنگام برقدار کردن یک ترانسفورماتور جدید یا برقدار کردن مجدد هر ترانسفورماتور در هوای سرد، باید احتیاط کرد تا قدرت شکست دی‌الکتریک روغن عایقی با توجه به دمای واقعی روغن عایقی در زمان بی‌برقی ترانسفورماتور، برای برقدار کردن کافی باشد. معادلات برای مقادیر درصد اشباع در دماهای مختلف و برای روغن‌های عایقی مختلف را در [B28] و Du [B24] می‌توان بدست آورد.


$\theta_1$= 30° C
$\theta_1$
$\varphi$
$\theta_2$
$\theta_2$= 30° C
$\varphi$ = 20° C
Ambient = 30° C
[Hot Spot - $\theta_1$]= 80° C
Average Winding = 95° C
Hot Spot = 110° C
Ambient = 30° C
[Hot Spot - $\varphi$ - $\theta_2$]= 60° C
Average Winding = 75° C
[Hot Spot – $\varphi$] = 90°C

$\varphi$ = (Hot Spot Temp.) – (Maximum Temp. in Horizontal Plane at bottom of Coil)

$\theta_1$ = 2 · [(Hot Spot Temp.) – (Avg. Winding Temp at Top Coil)]

$\theta_2$ =2 · [(Hot Spot Temp.) – ($\varphi$)] – (Avg. Winding Temp at Top Coil)

**شکل ۱- مدل خطوط همدما و گرادیان دما برای ترانسفورماتور با روغن معدنی با افزایش دمای ۶۵ درج9ه کلوین در بار ثابت کامل و شرایط محیطی ثابت**

### ۷-۲-٦. هسته

#### ۷-۲-٦-۱. کلیات

انواع هسته ترانسفورماتور به صورت هسته‌ای یا زرهی می‌باشند. در یک ترانسفورماتور هسته‌ای، سیم‌پیچ‌ها بر روی ستون‌ها پیچیده شده و در اطراف ستون‌های هسته قرار می‌گیرند. در یک ترانسفورماتور زرهی، پس از قرار گرفتن سیم‌پیچ‌ها در مخزن، هسته مانند یک پوسته در اطراف سیم‌پیچ‌ها تشکیل می‌شود. در هر دو نوع، هسته از مخزن و سایر تجهیزات زمین شده عایق شده است. علاوه بر این، اتصال زمین برای کمک به جلوگیری از افزایش ولتاژ روی هسته در حین کار نصب شده است. اگر زمینی ناخواسته در زمانی که ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری است رخ دهد، ممکن است جریان گردشی در هسته ایجاد شود. مقدار جریان در گردش با مقاومت مسیر آن نسبت معکوس دارد. اگر این شرایط ادامه یابد ممکن است آسیب شدیدی به هسته وارد شود. گرمای تولید شده در این حالت ممکن است مقادیر زیادی گاز اتیلن و در شرایط شدید، مقادیر زیادی استیلن تولید کند. در شدیدترین شرایط، عایق سیم‌پیچی می‌تواند از بین برود، در نتیجه باعث از کار افتادن ترانسفورماتور می‌شود. برای عملکرد

صحیح سیستم هسته، ابتدا باید مشخص شود که آیا زمین هسته سهوی وجود دارد یا خیر. در صورت عدم وجود زمین ناخواسته هسته، مقاومت عایق هسته باید اندازه‌گیری شود تا کفایت آن مشخص شود.

### ۷-۲-۶-۲. مقاومت عایق هسته و آزمون زمین غیر عمدی هسته

مقاومت سیستم عایق هسته باید به طور منظم اندازه‌گیری شود. روند تغییرات مقاومت عایقی برای نشان دادن میزان پیری سیستم عایقی هسته مهم هستند. این آزمون باید قبل از قرار دادن ترانسفورماتور در سرویس و به دنبال انجام تغییرات در ترانسفورماتور که می‌تواند بر یکپارچگی عایق هسته آن تأثیر بگذارد، انجام شود. همچنین این آزمون ممکن است در زمان‌های دیگری نیز، معمولاً با توجه به نتایج گازکروماتوگرافی یا در زمان یک بازرسی کلی، انجام شود.

علاوه بر اندازه‌گیری مقاومت عایقی هسته به زمین، این تکنیک ممکن است برای تشخیص وجود زمین‌های غیرعمدی نیز استفاده شود. تنها راه برای اطمینان از وجود زمین هسته ناخواسته این است که ترانسفورماتور را از مدار خارج کنید و آزمایش مقاومت به زمین را روی خود هسته انجام دهید. برای انجام موفقیت‌آمیز این آزمون، باید هادی (تسمه) اتصال به زمین را از زمین جدا کنید. در ترانسفورماتور زرهی که قبل از سال ۱۹۹۷ ساخته شده‌اند، زمین‌های هسته ممکن است به راحتی قابل دسترسی نباشند، در حالی که در ترانسفورماتورهای زرهی مدرن، زمین‌های هسته معمولاً برای آزمایش و تشخیص بیرون آورده می‌شوند. در مواردی که زمین هسته در دسترس نیست، باید با سازنده یا مشاور واجد شرایط تماس گرفت. بسیاری از ترانسفورماتورها بیش از یک هسته دارند یا هسته آنها به واحدهای جداگانه تقسیم شده است. هسته‌ها و واحدها ممکن است با هم آزمون شوند، اما اگر زمین هسته‌ای غیرعمدی تشخیص داده شد، تسمه‌های آنها باید برای آزمایش مستقل از هم جدا شوند. هنگامی که گیره[1] هسته یا قاب[2] هسته نیز عایق‌بندی شده است، هسته و قاب معمولاً از طریق بوشینگ‌های (بوشینگ‌های هسته) تست مجزای گیره هسته و قاب هسته بیرون آورده می‌شوند. در این مورد باید آزمون هسته به زمین، قاب (یا گیره) به زمین و هسته به قاب (یا گیره) زده شود.

**روش:** برای مقاومت عایقی و آزمایش‌های زمین سهوی ولتاژ آزمون نباید از ۱۰۰۰ ولت تجاوز کند. مراحل زیر باید انجام شود:

الف) تسمه اتصال به زمین باید پیدا شود. در ترانسفورماتورهای هسته‌ای مدرن، اتصال زمین هسته می‌تواند با استفاده از یک بوشینگ کوچک از طریق مخزن ترانسفورماتور خارج شود. بنابراین ترانسفورماتور نیازی به باز شدن ندارد.

ب) تسمه باید از جایی که به قاب، مخزن و غیره پیچ می‌شود، جدا شود.

---

[1] clamp

[2] frame

**اقدامات احتیاطی:** به دلیل جدا شدن پیچ اتصال تسمه، باید ایمن‌سازی تمام ابزارها و پیچ‌ها را انجام داد تا از افتادن به داخل ترانسفورماتور جلوگیری شود. انداختن واشر قفلی یا مهره در سیم‌پیچ‌ها ممکن است منجر به خرابی ترانسفورماتور شود. بنابراین، باید برای ایمن‌سازی تمامی تجهیزات و پیچ‌ها دقت کرد.

ج) باید بین تسمه و نقطه اتصال آن آزمایشی انجام شود تا مشخص شود که آیا زمین سهوی وجود دارد یا خیر. این کار معمولاً با استفاده از یک دستگاه جریان مستقیم (dc) با مقاومت بالا ( دستگاه مقاومت عایقی) انجام می‌شود. در صورتی که مقدار مقاومت کمتر از ۱۰ MΩ باشد، برای دقت بیشتر باید در مقیاس پایین‌تری اندازه‌گیری انجام شوند.

د) دمای هسته باید تخمین زده شود تا یک قرائت تصحیح شده بدست آید. دمای سیم‌پیچ و روغن باید نزدیک به دمای مرجع ۲۰ درجه سانتیگراد باشد.

**تفسیر:** به جدول ۹ مراجعه کنید. برای ارائه توضیحات لازم در مورد روغن‌هایی به غیر از روغن معدنی، با سازنده مشورت کنید.

**جدول ۹- محدوده مقاومت عایق معمولی برای شرایط مختلف عایق هسته**

| نوع تجهیز | مقاومت عایقی هسته (مگا اهم) | وضعیت عایق |
|---|---|---|
| نو | < ۵۰۰ | برای مقادیر کمتر از ۵۰۰ MΩ برای اقدام مناسب باید با سازنده مشورت شود. |
| کار کرده | < ۱۰۰ | عادی |
| | ۱۰ تا ۱۰۰ | نشان دهنده خرابی عایق است |
| | > ۱۰ | نیاز به بررسی دارد |

### ۷-۲-۶-۳. مکانیابی زمین هسته غیرعمدی

اگر زمین هسته سهوی وجود داشته باشد، تصمیم‌گیری در مورد اینکه تشخیص یا مکان‌یابی و یا تعمیرات در پست باید انجام شود یا نه، به شرایط مربوطه بستگی دارد. اگر زمین ناخواسته در امتداد یوغ هسته بالایی ترانسفورماتور از نوع هسته قرار داشته باشد، معمولاً ممکن است بازدیدهای ظاهری، زمین هسته غیرعمدی را نشان دهند. در غیر این صورت، تعیین محل آن و تعیین راه حل رفع آن می‌تواند بسیار دشوار باشد. شدت مشکل؛ اهمیت تجهیزات؛ اندازه، نوع ساخت و سایر عوامل باید در نظر گرفته شود. در ترانسفورماتور زرهی، تسمه زمین معمولاً به راحتی قابل دسترس نیست. در این مورد، برای کمک باید با سازنده یا مشاور واجد شرایط تماس گرفته شود.

برای یافتن زمین‌های هسته سهوی باید مراحل زیر را دنبال کرد:

الف) تسمه اتصال به زمین باید پیدا شود.

ب) تسمه باید از جایی که به قاب، مخزن و غیره پیچ می‌شود جدا شود.

**اقدامات احتیاطی:** باید مراقب باشید که تمام ابزارها به دلیل جدا شدن تسمه ایمن شوند زیرا عدم انجام این کار ممکن است منجر به خرابی ترانسفورماتور شود.

ت) یک منبع جریان مستقیم dc حفاظت شده باید بین دو قسمت مختلف از هسته وصل شود. این اتصال باید باعث شود که ولتاژ اعمالی تمام لایه‌های هسته را پل کند.

د) پروب منفی ولت متر dc باید به یک نقطه مناسب از زمین در داخل مخزن متصل شود.

ه) باید با شروع از یک طرف هسته و به وسیله پروب مثبت ولت متر کنتاکت لازم را بین ورقه هسته برقرار کرد. ولتاژ (ولتاژ صفر) باید مشاهده شود. اگر مشاهده نشد، کنتاکت باید به طرف دیگر هسته منتقل شود. کنتاکت را باید به تدریج در سراسر هسته و در زوایای درست روی ورقه‌های هسته حرکت داد تا زمانی که ولت‌متر مقدار صفر را نشان دهد[۱].

**تفسیر:** صفحه ورقه در نقطه صفر (مقاومت صفر)، محل زمین هسته سهوی است. بررسی ظاهری این صفحه ممکن است منبع زمین ناخواسته را نشان دهد یا نه. برای اقدامات توصیه شده برای عیب یابی/تعمیر با سازنده مشورت کنید.

از طرف دیگر، اگر زمین هسته بوجود آمده توسط سازنده از خارج به مخزن متصل شود، جریان گردشی ممکن است با اتصال یک مقاومت بین اتصال زمین و مخزن کاهش یابد. مقاومت، جریان‌های گردشی را به سطح ایمن محدود می‌کند. در این حالت فرصتی برای نظارت در حین کار با اندازه‌گیری ولتاژ روی مقاومت فراهم می‌شود. این تکنیک فقط باید پس از مشورت با سازنده استفاده شود.

### ۷-۲-۷. مقاومت سیم‌پیچ

به طور کلی، سیم‌پیچ‌ها به منظور یافتن عیوبی نظیر جابجایی فیزیکی یا اعوجاج، اتصالات یا پارگی هادی‌ها، اتصال حلقه به حلقه و نقص عایقی بررسی می‌شوند. در این بخش، پارامترهایی که معمولاً حین اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ بررسی می‌شوند همراه با شاخص‌های مربوط به حدود قابل قبول توضیح داده می‌شوند. برای آزمایش و اندازه‌گیری روی سیم‌پیچ‌ها، پمپ‌های روغن باید خاموش شوند.

نکته- به طور کلی هنگام انجام یک سری آزمایش، اندازه‌گیری مقاومت سیم پیچ باید پس از آزمایش‌های تحریک، FRA و راکتانس نشتی (امپدانس اتصال کوتاه) انجام شود تا از بروز هرگونه مشکل در شار پسماند جلوگیری شود.

---

[۱] با توجه به اینکه ورقه‌های هسته ممکن است به صورت قسمت‌های جداگانه ساخته شده باشند، ممکن است در این حالت زمین ناخواسته‌ای بوجود آمده باشد. برای پیدا کردن محل این زمین ناخواسته باید اتصال بین قسمت‌های مختلف هسته را باز کرد و با مگااهم متر آزمون مقاومت عایقی را بین قسمت‌های مختلف هسته انجام داد.

مقاومت سیم‌پیچ ترانسفورماتور به صورت میدانی اندازه‌گیری می‌شود تا عیوب ناشی از اتصالات شل، پارگی هادی‌ها و مقاومت بالای کنتاکت در تپ چنجر بررسی شود. نتایج معمولاً بر اساس مقایسه اندازه‌گیری‌های انجام شده به طور جداگانه بین هر فاز از سیم‌پیچ با اتصال ستاره یا بین جفت پایانه‌ها در سیم‌پیچ دارای اتصال مثلث تفسیر می‌شوند. همچنین ممکن است با داده‌های اولیه اندازه‌گیری شده در کارخانه مقایسه شوند. مقاومت بین فازها باید حداکثر ۲٪ از یکدیگر اختلاف داشته باشند. با این حال معمولاً تا ۵٪ اختلاف برای هر یک از مقایسه‌های فوق، نتایج این تست مورد قبول می‌باشد. ممکن است لازم باشد اندازه‌گیری‌های مقاومت را به مقادیر مربوط به دمای مرجع در گزارش آزمون ترانسفورماتور تبدیل شود. برای این منظور از رابطه (۱) استفاده می‌شود:

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s+T_k}{T_m+T_k}\right) \qquad (۱)$$

که در این رابطه:

$R_s$ = مقاومت در دمای مطلوب T
$R_m$ = مقاومت اندازه گیری شده
$T_s$ = دمای مرجع مورد نظر (درجه سانتیگراد)
$T_m$ = دمایی که مقاومت در آن اندازه‌گیری شده (درجه سانتی گراد)
$T_k = 234.5$ درجه سانتیگراد ( برای مس)، 225 درجه سانتیگراد ( برای آلومینیوم)
توجه-مقدار $T_k$ ممکن است تا ۲۳۰ درجه سانتیگراد برای آلومینیوم آلیاژی بالا برود.

تعیین دمای سیم‌پیچ ترانسفورماتور هنگام اندازه‌گیری مقاومت بسیار مهم است. با این حال، اندازه‌گیری دقیق دمای سیم‌پیچ در شرایط میدانی بسیار سخت است. روش‌هایی که معمولاً مورد استفاده قرار می‌گیرند شامل موارد زیر است:

- یک دماسنج را در تماس با دیواره مخزن قرار دهید. اگر ترانسفورماتور به تازگی از مدار خارج شده باشد، این دما نشان دهنده دقیق دمای سیم‌پیچ واقعی نیست.

- از مقادیر به دست آمده از نشانگرهای درجه حرارت نصب شده دائمی بر روی ترانسفورماتور استفاده کنید. اگر ترانسفورماتور اخیراً از سرویس خارج شده باشد، این ممکن است تنها ابزار موجود برای تخمین دمای سیم‌پیچ باشد.

- برای ترانسفورماتورهای دارای بالشتک نیتروژن، یک دماسنج ممکن است در مخزن اصلی با وارد کردن از بالای مخزن یا از چاهک برای نشان دادن دمای دائمی مخزن اصلی قرار داده شود. قرار دادن دماسنج در مخزن اصلی معمولاً مستلزم شکستن آب‌بندی ترانسفورماتور هرمتیک و کاهش فشار مثبت نیتروژن است. در نتیجه ممکن است رطوبت را به ترانسفورماتور وارد کند و این خطر را به همراه دارد که یک جسم رسانا به طور تصادفی در سیم‌پیچ بیفتد. به دلیل عواقب شکستگی نباید از دماسنج‌های جیوه‌ای در داخل مخزن

ترانسفورماتور استفاده کرد. استفاده از چاهک‌ها برای نشانگرهای دمای دائمی نیاز به حذف سنسور دائمی دما دارد.

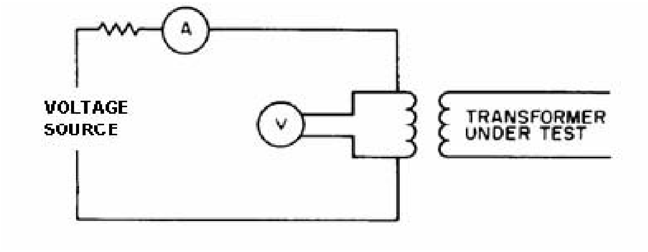
به علت اینکه در حالت میدانی فازها با یکدیگر مقایسه می‌شوند، معمولاً اصلاح دمایی مقاومت سیم‌پیچ‌ها نیاز نیست. معمولاً مقداری اختلاف در مقادیر نشان داده شده توسط سنسورهای مختلف وجود دارد. اگر ترانسفورماتور برای مدت زمان کافی از مدار خارج شده باشد تا دمایی یکنواخت در سراسر خود داشته باشد، ممکن است میانگین مقادیر همه نشانگرها نتایج بهتری نسبت به استفاده از یک نشان‌دهنده تنها داشته باشد.

### ۷-۲-۷-۱. تکنیک‌های اندازه‌گیری مقاومت هادی

مقاومت سیم‌پیچ ترانسفورماتور معمولاً با یکی از روش‌های زیر اندازه‌گیری می‌شود: روش‌های پل، روش ولت متر-آمپرمتر یا میکرو اهم متر. هنگامی که از روش‌های پل استفاده می‌شود، پل واتسون برای اندازه‌گیری مقادیر مقاومت در حدود مگا اهم ترجیح داده می‌شود. پل کلوین یا میکرو اهم متر برای مقادیر مقاومت کمتر از ۱۰۰۰ MΩ ترجیح داده می‌شود.

### ۷-۲-۷-۲. روش ولت متر - آمپرمتر (کلوین).

روش ولت متر - آمپرمتر که به روش ۴ سیم کلوین نیز معروف است رایج‌ترین روشی است که برای اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ ترانسفورماتور استفاده می‌شود. اندازه‌گیری با استفاده از جریان مستقیم انجام می‌شود. اندازه‌گیری همزمان جریان و ولتاژ از طریق اتصالات نشان داده شده در شکل ۲ انجام می‌شود.



**شکل ۲ - روش اندازه‌گیری همزمان جریان و ولتاژ**

مقاومت مطابق با قانون اهم و با توجه به اندازه‌گیری‌ها محاسبه می‌شود.

یک منبع تغذیه dc قابل تنظیم که به صورت مشخص برای تأمین اشباع بار القایی سیم‌پیچ ترانسفورماتور طراحی شده توصیه می‌شود. دستگاه‌های اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ برای آزمون‌های میدانی با این ویژگی‌های بیان شده در حال حاضر موجود هستند.

**اقدامات احتیاطی:** برای کمک به حداقل رساندن خطاهای اندازه‌گیری، اقدامات احتیاطی زیر باید انجام شوند:

الف) ابزار اندازه‌گیری یا دستگاه‌های اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ باید برد کافی داشته باشند تا بتوانند اندازه‌گیری‌ها را تا حد امکان نزدیک به مقیاس کامل و یا در هر حالت بالای ۷۰ درصد مقیاس کامل انجام دهند.

ب) قطبیت مغناطیسی هسته باید در طول اندازه‌گیری مقاومت ثابت نگه داشته شود.

نکته- معکوس شدن مغناطیس هسته می‌تواند ثابت زمانی را تغییر دهد و منجر به قرائت اشتباه شود.

ج) سیم‌های اندازه‌گیری ولتاژ باید مستقل از سیم‌های جریان باشند و باید تا حد امکان نزدیک به پایانه‌های سیم‌پیچ مورد اندازه‌گیری وصل شوند. این امر از تأثیر مقاومت سیم‌های حامل جریان و پروب‌های آن‌ها و مقاومت‌های اضافی مسیر سیم‌ها در اندازه‌گیری جلوگیری می‌کند.

د) جریان‌های مورد استفاده برای این اندازه‌گیری‌ها نباید از ۱۵ درصد جریان نامی سیم‌پیچ ترانسفورماتور تجاوز کند. با این کار از گرم شدن سیم‌پیچ و تغییر احتمالی مقاومت سیم‌پیچ جلوگیری می‌شود.

ه) به دلیل اندوکتانس سیم‌پیچ، ثابت زمانی طولانی dc می‌تواند برای مدتی منجر به اندازه‌گیری ناپایدار جریان و ولتاژ شود.

تا زمانی که جریان و ولتاژ به مقادیر ثابت نرسیده‌اند، اندازه‌گیری‌ها نباید ثبت شوند. اندازه‌گیری‌های سریعتر پایدار را می‌توان با استفاده از یک منبع برق dc که به طور مشخص برای اشباع بارهای القایی طراحی شد به دست آورد.

### ۷-۲-۷-۳. تخلیه

**هشدار**

قبل از جدا کردن سیم‌های آزمون باید به دقت نکات ایمنی را در نظر گرفت. انرژی ذخیره شده در سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور از جریان مستقیم اعمال شده می‌تواند ولتاژ تخلیه زیادی ایجاد کند (برگشتی القایی). باید از یک مدار تخلیه که بتواند انرژی ذخیره شده را به سرعت تخلیه کند، استفاده کرد.

سیستم آزمون یا دستگاه اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ باید دارای چراغ نشان دهنده یا زنگ هشدار صوتی باشد تا نشان دهد که تخلیه الکتریکی کامل شده و می‌توان با خیال راحت سیم‌های آزمون را جدا کرد.

### ۷-۲-۷-۴. مغناطیس‌زدایی

جریان مستقیم مورد استفاده برای اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ ممکن است باعث مغناطیسی شدن (قطبی شدن) هسته شود. یک هسته مغناطیسی می‌تواند جریان‌های هجومی زیادی را در زمانی که ترانسفورماتور برقدار می‌شود ایجاد کند. برای کمک به کاهش آسیب به ترانسفورماتور و سیستم‌های حفاظتی مرتبط، ممکن است لازم شود که قبل از اعمال ولتاژ جریان متناوب کامل (ac)، هسته مغناطیس‌زدایی شود.

روش مغناطیس‌زدایی شامل اعمال جریان مستقیم به سیم‌پیچ‌ها و چندین بار معکوس کردن قطبیت جریان اعمالی بوده و در حین این تغییر قطب‌ها، جریان اعمال شده تا زمانی که هسته مغناطیسی زدایی شود کاهش می‌یابد. برای توضیح بیشتر به ۷-۲-۱۱-۱-۱ مراجعه کنید.

برای این کار می‌توان از منبع برق dc مربوط به اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ استفاده کرد.

یک روش جایگزین اعمال مقدار قابل توجهی ولتاژ ac و سپس کاهش تدریجی ولتاژ است. با این حال این روش کارخانه‌ای به ندرت به صورت میدانی در دسترس است.

**احتیاط**

این روش شامل چندین بار قطع و وصل کردن سیم‌های آزمون است. مطمئن شوید که سیم‌پیچ‌ها کاملاً تخلیه شده‌اند. توصیه می‌شود که از یک دستگاه تست ترانسفورماتور یا دستگاه اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ که مغناطیس زدایی را بدون قطع و وصل مجدد سیم‌ها انجام می‌دهد، استفاده شود.

### ۷-۲-۷-۵. اتصالات سیم‌پیچ

باید همراه با اندازه‌گیری مقاومت فازها به تنهایی یا ترمینال به ترمینال، مجموع مقاومت کل سیم‌پیچ‌ها نیز گزارش و ثبت شود.

#### ۷-۲-۷-۵-۱. سیم‌پیچ ستاره

برای سیم‌پیچ‌های ستاره، اندازه‌گیری مقاومت ثبت شده ممکن است به صورت فاز به فاز یا فاز به نول باشد. برای اندازه‌گیری به صورت فاز به فاز، مقاومت کل گزارش شده برابر با مجموع سه اندازه‌گیری انجام شده تقسیم بر دو است.

#### ۷-۲-۷-۵-۲. سیم‌پیچ مثلث

برای سیم‌پیچ‌های مثلث، اندازه‌گیری مقاومت ثبت شده ممکن است به صورت فاز به فاز با اتصال مثلث بسته یا به صورت فاز به فاز به صورت مثلث باز برای به دست آوردن مقاومت فاز جداگانه باشد. اگر اتصال به صورت مثلث باز باشد، مقاومت کل سیم‌پیچ گزارش شده برابر با مجموع مقاومت سه فاز است. اگر اتصال به صورت مثلث بسته باشد، مقاومت کل سیم‌پیچ گزارش شده برابر با مجموع سه اندازه‌گیری فاز به فاز انجام شده ضرب‌در ۱.۵ است.

#### ۷-۲-۷-۵-۳. سیم‌پیچ اتوترانسفورماتور

برای اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ اتوترانسفورماتور باید از روش زیر یا معادل آن استفاده کرد. برای مقاومت سیم‌پیچ سری، جریان باید بین پایانه‌های HV و نول و ولتاژ بین پایانه HV و پایانه LV اندازه‌گیری شود. برای

مقاومت سیم‌پیچ مشترک، جریان باید بین پایانه‌های HV و نول و ولتاژ بین پایانه‌های LV و نول اندازه‌گیری شود. در صورت نیاز، برای مقاومت لید و سیم‌پیچ‌های in-line (در صورت وجود) بین پایانه LV و اتصال نول، جریان باید بین ترمینال HV و پایانه LV اعمال شود و ولتاژ بین پایانه LV و ولتاژ پایانه نول اندازه‌گیری شود.

### ۷-۲-۸. اتصال زمین

استفاده از زمین‌های کاری باید با مطابق با دستورالعمل‌های تعیین شده شرکت باشد. این امر هم باید تجهیزاتی خارج از سرویس و هم تجهیزات آزمون مانند جرثقیل، تریلر و غیره را شامل شود. برای اطلاعات بیشتر به ASTM F855 [B20] مراجعه کنید.

### ۷-۲-۹. عایق درجه‌بندی شده[1]

هنگامی که سطح عایق سیم‌پیچ دارای سطوح عایقی مختلفی می‌باشد، مقدار ولتاژ آزمون اعمال شده باید با کمترین سطح عایقی مطابقت داشته باشد.

**احتیاط**

هنگام آزمایش چند دستگاه با هم مانند بوشینگ‌ها و سیم‌پیچ‌ها که در آن ولتاژ نامی بوشینگ ممکن است بخش محدود کننده باشد یا هنگام اتصال سیم‌پیچ‌های HV و LV با هم، اپراتورهای انجام دهنده آزمون باید هنگام انتخاب ولتاژ آزمون از بخش محدود کننده آگاه باشند.

### ۷-۲-۱۰. نسبت تبدیل/چرخش فاز/پلاریته

### ۷-۲-۱۰-۱. کلیات

نسبت تبدیل ترانسفورماتور برابر با نسبت تعداد دور سیم‌پیچ HV به سیم‌پیچ LV است. نسبت تبدیل یک ترانسفورماتور برابر با rms ولتاژ پایانه سیم‌پیچ HV به rms ولتاژ ترمینال سیم‌پیچ LV در شرایط مشخص شده بدون بار است.

پلاریته یک ترانسفورماتور با اتصالات داخلی تعیین می‌شود و با علامت‌های پلاک نامی نشان داده می‌شود. اگر قرار باشد ترانسفورماتور به صورت موازی با یک یا چند ترانسفورماتور دیگر متصل شود، پلاریته ترانسفورماتور اهمیت خواهد داشت.

---

[1] Graded insulation

نتایج آزمون‌های پلاریته و نسبت تبدیل به صورت مطلق است و باید با پلاک مشخصات سازنده مقایسه شوند.

نسبت تبدیل ترانسفورماتور، پلاریته و اتصالات فاز باید قبل از برق‌دار کردن ترانسفورماتور برای اولین بار در محل بررسی شود. نسبت تبدیل به طور خاص در طول سرویس‌های دوره‌ای (به عنوان مثال، سالانه) بررسی می‌شود و توصیه می‌شود که قبل از بهره‌برداری مجدد از ترانسفورماتور، در صورتی که ترانسفورماتور دچار خطا شده است، بررسی شود. در این حالت آزمون نسبت تبدیل معمولاً در موقعیت تپی که بوده است، انجام می‌شود.

در هنگام آزمون‌های راه‌اندازی میدانی، اگر ترانسفورماتور دارای تپ چنجر باشد، نسبت تبدیل باید در همه تپ‌ها تعیین شود. به عبارت دیگر آزمون نسبت تبدیل باید در تمامی تپ‌های DETC و LTC انجام شود. بهتر است که آخرین آزمون نسبت تبدیل (DETC) در موقعیتی که قرار است تپ در نهایت باقی بماند، و همچنین پس از هر بار تغییر تپ DETC، انجام شود.

**هشدار**

اگر DETC برای مدت طولانی در موقعیت ثابتی باقی بماند، هنگام تعویض تپ‌ها باید کاملاً احتیاط کرد زیرا ممکن است مکانیزم فرمان کنتاکت‌ها به دلیل عدم کارکرد طولانی مدت، در اثر گیرکردن یا احتمالاً کربنیزه شدن، قفل شده یا از کار بیفتد.

### ۷-۲-۱۰-۲. اندازه‌گیری نسبت تبدیل/ پلاریته / رابطه فاز

در حال حاضر تعدادی دستگاه‌های آزمون تجاری مدرن اندازه‌گیری نسبت تبدیل ترانسفورماتور از سازندگانی که در صنعت برق فعال هستند، وجود دارد. این ابزارها، زمانی که مطابق با دستورالعمل‌های سازنده کار می‌کنند، اندازه‌گیری‌های راحت و دقیق زیر را فراهم می‌کنند:

- ✓ نسبت تبدیل
- ✓ صحت پلاریته
- ✓ زاویه فاز
- ✓ جریان آزمون

اصطلاح «نسبت دور ترانسفورماتور» (TTR[1]) معمولاً برای توصیف این دستگاه‌ها استفاده می‌شود حتی اگر نسبت دور واقعی اندازه‌گیری نشود.

---

[1] transformer turns ratio

اصول کار این دستگاه‌ها به این صورت است که ولتاژ کاهش یافته به پایانه‌های HV اعمال می‌شود و ولتاژ در پایانه‌های LV تولید شود. سپس دو ولتاژ به طور دقیق اندازه‌گیری شده و برای محاسبه و نمایش نسبت تبدیل ترانسفورماتور استفاده می‌شود.

حالت آزمون پیوسته، اندازه‌گیری را در سیم‌پیچ‌های چند تپه تسهیل کرده و به سرعت نسبت تبدیل و جریان آزمون در هر تپ اندازه‌گرفته، نمایش داده و ثبت می‌کند. پورت‌های مخابراتی در آزمون خودکار و ضبط داده‌های آزمون مفید هستند.

هنگامی که آزمایش نسبت تبدیل ترانسفورماتور سه فاز به صورت تک فاز انجام می‌شود، اتصالات مناسب و روابط بردار فازی باید در نظر گرفته شود. جزئیات نموداری اتصالات (نحوه سیم‌بندی اتصالات) همراه با روابط مربوطه که نسبت تبدیل اندازه‌گیری شده به نسبت تبدیل پلاک نامی ارجاع می‌دهند، معمولاً در این روش همراه با ابزار اندازه‌گیری نسبت تبدیل ارائه می‌شوند.

### ۷-۲-۱۰-۳. روش های دیگر برای اندازه گیری نسبت تبدیل ترانسفورماتور / پلاریته / رابطه فاز

اگر دستگاه آزمون تجاری ترانسفورماتور موجود نباشد، نسبت تبدیل ترانسفورماتور را می‌توان با استفاده از روش ولت متر یا روش پل خازنی و ضریب توان اندازه‌گیری کرد. همچنین، پلاریته را می‌توان با استفاده از روش ضربه القایی یا روش آزمون تبدیل متناوب تأیید و بررسی کرد.

روش‌های دیگر در پیوست هشتم شرح داده شده است.

### ۷-۲-۱۰-۴. تفسیر آزمون نسبت تبدیل ترانسفورماتور

حداکثر خطای نسبت تبدیل ترانسفورماتور نسبت به مقادیر مشخص شده در پلاک نامی برای همه سیم‌پیچ‌ها و در همه تپ‌های سیم‌پیچ نباید بیشتر از ۰.۵٪ باشد. در زیر توضیحاتی در مورد چگونگی تفسیر و بکارگیری خطای نسبت تبدیل ارائه شده است.

خطای نسبت تبدیل برای ولتاژ فاز به نول برای سیم‌پیچ‌های سه فاز و سیم‌پیچ‌های با اتصال ستاره اعمال می‌شود. اگر ولتاژ فاز به نول به صراحت روی پلاک نشان داده نشده باشد، ممکن است با تقسیم ولتاژ فاز به فاز بر $\sqrt{3}$ ولتاژ فاز به نول را بدست آورد.

نسبت تبدیل اندازه‌گیری‌شده برای فازهای بیرونی یک ترانسفورماتور سه فاز، گاهاً ممکن است کمی متفاوت باشد، اما تا زمانیکه این اختلاف بیشتر از ۰.۵٪ نباشد، دلیلی برای رد کردن ترانسفورماتور وجود ندارد.

نکته ۱- زمانی که چیدمان سیم‌پیچ‌ها و لیدها (سر سیم‌ها) با صرف نظر کردن از جبران‌سازی «اثر نصف-دور[1]» طراحی شوند، ممکن است در فازهای بیرونی اختلافی مشاهده شود و این اختلاف همیشه بیانگر اشکال نمی‌باشد.

نکته ۲- در برخی موارد، ترانسفورماتورهای دارای تپ‌چنجرهای زیر بار در سیم‌پیچ LV، دارای تعداد دور نامساوی در هر تپ هستند. این تعداد دور نامساوی به علت تعداد کل دور کم در سیم‌پیچ LV است که باعث می‌شود تعداد دورهایی که برای تقسیم دورها مورد نیاز است غیر یکسان شود. در چنین مواردی، تغییرات ولتاژ در هر تغییر تپ یکنواخت نباشد و ممکن است در محدوده تحمل ۰.۵٪ برخی از ولتاژهای تپ پلاک نامی نباشد. تا زمانی که هر سه فاز نسبت‌های ولتاژ اندازه‌گیری‌شده یکسانی داشته باشند و نسبت‌های تبدیل اندازه‌گیری شده در تپ‌های ابتدایی و انتهایی در محدوده خطای ۰.۵ درصد باشد، ترانسفورماتور نباید رد شود.

نکته ۳- در برخی موارد، LTC ممکن است تپ‌های coarse وfine سیم‌پیچ‌ها را در ترکیب‌های مختلفی سوئیچ کند تا به نسبت ولتاژ مورد نظر برسد. در این موارد، خیلی مهم است که نسبت دورها به دقت مشاهده و بررسی شود تا روند تغییرات نسبت دور مناسب در تمامی تپها حفظ شود.

نکته ۴- در برخی موارد، درLTC یک ترانسفورماتور ممکن است از یک ترانسفورماتور پل (اتو ترانسفورماتور) استفاده شود تا یک نسبت دور میانی بین دو نسبت دور تپ سیم‌پیچی فراهم شود. موقعیت‌های پل باید بررسی و نظارت شود تا نسبت متوسط مناسبی داشته باشند.

## ۷-۲-۱۱. جریان تحریک

### ۷-۲-۱۱-۱. شار پسماند

#### ۷-۲-۱۱-۱-۱. تأثیر شار پسماند

**هشدار**

این روش شامل چندین بار قطع و وصل کردن سیم‌های آزمون است. مطمئن باشید که سیم‌پیچ‌ها قبل از برداشتن سیم‌های آزمون، کاملاً تخلیه شوند. توصیه می‌شود که از یک دستگاه آزمون ترانسفورماتور یا دستگاه آزمون مقاومت سیم‌پیچ ترانسفورماتور که مغناطیس‌زدایی را بدون قطع و وصل مجدد سیم‌ها انجام می‌دهد، استفاده شود.

---

[1] half-turn-effect

هسته ترانسفورماتور ممکن است دارای شار پسماند باشد که به علت بی‌برق شدن یا همان طور که اغلب اتفاق می‌افتد، در نتیجه اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ dc بوجود آید. شار پسماند منجر به اندازه‌گیری جریان تحریک بالاتر از حد معمول می‌شود.

هیچ روش میدانی قابل قبولی برای تمایز بین اثر شار پسماند و اثر یک خطای موجود در ترانسفورماتور وجود ندارد. با این حال، تجربه نشان می‌دهد که اگرچه مقداری شار پسماند تقریباً همیشه در هسته وجود دارد، در بیشتر موارد تأثیر قابل توجهی بر نتایج آزمایش ندارد.

در اکثر عیوب شناسایی شده با استفاده از این روش، اختلاف بین جریان‌های هر فاز سه ترانسفورماتور تکفاز یا بین جریان فازهای بیرونی ترانسفورماتورهای سه فاز سه ستونه از ۱۰٪ بیشتر می‌شود. موارد استثناء مربوط به هسته زرهی یا پنج ستونه می‌باشد. با این حال، تغییرات کوچک در جریان‌های نسبی نیز ممکن است نشان دهنده عیوب هسته باشد و باید بررسی شود. اگر تغییر قابل توجهی در نتایج آزمایش مشاهده شود، تنها روش قابل اعتماد شناخته شده برای حذف اثر شار پسماند، مغناطیس‌زدایی هسته ترانسفورماتور است.

توصیه می شود که اندازه‌گیری مقاومت dc سیم‌پیچ پس از آزمایش‌های جریان تحریک انجام شود.

#### ۷-۲-۱۱-۱-۲. روش‌های مغناطیس زدایی

برای مغناطیس زدایی هسته ترانسفورماتور می‌توان از دو تکنیک استفاده کرد. روش اول اعمال جریان متناوب کاهشی به یکی از سیم‌پیچ‌ها است. برای اکثر ترانسفورماتورها، به دلیل ولتاژ نامی بالا، این روش غیرعملی است و خطرات ایمنی را به همراه دارد.

یک روش ساده‌تر استفاده از جریان مستقیم است. اصول این روش به این صورت است که مقدار مغناطیس هسته آهنی با اعمال یک ولتاژ DC با تغییر متناوب پلاریته‌ها به سیم‌پیچ ترانسفورماتور به منظور کاهش فاصله‌ها، حذف شود. این فاصله معمولاً زمانی تعیین می‌شود که جریان مغناطیس‌زدا به سطحی کمی کمتر از سطح قبلی برسد و در آن زمان قطبیت ولتاژ معکوس شود. این روند (کاهش ولتاژ DC و تغییر پلاریته ولتاژ اعمالی در هر مرحله) تا زمانی که سطح فعلی صفر شود ادامه می‌یابد. در ترانسفورماتورهای سه فاز، روش معمول به این است که مراحل بیان شده را روی فازی با بالاترین جریان تحریک خوانده شده انجام شود. در بیشتر موارد، تجربه نشان داده است که این روش برای مغناطیس‌زدایی کل هسته کافی است.

### ۷-۲-۱۱-۲. آزمایش جریان تحریک

#### ۷-۲-۱۱-۲-۱. کلیات

آزمایش جریان تحریک که به عنوان آزمایش تحریک تک فاز نیز شناخته می شود، اغلب به صورت میدانی به عنوان یک آزمایش تشخیصی برای نظارت بر مشخصات مدار باز سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور انجام می‌شود.

همچنین ممکن است در کارخانه به عنوان یک آزمایش اولیه برای بررسی مدار ترانسفورماتور قبل از اعمال توان کامل استفاده شود.

آزمایش جریان تحریک می‌تواند در تعیین محل عیوبی مانند سیم‌پیچ‌های موازی با دورهای نابرابر، مشکلات در برخی از انواع شیلدها و اجسام خارجی که اتصال حلقه به حلقه ایجاد می‌کنند مفید باشد. در برخی موارد، این آزمایش همچنین می‌تواند باعث خرابی دی‌الکتریک در عایق آسیب دیده شود، مانند لغزش یا له شدن دورهایی که قبلا معیوب شده یا به شدت آسیب دیده است. همچنین از این آزمون می‌توان برای تشخیص عیوب مربوط به تپ‌چنجرها و عیوب عمده در ساختار هسته مغناطیسی استفاده کرد.

آزمایش جریان تحریک شامل یک اندازه‌گیری مدار باز ساده مقدار جریان و تلفات است، که معمولاً در سمت HV ترانسفورماتور، و در حالتی که پایانه‌های سیم‌پیچ‌های دیگر شناور (مدار باز) هستند (به استثنای یک نول زمین شده)، انجام می‌شود. جریان تحریک در فرکانس نامی و معمولاً در ولتاژ تا ۱۰ کیلوولت اندازه‌گیری می‌شود. ترانسفورماتورهای سه فاز با اعمال ولتاژ آزمون تک فاز به هر فاز در هر آزمون انجام می‌شوند.

تفسیر نتایج آزمایش جریان تحریک عمدتاً بر اساس تشخیص الگو است. مقدار جریان و تلفات هر دو به طراحی ترانسفورماتور بستگی دارد و برای هر ترانسفورماتور منحصر به فرد است. همچنین می‌توان از مقایسه نتایج آزمون با داده‌های آزمایش‌های قبلی انجام شده در همان ولتاژ استفاده کرد.

تلفات بار و نتایج آزمون میدانی امپدانس ولتاژ (امپدانس اتصال کوتاه) باید با نتایج آزمون کارخانه‌ای قابل مقایسه باشند.

تلفات کارخانه تحت آزمایش تحریک سه فاز، در ولتاژ نامی اندازه‌گیری می‌شود و به صورت مجموع مجذور سه جریان (I) ضربدر مقاومت (R) و تلفات سرگردان گزارش می‌شود. اندازه‌گیری تلفات به صورت میدانی به صورت تحریک تک فاز، در جریان بسیار پایین‌تر از میزان جریان نامی اندازه‌گیری می‌شوند و به صورت $\underline{I^2R}$ در هر فاز و تلفات سرگردان گزارش می‌شوند.

### ۷-۲-۱۱-۲-۲. **اندازه‌گیری**

اندازه‌گیری جریان تحریک از دو جزء تشکیل شده است: مقدار کل جریان (mA) و تلفات (W). مقدار اندازه‌گیری جریان تحریک به مقادیر نسبی اجزای القایی و خازنی هسته و عایق بستگی دارد، در حالی که مؤلفه تلفات همیشه به واسطه تلفات هسته تعیین می‌شود که عمدتاً توسط جریان‌های گردابی ایجاد می‌شود.

جریان تحریک باید در بالاترین ولتاژ آزمون ممکن اندازه‌گیری شود، اما هرگز نباید از مقدار ولتاژ نامی سیم‌پیچی که ولتاژ آزمون در آن اعمال می‌شود، بیشتر باشد. انتخاب بالاترین ولتاژ آزمون ممکن، حداکثر تنش حلقه به حلقه را ممکن می‌کند. با این حال، با توجه به شیوه‌های قدیمی و دسترسی به تجهیزاتی که قادر به اندازه‌گیری جریان تحریک هستند، در صنعت ولتاژ ۱۰ کیلوولت به عنوان حداکثر مقدار ولتاژ برای انجام این اندازه‌گیری‌ها مورد قبول است. به همین دلیل، برخی از شرکت‌ها برابری آزمایش‌های جریان تحریک میدانی با

مقادیر کارخانه‌ای را، یعنی آزمایش‌های تک فازی که در ولتاژ ۱۰ کیلوولت انجام می‌شوند، مشخص می‌کنند. ولتاژ اعمال شده تا ۱۰ کیلوولت نیز ممکن است با توان نامی دستگاه آزمون نیز محدود شود و آزمایش باید در بالاترین ولتاژ آزمون ممکن در محدوده دستگاه آزمون انجام شود.

آزمایش جریان تحریک را می‌توان با اعمال ولتاژ به پایانه‌های HV یا پایانه‌های LV انجام داد. با این حال، این آزمایش‌ها را می‌توان به سیم‌پیچ‌های HV محدود کرد. در این حالت عیوب در سیم‌پیچ‌های LV همچنان قابل شناسایی بوده و جریان شارژ مورد نیاز باید کاهش یابد. در صورت وجود عیوب مشکوک، ممکن است به اندازه‌گیری جریان تحریک در سیم‌پیچ‌های LV توجه شود.

در حالت کلی بهتر است که تمام اندازه‌گیری‌های جریان تحریک روی یک ترانسفورماتور معین با ولتاژ یکسان انجام شود. با این حال، ممکن است استثنائات خاصی در مورد ترانسفورماتورهای مجهز به LTC وجود داشته باشد. به عنوان مثال، LTCهای مجهز به اتوترانسفورماتور پیشگیرانه[1] می‌توانند هم در حالت پل هم در حالت یا غیر پل کار کنند. موقعیت LTC ممکن است دستگاه آزمون را به طور متفاوتی تحت تأثیر قرار دهد، و در نتیجه ممکن است دو ولتاژ آزمون متفاوت برای این موقعیت‌ها اعمال شود (به عنوان مثال، به ترتیب برای حالت‌های پل و غیر پل به ترتیب ۲ کیلوولت و ۱۰ کیلوولت).

توجه ۱- وضعیت‌های پل LTC معمولاً به جریان بیشتری نیاز داشته و اغلب عامل محدود کننده برای ولتاژ آزمون اعمالی می‌باشد. اگر بتوان ولتاژ آزمون را تا حدودی (مثلاً ۶ کیلوولت) به صورتی که همزمان اتوترانسفورماتور پیشگیرانه در مدار باشد، افزایش داد (پل زدن)، سپس می‌توان تمام آزمون‌ها را در تمام وضعیت‌های LTC با ولتاژ مناسب مثلاً ۵ کیلوولت انجام داد.

الگوی فاز به دست آمده برای مقدار جریان تحریک ممکن است با الگوی به دست آمده برای تلفات متفاوت باشد. مقدار تلفات همیشه وابسطه به تلفات هسته است و به این ترتیب، معمولاً دارای یک الگوی فاز مورد انتظار است. رابطه بین مقدار جریان و الگوی تلفات در تفسیر قرائت‌های جریان بسیار مفید است. زمانی که مقادیر جریان غیرمنتظره به دست می‌آید، از الگوی تلفات اغلب برای اعتبارسنجی نتایج استفاده می‌شود.

نکته ۲- شار پسماند ممکن است مقادیر جریان تحریک گمراه‌کننده‌ای ایجاد کند که این مقادیر صرفاً به عنوان معیاری برای وضعیت مدار مغناطیسی یک ترانسفورماتور استفاده شود. اگرچه مقداری شار پسماند تقریباً همیشه در هسته وجود دارد، در بیشتر موارد این شار تأثیر قابل توجهی بر نتایج آزمون ندارد. اگر شار پسماند وجود داشته باشد، توصیه می‌شود قبل از انجام آزمون، هسته را مغناطیس‌زدایی کنید. اغلب، شار پسماند در نتیجه آزمایش مقاومت سیم پیچ dc بوجود می‌آید. توصیه می‌شود قبل از هر آزمونی که ممکن است شار پسماند را بوجود آورد، آزمایش‌های جریان تحریک را انجام دهید.

---

[1] preventive autotransformer

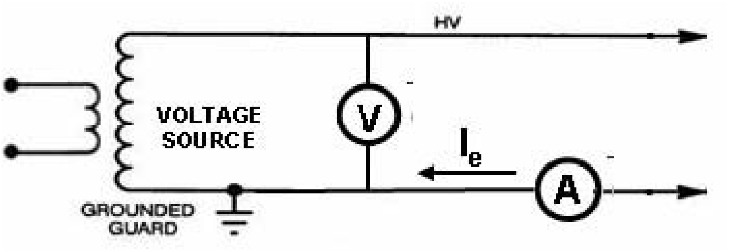
پایانه‌های سیم‌پیچ که معمولاً در حین بهره‌برداری به زمین متصل می‌شوند، باید در طول آزمون‌های جریان تحریک، به‌جز سیم‌پیچ که ولتاژ آزمون بر روی آن اعمال می‌شود، زمین شوند. به عنوان مثال، در یک ترانسفورماتور ستاره - ستاره، نول سیم‌پیچی که ولتاژ آزمون به آن اعمال می‌شود به سیم برگشتی (اندازه‌گیری) مدار اندازه‌گیری متصل می‌شود، در حالی که نول سیم‌پیچ دیگر به زمین متصل می‌شود.

**هشدار**

به علت اینکه در طول آزمون، ولتاژ در تمام سیم‌پیچ‌ها القا می‌شود، باید در مجاورت پایانه‌های ترانسفورماتور اقدامات احتیاطی را جهت جلوگیری از برق گرفتگی انجام داد.

### ۷-۲-۱۱-۲-۳. تجهیزات

تجهیزات مورد نیاز برای آزمون جریان تحریک شامل یک منبع تغذیه تک فاز ۵۰ یا ۶۰ هرتز با قابلیت اعمال حداکثر ولتاژ ۱۰ کیلوولت و یک مدار اندازه‌گیری با قابلیت اندازه‌گیری جریان بر حسب میلی‌آمپر (mA) و اندازه‌گیری تلفات توان به صورت اختیاری بر حسب وات (W) می‌باشد. مدار اندازه‌گیری باید بتواند در حالت (UST[1]) در مد زمین-گارد کار کند (به بخش ۹-۳-۳ مراجعه کنید). سیم برگشتی از سیم‌پیچ تحت آزمون باید از زمین و از هر جریان دیگری که سعی در بازگشت به مجموعه تحت آزمون دارد جدا شود. جریان‌های برگشتی نامطلوب باید از طریق ترمینال زمین-گارد به مجموعه آزمون برگردند. شکل ۳ مدار آزمایش پایه را نشان می‌دهد.



شکل ۳- مدار اندازه‌گیری پایه

### ۷-۲-۱۱-۲-٤. روش آزمون

باید روی ترانسفورماتورهای در حال آزمون اندازه‌گیری‌های جریان تحریک نشان داده شده در جدول ۱۰ انجام شوند.

---

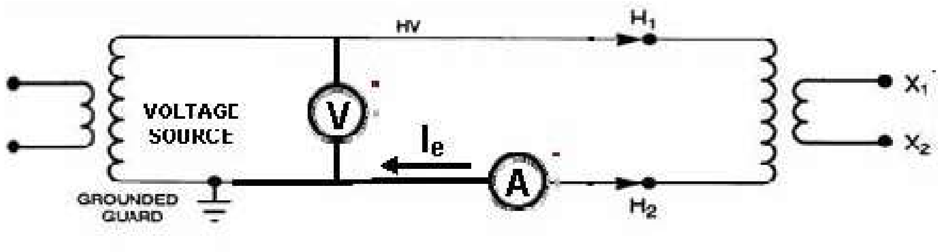
[1] ungrounded specimen test

**جدول ۱۰- اندازه‌گیری‌های مورد نیاز برای آزمون جریان تحریک**

| | |
|---|---|
| با LTC | در حالت‌های LTC زیر نسبت به آزمون اقدام کنید: نیمی از وضعیت‌های LTC، خنثی، و یک حالت در مسیر مخاول. به نکات ۱ تا ۳ مراجعه کنید[1]. |
| بدون LTC | وضعیت DETC که با شرایط حالت سرویس مشخص می‌شود. |
| نکته ۱: در این آزمون‌ها DETC باید در وضعیت مربوط به شرایط سرویس قرار داده شود.<br>نکته ۲: آزمون جریان بی‌باری به طور قابل توجهی تحت تأثیر تغییر وضعیت تپ قرار نمی‌گیرد، مگر اینکه تغییر منجر به تغییر در مدار شار مغناطیسی شود. بنابراین، موقعیت‌های تپ ذکر شده در بالا برای نشان دادن عملکرد قابل قبول، مشروط به نظرات یادداشت ۳ کافی است.<br>نکته ۳: برخی از ترانسفورماتورها با ولتاژهای پله نابرابر طراحی شده‌اند. اگر از ولتاژ پله برای تحریک یک ترانسفورماتور کمکی، مانند یک اتوترانسفورماتور پیشگیرانه یا راکتور استفاده شود، باید یک آزمون جریان تحریک اضافی در موقعیت LTC انجام شود که منجر به حداکثر ولتاژ تحریک در ترانسفورماتور کمکی شود. | |

اتصالات آزمون برای پیکربندی‌های مختلف سیم‌پیچ در شکل ۴/جدول ۱۱، شکل ۵/جدول ۱۲، شکل ۶/جدول ۱۳، و شکل ۷/جدول ۱۴ نشان داده شده است.

## اندازه‌گیری جریان تحریک برای ترانسفورماتور تک فاز



شکل ۴- مدار اندازه گیری ترانسفورماتور تک فاز

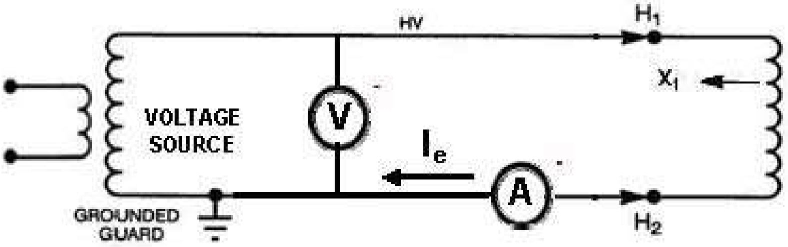
**جدول ۱۱- روش آزمون برای ترانسفورماتور تک فاز**

| شماره آزمون | برقدار | ورودی اندازه‌گیری | پایانه‌های شناور[1] | جریان اندازه‌گیری (Ie) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $H_1$ | $H_2$ [2] | $X_1X_2$ $Y_1Y_2$ | $H_1$- $H_2$ |
| 2 | $H_2$[2] | $H_1$ | $X_1X_2$ $Y_1Y_2$ | $H_2$- $H_1$ |
| [1] پایانه های X و Y که به طور معمول به زمین متصل هستند باید به زمین متصل شوند<br>[2] ممکن است $H_2$ به صورت $H_0$ نیز مشخص شود. | | | | |

## اندازه‌گیری جریان تحریک برای اتوترانسفورماتور تک فاز

---

[1] در برخی منابع توصیه شده که این تست در همه‌ی تپ‌های OLTC انجام شود.



**شکل ۵- مدار اندازه گیری اتوترانسفورماتور تک فاز**

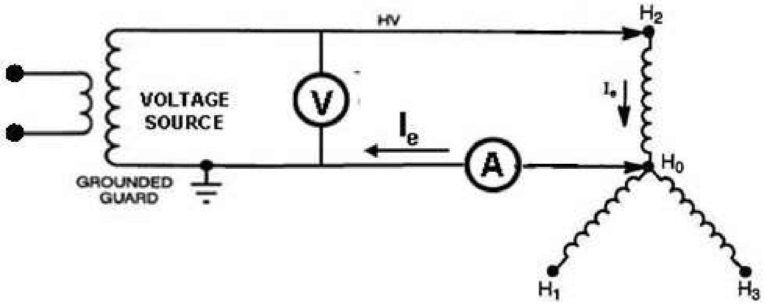
**جدول ۱۲- روش آزمون برای اتوترانسفورماتور تک فاز**

| شماره آزمون | برقدار | ورودی اندازه‌گیری | پایانه‌های شناور[1] | جریان اندازه‌گیری (Ie) |
|---|---|---|---|---|
| ۱ | $H_1$ | $H_0X_0$ [2] | $Y_1Y_2$ | $H_1$- $H_0X_0$ |
| ۲ | $H_0X_0$ | $H_1$ | $Y_1Y_2$ | $H_0X_0$- $H_1$ |

[1] پایانه های Y که به طور معمول به زمین متصل هستند باید به زمین متصل شوند

[2] ممکن است $H_2$ به صورت $H_0$ یا $X_2$ یا $X_0$ نیز مشخص شود.

## اندازه‌گیری جریان تحریک برای ترانسفورماتور سه فاز با اتصال ستاره



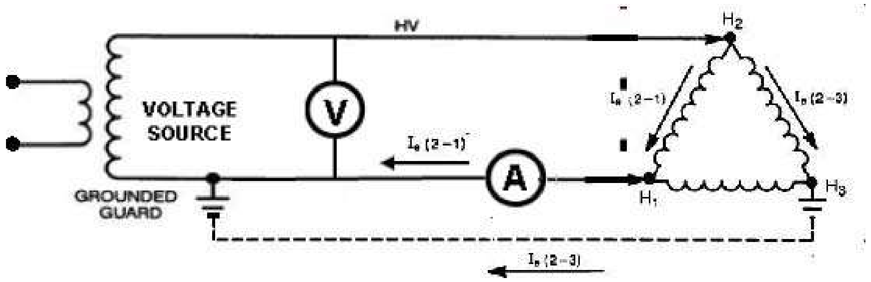
**شکل ۶- مدار اندازه گیری ترانسفورماتور سه فاز ستاره**

**جدول ۱۳- روش آزمون برای ترانسفورماتور سه فاز ستاره**

| شماره آزمون | برقدار | ورودی اندازه‌گیری | پایانه‌های شناور[1] | جریان اندازه‌گیری (Ie) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $H_1$ | $H_0$ | $H_2H_3$ $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_1$- $H_0$ |
| 2 | $H_2$ | $H_0$ | $H_1H_3$ $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_2$- $H_0$ |
| 3 | $H_3$ | $H_0$ | $H_1H_2$ $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_3$- $H_0$ |

[1] پایانه های X و Y که به طور معمول به زمین متصل هستند باید به زمین متصل شوند

## اندازه‌گیری جریان تحریک برای ترانسفورماتور سه فاز با اتصال مثلث



**شکل ۷- مدار اندازه گیری ترانسفورماتور سه فاز مثلث**

**جدول ۱۴- روش آزمون برای ترانسفورماتور سه فاز مثلث**

| شماره آزمون | برقدار | ورودی اندازه‌گیری | زمین شده | پایانه‌های شناور[1] | جریان اندازه‌گیری (Ie) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | $H_1$ | $H_3$ | $H_2$ | $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_1$- $H_3$ |
| 2 | $H_2$ | $H_1$ | $H_3$ | $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_2$- $H_1$ |
| 3 | $H_3$ | $H_2$ | $H_1$ | $X_1X_2X_3$ $Y_1Y_2Y_3$ | $H_3$- $H_2$ |

[1] پایانه های X و Y که به طور معمول به زمین متصل هستند باید به زمین متصل شوند

### ۷-۲-۱۱-۲-۵. تفسیر نتایج آزمون

روش معمول برای تفسیر نتایج آزمون جریان تحریک، مقایسه نتایج با آزمایش‌های قبلی یا با ترانسفورماتورهای تک فاز مشابه یا با فازهای یک ترانسفورماتور سه فاز مشابه می‌باشد. برای اکثر ترانسفورماتورهای سه فاز، الگوی دو مقدار بیشتر یکسان در فازهای کناری و یک مقدار کمتر در فاز وسطی وجود دارد. توصیه می‌شود آزمون‌های اولیه در نیمی از موقعیت‌های LTC، موقعیت خنثی و یک پله در جهت مخالف انجام شود. نتایج ممکن است برای موقعیت‌های مختلف LTC متفاوت باشد، اما انتظار می‌رود که رابطه بین فازها بدون تغییر باقی بماند. درک چگونگی تأثیر LTC بر مقدار جریان هز فاز، برای بهبود تفسیر مناسب نتایج ضروری است.

سه نوع الگو را می‌توان به راحتی توصیف کرد:

الف) الگوی زیاد- کم - زیاد (HLH).

- مورد انتظار برای یک ترانسفورماتور نوع هسته‌ای سه ستونه.
- مورد انتظار برای یک ترانسفورماتور هسته‌ای (یا ذرهی) پنج ستونه با سیم‌پیچ ثانویه با اتصال مثلث.

ب) الگوی کم- زیاد - کم (LHL).

- در صورت عدم رعایت پروتکل‌های آزمون معمول، روی ترانسفورماتور هسته‌ای سه ستونه به دست می‌آید.
- نول سمت فشار قوی ترانسفورماتور با اتصال ستاره در دسترس نباشد.

– زمانی به دست می‌آید که سومین پایانه در ترانسفورماتور دارای اتصال مثلث به زمین وصل نشده باشد.

– مورد انتظار برای یک ترانسفورماتور هسته‌ای چهار ستونه.

ج) هر سه الگوی مشابه

– مورد انتظار برای یک ترانسفورماتور هسته‌ای (یا ذرهی) پنج ستونه با سیم‌پیچ ثانویه دارای اتصال غیر مثلث.

مراجع در ضمیمه دهم ارائه شده است (Poulin [B66], Rickley and Clark [B67], Rickley et al. [B68], Lachman [B54], Duplessis [B25], IEEE Std 62™-1995[B33]).

## ۷-۲-۱۲. آزمون امپدانس نشتی/آزمایش امپدانس اتصال کوتاه

### ۷-۲-۱۲-۱. کلیات

برای تشخیص و شناسایی آسیب فیزیکی در سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور، امپدانس اتصال کوتاه یا راکتانس نشتی ترانسفورماتورهای قدرت اغلب به صورت میدانی اندازه‌گیری می‌شود. در طول عمر یک ترانسفورماتور، چندین اضافه جریان ممکن است بر روی ترانسفورماتور رخ دهد. تغییر شکل سیم‌پیچ می‌تواند ناشی از تنش‌های الکترومکانیکی زیاد ناشی از جریان‌های بالا باشد. ترانسفورماتورها می‌توانند با وجود تغییر شکل در شرایط بار معمولی به خوبی عمل کنند. با این حال، یکپارچگی مکانیکی چنین ترانسفورماتوری کاهش می‌یابد و احتمال اینکه منجر به خرابی فوری در صورت وجود یک حادثه اضافه جریان شود، بیشتر می‌شود. علاوه بر این، آسیب به سیم‌پیچی می‌تواند در حین حمل و نقل و نصب رخ دهد. آزمون راکتانس نشتی به تغییر شکل سیم‌پیچ حساس است و به همین دلیل می‌توان از آن برای تشخیص وجود اعوجاج در سیم‌پیچ‌ها و اندازه‌گیری خطر خرابی استفاده کرد.

آزمایش‌های راکتانس نشتی باید در چارچوب سایر آزمایش‌هایی که نسبت به تغییر شکل سیم‌پیچ حساس هستند، بررسی شوند. این آزمون‌ها به شرح زیر هستند:

- ✓ تجزیه و تحلیل پاسخ فرکانسی
- ✓ ضربه ولتاژ پایین
- ✓ ظرفیت خازنی (به عنوان بخشی از آزمایش تانژانت دلتا-PF)

#### ۷-۲-۱۲-۱-۱. رابطه بین راکتانس نشتی و امپدانس اتصال کوتاه و رابطه خطی بین جریان و شار نشتی

مسیر شار نشتی شامل هسته آهنی و فضای نفوذپذیری ترانسفورماتور (هوا/روغن) است. رلوکتانس اولی به طور قابل توجهی کمتر از دومی است. بنابراین، رلوکتانس مسیر شار نشتی توسط فضای هوا/روغن تعیین می‌شود که یک رابطه خطی بین جریان و شار نشتی ایجاد می‌کند. بنابراین، تغییر در پریونیت شار (Ψ) باعث تغییر در جریان می‌شود، یعنی، اندوکتانس نشتی ($L = \Psi/I$)، بدون توجه به سطح فعلی شار ثابت باقی می‌ماند. این به این معنی است که راکتانس نشتی اندازه‌گیری شده در چندین آمپر، همان راکتانسی است که در جریان بار کامل (با یک خطای محدود) اندازه‌گیری می‌شود. این اصل باعث می‌شود تا امپدانس اتصال کوتاه اندازه‌گیری شده در کارخانه با راکتانس نشتی اندازه‌گیری شده به صورت میدانی را بتوان مقایسه شود.

### ۷-۲-۱۲-۱-۲. اندازه‌گیری کارخانه‌ای امپدانس و تلفات بار در مقابل اندازه‌گیری میدانی راکتانس نشتی و تلفات

در کارخانه:

– اندازه‌گیری از جریان تحریک سه فاز و نامی استفاده می‌کند و امپدانس با استفاده از میانگین امپدانس سه فاز بدست می‌آید.

– تلفات بار برابر با مجموع تلفات $I^2R$ و تلفات سرگردان در جریان بار کامل می‌باشد.

به صورت میدانی:

– اندازه‌گیری معمولاً از جریان تحریک تک فاز و با استفاده از جریان ایجاد شده با ولتاژ اعمالی کم (مثلاً ۲ A تا ۱۰ A و ۱۰۰ V) بدست می‌آید و راکتانس نشتی هر فاز با استفاده از مؤلفه راکتیو امپدانس بدست می‌آید.

– تلفات بیانگر مجموع تلفات $I^2R$ و سرگردان مربوط به جریانی خیلی کمتر از جریان بار نامی می‌باشد.

تأثیر ترکیبی ابزارهای مختلف و تنظیمات آزمون، تفاوت در توزیع شار تحریک در حالت سه و تک فاز، وجود جزء مقاومتی، و میانگین‌گیری داده‌های کارخانه می‌تواند یک واریانس قابل‌توجه‌ای بین این دو مقدار ایجاد کند. با این حال، با وجود تفاوت بین شرایط آزمون کارخانه و میدانی، امپدانس کارخانه‌ای که در پلاک مشخصات نوشته شده می‌تواند به عنوان یک راهنمای مفید (بیشتر به عنوان اندازه‌گیری اولیه میدانی) برای ارزیابی مقدار اندازه‌گیری شده میدانی استفاده شود. با این حال، تلفات کارخانه را نمی‌توان با تلفات اندازه‌گیری شده به صورت میدانی مقایسه کرد. راکتانس نشتی به علت اینکه فقط بخش راکتیو امپدانس را شامل می‌شود اغلب بر حسب X٪ بیان می‌شود، در حالی که امپدانس اتصال کوتاه (Z٪) شامل امپدانس کل است. با توجه به قابلیت تعویض این دو آزمون برای تشخیص‌های میدانی، روش‌ها و حدود مجاز را می‌توان برای هر دو نوع اندازه‌گیری استفاده کرد.

### ۷-۲-۱۲-۱-۳. روش‌های آزمون راکتانس نشتی

دو روش برای انجام آزمون‌های راکتانس نشتی وجود دارد که به شرح زیر است:

- ✓ روش آزمون معادل سه فاز

✓ روش آزمون تک فاز

برای ترانسفورماتورهای سه فاز جدید یا بازسازی شده، نتایج اولیه آزمون معادل سه فاز با مقدار پلاک نامی مقایسه می‌شود. مجموعه‌ای از سه آزمون در هر فاز نیز برای مقایسه بین فازها انجام می‌شود و معیاری را برای تفسیرهای آتی فراهم می‌کند. برای ترانسفورماتورهای تک فاز، آزمون‌ها تک فاز انجام می‌شود و نتایج با مقادیر پلاک نامی مقایسه می‌شود. برای مقایسه مناسب نتایج آزمون راکتانس نشتی، ضروری است که همه آزمون‌ها در همان موقعیت‌های DETC و LTC انجام شوند که در پلاک نامی یا نتایج معیار[1] نشان داده شده است.

### ۷-۲-۱۲-۱-٤. حدود راکتانس نشتی

برای ترانسفورماتورهای سه فاز، نتایج آزمون معادل سه فاز باید حداکثر ۳ درصد از مقادیر پلاک نامی اختلاف داشته باشد. در تفسیر نتایج حتماً باید اثرات مختلف دستگاه آزمون ترانسفورماتور، ابزارهای دقیق مورد استفاده، یا موقعیت تپ‌چنجر در نظر گرفته شود.

برای ترانسفورماتورهای سه فاز، نتایج آزمون هر فاز باید حداکثر ۳ درصد از مقدار میانگین هر سه فاز اختلاف داشته باشد. در برخی موارد نادر، ممکن است که اندازه‌گیری معادل سه فاز با نتایج پلاک نامی/معیار مطابقت داشته باشد، اما اندازه‌گیری تک فاز اینگونه نباشد. این می‌تواند به دلیل تأثیر ایجاد شده توسط رلوکتانس مسیر شار نشتی در خارج از کانال نشتی باشد، در نتیجه تغییرات در کانال نشتی را پنهان می‌کند. در این موارد، نتایج حاصل از اندازه‌گیری معادل سه فاز باید به عنوان معیاری برای مقایسه آتی مورد استفاده قرار گیرد.

برای ترانسفورماتورهای تک فاز، نتایج آزمایش هر فاز باید حداکثر ۳٪ از مقدار پلاک نامی اختلاف داشته باشد.

### ۷-۲-۱۲-۱-۵. مراحل و روش‌های آزمایش

در حال حاضر مجموعه‌های آزمون (دستگاه‌های تست ترانسفورماتور) راکتانس نشتی تجاری وجود دارند که می‌توانند تنظیمات آزمون، گزارش‌دهی و ثبت داده‌ها را ساده‌تر کنند. هنگام انجام آزمون‌های راکتانس نشتی سه فاز یا تک فاز با استفاده از این ابزار، برای روش آزمون و راه‌اندازی به راهنمای خود سازنده دستگاه تست ترانسفورماتور مراجعه کنید. همچنین می‌توان آزمایش را با استفاده از ولت متر-آمپرمتر انجام داد.

به طور کلی، امپدانس اتصال کوتاه، راکتانس و مؤلفه‌های امپدانس را می‌توان با رابطه (۲)، رابطه (۳)، رابطه (۴)، و رابطه (۵) محاسبه کرد:

$$Z = V/I \tag{۲}$$

$$R = R_{P\text{-}dc} + R_{S\text{-}dc} + R_L \tag{۳}$$

$$R = P/I^2 \tag{٤}$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \tag{٥}$$

---

[1] benchmark

در رابطه (۲) تا (۵)، Z امپدانس اتصال کوتاه است. X راکتانس و R مقاومت کل است که به تلفات dc سیم‌پیچ اولیه ($R_{P\text{-}dc}$)، تلفات سیم‌پیچ ثانویه ($R_{S\text{-}dc}$) و تلفات جریان گردابی ناشی از شار نشتی در هادی‌ها، سیم‌پیچ‌ها و اجزای ساختاری ($R_L$) تقسیم می‌شود.

هنگام استفاده از یک ولت متر-آمپرمتر دستی، از یک منبع تغذیه برای عبور جریان از سیم‌پیچ فاز تحت آزمون استفاده می‌شود. جریان و ولتاژ دو سر امپدانس به طور همزمان اندازه‌گیری می‌شوند و سپس امپدانس با نسبت ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده به دست می‌آید.

### ۷-۲-۱۲-۲. راکتانس نشتی: آزمون معادل سه فاز

آزمایش معادل سه فاز برای هر دو سیم‌پیچ با پیکربندی مثلث و ستاره انجام می‌شود. در هر دو مورد، پایانه‌های نول استفاده نمی‌شوند. سه ترمینال بوشینگ سمت LV با هم اتصال کوتاه می‌شوند. سیم‌های اتصال کوتاه شده باید سایز مناسب بزرگتر از 1 AWG داشته باشند، به طوری که نتایج آزمایش تحت تأثیر مقاومت ایجاد شده توسط سیم‌های با سایز کوچک قرار نگیرد. اتصال کوتاه ایجاد شده باید تا حد امکان کوتاه باشد. کنتاکت‌ها باید تمیز و محکم باشند. سه مجموعه اندازه‌گیری بر روی سه جفت پایانه بوشینگ که مربوط به سه ستون سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور است، انجام می‌شود. برای پیکربندی مثلث یا ستاره، این آزمون‌ها معمولاً از H1 به H2، H2 به H3 و H3 به H1 می‌باشد.

$$\%X = [(1/60)\sum X_m][S_{3\Phi} / V^2_{LL}] \tag{۶}$$

در رابطه (۶)، سه اندازه‌گیری راکتانس مجزا با هم جمع می‌شوند و $\sum Xm$ بدست آید. $S_{3\Phi}$ و $V_{LL}$ توان سه فاز مبنا و ولتاژ خط به خط سیم‌پیچی است که اندازه‌گیری در آن انجام می‌شود. توان سه فاز دارای واحد کیلوولت آمپر و ولتاژ خط به خط دارای واحد کیلوولت می‌باشد.

### ۷-۲-۱۲-۳. راکتانس نشتی: آزمون معادل در هر فاز (تک فاز)

آزمون معادل در هر فاز می‌تواند در بررسی بیشتر سیم‌پیچ‌ها بسیار مفید باشد. از آزمون معادل سه فاز می‌توان برای مشاهده میانگین هر سه فاز و مقایسه آنها با مقادیر پلاک نامی استفاده کرد. با توجه به اینکه سه فاز میانگین می‌شوند، نتایج می‌تواند مخفی شده که در آزمون هر فاز با دقت بیشتری می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد. به طور کلی، سه فاز باید به خوبی با هم مقایسه شوند. تفاوت میانگین برابر با تفاوت بین نتیجه هر فاز در آزمون تک فاز و میانگین سه نتیجه تک فاز می‌باشد. به طور معمول، میانگین اختلاف نباید بیشتر از ۳٪ باشد.

در این آزمون، اندازه‌گیری در هر ستون هسته در سمت اولیه به صورتیکه پایانه‌های ستون‌های هسته مربوطه در سمت ثانویه با هم اتصال کوتاه هستند، انجام می‌شود. روش آزمون از دو جهت با معادل سه فاز متفاوت

است: (۱) هر بار فقط یک ستون هسته در سمت ثانویه کوتاه می‌شود و (۲) سیم‌پیچی با پیکربندی ستاره بر اساس هر ستون آزمون می‌شود، نه به صورت خط به خط.

برای سیم پیچ با اتصال مثلث:

$$\%X = [(1/30)\, X_m][S_{3\Phi} / V^2_{LL}] \qquad (۷)$$

برای سیم پیچ با اتصال ستاره:

$$\%X = [(1/10)\, X_m][S_{3\Phi} / V^2_{LL}] \qquad (۸)$$

در رابطه (۷) و (۸)، سه اندازه‌گیری راکتانس جداگانه با هم جمع می‌شوند تا $\sum X_m$ را تشکیل دهند. $S_{3\Phi}$ و $V_{LL}$ توان مبنای سه فاز و ولتاژ خط به خط سیم‌پیچی هستند که اندازه‌گیری بر روی آن انجام می‌شود. توان سه فاز دارای واحد کیلوولت آمپر و ولتاژ خط به خط دارای واحد کیلوولت می‌باشد.

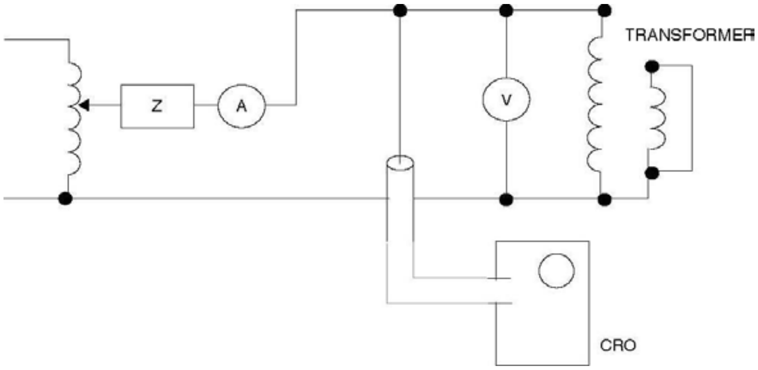
### ۷-۲-۱۲-٤. روش آزمون دستی

روش آزمون دستی برای آزمایش ترانسفورماتورهای تک فاز یا سه فاز قابل استفاده است.

برای اندازه‌گیری‌ها باید از مترهای True rms(ولت متر و آمپرمتر) با دقت حداقل ۰.۵٪ و منبع تغذیه سینوسی با فرکانس نامی استفاده شود. منبع تغذیه قابل تنظیم را می‌توان از ترانسفورماتور تغذیه داخلی پست از طریق یک اتوترانسفورماتور متغیر با ولتاژ ۰ تا ۲۸۰ ولت و حداقل ۱۰ آمپر بدست آورد. همچنین می‌توان از یک تقویت کننده توان کاملاً ایزوله با یک نوسان‌ساز داخلی با حداقل توان ۲۵۰ VA استفاده کرد. به علت اینکه شکل موج خروجی ژنراتور معمولاً دارای اعوجاج است و فرکانس آن به اندازه کافی پایدار نیست، منبع تغذیه قابل تنظیم نباید مستقیماً از یک ژنراتور موتور بنزینی سیار بدست آید.

#### ۷-۲-۱۲-٤-۱. آزمون امپدانس ترانسفورماتور تکفاز

یکی از دو سیم‌پیچ ترانسفورماتور (معمولاً سیم‌پیچ LV) با یک هادی با امپدانس کم اتصال کوتاه شده و ولتاژ در فرکانس نامی به سیم‌پیچ دیگر اعمال می‌شود. بسته به توان ترانسفورماتور مورد آزمون، ولتاژ اعمالی طوری تنظیم می‌شود تا جریان گردشی در حدود ۰.۵٪ تا ۱.۰٪ جریان نامی در سیم‌پیچ‌ها یا ۲ آمپر تا ۱۰ آمپر بدست آید. باید دقت کرد که جریان آزمون محدود شود تا به دلیل بارگذاری بیش از حد منبع تغذیه، شکل موج ولتاژ اعمالی تغییر نکند. می توان از یک اسیلوسکوپ برای مشاهده شکل موج ولتاژ در طول آزمون استفاده کرد. ولتاژ اعمالی بدون اینکه خطاهای قابل توجهی ایجاد کند، می‌تواند در مقایسه با ولتاژ نامی سیم‌پیچ بسیار کم باشد. یک پیکربندی معمول در شکل ۸ نشان داده شده است.



**شکل ۸- اندازه گیری امپدانس اتصال کوتاه در ترانسفورماتور تک فاز**

برای اندازه‌گیری دقیق، ولت متر باید مستقیماً به پایانه‌های ترانسفورماتور متصل شود تا از افت ولتاژ در سیم‌های حامل جریان جلوگیری شود. محدوده دستگاه‌های اندازه‌گیری (ولت متر، آمپر متر و ...) باید طوری انتخاب شوند که اندازه‌گیری با آنها در نیمه بالایی مقیاس کامل باشد (برای مثال برای ولت متر با رنج ۶۰۰ ولت، ولتاژ خوانده شده بالای ۳۰۰ ولت باشد. در غیر این صورت باید رنج دستگاه تغییر کند). اندازه‌گیری جریان و ولتاژ باید به طور همزمان خوانده شود.

Z٪ ترانسفورماتور تک فاز را می‌توان با استفاده از رابطه (۹) محاسبه کرد:

$$\%Z \text{ single-phase} = (1/10) \times [(E_m / I_m) \times kVA_r / (kV_r)^2] \qquad (۹)$$

که در آن:

Em= ولتاژ آزمون اندازه گیری شده

Im= جریان آزمون اندازه گیری شده

kVAr= توان نامی ترانسفورماتور بر حسب کیلوولت آمپر

kV= ولتاژ نامی سیم‌پیچی که ولتاژ به آن اعمال شده بر حسب کیلوولت

### ۷-۲-۱۲-۴-۲. آزمون امپدانس اتوترانسفورماتور

یک اتوترانسفورماتور ممکن است برای آزمون امپدانس بدون تغییر اتصالات داخلی آن آزمون شود. این آزمایش با اتصال کوتاه پایانه‌های LV و اعمال ولتاژ در فرکانس نامی به پایانه‌های HV انجام می‌شود. همان روشی که برای ترانسفورماتور تک فاز استفاده می‌شود، دنبال می‌شود.

### ۷-۲-۱۲-۴-۳. آزمون امپدانس ترانسفورماتور سه فاز دو سیم‌پیچه

برای آزمون امپدانس یک ترانسفورماتور سه فاز ممکن است با استفاده از منبع تغذیه تک فاز بدون توجه به اتصالات سیم‌پیچ استفاده کرد. پایانه‌های نول، در صورت وجود، استفاده نمی‌شوند. این آزمایش با اتصال کوتاه سه سیم‌پیچ پایانه‌های LV و اعمال یک ولتاژ تک فاز با فرکانس نامی به دو پایانه سیم‌پیچ دیگر انجام می‌شود. سه

اندازه‌گیری متوالی روی سه جفت پایانه با تنظیم جریان آزمون در یک مقدار مشخص انجام می‌شود (مانند $H_1$ و $H_2$، $H_2$ و $H_3$، $H_3$ و $H_1$). سپس ٪Z ترانسفورماتور سه فاز با رابطه (۱۰) به دست می‌آید:

$$\%Z \text{ three-phase} = (1/60) \times [(E_{12} + E_{23} + E_{31})/I\,] \times [kVA_{3r}/(kV_{1r})^2] \qquad (۱۰)$$

که در آن:

$E_{12}$، $E_{23}$، $E_{31}$ = ولتاژهای آزمون اندازه‌گیری شده
$I_m$= جریان آزمون اندازه‌گیری شده
kVA = توان نامی سه فاز بر حسب کیلوولت آمپر
$kV_{1r}$ = ولتاژ نامی خط به خط سیم‌پیچی که ولتاژ به آن اعمال شده

**۷-۲-۱۲-۴-۴. آزمون امپدانس ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه**

یک ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه، که ممکن است تک فاز یا سه فاز باشد، ممکن است برای انجام اندازه‌گیری امپدانس دو سیم‌پیچ با هر جفت سیم‌پیچ (که به معنی سه اندازه‌گیری امپدانس متفاوت است) مورد آزمون قرار گیرد و از همان رویه بیان شده برای ترانسفورماتور دو سیم‌پیچ استفاده شود. امپدانس معادل منحصر بفرد هر سیم‌پیچ را می‌توان با استفاده از رابطه ۱۱، رابطه ۱۲ و رابطه ۱۳ تعیین کرد:

$$Z_1 = (Z_{12} - Z_{23} + Z_{32})/2 \qquad (۱۱)$$

$$Z_2 = (Z_{23} - Z_{31} + Z_{12})/2 \qquad (۱۲)$$

$$Z_3 = (Z_{31} - Z_{12} + Z_{23})/2 \qquad (۱۳)$$

که در آن:

$Z_{12}$، $Z_{23}$، $Z_{31}$= مقادیر امپدانس اندازه‌گیری‌شده بین جفت سیم‌پیچ‌ها، همانطور که مشخص شده، و بر مبنای kVA یکسان می‌باشند.

**۷-۲-۱۲-۴-۵. آزمون امپدانس اتوترانسفورماتور با سیم‌پیچ ثالثیه**

یک اتوترانسفورماتور با سیم‌پیچ ثالثیه، که ممکن است تک فاز یا سه فاز باشد، از نظر آزمون امپدانس با همان روشی که در آزمون ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه استفاده شد، تحت آزمون قرار گیرد.

### ۷-۲-۱۲-۵. تفسیر نتایج آزمون امپدانس

تغییر در امپدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتور نشان دهنده جابجایی احتمالی سیم‌پیچ است. از آنجایی که دقت اندازه‌گیری کل (مجموع دقت وسایل اندازه‌گیری) بهتر از ۱٪ نیست، اگر دقت هر وسیله اندازه‌گیری حداکثر ۰.۵٪ در نظر گرفته شود، تغییرات ۲٪± در امپدانس اتصال کوتاه معمولاً قابل توجه نیست. همچنین تغییرات بیش از ۳٪± در امپدانس اتصال کوتاه باید قابل توجه در نظر گرفته شود. به عنوان مثال، تغییر امپدانس اتصال

کوتاه از ۵.۰٪ به ۵.۴٪ به علت اینکه نشان دهنده تغییر به میزان ۸٪ است باید قابل توجه در نظر گرفته شود. برای اطلاعات بیشتر در مورد آزمون امپدانس، به IEEE Std C57.12.90 مراجعه کنید.

### ۷-۲-۱۳. مقاومت عایقی

آزمون‌های مقاومت عایقی برای تعیین مقاومت عایقی بین هر سیم‌پیچ با زمین یا بین سیم‌پیچ‌ها انجام می‌شود. آزمون‌های مقاومت عایقی معمولاً مستقیماً بر حسب مگااهم اندازه‌گیری می‌شوند یا ممکن است بر مبنای اندازه‌گیری ولتاژ اعمالی و اندازه‌گیری جریان نشتی محاسبه شوند.

روش توصیه شده در اندازه‌گیری مقاومت عایق این است که مخزن (و هسته) همیشه زمین شوند. هر سیم‌پیچ ترانسفورماتور را در پایانه‌های بوشینگ‌ها اتصال کوتاه کنید. سپس اندازه‌گیری مقاومت بین هر سیم‌پیچ و سایر سیم‌پیچ‌های متصل به زمین انجام می‌شود.

سیم‌پیچ‌ها هرگز نباید در اندازه‌گیری مقاومت عایق شناور بمانند. برای اندازه‌گیری مقاومت عایق سیم‌پیچ زمین شده، باید زمین سیم‌پیچ‌هایی که به صورت صلب زمین شده‌اند جدا شود. اگر زمین را نتوان جدا کرد، مانند برخی از سیم‌پیچ‌ها با نول زمین شده صلب، مقاومت عایق سیم‌پیچ را نمی‌توان اندازه‌گیری کرد. در این حالت این قسمت را به عنوان بخشی از بخش زمین شده مدار در نظر بگیرید.

#### ۷-۲-۱۳-۱. اتصالات آزمون متداول

بسته به نوع ترانسفورماتور و تعداد سیم‌پیچ‌ها باید از اتصالات آزمون زیر استفاده شود.

ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه

- (HV + LV) – GND
- HV – (LV + GND)
- LV – (HV + GND)

ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه

- HV – (LV + TV + GND)
- LV – (HV + TV + GND)
- (HV + LV + TV) - GND
- TV – (HV + LV + GND)

اتو ترانسفورماتور (دو سیم‌پیچه)

- (HV + LV) – GND

اتو ترانسفورماتور (سه سیم‌پیچه)

- $(HV + LV) - (TV + GND)$
- $(HV + LV + TV) - GND$
- $TV - (HV + LV + GND)$

دمای سیم‌پیچ و روغن باید نزدیک به دمای مرجع ۲۰ درجه سانتیگراد باشد. برای تشخیص و عیب‌یابی، ممکن است از اتصال با مدار گارد برای اندازه‌گیری مقاومت عایقی استفاده شود. تحت هیچ شرایطی نباید در حالی که ترانسفورماتور در خلاء است، آزمایش انجام شود.

### ۷-۲-۱۳-۲. ولتاژهای آزمون

ولتاژهای آزمون معمولاً ۵۰۰ ولت، ۱۰۰۰ ولت، ۲۵۰۰ ولت یا ۵۰۰۰ ولت dc هستند. ولتاژ باید به صورت افزایشی افزایش یابد، معمولاً ۱ کیلوولت تا ۵.۰ کیلوولت، و برای ۱ دقیقه در حالی که جریان خوانده می‌شود، نگه داشته شود. مقاومت عایقی ممکن است با ولتاژ اعمال شده تغییر کند و هر مقایسه‌ای باید با اندازه‌گیری در همان ولتاژ انجام شود.

ولتاژ dc اعمال شده برای اندازه‌گیری مقاومت عایقی نسبت به زمین نباید از مقدار ولتاژ اعمالی فرکانس پایین rms تجاوز کند.

اگر جریان شروع به افزایش کرد و ثابت نشد، آزمون باید فوراً متوقف شود.

پس از اتمام آزمون، پایانه‌ها باید به مدت کافی به زمین متصل شوند تا بارهای الکتریکی محبوس شده به مقدار ناچیزی کاهش یابند.

### ۷-۲-۱۳-۳. تفسیر نتایج

نتایج آزمایش‌های مقاومت عایقی معمولاً بسته به طرح، نوع روغن و خشکی و تمیزی عایق مربوطه نیاز به تفسیر دارند. ترانسفورماتورهای دارای کلاس عایقی بالاتر معمولاً مقاومت عایقی بالاتری دارند. ترانسفورماتورهای پر شده با روغن مبتنی بر استر طبیعی معمولاً در مقایسه با ترانسفورماتورهای پر شده با روغن معدنی مقاومت عایق کمتری دارند. مقایسه با نتایج کارخانه یا نتایج میدانی قبلی از مقدار مطلق مگااهم اهمیت بیشتری دارد. دمای سیم‌پیچ و روغن نیز بر روی مقادیر اندازه‌گیری شده تأثیر می‌گذارد، معمولاً انجام آزمون در دمای بالاتر منجر به مقاومت عایق کمتر می‌شود.

توصیه می‌شود که مقادیر مقاومت عایقی به صورت دوره‌ای (در زمان خاموشی سرویس و نگهداری) اندازه‌گیری و رسم شود. تغییرات اساسی در مقادیر مقاومت عایق رسم شده باید بررسی شوند.

هنگامی که مقاومت عایق به زیر مقادیر خط پایه (حداقل مقدار مجاز) کاهش می‌یابد، در اکثر موارد که ترانسفورماتور طراحی خوب دارد و در مواردی که هیچ نقصی وجود ندارد، می توان با تمیز کردن و خشک کردن ترانسفورماتور، مقاومت عایقی را به استانداردهای لازم رساند.

مقاومت عایق صفر یا مقدار بسیار کم، بیان‌گر سیم‌پیچ زمین شده، اتصال کوتاه بین سیم‌پیچ به سیم‌پیچ یا وجود کربن زیاد می‌باشد. این احتمال باید با آزمون‌های اضافی مانند شاخص پلاریزاسیون، تانژانت دلتای عایق یا میزان رطوبت روغن صحت‌سنجی شود.

### ۷-۲-۱۳-٤. آزمون‌های شاخص پلاریزاسیون

شاخص پلاریزاسیون نسبت مقاومت عایق در پایان آزمون ۱۰ دقیقه‌ای به مقاومت عایق در پایان آزمون ۱ دقیقه با ولتاژ ثابت است.

کل جریان ایجاد شده هنگام اعمال ولتاژ dc حالت پایدار از سه جزء زیر تشکیل شده است:

– جریان شارژ، به دلیل ظرفیت خازنی عایق در حال اندازه‌گیری. این جریان خیلی سریع از حداکثر مقدار به صفر می‌رسد.

– جریان جذبی، به دلیل جابجایی بار مولکولی در عایق. این جریان گذرا کندتر به صفر می‌رسد.

– جریان نشتی که جریان رسانایی واقعی عایق است. جریان نشتی با ولتاژ آزمون تغییر می‌کند. همچنین ممکن است به دلیل نشتی سطحی که به خصوص به دلیل آلودگی سطحی است، یک مؤلفه داشته باشد.

از آنجایی که جریان نشتی در صورت وجود رطوبت با سرعت بیشتری نسبت به جریان جذبی افزایش می‌یابد، اندازه‌گیری مگااهم با گذشت زمان با عایق در شرایط بد به همان سرعتی که عایق در شرایط خوب است افزایش نمی‌یابد. این منجر به یک شاخص قطبی کمتر می‌شود.

مزیت شاخص نسبت این است که همه متغیرهایی که می‌توانند بر هر آزمون مگااهم تأثیر بگذارند، مانند دما و رطوبت، اساساً برای هر دو اندازه‌گیری در ۱ دقیقه و ۱۰ دقیقه یکسان هستند.

$$\text{شاخص پلاریزاسیون } (PI) = \frac{\text{اندازه‌گیری مقاومت عایقی در } 10 \text{ دقیقه بر حسب مگا اهم}}{\text{اندازه‌گیری مقاومت عایقی در } 1 \text{ دقیقه بر حسب مگا اهم}}$$

در زیر دستورالعمل‌هایی برای ارزیابی عایق ترانسفورماتور با استفاده از مقادیر شاخص پلاریزاسیون ارائه شده است:

- ✓ کمتر از ۱.۰ = خطرناک
- ✓ تا ۱.۱ = ضعیف
- ✓ تا ۱.۲۵ = مشکوک

- ✓ ۱.۲۵ تا ۲.۰ = نسبتاً خوب
- ✓ بالای ۲.۰ = خوب

روش شاخص پلاریزاسیون نباید برای ارزیابی وضعیت عایقی در ترانسفورماتورهای قدرت جدید استفاده شود.

شاخص پلاریزاسیون برای روغن همیشه نزدیک به ۱ است. بنابراین، شاخص پلاریزاسیون برای ترانسفورماتورهای با روغن‌های داری رسانایی کم (به عنوان مثال، روغن معدنی جدید) ممکن است با وجود شرایط عایق خوب پایین باشد.

## ۷-۲-۱٤. ظرفیت خازنی و ضریب تلفات (تانژانت دلتا)

### ۷-۲-۱٤-۱. مقدمه: آزمون ضریب تلفات (تانژانت دلتا) و ظرفیت خازنی

آزمون الکتریکی DF[1] همراه با آزمون ظرفیت خازنی است. برای اهداف بحث، هر دو PF[2] و DF از نظر عملکردی معادل در نظر گرفته می‌شوند. با این حال، تفاوت‌هایی در محاسبه آن‌ها وجود دارد. معمولاً در آنالیز روغن از اصطلاح DF استفاده می‌شود در حالی که این آزمون الکتریکی حداقل در آمریکای شمالی PF نامیده می‌شود. توجه داشته باشید که تانژانت دلتا نیز یکی دیگر از اصطلاحات رایج برای مراجعه به این آزمون‌ها می‌باشد. تقریباً برای همه ترانسفورماتورها، PF، DF و tan-delta برای مقادیر زیر ۱۰٪ دارای مقدار محاسبه شده یکسان تا دو رقم اعشار برای اکثر سیستم‌های عایقی هستند و در نتیجه، می‌توانند به جای یکدیگر برای ارزیابی عایقی ترانسفورماتور استفاده شوند.

PF مدت‌هاست که به عنوان یکی از مؤثرترین روش‌ها برای ارزیابی وضعیت کلی ترانسفورماتور شناخته می‌شود و در برنامه سرویس و نگهداری مبتنی بر شرایط ترانسفورماتور نقش اساسی دارد. آزمون ac خازنی زیرمجموعه‌ای از آزمون PF است به علت اینکه برای محاسبه PF مقدار خازن و جریان شارژ مربوطه مورد نیاز است. در نتیجه هر دو مقدار به دلیل ارتباط نزدیکشان با یکدیگر، معمولاً با هم ارزیابی می‌شوند. در واقع، این دو مقدار اندازه‌گیری شده برای اطمینان از اینکه وضعیت عایقی ترانسفورماتور به درستی ارزیابی می‌شود باید همیشه با هم تجزیه و تحلیل شوند.

آزمون PF ترانسفورماتورها می‌تواند در تعیین بیشتر بودن سطح آلودگی از استانداردهای مجاز یا احتمال وجود آسیب مکانیکی ناشی از جابجایی بزرگ سیم‌پیچ کمک کند. PF خود یکی از روش‌های پیشرو برای تشخیص رطوبت و آلودگی در ترانسفورماتور است، اما می‌تواند تحت تأثیر شرایط بوشینگ و محیط آزمایش نیز قرار گیرد.

---

[1] dissipation factor

[2] Power factor

اندازه‌گیری خازن (به عنوان بخشی از آزمایش PF) می‌تواند به قضاوت در مورد اینکه آیا جابجایی بزرگی در سیم‌پیچ یا وجود اتصال کوتاه در یک لایه عایقی وجود دارد، کمک کند.

### ۷-۲-۱۴-۱-۱. اصل جداسازی عایق

این راهنما شامل روش‌های آزمونی برای سه پیکربندی رایج ترانسفورماتور (یک سیم‌پیچ، دو سیم‌پیچ و سه سیم‌پیچ) است. این روش‌ها به بررسی اینکه سیستم‌های عایق موجود در ترانسفورماتورها برای تجزیه و تحلیل مجزا جدا شوند کمک می‌کند. به عنوان یک اصل، سیستم‌های عایقی نباید به صورت گروهی یا مجموعه‌ای ارزیابی شوند. به عبارت دیگر، نتایج آزمونی که بیش از یک مجموعه (ترکیب چند سیستم عایقی) از نتایج آزمون را شامل می‌شود، جز برای تأیید اعتبار آزمون، نباید ارزیابی شوند. ممکن است یک سیستم عایق خوب بتواند نتایج آزمون ضعیف به علت یک سیستم عایق دیگر را بپوشاند و در نتیجه نتایج را مخدوش کرده و اثر این سیستم عایقی ضعیف در نتایج دیده نشود.

### ۷-۲-۱۴-۱-۲. ظرفیت خازنی

سیستم‌های عایق الکتریکی در یک ترانسفورماتور را می‌توان مشابه صفحات موازی آند و کاتد خازن ساده تشبیه کرد. سه متغیر کلی به تغییر در ظرفیت کمک می‌کنند: ثابت دی‌الکتریک ، مساحت کاتد/آند و فاصله بین صفحات. هنگام استفاده از خازن به عنوان یک معیار، هدف توجه به حرکت سیم‌پیچ‌ها و سیم‌ها در داخل ترانسفورماتور است. بنابراین، تغییرات در ثابت دی‌الکتریک مطرح نیست. همچنین تغییر در ثابت دی‌الکتریک از منظر آزمون ظرفیت خازنی قابل توجه نیست مگر اینکه تغییر اساسی در ترکیب عایقی ایجاد شده باشد. هر دو سیم‌پیچ و سیم‌ها حاوی یک ماده دی‌الکتریک (عایق) بین دو الکترود (هادی‌ها) هستند. ظرفیت خازنی به ویژگی‌های ماده دی‌الکتریک و به پیکربندی فیزیکی الکترودها بستگی دارد. در دستگاه‌های الکتریکی، اگر ویژگی‌های مواد عایق یا پیکربندی هادی تغییر کند، ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده تغییر خواهد کرد. این تغییرات در اثر پیری عایق، آلودگی یا آسیب فیزیکی ایجاد می‌شود. علت اصلی تغییر در ظرفیت، تغییر فاصله بین سطوح صفحه در عنصر خازنی است.

ظرفیت خازنی می‌تواند برای کمک به ارزیابی ترانسفورماتور برای تغییر شکل مکانیکی استفاده شود. برای تجزیه و تحلیل مناسب ظرفیت، یک نتیجه معیار مورد نیاز است. اولین آزمایش خازنی انجام شده به عنوان معیار می‌باشد. آزمون‌های بعدی همیشه با نتایج معیار مقایسه می‌شوند. برای اطمینان از معتبر بودن این ارزیابی، شرایط آزمون باید سازگار باشد. تغییرات بوشینگ یا شینه به علت اینکه در اکثر آزمون‌های میدانی جزئی از آزمون می‌باشند، می‌تواند ظرفیت خازنی را در آزمون سیم‌پیچ تغییر دهد.

در آزمون‌های میدانی، سیستم‌های عایقی (ظرفیت خازنی) ترانسفورماتور نباید بیش از ۵٪ نسبت به نتایج معیار تغییر کند. اگر نتایج بالاتر از ۵٪ و کمتر از ۱۰٪ تغییر باشد، برای تعیین میزان یا شدت موضوع باید بررسی‌هایی انجام شود. اگر ظرفیت خازن بیش از ۱۰٪ تغییر کرده باشد، ترانسفورماتور نباید به سرویس بازگردد.

### ۷-۲-۱٤-۲. کاربرد

داشتن یک برنامه آزمون PF، مزایای مختلفی می‌تواند داشته باشد. آزمون‌های اولیه روی تجهیزات جدید به محض تحویل گرفتن از سازنده، وجود آلاینده‌ها و کیفیت کلی مواد را مشخص می‌کند. بسته به نوع ماده، کلاس ولتاژ و روغن، ممکن است معیارهای پذیرش متفاوتی برای حدود PF وجود داشته باشد. بهره‌برداران نهایی ممکن است بخواهند معیارهای پذیرش و معیارهای میدانی قابل قبول برای بهره‌برداری را با توجه به حساس بودن ترانسفورماتور و عملکرد مورد انتظار از آن تغییر دهند. آزمایش‌های دوره‌ای که در طول عمر تجهیزات انجام می‌شوند می‌توانند سرعت پیری طبیعی عایق یا تخریب شدیدش را نشان دهند. آزمایش‌های تشخیصی روی تجهیزات مشکوک یا خراب ممکن است محل خطا یا دلیل خرابی را نشان دهند.

آزمون‌های تلفات دی‌الکتریک بیشترین مزیت را زمانی که به صورت دوره‌ای به عنوان بخشی از یک برنامه سرویس و نگهداری کامل انجام می‌شود، به همراه دارد. برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد تئوری مربوط به آزمون PF و DF، به پیوست اول مراجعه کنید.

### ۷-۲-۱٤-۳. تجهیزات آزمون

تلفات دی‌الکتریک معمولاً بوسیله ابزار اندازه‌گیری پل، مانند پل شرینگ، پل تانژانت دلتا یا غیره تعیین می‌شود. تجهیزاتی از این قبیل معمولاً ابزاری برای تعیین مقدار ظرفیت خازن و همچنین ضریب تلفات برای عایق مورد آزمون دارند.

همراه با پل، منبع تغذیه ac و خازن استاندارد (یا معادل آن) برای اندازه‌گیری ضریب تلفات مورد نیاز است. دستگاه‌های تست ترانسفورماتور قابل حمل که شامل پل، منبع تغذیه و خازن در یک محفظه هستند برای آزمون‌های میدانی در دسترس هستند. اپراتور تجهیزات آزمون باید قبل از اقدام به انجام این اندازه‌گیری‌ها با عملکرد ابزار و کلیه مراحل ایمنی آشنا باشد. برای به دست آوردن نتایج آزمون معیار قابل مقایسه، باید دستورالعمل‌های دستگاه آزمون را دنبال کرد و از همان ابزار استفاده کرد.

### ۷-۲-۱٤-٤. ولتاژ آزمون

آزمایش‌های تلفات دی‌الکتریک را می‌توان در هر ولتاژی در محدوده عملکرد عادی تجهیزات تحت آزمون انجام داد. ممکن است انجام آزمایش PF در ولتاژ نامی روی تجهیزات HV در شرایط میدانی عملی نباشد. برای به حداقل رساندن نیاز به منبع تغذیه، تجهیزات آزمون معمولاً برای انجام آزمایش‌ها در سطوح ولتاژ و جریان مناسب طراحی می‌شوند تا تجهیزات آزمون با استفاده از منابع تغذیه معمولی، قابل حمل باشند.

ولتاژ آزمون برای یک مجموعه آزمون میدانی معمولی از زیر ۱۰۰ ولت تا ۱۲ کیلوولت متغیر است. با این حال، آزمون‌های میدانی روی اکثر تجهیزات الکتریکی معمولاً در ولتاژ نامی یا حداکثر تا ۱۰ کیلوولت انجام می‌شوند. برای ارائه قابلیت مقایسه با آزمون‌های کارخانه، نتایج آزمون PF کارخانه‌ای باید در ولتاژ اعمالی کمتر از

۱۰ کیلو در دسترس باشد. برای اهداف بهره‌برداری باید از دستورالعمل‌های سازنده و استانداردهای آزمون مناسب استفاده شود. ولتاژ آزمون نباید فراتر از ولتاژ قابل تحمل ایمن برای یک سیم‌پیچ یا سایر تجهیزاتی که در طول آزمون برقدار می‌شوند، بشود.

### ۷-۲-۱٤-۵. عوامل محیطی

ثبت شرایط محیطی در زمان آزمون به عنوان مرجعی جهت مقایسه با سوابق قبلی آزمون مهم است. ضریب تلفات عایقی می‌تواند به تغییرات دما حساس باشد، در این صورت باید یک ضریب تصحیح برای مقادیر اندازه‌گیری شده اعمال شود. این کار برای مقایسه آزمون‌های انجام شده در دماهای مختلف انجام می‌شود. دمای مرجع استفاده شده ۲۰ درجه سانتی گراد است. ممکن است فاکتورهای تصحیح توسط سازندگان تجهیزات منتشر شود. (فاکتورهای تصحیح اضافی در IEEE Std C57.12.90-2006, 10.10.5، وجود داشت که در IEEE Std C57.12.90-2010 حذف شد.)

به علت اینکه در دمای زیر صفر نتایج به صورت قابل توجهی تغییر می‌کنند، از آزمایش در این دماها باید خودداری گردد. از جمله دلایل اولیه انجام این آزمون، قابلیت تشخیص رطوبت در عایق می‌باشد. مشخصات الکتریکی یخ و آب کاملاً متفاوت است و تشخیص وجود یخ بسیار دشوارتر از تشخیص آب و گاهی حتی غیر ممکن است.

همچنین سایر عوامل محیطی مانند رطوبت نسبی و بارندگی در زمان آزمون باید برای مقایسه با نتایج آزمونی که بعداً انجام می‌شوند، ثبت شوند. مقدار بسیار کمی بخار آب روی سطح عایق خارجی می‌تواند مقدار جریان نشتی را افزایش دهد و به صورت افزایش تلفات در نتایج آزمون ظاهر شود. این عامل به ویژه برای تجهیزات با ولتاژ پایین که فاصله خزشی بوشینگ‌ها کم است، یک فاکتور مهم است. به همین دلیل، باید هنگام انجام آزمون در زمان‌هایی با رطوبت یا بارندگی بالا باید دقت شود. در غیر این صورت، ارزیابی صحیح نتایج آزمون را بسیار دشوار می‌کند.

تجهیزات متصل شده مانند بوشینگ‌ها و عایق‌های متصل به سرسیم‌ها (لیدها) اگرچه عوامل محیطی نیستند، اما می‌توانند در نتایج آزمایش اثرگذار باشند. در صورتیکه که PF این عایق‌های نگهدارنده بسیار متفاوت از PF ترانسفورماتور تحت آزمون باشد، در این حالت می‌تواند مشکل ساز شود. تأثیرات این تجهیزات باید در طول تجزیه و تحلیل در نظر گرفته شوند.

### ۷-۲-۱٤-٦. اندازه‌گیری‌ها

هر خازن (بخش عایقی) در یک سیستم عایق پیچیده باید به طور جداگانه آزمایش شود. تعیین ویژگی‌های تک تک اجزای یک سیستم پیچیده در تشخیص و مکان‌یابی عایق معیوب در سیستم ارزشمند است. تا حد امکان باید اندازه‌گیری مستقیم روی هر سیستم عایقی انجام شود.

### ۷-۲-۱٤-۷. روش های آزمون توصیه شده

- برای ملاحظات ایمنی در آزمون الکتریکی به بند ۶ مراجعه کنید.
- دستگاه الکتریکی مورد آزمون باید ایزوله باشد.
- دستگاه باید به صورت چشمی بازرسی شود تا آسیب خارجی یا شرایط غیرعادی شناسایی شود.
- روش آزمون مناسبی برای هر سیم پیچی باید انتخاب شود (سیم پیچ ثالثیه به عنوان یک سیم‌پیچی در نظر گرفته می‌شود؛ بنابراین، یک اتوترانسفورماتور با ثالثیه به عنوان یک ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه در نظر گرفته می‌شود). اگر ترانسفورماتور بیشتر از یک سیم‌پیچ (مثلاً اتو ترانسفورماتور یا راکتور) در حال آزمون است، باید از تجهیزات آزمونی استفاده شود که قادر به انجام آزمون در مد GST و مد UST باشد. در نتیجه محاسبه سیستم‌های مجزا قابل قبول نیست.
- اندازه‌گیری‌های مورد نظر باید طبق دستورالعمل‌های بهره‌برداری ارائه شده با تجهیزات آزمون انجام شود. اتصالات سیم‌ها بسته به پیچیدگی دستگاه و تجهیزات آزمایشی ممکن است چندین بار عوض شوند.
- اطلاعات پلاک دستگاه و تمام اندازه‌گیری‌ها باید ثبت شوند.
- از ولتاژ تحمل سیم‌پیچ یا دستگاه مربوطه تجاوز نکنید.
- اگر واحد مجهز به یک LTC با یک مقاومت بای پس است، LTC باید در حالت غیر خنثی قرار گیرد.
- سیم‌های آزمون زمین باید به صورت ایمن (فلز به فلز) به کابل اتصال به زمین ترانسفورماتور تحت آزمون، متصل شوند. اگر ترانسفورماتوری به زمین متصل نباشد (ترانسفورماتور یدکی)، باید یک زمین موقت بر روی ترانسفورماتور نصب شود.
- پایانه‌های هر سیم‌پیچ باید در صورت امکان به هم متصل شوند. اگر پایانه‌ها به هم متصل نشوند، نشتی سرگردان می‌تواند رخ دهد، در نتیجه PF سیم‌پیچ به‌طور مصنوعی بالا می‌رود.

روش‌های آزمایشی که در جدول ۱۵، جدول ۱۶ و جدول ۱۷ فهرست شده‌اند، نشان می‌دهند که کدام سیم‌پیچ باید در ولتاژ آزمون تعیین‌شده تحت ولتاژ قرار گیرد. در صورت آزمون ترانسفورماتور چند سیم‌پیچه، اتصال یک یا دو سیم LV نیز گنجانده شده است. سیم‌های زمین آزمون بدون واسطه به کابل زمین ترانسفورماتور وصل می‌شوند. سیستم‌های آزمون عایق سیم‌پیچ‌ها به صورت "CH, CL, CT" و آزمون‌های بین سیم‌پیچی به صورت "CHL, CLT, CHT" شناخته می‌شوند. زمین، گارد و UST به نحوه اتصالات مختلف سیم‌های مدار آزمون PF اشاره دارد. مدارهای آزمون در پیوست اول مورد بحث قرار گرفته‌اند. در برخی موارد، رویه‌های آزمون شامل بررسی‌های صحت‌سنجی هستند. بررسی‌های مربوط به صحت‌سنجی امکان بررسی نتایج آزمون نهایی و تعیین

درستی اتصالات آزمون انجام می‌شوند. این بررسی‌ها به صورت محاسباتی بوده تا تشخیص داده شود که مقادیر عایق اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده مطابقت دارند (در صورت وجود). به طور کلی، مقادیر ظرفیت خازنی اندازه گیری شده و محاسبه شده به صورت صحت‌سنجی باید حداکثر ۵٪ با مقادیر قبلی اختلاف داشته باشند.

**جدول ۱۵- ترانسفورماتور تک سیم‌پیچه**

| شماره آزمون | برقدار | اندازه‌گیری | توضیحات |
|---|---|---|---|
| ۱ | HV | CH | سیم‌پیچ HV |

**جدول ۱۶- ترانسفورماتور دو سیم‌پیچه**

| شماره آزمون | برقدار | زمین | گارد | UST | اندازه‌گیری | توضیحات |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | HV | LV | — | — | CH + CHL | صحت سنجی |
| ۲ | HV | — | LV | — | CH | سیم‌پیچ HV |
| ۳ | HV | — | — | LV | CHL | بین سیم‌پیچی |
| ۴ | LV | HV | — | — | CL+CHL | صحت سنجی |
| ۵ | LV | — | HV | — | CL | سیم‌پیچ LV |
| ۶ | LV | — | – | HV | CHL | Inter-winding |

| صحت سنجی | محاسبه | نتیجه |
|---|---|---|
| ۱ | Test ۱ – Test ۲ | CHL (محاسبه شده) |
| ۲ | Test ۴ – Test ۵ | CHL (محاسبه شده) |

**جدول ۱۷- ترانسفورماتور سه سیم‌پیچه**

| شماره آزمون | برقدار | زمین | گارد | UST | اندازه‌گیری | توضیحات |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | HV | LV | TV | — | CH + CHL | صحت سنجی |
| ۲ | HV | — | LV, TV | — | CH | سیم‌پیچ HV |
| ۳ | HV | — | — | LV | CHL | بین سیم‌پیچی |
| ۴ | LV | TV | HV | — | CL + CLT | صحت سنجی |
| ۵ | LV | — | HV, TV | — | CL | سیم‌پیچ LV |
| ۶ | LV | HV | — | TV | CLT | بین سیم‌پیچی |
| ۷ | TV | HV | LV | — | CT + CHT | صحت سنجی |
| ۸ | TV | — | HV, LV | — | CT | سیم‌پیچ TV |
| ۹ | TV | LV | — | HV | CHT | بین سیم‌پیچی |

| صحت سنجی | محاسبه | نتیجه |
|---|---|---|
| ۱ | Test ۱ – Test ۲ | CHL (محاسبه شده) |
| ۲ | Test ۴ – Test ۵ | CLT (محاسبه شده) |
| ۳ | Test ۷ – Test ۸ | CHT (محاسبه شده) |

### ۷-۲-۱٤-۸. حدود ضریب قدرت ترانسفورماتور با روغن معدنی

رایج‌ترین روغن عایقی برای ترانسفورماتورهای قدرت، روغن معدنی است. به این ترتیب، دی‌الکتریک‌های عایق اولیه در ترانسفورماتور، روغن معدنی و کاغذ آغشته به روغن معدنی هستند. این نوع سیستم عایقی دارای

سابقه PF مستند است. با توجه به اینکه ترانسفورماتورهای با ولتاژ بالا تحت تنش‌های الکتریکی بیشتری قرار می‌گیرند، منطقی است که این ترانسفورماتورها PF کمتری داشته باشند. همانطور که در جدول ۱۸ نشان داده شده است، حد معمول PF برای ترانسفورماتورهای قدرت با روغن معدنی در حال بهره‌برداری و نو برای برای ولتاژهای کمتر از ۲۳۰ کیلوولت ۰.۵٪ در دمای ۲۰ درجه سانتیگراد است، و حد معمول و جدید برای ترانسفورماتورهای با ولتاژ بیشتر از ۲۳۰ کیلوولت ۰.۴٪ است. برای کمک به کاهش خطر خرابی شدید، حد PF برای بهره‌برداری قابل قبول همه ترانسفورماتورهای با روغن معدنی ۱.۰٪ در ۲۰ درجه سانتیگراد است. در صورت وجود اشکال برای تأیید بدتر نشدن آن در PF بین ۰.۵٪ و ۱.۰٪ در ۲۰ درجه سانتیگراد، نیاز به آزمون و بررسی‌های اضافی است. در برخی موارد نادر، انتخاب مواد با کیفیت پایین‌تر مورد استفاده در ساخت ترانسفورماتور می‌تواند منجر به اندازه‌گیری PF بیشتر از آنچه قبلاً ذکر شد، شود. در این موارد، بهره‌برداران نهایی باید با PFهای قابل قبول سازندگان مشورت کنند. افزایش خودسرانه حدود PF به دلیل ناشناخته بودن مواد هرگز توصیه نمی‌شود، زیرا ممکن است بدون دلیل وضعیت ترانسفورماتور در حال تخریب مخفی بماند.

**جدول ۱۸- حدود نرمال و در حال بهره‌برداری: ضریب توان عایقی ترانسفورماتور قدرت**

| روغن عایقی | ولتاژ نامی | حدود ضریب توان نامی/جدید | حد قابل قبول برای ترانسفورماتور در حین کار غیر نو |
|---|---|---|---|
| روغن معدنی | < ۲۳۰ kV | ۰.۵٪ | ۱.۰٪ |
| روغن معدنی | ≥ ۲۳۰ kV | ۰.۴٪ | ۱.۰٪ |
| استر طبیعی | همه | ۱.۰٪ | ۱.۰٪ |
| توجه – همه PF ها باید به ۲۰ درجه سانتیگراد اصلاح می شوند به جز استرهای طبیعی که در این زمان از نوشتن راهنما هیچ منحنی اصلاح دمای منتشر نشده ای ندارند. برای این موضوع به پژوهش‌های آتی نیاز است. | | | |

### ۷-۲-۱٤-۹. حدود ضریب توان برای ترانسفورماتور با استر طبیعی

مایعات استر طبیعی آب دوست هستند و بنابراین می‌توانند رطوبت بیشتری را در محلول نگه دارند. در نتیجه، افزایش رطوبت حفظ شده توسط زنجیره استری برای عملکرد یا عمر ترانسفورماتور قدرت مضر تلقی نمی‌شود، اما منجر به افزایش PF می‌شود. همانطور که در جدول ۱۸ نشان داده شده است، ترانسفورماتورهای با استر طبیعی چه نو باشند یا در حال بهره‌برداری کلاً باید دارای PF کمتر از ۱.۰٪ باشند. این اعداد به علت اینکه بر اساس یافته‌های اولیه صنعت هستند موقتی هستند.

### ۷-۲-۱٤-۱۰. تفسیر نتایج ضریب توان ترانسفورماتور

در حالی که مقادیر استاندارد یا پذیرفته شده برای تلفات دی‌الکتریک برای همه انواع تجهیزات الکتریکی معرفی نشده است، مقادیر ثابتی برای برخی از دستگاه‌ها مانند سیستم‌های عایق کاغذی آغشته به روغن معدنی وجود دارد. حتی با این وجود، یکی از مفیدترین روش‌های ارزیابی نتایج آزمون، تحلیل روند است.

یک روش مناسب ارزیابی، مقایسه با نتایج آزمایش قبلی روی همان تجهیزات است (آزمایش‌های قبلی ممکن است مربوط به هر زمانی باشد). این آزمایش‌ها ممکن است شامل نتایج آزمون‌های کارخانه‌ای و/یا داده‌های مربوط به پلاک نامی باشد. مقایسه نتایج آزمایش با نتایج مربوط به تجهیزات مشابه، به ویژه تجهیزاتی که در شرایط یکسان آزمایش شده‌اند، نیز مفید است.

برای ترانسفورماتور دارای PF بیش از مقادیر ذکر شده در جدول ۱۸ بدون بازرسی کامل داخلی، مشاوره با سازنده، و خشک کردن یا اصلاحات دیگر، همانطور که در (IEEE Std C57.106-2006 [B39]) بیان شده، برقداری با ایجاد حدود جدید توصیه نمی‌شود.

PFهای ثبت شده برای آزمایش‌های اورهال معمول روی دستگاه‌های قدیمی‌تر، اطلاعاتی را در مورد وضعیت عمومی زمین و عایق بین سیم‌پیچی ترانسفورماتورها، رگلاتورها و راکتورها فراهم می‌کنند. همچنین این نتایج شاخص با ارزشی از خشک بودن ترانسفورماتور ارائه می‌دهند و در تشخیص شرایط بهره‌برداری نامطلوب و خطرات خرابی ناشی از رطوبت، کربنیزه شده عایق، بوشینگ‌های معیوب، آلودگی روغن توسط مواد محلول یا ذرات رسانا، هسته زمین شده نامناسب یا زمین نشده و غیره، مفید هستند. PFهای اکثر ترانسفورماتورهای قدیمی‌تر و با روغن معدنی نیز کمتر از ۰.۵٪ (۲۰ درجه سانتیگراد) هستند، PFهای بین ۰.۵٪ و ۱.۰٪ (۲۰ درجه سانتیگراد) ممکن است قابل قبول باشد. با این حال، PFهای بزرگتر از ۱.۰٪ (۲۰ درجه سانتی گراد) باید بررسی شود.

## ۷-۲-۱۵. آزمون ولتاژ القایی

### ۷-۲-۱۵-۱. کلیات

در آزمون ولتاژ القایی با اندازه‌گیری PD، ترانسفورماتور با ولتاژی بالاتر از ولتاژی که در بهره‌برداری وجود دارد، آزمون می‌شود. اندازه‌گیری‌های PD انجام‌شده در طول این آزمایش برای تأیید شرایط قابل قبول عایق ترانسفورماتور و قابلیت تحمل شرایط عادی بهره‌برداری، استفاده می‌شود. در آزمون کارخانه‌ای، آزمایش ولتاژ القایی آخرین آزمایش دی‌الکتریک است و برای تأیید موفقیت ترانسفورماتور در تمامی آزمون‌های قبلی و همچنین تأیید عدم وجود هیچ عیب یا خرابی پنهان دی‌الکتریک که در آزمایش های قبلی شناسایی نشده، می‌باشد. به این ترتیب، با موفقیت گذراندن آزمون ولتاژ القایی میدانی به بهره‌بردار این اطمینان را می‌دهد که ترانسفورماتور می‌تواند بدون خطر خرابی بهره‌برداری شود.

در موارد زیر که هیچ آزمون تشخیص میدانی دیگری به ما این اطمینان را ندهد که ترانسفورماتور برای بهره‌برداری مناسب است، این آزمون توصیه می‌شود:

- ✓ آزمون در محل پس از تعمیر یا ساخت مجدد
- ✓ برای شناسایی عیوب

- ✓ وقتی نتایج DGA، PD احتمالی را نشان دهد (گاز H2 به عنوان شاخصی برای ترانسفورماتورهای هرمتیک، نه ترانسفورماتورهای دارای تنفس آزاد)
- ✓ در صورتیکه ترانسفورماتور آلوده شده باشد
- ✓ پس از خرابی تجهیزات ترانسفورماتور (بوشینگ‌ها، پمپ‌ها، تپ‌چنجرها و غیره)
- ✓ پس از آسیب احتمالی در حمل و نقل که با اندازه‌گیری‌های دستگاه شوک‌متر یا بوسیله آزمون عیب‌یابی (FRA) مشهود است.
- ✓ هنگامی که صدایی شبیه ترکیدن ترقه یا قوس غیرعادی از داخل ترانسفورماتور شنیده می‌شود
- ✓ هنگامی که ترانسفورماتور قطع حفاظتی (تریپ) می‌شود، به ویژه هنگامی که تجهیزات حفاظتی (رله فشارشکن ناگهانی[1] و رله های دیفرانسیل و غیره) عمل می‌کنند.
- ✓ وقتی اطلاعات دیگری در خصوص آزمون‌های دی‌الکتریک ، نظیر PF، DFR، مقاومت عایقی یا کیفیت روغن عایقی، مشکلی را نشان می‌دهند.

آزمایش ولتاژ القایی در فرکانسی بالاتر از فرکانس نامی انجام می‌شود تا از تحریک بیش از حد هسته، که در صورت اعمال ولتاژی بیش از ولتاژ نامی بوجود می‌آید، جلوگیری شود. این آزمون ممکن است با یک مجموعه موتور ژنراتور که در فرکانس ثابت کار می‌کند یا با منبع تغذیه الکترونیکی فرکانس متغیر انجام شود. هنگامی که از ژنراتور استفاده می‌شود، در زمان راه‌اندازی باید با استفاده از راکتورها و فواصل هوایی حفاظتی از ترانسفورماتور در برابر خود تحریکی ژنراتور در بار خازنی ترانسفورماتور حفاظت کرد. هنگامی که از منبع تغذیه الکترونیکی فرکانس متغیر استفاده می‌شود، به چنین حفاظتی نیاز نیست.

### ۷-۲-۱۵-۲. اقدامات اولیه آزمون

آزمون‌های LV (مقاومت عایقی، PF، نسبت، دی‌الکتریک روغن عایقی و غیره) باید قبل از شروع آزمون انجام شود تا از عایق ترانسفورماتور تحت آزمون به منظور اعمال ولتاژ مورد نظر اطمینان حاصل کرد. روغن عایقی باید طبق روش‌های توصیه شده نمونه‌برداری شود (به ASTM D923 [B3] مراجعه کنید)، و سطح کل گاز محلول در روغن آن باید تجزیه و تحلیل شود تا از قابل قبول بودن آن اطمینان حاصل شود. میزان رطوبت روغن عایقی باید آزمایش شود تا از مقدار مجاز آن اطمینان حاصل شود. آزمون نسبت دور باید انجام شود تا اطمینان حاصل شود که تپ چنجر ترانسفورماتور هنگام قطع آن به درستی در موقعیت نشان داده شده قرار گرفته و اینکه اتصال حلقه به حلقه در سیم‌پیچ‌ها وجود ندارد. برای تفسیر نتایج به جدول ۱۹ مراجعه کنید.

**جدول ۱۹- مشخصات روش‌های تشخیصی توصیه شده**

| آزمون | ترانسفورماتور نو | ترانسفورماتور کار کرده |
|---|---|---|
| ضریب توان (<۲۳۰ kV) | < ۰.۵٪ | < ۱.۰٪ |

---

[1] sudden pressure relay

| | | |
|---|---|---|
| ضریب توان (<۲۳۰ kV) | <۰.۴٪ | < ۱.۰٪ |
| مجموع گازهای محلول[1] | < ۰.۵٪ | < ۰.۸٪ |
| مقدار رطوبت | < ۱۰ (ppm) | < ۱۵ (ppm) |
| تسبت تبدیل | در ۰.۵ درصد پلاک نامی | در ۰.۵ درصد پلاک نامی |
| [1] برای واحدهای مجهز به بالشتک نیتروژن، کل گازهای محلول نباید از ۲.۰٪ تجاوز کند. مقادیر برای ترانسفورماتورهای با روغن استر طبیعی ممکن است متفاوت باشد و در حال حاضر در دسترس نیستند | | |

## ۷-۲-۱۵-۳. اقدامات احتیاطی خاص قبل از آزمون

هر گونه کابل برق، به جز کابل‌هایی که برای تامین انرژی از منبع تغذیه اصلی استفاده می‌شود، باید قبل از برقدار کردن ترانسفورماتور از بوشینگ‌ها جدا شوند. فاصله‌های کافی باید با توجه به ولتاژهای القایی زیاد تخمین زده شده در نظر گرفته شوند.

برقگیرهای نصب شده روی ترانسفورماتور باید قبل از برقداری ترانسفورماتور جدا شوند تا از آسیب برقگیر و ایجاد محدودیت در ولتاژهای آزمون به دلیل عملکرد برقگیر جلوگیری شود.

پایانه‌های ثانویه ترانسفورماتور جریان داخلی باید اتصال کوتاه شوند و ترانسفورماتورهای ولتاژ داخلی (در صورت وجود) باید پایانه‌های سیم‌پیچ ثانویش برای انجام آزمون به صورت مدار باز باشند.

کرونا در مخزن ترانسفورماتور تحت آزمایش یا در اجسام نزدیکی که به زمین هستند یا برقدار هستند ممکن است نه تنها سطح نویز پس‌زمینه PD را افزایش دهد، بلکه بر نتایج آزمایش‌های ولتاژ قابل تحمل نیز تأثیر بگذارد. بنابراین، برای آماده‌سازی آزمون، باید روی بوشینگ‌های HV و در برخی موارد، بوشینگ‌های ۶۹ کیلوولت LV و بالاتر حلقه‌های کرونا با اندازه مناسب نصب شوند تا هرگونه احتمال تخلیه کرونای هوایی از بین بروند. برای جلوگیری از کرونا در سمت زمین، لبه‌های تیز و نقاط تیز در بالای مخزن و نزدیک به مخزن ترانسفورماتور باید با استفاده از حلقه‌های کرونایی که به صورت گالوانیکی به مخزن متصل هستند، پوشانده شوند. بوشینگ‌های HV باید با دقت تمیز و خشک شوند. بلافاصله قبل از آزمون، بوشینگ‌ها باید دوباره خشک شوند. هیچ جسم رسانا یا نیمه رسانا نباید روی ترانسفورماتور یا نزدیک به آن بدون زمین شدن باقی بماند زیرا ممکن است باعث ایجاد تخلیه از اجسام شناور شود. بنابراین، در صورت امکان، یا باید برداشته شوند، یا باید به دقت زمین شوند. اتصالات حامل جریان باید با دقت زیادی انجام شود تا از ارتباط الکتریکی خوب آن‌ها اطمینان حاصل شود. در غیر اینصورت قوس بوجود آمده در اتصالات و کنتاکت‌ها ممکن است سطوح PD غیرقابل قبول بالایی ایجاد کند.

سایر تجهیزات برقدار که در مجاورت ترانسفورماتور مورد آزمایش قرار دارند نیز ممکن است در بوجود آمدن سطوح بالای نویز پس زمینه PD نقش داشته باشند. ممکن است لازم باشد که این تجهیزات در طول مدت آزمایش قطع شوند.

**توجه:** قبل از قرار دادن ترانسفورماتور تحت آزمون ولتاژ القایی، توصیه می‌شود با سازنده اصلی مشورت کنید تا از وجود محدودیت‌های خاصی برای کل گازهای محلول در روغن عایقی، تعداد ذرات یا سایر مقادیر دی‌الکتریک اطمینان حاصل شود.

### ۷-۲-۱۵-٤. آزمون ضریب توان به عنوان پیش آزمون برای اعمال ولتاژ توسط مجموعه موتور ژنراتور

پس از اتصال مجموعه آزمون به ترانسفورماتور تحت آزمایش، ابتدا باید یک پیش آزمون برای تعیین PF در منبع انجام شود تا مقدار جبرانساز القایی به اندازه‌ای باشد که بار روی ژنراتور خازنی نباشد. در غیر اینصورت به دلیل خود تحریکی ژنراتور، اضافه ولتاژهای خطرناکی ممکن است بوجود آید. برای انجام این پیش آزمون، ابتدا باید روی بوشینگ HV ترانسفورماتور در حال آزمون به طور موقت یک شکاف هوایی خارجی تنظیم شود تا در حدود ۵۰ درصد ولتاژ نامی ترانسفورماتور عمل کند. در طول این پیش آزمون، ولتاژ نباید بیش از ۳۰٪ یا ترجیحاً فقط به مقداری افزایش یابد که امکان اندازه‌گیری دقیق PF را فراهم کند. ژنراتور قادر است بار خازنی کمی را هدایت کند به شرطی که حاشیه ضریب توان کافی باشد. زمانی که از این حاشیه فراتر رود، ژنراتور از کنترل خارج می‌شود[1]. ابتدا باید از جبرانساز القایی بیشتر از حد مورد نیاز استفاده کرد و باید آن را به مقداری تنظیم کرد که اجازه دهد آزمون در ولتاژ کامل بدون تجاوز از محدودیت‌های ژنراتور انجام شود. در غیر اینصورت ممکن است ژنراتور تریپ حفاظتی شود. بنابراین کاربر باید کاملاً مطمئن باشد که ژنراتور دارای حاشیه توان کافی برای رسیدن به حداکثر سطح آزمون بدون خطر تریپ خوردن است. همچنین مهم است که نسبت ترانسفورماتور افزاینده مورد استفاده برای تطبیق ولتاژ خروجی ژنراتور به ترانسفورماتور تحت آزمون تا حد امکان به مقدار مورد نیاز نزدیک باشد (تطبیق بهینه). این حداکثر انتقال توان را از ژنراتور به ترانسفورماتور تحت آزمون فراهم می‌کند. پس از انجام پیش آزمون و تنظیم مناسب جبران راکتیو، شکاف جرقه موقت باید برداشته شود و سپس می‌توان ولتاژ را به مقدار آزمون مورد نیاز رساند.

### ۷-۲-۱۵-۵. پیش آزمون برای تحریک توسط مجموعه مبدل‌های فرکانس ساکن

از آنجایی که هنگام استفاده از مبدل‌های فرکانس ساکن (SFC) خطر قابل توجهی برای خود تحریکی وجود ندارد، معمولاً نیازی به پیش آزمون ویژه برای بررسی PF نیست. در مورد اجسام آزمایشی کوچک (بار سبک بر روی SFC)، زنجیره اقدامات آزمون را به سادگی می‌توان پس از مونتاژ موقت آزمون میدانی در محل شروع کرد. اما در مورد اجسام آزمایشی بزرگ (بار سنگین بر روی SFC)، نسبت بین توان آزمایشی موجود و توان آزمایشی مورد نیاز باید از قبل بررسی شود. باید در نظر داشت که ترانسفورماتور مورد آزمون در فرکانس‌های بالا به صورت خازنی و در فرکانس‌های پایین‌تر به صورت القایی عمل می‌کند. در فرکانس خود جبرانی وسط، دیماند توان در

---

[1] generator runaway

حداقل خود است. اگر فرکانس به اندازه کافی زیاد باشد تا به ولتاژ آزمایشی مورد نیاز برسد، مجموعه SFC باید روی آن فرکانس تنظیم شود.

**توجه** - نسبت فرکانس آزمایش به فرکانس نامی ترانسفورماتور مورد آزمایش باید بزرگتر یا مساوی نسبت ولتاژ آزمایش به ولتاژ نامی آن باشد.

### ۷-۲-۱۵-۶. روش آزمون و معیارهای پذیرش

به استثنای برخی موارد، روش‌های آزمون مورد استفاده در آزمون کارخانه‌ای ولتاژ القایی ممکن است به عنوان راهنمای آزمایش میدانی مورد استفاده قرار گیرد. این استثناها شامل موقعیت تپ چنجر، سطح ولتاژ آزمون و معیار پذیرش است. اغلب، موقعیت تپ چنجر مورد استفاده در آزمایش میدانی، تپ نرمال است. در صورتی که عایق‌های ترانسفورماتور جدید شده باشد، ممکن است در سطوح آزمون استاندارد مشخص شده برای ترانسفورماتورهای جدید آزمون انجام شود. برای ترانسفورماتورهایی که تمام یا قسمتی از عایقش جدید نیستند، سطوح آزمون استفاده شده کمتر است و باید با توافق بین کاربر، سازنده و شرکت انجام دهنده آزمون در صورت لزوم تعیین شود. IEEE Std C57.12.90 آزمایش ترانسفورماتورهایی با عایق غیر نو را در حداکثر ۸۵ درصد سطوح آزمایش IEEE توصیه می‌کند. هنگامی که PD بالا وجود دارد، ممکن است لازم باشد ولتاژ را حتی به سطوح پایین‌تر از این مقدار محدود کنید تا از آسیب به عایق ترانسفورماتور جلوگیری شود (مثلاً در ۱۱۰٪ ولتاژ اسمی). در بیشتر موارد برای ترانسفورماتورهای با عایق غیر نو، آزمون افزایش ولتاژ حذف می‌شود و آزمون در سطح ولتاژ IEEE کاهش یافته ۱ ساعته انجام می‌شود.

توصیه می شود در ابتدای آزمون، ولتاژ را به آرامی بالا ببرید و در حالی که ولتاژ بالا می‌رود، PD را در سطوح مختلف ولتاژ اندازه‌گیری کنید. اگر PD بالا در طول این فرآیند رخ دهد، باید اقدامات لازم برای تشخیص و اصلاح علت در صورت امکان قبل از افزایش ولتاژ انجام شود تا از فلاش‌اوور داخلی یا خارجی به دلیل شرایط پیش‌بینی نشده جلوگیری شود.

اندازه‌گیری PD همچنین می‌تواند در همان سطوح در حالی که ولتاژ کاهش می‌یابد انجام شود.

مقایسه قبل و بعد از سطح ولتاژ قابل تحمل می‌تواند اطلاعات مفیدی در مورد وضعیت عایق ارائه دهد.

آنچه یک آزمون قابل قبول را تشکیل می‌دهد، توافق بین کاربر، سازنده و پرسنل آزمون کننده است و به تجربه و قضاوت کسانی که آزمون را انجام می‌دهند و مشاهده می‌کنند متکی است. به طور کلی و بدون سایر مشخصات، اگر سطوح PD اندازه‌گیری شده در طول آزمایش، الزامات IEEE Std C57.12.90 را برآورده کند، ترانسفورماتور آزمون را با موفقیت پشت سر گذاشته است.

دستیابی به سطح نویز پس زمینه PD در محل ممکن است دشوار یا غیرممکن باشد. بنابراین می‌توان اقدامات مختلفی را برای کاهش نویز پس زمینه، مانند اندازه‌گیری در باندهای فرکانسی که نویز پس زمینه کمتری

وجود دارد، تا حد امکان فشرده‌کردن مدار اندازه‌گیری PD، کاهش حلقه‌های زمین و انجام سایر اقدامات برای کاهش نویز PD، انجام داد.

اگر سطوح بالای PD در طول آزمایش‌ها اندازه‌گیری شود، روش‌های تشخیصی مختلفی برای کمک به تعیین علت و محل PD در دسترس هستند. برخی از این روش ها به شرح زیر است:

- ✓ – آزمون ولتاژ گام تشخیصی
- ✓ – روش تشخیص الگوی فاز PD[1] و مقایسه با علل شناخته شده
- ✓ – مشاهده شکل پالس PD با اسیلوسکوپ
- ✓ – تضعیف سیگنال در پایانه‌های مختلف ترانسفورماتور. در این مورد، ممکن است اندازه‌گیری‌ها در پایانه‌هایی انجام شود که معمولاً برای آزمایش مورد نیاز نیستند.
- ✓ – مکان‌یابی PD با روش آکوستیک
- ✓ – مکان‌یابی PD با روش UHF

### ۷-۲-۱۵-۷. انجام آزمون ولتاژ القایی و تفسیر نتایج

آزمایش ولتاژ القایی باید در یک روز صاف انجام شود. برای تفسیر موفقیت آمیز نتایج آزمایش، تداخل‌های خارجی مانند جرثقیل‌ها و وسایل نقلیه موتوری باید از محل آزمایش دور نگه داشته شوند.

سطح ولتاژ آزمون و مدت زمان آزمایشات میدانی معمولاً مورد مذاکره است و ممکن است بسته به سن و سابقه ترانسفورماتور از سطوح اولیه کارخانه برای ترانسفورماتورهای جدید تا سطوح پایین‌تر متفاوت باشد.

پس از اتصال مجموعه آزمون به ترانسفورماتور تحت آزمایش و کالیبره کردن ابزار دقیق، ولتاژ باید به آرامی تا سطح ولتاژ آزمون افزایش یابد. ابزار دقیق باید در طول آزمایش به دقت مشاهده شود و سطح PD یا RIV در فواصل ۵ دقیقه ثبت شود. پیک‌های مشاهده شده بین زمان‌های ضبط نیز باید ذکر شود. هرگونه قرائت نامنظم زیاد ممکن است باعث خاتمه فوری آزمایش شود تا زمانی که علت آن مشخص شود.

اگر در مرحله آخر آزمون، سطوح PD یا RIV افزایشی بودند، آزمایش را تا زمانی که سطح آن‌ها تثبیت شود یا روند نزولی شروع شود ادامه دهید.

**تفسیر**: سطوح PD بالای ۵۰۰ pC یا سطوح RIV بالای ۱۰۰ میکروولت ممکن است نشان دهنده یک مشکل اساسی باشد.

### ۷-۲-۱۶. تخلیه جزئی

---

[1] PD phase-resolved pattern diagnosis

### ۷-۲-۱۶-۱. کلیات

PD در یک سیستم عایقی زمانی اتفاق می‌افتد که یک تخلیه الکتریکی که به صورت جزئی عایق بین هادی‌ها را پل می‌کند، باعث شکست موضعی محیط عایقی شده و باعث توزیع مجدد گذرای بارهای فضایی در سیستم عایق شود. شکست PD عموماً به دلیل افزایش میدان موضعی ناشی از نقص دی‌الکتریک ، مانند فضای خالی در دی‌الکتریک جامد، آلودگی ذرات سطحی و همچنین طراحی بد در برابر تنش دی‌الکتریک ، بوجود آید. در این حالت PD معمولاً در فصل مشترک روغن عایقی، یا بخار آب در عایق بوجود می‌آید، و فاصله بین الکترودهایی را که میدان الکتریکی را ایجاد می‌کند، پل نمی‌کند. به طور کلی، PD معمولاً در داخل عایق در حفره‌ها یا مواد خارجی مانند آب رخ می‌دهد. همچنین ممکن است PDها در محلی که آسیب یا خرابی رخ داده است مشتعل شوند. این نوع PD می‌تواند باعث تخریب بیشتر عایق در مجاورت آن شود و منجر به خرابی نهایی دستگاه HV شود.

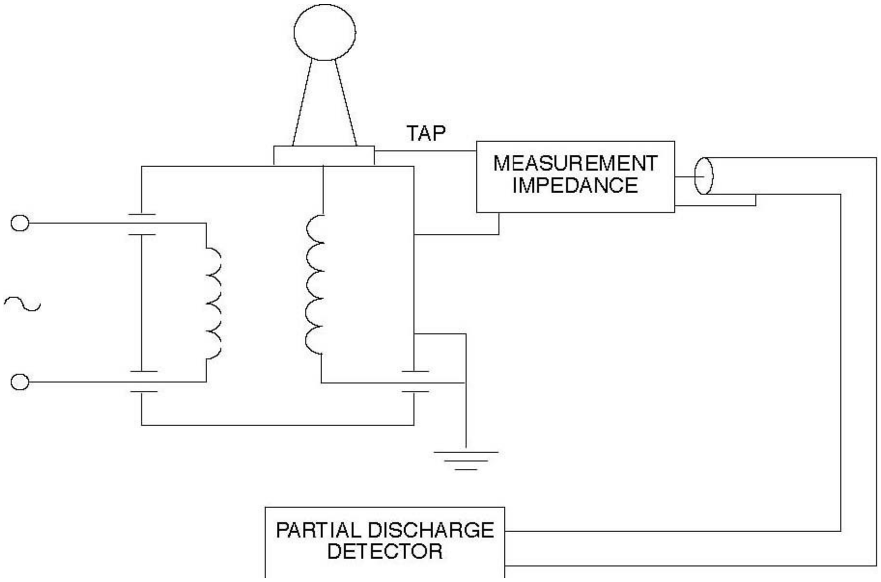
PDها پالس‌های جریانی با دامنه کم، معمولاً در محدوده میلی‌آمپر، تولید می‌کنند که مدت زمان کوتاهی، معمولاً در حدود میکروثانیه یا حتی کمتر دارند. دو تکنیک مختلف برای تشخیص و اندازه‌گیری این سیگنال‌های الکتریکی رایج است. یک تکنیک شامل اندازه‌گیری با نویز سنج رادیویی است. مقادیر بر حسب میکروولت اندازه‌گیری می‌شوند و به آنها سیگنال RIV می‌گویند. روش دیگر شامل اندازه‌گیری با آشکارساز PD است. این سیگنال‌ها برحسب پیکوکولومب اندازه‌گیری می‌شوند. روش ترجیحی، سطح PD را بر حسب pC با استفاده از روش پهنای باند برای اندازه‌گیری بار ظاهری که در IEEE Std C57.113-2010 [B41] مشخص شده است، ارزیابی می‌کند. استفاده از روش RIV که PD را بر حسب میکروولت با استفاده از روش باند باریک اندازه‌گیری می‌کند، به عنوان یک پیوست در IEEE Std C57.113-2010 گنجانده شده است و در NEMA 107 [B57] بیان شده است.

سیگنال‌های RIV و PD را می‌توان به‌عنوان پالس‌های بسیار کوچک (با دامنه کم)، با فرکانس بالا که روی ولتاژ فشار قوی سوار می‌شوند در نظر گرفت. آزمایش موفقیت آمیز مستلزم آن است که اقدامات احتیاطی مناسب برای رد نویزهای الکترومغناطیسی انجام شود تا اطمینان حاصل شود که این سیگنال‌های کوچک قابل تشخیص هستند. اجسام رسانایی که ممکن است در میدان HV باشند باید کاملاً زمین شوند و اجسامی که دارای نقاط یا گوشه‌های تیز هستند (مانند پیچ و مهره، سر مخزن و غیره) باید با مواد رسانایی که هندسه صافی دارند محافظت شوند. اتصالات حامل جریان باید تمیز و ایمن باشند.

### ۷-۲-۱۶-۲. تخلیه جزئی - اندازه گیری سطح PD

همانند اندازه‌گیری‌های RIV، سیگنال‌های PD که معمولاً اندازه گرفته می‌شود، از تپ بوشینگ‌های خازنی استفاده می‌کنند. یک آرایش مدار معمولی در شکل ۹ نشان داده شده است. امپدانس اندازه‌گیری Zm، به عنوان یک بخش اساسی از دستگاه کوپلینگ (به IEEE Std C57.113-2010 [B41] مراجعه کنید)، معمولا مختلط است

و یک فیلتر بالا گذر را نشان می‌دهد. فرکانس حد پایین معمولاً حدود ۱۰۰ کیلوهرتز است. این مدار به طور مؤثری برای فیلتر کردن ولتاژ فرکانس پایین آزمایش ac و انتقال سیگنال‌های فرکانس بالای پالس PD به دستگاه اندازه‌گیری PD، که توسط آشکارساز PD اندازه‌گیری می‌شود، و دارای مشخصه فرکانس بالای در حدود ۳۰۰ کیلوهرتز است، استفاده می‌شود. (به IEEE Std C57.113-2010 مراجعه کنید.)



**شکل ۹- مدار اندازه‌گیری تخلیه جزئی با استفاده از تپ بوشینگ**

حساسیت اندازه‌گیری سیستم به ظرفیت خازن کوپلینگ، ظرفیت خازن تجهیز در حال آزمون، نسبت تقسیم‌کننده که توسط شبکه خازنی بوشینگ بوجود می‌آید و ظرفیت‌های سرگردان مدار آزمایش بستگی دارد. در نتیجه سیستم برای هر مجموعه آزمون به منظور دستیابی به نتایج دقیق قابل تکرار باید کالیبره شود. به همین دلیل، ابزارهای اندازه‌گیری تجاری آشکارساز PD با یک مولد پالس برای انجام کالیبراسیون PD عرضه شده‌اند. کالیبراتور مجهز به یک ژنراتور پالس سریع است که به صورت سری با یک خازن کالیبره کننده با مقداری حدود ۱۰۰ pF متصل شده است. یک وسیله معمول کالیبراسیون، تزریق مقدار مشخصی بار به ترمینال HVو تنظیم حساسیت آشکارساز PD است تا اندازه‌گیری‌ها به صورت مناسب انجام شود. در عمل، این کار با اتصال یک پالس ولتاژ به باس HV از طریق یک خازن کوچک (100 pF) انجام می‌شود.

دستگاه آزمون باید به دلایلی که قبلاً ذکر شد کالیبره شود. مدار قبل از اینکه برقدار گردد کالیبره می‌شود. اگر از خازن کالیبراسیون LV استفاده می‌شود، مدار باید قبل از برقدار شدن آن کالیبره شود و خازن LV باید در طول آزمایش خارج شود. دفترچه راهنمای کاربر برای ابزار اندازه‌گیری آشکارساز PD باید برای روش‌های کالیبراسیون دقیق مورد استفاده قرار گیرد. برای اطلاعات بیشتر به IEEE Std C57.113-2010 [B41] مراجعه کنید.

منبع HV معمولاً در ولتاژ صفر یا ولتاژ پایین برقدار می‌شود و به آرامی به ولتاژ آزمون مورد نظر می‌رسد. اندازه‌گیری‌های ابزار اندازه‌گیری آشکارساز PD باید پایش شده و با افزایش ولتاژ آزمایش ac ثبت شود. اندازه‌گیری‌های نزدیک به نقطه صفر ابزار نشانگر ممکن است نویز یا تداخل پس زمینه را نشان دهد. نویز روی صفحه نمایش آشکارساز PD در ولتاژ آزمون پایین، نشان دهنده تداخل است که از منابع خارجی به مدار مربوطه وارد می‌شود یا کوپل شده است. اگر این تداخل را نتوان حذف کرد، این نویزها حد حساسیت را برای نتایج معنی‌دار آزمایش تعیین می‌کند. در عمل، یک اپراتور با تجربه می‌تواند برخی از نویزها را در صورتی که از منبع شناخته شده‌ای غیر از تجهیز تحت آزمون منشأ می‌گیرد، شناسایی کرده و نادیده بگیرد.

اکیداً توصیه می‌شود که پالس‌های خروجی ابزار اندازه‌گیری PD را با استفاده از یک اسکوپ یا یک سیستم اندازه‌گیری رایانه‌ای PD به صورت فازی ترسیم شود. در این حالت نه تنها ارزیابی بهتر پدیده‌های مهم PD تضمین می‌شود، بلکه تشخیص نویزهای مزاحم نیز تضمین می‌شود.

به طور معمول، سیگنال‌های PD در ولتاژ پایین وجود ندارند، اما به طور ناگهانی در سطح ولتاژ آزمون که *ولتاژ اولیه PD*[1] نامیده می‌شود، ظاهر می‌شوند. با افزایش ولتاژ از این ولتاژ اولیه، پالس‌های بیشتری ظاهر می‌شوند و ممکن است دامنه آنها نیز افزایش یابند. هنگامی که ولتاژ کاهش می‌یابد، یک اثر پسماند ممکن است مشاهده شود که در آن پالس‌های PD قطع نمی‌شوند مگر تا زمانی که ولتاژ به طور قابل توجهی به مقدار کمتر از ولتاژ اولیه کاهش یابد. ولتاژی که PD در آن ناپدید می‌شود به عنوان *ولتاژ خاموشی PD*[2] شناخته می‌شود.

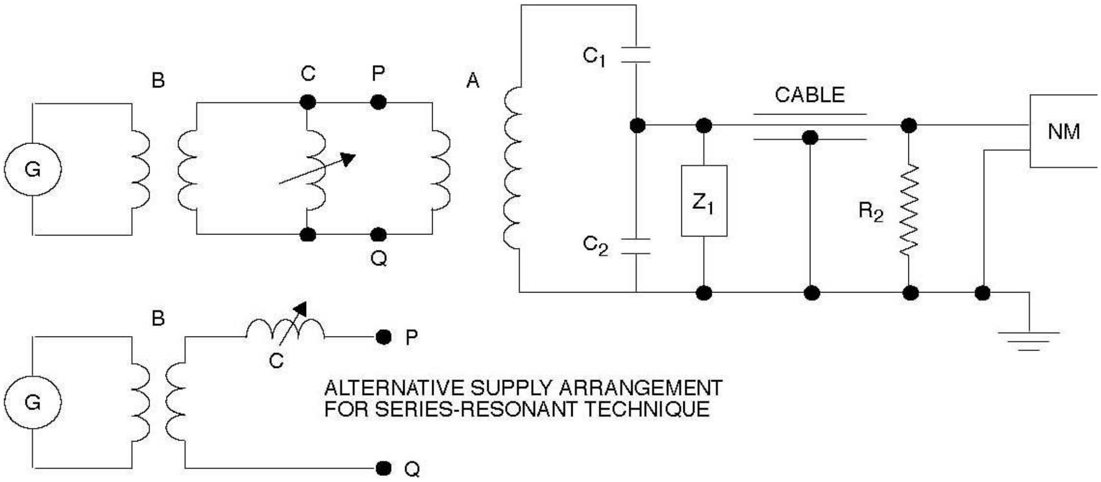
### ۷-۲-۱۶-۳. اندازه گیری سطح RIV

همانند اندازه‌گیری سطح PD، سیگنال‌های RIV، پالس‌های PD هستند که معمولاً همانطور که در شکل ۱۰ نشان داده شده است از تپ بوشینگ خازنی به دست می‌آیند. اندوکتانس متغییر Z1 با ظرفیت خازنی بوشینگ نسبت به زمین در فرکانس اندازه‌گیری دستگاه اندازه‌گیری نویز رادیویی RIV تنظیم شده است. کابل کواکسیال، که ممکن است از هر امپدانس مناسبی برخوردار باشد، باید هنگام تنظیم در مدار باشد. هدف از تنظیم به حداقل رساندن اثر تقسیم ظرفیت شبکه خازنی بوشینگ است. لازم نیست کابل کواکسیال در امپدانس مشخصه خود بریده شود.

---

[1] PD inception voltage

[2] PD extinction voltage



راهنمای نقشه:

A = ترانسفورماتور تحت آزمون
B = ترانسفورماتور جانبی افزاینده
C = راکتور متغیر
$C_1$ = خازن بوشینگ
$C_2$ = خازن تپ بوشینگ

CABLE = کابل شیلدار
G = ژنراتور تغذیه
NM = اندازه‌گیر نویز رادیویی
$R_2$ = مقاومت HV
$Z_1$ = اندوکتانس متغیر HV

**شکل ۱۰- اندازه‌گیری RIV با استفاده از مد کوپلینگ تپ بوشینگ**

برای نتایج دقیق، سیستم باید برای هر آزمون کالیبره شود. یک وسیله معمول برای کالیبراسیون، اعمال سیگنال فرکانس رادیویی با دامنه مشخص و برابر با فرکانس باند میانی دستگاه اندازه‌گیری RIV آشکارساز که باید از آن استفاده شود، می‌باشد. خود ابزار آشکارساز باید طبق توصیه‌های سازنده کالیبره شود. پهنای باندی که معمولا استفاده می‌شود، ۹ کیلوهرتز است. معمولاً فرکانس باند میانی در محدوده ۰.۸۵ مگاهرتز تا ۱.۱۵ مگاهرتز استفاده می‌شود. با این حال، در صورت وجود تداخل از ایستگاه‌های پخش رادیویی، فرکانس‌های دیگر ممکن است استفاده شوند.

مدار قبل از اینکه برقدار بشود کالیبره می‌شود. منبع HV معمولاً در ولتاژ صفر یا کم برقدار می‌شود و به آرامی به ولتاژ آزمون مورد نظر می‌رسد. اندازه‌گیری‌های آشکارساز ابزار اندازه‌گیری RIV، باید با افزایش ولتاژ پایش شود. اندازه‌گیری‌های به دست آمده باید ثبت شود. اندازه‌گیری نویز روی آشکارساز متر در ولتاژ پایین نشان دهنده تداخل است که از منابع خارجی به مدار وارد می‌شود یا کوپل شده است. اگر این تداخل را نتوان با تنظیم فرکانس باند میانی بر این اساس حذف کرد، در این صورت حد حساسیت برای نتایج معنی‌دار آزمون تعیین می‌شود. در عمل، یک اپراتور با تجربه می‌تواند برخی از نویزها را در صورتی که از منبع شناخته شده‌ای غیر از تجهیز تحت آزمون منشأ می‌گیرد، شناسایی کرده و نادیده بگیرد.

تفسیر نتایج آزمون RIV به تجربه‌ای در مورد آزمون‌های RIV به طور کلی و نوع دستگاه مورد آزمایش به طور خاص نیاز دارد. از آنجایی که ابزار اندازه‌گیری RIV مبتنی بر تکنیک آزمون باند باریک است، منشاء

تشدیدهای احتمالی در تجهیز تحت آزمون است. پاسخ شبه پیک[1] آشکارساز همچنین پاسخ را به نرخ تکرار پالس‌های PD ضربه‌ای RIV، به‌ویژه برای نرخ‌های تکرار زیر حدود ۱۰۰۰ پی پی‌اس، وابسته می‌کند. تفسیر نتایج این نوع آزمایش بهتر است در چارچوب اندازه‌گیری‌های قبلی روی همان قطعه از دستگاه، از جمله آزمایش‌های کارخانه‌ای انجام شود. استانداردهای مربوط به کلاس‌های خاص دستگاه ممکن است راهنمایی‌هایی در این زمینه ارائه دهد.

### ۷-۲-۱۷. پاسخ فرکانسی

پاسخ فرکانسی در پیوست ششم آورده شده است.

### ۷-۲-۱۸. پاسخ فرکانس دی‌الکتریک

DFR در پیوست هفتم آورده شده است.

### ۷-۲-۱۹. مادون قرمز

مادون قرمز در پیوست سوم آورده شده است.

### ۷-۲-۲۰. آزمون فوران

آزمون فوران در پیوست چهارم آورده شده است.

## ۷-۳. بوشینگ‌ها

### ۷-۳-۱. کلیات

بوشینگ‌ها از لحاظ ساخت بسیار متفاوت هستند و عناصر ضروری یک ترانسفورماتور هستند. این تجهیزات در مقایسه با هزینه ترانسفورماتور نسبتاً ارزان هستند. با این حال، خرابی آنها ممکن است منجر به خرابی کامل ترانسفورماتور شود. خرابی بوشینگ‌های چینی روغنی اغلب منجر به انفجار، تکه‌های شکسته چینی و احتمالاً آتش سوزی متعاقب آن شود. بنابراین بوشینگ‌ها باید به طور منظم بررسی شوند و در صورت یافتن شواهدی از خرابی، بسته به نوع و درجه خرابی IEEE Std C57.19.100™-2012 [B36]، باید تعمیر یا تعویض شوند. اگرچه

---

[1] quasi-peak response

انواع مختلفی از بوشینگ‌ها از لحاظ ساخت وجود دارد، بسیاری از آزمون‌های تشخیصی مشترک هستند و به شرح زیر می‌باشند.

### ۷-۳-۲. پیوستگی

پیوستگی در پیوست دوم آورده شده است.

### ۷-۳-۳. ظرفیت، ضریب توان و ضریب تلفات

ظرفیت خازنی و PF (یا DF) عایق اصلی C1 و عایق الکترود تپ C2 باید اندازه‌گیری شود (پیوست دوم را ببینید). بخش‌هایی از خازن که اتصال کوتاه شده را به دلیل افزایش ظرفیت خازنی می‌توان شناسایی کرد. وجود رطوبت یا سایر آلاینده‌ها معمولاً با افزایش PF قابل تشخیص است. قبل از اندازه‌گیری PF، رطوبت خارجی یا آلودگی سطحی باید حذف شود. اصلاحات دمایی باید در طول اندازه‌گیری انجام شود. هنگام انجام آزمایش بر روی ظرفیت خازن C2، باید مراقب بود که از ولتاژ آزمون تپ بوشینگ تجاوز نشود. لازم به ذکر است که PF ظرفیت‌های خازنی C1 و C2 (که معمولاً برحسب پیکوفاراد اندازه‌گیری می‌شوند) ممکن است به طور قابل توجهی با یکدیگر متفاوت باشند، و بیشتر بودن ظرفیت C2 به مقدار ۱۰ برابر ظرفیت C1، غیر معمول نیست. آزمون PF خازن C2 خیلی سخت است که به درستی انجام شود، و بازتولید مقادیر آزمون بوشینگ‌هایی که بدون شیلد پایینی زمین هستند، دشوار است.

آزمون حلقه داغ[1] مخصوصاً زمانی که بوشینگ مجهز به الکترود تپ بوشینگ نیست یک آزمون مفید است و می‌تواند برای ارزیابی وضعیت یک بخش کوچک خاصی از عایق بوشینگ بین ناحیه‌ای بالایی چینی و هادی مرکزی حامل جریان استفاده شود. این آزمون بوسیله برقدار کردن یک یا چند الکترود موقت (به شکل حلقوی، معمولاً از جنس نیمه‌رسانا) که در اطراف چینی بیرونی قرار می‌گیرند و زمین کردین هادی مرکزی انجام می‌شود. این نوع آزمایش ممکن است برای تعیین محل ترک در چینی، تخریب عایق در قسمت بالایی بوشینگ، سطح کم روغن، و حفره‌های موجود استفاده شود. تلفات بر حسب وات باید آنالیز شود نه ضریب توان. حد قابل قبول ۰.۱ وات است (Gill [B27]). بسته به شرایط، آزمون‌های حلقه داغ را می‌توان در دو حالت GST یا UST انجام داد. GST در پیوست دوم توضیح داده شده است. انجام آزمون حلقه داغ در حالت UST می‌تواند باعث به حداقل رساندن تأثیر هرگونه عامل خارجی که می‌تواند آلودگی سطح باشد، کمک کند. هر بوشینگی که سابقه افزایش مداوم ضریب توان را نشان می‌دهد باید به منظور بررسی بیشتر و برکناری درنظر گرفته شود. برای راهنمایی باید با سازنده بوشینگ مشورت کرد. اگر هر بوشینگی افزایش ضریب توان را در یک دوره زمانی نشان دهد، میزان

---

[1] *hot collar test*

تغییر این افزایش باید با آزمایش‌های مکرر بررسی شود. اگر مقدار ضریب توان یک بوشینگ از ۱.۵ به ۲ برابر قرائت اولیه آن افزایش یابد، باید فرکانس آزمون را افزایش داد یا بوشینگ را از سرویس خارج کرد. اگر با اندازه‌گیری ضریب توان، مقدار آن سه برابر مقدار آزمایش اولیه باشد، بوشینگ باید از سرویس خارج شود.

خازن بوشینگ باید با هر آزمایش ضریب توان اندازه‌گیری شود و در ارزیابی وضعیت بوشینگ با هر دو آزمون مربوط به پلاک نامی و آزمایش‌های قبلی به دقت مقایسه شود. این امر به ویژه برای بوشینگ‌های خازنی که مقدار ظرفیت خازنی در آن‌ها به بیش از ۵٪ مقدار اولیه/پلاک نامی افزایش یافته مهم است و در نتیجه باید امکان بهره‌برداری بیشتر آن‌ها بررسی شود. برای راهنمایی در مورد بوشینگ‌های خاص IEEE Std C57.19.100-2012 [B36] باید با سازنده مشورت شود.

توجه- در برخی از بوشینگ‌ها، ظرفیت C1 بین میله مرکزی و تپ بوشینگ، و ظرفیت C2، بین تپ آزمون و زمین معمولاً روی پلاک مشخص شده است. ظرفیت‌های نامی اندازه‌گیری شده به صورت میدانی ممکن است با این مقادیر به علت اینکه به شدت به قسمت‌های اطراف داخل ترانسفورماتور وابسته است، متفاوت باشد. در نتیجه ممکن است به دست آوردن یک مقدار نامی معتبر برای همه شرایط بهره‌برداری ممکن نباشد.

### ۷-۳-٤. تخلیه جزئی در بوشینگ

#### ۷-۳-٤-۱. کلیات

فعالیت طولانی مدت PD در عایق داخلی بوشینگ به تدریج قدرت دی‌الکتریک آن را کاهش می‌دهد و در نهایت منجر به خرابی می‌شود. وجود PD با اندازه‌گیری سطح PD یا RIV تشخیص داده می‌شود که لزوماً در ولتاژی بالا، معمولاً ولتاژ فاز به زمین یا بالاتر (به عنوان مثال، ۱۳۰٪ تا ۱۵۰٪) انجام می‌شود.

این اندازه‌گیری‌ها ممکن است در طول آزمون ولتاژ القایی روی ترانسفورماتور انجام شود. با این حال، اگر PD در طی این آزمایش تشخیص داده شود، تشخیص اینکه آیا منشأ آن از بوشینگ است یا از ترانسفورماتور غیرممکن است. به همین دلیل، در صورت نیاز به اندازه‌گیری PD یا RIV، ترجیحاً بوشینگ را از ترانسفورماتور جدا کرده و به تنهایی آزمایش کنید. در این حالت، آزمون PD بوشینگ در یک مخزن مخصوص با استفاده از منبع آزمون HV انجام می‌شود.

#### ۷-۳-٤-۲. مدار آزمون PD

مدار مورد نیاز برای آزمون PD بوشینگ به خودی خود شامل یک منبع HV، یک ابزار اندازه گیری PD یا یک ابزار اندازه‌گیری RIV، یک خازن کوپلینگ متصل به یک دستگاه کوپلینگ مجهز به امپدانس اندازه‌گیری، و یک کالیبراتور PD و همچنین سیم‌های ارتباطی اندازه‌گیری مربوطه می‌باشد (به IEEE Std C57.113-2010 [B41] مراجعه کنید).

منبع HV ممکن است یک ترانسفورماتور یا یک مجموعه آزمون رزونانس سری باشد که عاری از PD باشد.

هدف خازن کوپلینگ در ارتباط با امپدانس اندازه‌گیری به عنوان بخشی از دستگاه کوپلینگ، جداسازی طیف فرکانس بالای پالس‌های PD از مقادیر بسیار کم ولتاژ آزمون HV روی شینه و همچنین به منظور کوپل کردن پالس‌های PD به امپدانس اندازه‌گیری است، که از آن به ابزار اندازه گیری PD یا RIV هدایت می‌شوند. خازن کوپلینگ باید بتواند حداکثر ولتاژ آزمون ac را تحمل کند و باید بدون تخلیه (تخلیه جزئی و ... ) باشد. مقادیر ۱۰۰۰ pF رضایت بخش است.

آزمون‌های PD را می‌توان با استفاده از یک ابزار اندازه‌گیری PD یا یک ابزار اندازه‌گیری RIV اندازه‌گیری کرد. هر دو نوع ابزار به صورت تجاری در دسترس هستند. با این حال، ابزارهای اندازه‌گیری PD معمولاً با یک صفحه نمایش اسیلوسکوپ عرضه می‌شوند که بر روی آن می‌توان عملکرد پالس PD را به صورت فازی مشاهده کرد، که ممکن است در تفسیر نتایج و برای تشخیص نویزهای الکترومغناطیسی مفید باشد.

### ۷-۳-۵. مادون قرمز

مادون قرمز در پیوست سوم شرح داده شده است.

### ۷-۳-٦. بازدید ظاهری

زمانی که ترانسفورماتور برقدار است، می‌توان برخی بازدیدهای ظاهری انجام داد. استفاده از دوربین‌ها می‌تواند عیوبی مانند ترک خوردگی یا شکستگی در مقره‌های چینی، واشرهای دارای نشتی و سطح روغن عایق غیرعادی را آشکار کند. توجه به دمای محیط و در صورت امکان، جریان بار در زمان بازدید مفید است.

هنگامی که ترانسفورماتور قطع می‌شود، می توان بازدیدهای ظاهری دقیق‌تری را انجام داد. علاوه بر مواردی که قبلا توضیح داده شد، بررسی دقیق‌تر می‌تواند ترک‌های مویی، پیری مفاصل سیمانی و آلودگی سطحی را نشان دهد. اگر محفظه چینی شکسته است، نحوه شکستن آن باید در نظر گرفته شود. یک شکستگی سطحی ساده نگرانی کمی دارد. همچنین مقره چینی بدون لعاب هیچ خطری فوری ایجاد نمی‌کند، زیرا مقره چینی الکتریکی متخلخل نیست و رطوبت را جذب نمی‌کند. اگر به نظر می‌رسد که یک ترک یا شکستگی سطحی ناپیوسته وارد بدنه اصلی محفظه بوشینگ شده یا به سمت آن است، بررسی دقیق‌تر توصیه می‌شود. ترک‌هایی که به نظر می‌رسد در بدنه اصلی گسترش می‌یابند، می‌توانند رشد کنند و در نهایت باعث شکست و خرابی شوند. در چنین حالتی چون هیچ تعمیر موثر میدانی امکان پذیر نیست، بوشینگ باید تعویض شود.

### ۷-۳-۷. سطح روغن

سطح روغن باید از طریق شیشه قابل رؤیت یا گیج روغن بررسی شود. دمای محیط باید برای ارزیابی مناسب سطح روغن در نظر گرفته شود. یک اشتباه رایج اضافه کردن روغن در دماهای سردتر برای رساندن سطح روغن به سطح نرمال وجود دارد. سطح نرمال معمولاً برای دمای محیط ۲۰ درجه سانتیگراد در نظر گرفته می‌شود. افزودن روغن در دماهای پایین‌تر باعث پر شدن بیش از حد مخزن در هنگام افزایش دما در شرایط تابستانی می‌شود. دریچه پر کردن روغن عایق و غیره باید پس از بازدید تعویض و به خوبی آب‌بندی شوند تا از ورود آلاینده‌ها جلوگیری شود. اگر شیشه قابل رؤیت امکان مشاهده روغن عایقی را فراهم می‌کند، باید از نظر آلودگی بررسی شود. هادی مسی را نیز باید از نظر هرگونه تغییر رنگ غیرعادی که می‌تواند در اثر گرم شدن بیش از حد یا در اثر واکنش با روغن عایقی حاوی گوگرد خورنده باشد، بررسی کرد.

## ۷-٤. تپ چنجرها

### ۷-٤-۱. کلیات

دو نوع تپ چنجر DETC و LTC در ترانسفورماتورهای قدرت وجود دارند.

**هشدار**

ساختار DETCها به گونه‌ای است که باید فقط با قطع برق ترانسفورماتور عمل کنند. در غیر اینصورت آسیب شدیدی به تجهیزات، نفرات و حتی احتمال تلفات جانی در پی خواهد داشت.

DETCها معمولاً در سیم‌پیچ فشار قوی ترانسفورماتور قدرت قرار دارند. LTCها طوری طراحی شده‌اند که ترانسفورماتور در زمانی که برقدار است، عمل کنند.LTها بسته به نیاز مصرف کننده، مقرون به صرفه بودن و در دسترس بودن تپ چنجر ممکن است در سیم‌پیچ HV یا LV قرار گیرند.

### ۷-٤-۲. تپ‌چنجرهای قابل قطع زیر بار

#### ۷-٤-۲-۱. رویه‌های بازدید کلی

در چرخه بهره‌برداری LTC، تپ‌های مجاور باید در زمان انتقال جریان از یک تپ به تپ دیگر به یکدیگر متصل شوند. در یک LTC زمانی که تپ‌ها به یکدیگر متصل می‌شوند، امپدانسی بین این تپ‌ها برای کنترل جریان گردشی وارد می‌شود. از هر دو راکتور یا مقاومت به عنوان امپدانس انتقالی استفاده می‌شود. در عملیات انتقال بار، جریان توسط دایورترسوئیچ قطع می‌شود. دایورترسوئیچ ممکن است از نوع روغنی یا خلاء باشد.

تجهیزات مورد استفاده به عنوان دستگاه قطع کننده جریان (دایورترسوئیچ) نیاز به بازدید و نگهداری دوره‌ای دارند. فرکانس بازدید باید بر اساس طول مدت بهره‌برداری، محدوده استفاده و تعداد عملکرد باشد. فواصل بازدید که در زیر توضیح داده شده است، نشان دهنده مقادیر پرکاربرد است. با این حال، فواصل واقعی مورد استفاده، فواصل زمانی است که توسط سازنده مشخص شده است، مگر اینکه تجربه بهره‌برداری یا تشخیص قبلی نشان دهد که بازدیدهای بیشتر یا کمتر مکرر ضروری است. بازدید اولیه باید بر اساس توصیه‌های سازنده یا در پایان سال اول بهره‌برداری بر روی یک تپ‌چنجر انجام شود. بازدیدهای بعدی باید بر اساس نتایج به دست آمده از بازدید اولیه باشد. صرف‌نظر از مقدار خوردگی کنتاکت‌ها، فاصله بازدید نباید از ۷ سال تجاوز کند.

LTCها ممکن است در یک محفظه[1] جداگانه عرضه شوند که به مخزن ترانسفورماتور جوش یا پیچ شده است، یا ممکن است در داخل مخزن ترانسفورماتور قرار گیرند. به طور کلی، تپ‌چنجرهای با راکتور انتقالی[2]، چه با دایورتورسوئیچ‌های روغنی یا دایورتورسوئیچ‌های خلاء، در یک محفظه جداگانه تعبیه شده‌اند. تپ‌چنجرهای دارای مقاومت انتقالی گاهی در یک مخزن جداگانه و گاهی در داخل مخزن ترانسفورماتور اصلی قرار می‌گیرند. برخی از تپ‌چنجرها که در داخل مخزن ترانسفورماتور قرار دارند دارای دو جزء اصلی هستند. اولی یک مخزن عایقی استوانه‌ای مجزا است که از درپوش ترانسفورماتور آویزان شده و حاوی دایورترسوئیچ و مقاومت‌های انتقالی است. این مخزن به گونه‌ای آب‌بندی شده است که روغن عایقی داخل آن نتواند با روغن عایقی موجود در مخزن ترانسفورماتور اصلی مخلوط شود. دایورترسوئیچ ممکن است دارای کنسرواتور مجزای خودش نیز باشد. در برخی از طرح‌ها یک کنسرواتور مشترک با ترانسفورماتور دارند. هنگامی که یک کنسرواتور مشترک برای کلید و ترانسفورماتور وجود دارد، یک فیلتر روغن بین لوله مربوط به محفظه دایورترسوئیچ نصب می‌شود. دقیقاً در زیر مخزن دایورترسوئیچ آب‌بندی شده، تپ سلکتور و سلکتور سوئیچ چنجاور[3] قرار دارند. از آنجایی که هیچ قوس الکتریکی روی این کلیدها به جز در حین عملکرد چنجاور سلکتورسوئیچ رخ نمی‌دهد، ممکن است در روغن عایقی مخزن اصلی ترانسفورماتور قرار گیرند. با این حال، از آنجایی که این کلیدها در مخزن اصلی ترانسفورماتور قرار دارند، این کنتاکت‌ها را نمی‌توان بدون تخلیه روغن عایقی در مخزن ترانسفورماتور بازدید کرد. با این حال، دایورترسوئیچ را می‌توان برای بازدید بدون تخلیه روغن عایقی مخزن ترانسفورماتور از مخزن استوانه‌ای جدا کرد.

بدون بی‌برق کردن ترانسفورماتور برای بازدید LTC، نمونه‌برداری و تجزیه و تحلیل گاز محلول در روغن و کیفیت روغن ممکن است انجام شود. ASTM D923 [B3] تکنیک‌های نمونه‌گیری مناسب را ارائه می‌کند. برای تفسیر به IEEE Std C57.139™-2010 [B43] مراجعه کنید. تعمیرات LTC مبتنی بر تفسیر نتایج گازها است.

در حالی که ترانسفورماتور هنوز در حال بهره‌برداری است، محفظه LTC مجزا ممکن است با یک اسکنر مادون قرمز بازدید شود (به پیوست C مراجعه کنید). معمولاً دمای محفظه ممکن است چند درجه سانتیگراد

---

[1] compartment
[2] reactor transition tap changers
[3] changeover selector switch

کمتر از مخزن اصلی باشد. دمای نزدیک یا بالاتر از دمای مخزن اصلی ممکن است نشان دهنده یک مشکل داخلی باشد، اگرچه برخی از انواع LTCها می‌توانند در دمای بالاتر از مخزن اصلی به صورت عادی کار کنند. قبل از باز کردن محفظه LTC، باید تپ‌چنجر را به منظور علائم خارجی ناشی از مشکلات احتمالی بررسی کنید. مواردی مانند یکپارچگی رنگ، برآمدگی در مخزن، نشت از محل جوش‌ها، یکپارچگی آب‌بندی روغن، رطوبت گیر، فشار شکن و روغن نما باید قبل از باز کردن LTC بازرسی شوند.

پس از بی برقی، محفظه LTC مجزا باید برای بازدید داخلی از روغن عایقی تخلیه شود. پس از باز کردن محفظه LTC، واشر درب باید از نظر علائم خرابی بررسی شود. کف محفظه باید از نظر وجود ضایعاتی که ممکن است نشان دهنده سایش غیرعادی باشد، و سطوح کشویی باید از نظر علائم سایش بیش از حد بررسی شوند.

پس از تعمیر و نگهداری و نمونه‌برداری از روغن عایقی محفظه LTC و قبل از بازسازی ممکن است بر روی ترانسفورماتور آزمون‌های زیر انجام شود:

- ✓ نسبت تبدیل ترانسفورماتور
- ✓ جریان تحریک
- ✓ مقاومت عایقی سیم پیچ PF
- ✓ مقاومت سیم پیچ
- ✓ مقاومت کنتاکت‌ها
- ✓ آزمون پیوستگی (برای LTC در سیم پیچ با اتصال ستاره)

### ۷-٤-۲-۲. رویه‌های خاص بازدید

یک بازدید ظاهری دوره‌ای در حین کار از اجزای LTC باید شامل موارد زیر باشد:

الف) هر گونه شل شدگی
ب) مکانیزم محرک موتور
ج) عملکرد هیترها
د) شمارنده
ه) رطوبت‌گیر
و) حفاظت از خطای زمین، در صورت وجود
ز) سطح روغن، در صورت لزوم
ح) فیلتر روغن عایقی در صورت وجود
خ) نشانگر فشار شکن

نقاط بازرسی زیر باید مورد توجه قرار گیرد و راهنمای سازنده باید برای جزئیات بیشتر برای شناسایی مشکلات و بهبود عملکرد در آینده مورد استفاده قرار گیرد.

۱) بازرسی و نگهداری تجهیزات تپ‌چنجر از نوع مقاومتی و راکتوری (نوع سوئیچینگ قوس) که در یک محفظه جداگانه نصب شده عبارتند از:

- ✓ علائم نشتی
- ✓ یکپارچگی از نظر آب‌بندی
- ✓ رطوبت‌گیر
- ✓ نشانگر(های) سطح روغن
- ✓ عملیات فیلتراسیون روغن، در صورت وجود
- ✓ عملکرد رله فشاری / رله فشارشکن/ رله جریان روغن (هر آنچه وجود دارد)
- ✓ عملکرد سوئیچ‌های کنترل
- ✓ وضعیت توقف LTC
- ✓ سفت بودن بست‌ها
- ✓ علائم رطوبت مانند زنگ‌زدگی، اکسیداسیون یا آب مانده
- ✓ تمیز کردن محفظه تپ‌چنجر و قطعات عایقی
- ✓ بررسی فاصله‌های مکانیکی که در دفترچه دستورالعمل سازنده مشخص شده
- ✓ عملکرد و وضعیت تپ سلکتور، چنج‌اور سلکتور و سوئیچ‌های انتقال قوس[1]
- ✓ وضعیت عملکرد مکانیزم فرمان و روغن کاری
- ✓ عملکرد شمارنده
- ✓ عملکرد نشانگر وضعیت تپ و هماهنگی آن با مکانیسم و وضعیت‌های تپ‌سلکتور
- ✓ عملکرد لیمیت سوئیچ
- ✓ یکپارچگی قفل مکانیکی
- ✓ عملکرد صحیح هندل فرمان دستی و کلید اینترلاک آن
- ✓ وضعیت فیزیکی تپ سلکتور
- ✓ آزادی حرکت و روانکاری مجموعه شفت خارجی
- ✓ میزان فرسایش قوس الکتریکی روی کنتاکت‌های قوس ثابت و متحرک
- ✓ بازدید عایق محفظه به منظور بررسی آثار ترک خوردگی
- ✓ کیفیت روغن عایقی (شامل ولتاژ شکست دی‌الکتریک روغن عایقی و مقدار رطوبت آن)

---

[1] arcing-transfer switches

- ✓ موقعیت کنتاک‌های متحرک (از لحاظ تراز بودن)
- ✓ مقدار مقاومت مقاومت‌های انتقالی (در صورت وجود)

در نهایت، وجود کربن که ممکن است رسوب کرده باشد باید برداشته شود و محفظه تپ‌چنجر باید با روغن ترانسفورماتور تمیز شسته شود. پس از پر کردن با روغن عایقی، باید یک فرمان دستی کامل در تمام تپ‌ها داده شود.

۲) بازدید و نگهداری تجهیزات تپ‌چنجرهای از نوع راکتانسی (نوع سوئیچینگ خلاء) که در محفظه جداگانه‌ای قرار دارند یا تپ‌چنجرهای از نوع مقاومتی با دایورترسوئیچ از نوع خلاء که در محفظه ترانسفورماتور نصب شده‌اند.

چک لیست قبلی باید در صورت لزوم دنبال شود. علاوه بر این موارد زیر نیز باید بررسی شود:

- ✓ سایش کلید خلاء (فرسایش کنتاکت‌ها) و وجود خلاء
  توجه - در صورت مشکوک بودن به یکپارچگی (وجود نشتی) خلاء، باید یک آزمایش پتانسیومتر ac بالا انجام شود.
- ✓ عملکرد سیستم مانیتورینگ خلاء (در صورت وجود)
- ✓ هماهنگی کلید خلاء با مکانیسم سلکتور (توالی سوئیچینگ)
- ✓ کوپلینگ تپ سلکتور. بررسی موقعیت «نوترال» (در صورت وجود)

فقط باید مقادیر بسیار کمی کربن وجود داشته باشد. استحکام دی‌الکتریک و محتوای آب روغن عایقی باید آزمایش شود (برای جزئیات بیشتر به ۷-۲-۵-۱ و ۷-۲-۵-۴مراجعه کنید). اگر LTC به درستی کار کرده باشد، رنگ روغن باید به طور کلی روشن باشد. برای جزئیات بیشتر در مورد پر کردن روغن عایقی محفظه به دستورالعمل سازنده مراجعه کنید. برخی از LTCهای از نوع سوئیچینگ خلاء پس از تعمیر و نگهداری نیاز به پر کردن روغن عایقی تحت خلاء با استفاده از روغن گاز زدایی شده دارند.

۳) بازرسی و نگهداری تجهیزات تپ‌چنجر از نوع مقاومتی (نوع سوئیچینگ قوس الکتریکی) که در داخل محفظه ترانسفورماتور نصب شده‌اند.

چک لیست قبلی باید در صورت لزوم دنبال شود. علاوه بر این موارد زیر نیز باید انجام شود:

- ✓ فیلتر را در لوله کنسرواتور روغن عایقی بازدید و تمیز کنید (در صورت وجود)
- ✓ وضعیت کوپلینگ تپ سلکتور را بررسی کنید. موقعیت «نوترال» را بررسی کنید (در صورت وجود)

هشدار

عدم بی برق کردن تپ‌چنجر قبل از کار با آن، منجر به خرابی شدید تجهیزات می‌شود و ممکن است باعث آسیب شدید پرسنل نیز شود.

### ۷-٤-۲-۳. کلیات

DETC معمولاً در سیم‌پیچ ولتاژ فشار قوی ترانسفورماتور قدرت قرار دارد. هدف آن تنظیم نسبت دور بین سیم‌پیچ اولیه و ثانویه است. از آنجایی که این دستگاه اساساً یک کلید یا یک لینک برد[1] است، آزمون‌های کمی در مورد عملکرد صحیح آن در دسترس است. نقص در عملکرد آن عموماً با تولید گازهای قابل احتراق بیش از حد در روغن عایقی مشخص می‌شود. این گازها نشانگر وجود فلز داغ در روغن عایقی بدون دخالت سلولز خواهند بود.

DETCها در داخل مخزن ترانسفورماتور قرار دارند. بنابراین برای بازدید این دستگاه‌ها باید روغن عایقی را تا حدی تخلیه کرد که تپ چنجر برای بازدید در دسترس باشد. برای بازدید داخلی در فضای محدود به IEEE Std C57.93-2007 مراجعه کنید.

بررسی‌های تشخیصی معمولاً شامل عملکرد مکانیزم فرمان، آزادی حرکت محور محرک، تأیید هم‌ترازی کنتاکت‌ها، فشار کنتاکت‌ها، بررسی مونیتور سوئیچ DETC و کنتاکت‌ها و بازدید ظاهری است. آزمایش‌های مربوط به عملکرد تپ‌چنجر برای حالت بهره برداری بی‌برق باید هنگامیکه تجهیزات بی‌برق است، انجام شود.

### ۷-٤-۲-٤. رویه‌های بررسی تشخیصی

بررسی‌های تشخیصی به شرح زیر انجام می‌شوند:

الف) تراز بودن: پس از بهره‌برداری، باید با انجام آزمون نسبت دور، موقعیت صحیح تپ چنجر بررسی شود. این بررسی به منظور بررسی تراز بودن درست کنتاکت‌های DETC بدون ورود به مخزن ترانسفورماتور است. تراز نادرست کنتاکت‌ها ممکن است باعث افزایش دمای کنتاکت و در نهایت خرابی ترانسفورماتور قدرت شود. این معمولاً اولین آزمونی است که روی تپ چنجر انجام می‌شود.

دستگاه آزمون نسبت دور ترانسفورماتور به سیم‌پیچ‌های HV و LV فاز مورد آزمون متصل می‌شود. پس از قرار دادن تپ روی نول و صفر کردن میترها، هندل تغییر تپ‌چنجر به آرامی در یک جهت حرکت داده می‌شود تا زمانی که صفر از بین برود. در این حالت موقعیت هندل را روی صفحه سلکتور مشخص کنید. سپس هندل در جهت مخالف حرکت داده می‌شود تا زمانی که صفر دوباره ظاهر شود و متعاقباً دوباره ناپدید شود. این موقعیت جدید را نیز روی صفحه سلکتور مشخص کنید. سپس هندل به وضعیت ON بازگردانده می‌شود. محل نهایی هندل باید در وسط بین علامت‌ها باشد. هر انحراف قابل توجهی نشان دهنده

---

[1] link board

ناهماهنگی است و قبل از اینکه ترانسفورماتور مجدداً برقدار شود نیاز به تعمیر دارد. روال قبلی باید برای تمام تنظیمات تپ تکرار شود.

ب) فشار کنتاکت: هر یک از تکنیک‌های شرح داده شده در ۷-۲-۷ ممکن است برای اندازه‌گیری مقاومت استفاده شود. مقادیر مقاومت اندازه‌گیری شده باید با توجه به مقادیر کارخانه اصلاح شوند. هرگونه انحراف قابل توجه (افزایش به بیش از مقادیر کارخانه) می‌تواند نشان دهنده فشار کنتاکت نامناسب باشد. علاوه بر این، اگر ترانسفورماتور دارای LTC نیز باشد، سوئیچ LTC باید در موقعیت خنثی باشد تا مقاومت‌های اندازه‌گیری شده با مقادیر کارخانه مقایسه شود. در ترانسفورماتورهای تک فاز یا با اتصال ستاره، هر فازی که دارای مقاومت به صورت معناداری بالاتر داشته باشد، دارای کنتاکت مشکوک است. در یک اتصال مثلث، در هر سیم‌پیچی بین بوشینگ‌ها که در آن اندازه‌گیری به طور قابل توجهی بالاتر به دست آمد، دارای یک کنتاکت مشکوک است. در حالت مثلث در صورت وجود کنتاکت مشکوک، اندازه‌گیری‌های دیگر فازها نیز به میزان کمتر تحت تأثیر قرار می‌گیرند. اندازه‌گیری‌ها باید روی تمامی موقعیت‌های تپ DETC انجام شود.

اگر هر یک از اندازه‌گیری‌های مقاومت غیرطبیعی باشد، روغن عایقی باید تخلیه شود و کلید تپ‌چنجر باید جدا شود. اندازه‌گیری‌های مقاومت باید در تمامی کلیدهای ایزوله تکرار شود تا قبل از انجام تعمیر، وجود عیب مشکوک تایید شود.

ج) ظاهری: شکست آزمون‌های هم‌ترازی و فشار کنتاکت برای آشکار کردن مشکل در DETC نیاز به انجام یک بازدید ظاهری دارد. به علت اینکه روغن عایقی از ترانسفورماتور باید تخلیه می‌شود، این آزمایش باید به عنوان آخرین راه‌حل انجام شود. در صورت دشوار بودن دسترسی، ممکن است برای مشاهده تپ‌چنجر، تلاش‌های فوق‌العاده‌ای لازم باشد. برای مثال، ممکن است برای مشاهده تپ چنجر به یک دستگاه دوربین فیبر نوری منعطف نیاز باشد. تپ‌چنجر باید از نظر علائم سوختگی یا تخلیه خزشی بررسی شود. هر گونه آسیب باید قبل از برقداری اصلاح شود.

هنگامی که از یک DETC بهره‌برداری می‌شود، بازرسی و آزمایش باید انجام شود.

آزمون‌های ترانسفورماتور قبل از برقداری و پس از سرویس و تعمیر و نمونه‌برداری روغن گرفته شده ممکن است شامل موارد زیر باشد:

- ✓ نسبت دور ترانسفورماتور
- ✓ تحریک LV
- ✓ مقاومت عایقی سیم‌پیچ PF

## ۷-۴-۳. تنظیم‌کننده‌های (رگولاتورهای) ولتاژ

رگولاتور دستگاهی است که سطح ولتاژ از پیش انتخاب شده را در یک سیستم تنظیم شده بدون توجه به نوسانات بار در محدوده قابلیت‌های نامی آن حفظ می‌کند. اجزای اصلی در یک رگولاتور ولتاژ پله‌ای عبارتند از یک اتوترانسفورماتور دارای تپ، یک LTC و یک سیستم کنترل.

بررسی‌های تعمیر و نگهداری معمولاً در دو مرحله انجام می‌شود: زمانی که تجهیزات برقدار می‌شوند و زمانی که تجهیزات بدون برق هستند. جزئیات این چک‌ها به شرح زیر است:

الف) برقدار. در حالی که هنوز در حال سرویس است، ممکن است بررسی‌های زیر انجام شود:

۱) سطح روغن باید از گیج سطح روغن در کنار دستگاه خوانده شود.

۲) عملکرد سیستم کنترل تنظیم‌کننده ولتاژ را می‌توان در حالت دستی قرار داد و با فرمان به رگولاتور در جهت افزایش ولتاژ، تپ را در وضعیتی خارج از پهنای باند ولتاژ قرار داد و بررسی کرد. سپس کنترل‌ها باید به حالت اتوماتیک برگردانده شوند. پس از گذشت تاخیر زمانی برنامه‌ریزی شده در کنترل، تنظیم‌کننده باید با تغییر تپ ولتاژ را به پهنای باند قبلی بازگرداند (که معمولاً همان وضعیت شروع است مگر اینکه ولتاژ ورودی دائماً تغییر کند).

۳) دمای رگولاتور باید با استفاده از ترمومتر نموه بالای روغن و ترمومتر سیم‌پیچ (در صورت وجود) یا با تکنیک‌های اسکن مادون قرمز (به پیوست سوم مراجعه کنید) بررسی شود. می‌توان مقایسه‌ای بین واحدهای یکسان در فازهای مختلف انجام داد.

۴) در صورت مشکوک بودن به نشت آب به داخل مخزن، رطوبت روغن عایقی و استحکام دی‌الکتریک آن باید بررسی شود.

ب) بی برق. پس از بی‌برق شدن، اندازه‌گیری‌های زیر باید انجام شود:

۱) مقاومت عایقی سیم پیچ

۲) تانژانت دلتای عایقی

۳) نسبت دور سیم‌پیچ

۴) مقاومت سیم پیچ

۵) قدرت شکست دی‌الکتریک روغن و مقدار رطوبت

بوشینگ‌ها باید از نظر علائم ترک و نشت روغن به صورت چشمی بازرسی شوند. این کار زمانی که برقدار است دشوار است. همچنین ممکن است با یک اسکنر مادون قرمز بازدید انجام شود. هرگونه افزایش دمای به بیش از ۲۵ درجه سانتیگراد از دمای محیط باید بررسی شود.

اگر رگولاتور باید طبق روش‌های قبلی از مخزن جدا شود، موارد زیر باید بررسی شوند:

- ✓ همه اتصالات باید از نظر محکم بودن بررسی شوند.
- ✓ تمام کنتاکت‌ها باید از نظر ساییدگی با توجه به دستورالعمل‌های کتابچه راهنمای سازنده بررسی شوند.
- ✓ دستورالعمل‌های سازنده باید برای بازگرداندن مجدد رگولاتور به مخزن رعایت شود.

پس از انجام تعمیر و نگهداری و نمونه‌برداری از روغن، اما قبل از برقداری، آزمایشات زیر باید بر روی رگلاتور انجام شود:

- ✓ تانژانت دلتای سیم‌پیچ
- ✓ مقاومت اهمی سیم‌پیچ

### ۷-۴-٤. استفاده از مادون قرمز برای LTC

مادون قرمز برای LTC در پیوست سوم بیان شده است.

## ۷-۵. تجهیزات جانبی

### ۷-۵-۱. سیستم خنک کننده

ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ به سیستم‌های خنک کننده مجهز شده‌اند. سیستم‌های خنک کننده معمولاً از ترکیبی از مبدل‌های حرارتی/رادیاتورها، فن‌ها و پمپ‌ها تشکیل شده‌اند.

#### ۷-۵-۱-۱. مبدل‌های حرارتی سیستم خنک کننده

اساساً از سه نوع مبدل حرارتی برای دفع گرمای تولید شده توسط ترانسفورماتورهای قدرت استفاده می‌شود:

الف) کولر آبی: این مبدل حرارتی شامل مجموعه‌ای از لوله‌های نصب شده در داخل مخزن تجهیزات و غوطه‌ور در روغن تجهیزات می‌باشد. آب تازه از طریق این لوله‌ها پمپ می‌شود تا گرمای اضافی را از روغن خارج کند.

ب) کولر روغنی: این مبدل حرارتی نوعی کولر است که در تجهیزات قدیمی در نیروگاه‌ها وجود دارد.

ج) خنک کننده با هوای اجباری، روغن اجباری: این مبدل حرارتی عمدتاً در نیروگاه‌ها و در ترانسفورماتورهای بزرگ و فوق فشار قوی یافت می‌شود. این سیستم با لوله‌های کوچک معمولاً عمودی که با پره‌های نازک پیچیده شده‌اند، مشخص می‌شود. لوله‌ها در پوسته‌ای قرار گرفته‌اند که از یک طرف باز است و از طرف دیگر به فن ختم می‌شود. به دلیل نزدیک بودن پره‌ها، این نوع سیستم بسیار کارآمد است اما به علت امکان

گرفتگی توسط زباله‌ها این سیستم حساس نیز می‌باشد. کاهش جریان هوا تأثیر چشمگیری بر کارایی این سیستم دارد.

بقیه ترانسفورماتورها مجهز به رادیاتور هستند. مشخصه این نوع خنک‌سازی، لوله‌های بلند، پهن، مسطح و توخالی است که بین دو لوله بزرگ به نام هدرها نصب می‌شوند. روغن به هدر بالایی جریان می‌یابد، خنک می‌شود و به طور طبیعی از طریق هدر پایین به مخزن تجهیزات بازگردانده می‌شود.

نوع دستگاه خنک کننده‌ای که تعبیه شده باید مشخص شود و دستورالعمل‌های مناسب زیر باید رعایت شوند.

کولرهای آبی: دبی آب باید بررسی شود تا این نوع کولر بتواند با حداکثر راندمان کار کند. جریان ناکافی آب یا دمای بالای آب باعث کاهش راندمان این نوع سیستم می‌شود. نمونه‌های روغن باید اغلب (هفتگی) با این نوع کولر از مخزن تجهیزات گرفته شود تا مشخص شود که آیا آب به مخزن تجهیزات نشت می‌کند یا خیر.

**تفسیر**: تنظیم کننده فشار یا خروجی پمپ آب (یا هر دو) باید برای جریان مناسب آب تنظیم شود. در صورتی که به هر مقدار آب در نمونه روغن پیدا شود، لازم است که فورا تجهیزات از سرویس خارج شود تا زمانی که نشتی آب تعمیر شود و آب داخل مخزن تجهیزات خارج شود.

کولرهای هوا: مشاهده ظاهری کولر باید از هر طرف آن انجام شود. ممکن است لازم باشد یک منبع نور قوی در طرف مقابل نگه داشته شود تا امکان بازرسی زباله‌های به دام افتاده فراهم شود. سطوح پره‌های خنک‌کننده باید از نظر علائم آلودگی بررسی شود. در کولرهایی که عملکرد فن باعث دمش هوا به کولر می‌شود، یک ورق کاغذ دستگاه کپی (وزن استاندارد) باید در سمت ورودی هوا قرار گیرد. کاغذ باید با نیروی مکش هوا به مبدل جذب شود. برای اندازه‌گیری‌های دقیق‌تر، ممکن است از بادسنج برای اندازه‌گیری جریان هوا در چندین نقطه از کولر برای مقایسه با یک خنک‌کننده با مشخصات و اندازه مشابه استفاده شود.

رادیاتورها: جریان هوا به دلیل فاصله نسبتاً زیاد بین لوله‌ها به طور کلی مشکلی ایجاد نمی‌کند.

**تفسیر**: باید مراقب بود که هر گونه زباله‌ای که بین پره‌ها یا لوله‌های کولرهای هوا و رادیاتورها قرار می‌گیرد، حذف شود. علاوه بر این، برای جلوگیری از کاهش کارایی دستگاه، هر زمان که ممکن بود، هرگونه آلودگی باید از پره‌ها یا لوله‌ها حذف شود.

## ۷-۵-۱-۲. فن ها

### ۷-۵-۱-۲-۱. چرخش فن‌های خنک کننده

فن‌های خنک کننده برای حرکت هوا در دمای محیط در سراسر رادیاتور یا کولر طراحی شده‌اند و انتقال حرارت را از روغن تجهیزات به اتمسفر اطراف فراهم می‌کنند.

چرخش پره‌های فن باید رعایت شود تا اطمینان حاصل شود که جریان هوا در جهت مناسب دستگاه است. جهت سهولت بازدید می‌توان از زمان راه‌اندازی یا بلافاصله پس از خاموش شدن، که فن‌ها با سرعت کمتر از حد معمول حرکت می‌کنند، استفاده کرد.

**تفسیر**: اصلاحات چرخش باید همانطور که در بازدید نشان داده شده است انجام شود.

**هشدار**

هنگام بررسی فن‌ها باید مراقب باشید که در حین چرخش پره‌ها با آنها تماس نداشته باشید.

### ۷-۵-۱-۲-۲. بازدیدهای ظاهری فن‌های خنک‌کننده

فن‌های خنک‌کننده برای افزایش انتقال حرارت تولید شده توسط تجهیزات الکتریکی به جو طراحی شده‌اند. با فرض اینکه فن‌ها با توجه به طراحی سیستم خنک کننده ابعاد مناسبی دارند، باید هنگام بازرسی تأیید شود که فن‌ها با سرعتی برابر با سرعت طراحی عمل می‌کنند، راه‌های هوایی مسدود نشده‌اند و محافظ‌ها و تیغه‌ها آسیبی ندیده‌اند.

حداقل دو فن در حین کار باید بازدید شوند. بنابراین، هر فن با سرعت کمتر از طراحی آن با چشم غیر مسلح قابل مشاهده است. برای اندازه‌گیری‌های دقیق‌تر، ممکن است از یک سرعت‌سنج یا نوع دیگری از دستگاه‌های زمان‌سنج استفاده کرد، اما این مسأله به ندرت ضرورت است. باید بررسی شود که هرگونه زباله‌ای که می‌تواند جریان هوا را روی سطح مبدل حرارتی کاهش دهد، وجود نداشته باشد. محافظ فن و تیغه باید از نظر علائم اعوجاج یا آسیب‌های دیگر بررسی شوند.

**تفسیر**: جریان نامناسب هوا می‌تواند کارایی سیستم خنک کننده را کاهش دهد، باعث گرم شدن بیش از حد و در نتیجه آسیب به تجهیزات الکتریکی شود. فن‌هایی که با سرعت طراحی کار نمی‌کنند باید تعویض شوند. پس از توقف فن‌ها، هرگونه مانع در جریان هوا باید برداشته شود و هرگونه محافظ یا تیغه فنی که آسیب دیده باید تعویض یا تعمیر شود.

### ۷-۵-۱-۲-۳. کنترل فن‌های خنک کننده

کنترل‌های فن خنک‌کننده به گونه‌ای طراحی شده‌اند که به صورت دستی و خودکار کار کنند. عملکرد خودکار به طور کلی به بار یا برقداری (یا هر دو) مربوط می‌شود. اگر ترانسفورماتور فقط یک توان نامی داشته باشد، تجهیزات خنک کننده باید زمانی کار کنند که ترانسفورماتور برقدار است، زیرا این نوع ترانسفورماتورها دارای قابلیت خود خنک شوندگی نیستند و در غیر این صورت به شدت بیش از حد گرم می شوند. ترانسفورماتورهای با سه توان نامی دارای قابلیت خود خنک شوندگی و همچنین دو مرحله دیگر خنک کنندگی (با سیستم خنک‌کاری)

هستند. این مراحل خنک‌سازی را می‌توان با کلیدهای کنترل‌شده با دمای روغن یا دستگاه حساس به بارگذاری ترانسفورماتور، مانند نشانگر دمای سیم‌پیچ، که به روش ترجیحی تبدیل شده است، فعال کرد.

بررسی‌ها باید طبق روشی به شرح زیر انجام شود.

***روش کار***: نوع سیستم کنترل خنک کننده نصب شده روی ترانسفورماتور باید تعیین شود تا مشخص شود که چه نوع بازدید یا آزمایشی مورد نیاز است. کارکرد پمپ‌های پرسرعت توسط کنترل دستی ممکن است تحت شرایط خاصی در برخی از سیستم‌های خنک‌کننده منجر به خرابی در اثر الکتریسیته ساکن ترانسفورماتور قدرت شود. به توصیه‌های به روز سازنده باید رجوع شود.

*کنترل دستی:* برای تأیید اینکه هر مرحله دارای ولتاژ کافی برای کار است، باید حداقل برای مدت زمانی در این حالت سیستم روشن شود. عملکرد فن باید بررسی شود. پمپ‌های روغن را باید با مشاهده دبی سنج‌های آنها بررسی کرد. به توصیه های سازنده باید رجوع شود.

کنترل دما: سنسور دما باید از چاله بالای ترانسفورماتور خارج شود. کنترل اصلی باید به صورت اتوماتیک تنظیم شود. با استفاده از یک ابزار کالیبراسیون با دمای کنترل شده، دمای سنسور باید به آرامی افزایش یابد و برای کالیبراسیون (عملکرد) مناسب مشاهده شود.

کنترل بار: جریان ثانویه ترانسفورماتور جریان کنترل کننده (CT) باید بررسی شود تا اطمینان حاصل شود که درست کار می‌کند. اگر ترانسفورماتور برقدار باشد سیم اتصال کوتاه باید از مدار کنترل خارج شود. سپس جریان باید به مدار کنترل تزریق شود و مقدار این جریان برای مشاهده عملکرد صحیح تغییر کند.

**تفسیر**: هر گونه عملکرد نامناسب باید برای عملکرد رضایت بخش ترانسفورماتور اصلاح شود.

**هشدار**

هنگام کار با ثانویه یک CT برقدار باید بسیار احتیاط کرد. اگر ثانویه CT مدار باز شود (بدون بار) در حالی که CT برقدار است، نتایج فاجعه بار می‌تواند بدون هیچگونه هشداری رخ دهد.

### ۷-۵-۱-۳. پمپ‌های سیستم خنک کننده

تجهیزات قدرت بزرگ معمولاً با پمپ‌های روغن برای افزایش کارایی سیستم خنک کننده مجهز می‌شوند. این پمپ‌ها از موتورهای سه فاز یا تک فاز تشکیل شده‌اند که معمولاً در محدوده ۲۳۰ ولت تا ۴۸۰ ولت قرار می‌گیرند. اندازه موتور و ظرفیت پمپ متفاوت است. بیشتر پمپ‌ها بر خلاف بلبرینگ‌های ساچمه‌ای یا غلتکی به

بلبرینگ‌های کفگرد نوع بوشی[1] مجهز هستند. روغن عایقی تجهیزات قدرت از داخل سیم‌پیچ موتور جریان می‌یابد و گرمای تولید شده توسط تلفات موتور را منتقل می‌کند.

### ۷-۵-۱-۳-۱. بلبرینگ‌های پمپ‌های خنک کننده

سایش بلبرینگ‌ها یکی از دلایل خرابی پمپ‌ها است. در بیشتر موارد، تنها روش تعیین اینکه آیا ساییدگی بیش از حد یاتاقان وجود دارد یا خیر، برداشتن پمپ برای بازدید ظاهری است. ارتعاش یا نویز غیرعادی در هنگام کارکرد پمپ ممکن است نشان دهنده نیاز به بررسی بیشتر باشد، اما هنوز این مسأله قطعی نیست. نشانگرهای سایش فیبر نوری پیشرفته روی برخی از پمپ‌های خنک کننده جدید نصب شده که نیاز به حذف پمپ برای تعیین وجود سایش بیش را برطرف می‌کنند.

پس از خارج کردن پمپ از سیستم، لقی انتهای شفت باید اندازه‌گیری شود. پروانه و محفظه پروانه باید از نظر سایش بررسی شوند.

**تفسیر**: برای تعیین اینکه آیا ساییدگی بیش از حد بلبرینگ وجود دارد یا خیر، باید با اندازه‌گیری میزان لقی انتهای شفت، از راهنمای سازنده استفاده شود. هرگونه نشانه‌ای از سایش روی پروانه و محفظه پروانه نشان دهنده سایش بیش از حد بلبرینگ کفگرد است.

**اقدامات احتیاطی**: برداشتن پمپ خنک کننده نیاز به دانش بسیار دقیقی از آرایش سیستم خنک کننده دارد. تجهیزات و پمپ خنک کننده باید خاموش شوند. سیستم خنک کننده اطراف پمپ باید به طور موثر از بقیه سیستم خنک کننده تجهیزات جدا شود. شیرهای جداکننده باید بسته شده و سیستم باید قبل از برداشتن پمپ از روغن تخلیه شود. توصیه می شود پس از برداشتن پمپ، صفحه در محل پمپ‌ها نصب شوند. پمپ‌ها هرگز نباید بدون غوطه‌ور شدن کامل در روغن کار کنند.

### ۷-۵-۱-۳-۲. مشکلات الکتریکی پمپ‌های خنک کننده

با توجه به اینکه پمپ خنک کننده داخل روغن قرار دارد، مشکلات الکتریکی در موتور پمپ می‌تواند نشانه‌های نادرستی از وضعیت ترانسفورماتور هنگام استفاده از گازکروماتوگرافی ارائه دهد. به علت اینکه در طول کارکرد عادی باید روغن مستقیماً از طریق موتور پمپ جریان یابد، اتصال جزئی بین سیم‌پیچ‌های موتور و سایر مشکلات الکتریکی موتور پمپ باعث تولید گازهای قابل احتراق در روغن تجهیزات می‌شوند.

به طور معمول، یا پس از تشخیص سطوح غیرعادی گازهای قابل احتراق در روغن تجهیزات قدرت، جریان ورودی به هر پایانه الکتریکی هر پمپ باید در حین کارکرد پمپ به دقت اندازه‌گیری شود.

---

[1] sleeve-type thrust bearings

**تفسیر**: هر گونه عدم تعادل قابل توجه جریان بین پایانه‌ها به بیش از ۱۵٪ تا ۲۰٪ نشان دهنده مشکل در موتور پمپ است. استفاده از حدود ذکر شده فقط باید برای مقایسه پمپ‌های مشابه در تجهیزات الکتریکی مشابه باشد. هر تفاوت قابل توجهی ممکن است نشان دهنده محدودیت در ناحیه سیستم خنک کننده باشد که پمپ با تخلیه جریان بالاتر در آن قرار دارد یا مشکلی در خود پمپ وجود دارد.

#### ۷-۵-۱-۳-۳. چرخش پمپ‌های خنک کننده

پمپ‌های خنک کننده عمدتاً پمپ‌های گریز از مرکز هستند که مقداری مایع را بدون توجه به جهت چرخش خود پمپ می‌کنند.

پمپ‌ها باید به صورت دستی روشن و خاموش شوند و در حین روشن شدن پمپ، عملکرد دبی‌سنج هر پمپ مشاهده شود. جریان روغن باید قبل از برقداری متوقف شده باشد یا به حداقل برسد. روغن جایگزین با ویسکوزیته بالاتر، به ویژه در دماهای با محیط سردتر، ممکن است به پمپ‌های جابجایی مثبت[1] نیاز داشته باشند.

**تفسیر**: پمپ‌هایی که جهت چرخش آنها معکوس است، جریان را با سرعت قابل محسوس کمتری نسبت به پمپ‌های معمولی می‌چرخانند. حرکت کند گیج نشان دهنده جریان سیال عبوری که در آن از موتورهای سه فاز استفاده می‌شود، نشانه چرخش معکوس است. هر دو سیم که تغذیه پمپ مشکوک را انجام می‌دهند را معکوس کنید و دوباره روشن کنید. اکنون حرکت گیج نشان دهنده جریان باید بسیار سریعتر باشد.

### ۷-۵-۲. رله آشکارساز گازهای خطا

به طور کلی، تنها ترانسفورماتورهای قدرت مجهز به کنسرواتور، دارای رله‌های آشکارساز گاز هستند. رله آشکارساز گاز، وجود گاز آزاد شده از روغن را تشخیص می‌دهد و سطح تولید گاز فراتر از حد اشباع گاز محلول در روغن را نشان می‌دهد. نشت هوا به داخل ترانسفورماتور، معمولاً در شرایط محیطی بسیار سرد، گاهی اوقات می‌تواند روی رله آشکارساز گاز نیز ثبت شود.

هر زمان که گیج مقدار بالای صفر را نشان داد، گاز انباشته شده باید طبق دستورالعمل سازنده آنالیز شود. تجزیه و تحلیل گاز محلول در روغن نیز در این زمان مناسب است.

برخی از دستگاه‌های مورد استفاده در ترانسفورماتورها نیز برخی از آنالیزهای محدود آنلاین گاز محلول در روغن را انجام می‌دهند. هدف این دستگاه‌ها هشدار دادن به کاربر در زمانی است که نرخ تولید گاز از محدودیت‌های از پیش تعیین شده فراتر می‌رود. هنگامی که این هشدار دریافت شود، تجزیه و تحلیل آزمایشگاهی دقیق‌تر گاز در روغن می‌تواند انجام شود.

---

[1] positive displacement pumps

### ۷-۵-۳. رله فشار خطا[1]

دو نوع رله فشارشکن ناگهانی وجود دارد. رایج‌ترین نوع آن در زیر روغن نصب می‌شود. نوع دیگر در فضای گاز نصب شده است. قوس داخلی در تجهیزات برقدار پر از روغن باعث ایجاد فشار گاز بیش از حد می‌شود که می‌تواند به تجهیزات آسیب جدی وارد کند و خطرات شدیدی را برای پرسنل ایجاد کند. رله فشار ناگهانی برای به حداقل رساندن میزان آسیب با فعال کردن سریع سیستم‌های حفاظتی در نظر گرفته شده است.

توصیه‌های سازنده باید برای تنظیم، تعمیر یا تعویض دستگاه‌هایی که به درستی کار نمی‌کنند رجوع شود.

### ۷-۵-٤. نشان دهنده‌ها

#### ۷-۵-٤-۱. نشان‌دهنده دبی (دبی‌سنج)

تمام پمپ‌های خنک کننده تجهیزات قدرت باید مجهز به دبی‌سنج پمپ خنک کننده باشند. این دستگاه برای تعیین اینکه آیا روغن در پمپ جریان دارد یا خیر استفاده می‌شود. این دستگاه نشان دهنده سرعت روغن یا وضعیت پمپ نیست.

پس از اطمینان از روشن بودن پمپ‌های خنک کننده روغن، باید دبی‌سنج را برای بررسی عبور جریان سیال مشاهده کرد. سپس پمپ باید به طور لحظه‌ای خاموش شود تا بررسی شود که موقعیت گیج به حالت OFF (بدون جریان) تغییر کند.

**تفسیر**: اگر پمپ روشن باشد و جریان نشان داده نشود، ممکن است واحد فرستنده معیوب باشد. اگر پمپ خاموش شود و دبی سنج همچنان جریان را نشان می‌دهد، احتمالاً دبی‌سنج در موقعیت روشن گیر کرده است و واحد فرستنده یا کل دبی سنج ممکن است نیاز به تعویض داشته باشد. طبیعی است که دبی‌سنج برای مدت کوتاهی قبل از خاموش کردن (بدون جریان)، پس از خاموش کردن، پمپ جریان را نشان دهد. این به دلیل حفظ تکانه نسبت به روغن است.

**اقدامات احتیاطی**: کمبود جریان در پمپ‌های خنک کننده روغن در حین کار ممکن است نشان دهنده خرابی قریب الوقوع باشد. اقدامات اصلاحی لازم باید بلافاصله انجام شود.

#### ۷-۵-٤-۲. نشان دهنده سطح روغن (روغن نما)

آگاهی از سطح روغن در مخزن ترانسفورماتور از اهمیت بالایی برخوردار است. اکثر مخازن مجهز به یک روغن نما هستند که برای دمای بهره‌برداری ۲۵ درجه سانتیگراد نرمال شده است. با تغییر دمای روغن، سطح به

---

[1] Fault pressure relay

همان نسبت افزایش یا کاهش می‌یابد. پلاک نامی تجهیزات ممکن است افزایش یا کاهش سطح روغن را برای هر تغییر ۱۰ درجه‌ای در دمای روغن نشان دهد. این مشخصات همچنین ممکن است به فاصله پوشش مخزن تا مایع در دمای مرجع خاص (معمولاً ۲۵ درجه سانتیگراد) اشاره کند. گیج‌های معمولی از نوع شناور با صفحه گرد هستند و به طور کلی به یک یا دو کنتاکت آلارم مجهز است. یک کنتاکت نشان دهنده سطح مایع پایین است، در حالی که دومی، اگر وجود داشته باشد، سطح مایع بالا را نشان می‌دهد. صفحه معمولاً در نقطه ۲۵ درجه سانتیگراد (یا معمولی)، بالا و پایین مشخص می‌شود. دو نشانه آخر نسبی هستند و هیچ رابطه خاصی با هیچ مقدار واقعی ندارند.

نشانگر روی صفحه روغن نما باید مشاهده شود. این قرائت با توجه به دمای بالای روغن باید به طور منطقی نرمال شود.

کالیبراسیون این گیج هرگز نباید انجام شود. اگر گیج خارج از کالیبراسیون باشد، تعویض آن توصیه می‌شود.

**اقدامات احتیاطی**: حفظ سطح روغن مناسب در کل محدوده دمایی بهره‌برداری از تجهیزات مهم است. عدم انجام این کار ممکن است منجر به از بین رفتن خنک‌کنندگی مناسب و در موارد شدید آسیب به تجهیزات شود.

### ۷-۵-٤-۳. گیج فشار

فشار داخلی مخزن تجهیزات قدرت تابعی از دمای مایع و تولید گاز است. این فشار توسط یک فشارسنج اندازه‌گیری می‌شود که باید به طور دوره‌ای طبق استانداردهای مناسب کالیبره شود.

در محفظه LTC یا رگولاتور باید فشار مثبت کوچکی نسبت به مخزن ترانسفورماتور قدرت وجود داشته باشد. اگر LTC از نوع محفظه خلاء باشد، هرگز نباید فشاری ایجاد شود. در یک LTC با محفظه آب‌بندی شده، با هر عملیات تعویض تپ، فشار افزایش می‌یابد. این محفظه‌ها با یک شیر اطمینان عرضه می‌شوند که در حدود ۳ psi باز می‌شود و در حدود ۱ psi دوباره بسته می‌شود. این کار از ورود رطوبت به محفظه تپ‌چنجر جلوگیری می‌کند.

**اقدامات احتیاطی**: فشار بالا می‌تواند نشان دهنده شرایط بهره‌برداری بسیار خطرناکی باشد و باید فوراً مورد بررسی قرار گیرد.

### ۷-۵-٤-٤. ترمومتر

نشان‌دهنده‌های دمای روغن و دمای نقطه داغ برای عملکرد صحیح ترانسفورماتور مهم هستند. این نشان‌دهنده‌ها نه تنها دما را نشان می‌دهند، بلکه فن‌ها و خنک‌کننده‌ها را با استفاده از میکروسوئیچ‌هایی که

می‌توانند برای تنظیمات مختلف دما تنظیم شوند، بکار می‌اندازند. این نشان‌دهنده‌ها باید به طور منظم در محل با دستگاه‌های قابل حمل یا در آزمایشگاه کالیبره شوند.

الف) کالیبراسیون گیج دمای روغن بالا: گیج باید از ترانسفورماتور خارج شود و حسگر باید در ظرف روغن گرم کنترل شده قرار گیرد. کالیبراسیون باید در چندین نقطه روی گیج بررسی شود.

ب) کالیبراسیون گیج دمای نقطه داغ سیم‌پیچ: بر اساس افزایش دمای اندازه‌گیری شده، یا داده‌های حاصل از آزمایشات حرارتی یک ترانسفورماتور مشابه، جریان بایاس به سیم‌پیچ حرارتی نشانگر دمای سیم‌پیچ طوری به به مقادیر کارخانه‌ای تنظیم می‌شود تا همان گرادیان دمایی را که بر حسب درجه سانتیگراد توسط داغترین نقطه در سیم‌پیچ ترانسفورماتور تجربه می‌شود، شبیه‌سازی شود.

جریان در مدار گرم کن توسط سازنده ترانسفورماتور تنظیم می‌شود. بزرگی این جریان باید مشخص باشد تا امکان تایید کالیبراسیون فراهم شود. منحنی کالیبراسیون جریان گرم‌کن در مقابل شیب داغترین نقطه از سازنده ترانسفورماتور در دسترس است.

### ۷-۵-۵. ترانس‌جریان بوشینگی

ترانسفورماتورهای جریان بوشینگی، ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری هستند و در IEEE Std C57.13-2008 [B34] مورد بحث قرار گرفته‌اند. آزمون پلاریته، نسبت و فاز نیز در IEEE Std C57.12.90 توضیح داده شده است.

آزمایشی را برای تعیین اینکه هر ترانسفورماتور جریان بوشینگی (BCT) در جهت مناسب نصب شده است انجام دهید. آزمون ممکن است با اعمال جریان مستقیم به بوشینگ در حالی که انحراف ولت متر متصل به ثانویه BCT در حال مشاهده است، انجام شود.

آزمون نسبت دور هر BCT را انجام دهید. برای یک BCT دارای چند نسبت دور، ممکن است ارائه مقادیر آزمون برای هر پنج تپ در دسترس مفید باشد. نقاط اندازه‌گیری ثانویه باید از ترمینال‌هایی در جعبه کنترل باشند. پیشنهاد می‌شود که جمپر مربوط به هر ترمینال BCT پس از اتمام آزمایش تعویض شود.

توجه - تجهیزات تغذیه DC باید قبل از خاموش شدن و قطع کردن تجهیزات در جریان صفر باشد تا از اشباع BCT جلوگیری شود.

آزمایش مقاومت عایقی ممکن است روی هر BCT نسبت به زمین انجام شود. مجموعه آزمون را برای خروجی ۵۰۰ ولت تنظیم کنید.

## ۸. نمودار تشخیصی

برای اهداف این راهنما، آزمایش‌های تشخیصی با اشاره به دسته‌های اصلی سیستم‌هایی که ترانسفورماتور، راکتور یا تنظیم‌کننده را تشکیل می‌دهند (مانند سیم‌پیچ‌ها، بوشینگ‌ها، مایعات عایق، تپ‌چنجرها، هسته، مخازن، و دستگاه‌های مرتبط) توضیح داده می‌شوند. برای هر دسته، مقادیر اندازه‌گیری شده در نمودار آزمون تشخیصی (جدول ۲۰) نشان داده شده است. در برخی موارد تقسیم‌بندی بیشتر ضروری است.

لزوماً همه آزمایش‌ها توسط یک کاربر انجام نمی‌شود. علاوه بر این، آزمایش‌های خاص انجام‌شده با توجه به اقدامات معمول کاربر متفاوت است و ممکن است به تاریخچه دستگاه بستگی داشته باشد.

ایجاد مقادیر معیار بر روی یک قطعه جدید از تجهیزات الکتریکی هنگام بررسی ارزیابی نتایج آزمایش آتی بسیار مهم است. مقادیر بنچمارک اولین اندازه‌گیری‌هایی هستند که روی یک قطعه از تجهیزات جدید یا استفاده شده انجام می‌شود. نتایج آزمایش‌های بعدی از آزمایش‌های روی یک واحد یا آزمایش‌های مشابه روی تجهیزات مشابه، در مقایسه با این مقادیر اولیه و آزمایش‌های مشابه روی تجهیزات مشابه، ممکن است نشان‌دهنده روند باشد.

**جدول ۲۰- جدول آزمون‌های تشخیصی**

| بخش | اولین زیر بخش | دومین زیر بخش | آزمون | ترانسفورماتور | راکتور | رگلاتور |
|---|---|---|---|---|---|---|
| سیم‌پیچی | | | مقاومت عایقی | X | X | X |
| | | | دور/پلاریته/فاز | X | | X |
| | | | جریان تحریک | X | X | X |
| | | | راکتانس نشتی | X | | |
| | | | مقاومت سیم‌پیچی | X | X | X |
| | | | ظرفیت خازنی | X | X | X |
| | | | تانژانت دلتا | X | X | X |
| | | | ولتاژ القایی/تخلیه جزئی/RIV | X | X | |
| | | | آنالیز پاسخ فرکانسی | X | X | X |
| بوشینگ | | | ظرفیت خازنی | X | X | X |
| | | | تلفات دی‌الکتریک | X | X | X |
| | | | تانژانت دلتا، ظرفیت خازنی $C_1$ و $C_2$ | X | X | X |
| | | | تخلیه جزئی | X | X | X |
| | | | دما (مادون قرمز) | X | X | X |
| | | | سطح روغن | X | X | X |
| | | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| روغن عایقی | | | مقدار آب | X | X | X |
| | | | گازهای محلول | X | X | X |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | قدرت دی‌الکتریک | X | X | X |
| | | | تعداد ذرات | X | X | X |
| | | | تلفات دی‌الکتریک | X | X | X |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | تانژانت دلتا | X | X | X |
| | | | کشش بین سطحی | X | X | X |
| | | | اسیدیته | X | X | X |
| | | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| | | | رنگ | X | X | X |
| | | | پایداری اکسیداسیون | X | X | X |
| | | | فوران | X | X | X |
| | | | سولفور خورنده | X | X | X |
| تپ چنجر | LTC | | پیوستگی کنتاکت | X | | X |
| | | | دما (مادون قرمز) | X | | X |
| | | | نسبت تبدیل | X | | X |
| | | | جریان موتور | X | | X |
| | | | لیمیت سوئیچ | X | | X |
| | DETC | | فشار کنتاکت | X | | |
| | | | Centering | X | | |
| | | | نسبت دور | X | | |
| | | | بازدید ظاهری | X | | |
| هسته | | | مقاومت عایقی | X | X | X |
| | | | آزمون زمین | X | X | X |
| تانک و تجهیزات جانبی | تانک | | فشار | X | X | X |
| | | | خلأ | X | X | X |
| | | | نقطه شبنم | X | X | X |
| | | | دما (مادون قرمز) | X | X | X |
| | | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| | کنسرواتور | | بازدید ظاهری | X | X | |
| | Inert air system | | بازدید ظاهری | X | X | |
| | | | مجموع گازهای قابل احتراق | X | X | |
| | نشان دهنده‌ها | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| | | | کالیبراسیون | X | X | |
| | Fault pressure relay | | کالیبراسیون | X | X | |
| | | | پیوستگی | X | X | |
| | سیستم خنک کاری | مبدل حرارتی | جریان هوا | X | X | |
| | | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| | | | تمیزی | X | X | X |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | فن ها | چرخش | X | X | X |
| | | | کنترل‌ها | X | X | X |
| | | | بازدید ظاهری | X | X | X |
| | | پمپ‌ها | چرخش | X | X | |
| | | | جریان‌ها | X | X | |
| | | | بلبرینگ‌ها | X | X | |
| ترانسفورماتور جریان | | | نسبت تبدیل | X | X | X |
| | | | پلاریته | X | X | X |
| | | | مقاومت سیم‌پیچی | X | X | X |

# ۹. پیوست اول

(تکمیلی)

# اندازه‌گیری ضریب توان (تانژانت دلتا)

## ۹-۱. کلیات

### ۹-۱-۱. پیشینه

ضریب توان عایقی (PF) یکی از رایج‌ترین آزمایش‌هایی است که روی ترانسفورماتورها، رگلاتورها، راکتورها، بوشینگ‌ها و سایر تجهیزات جانبی انجام می‌شود و باید به عنوان بخشی از ارزیابی کارخانه، پذیرش و روتین انجام شود. اگرچه دی‌الکتریک‌ها به دلیل مواد تشکیل دهنده ساختمانشان تلفات ذاتی دارند، اندازه‌گیری PF در تشخیص سطوح نسبی رطوبت و آلودگی موثرتر است. اندازه‌گیری ظرفیت در تشخیص عیوب فیزیکی که منجر به تغییر در هندسه دی‌الکتریک می‌شود، مؤثر است.

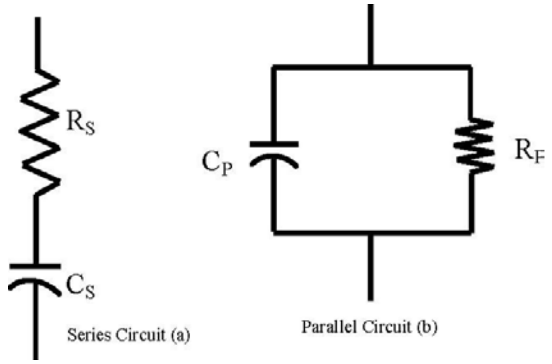
### ۹-۱-۲. دی‌الکتریک ناقص

خواص عایق‌های دی‌الکتریک واقعی اغلب ساده شده و به عنوان دی‌الکتریک ناقص شناخته می‌شوند. دی‌الکتریک ناقص دی‌الکتریک ی است که در آن انرژی که برای ایجاد میدان الکتریکی لازم است با حذفش انرژی به میدان الکتریکی باز نمی‌گردد. انرژی در دی‌الکتریک به گرما تبدیل می‌شود. برعکس، یک دی‌الکتریک کامل رسانایی صفر دارد و هیچ اثر جذبی ندارد. خلاء خوب نمونه‌ای از دی‌الکتریک کامل است. اکثر دی‌الکتریک های آزمایش شده به دلیل وجود رطوبت، آلاینده‌ها و دیگر مولکول‌های قطبی ذاتی، دی‌الکتریک های ناقص در نظر گرفته می‌شوند.

دو روش رایج برای نمایش دی‌الکتریک ناقص مدار سری و موازی هستند. این دو مدار شامل دو عنصر خازن و مقاومت هستند.

مقاومت نشان دهنده مؤلفه تلفات عایقی است، در حالی که خازن نشان دهنده خواص هندسی و فیزیکی مانند ثابت دی‌الکتریک است.

شکل اول.۱ دو روش رایج برای نمایش دی‌الکتریک ناقص را نشان می‌دهد.



**شکل اول.۱- مدار دی‌الکتریک ناقص، الف) مدار سری، ب) مدار موازی**

هر یک از مدارها برای توضیح اثرات PF در یک نمونه دی‌الکتریک کافی است. در مدار سری، $R_S$ نشان دهنده مقاومت سری ac است. مدار موازی $R_P$ را به عنوان مقاومت موازی معادل نشان می‌دهد. اگرچه می‌توان از هر دو در بحث و تعریف PF استفاده کرد، مدار موازی بیشتر رایج است. در هر دو مورد، مقاومت نشان‌دهنده وجود رطوبت، آلاینده‌ها، تلفات تخلیه جزئی (PD) و مواد قطبی ذاتی است.

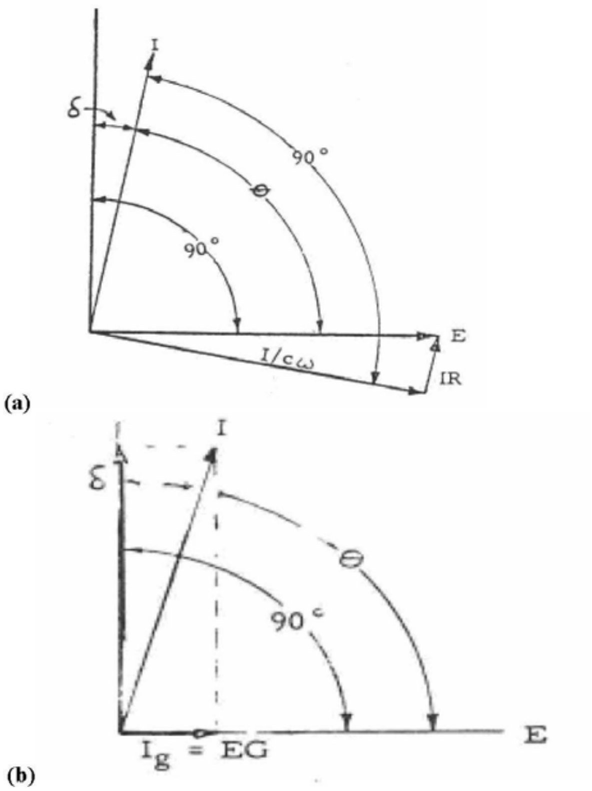
### ۹-۱-۳. ضریب توان

PF نشان دهنده تلفات در واحد حجم است. به این ترتیب، این یک مقدار بدون بعد است که نشان دهنده نسبت تلفات مربوط به دی‌الکتریک مورد آزمایش است. این یک ویژگی ذاتی است و مستقل از حجم است. PF برای یک مدار ac همانطور که در رابطه (اول.۱) نشان داده شده است، تعریف می‌شود:

$$PF = Watts/(E \times I) = \cos(\theta) \qquad \text{(اول.۱)}$$

که در آن که *Watts* توان واقعی تولید شده است، E ولت و I کل جریان بر حسب آمپری است که به مدار دی‌الکتریک تزریق می‌شود. زاویه فاز θ (تتا) زاویه‌ای است که بین ولتاژ اعمال شده (E) و جریان شارژ I شکل می‌گیرد. درک PF زمانی که در نمودار فازور نشان داده می‌شود مشهودتر است. شکل اول.۲ نمودار فازور مدارهای سری و موازی را نشان می‌دهد.

در هر دو نمودار شکل اول.۲، زاویه PF، زاویه θ است. ولتاژ E در سراسر امپدانس نمونه با جریان شارژ کل I اعمال می‌شود. بسته به مدل انتخابی، جریان از کل خازن و همچنین مقاومت عبور می‌کند. در مدار موازی، جریان Ig نشان دهنده جریان ایجاد شده توسط ادمیتانس G از مقاومت Rp است. بیشتر دی‌الکتریک ها دارای PF با زاویه θ حدوداً نزدیک به ۹۰ درجه هستند. روش دیگری که برای بیان تلفات دی‌الکتریک استفاده می‌شود، زاویه عیب فاز δ (مثلث) است که متمم θ است. DF با گرفتن تانژانت δ محاسبه می‌شود و برای اکثر دی‌الکتریک ها با مقادیر θ معمول نزدیک به ۹۰ درجه، بسیار نزدیک به PF است. مقایسه ریاضی DF و PF نشان می‌دهد که این دو مقدار (PF و DF) تا 0.10 تقریباً یکسان هستند.



**شکل اول.۲- دیاگرام فازوری، الف- دی‌الکتریک سری، ب- دی‌الکتریک موازی**

از آنجایی که θ از ترکیب جریان شارژ خازنی و جریان مقاومتی به دست می‌آید، نسبتی از جریان واقعی به راکتیو را نشان می‌دهد. بنابراین، نشان دهنده بازده دی‌الکتریک است و می‌تواند برای سنجش کیفیت یک دی‌الکتریک استفاده شود. برای سادگی، مباحث زیر از مدل دی‌الکتریک ناقص موازی استفاده می‌کند و روابط نسبت ضریب توان را به هم مرتبط می‌کند [به رابطه (اول.۲)، معادله (اول.۳)، معادله (اول.۴)، و معادله (اول.۵) مراجعه کنید].

$$Watts = E \times I_{Rp}$$ (اول.۲)

$$Watts = E \times IT \times \cos(\theta)$$ (اول.۳)

$$PF = \cos(\theta) = Watts/(E \times IT)$$ (اول.۴)

$$= (E \times IR)/(E \times IT) = IR/IT$$ (اول.۵)

در نهایت، PF بر حسب درصد رایج است. برای محاسبه درصد ضریب توان از رابطه (اول.۶) استفاده کنید.

$$\%PF = PF \times 100$$ (اول.۶)

PF را می‌توان برای مقایسه مواد دی‌الکتریک از نظر تلفات استفاده کرد. با حذف واحدهای حجم، می‌توان مواد دارای ساختمان دی‌الکتریک مشابه را در یک گروه آماری بزرگ مقایسه کرد. بنابراین، مقایسه دستگاه‌ها آسان‌تر است، زیرا امکان تحلیل‌های آماری بهتر وجود دارد.

در نهایت، باید بیان کرد که اثرات دما بر PF در منابع دیگر به خوبی مستند شده است. به طور کلی، PF به دمای ۲۰ درجه سانتیگراد اصلاح می‌شود تا اطمینان حاصل شود که مقایسه‌های واقعی انجام می‌شود. لطفاً به مراجع سازندگان مناسب جهت اصلاحات دمایی مناسب مراجعه کنید.

## ۲-۹. تجهیزات آزمون

اکثر مجموعه‌های آزمون دی‌الکتریک/PF مدرن مجهز به حالت‌های آزمون قابل انتخاب هستند که آزمایش سیستم‌های عایقی پیچیده را ساده می‌کند. دو حالت اصلی آزمایش عبارتند از: حالت GST و حالت UST. تجهیزات آزمون همچنین باید دارای مدارهای گارد اضافی باشد که امکان تغییرات در این دو حالت را فراهم کند، بنابراین اجازه می‌دهد هر بخش از سیستم‌های عایقی پیچیده به طور جداگانه آزمایش شود. این مساأله خیلی مهم است که بخش‌های جداگانه عایق در صورت امکان به طور جداگانه آزمایش شوند تا از مخفی شدن نقص بخش‌های کوچک در بخش‌های بزرگ جلوگیری شود.

## ۳-۹. حالت‌های آزمون

تجهیزات آزمون PF امکان قرارگیری نسبی منبع تغذیه، گارد و زمین را فراهم می‌کند. تنظیم مجدد این موقعیت‌های مختلف امکان ایجاد مدار GST و UST را فراهم می‌کند (جدول اول.۱ را ببینید). برای اصلاح مدار اندازه‌گیری و پایه‌های اضافی مدار دی‌الکتریک تحت آزمایش، می‌توان از سیم‌های آزمون اضافی استفاده کرد. اصلاح مدار آزمایش با سیم‌های اضافی امکان ایجاد سه حالت آزمایشی اساسی را فراهم می کند: UST، GST-Guard، و GST-Ground (جدول اول.۲ را ببینید).

**جدول اول.۱- مدارات آزمون**

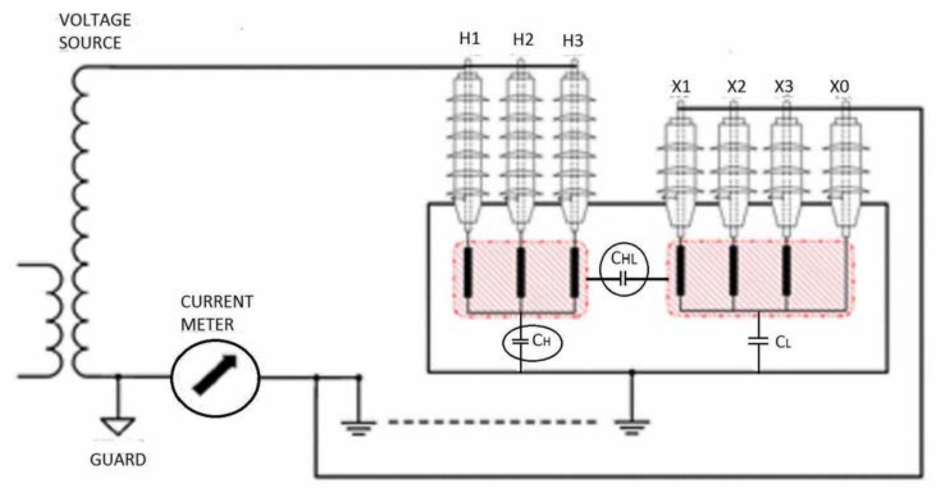
| **حالت تست** | **توضیح** |
|---|---|
| **GST** | **Grounded Specimen Test- جریانی را که از طریق مدار کنتور به زمین می‌گذرد، اندازه گیری می‌کند.** |
| **UST** | **Ungrounded Specimen Test-در این حالت ، UST جریانی را که به یک مدار متر غیر زمین شده (شناور) می گذرد را اندازه گیری می‌کند .** |

**جدول اول.۲- مدهای آزمون**

| پیکربندی | مرجع | سیم‌های آزمون HV | سیم LV | زمین تانک | اندازه‌گیری |
|---|---|---|---|---|---|
| GST—Ground | شکل اول.۱ | H1, H2, H3 | Meter in | Meter in | CHL + CH |
| UST | شکل اول.۴ | H1, H2, H3 | Meter in | Meter out | CHL |
| GST with Guard | شکل اول.۵ | H1, H2, H3 | Meter out | Meter in | CH |

### ۹-۳-۱. آزمایش GST

پیکربندی GST اجازه آزمایش یک نمونه عایقی زمین شده را از طریق زمین نمونه فراهم می‌کند. تمام جریانی که به زمین می‌رسد از طریق آمپرمتر اندازه‌گیری می‌شود. پیکربندی این حالت در شکل اول.۳ نشان داده شده است.

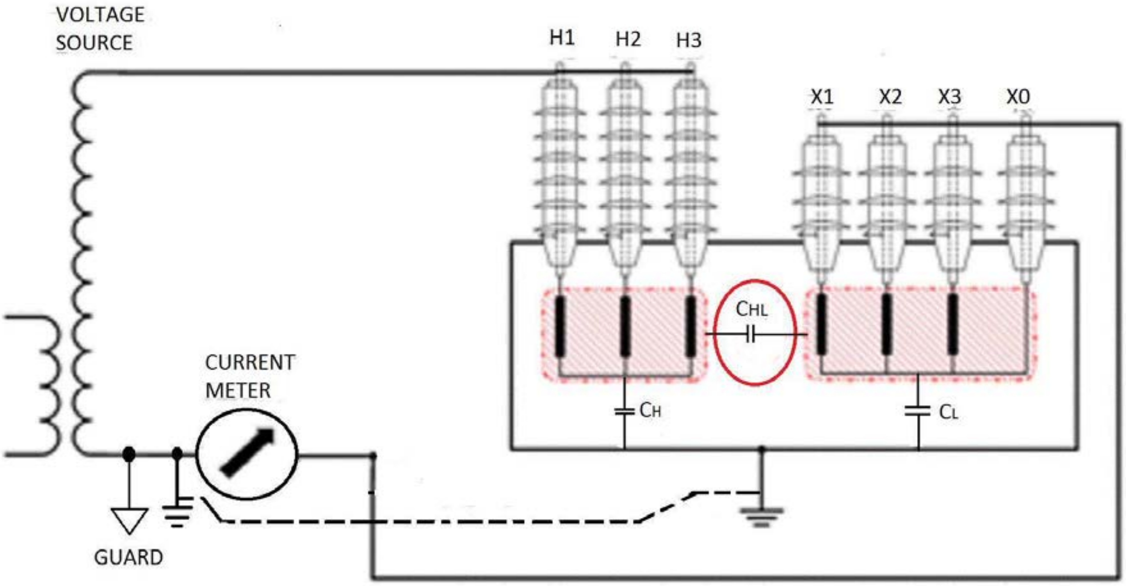


**شکل اول.۳- مدار GST**

### ۹-۳-۲. آزمایش UST

پیکربندی UST برای اندازه‌گیری بین دو پایانه نمونه آزمایشی استفاده می‌شود که به زمین متصل نیستند یا می‌توانند از زمین جدا شوند. در پیکربندی UST، جریان جاری شده از عایق بین سیم ولتاژ اعمال شده و سیم ابزار اندازه‌گیری (جریان عبوری از سیستم عایقی بین ترمینال‌های تحت ولتاژ)، اندازه‌گیری می‌شود و جریانی که

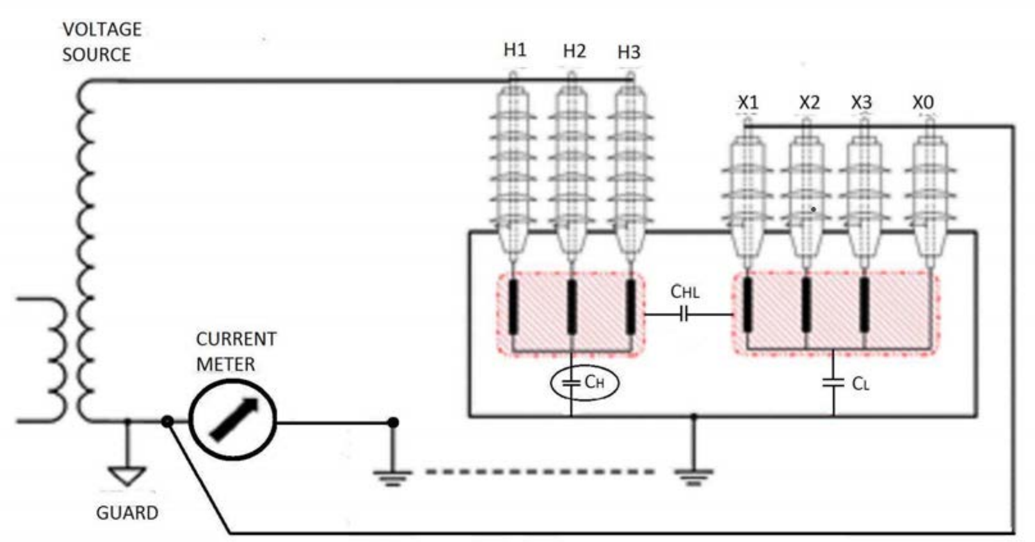
به زمین می‌رود اندازه‌گیری نمی‌شود. در این پیکربندی آزمون، همچنین زمین مدار آزمایش به نقطه گارد در سمت چپ آمپرمتر منتقل می‌شود و به جریان زمین اجازه می دهد مدار اندازه گیری را دور بزند. این پیکربندی در شکل اول.۴ نشان داده شده است.



شکل اول.۴- مدار UST

### ۹-۳-۳. آزمون تجهیزات زمین شده GST با گارد

آزمون در حالت GST-گارد به جریان‌های ناخواسته اجازه می‌دهد مدار اندازه‌گیری را دور بزنند و بخش‌های کوچک‌تر عایق را قادر می‌سازد تا به صورت جداگانه آزمایش شوند. فقط جریان زمین با استفاده از پیکربندی GST-گارد اندازه‌گیری می‌شود. جریانی که با اتصال گارد به پایانه‌ها می‌رسد اندازه گیری نمی شود. این پیکربندی در شکل اول.۵ نشان داده شده است.



**شکل اول.۵- مدار GST با گارد**

### ۹-۳-٤. مدارهای آزمون پیچیده UST و GST

پیکربندی مدار آزمایشی را نیز می‌توان با افزودن یک سیم آزمون LV دوم پیچیده‌تر کرد. با استفاده از این تنظیمات، می‌توان مدارهای GST زیر را ایجاد کرد: مدارهای GST-Ground Guard، GST-Ground Ground و GST-Guard Guard. مدارهای UST را می‌توان تغییر داد تا مدارهای UST-Ground و UST دوبل (که در آن دو سیم به صورت موازی اندازه‌گیری می‌شوند) را شامل شود. این تنظیمات امکان آزمایش سیستم‌های پیچیده را فراهم می‌کند.

## ۹-٤. سیستم های عایق ساده و پیچیده

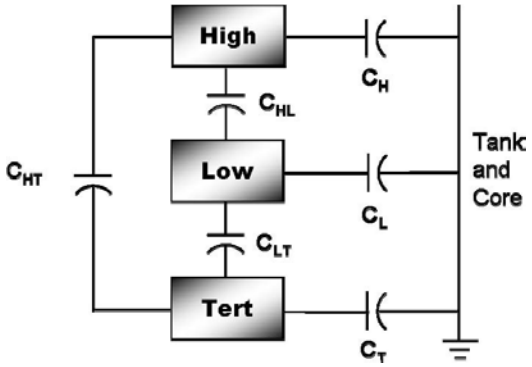
### ۹-٤-۱. سیستم ساده

یک سیستم عایقی ساده شامل دو ترمینال است که با عایق از هم جدا شده‌اند و به صورت یک خازن نشان داده می‌شود. نمونه‌ای از یک سیستم ساده، آزمون کیل بوشینگ با هادی مرکزی و فلنج آن به عنوان دو الکترود، است.

### ۹-٤-۲. سیستم پیچیده

یک سیستم عایقی پیچیده از سه یا چند پایانه عایق شده از یکدیگر تشکیل شده است. یک سیستم سه ترمینالی را می‌توان با شبکه‌ای از سه خازن و یک سیستم چهار ترمینالی را با شش خازن نشان داد.

ترانسفورماتورهای دو سیم پیچه و ترانسفورماتورهای سه سیم پیچه سیستم‌های پیچیده‌ای هستند. شکل اول.۶ یک سیستم پیچیده را نشان می‌دهد. اگر جریان اندازه‌گیری شده کمتر از ۰.۳ میلی آمپر باشد، نباید از محاسبات PF برای تعیین یکپارچگی عایق استفاده کرد. در جریان‌های اندازه‌گیری شده کم، محاسبات PF مستعد نوسانات بزرگ هستند که می‌تواند گمراه کننده باشد. بنابراین، در آن موارد، نتایج آزمون باید بر اساس قرائت جریان و تلفات ارزیابی شود.



شکل اول.۶- مدار دی‌الکتریک ترانسفورماتور سه سیم پیچه

برای مراجع، رویه‌های آزمون دوبل [B22] و تئوری و نحوه عملکرد دی‌الکتریک [B23] را ببینید.

# ۱۰. پیوست دوم

(تکمیلی)

## بوشینگ‌ها

بوشینگ‌ها را می‌توان به طور کلی بر اساس نوع طراحی به صورت زیر طبقه‌بندی کرد:

الف) نوع کندانسوری (خازنی)

۱) کاغذ عایقی آغشته به روغن، با لایه‌های رسانای (کندانسور) پراکنده یا کاغذ عایقی آغشته به روغن عایقی، که به طور مداوم با لایه‌های کاغذ خطدار به هم پیچیده می‌شود.

۲) رزین باند

۳) عایق کاغذ آغشته به رزین، با لایه‌های رسانای (کندانسور) پراکنده

ب) نوع غیرکندانسوری

۱) هسته جامد یا لایه‌های یک در میان از عایق جامد و مایع

۲) توده جامد از مواد عایق همگن (به عنوان مثال، چینی جامد)

۳) پر شده از گاز

برای بوشینگ‌های بیرونی، عایق اولیه در یک محفظه مقاوم در برابر آب و هوا، معمولا از نوع چینی یا از نوع ترکیبی از جنس سیلیکونی رابر قرار می‌گیرد. فضای بین عایق اولیه و محفظه معمولاً با یک روغن یا ترکیب عایق (همچنین پلاستیک و فوم) پر می‌شود. برخی از انواع جامد همگن ممکن است از روغن عایقی یا قیر برای پر کردن فضای بین هادی و دیواره داخلی محفظه استفاده کنند. در بوشینگ‌ها همچنین ممکن است از گازی مانند SF6 به عنوان یک محیط عایق بین هادی مرکزی و محفظه بیرونی استفاده کنند.

بوشینگ‌ها را می‌توان به طور کلی به صورت بوشینگ‌های مجهز به الکترود تپ یا عدم مجهز به الکترود تپ طبقه‌بندی کرد. بر اساس IEEE Std C57.19.00-2004 [B35]، دو نوع تپ زیر تعریف شده است:

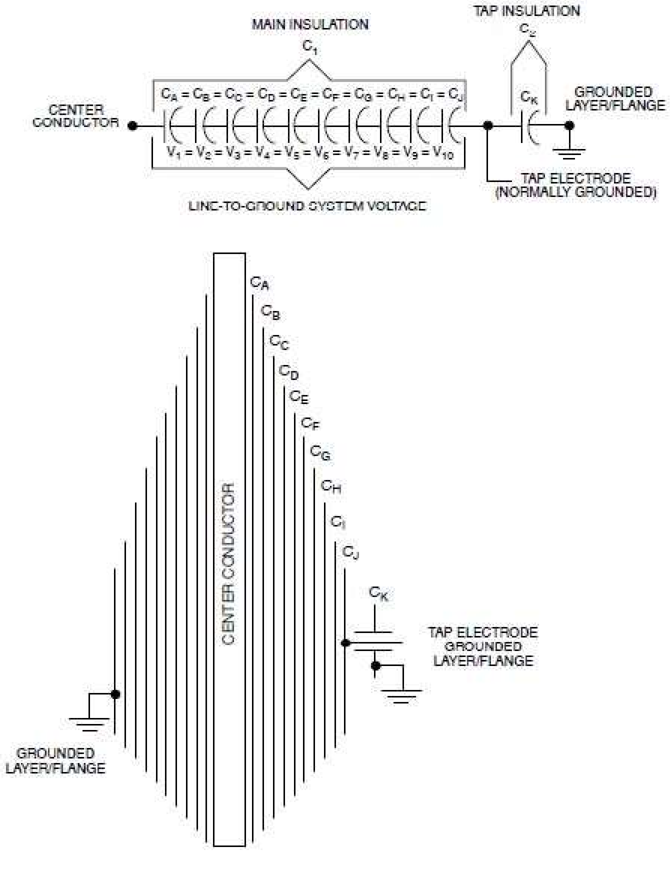
– تپ آزمون برای بوشینگ‌های دارای BIL ۳۵۰ کیلوولت و پایین‌تر. سطح ولتاژ قابل تحمل ۲ کیلوولت در ۱ دقیقه است.

– تپ ولتاژ برای بوشینگ‌های دارای BIL ۳۵۰ کیلوولت و بالاتر. سطح ولتاژ قابل تحمل ۲۰ کیلوولت در ۱ دقیقه است.

بوشینگ، بدون الکترودهای تپ، یک تجهیز دو ترمینالی (رسانای مرکز و فلنج) است که به طور کلی با روش آزمایش GST آزمایش می‌شود. اگر بوشینگ در یک دستگاه نصب شده باشد، اندازه‌گیری کلی GST شامل تمام اجزای عایق متصل و برقدار بین هادی و زمین می‌شود.

بوشینگ از نوع کندانسوری در اصل مجموعه‌ای از خازن‌های متحدالمرکز بین هادی مرکزی و فلنج نصب شده است. یک لایه رسانا در نزدیکی لایه زمین ممکن است استفاده شود و الکترود تپ بوشینگ بیرون کشیده شود تا یک نمونه آزمون سه پایانی بدست آید. بوشینگ در اصل یک تقسیم کننده ولتاژ است و در طرح‌های با ولتاژ بالاتر، پتانسیل تپ ممکن است به عنوان یک دستگاه بوشینگ ولتاژی یا برای رله‌های حفاظتی و اهداف دیگر استفاده شود. در این طرح، تپ ولتاژ همچنین به عنوان پایانه آزمون ضریب توان (PF) LV برای عایق بوشینگ اصلی، C1 عمل می‌کند. به شکل دوم.۱ مراجعه کنید.

بوشینگ‌های مدرن با BIL نامی بالای ۳۵۰ کیلوولت معمولاً مجهز به تپ ولتاژ هستند. طراحی معمولی یک تپ ولتاژ شامل اتصال بیرونی‌ترین لایه (زمین) هسته بوشینگ است. با برداشتن درپوش اتصال، الکترود تپ به عنوان یک پایانه LV برای اندازه‌گیری (UST) روی عایق بوشینگ اصلی C1، یعنی هادی تا لایه دارای تپ در دسترس باشد.


MAIN INSULATION
$C_1$
TAP INSULATION
$C_2$
$C_A = C_B = C_C = C_D = C_E = C_F = C_G = C_H = C_I = C_J$
$C_K$
GROUNDED LAYER/FLANGE
CENTER CONDUCTOR
$V_1 = V_2 = V_3 = V_4 = V_5 = V_6 = V_7 = V_8 = V_9 = V_{10}$
TAP ELECTRODE (NORMALLY GROUNDED)
LINE-TO-GROUND SYSTEM VOLTAGE
$C_A$
$C_B$
$C_C$
$C_D$
$C_E$
$C_F$
$C_G$
$C_H$
$C_I$
$C_J$
$C_K$
CENTER CONDUCTOR
TAP ELECTRODE GROUNDED LAYER/FLANGE
GROUNDED LAYER/FLANGE

**شکل دوم.۱- بوشینگ از نوع کندانسوری**

نکته ۱- ظرفیت‌های برابر، CA تا CJ، توزیع برابر ولتاژ را از هادی مرکزی برق‌دار به لایه خازن زمین و فلنج ایجاد می‌کنند.

نکته ۲-الکترود تپ معمولاً در سرویس به زمین متصل می‌شود، به جز طرح‌ها و بوشینگ‌های خاصی که از این تپ به عنوان تغذیه ولتاژ دستگاه‌ها (به عنوان تقسیم‌کننده ولتاژ استفاده می‌شود) استفاده می‌کنند.

نکته ۳- برای بوشینگ‌های با تپ‌های ولتاژی، ظرفیت C2 بسیار بیشتر از C1 است. برای بوشینگ‌های با تپ PF (تپ آزمون)، ظرفیت‌های C1 و C2 ممکن است مرتبه بزرگی داشته باشند.

**نمونه‌برداری روغن**- ممکن است نمونه‌هایی از روغن بوشینگ‌های پر از روغن برای تجزیه و تحلیل گاز محلول (DGA) روغن گرفته شود. در حالی که این روش هنوز یک روش معمول در میان شرکت‌های برق در آمریکای شمالی نیست، DGA روی روغن معدنی بوشینگ به عنوان یک روش تشخیصی خوب در تشخیص مشکلات داخلی بوشینگ‌ها ثابت شده است. در حال حاضر هیچ استاندارد IEEE با محدودیت‌های تعیین شده در سطوح گاز وجود ندارد. IEC 61464:2003 [B31] که در آن روغن معدنی ماده اشباع کننده عایق اصلی (به طور کلی کاغذ) است، محدودیت‌های طبیعی در سطوح گاز نشان داده شده در جدول دوم.۱ را ارائه می‌دهد. محدودیت‌های پایین‌تر برای گازها ممکن است به صلاحدید کاربر استفاده شود. برخی از مهندسان پیشنهاد می‌کنند که هیچ سطح قابل تشخیصی روی استیلن نباید پذیرفته شود زیرا وجود استیلن نشانه‌ای از قوس است. از آنجایی که بوشینگ یک تجهیز آب‌بندی شده است که در اکثر موارد از عایق چینی استفاده می‌شود، یک بوشینگ با نشانه‌های قوس باید تعویض شود.

**جدول دوم.۱- سطوح نرمال گازها**

| نوع گاز | غلظت(ppm) |
|---|---|
| Hydrogen (H۲) | ۱۴۰ |
| Methane (CH۴) | ۴۰ |
| Ethylene (C۲H۴) | ۳۰ |
| Ethane (C۲H۶) | ۷۰ |
| Acetylene (C۲H۲) | ۲ |
| Carbon monoxide (CO) | ۱۰۰۰ |
| Carbon dioxide (CO۲) | ۳۴۰۰ |

# ۱۱. پیوست سوم

(تکمیلی)

# اندازه گیری دما با مادون قرمز

## ۱-۱۱. کلیات

سیستم‌های اندازه‌گیری دمای مادون قرمز (IR) می‌توانند ابزار غیر تماسی مؤثری برای تشخیص ناهنجاری‌های دمای موضعی مرتبط با دستگاه برق ارائه دهند. استفاده از انتشار IR برای اندازه‌گیری دمای جسم بر این واقعیت استوار است که انتشار IR به طور قابل پیش‌بینی با دما افزایش می‌یابد. بنابراین، آشکارسازهای IR، گرما را در طیف مادون قرمز به گونه‌ای "می‌بینند" که نور در طیف مرئی دیده می‌شود. سیستم‌های ارائه شده توسط سازندگان شامل رادیومترهای نقطه‌ای، اسکنرهای خطی، تصویرگرهای لوله پیروالکتریک ویدیکون، تصویرسازهای آشکارساز حالت جامد و رادیومترها هستند. این سیستم‌ها با سطوح مختلف پیچیدگی در نحوه کنترل‌ها و نمایش داده‌ها در دسترس هستند.

## ۲-۱۱. اندازه‌گیری دمای IR

ابزارهای اندازه‌گیری دمای مادون قرمز به کاربر این امکان را می‌دهند که ناهنجاری‌های حرارتی مرتبط با بسیاری از خطاها در دستگاه برق را تشخیص دهند. تغییرات حرارتی در تجهیزات برق ناشی از افزایش مقاومت الکتریکی به دلیل خرابی قطعات، پیری و ناهماهنگی مکانیکی است. انتشار انرژی IR از یک جسم به عنوان تابعی از دمای جسم افزایش می‌یابد. ابزارهای IR انرژی ساطع شده توسط شی مورد نظر را جمع‌آوری می‌کنند و نمایش کمی و کیفی دمای جسم را به کاربر ارائه می‌دهند. این پیوست برای برجسته کردن برخی از پارامترهایی است که باید هنگام انجام اندازه‌گیری IR به عنوان بخشی از یک برنامه تعمیر و نگهداری درک شوند.

هر جسمی انرژی ساطع می‌کند. مقدار انرژی تابشی تابعی از دمای جسم و گسیل سطح است. گسیل پذیری پارامتری است که مشخص می‌کند سطح تا چه حد تشعشع می‌کند. این مقدار از ۱.۰ تا ۰.۰ متغیر است، که در آن ۱.۰، یک ساطع کننده کامل و ۰.۰ یک بازتاب کننده کامل است. مقدار تابش (تشعشع) برابر با یک منهای مقدار انعکاس است اگر جسم ارسال نکند. به عنوان مثال، اگر جسمی دارای مقدار تابش ۰.۹ باشد، ۹۰٪ از انرژی IR تابش شده توسط یک تابشگر کامل را تابش می‌کند، و ۱۰٪ از انرژی وارد شده را روی سطح خود (انرژی از دیگر نواحی که به سطح جسم مورد نظر می‌رسد) منعکس می‌کند.

یک سیستم IR نمی‌تواند بین انرژی تابش‌شده و منعکس شده تمایز قائل شود. کاربر فقط علاقه‌مند به اندازه‌گیری انرژی تابش شده هدف است که تابعی از دمای جسم است. بسیاری از سیستم‌های اندازه‌گیری دمای مادون قرمز به کاربر این امکان را می‌دهند که انرژی مادون قرمز منعکس شده را با وارد کردن یک مقدار گسیلی

تخمینی به صورت ریاضی جبران کند. کاربر باید همیشه در نظر داشته باشد که منبع انرژی IR منعکس شده می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر دقت اندازه‌گیری دما مطلق داشته باشد. برخی از سیستم‌ها به اپراتور اجازه می‌دهند دمای منبع منعکس‌شده را مشخص کند، در حالی که برخی دیگر از مقدار دمای اسمی محیط استفاده می‌کنند. مقدار تابش به بهترین وجه به صورت تجربی با جمع‌آوری مقادیر متناظر با تابش اشیاء مختلف مورد نظر تعیین می‌شود. داده‌های تابش ارائه شده توسط سازنده نیز می‌تواند به طور رضایت بخشی مورد استفاده قرار گیرد. به عنوان یک قاعده کلی، اکثر اجسام رنگ‌شده، کثیف یا خورده دارای مقدار تابش بالایی هستند (۰.۷ تا ۰.۹). خوردگی شدید، در حالی که به شدت تابش دهنده است، می‌تواند یک لایه عایق ایجاد کند که می‌تواند دمای واقعی هدف را پنهان کند. برای اشیاء رنگ شده با پوشش براق، ضریب تابش IR نسبت به سطوح رنگ شده غیر براق بیشتر است. به عنوان یک قانون کلی، رنگ بر تابش IR تأثیر نمی‌گذارد. فلزات براق عموماً ضریب تابش پایینی دارند.

شکل هندسی سیستم جاذب انرژی (زاویه تابش) مهم است زیرا این شکل هندسی منبع انرژی IR منعکس شده را مشخص می‌کند. به میزان کمتری، همچنین این شکل هندسی بر نحوه انعکاس سطح انرژی IR نیز تأثیر می‌گذارد. صرف نظر از زاویه تابش، کاربر باید توجه داشته باشد که چه منبعی توسط شی مورد نظر منعکس شده است. هنگام اندازه‌گیری دما در خارج از منزل، باید مراقب حذف انعکاس از خورشید باشید.

انرژی IR منعکس شده را نباید با بهره واقعی خورشیدی زمانیکه تابش خورشید در واقع دمای جسم را افزایش می‌دهد، اشتباه گرفت. تفکیک بازتاب‌ها را می‌توان با جابجایی ۹۰ درجه‌ای انجام داد.

اندازه گیری اجسام گرد یا استوانه‌ای به ویژه دشوار است. بسته به سطح، دمای دقیق ممکن است فقط در بخش کوچکی از جسم موجود باشد. این افکت در هنگام استفاده از سیستم تصویربرداری واضح است، اما سیستم‌های اسکن نقطه‌ای و خطی، تجسم جلوه هندسی را برای کاربر بسیار دشوار می‌کند. یک روش بسیار ارزشمند اندازه‌گیری دما از چندین موقعیت مختلف برای به حداقل رساندن احتمال خطا است.

حداکثر فاصله بین ابزار IR و هدف مورد نظر توسط پیکربندی ابزار، فاصله ایستادن و اندازه هدف تعیین می‌شود. سیستم‌های IR مورد بحث در این پیوست دارای حداقل اندازه هدف هستند که دما را می‌توان به طور دقیق اندازه‌گیری کرد.

برای رادیومترهای نقطه‌ای، ناحیه اندازه‌گیری نسبتاً بزرگ است و در زاویه دید نوری سنسور مشخص شده یا در مشخصات دستگاه توضیح داده شده است. توصیه‌های سازنده باید به گونه‌ای رعایت شود که فقط شی مورد نظر اندازه‌گیری شود و دمای پس‌زمینه اطراف با دمای شی مورد نظر میانگین نگیرد.

تصویرگرها و سیستم‌های اسکن خطی دارای میدان دید تقریباً کمی هستند که به عنوان پیکسل، رزیلویشن اندازه عنصر یا میدان دید آنی تعریف می‌شود. این عنصر کوچک شبیه "نقطه" مورد بحث در بالا برای رادیومترهای نقطه‌ای است با این تفاوت که در مقایسه با آن بسیار کوچک است. با این حال اگرچه کوچک است، ممکن است

بیش از یک شی را در هر لحظه مشاهده کند. بسیاری از سیستم‌ها همراه با کتابچه راهنمای کاربر ارائه شده‌اند که اهمیت اندازه‌گیری دما را با چندین پیکسل در راستای هدف مورد بحث قرار می‌دهد. برای به حداکثر رساندن دقت اندازه‌گیری باید از چنین دستورالعمل‌هایی پیروی کرد. حتی اگر یک جسم نازک یا کوچک مانند یک رابط بوشینگ در تصویر دستگاه دیده شود، نتیجه نمی‌شود که دمای اندازه‌گیری شده دقیق است، مگر اینکه پیکسل‌های کافی فقط هدف را مشاهده کنند و هدف و پس‌زمینه را با هم مشاهده نکنند. این امر با افزایش فاصله بین ابزار و شی مورد نظر اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. بنابراین وضوح فضایی بالا بسیار مطلوب است.

مقایسه دمای نشان داده شده در جدول سوم.۱ بین اجزای مشابه تحت بارگذاری مشابه و افزایش دمای بیش از دمای محیط بر اساس یافته‌های عملی در زمان بازرسی IR مبتنی بر جدول ۱۰۰.۱۸[1] می‌باشد. (به NETA ATS [B59] مراجعه کنید).

**جدول سوم.۱- مقایسه دما بین اجزای مشابه**

| اختلاف دما (ΔT) بین تجهیز مشابه در بارگذاری مشابه برحسب سانتیگراد | اختلاف دما (ΔT) بین تجهیز و دمای محیط برحسب سانتیگراد | اقدام پیشنهادی |
|---|---|---|
| ۱ to ۳ | ۱ to ۱۰ | *احتمال عیب، نیاز به بررسی* |
| ۴ to ۱۵ | ۱۱ to ۲۰ | بیانگر عیب احتمالی. در صورت امکان تعمیر کنید |
| *بیشتر از ۱۵* | ۲۱ to ۴۰ | تا زمانیکه اقدام اصلاحی انجام می‌شود پایش کنید |
| *بیشتر از ۱۵* | *بیشتر از ۴۰* | عیب شدید؛ فورا تعمیر کنید [برای افزایش دمای بالای مایع تا ۶۵ درجه سانتیگراد ممکن است مواردی وجود داشته باشد که تا ۶۵ درجه سانتیگراد طبیعی باشد] |

مشخصات دما بسته به نوع دقیق تجهیزات متفاوت است. حتی در همان کلاس تجهیزات (به عنوان مثال، کابل‌ها) درجه حرارت‌های مختلفی وجود دارد. گرمایش به طور کلی به مجزور جریان وابسته است. بنابراین، جریان بار تأثیر عمده‌ای بر اختلاف دما (ΔT) دارد. در غیاب استانداردهای جامع برای ΔT، مقادیر جدول سوم.۱ رهنمودهای معقولی ارائه می‌دهند.

یک روش جایگزین ارزیابی، سیستم دمای نامی مبتنی بر استاندارد است که در بند ۸.۹.۲ Gill 107، انجام بازرسی ترموگرافی IR، مورد بحث قرار گرفته است.

فردی که بازرسی الکتریکی را انجام می‌دهد، ضرورت دارد که در مورد دستگاه‌ها و سیستم‌های مورد ارزیابی کاملاً آموزش دیده و با تجربه باشد و همچنین از روش‌های ترموگرافی آگاه باشد.

---

[1] Table 100.18, Thermographic Survey Suggested Actions Based on Temperature Rise

# ۱۲. پیوست چهارم

(تکمیلی)

# آزمون نقطه شبنم

## ۱-۱۲. کلیات

تعدادی تکنیک اندازه‌گیری برای تعیین میزان رطوبت باقی مانده در عایق ترانسفورماتور استفاده می‌شود. آزمون نقطه شبنم، اندازه‌گیری رطوبت سطح است و بیانگر میانگین رطوبت عایق نمی‌باشد. آزمون نقطه شبنم یک روش قابل اعتماد برای تخمین رطوبت است. دمای نقطه شبنم دمایی است که در آن آب یا شبنم و بخار آب موجود در گاز در مخزن ترانسفورماتور در یک فشار گاز معین در حالت تعادل هستند. به عبارت دیگر در این دما آب مایع با همان سرعتی که متراکم می‌شود تبخیر می‌شود.

میزان رطوبتی که با اندازه‌گیری نقطه شبنم تعیین می‌شود، رطوبت "متوسط" سطح است. ذکر این نکته بسیار مهم است که دمای متوسط عایق باید نسبتاً دقیق باشد تا میزان خطای تولید شده در فرآیند تبدیل به حداقل برسد.

## ۲-۱۲. آزمون نقطه شبنم

زمانیکه اندازه‌گیری نقطه شبنم انجام می‌شود که:

الف) در بازرسی اولیه روی قطار یا تریلی (در زمان حمل و نقل) اگر گیج فشار ترانسفورماتور افت فشار را نشان دهد. برای تعیین اینکه آیا رطوبت وارد ترانسفورماتور شده است، باید اندازه‌گیری نقطه شبنم انجام شود.

ب) پس از مونتاژ ترانسفورماتور و قبل از پر کردن با خلاء، نقطه شبنم باید اندازه‌گیری شود تا اطمینان حاصل شود که ترانسفورماتور به اندازه کافی خشک شده است.

### ۱-۲-۱۲. رویه

دستگاه را ببندید و تا ۲ میلی متر جیوه به مدت ۴ ساعت تخلیه کنید. خلاء مخزن ترانسفورماتور را با هوای خشک تا ۳ psi خالی کنید و سپس اجازه دهید ۱۲ ساعت بماند تا فشار بخار در عایق و گاز به حالت تعادل نزدیک شود.

سپس نقطه شبنم گاز در مخزن همراه با دمای عایق ترانسفورماتور و فشار داخل مخزن اندازه‌گیری می‌شود. از این اندازه‌گیری‌ها رطوبت باقی مانده در عایق با استفاده از منحنی‌های موجود تخمین زده می‌شود. اگر

اندازه‌گیری در محدوده قابل قبول در منحنی حدی نقطه شبنم باشد، به پر کردن با خلاء ادامه دهید. اگر اندازه‌گیری در محدوده قابل قبول نباشد، اقدامات اضافی برای حذف رطوبت مورد نیاز است.

### ۱۲-۲-۲. مثال

مثال زیر این روش را روشن می‌کند:

نقطه شبنم اندازه گیری شده = -۴۵ درجه سانتیگراد

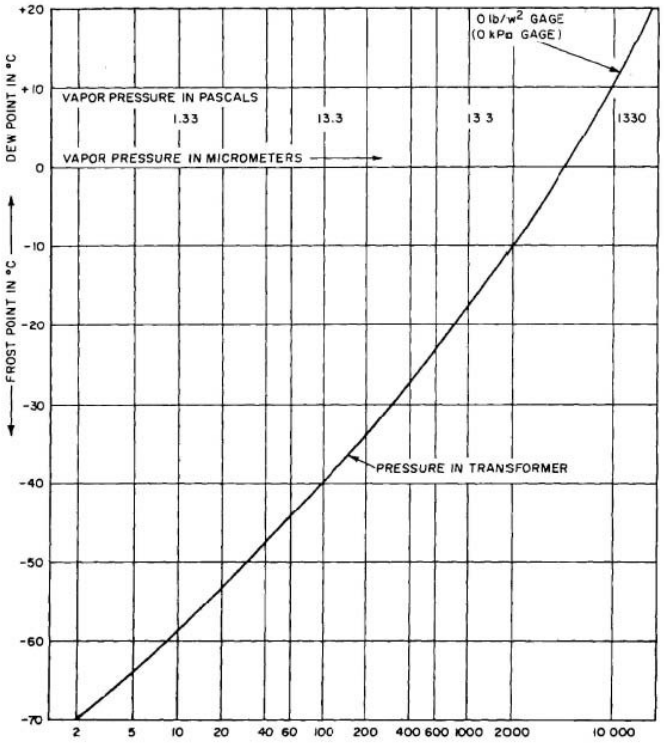
دمای عایق = ۲۰ درجه سانتیگراد

فشار در مخزن = ۲.۰ psig (۱۳.۸ کیلو پاسکال)

فشار اتمسفر = ۱۴.۷ psi (۱۰۱.۳۲۵ کیلو پاسکال)

در شکل چهارم.۱، فشار بخار مربوط به نقطه شبنم ۴۵- درجه سانتیگراد ۶۰ میکرومتر (8 Pa) است. این فشار بخار را برای فشار بیش از حد در مخزن ۲.۰ psig (۱۳.۸ کیلو پاسکال) به صورت زیر تصحیح کنید:

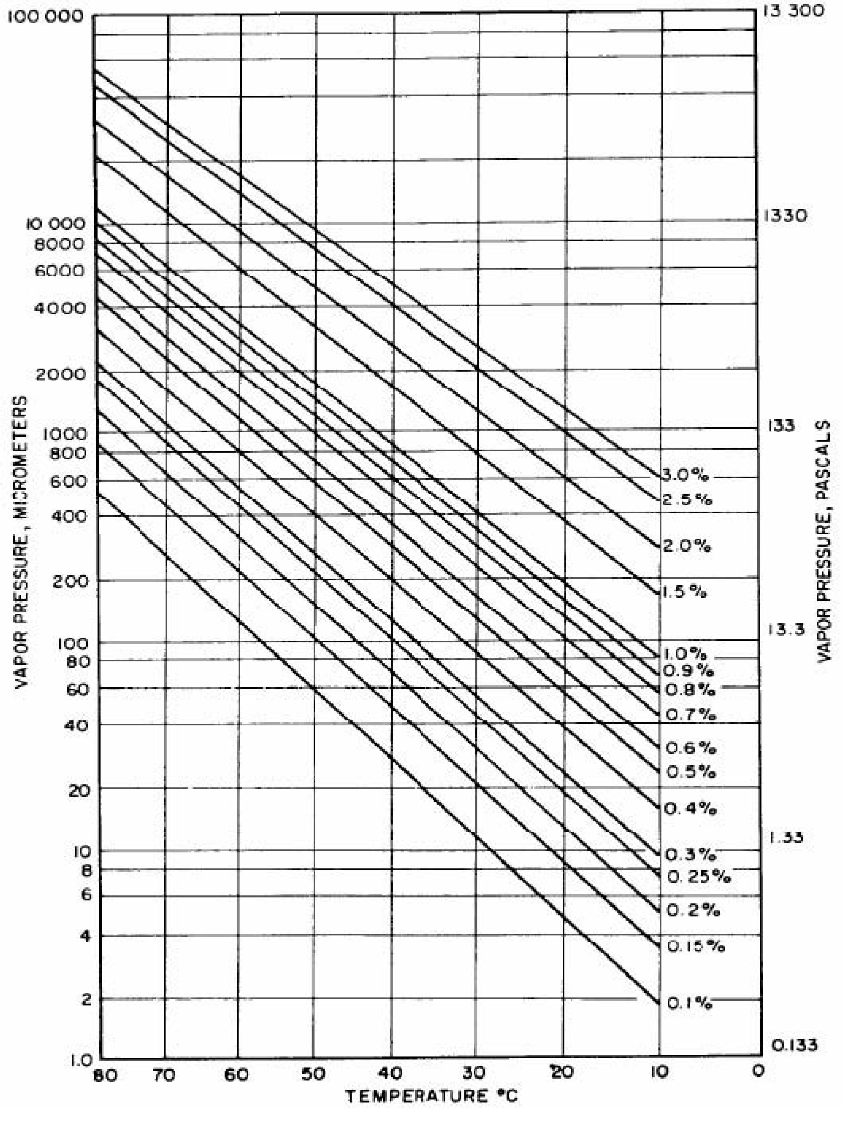
$[(14.7 + 2.0) \times 60]/14.7 = 68\ \mu m$ or $[(101.325 + 13.8) \times 8]/101.325 = 9.1\ Pa$



شکل چهارم.۱- تبدیل از نقطه شبنم یا نقطه یخبندان به فشار بخار

اکنون با استفاده از نمودار تعادل رطوبت، شکل چهارم.۲، تقاطع دمای عایق ۲۰ درجه سانتی‌گراد و ۶۸ میکرومتر(9.1 Pa) فشار بخار را پیدا کنید. مقدار رطوبت تقریباً ۰.۶٪ را از خطوط مورب که بر روی درصد رطوبت برچسب‌گذاری شده‌اند بخوانید.

توجه: این نمودار با استفاده از اطلاعات نمودار پایپر تهیه شده است (به پایپر [B65] مراجعه کنید)، که از داده‌های منتشر شده روی کاغذ پنبه‌ای برون‌یابی و درون‌یابی شده است. پایپر یک فاکتور ضریب ۱.۷ را برای استفاده برای کاغذ کرافت (غیر حرارتی ارتقا یافته) داد. این نمودار دارای فاکتور ۱.۷ است و مقادیر به دست آمده باید اصلاح شوند. به علت وجود هیسترزیس، رطوبت تعادلی سلولز به این بستگی دارد که تعادل به جذب یا دفع نزدیک شود.



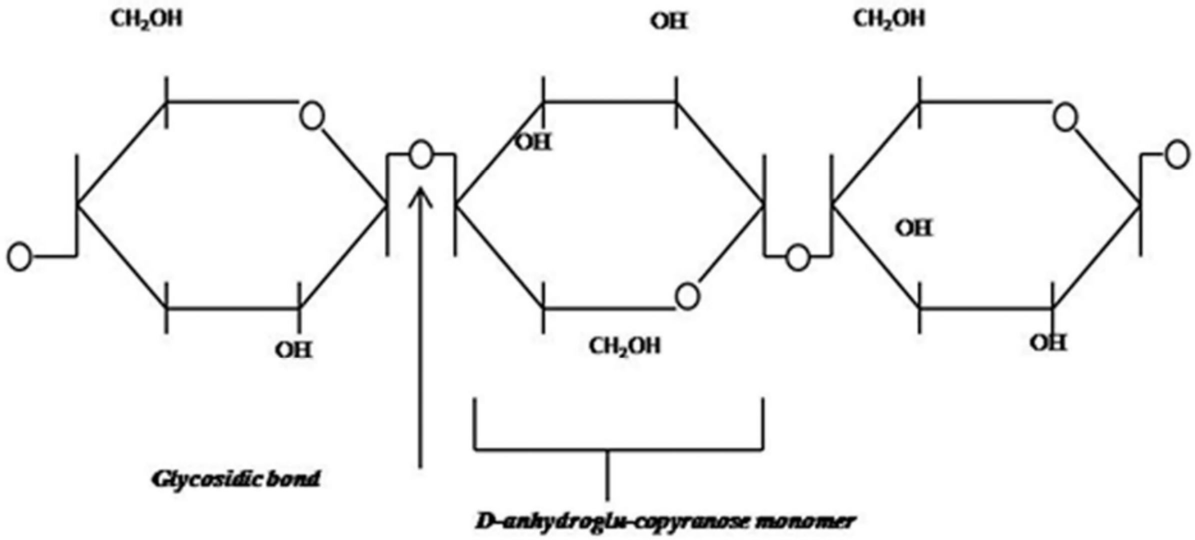
**شکل چهارم.۲- نمودار تعادل رطوبت (با میزان رطوبت بر حسب درصد وزن خشک عایق)**

## ۱۳. پیوست پنجم

(تکمیلی)

## آزمون فوران

کاغذ اصلی‌ترین ماده دی‌الکتریک جامد در یک ترانسفورماتور است که یا به عنوان پوشش هادی و آغشته به مایع عایق یا به عنوان تخته‌های مانع، روکش‌ها، جداکننده‌ها و گیره‌ها در فرم‌های فشرده یا متصل به رزین استفاده می‌شود. اجزای اصلی کاغذ؛ سلولز (حدود ۹۰٪)، لیگنین (حدود ۶٪) و بقیه (حدود ۴٪) هستند. هر مولکول سلولز طول متفاوتی دارد و این گروه‌های مختلف مولکول‌های سلولز از طریق گروه هیدروکسیل (OH-) در مجاورت یکدیگر قرار می‌گیرند. هر مولکول سلولز از یک پلیمر مولکول گلوکز خطی تشکیل شده است. این مولکول‌های گلوکز یا واحدهای D-anhydro-glucopyranose از طریق یک پیوند β-1 ، ۴-گلیکوزیدی در کنار هم نگه داشته می‌شوند. همانطور که در شکل ششم.۱ نشان داده شده، یک فیبر سلولزی منفرد از تعدادی از این زنجیره‌ها که توسط پیوندهای هیدروژنی در کنار هم نگه داشته شده‌اند، تشکیل می‌شود.



**شکل پنجم.۱ – فرمول ساختاری سلولز**

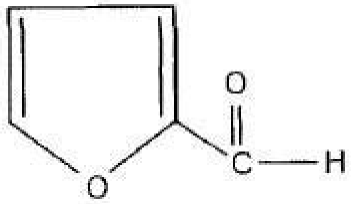
سه عامل رایج تخریب سلولز عبارتند از: حرارت، اکسیداسیون و هیدرولیزه شدن. هنگامی که سلولز در دمای ۲۰۰ درجه سانتیگراد قرار می‌گیرد، پیوندهای بتا (پیوندهای گلیکوزیدی) تمایل به شکستن و باز کردن حلقه‌های مولکول گلوکز دارند و در نتیجه استحکام مکانیکی را از دست می‌دهند. محصولات جانبی این واکنش شامل مولکول‌های گلوکز آزاد، رطوبت، CO، CO2 و اسیدهای آلی است. وجود اکسیژن باعث اکسیداسیون می‌شود و مولکول‌های سلولز مستعد اکسید شدن شوند. واکنش اکسیداسیون روی این مولکول‌های سلولزی باعث ضعیف

شدن پیوند گلیکوزیدی می‌شود و می‌تواند باعث بریدگی زنجیره مولکول سلولز شود. اکسیداسیون هیدروکسیل ترکیبات کربونیل (آلدهیدی) و کربوکسیل (اسیدی) تولید می‌کند. رطوبت نیز محصول جانبی این واکنش اکسیداسیون است. با وجود آب و اسیدها، پیوند گلیکوزیدی در معرض برش قرار می‌گیرد که به نوبه خود، گلوکز آزاد تولید می‌کند. تخریب هیدرولیتیک می‌تواند از تخریب حرارتی و اکسیداسیون شروع شود زیرا هر دوی این تخریب‌ها رطوبت و اسید تولید می‌کنند. از بحث قبلی، می‌توان مشاهده کرد که محصولات جانبی فوری مربوط به تجزیه کاغذ عبارتند از CO، CO2، رطوبت، اسیدهای آلی و مولکول های گلوکز آزاد. گلوکز آزاد بیشتر به اجزای آروماتیک به نام فوران تجزیه می‌شوند. وجود رطوبت و اسیدهای آلی در روغن عایق می‌تواند مولکول گلوکز آزاد را به ۵-هیدروکسی متیل-۲-فورفوریل یا H2F۵ تجزیه کند.

5H2F یک ترکیب ناپایدار است و می‌تواند به شرح زیر به سایر فوران‌ها تجزیه شود:

- ✓ 2 –فورالدئید(2FAL)
- ✓ ۵ متیل-۲-فورالدئید(5M2F)
- ✓ ۲ استیل فوران(2ACF)
- ✓ فورفوریل الکل(2-FOL)

هر پنج ترکیبی که قبلا ذکر شد به عنوان مشتقات فوران شناخته می شوند.نشان داده شده که همه این ترکیبات به جز 2FAL در شرایط بهره‌برداری موجود در ترانسفورماتورها بسیار پایدار نیستند. این ترکیبات ظاهراً تشکیل می‌شوند و سپس در یک بازه زمانی چند ماهه به 2FAL تجزیه می‌شوند. 2FAL ظاهراً برای چندین سال در شرایط یکسان پایدار است. ساختار مولکولی این ترکیب در شکل پنجم.۲ نشان داده شده است.



شکل پنجم.۲ – ساختار مولوکولی 2FAL

فوران‌ها در حال حاضر با استخراج دستی ترکیبات از نمونه‌های روغن گرفته شده از ترانسفورماتورها قبل از احیاء روغن با زمین فولر[1] شناسایی می‌شوند. روش نمونه‌گیری باید با استاندارد ASTM D923 [B3] مطابقت داشته باشد تا از یکپارچگی نمونه‌برداری اطمینان حاصل شود. ترکیبات فورانیک را می‌توان از نمونه‌های روغن عایق از طریق استخراج مایع/مایع یا استخراج فاز-جامد استخراج کرد. نمونه‌ای از روغن مخلوط با متانول یا

---

[1] Fullers earth

استونیتریل تکان داده می‌شود و اجازه داده می‌شود تا ته نشین شود تا لایه‌های حلال و روغن کاملاً از هم جدا شوند. روش جایگزینی که می‌تواند مورد استفاده قرار داد حل کردن روغن در محلول n-پنتان و فیلتر کردن مخلوط از طریق یک کارتریج یکبار مصرف بسته‌بندی شده با سیلیس است. هنگامی که فرآیند فیلتر کردن کامل شد، سیلیس اجزای قطبی روغن عایقی، از جمله ترکیبات فورانیک را حفظ می‌کند. سپس، ترکیبات فورانیک با استفاده از متانول یا استونیتریل بازیابی می‌شوند. هنگامی که ترکیبات فورانیک از طریق یکی از روش‌های فوق استخراج شد، سپس غلظت فوران در آزمایشگاه با استفاده از کروماتوگرافی مایع با کارایی بالا (HPLC) با آشکارساز فرابنفش اندازه‌گیری می‌شود. تکنیک آزمایش در [B17] ASTM D5837-2012 توضیح داده شده است، اما هیچ راهنمایی برای تفسیر نتایج وجود ندارد.

توجه ۱- کمیته IEEE Transformers در حال تشکیل یک گروه کاری برای آماده‌سازی تفسیر است.

ترکیبات فورانیک نشان دهنده وضعیت کاغذ از نظر درجه پلیمریزاسیون است، در حالی که سرعت تغییر فوران می‌تواند نشان دهنده سرعت پیر شدن کاغذ باشد. به طور کلی، غلظت کل کمتر از ۰.۵ ppm است و در برخی موارد، این سطوح ممکن است در طول عمر ترانسفورماتور حفظ شود. نوع و غلظت فوران‌ها در نمونه روغن نیز می‌تواند نشان دهنده تنش‌های غیرعادی در ترانسفورماتور باشد، چه گرمای بیش از حد کوتاه مدت به عایق وارد شود یا گرمای بیش از حد عمومی طولانی مدت باشد.

مزیت اصلی استفاده از این روش به عنوان یک ابزار تشخیصی این است که این ترکیبات فوران، محصولات جانبی تخریب مخصوص کاغذ هستند که در روغن محلول هستند اما نمی‌توانند توسط خود روغن تولید شوند.

نکته ۲- یکی دیگر از منابع فوران‌ها در روغن عایق جدید، تتراهیدروفوران باقیمانده (THF) است که در پالایشگاه‌های اروپایی به عنوان حلال استفاده می‌شود. فرآیند THF در روغن عایق تصفیه شده ایالات متحده استفاده نمی‌شودو

# ۱۴. پیوست ششم

(تکمیلی)

# آزمون پاسخ فرکانس

## ۱۴-۱. کلیات

تجزیه و تحلیل پاسخ فرکانس (FRA) یک تکنیک تشخیصی برای تشخیص تغییرات هندسی مربوط به مشخصات داخلی یک ترانسفورماتور قدرت است. اندازه‌گیری FRA یک تابع انتقال از عناصر مقاومتی، خازنی و القایی تولید می‌کند که هندسه مکانیکی یک ترانسفورماتور قدرت را نشان می‌دهد. تشخیص تغییر مکانیکی یا آسیب سیم‌پیچ ترانسفورماتور یکی از علایق اصلی اندازه گیری آزمون FRA است. چنین تغییراتی می‌تواند ناشی از انواع مختلفی از تنش‌های الکتریکی یا مکانیکی (آسیب کشتی، نیروهای لرزه ای، کاهش فشار گیره، نیروهای اتصال کوتاه و غیره) باشد. اندازه‌گیری در طیف گسترده‌ای از فرکانس‌ها انجام می‌شود و نتایج با یک «امضا» یا «اثر انگشت» مرجع برای تشخیص مقایسه می‌شوند.

## ۱۴-۲. هدف

تشخیص تغییر مکانیکی یا آسیب سیم‌پیچ ترانسفورماتور یکی از علایق اصلی اندازه گیری آزمون FRA است. چنین تغییراتی می‌تواند ناشی از انواع مختلفی از تنش‌های الکتریکی یا مکانیکی (آسیب کشتی، نیروهای لرزه ای، کاهش فشار گیره، نیروهای اتصال کوتاه و غیره) باشد.

چندین دلیل متمایز برای ایجاد اندازه‌گیری‌های تشخیصی FRA وجود دارد که به شرح زیر است:

- ✓ بعد از آزمون اتصال کوتاه کارخانه
- ✓ اعتبار سنجی جابجایی‌ها و راه‌اندازی
- ✓ پس از حادثه: رعد و برق، خطای خارجی، اتصال کوتاه داخلی، زلزله و غیره.
- ✓ اهداف تشخیصی معمول
- ✓ ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورهای قدیمی
- ✓ ارزیابی ترانسفورماتورهای استفاده شده یا یدکی

آزمایش FRA داری تمایل به تشخیص خرابی‌های مکانیکی در یک ترانسفورماتور است. حالت‌های خرابی منحصر به تغییرات هندسی در یک ترانسفورماتور نیست و می‌تواند شامل تغییر در مدار مغناطیسی هسته و مقاومت کنتاکت باشد. تغییرات آزمون FRA می‌تواند ناشی از یک نوع خرابی یا ترکیبی از دو یا چند مورد باشد.

FRA در تشخیص حالت‌های خرابی زیر مفید است:

- ✓ تغییر شکل شعاعی "حلقه کمانش" سیم پیچ
- ✓ ازدیاد طول سیم پیچ محوری "تلسکوپی"
- ✓ حرکت کلی و موضعی
- ✓ عیوب اصلی
- ✓ مقاومت کنتاکت
- ✓ اتصال حلقه به حلقه سیم پیچ
- ✓ سیم پیچ مدار باز
- ✓ شل شدن سیم پیچ به دلیل حمل و نقل
- ✓ شیلد شناور

## ۳-۱٤. تجهیزات آزمون

تجهیزات آزمون باید اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی با مشخصات زیر را فراهم کنند:

–آزمایش باید در طیف وسیعی از فرکانس‌ها انجام شود تا بتوان مشکلات هسته، ساختار بست‌ها، سیم‌پیچ‌ها و اتصالات را تشخیص داد.

–اندازه‌گیری‌های موفقیت آمیز باید رزیلویشن کافی برای تشخیص بدون ابهام داشته باشند.

تجهیزات آزمون باید دارای ویژگی‌های زیر باشد:

– تجهیزات باید بر اساس یک استاندارد قابل ردیابی کالیبره شوند.

– توان خروجی منبع تحریک باید توان کافی را در کل محدوده فرکانس فراهم کند تا امکان اندازه‌گیری ثابت تابع انتقال در سراسر محدوده فرکانس فراهم شود.

– مجموعه آزمایشی باید بتواند محدوده دینامیکی کافی را در محدوده فرکانس اندازه‌گیری کند تا اکثر اجسام آزمایش ترانسفورماتور را در خود جای دهد.

– مجموعه آزمون باید بتواند حداقل ۲۰۰ اندازه‌گیری در هر بار را به صورت خطی یا لگاریتمی جمع‌آوری کند.

– سیستم آزمون (مجموعه و سیم‌ها) باید یک امپدانس مشخصه ثابت و مشخص را ارائه دهد. مجموعه آزمون و امپدانس مشخصه سیم باید مطابقت داشته باشند.

– برای کاهش اثر سیم‌ها در اندازه‌گیری باید از یک سیستم سه سیمه، سیگنال، مرجع و آزمایش استفاده شود.

– سیم‌های آزمایش باید کابل‌های کواکسیال بوده و تا حد امکان به همان طول و کمتر از ۳۰ متر (۱۰۰ فوت) طول داشته باشند. انتهای مربوط به سیم شیلد باید قابلیت اتصال از دو طرف به زمین را داشته باشند.

– هم اندازه و هم زاویه فاز تابع انتقال محاسبه شده باید ارائه شود.

## ۱۴-۴. روش آزمون

### ۱۴-۴-۱. ایمنی

اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی باید به روشی ایمن و کنترل شده صرف نظر از محل آزمایش انجام شود.

– هر ترانسفورماتور تحت آزمایش باید به طور کامل از هر منبع HV یا منبع سیستم قدرت جدا شود.

– مخزن ترانسفورماتور باید به زمین متصل شود.

– همه ابزار دقیق باید به طور مناسب برای هر آزمون خاص زمین شوند و از هر منبع ولتاژ بالا یا منبع سیستم قدرت جدا شوند. از قرار دادن ابزار آزمون، سیم‌های آزمون یا منبع تغذیه در معرض نوسانات سیم‌های پست و تداخل خارجی، از جمله پتانسیل‌های منتقل شده، خودداری کنید.

– در طول آزمایش، باید قوانین و دستورالعمل‌های ایمنی محلی را رعایت کنید.

### ۱۴-۴-۲. آماده‌سازی

توصیه می‌شود که ترانسفورماتور تا حد امکان نزدیک به وضعیت "در حال سرویس" باشد.

اتصالات خارجی بوشینگ باید قطع شود و در صورت امکان، اتصالات سیم‌های آزمون باید مستقیماً به پایانه‌های بوشینگ انجام شود. این شامل اتصالات فاز، اتصالات نول و زمین‌های ثالثیه است. هر طول هادی اضافی موجود در مسیر مدار آزمون بر نتیجه آزمایش FRA تأثیر می‌گذارد.

### ۱۴-۴-۳. وضعیت‌های تپ

توصیه می‌شود که LTC در بالاترین وضعیت قرار گیرد. توصیه می‌شود که DETC در موقعیتی باشد که در شرایط سرویس قرار داده می‌شود شده است. ترانسفورماتورهای در حال سرویس گاهی اوقات به دلیل حرکت DETC با مشکل مواجه می‌شوند. توصیه نمی‌شود موقعیت DETC برای آزمایش FRA تغییر می‌کند.

### ۱۴-٤-٤. اتصالات آزمون

از سه سیم زیر باید استفاده شود:

- "منبع" تحریک
- "مرجع" ورودی نمونه
- "اندازه‌گیری" خروجی نمونه

این سیم‌ها در حالت ایده‌آل باید تا حد امکان نزدیک به طول یکسانی داشته و دارای امپدانس مشخصی باشند.

مطابق با مجموعه آزمون به عنوان حداقل، سرسیم‌های "مرجع" و "اندازه‌گیری" باید یکسان باشند. دستورالعمل‌های اتصالات آزمون توصیه شده و جایگزین در IEEE Std C57.149™-2012 [B47] ارائه شده است.

## ۱۴-٥. تجزیه و تحلیل نتایج

از آنجایی که طرح‌ها و کاربردهای ترانسفورماتور متفاوت است، نتایج FRA خواص و ویژگی‌های مختلفی را دارند. با این حال، یک ردیابی FRA در محدوده فرکانس مشخص دارای درجه‌ای از پیش‌بینی برای اثرات فرکانس پایین هسته، عیوب اصلی سیم‌پیچ، و پاسخ‌های اتصال کوتاه است. از این انتظارات می‌توان برای شناسایی مشکلات اساسی که ممکن است در یک ترانسفورماتور وجود داشته باشد استفاده کرد.

مقایسه طرح‌ها، روش اولیه برای تجزیه و تحلیل نتایج FRA است. می‌توان با موارد زیر مقایسه کرد:

- ✓ مبنا
- ✓ واحدهای مشابه
- ✓ فازهای کناری

ردیابی را می‌توان برای الگوهای مورد انتظار نیز بررسی کرد. بسته به اتصالات آزمون، از نتایج FRA می‌توان برای تایید نتایج سایر آزمون های تشخیصی استفاده کرد. این آزمون‌ها شامل موارد زیر است:

- جریان تحریک تک فاز
- نسبت تبدیل
- امپدانس اتصال کوتاه (راکتانس نشتی)
- مقاومت DC سیم پیچ

# ۱۵.　پیوست هفتم

(تکمیلی)

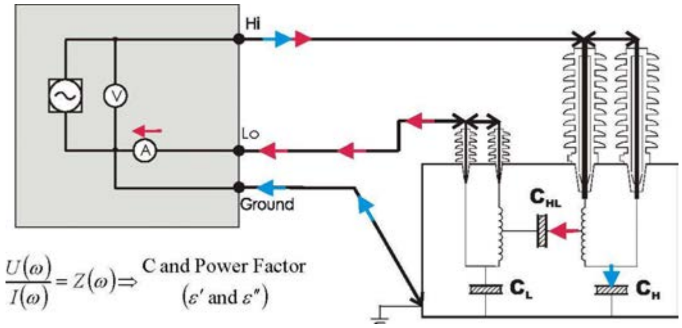
## پاسخ فرکانس دی‌الکتریک

### ۱۵-۱. کلیات

پاسخ فرکانس دی‌الکتریک (DFR) به اندازه‌گیری خواص دی‌الکتریک، به عنوان مثال، ظرفیت (C) و ضریب توان (PF) یک سیستم عایق به صورت تابعی از فرکانس بیان می‌شود. همچنین این اصطلاح به عنوان طیف‌سنجی دامنه فرکانسی (FDS) شناخته می‌شود که یک آزمون تشخیصی پیشرفته برای آزمون‌های میدانی است. هر آزمون کارخانه‌ای فقط به عنوان نمونه امضا انجام می‌شود و به عنوان آزمون پذیرش برای ترانسفورماتور قدرت نمی‌باشد. تأثیر رطوبت و آلودگی یونی بر روی خواص دی‌الکتریک سیستم عایقی در فرکانس‌های پایین بارزتر است. برای سیستم عایق روغن معدنی/سلولز که در ترانسفورماتورها استفاده می‌شود، عناصر درگیر در این تجزیه و تحلیل عبارتند از: رطوبت موجود در مواد سلولزی، رسانایی روغن، و وجود آلاینده‌ها یا سایر موادی که بر ظرفیت خازنی یا اتلاف دی‌الکتریک سیستم تأثیر می‌گذارد.

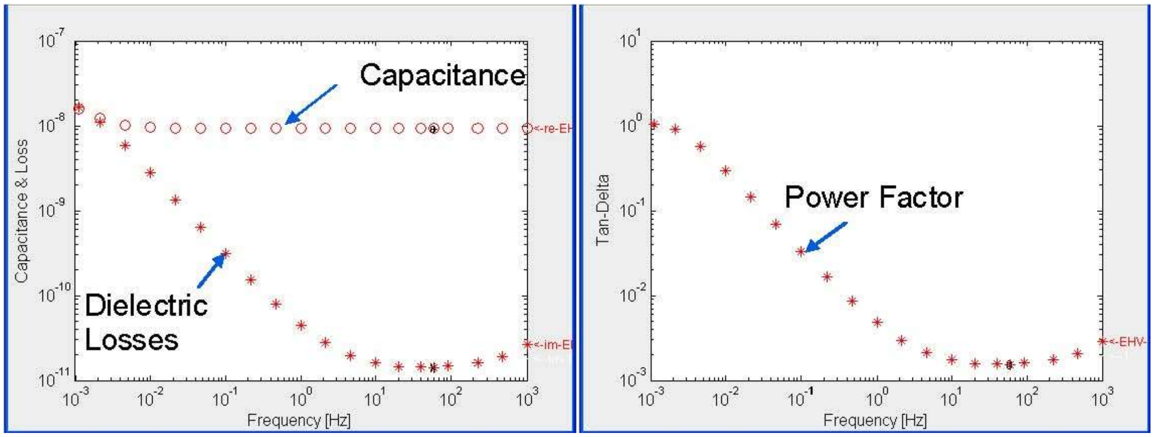
### ۱۵-۲. روش آزمون DFR

آزمایش DFR با اعمال یک سیگنال ولتاژ پایین فرکانس متفاوت به سیستم عایقی مورد آزمایش و اندازه‌گیری ولتاژ، جریان و زاویه فاز اعمال شده برای تعیین ظرفیت نمونه و PF در محدوده فرکانس مورد نظر انجام می‌شود. اتصالات برای آزمون همان اتصالاتی است که برای اندازه‌گیری خازن استاندارد و PF استفاده می‌شود. شکل هفتم.۱ را ببینید. عناصر موجود در ترانسفورماتور که آزمایش می‌شوند به طور کلی شامل عایق بین بخش‌های سیم‌پیچ‌های مجزا و بین سیم‌پیچ‌ها و زمین هستند. اندازه‌گیری‌های بین سیم‌پیچ‌ها و زمین عموماً شامل عایق بین سیم‌پیچ‌ها و هسته یا سایر قسمت‌های زمین شده ترانسفورماتور، بوشینگ ها؛ و عایق تپ‌چنجرها، راکتورها و سایر لوازم جانبی متصل به ولتاژ خط می‌شود.


Hi
V
A
Lo
Ground
$C_{HL}$
$C_L$
$C_H$
$\frac{U(\omega)}{I(\omega)} = Z(\omega) \Rightarrow$ C and Power Factor ($\varepsilon'$ and $\varepsilon''$)

**شکل هفتم.۱- اندازه گیری DFR ظرفیت خازنی و ضریب توان عایق بین سیم پیچ فشار قوی و سیم پیچ فشار ضعیف، با برچسب CHL.**

در شکل هفتم.۲، نقاط داده اندازه‌گیری گسسته از یک اندازه‌گیری معمولی روی یک ترانسفورماتور قدرت جدید رسم شده است. در شکل هفتم.۲ (الف)، ظرفیت خازنی و تلفات دی‌الکتریک به عنوان تابعی از فرکانس رسم شده است. نمودار در شکل هفتم.۲ (ب) PF را به عنوان تابعی از فرکانس نشان می‌دهد.

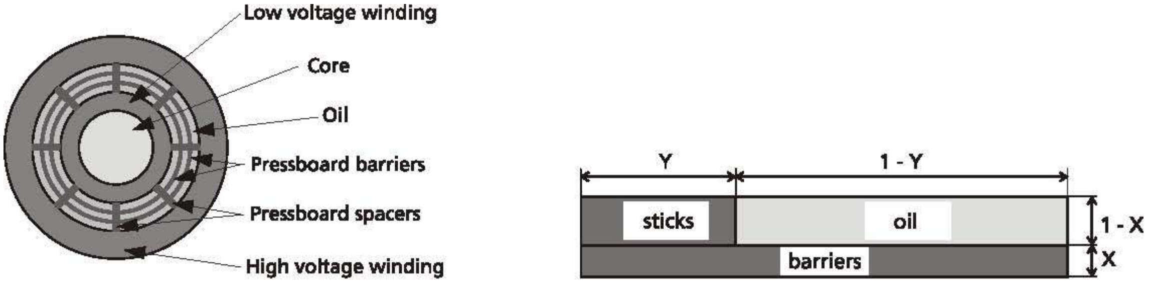


**شکل هفتم.۲- اندازه گیری DFR بین سیم پیچ های فشار قوی و سیم‌پیچ‌های فشار ضعیف ترانسفورماتور قدرت جدید**

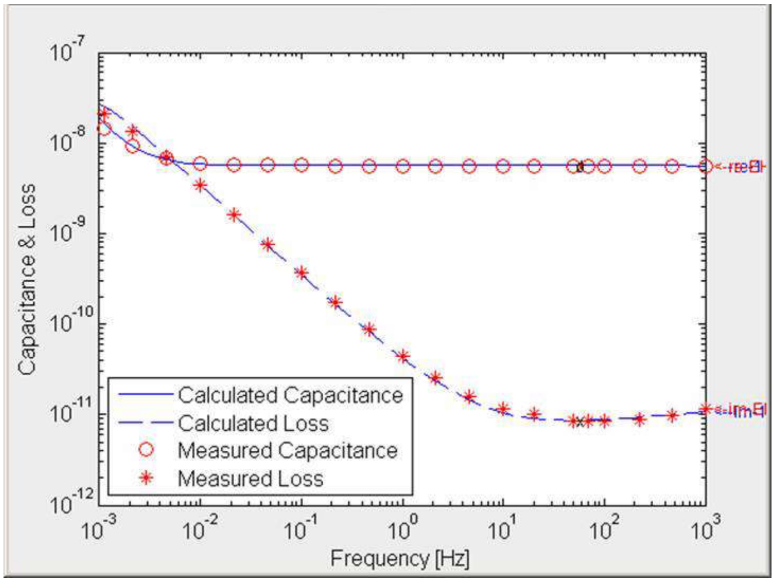
## ۳-۱۵. تجزیه و تحلیل آزمون DFR

تفسیر DFR بر اساس مدل همانطور که گوبانسکی و همکاران توصیه کرده [B29] و بر اساس مدل X-Y می‌باشد. شکل هفتم.۳ را ببینید. خواص هندسی مورد استفاده در مدل XY شامل ظرفیت هندسی است که براساس مساحت سیم‌پیچ‌ها در عایق داخلی سیم‌پیچ و فاصله بین سیم‌پیچ‌ها و مقادیر نسبی روغن و مواد سلولزی، هر دو در جهت بین سیم‌پیچ‌ها (موانع، واشر، و غیره) و مماس با این جهت (چوب‌های فاصله دهنده یا بلوک‌ها) محاسبه می‌شود. این روش همچنین ثابت کرده است که برای سایر پیکربندی‌های سیم‌پیچ و طرح‌های زرهی مفید است. ویژگی‌های هندسی مورد استفاده برای محاسبه مدل X-Y را می‌توان از داده‌های طراحی گرفته یا با استفاده از مدل‌سازی تخمین زد. توجه شود که تقریب پارامترهای X-Y ممکن است منجر به عدم دقت در نتایج "اندازه گیری شده" شود.

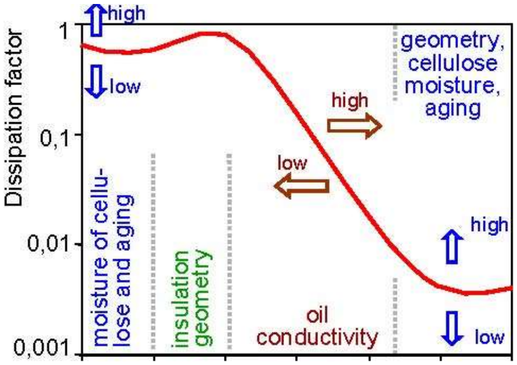
اساس نرم‌افزار تفسیر، مقایسه نتایج اندازه‌گیری با ترکیبی از دو ماده در یک نسبت تقریبی (X-Y) و در دمای معین است. از یک بهینه‌سازی، میزان رطوبت تخمینی، رسانایی روغن عایقی (یا PF روغن عایق)، و هرگونه ناهنجاری در دمای معین به عنوان خروجی داده می‌شود. شکل هفتم.۴ را ببینید.


Low voltage winding
Core
Oil
Pressboard barriers
Pressboard spacers
High voltage winding
Y
1 - Y
sticks
oil
1 - X
barriers
X

شکل هفتم.۳- (الف) ترسیم سیم‌پیچ فشار قوی و فشار ضعیف و جداسازی آن با استفاده از موانع و اسپیسر و روغن در مجاری روغن. (ب) روابط موانع تخته پرس، فضاها و مایع عایق آزاد که با پارامترهای هندسی $X$ و $Y$ نشان داده شده است.



شکل هفتم.۴- منحنی حالت (خط آبی) مطابق داده شده با نقاط اندازه‌گیری (ستاره های قرمز) با تنظیم رطوبت و عایق هدایت مایع



شکل هفتم.۵- طرح تفسیری برای DFR که تمایز بین تأثیرات رطوبت، پیری، هدایت مایع عایق، و هندسه عایق را ارائه می‌کند.

روغن با گذردهی روغن عایقی و رسانایی روغن عایق مدل‌سازی می‌شود که ثابت شده است که یک فرض کافی است.

کاغذ سلولزی با یک پایگاه داده از اندازه‌گیری‌های به‌دست‌آمده از نمونه‌های آزمایشگاهی در رطوبت‌های مختلف مدل‌سازی می‌شود. مجموعه‌های اضافی از داده‌ها را می‌توان در نرم‌افزار بارگذاری کرد.

توجه - پایگاه داده اندازه‌گیری‌ها آشکارا در دسترس صنعت نیست و مبتنی بر تجهیزات قدیمی نیست. اثر دما با استفاده از فرمول آرنیوس، با انرژی فعال‌سازی در محدوده ۰.۹ eV تا ۱.۱ eV در نظر گرفته می‌شود.

از شکل هفتم.۵ می‌توان بیان کرد که:

- ✓ تلفات در فرکانس‌های متوسط (در این مثال زیر ۱۰ هرتز) توسط رسانایی روغن عایق تعیین می‌شود.
- ✓ پایین ترین فرکانس‌ها (در این مثال زیر ۰.۰۱ هرتز) غلظت رطوبت در عایق جامد را منعکس می‌کند.

محدوده فرکانس شکل هفتم.۵ ممکن است بسته به شرایط عایق متفاوت باشد. به طور خاص، منحنی شکل S برای ترانسفورماتورها در دماهای سردتر به سمت فرکانس‌های پایین‌تر و برای دماهای گرم‌تر به سمت فرکانس‌های بالاتر تغییر می‌کند. در عین حال، غلظت رطوبت و محصولات جانبی پیری می‌تواند شکل منحنی مشخصه را تغییر دهند.

# ۱٦. پیوست هشتم

(تکمیلی)

# روش‌های دیگر برای تأیید پلاریته از نسخه‌های قبلی راهنمای آزمون‌های میدانی

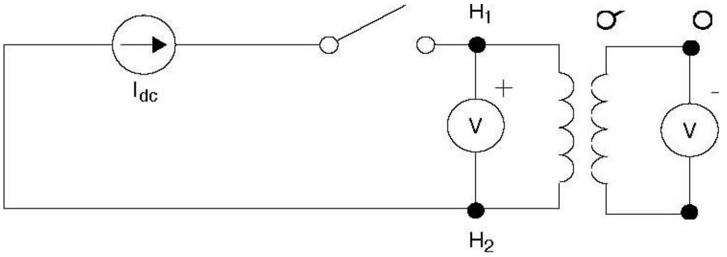
## ۱٦-۱. تأیید پلاریته ترانسفورماتور

تعدادی از مجموعه‌های تجاری آزمون نسبت تبدیل ترانسفورماتور از تولیدکنندگانی که در صنعت برق کار می‌کنند، موجود است. هنگامی که این ابزار مطابق با دستورالعمل‌های سازنده استفاده شوند، قرائت راحت و دقیقی از نسبت تبدیل‌ها و پلاریته‌های ترانسفورماتور قدرت ارائه می‌دهند.

اگر یک مجموعه آزمون تجاری در دسترس نباشد، می‌توان پلاریته ترانسفورماتور را با استفاده از روش‌های بیان شده در زیر اندازه‌گیری و تفسیر کرد.

### ۱٦-۱-۱. بررسی پلاریته ترانسفورماتور با ضربه القایی

پلاریته با ضربه القایی ممکن است با استفاده از دو ولت متر dc و یک منبع جریان dc اندازه‌گیری شود. به دلایل ایمنی، استفاده از منبع dc در سیم‌پیچ HV ترجیح داده می‌شود. شکل هشتم.۱ این تکنیک را نشان می‌دهد.



شکل هشتم.۱- پلاریته با ضربه القایی

یک ولت متر dc باید در سر سیم‌های H1-H2 قرار گیرد، با سیم مثبت به ترمینال H1، و یک ولت متر dc باید در بین دو سر سیم های Xl-X2 قرار گیرد، با سیم مثبت به ترمینال X1.

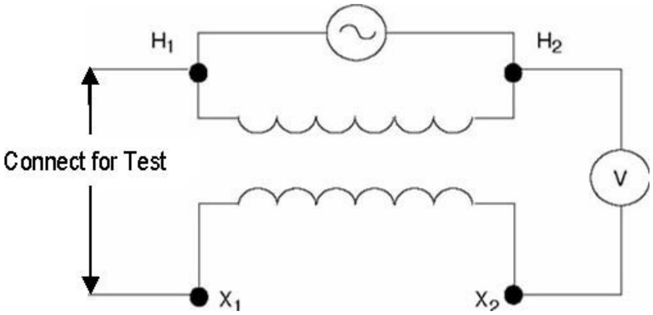
یک منبع LV، مانند باتری، باید به پایانه‌های H1-H2 متصل شود، بنابراین باعث انحراف کوچک اما قابل توجه ولت متر dc متصل در ترمینال‌های H1-H2 می‌شود. اتصال منبع dc باید به گونه‌ای باشد که ولت متر dc مثبت نشان دهد. بزرگی انحراف نگران کننده نیست.

جهت انحراف ولت متر dc متصل شده در ترمینال های Xl-X2 همانطور که تحریک از بین می‌رود مشاهده شود. اگر انحراف مثبت باشد، پلاریته افزایشی است. اگر انحراف منفی باشد، پلاریته کاهشی است. در این آزمون پلاریته و نه میزان انحراف، مد نظر است.

این آزمایش باید برای هر فاز ترانسفورماتور چند فاز تکرار شود.

### ۱۶-۱-۲. بررسی پلاریته ترانسفورماتور با ولتاژ متناوب

اگر نسبت تبدیل ترانسفورماتور کمتر از ۳۰ باشد، پلاریته را می‌توان با استفاده از یک منبع ac مناسب با یک ولت متر ac اندازه‌گیری کرد، همانطور که در شکل هشتم.۲ نشان داده شده است.



**شکل هشتم.۲- روش آزمون پلاریته با منبع ac**

همانطور که در شکل هشتم.۲ نشان داده شده است اتصالات ترانسفورماتور باید وصل شود. برای آزمون H1 را به X1 وصل کنید.

یک ولتاژ متناوب کوچک (که بر حسب ده ها ولت اندازه گیری می شود) که توسط یک ترانسفورماتور متغیر فیوزدار فراهم می‌شود، باید روی ترمینال‌های H1-H2 اعمال شود.

اگر ولت متر ac مقداری کمتر از ولتاژ منبع را نشان دهد، پلاریته کاهشی است. اگر ولت متر مقداری بیشتر از ولتاژ منبع را نشان دهد، پلاریته ترانسفورماتور افزایشی است.

### ۱۶-۱-۳. پلاریته ترانسفورماتورهای چند فاز

هر فاز از یک ترانسفورماتور چند فاز باید پلاریته نسبی یکسانی داشته باشد که مطابق با یکی از روش‌های شرح داده شده در زیر یا با ابزار تجاری آزمون انجام شود.

## ۱۶-۲. روش ولت متر برای آزمون نسبت تبدیل

از دو ولت متر ac استفاده می‌شود که یکی به سیم‌پیچ HV و دیگری به سیم‌پیچ LV متصل است. سیم‌پیچ HV با ولتاژی تحریک می‌شود که از مقدار نامی ولت متر تجاوز نمی‌کند. هر دو ولت متر به طور همزمان خوانده می‌شوند. مجموعه دوم اندازه‌گیری‌ها باید با تعویض مکان ولت‌مترها با هم انجام شود. برای محاسبه نسبت، مقادیر نشان داده شده باید به طور میانگین محاسبه شوند.

اندازه‌گیری نسبت تبدیل معنی‌دار ممکن است تنها با استفاده از چند ولت تحریک انجام شود. ترانسفورماتور باید از سیم‌پیچ فشار قوی تحریک شود تا از ولتاژهای بالای احتمالی ناایمن جلوگیری شود. در هنگام اعمال ولتاژ و در حین اندازه‌گیری باید دقت شود. مهم است که هر دو ولت متر همزمان خوانده شوند.

ولت‌مترهای مورد استفاده باید دقتی متناسب با الزامات محاسبه نسبت تبدیل ۰.۵٪ داشته باشند.

## ۱۶-۳. اندازه‌گیری نسبت تبدیل با استفاده از یک پل خازن و ضریب توان

نسبت تبدیل ممکن است با یک پل ظرفیت خازنی و ضریب توان (که گاهی اوقات ضریب تلفات یا پل DF نامیده می شود) اندازه‌گیری شود. این روش نتایج خوبی را با ترانسفورماتورهای قدرت و همچنین برای ترانسفورماتورهای ولتاژ ارائه می‌دهد که در آن خطای زاویه فاز نیز قابل اندازه‌گیری است. علاوه بر این، آزمایش‌های با ولتاژ بالاتر نیز، تا مقدار نامی دستگاه، ممکن است انجام شود که اغلب ۱۰ کیلوولت یا ۱۲ کیلوولت است. چندین ابزار عالی برای این منظور موجود است. دستورالعمل‌های سازنده باید برای رویه دقیق پل مورد استفاده، در نظر گرفته شوند.

## ۱۷.	پیوست نهم

(تکمیلی)

## شمارش ذرات

### ۱-۱۷. نمونه برداری

روش نمونه‌گیری برای جلوگیری از آلودگی و مراحل مناسب ضروری است. برای این منظور ASTM D6786 [B18] و ASTM D923 [B3] باید به عنوان حداقل الزامات رعایت شود. یکی از نکات ضرووری این است که بطری‌های آماده تجاری مطابق با مشخصات ISO 3722 برای جمع‌آوری نمونه ذرات تهیه شود. ASTM D6786 [B18] درجه تمیزی بطری را تعریف می‌کند که باید کمتر از ۱٪ ذرات در نمونه، از کمترین نتایج مورد انتظار، باشد. برای جلوگیری از ورود ذرات معلق در هوا به بطری باید مراقب باشید. نمونه باید دور از نور مستقیم خورشید نگهداری شود و تا زمانی که تجزیه و تحلیل کامل شود در مکانی خنک و تاریک نگهداری شود.

### ۲-۱۷. تفسیر تعداد ذرات

آزمایش شمارش ذرات (ASTM D6786 [B18]) تعداد و اندازه ذرات موجود در نمونه روغن عایق معدنی را تعیین می‌کند. نمونه باید حداقل ۱۰۰ میلی لیتر باشد. اطلاعاتی (داده‌ها) که گزارش می‌شود شامل تعداد ذرات بیشتر از اندازه مرجع ذرات خاص (µm) در حجم مشخصی از مایع (ml) است. روش‌های مدرن آزمایش از شمارنده ذرات خودکار (APC) استفاده می‌کنند. درک روش کالیبراسیون مورد استفاده توسط APC برای آزمایش مهم است.

قبل از سال ۱۹۹۹، روش کالیبراسیون مورد استفاده ISO 4402:1991 [B50] بود. در این روش کالیبراسیون از جنرال موتورز، از گرد و غبار آزمون ریز پاک کننده هوا (ACFTD) که اغلب به آن گرد و غبار آزمون آریزونا می‌گویند، استفاده می‌شود. این روش کالیبراسیون یک شمارش برای اندازه ذرات بر حسب میکرومتر و تعداد تمام ذرات بیش از اندازه به شرح زیر تولید می‌کند: > ۲ میکرومتر، > ۵ میکرومتر، > ۱۰ میکرومتر، > ۱۵ میکرومتر، > ۲۵ میکرومتر، > ۵۰ میکرومتر، و > ۱۰۰ میکرومتر. ACFTD دیگر تولید نشد، که منجر به توسعه یک استاندارد کالیبراسیون جدید شد.

در سال ۲۰۰۰، یک استاندارد جدید، ISO 11171:2010 [B52]، از روش کالیبراسیون با استفاده از گرد و غبار آزمون متوسط (MTD) استفاده کرد. این کالیبراسیون شمارش اندازه ذرات را بر حسب میکرومتر و تعداد تمام ذرات بیش از اندازه را به شرح زیر تولید می‌کند: > ۴ میکرومتر، >۶ میکرومتر، >۱۰ میکرومتر، >۱۴ میکرومتر، >۲۱ میکرومتر، >۳۸ میکرومتر، > ۷۰ میکرومتر میکرومتر و به دنبال آن یک (c). "c"نشان می‌دهد که شمارنده ذرات بر اساس ISO 11171 کالیبره شده است. موسسه ملی استانداردها و فناوری (NIST) یک

استاندارد کالیبراسیون قابل ردیابی برای MTD یا استاندارد مواد مرجع 2806 (SRM) یا ISO 12103-A3 تعیین کرده است.

بسته به آزمایشگاهی که برای آزمون استفاده می‌شود، مهم است که بدانیم ابزار آزمایش بر اساس کدام استاندارد کالیبره شده است. آزمایشگاهی که آزمون را انجام می‌دهد باید از ASTM D6786 [B18] یا ISO 4406:1999 [B51] پیروی کند. هر دوی این روش‌های آزمون به روز شده‌اند تا روش کالیبراسیون ISO 11171 را با استفاده از MTD منعکس کنند.

برخی از آزمایشگاه‌ها ممکن است هنوز ابزارهای آزمایشی داشته باشند که با ACFTD کالیبره شده‌اند. در این حالت، اندازه‌های ACFTD > 2 µm، > 5 µm، > 10 µm، > 15 µm، > 25 µm، > 50 µm و > 100 µm تقریباً به ترتیب با اندازه‌های MTD > 4 µm، > 5 µm، >6µm، >10µm، >14µm، >21µm، >38µm و >70 µm مطابقت دارد، و ممکن است برای تبدیل از یک روش به روش دیگر استفاده شود.

اگر آزمایش بر اساس ASTM D6786 [B18] انجام شده باشد، نتایج به صورت میانگین تعداد ذرات به صورت تعداد تجمعی ذرات در هر میلی‌لیتر >۴ میکرومتر، >۶ میکرومتر، >۱۰ میکرومتر، >۱۴ میکرومتر، >۲۱ میکرومتر، > ۳۸ میکرومتر، > ۷۰ میکرومتر (c) گزارش می‌شود. اگر دستگاه با استفاده از ACFTD بر اساس ASTM D6786 [B18] کالیبره شود، نتایج به صورت میانگین تعداد ذرات و به صورت تعداد تجمعی ذرات در هر میلی لیتر >۲ میکرومتر، >۵ میکرومتر، >۱۰ میکرومتر، >۱۵ میکرومتر، >۲۵ میکرومتر، >۵۰ میکرومتر و >۱۰۰ میکرومتر گزارش می‌شود. برخی از آزمایشگاه‌ها ممکن است تعداد ذرات را در ۱۰ میلی لیتر یا ۱۰۰ میلی لیتر گزارش کنند و تقسیم بر مقدار میلی لیتر گزارش شده برای بدست آوردن پایه در هر میلی لیتر ضروری است.

به عنوان جایگزین، آزمایشگاه آزمون کننده ممکن است نتایج را در قالب ISO 4406:1999 [B51] گزارش کند. اگر آزمایشگاه از این سیستم استفاده می‌کند، کاربر باید یک کپی از ASTM D1275-2006 [B7] دریافت کند. جدول نهم.۱ دستورالعمل‌های به دست آمده از سازندگان، آزمون‌های آزمایشگاهی ترانسفورماتورها و CIGRE [B21] را ارائه می‌دهد. یک سند منتشر شده دیگر (راهنمای سرویس برای ترانسفورماتور قدرت [B69]) دستورالعمل‌هایی را برای هر دو روش کالیبراسیون ACFTD و MTD ارائه می‌دهد. نقاط عملکردی برای شمارش میکروسکوپی (CIGRE [B21]) در جدول نهم.۱ ارائه شده است.

لازم به ذکر است که برخی از سازندگان ترانسفورماتورها محدودیت‌های تعداد ذرات را برای قبل از برقداری دارند و این محدودیت‌ها ممکن است با ترانسفورماتورهای در حال سرویس تفاوت قابل توجهی داشته باشد. علاوه بر این، محدودیت ذرات برای ترانسفورماتورهای EHV > 242 کیلوولت ممکن است به اندازه نصف نقاط نیاز به عملکرد نشان داده شده در جدول نهم.۱ باشد. توصیه می‌شود که برای ترانسفورماتورهای بیش از ۲۴۲ کیلوولت در صورت ناشناخته بودن یا عدم ارائه حدود، با سازنده تماس گرفته شود.

هیچ محدودیت تجربی در مورد رد کردن روغن برای بهره‌برداری تجهیزات یا استفاده مداوم صرفاً بر اساس تعداد ذرات وجود ندارد. شمارش ذرات یک ابزار تشخیصی، مشابه سایر روش‌های تشخیص سیال که همراه با آزمایش‌های دیگر برای ارزیابی روغن عایقی استفاده می‌شود، می‌باشد. هیچ دلیلی برای رد ترانسفورماتور تنها بر اساس این محدودیت‌های ذرات وجود ندارد. اگر تعداد ذرات به گونه‌ای باشد که به مقدار حدی برسد یا از آن فراتر رفت و محتوای آب (ASTM D1533 [B11])، PF (ASTM D924 [B4])، و شکست دی‌الکتریک (ASTM D1816 [B13]) در محدوده‌های مشخص شده برای کلاس ولتاژ ترانسفورماتور نباشد، ارزیابی بیشتر باید برای تعیین ترکیب ذرات انجام شود تا اطمینان حاصل شود که اقدام اصلاحی مناسب است. یکی از روش‌ها فروگرافی تحلیلی است که اطلاعات مربوط به انواع ذرات زیر را به دست می‌آورد:

- ✓ – ذرات کربن
- ✓ – فلزات غیر آهنی
- ✓ – فلزات آهنی
- ✓ – ذرات ناشی از سایش کشویی
- ✓ – ذرات ناشی از برش در اثر سایش
- ✓ – ذرات کره‌ای ناشی از قوس
- ✓ – ذرات فلزی بیش از حد گرم شده
- ✓ – ذرات و الیاف عایق
- ✓ – کثیفی و زباله
- ✓ – ذرات فیلم یا "لاک"

پالایش روغن ممکن است شرایط را بهبود بخشد، اما باید روند را آغاز کرد تا اطمینان حاصل شود که مشکل حل شده است.

توجه - IEEE هیچ محدودیتی ایجاد نکرده است. این نکات پیشنهادی از CIGRE، تحقیقات آزمایشگاهی، و سازندگان که قبلاً اشاره شده می‌باشد.

**جدول نهم.۱-ترانسفورماتور در حال سرویس، محدوده اقدامات اصلاحی برای ذرات در هر میلی لیتر برحسب میکرومتر**

| | MTD | | | Microscope | | ACFTD | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | >4 µm (c) | >6 µm (c) | >14µm (c) | ≥5 µm | ≥15 µm | >2 µm | >5 µm | >15 µm |
| Normal | 1500 | 150 | 3 | 320 | 40 | 1500 | 150 | 3 |
| Marginal | 2500 | 160 | 5 | 1300 | 160 | 2500 | 160 | 5 |
| High | 5000 | 320 | 10 | 2500 | 320 | 5000 | 320 | 10 |
| توجه: برخی معتقدند که تعداد ذرات و ترکیب آنها فقط در رابطه با مقادیر و نوع آن‌ها در آزمون‌های قبلی مهم است. روندهای مشاهده شده ممکن است برای تعیین اینکه آیا سایش بیش از حد یاتاقان پمپ خنک کننده یا تخریب عایق تجربه شده است، قابل توجه باشد. برخی از ذرات که در مایع عایق معلق نیستند، به ندرت دیده می شوند، زیرا تمایل | | | | | | | | |

به سقوط به ته مخزن تجهیزات دارند و برای نمونه گیری در دسترس نیستند و در طول شستشوی تپ‌چنجر حذف می شوند.

# ۱۸. کتاب شناسی

(تکمیلی)

منابع کتابشناختی منابعی هستند که مطالب اضافی یا مفیدی را ارائه می‌دهند اما نیازی به درک یا استفاده برای اجرای این استاندارد ندارند. ارجاع به این منابع فقط برای استفاده اطلاعاتی بیشتر است.

[B1] ASTM D117, Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Liquids of Petroleum Origin.

[B2] ASTM D877, Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.

[B3] ASTM D923, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.

[B4] ASTM D924, Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.

[B5] ASTM D971, Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquid Against Water by the Ring Method.

[B6] ASTM D974, Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration.

[B7] ASTM D1275-2006, Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils.

[B8] ASTM D1298-2012 (Rev B), Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

[B9] ASTM D1500, Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale).

[B10] ASTM D1524, Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Liquids of Petroleum Origin in the Field.

[B11] ASTM D1533, Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration.

[B12] ASTM D1698, Standard Test Method for Sediments and Soluble Sludge in Service-Aged Insulating Liquids.

[B13] ASTM D1816, Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids of Petroleum Origin Using VDE Electrodes.

[B14] ASTM D2668-2010, Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl-p-Cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption.

[B15] ASTM D3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Liquid by Gas Chromatography.

[B16] ASTM D4059, Standard Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography.

[B17] ASTM D5837-2012, Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC).

[B18] ASTM D6786, Standard Test Method for Particle Count in Mineral Insulating Liquid Using Automatic Optical Particle Counters. ASTM publications are available from the American Society for Testing and Materials (http://www.astm.org/).

[B19] ASTM D7690, Standard Practice for Microscopic Characterization of Particles from In-Service Lubricants by Analytical Ferrography.

[B20] ASTM F855-2009, Standard Specifications for Temporary Protective Grounds to Be Used on De-energized Electric Power Lines and Equipment.

[B21] CIGRÉ WG12.17 Brochure 157, Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength, June 2000.

[B22] Doble Test Procedures, Doble Engineering Company: Chapter 3, Bushings; Chapter 5, Leakage Reactance Testing.

[B23] Dielectric Theory and Practice, 7th Edition, Doble Engineering Company, 2004.

[B24] Du, Y., et al., “Moisture Solubility for Differently Conditioned Transformer Insulating Liquids,” *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation,* Vol. 8, No. 5, Oct. 2001, pp. 805–811.

[B25] Duplessis, J. A., “A Further Study of Exciting Current Patterns,” *Minutes of the Sixty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients,* 2001.

[B26] EPRI Power Transformer Maintenance and Application Guide.[8]

[B27] Gill, Paul, PE, “Electrical Power Systems Maintenance and Testing,” 1998, 2008.

[B28] Griffin, P. J., Bruce, C. M., Christie, J. D., “Comparison of Water Equilibrium in Silicone and Mineral Insulating

liquid Transformers," *55th International Conference of Doble Clients,* Paper No. 10-9, 1988.

[B29] Gubanski, S. M., et al., "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers," CIGRÉ TF 15.01.09, Electra No. 202, June 2002.

[B30] IEC 60599, Mineral-Insulating-Liquid-Impregnated Electrical Equipment in Service—Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis.[9]

[B31] IEC 61464:2003, Insulated bushings—Guide for the interpretation of dissolved gas analysis (DGA) in bushings where oil is the impregnating medium of the main insulation (generally paper).

[B32] *IEEE Standards Dictionary Online.*[10]

[B33] IEEE Std 62™-1995 (Reaff 2005), IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus—Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.[11, 12]

[B34] IEEE Std C57.13™-2008, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.

[B35] IEEE Std C57.19.00™-2004, IEEE Standard General Requirements and Test Procedures for Power Apparatus Bushings.

[B36] IEEE Std C57.19.100™-2012, IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings.

[B37] IEEE Std C57.91™, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.

[B38] IEEE Std C57.104™, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.

[B39] IEEE Std C57.106™-2006, IEEE Guide For Acceptance and Maintenance of Insulating Liquid in Equipment.

[B40] IEEE Std C57.111™-1989, IEEE Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers.

[B41] IEEE Std C57.113™-2010, IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors.

[B42] IEEE Std C57.121™-1998, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Less Flammable Hydrocarbon Fluid in Transformers.

[B43] IEEE Std C57.139™-2010, IEEE Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changers.

[B44] IEEE Std C57.140™-2006, IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.

[B45] IEEE Std C57.143™-2012, IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components.

[B46] IEEE Std C57.147™-2008, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers.

[B47] IEEE Std C57.149™-2012, IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers.

[B48] IEEE Std C57.150™-2012, IEEE Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10 000 kVA or Higher.

[B49] ISO 3772:1976, Hydraulic fluid power—Fluid sample containers—Qualifying and controlling cleaning methods.[13]

[B50] ISO 4402:1991, Hydraulic fluid power—Calibration of automatic-count instruments for particles suspended in liquids—Method using classified ac fine test dust contaminant.

[B51] ISO 4406:1999, Hydraulic fluid power—Fluids—Method for coding the level of contamination by solid particles.

[B52] ISO 11171:2010, Hydraulic fluid power—Calibration of automatic particle counters for liquids.

[B53] Lachman, Mark F., "Application of Equivalent-Circuit Parameters to Off-Line Diagnostics of Power Transformers (A Review)," *Proceedings of the Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients 1999,* Section 8-10.1.

[B54] Lachman, Mark F., "Field Measurements of Transformer Single-Phase Exciting Current as a Diagnostic Tool, and Influence of Load Tap Changers," *IEEE Transactions on Power Delivery,* Vol. 9, No. 3, July 1994, pp. 1466–1475.

[B55] Lachman, Mark F., "Low Voltage Single-Phase Leakage Reactance Measurements on Transformers—Significance and Application. Part I, *Proceedings of the Sixty-First Annual International Conference of Doble Clients 1994;* Section 6-5.1.

[B56] Lachman, Mark F., and Yuri Sharif, "Influence of Single-Phase Excitation on Transformer Leakage Reactance Measurement," *Proceedings of the Sixty-Second Annual International Conference of Doble Clients 1995,* Section 8-13.1.

[B57] NEMA 107 (withdrawn), Methods of Measurement for Radio Influence Voltage of High-Voltage Apparatus.[14]

[B58] NEMA Z535.4-2011, Product Safety Signs and Labels.

[B59] NETA ATS, Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems, 2009.

[B60] NFPA 70®, 2011 Edition, National Electrical Code® (NEC®).[15] [B61] NFPA 70E®-2012, Standard for Electrical Safety in the Workplace®. [B62] Oommen, T. V., “Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice,” *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems,* Vol. PAS-103, No. 10, Oct. 1984, pp. 3062-3067

[B63] Oommen, T. V., “Moisture Equilibrium Curves—Use and Misuse,” *70th International Conference of Doble Clients,* April 6–10, 2003, Boston.

[B64] OSHA 29CFR1910, Occupational Safety and Health Standards, 2012.

[B65] Piper, J. D., “Moisture Equilibrium Between Gas Space and Fibrous Materials in Enclosed Electric Equipment,” *AIEE Transactions,* vol. 65, pp. 791–797, 1946.

[B66] Poulin, B., “Exciting Current of Power Transformers,” *Proceedings of the Sixty-Third Annual International Conference of Doble Clients,* 1996, Sec. 8-9.

[B67] Rickley, A. L., and Clark, R. E., “Transformer Exciting Current Measured with Doble Equipment,” *Minutes of the Thirty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients,* 1967, Sec. 6-901.

[B68] Rickley, A. L., Clark, R. E., and Povey, E. H., “Field Measurements of Transformer Excitation Current as a Diagnostic Tool,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* Vol. PAS-100, No. 4, April 1981.

[B69] Service Handbook for Power Transformer, ABB Inc., January 2006.

[B70] Thompson, J.A., “A Moisture Diffusion Model for Transformer Insulating liquid and Paper,” *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, San Diego, California, 24–29 July 2011, pp. 1–3; Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2011.6038929.

[B71] Zafferani, Giovanni, “Transformer Leakage Reactance Measurement As a Diagnostic Tool,” *Proceedings of the Sixty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients 2000*.