



دانشگاه زنجان

دانشکده مهندسی

گروه برق

## پایان نامه کارشناسی

گرایش:

مهندسی برق قدرت

عنوان:

### تدوین دستورالعمل مدیریت نگهداری ترانسفورماتورهای قدرت

نگارش:

اکبر قیصری

استاد راهنما:

سید هادی حسینی

شهریور ۹۴

## سپاسگزارى

منت خدای را عزوجل که طاعتش موجب قربت است و به شکر اندرش مزید نعمت، هر نفسی که فرو می‌رود

ممد حیات است و چون برمی‌آید مفرح ذات. پس در هر نفسی دو نعمت موجود است و بر هر نعمتی شکری

واجب. از دست و زبان که برآید کز عهده شکرش به درآید...

پس از شکر و سپاس بی‌پایان از درگاه ایزد منان که همه توفیقات بشری از ناحیه لطف و مرحمت اوست، به

مصدق " من لم یشکر المخلوق لم یشکر الخالق " بر خود وظیفه می‌دانم که از زحمات جناب آقای دکتر

حسینی، استاد راهنمای بزرگوارم که در تمامی مراحل پایان‌نامه با ریزبینی و تیزبینی علمی و دقیق خود

همراه اینجانب بوده‌اند و همچنین آقایان محمد و مهدی باقری که با کمک آن‌ها موفق به نگارش این پایان‌نامه شدم، تشکر نمایم.





مراحل تعمیر و نگهداری اصلاحی برای ترانسفورماتورهای روغنی .....	۱۴
۱-۳ روش‌های خشک کردن ترانسفورماتور .....	۱۵
۱-۱-۳ خشک کردن فقط از طریق گرما .....	۱۵
۱-۱-۳ روش‌های کارگاهی و کارخانه‌ای .....	۱۵
۱-۱-۳ روش‌های خشک‌سازی در محل، در حالت بی‌برقی .....	۱۵
۱-۱-۳ روش‌های خشک‌سازی در محل، در حالت برق‌دار .....	۱۷
۱-۱-۳ خشک کردن از طریق گرما و خلأ .....	۱۷
۱-۲-۱-۳ تعیین نقطه‌ی پایان فرآیند خشک‌سازی .....	۱۸
۱-۲-۱-۳ روش خشک‌سازی کارخانه‌ای .....	۱۹
۱-۲-۱-۳ روش‌های خشک‌سازی در محل، در حالت بی‌برقی .....	۲۱
۱-۲-۱-۳ روش خشک‌سازی در محل، در حالت برق‌دار .....	۲۲
۱-۳ نتایج پیروسی خشک‌سازی .....	۲۶
۱-۳ تصفیه مداوم روغن .....	۲۸
۱-۴-۱-۳ سیستم‌های تصفیه روغن سیار .....	۲۹
۲-۳ احیاء روغن ترانسفورماتور و لجن زدایی .....	۳۱
۱-۲-۳ بررسی مشکل لجن .....	۳۱
۲-۲-۳ دستورالعمل‌های عمومی درباره احیاء روغن .....	۳۲
۳-۲-۳ توجیه اقتصادی .....	۳۳
۴-۲-۳ کیفیت روغن احیاء شده .....	۳۳
۵-۲-۳ مقابله با مشکل لجن .....	۳۳
۶-۲-۳ تصفیه روغن .....	۳۴

۳-۲-۶-۱	روش های تصفیه فیزیکی	۳۴
۳-۲-۶-۲	روش های تصفیه شیمیایی	۳۵
۳-۲-۷	سیستم های احیاء روغن	۳۵
۳-۲-۸	لجن زدایی کامل در حالت برق دار	۳۶
۳-۲-۹	محدودیت های لجن زدایی در حالت برق دار	۳۷
۳-۲-۱۰	لجن زدایی در حالت بی برقی	۳۸
۳-۳-۳	خنک کاری ترانسفورماتور	۳۹
۳-۳-۱	مشکل گرمای بیش از حد	۳۹
۳-۳-۲	اثر گرما روی ترانسفورماتورها	۳۹
۳-۳-۳	برطرف کردن مشکل	۴۱
۳-۳-۱-۱	سیستم عایقی ترانسفورماتور	۴۱
۳-۳-۲-۲	ضوابط بارگذاری ترانسفورماتور	۴۱
۳-۳-۳-۳	ملاحظات دیگر در رابطه با بارگذاری ترانسفورماتور	۴۴
۳-۳-۴	مقابله با گرمایش بیش از حد ترانسفورماتور	۴۶
۳-۳-۵	سیستم های خنک کاری خارجی	۴۸
۵۱	فصل چهارم	۵۱
۵۱	جلوگیری از قطعی غیرقابل پیش بینی پستها	۵۱
۴-۱	مقدمه	۵۲
۴-۲	سوئیچ گیرها و تجهیزات مرتبط	۵۴
۴-۳	رله های حفاظتی	۵۴
۴-۱-۱	انواع رله	۵۵

۴-۳-۱-۱	رله اضافه جریان	۵۶
۴-۳-۱-۲	رله‌های ولتاژی	۵۶
۴-۴	بریکر (کلید قدرت)	۵۷
۴-۴-۱	انواع بریکرها	۵۷
۴-۴-۱-۱	کلید روغنی	۵۷
۴-۴-۱-۲	بریکرهای هوافشرده	۵۷
۴-۴-۱-۳	بریکرهای خلأ	۵۸
۴-۴-۱-۴	بریکرهای هگزا فلئوئورید گوگرد	۵۸
۴-۴-۲	مکانیزم عمل کلیدهای فشارقوی	۵۹
۴-۵	نگهداری تجهیزات حفاظتی	۵۹
۴-۶	مکان یابی محل خطای کابل‌های قدرت	۶۰
۴-۷	پوشش محافظ دستگاه‌ها	۶۱
۴-۷-۱	مشکل خوردگی	۶۲
۴-۷-۲	رنگ کاری و نقاشی تجهیزات	۶۲
۴-۷-۳	علائم زوال رنگ	۶۳
۴-۷-۴	راه‌حل‌های تخریب رنگ	۶۳
۴-۷-۴-۱	آماده‌سازی سطح	۶۴
۴-۷-۴-۲	رنگ آمیزی اولیه (پوشش اولیه)	۶۴
۴-۷-۴-۳	پوشش نهایی	۶۵
۴-۸	پاک‌سازی بوشینگ‌های ترانسفورماتور و عایق‌های سرد	۶۵
۴-۸-۱	مشکل آلودگی	۶۵

۴-۸-۲	فرآیند تخلیه الکتریکی	۶۶
۴-۸-۳	بررسی و بازدید ساختار عایقی	۶۶
۴-۸-۴	روش نگهداری پیشگیرانه از بوشینگهای ترانسفورماتور ، برق گیر و عایق‌های سرد	۶۷
۴-۸-۵	تصمیم نهایی	۶۹
۴-۹	استفاده از اشعه‌ی مادون قرمز برای کشف عیوب تجهیزات الکتریکی (ترموگرافی)	۶۹
فصل پنجم		۷۲
۴-۵-۱	نگهداری پیشگیرانه	۷۲
۵-۱-۱-۱	کلیات	۷۳
۵-۲	دلایل وقوع خطای الکتریکی	۷۳
۵-۳	انواع نگهداری	۷۴
۵-۳-۱	نگهداری پیشگیرانه	۷۵
۵-۳-۱-۱	انواع نگهداری پیشگیرانه	۷۵
۵-۳-۱-۲	اجزای کلیدی در یک برنامه نگهداری پیشگیرانه	۷۵
۵-۳-۱-۳	اجرای برنامه پیشگیرانه	۷۷
۵-۳-۱-۳-۱	فواید نگهداری پیشگیرانه	۷۹
فصل ششم		۸۰
۸۰	نتیجه‌گیری و پیشنهادات	۸۰
۶-۱	نتایج	۸۱
۶-۲	پیشنهادات	۸۱
منابع		۸۲





## ۱-۱ کلیات

ترانسفورماتور مهم‌ترین و گران‌ترین تجهیز در سیستم‌های قدرت محسوب می‌شود. خروج ترانسفورماتور از مدار در اثر بروز عیب باعث وارد آمدن خسارات جبران‌ناپذیری خواهد شد. اهمیت و جایگاه ترانسفورماتور در سیستم قدرت ایجاب می‌کند که در کلیه مراحل طراحی، ساخت، بهره‌برداری و نگهداری ترانسفورماتور دقت بسیار بالایی لحاظ شود. امروزه بحث نگهداری در سیستم قدرت بخصوص در مورد ترانسفورماتورها بسیار مورد توجه قرار گرفته و به‌عنوان عاملی که می‌تواند در بهبود و بالا بردن عمر تجهیز و نیز در بالا بردن قابلیت اطمینان تجهیز و کل سیستم مؤثر باشد، قلمداد می‌شود.

## ۲-۱ هدف

وجود و اجرای دستورالعمل بازدیدهای دوره‌ای یا پیشگیرانه با ذکر فواصل زمانی و نوع بازدیدهای لازم و نیز توجهات و توصیه‌های لازم برای نگهداری بهتر با توجه به تجارب مختلف باعث افزایش عمر ترانسفورماتور و کاهش صدمات ناخواسته خواهد شد. در این پروژه پس از بررسی عیوب مختلف ترانسفورماتورها با توجه به استانداردهای معتبر در زمینه تعمیر و نگهداری، دستورالعملی جهت نگهداری ترانسفورماتور ارائه می‌گردد.

## ۳-۱ ضرورت انجام پروژه

اهمیت بازدید و سرویس و نگهداری به‌قدری مهم است که طبق مطالعات به‌عمل‌آمده و بررسی‌های انجام‌شده، نحوه و دقت در سرویس و نگهداری و بازدیدهای دوره‌ای و پیشگیرانه نسبت به سایر عوامل مؤثر بر عمر ترانسفورماتور سهم بیشتری دارد (۳۰ درصد عوامل داخلی، نظیر مشخصات فنی، طراحی و ساخت و حمل و نصب و راه اندازی، تعمیر قطعات و ...). از طرف دیگر آمار ترانسفورماتورهای صدمه‌دیده نشان می‌دهد که وجود اشکالات، ممکن است مربوط به تجهیزات جانبی ترانسفورماتور باشد که اکثراً در دسترس بوده و با انجام بازدیدهای مرتب و دقیق معایب، قابل تشخیص و پیشگیری می‌باشند. لذا تهیه یک دستورالعمل نگهداری برای ترانسفورماتورها ضروری به نظر می‌رسد.

## ۱-۴ محتوای فصول

در فصل دوم این پروژه به تست‌های مربوط به ترانسفورماتور و به خصوص تست‌های روغن ترانسفورماتور مهندسی گروه برق آزمایشگاه پروژه برق دانشگاه زنجان دانشکده مهندسی گروه برق آزمایشگاه پروژه برق دانشگاه زنجان دانشکده مهندسی گروه برق آزمایشگاه پروژه برق دانشگاه زنجان پرداخته شده است.

فصل سوم مربوط به عوامل تخریب عایق ترانسفورماتور و روش‌های جلوگیری از آن‌ها و همچنین روش‌هایی

در فصل چهارم به عوامل مؤثر بر تخریب تجهیزات جانبی و اطراف ترانسفورماتور، در پست‌ها و روش‌های پیشگیری از آن‌ها اشاره شده است.

فصل پنجم مربوط به تدوین برنامه‌ی نگهداری پیشگیرانه از تجهیزات برق قدرت و به خصوص ترانسفورماتور-

هاست.



## ۲-۱ سیال های عایق (روغن های معدنی مورد استفاده جهت ترانسفورماتورها)

روغن های معدنی به عنوان یک سیال عایق در اکثر تجهیزات الکتریکی قدرت مورد استفاده قرار می گیرند. این سیالات علاوه بر این که دارای خاصیت عایقی می باشند، در بعضی موارد به عنوان واسط انتقال حرارت ایجاد شده ناشی از تلفات تجهیزات قدرت نیز عمل می کنند. آزمایش هایی که جهت این سیالات در نظر گرفته می شود برای تعیین شاخص ها کیفی، وضعیت ضعف و پیری روغن های در سرویس و همچنین عیب یابی ترانسفورماتور در بعضی از شرایط می باشد. تکنیک های نمونه گیری در این آزمایش ها بایستی به گونه ای باشد که نمونه گرفته شده دارای کلیه شرایط و وضعیت کیفی روغن تجهیز الکتریکی باشد و از آنجایی که امکان نفوذ آلودگی های محیطی، رطوبت و گردوغبار به مجرای شیر نمونه گیری روغن وجود دارد، بایستی پیش از نمونه گیری مقداری از روغن خارج شده از شیر نمونه گیری روغن، بیرون ریخته شود تا آلودگی های جمع شده در مسیر روغن تمیز گردد.

هنگام نمونه گیری بایستی دقت شود تا فشار مثبت در محفظه ی تانک ترانسفورماتور موجود باشد. عدم وجود فشار مثبت باعث ورود حباب هوا به درون تانک ترانسفورماتور می گردد.

## ۲-۲ اسیدپتته و عدد خنثی سازی<sup>۱</sup>

این آزمایش جهت تعیین میزان اسیدپتته روغن در سرویس مورد استفاده قرار می گیرد. این آزمایش جهت برآورد تغییر وضعیت روغن عایق، در شرایطی که امکان اکسیداسیون روغن وجود دارد به کار گرفته می شود. میزان اسیدپتته روغن توسط معیار عدد خنثی سازی اندازه گیری می شود. عدد خنثی سازی عبارت است از: مقدار میلی گرم هیدروکسید پتاسیم که برای خنثی سازی حالت اسیدی یک گرم روغن نیاز باشد. روغن های معدنی مورد استفاده در ترانسفورماتورها دارای مقدار ناچیزی خاصیت اسیدی می باشند، اما با افزایش زمان سرویس دهی عدد خنثی سازی نیز افزایش می یابد. یک روغن مستعمل دارای NN بالا بوده که بیان گر اکسید شدن روغن و یا آلوده شدن آن توسط مواد آلوده کننده ای مانند وارنیش، رنگ یا مواد دیگر می باشد. وجود خاصیت اسیدی در روغن امکان لجنی بودن روغن را نیز نشان می دهد. اسیدهای آلی باعث ایجاد صدمه و خسارت به سیستم عایق کاری تجهیز الکتریکی گردیده و در صورت وجود رطوبت باعث اکسیداسیون فلزات

<sup>1</sup> Neutralization

می گردند. وقوع این پدیده‌ها معمولاً نیاز به گذشت زمان زیاد دارد. عدد بالای NN نشان گر وجود اشکال در تجهیزات الکتریکی نمی باشد اما بیانگر تهدیدی بالقوه برای تجهیزات الکتریکی داخل روغن می باشد [1].

## ۲-۳ رنگ

این آزمایش جهت تعیین رنگ روغن عایق در حال سرویس دهی به کار گرفته می شود. این آزمایش بایستی برای تعیین تغییر رنگ نسبی روغن به کار گرفته شود. رنگ روغن توسط یک مقدار عددی (و هم چنین توصیف رنگ) و بر پایه مقایسه با سری رنگ های استاندارد بیان می شود. تغییر رنگ روغن بایستی به عنوان یک ملاک مستقیم جهت تخصیص یک مشکل خاص به روغن استفاده شود. تغییر رنگ سریع روغن همراه با تغییر شرایط کارکرد تجهیز بیانگر وجود اشکال در ترانسفورماتور می باشد. عدد رنگ بالای روغن بیان گر کیفیت نامناسب روغن و یا آلوده بودن آن و یا هر دو این حالات می باشد. مقادیر تجربی جهت برآورد کیفیت روغن، با استفاده از عدد رنگ روغن، وجود دارد. انجام این آزمایش به صورت بصری انجام می شود [2].

جدول ۱-۲: مربوط به تشخیص کیفیت روغن از روی رنگ آن

عدد رنگ	رنگ	شرایط روغن
۰-۰/۵	روشن	روغن نو
۰/۵-۱	زرد تیره	روغن خوب
۱-۲/۵	زرد	روغن در سرویس
۲/۵-۴	زرد روشن	شرایط بحرانی
۴-۵/۵	نارنجی	شرایط بد
۵/۵-۷	قهوه ای	شرایط خیلی بد
۷-۸	قهوه ای تیره	روغن دورریختنی

دانشجویان محترم:

جهت دسترسی به متن کامل پایان نامه‌ها به کتابخانه دانشکده مهندسی و یا آزمایشگاه پروژه گروه برق مراجعه فرمایید.





## ۶-۱ نتایج

در این پروژه پس از بررسی عیوب مختلف ترانسفورماتور و اجزایی که این عیوب را به وجود می‌آورند و نیز استانداردهای معتبر، یک دستورالعمل جهت نگهداری ترانسفورماتور ارائه گردیده است. هرچند که دستورالعمل‌های سازندگان ترانسفورماتور در اولویت قرار دارد اما می‌توان از این دستورالعمل به‌عنوان دستورالعمل مکمل استفاده نمود. نتیجه دیگر اینکه امروز امنیت ترانسفورماتور اهمیت بسیار بالایی پیدا کرده و ارائه روش‌هایی که بتوان قابلیت اطمینان ترانسفورماتور را بهبود داد، مورد توجه قرار گرفته است. از تحلیل وضعیت و تست‌های ترانسفورماتور، می‌توان به‌عنوان یک‌راه حل بسیار کارآمد در تشخیص خطای ترانسفورماتور استفاده کرد.

## ۶-۲ پیشنهادات

با توجه به فراوانی ترانسفورماتورها و به‌منظور بالا رفتن قابلیت اطمینان برق‌رسانی، لازم است که کلیه بهره‌برداران به سمت تدوین و اجرای برنامه‌های نگهداری پیشگیرانه حرکت کنند. در این راستا پیشنهاد می‌شود که کلیه برنامه‌های نصب، راه‌اندازی و نگهداری ترانسفورماتور مطابق با دستورالعمل سازندگان انجام شود و به‌عنوان مکمل از دستورالعمل‌های بهره‌برداران و نگهداری هم استفاده شود.

## منابع

1. ASTM D 1298-2003 , Practice for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
2. ASTM D 1524-2003, Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field.
3. ASTM D 1533-2005, Test Method for Water in Insulating Liquids (Karl Fischer Method).
4. ASTM D 877-2002, Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.
5. ASTM D 923-2001, Test Method for Sampling Electrical Insulating Liquids.
6. IEEE Std 637-1999, IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use (ANSI).
7. ASTM D 3613-98, Test Methods of Sampling Electrical Insulating Oils for Gas Analysis and Determination of Water Content.
8. IEEE Std C57.106-2002, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment (ANSI).
9. ASTM D 971-2002, Test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by the Ring Method.
10. ASTM D 2285-2000 (Reapproved 2006), Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin against Water by the Drop-Weight Method.
11. ASTM D 924-2003(b), Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.
12. ASTM D 1698-2003, Sediment and Soluble Sludge in Service-Aged Insulating Oils.
13. S.D.Myers, J.J.Kelly, R.H.Parrish, E.L.Raab-A Guide to Transformer Maintenance.
14. Wang,z.Artificial intelligence-Applications in the Diagnosis of Power Transformer Incipient Fault.