

فصل اول

مقدمه



1-1 کلیات

ترانسفورماتور مهمترین و گرانترین تجهیز در سیستمهای قدرت محسوب می شود. خروج ترانسفورماتور از مدار در اثر بروز عیب باعث وارد آمدن خسارات جبران ناپذیری خواهد شد. اهمیت و جایگاه ترانسفورماتور در سیستم قدرت ایجاب می کند که در کلیه مراحل طراحی، ساخت، بهره برداری و نگهداری ترانسفورماتور دقت بسیار بالایی لحاظ شود. امروزه بحث نگهداری در سیستم قدرت بخصوص در مورد ترانسفورماتورها بسیار مرد توجه قرار گرفته و بعنوان عاملی که می تواند در بهبود و بالا بردن عمر تجهیز و نیز در بالا بردن قابلیت اطمینان تجهیز و کل سیستم موثر باشد، قلمداد می شود.

2-1 هدف

وجود و اجرای دستورالعمل بازدیدهای دوره ای یا پیشگیرانه با ذکر فواصل زمانی و نوع بازدیدهای لازم و نیز توجهات و توصیه های 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 ترانسفورماتورهای توزیع با توجه به تجارب شرکتهای مختلف و استانداردهای معتبر در زمینه تعمیر و نگهداری، دستورالعملی جهت نگهداری ترانسفورماتور ارائه می گردد.

3-1 ضرورت انجام پروژه

اهمیت بازدید و سرویس و نگهداری بقدری مهم است که طبق مطالعات بعمل آمده و بررسیهای انجام شده داخلی و بین المللی، نحوه و دقت در سرویس و نگهداری و بازدیدهای دوره ای و پیشگیرانه نسبت به سایر عوامل موثر بر عمر ترانسفورماتور سهم بیشتری دارد. (30% کل عوامل داخلی نظیر مشخصات فنی، طراحی و ساخت و حمل و نصب و راه اندازی، تعمیر قطعات و ...) از طرف دیگر آمار ترانسفورماتورهای صدمه دیده نشان می دهد 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 ترانسفورماتورهای توزیع ضروری به نظر می‌رسد.

4-1 محتوای فصول

در فصل دوم این پروژه راجع به اجزای ترانسفورماتور و نقش هر یک از آنها در بروز عیب توضیح آورده شده است. در فصل سوم راجع به نگهداری پیشگیرانه آورده شده و در فصل چهارم بعضی از استانداردهای معتبر در این رابطه توضیح داده شده است. در فصل پنجم در مورد عیب‌یابی ترانسفورماتور و روند آن بحث شده است. در فصل ششم یکی از مهمترین ابزارهای نگهداری و کلا اساس و پایه نگهداری، یعنی تحلیل وضعیت و روشهای آن شرح داده شده است. ماحصل پروژه که دستورالعمل سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای توزیع می‌باشد. نیز بصورت فصلهایی جداگانه ارائه شده است. این دستورالعمل برای شرایط نرمال بوده و در حالت کلی وضعیت ترانسفورماتور تعیین کننده نوع عملیات نگهداری مورد نیاز می‌باشد. و همچنین نتیجه گیری و پیشنهادات در فصل 15 ارائه شده است. امروزه در بسیاری از شرکتهای معتبر در زمینه نگهداری ترانسفورماتور نظیر **Doble** ترانسفورماتورهای با ظرفیت بالای 500 KVA بعنوان ترانسفورماتور قدرت در نظر گرفته و انجام عملیات مهمی که غالباً برای ترانسفورماتورهای با ظرفیت بالاتر استفاده می‌شود برای این ترانسفورماتورها را پیشنهاد می‌کنند. امروزه گزاف نیست که اگر بگوئیم بحث قابلیت اطمینان و کیفیت برق رسانی، یک ترانسفورماتور توزیع کم ظرفیت را به اندازه یک ترانسفورماتور با ظرفیت نسبتاً بالاتر، مهم و با اهمیت می‌کند.

فصل دوم

مقدمه‌ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

1-2 مقدمه

ترانسفورماتور ، رایجترین و اقتصادی ترین دستگاه برای تبدیل ولتاژ از یک سطح به سطح دیگر است. اساس کار ترانسفورماتور بر مبنای کشف فارادی در زمینه القای الکترومغناطیسی است . یک ترانسفورماتور از اجزای مختلفی تشکیل شده است. در ابتدای این فصل ، شرحی بر هر یک از اجزای زیر و نقش آنها در بروز عیب آورده شده است:

- هسته (مدار مغناطیسی)

- سیم پیچ (اولیه و ثانویه)

- تپ چنجر

- تانک و رادیاتورها

- کنسرواتور

- بوشینگ (فشار قوی و ضعیف)

در ادامه نیز درباره تجهیزات حفاظتی و اندازه گیری زیر، توضیح کوتاهی آورده شده است:

- رله بوخهلتنز

- ترمومترها (سیم پیچ و روغن)

- ارتفاع سنج

- رطوبت گیر

- فشار شکن

در انتهای فصل هم توضیح کلی درباره سیستم عایقی ترانسفورماتور و نقش آن در بروز عیب

آورده شده است.

2-2 اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

2-2-1 هسته

هسته یک مدار مغناطیسی خوب با حداقل فاصله هوایی و مقاومت مغناطیسی است. هسته بصورت مورق ساخته می شود و ضخامت این ورقه ها در حدود $0/3$ میلیمتر و حتی کمتر هم می باشد، موادی که در ساختمان لایه های هسته بکار می روند آلیاژهای نرم هستند. انتخاب نوع آلیاژ، به مورد کاربرد ترانسفورماتور و همچنین به مسایل اقتصادی بستگی دارد.

از نظر ساختمانی و نوع قرار گرفتن سیم پیچها روی هسته، ترانسفورماتور به دو دسته تقسیم بندی می شود :

1- ترانسفورماتورهای هسته ستونی (Core type)

2- ترانسفورماتورهای هسته زرهی (Shell type)

در نوع اول، سیم پیچها بصورت استوانه های متحدالمرکز روی هسته قرار می گیرند، در حالیکه در نوع دوم ، سیم پیچها بصورت تناوبی یا ساندویچی روی هم قرار دارند و هسته زرهی ، سیم پیچها را در برمی گیرد. این طریقه سیم پیچی زحمت بیشتری دارد و در عوض استحکام مکانیکی آن بیشتر است. معمولا برای ایجاد استحکام مکانیکی در هسته سوراخهایی ایجاد کرده و میله هایی را از داخل آن عبور می دهند. این میله ها از آهن هسته و یوغ، توسط تیوبهایی از کاغذ و واشر عایقی کاملا عایق کاری می شوند. در آهن سرد نورد از این میله ها استفاده نمی شود ، چونکه وجود سوراخ در هسته سبب انحراف خطوط فلو از جهت نورد و ایجاد تلفات می شود. در این هسته ها از کلمپهای نیم دایره ای که در بیرون بسته می شوند استفاده می شود.

در طی بهره برداری از ترانسفورماتور، هسته و سایر اجزای فلزی در معرض میدانهای قوی الکتریکی هستند و در نتیجه باردار می شوند. از آنجائیکه اجزای مختلف بطور یکسان باردار نمی شوند

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

لذا بین آنها اختلاف پتانسیل بوجود می آید. بهمین دلیل هسته و کلمپهای یوغ را زمین می کنند.

عوامل مختلفی سبب بروز عیب در هسته و در نتیجه ترانسفورماتور می شوند که برخی از

آنها عبارتند از :

1- کاهش قدرت عایقی در اطراف پیچهای نگهدارنده می تواند سبب بروز خرابی شود. این امر

سبب اتصال کوتاه بین ورقه های هسته و ایجاد جریانهای گردابی می شود. می توان برای جلوگیری از این کار از باندهای عایقی استفاده کرد.

2- خرابی عایق بین ورقه های هسته و عایق بین یوغ و صفحات نگهدارنده ، سبب ایجاد

جریانهای گردابی می شود.

3- محکم نبستن ورقه های هسته سبب ایجاد لرزش در آن و تضعیف سیستم عایق می شود.

4- برشکاری و سوراخ کردن نامناسب ورقه ها سبب ایجاد اتصال کوتاه های محلی، بخصوص

در لبه های هسته، و تولید حرارت می شود.

5- وجود براده های آهن و قطعات فلزی کوچک در لابلای ورقه های هسته سبب عبور جریانهای

گردابی و داغ شدن آن محل می شود.

6- چگالی شار بالا ، سبب افزایش جریان هجومی در هنگام وصل ترانسفورماتور می شود. این

جریان سبب ایجاد نیروهای الکترومغناطیسی می شود که در صورت بزرگی ثابت زمانی این جریان، منجر

به ایجاد لرزش و آسیب دیدگی سیم پیچها می شود. چگالی شار بالا، ولتاژ و جریان با هارمونیکهای بالا را

ایجاد می کند که وجود هارمونیک سبب افزایش فشار دی الکتریکی روی عایق هسته و کاهش عمر

ترانسفورماتور می شود.

7- بالا رفتن عمر ترانسفورماتور و فرسودگی صفحات و ورقه های هسته و در نتیجه پیری هسته،

سبب افزایش تلفات و درجه حرارت می شود.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

8- در هسته‌های زرهی مستطیلی شکل که توسط پیچهای عمودی بهم بسته می‌شوند، موقعیت پیچها طوری است که نزدیک گوشه‌های هسته هستند و این امر سبب انحراف شار از مدار اصلی به سمت پیچها و در نتیجه ایجاد جریانهای گردابی می‌شود .

9- زمین شدن هسته به هر دلیل در بیش از یک نقطه، سبب ایجاد جریانهای گردابی و تولید گرمای بیش از حد می‌شود که ممکن است حتی سبب ذوب شدن ورقه‌های هسته شود.

2-2-2 سیم پیچ :

سیم پیچهای ترانسفورماتور معمولا از سیم مسی و در مواردی از سیم آلومینیومی ساخته می‌شود. معمولا سیم پیچ فشار ضعیف در داخل و سیم پیچ فشار قوی روی آن پیچیده می‌شود. دلیل آن هم راحت تر بودن عایقکاری فشار ضعیف نسبت به زمین (هسته) است. انواع سیم پیچهای بکار رفته در ترانسفورماتورهای مختلف عبارتند از :

1- سیم پیچ استوانه‌ای : این سیم پیچ بصورت یک لایه، دو لایه و چند لایه با بوبین پیوسته ساخته می‌شود. در نوع چند لایه آن برای بهبود بخشیدن به قدرت خنک کنندگی ، بین لایه‌های مختلف سیم پیچ، کانالهایی به عرض 6 تا 10 میلی متر قرار می‌دهند. این سیم پیچ در ترانسفورماتورهای توزیع ، در سمت فشار قوی تا سطح 33kv کاربرد دارد. نوع سیم پیچ استوانه‌ای با هادی 4 گوش هم رواج دارد. این نوع خود در دو نوع یک لایه و دولایه وجود دارد. از این سیم پیچ معمولا در سمت فشار ضعیف ترانسفورماتورهای توزیع استفاده می‌شود.

2- سیم پیچی دیسکی : در این نوع سیم پیچی، هادیها بصورت کوبلهای مسطحی پیچیده می‌شوند که با هم سری قرار می‌گیرند. هر کویل می‌تواند چندین حلقه داشته باشد که همه در یک صفحه افقی قرار می‌گیرند. پس می‌توان تعداد دور سیم پیچی را بالا گرفت که معمولا در سمت فشار قوی بکار می‌رود.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

از آن جاییکه در مواردی سیم پیچها با چندین هادی موازی پیچیده می شوند، لذا هادیهای دورتر از محور نسبت به هادیهای نزدیکتر طول بیشتری دارند. برای ایجاد تعادل در این طولها، آنها را ترانسپوز می کنند. این کار سبب توزیع یکنواخت جریان بین هادیهای موازی و کاهش تلفات ناشی از جریانهای گردابی می شود.

در این نوع سیم پیچی ، برای ایجاد یکنواختی در توزیع ولتاژ روی بخشهای ورودی سیم پیچ ، از حلقه های یکنواخت کننده خازنی استفاده می شود. این حلقه ها سبب افزایش ظرفیت خازنی در ورودی و تعادل میدان الکتریکی در دوره های انتهایی می شوند.

3- سیم پیچ مارپیچ (حلزونی) : در این نوع سیم پیچی، دوره های سیم پیچ یک خط مارپیچ را دنبال می کنند. هر دور شامل چندین هادی نواری می شود که در جهت شعاع روی هم قرار می گیرند. در این نوع سیم پیچ نیز برای متعادل سازی مقاومت و رکتانس هادیهای موازی و کاهش تلفات جریانهای گردابی ، هادیها را ترانسپوز می کنند.

سیم پیچی مارپیچ در انواع منفرد، مقعر، دابل و چهار تایی وجود دارد. سیم پیچ مارپیچ کلا تعداد دور نسبتا کمتری دارد، لذا برای جریانهای بزرگ سمت فشار ضعیف (ترانسفورماتورهای نیروگاهی) مورد خوبی است. در قسمت قبلی و در بحث معرفی هسته ، گفتیم که هسته دو نوع است: ستونی و زرهی. سیم پیچهای ترانسفورماتور در هسته ستونی و هسته زرهی، نیروهای مختلفی را تحمل می کنند. میزان این نیروها در سیم پیچهای ترانسفورماتور هسته ستونی بیشتر است. در این نوع سیم پیچی ، نیروی شعاعی از نوع کششی و فشاری (به سمت داخل) و نیروی محوری از نوع کششی و فشاری به سیم پیچ وارد می شود. در سیم پیچهای ترانسفورماتورهای هسته زرهی، نیروی شعاعی در لبه های سیم پیچ و نیروی محوری که اغلب بصورت فشاری است بر سیم پیچ وارد می شود.

عوامل مختلفی سبب بروز عیب در سیم پیچها و در نتیجه در ترانسفورماتور می شوند که برخی

از آنها عبارتند از :

- 1- محکم نبودن عایق روی هادیها سبب می شود که عایق به یک طرف شکم بدهد. این امر سبب اتصال کوتاه بین حلقه های سیم پیچ می شود.
- 2- اتصال کوتاه بین حلقه های مجاور بدلیل وجود لبه های تیز روی هادیهای مسی ، سبب بروز عیب در ترانسفورماتور می شود. این امر معمولا در سمت فشار قوی رخ می دهد.
- 3- در اثر ورود رطوبت به سیم پیچها ممکن است که بین دورها اتصال کوتاه رخ بدهد.
- 4- در فرآیند خشک سازی ترانسفورماتور ، چنانچه دقت کافی بعمل نیاید ، ممکن است که بدلیل وجود بخار و رطوبت و اعمال ولتاژ به سیم پیچها ، عایق میان دورهای کناری از بین برود.
- 5- در سیم پیچ مارپیچی ، عایق روی هادیها بصورت استوانه ای پیچیده می شود و در لبه ها نوار باریک و نازکی روی هادیها کشیده می شود. این سیم پیچ استحکام کمی دارد و ممکن است که با یک اتصال کوتاه خارجی ، سیم پیچ خراب شود.
- 6- در صورتیکه عمق شعاعی یک سیم پیچ نسبت به ارتفاع آن زیاد باشد، نقاط داغ زیاد می شوند و این امر هم سبب شکنندگی عایق هادیها و در نهایت اتصال حلقه می شود.
- 7- اتصال نامناسب بین سیم پیچها سبب داغ شدن و کربونیزاسیون موضعی روغن می شود. حرارت تولیدی در نقاط اتصال در طول هادیها انتقال یافته و می تواند سبب کربونیزه شدن عایق بین حلقه ها شود.
- 8- نوسانات بارگیری از ترانسفورماتور سبب کم و زیاد شدن فشار مکانیکی وارده به عایق بین حلقه ها می شود، لذا قدرت عایقی کاهش یافته و سیم پیچ بیش از پیش در معرض خطا قرار می گیرد.
- 9- در صورتیکه از هادیهای موازی استفاده شود در ولتاژهای پایین، جریانهای گردابی در هادیها ایجاد می شود. برای توزیع یکنواخت جریان روی رشته ها باید آنها را ترانسپوزه کرد. در غیر این صورت نقاط داغ تشکیل خواهد شد.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

10- امواج گذرا تأثیرات بدی روی ترانسفورماتور و سیم پیچ دارند و می توانند سبب اتصال کوتاه

با زمین و سوراخ شدن عایقها شوند. بعضی از تأثیرات امواج گذرا بر روی ترانسفورماتور عبارتند از :

(a) در هنگام کلیدزنی یا اصابت صاعقه، بدلیل تغییرات امپدانس موجی در نقطه انتقال بین ترانسفورماتور و خط ، موجهای رفت و برگشت ولتاژ و جریان ایجاد می شود که ممکن است ولتاژ روی سیم پیچها تا حد بسیار زیادی افزایش یابد.

(b) ایجاد اضافه ولتاژ در تپهای باز ترانسفورماتور بدلیل وجود امواج گذرا. کلا در هر نقطه ای که

امپدانس موجی آن در طول سیم پیچی تغییر کند ، خطر پیدایش اضافه ولتاژ وجود دارد.

(c) هنگام قطع یک مدار القایی، مانند اولیه ترانسفورماتور ، در صورتیکه ثانویه باز باشد، جریان

مغناطیس کنندگی و در نتیجه فشار مغناطیسی تمایل به صفر شدن یکباره دارند که البته شار نمی تواند چنین حالتی داشته باشد. در نتیجه اضافه ولتاژ بزرگی پدید می آید.

11- اضافه بارهای طولانی مدت سبب تولید گرما می شود. این امر سبب از بین رفتن عایق هادیها

و اتصال کوتاههای حلقه می شود. از طرفی در نتیجه گرمای بیش از حد در روغن نیز لجن تولید می شود.

3-2-2 تپ چنجر

تپ چنجرها بطور گسترده ای برای کنترل ولتاژ در سطوح مختلف بکار می روند اساس کار تپ

چنجر بر تغییر نسبت تبدیل ترانسفورماتور استوار است. بدین ترتیب که با انشعابات که در سیم پیچ

فشار قوی تعبیه می شود ، تعداد دور سیم پیچ را تغییر داده و سبب تغییر ولتاژ در خروجی

$$\left(\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} \right) \text{ ترانسفورماتور می شوند.}$$

تپ چنجرها به دودسته «قابل قطع زیربار» و «غیر قابل قطع زیربار» تقسیم می شوند.

تپ چنجر قابل قطع زیربار در تغییرات روزانه و یا کوتاه مدت ولتاژ که به سبب تغییر بار بوجود

می آید ، استفاده می شود و در ترانسفورماتورهای بزرگ نیروگاهی و پستهای انتقال کاربرد دارد.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

در ترانسفورماتورهای توزیع از تپ چنجر غیرقابل قطع زیربار استفاده می شود. از این تپ چنجر برای کنترل ولتاژ روزانه و یا کوتاه مدت استفاده نمی شود و تنظیم آن بصورت فصلی و در شرایط خاص بهره برداری انجام می شود.

از آن جاییکه تپ چنجرهای ترانسفورماتورهای توزیع از نوع غیرقابل قطع زیربار هستند لذا بندرت سبب قطع و بی برقی ترانسفورماتور می شوند. مواردی مانند زیر ممکن است که سبب بروز عیب در ترانسفورماتور شوند :

- عدم انطباق کامل کنتاکتها روی هم و ایجاد جرقه که سبب داغ شدن عایق بین کنتاکتها و سوختن آنها می شود.

- پایین بودن کیفیت و استقامت مکانیکی تپ چنجر

- در صورت وصل نادرست سیم پیچ به هنگام تغییر تپ، چنانچه قسمتی از سیم پیچ اتصال کوتاه شود جریانهای گردابی بزرگی ایجاد می شود که سبب خرابی حلقه های سیم پیچ خواهد شد. بنابراین باید به هنگام تغییر تپ ، از درست بودن اتصال ترمینالها اطمینان حاصل شود.

4-2-2- تانک و رادیاتورها

تانک یک ظرف مکعب یا بیضی شکلی است که هسته و سیم پیچهای ترانسفورماتور در آن جای می گیرند. تانک وظایف کلی زیر را برعهده دارد :

- حفاظ خوبی برای هسته ، سیم پیچ ، روغن و سایر اجزای داخلی باشد.
- دارای استقامت کافی باشد بطوریکه در حین حمل و نقل و همچنین در زمان اتصال کوتاههای داخلی بتواند تنشهای مکانیکی را تحمل کند.

- ارتعاشات و صدا در آن حداقل باشد.

- ساختمان آن در برابر نشت روغن و نفوذ هوا بخوبی آب بندی شده باشد.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

- سطح مورد نیاز برای دفع گرمای تلفات ترانسفورماتور را تأمین کند.

- محل‌های نصب بوشینگ ، تپ چنجر ، کنسرواتور و سایر متعلقات ترانسفورماتور در آن تعبیه شده باشد.

- تلفات فوکودر آن حداقل باشد و حداقل میدان مغناطیسی در خارج از آن وجود داشته باشد.
برخی تانکها طوری ساخته می‌شوند که روغن در میان آنها هیچ ارتباطی با هوای آزاد ندارد. به این تانکها و ترانسفورماتورها، هرمتیک می‌گویند. بهترین ویژگی این ترانسفورماتورها، کاهش فرسودگی مواد عایقی و در نتیجه کاهش عملیاتهای مراقبت و نگهداری از آنها می‌باشد.

برحسب سیستم خنک کنندگی می‌توان انواع تانک را بصورت زیر طبقه‌بندی کرد :

1- تانک با ورق ساده: این تانک از ورق فولادی به ضخامت 3mm ساخته می‌شود و سطح آن صاف است. از این تانک در قدرتهای کمتر از 50KVA و ولتاژهای پایین استفاده می‌شود.

2- تانک ساده مجهز به پره و ورقه : برای دفع گرمای بیشتر ، به سطح جانبی تانک ، پره‌ها و یا ورقه‌هایی جوش داده می‌شود تا سطح خنک کنندگی آن افزایش یابد. ممکن است که از لوله‌های توخالی هم استفاده شود.

3- تانک با تیوبهای خارجی: در ساخت این تانک از ورق آهن بویلر با ضخامت 5 تا 10 میلی‌متر استفاده می‌شود. تیوبها در ردیفهایی به فاصله حدودا 8 سانتی‌متر چیده می‌شوند و فاصله قائم آنها حدود 10 سانتی‌متر است. از این تانک در ترانسفورماتورهای توزیع با قدرت بالای 50KVA استفاده می‌شود.

4- تانک با رادیاتور: در ترانسفورماتورهای 500KVA و بالاتر ، نصب تیوب خنک‌کنندگی کافی نیست و در این مورد از رادیاتورهای قابل جدا شدن استفاده می‌شود. رادیاتور توسط فلانچهایی که در مسیر ورودی و خروجی قرار دارد به دیواره تانک پیچ می‌شود. در این مسیرها شیرهای ورودی و خروجی

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب
نیز تعبیه می شود. در ترانسفورماتورهای بزرگ، رادیاتورها به عنوان یک مجموعه کامل مجزا از
ترانسفورماتور هستند و در محل آنها را نصب می کنند.

5- تانک با فن: در ترانسفورماتورهای با قدرت بالا، سطح جانبی رادیاتور و گردش طبیعی روغن
هم جوابگو نمی باشد. از این حالت از فنهای خنک کننده هم استفاده می شود.

مهم ترین و شایع ترین مورد بروز عیب در تانک و رادیاتور، نشستی روغن و نفوذ رطوبت هوا از
طریق منافذ و روزنه های ایجاد شده است. زمینه های پیدایش نشستی روغن در تانک و رادیاتورها عبارتند
از :

- خوردگی و زنگ زدگی تانک و رادیاتور و ایجاد جریانهای سوزنی

- نفوذ رطوبت و سایر آلودگیها به داخل ترانسفورماتور از طریق منافذ

- نامناسب بودن سیستم آب بندی (درزگیرها)

- وجود سوراخ و برآمدگی در تانک

- نشستی روغن از محل شیر تخلیه و یا لابلای درپوش تانک.

5-2-2 کنسرواتور (منبع انبساط روغن) :

متناسب با تغییرات بار و دمای محیط، دمای روغن درون ترانسفورماتور تغییر می کند. تغییرات
دما سبب تغییرات حجم روغن در تانک می شود. برای اطمینان از اینکه تانک همیشه کاملا پر از روغن
می ماند، در ترانسفورماتورها تانک انبساط ویژه ای بنام کنسرواتور نصب می کنند. کنسرواتور مخزنی
است فلزی که معمولا استوانه ای است و به تانک اصلی متصل می شود.

کنسرواتور سطح روغنی را که در معرض هوا قرار می گیرد کاهش می دهد، بنابراین آلودگی و

اسیدی شدن روغن کاهش می یابد. بر روی کنسرواتور، گیج روغن (ارتفاع سنج) برای نشان دادن
تغییرات حجم روغن، نصب شده است.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب
در کنسرواتور نیز مانند تانک اصلی، مهمترین مساله، نشتی روغن است. خوردگی و زنگ زدگی

کنسرواتور و وجود سوراخ در آن می تواند عامل نشتی و وجود رطوبت ترانسفورماتور شود.
مسدود شدن لوله ارتباطی بین تانک و کنسرواتور، یکی دیگر از عوامل بروز عیب در
ترانسفورماتور است، مساله دیگر، ته نشینی لجن و رطوبت در کنسرواتور است که در ترانسفورماتورهای
تا سقف 400 KVA از دریچه تخلیه تعبیه شده در کنسرواتور برای بیرون کشیدن این مواد استفاده
می شود. در ترانسفورماتورهای بزرگتر از یک چاهک فلزی برای این امر استفاده می شود.



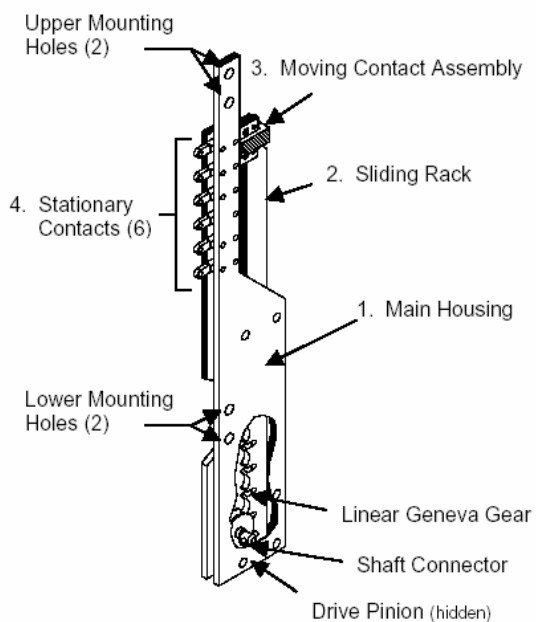
فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب



(B) تانک و رادیاتورها



(A) پوشینگ



(D) یک نمونه تپ چنجر غیر قابل قطع زیر بار



(C) اکتیو پارت (هسته و سیم پیچها)

شکل 1-2 اجزای اصلی ترانسفورماتور

2-2-6 پوشینگ

سرهای خروجی سیم پیچهای فشار قوی و ضعیف باید نسبت به یکدیگر و بدنه ترانسفورماتور عایقکاری شوند. به این منظور از پوشینگها (مقره های عبوری) استفاده می شود. پوشینگها روی درپوش فوقانی ترانسفورماتور نصب می شوند و در موارد نادری روی دیواره جانبی تانک هم نصب می شوند. انتهای پایین پوشینگ در داخل تانک جا می گیرد در حالیکه انتهای بالایی آن در بالای درپوش و در هوای آزاد واقع می شود. شکل و اندازه پوشینگها به کلاس ولتاژ، محل استفاده ترانسفورماتور (داخلی یا بیرونی) و جریان نامی آن بستگی دارد. پوشینگهای داخلی نسبتاً کوچک هستند و سطح آنها صاف است، اما پوشینگهای بیرونی سپرهای چترمانندی دارند که برای مقابله با شرایط جوی مختلفی همچون برف و باران و آلودگی بکار می روند.

انواع پوشینگها از لحاظ ساختمانی عبارتند از:

1- پوشینگهای کمپوزیت : عایق آن از دو یا چند لایه استوانه ای هم محور با مواد عایقی مختلف ساخته شده است.

2- پوشینگهای کمپوندی : فضای بین عایق اصلی و لایه محافظ بیرونی پوشینگ (معمولاً چینی) با ماده کمپوندی که دارای خواص عایقی خوبی است، پر شده است.

3- پوشینگهای خازنی : لایه های استوانه ای از جنس هادی بصورت هم مرکز روی هادی اصلی و در داخل یک ماده عایقی قرار گرفته اند. از این لایه های هادی برای کنترل توزیع میدان الکتریکی در داخل و روی سطح پوشینگ استفاده می شود. این پوشینگها خود به سه دسته تقسیم می شوند :

الف) پوشینگهای با عایق کاغذ - رزین

ب) پوشینگهای با عایق کاغذ آغشته به روغن

ج) انواع دیگر

4- پوشینگهای خشک یا پرنشده: این نوع پوشینگ فقط از یک محفظه چینی و بدون ماده

پرکننده بین هادی و بدنه تشکیل شده است و در سطح 25KV و پایین تر استفاده می شود.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

5- پوشینگهای روغنی : در این نوع پوشینگها فضای بین عایق اصلی روی هادی (یا خود هادی در پوشینگی که در روی هادی آن از عایق استفاده نشده است) و سطح لایه داخلی (معمولا چینی) با روغن پر شده است.

6- پوشینگهای غوطه‌ور در روغن: از یک سیستم عایق اصلی تشکیل شده است و مجموعه این سیستم عایقی در روغن غوطه‌ور است.

7- پوشینگهای با عایق کاغذ روغنی : در ساختار آن از مواد سلولزی آغشته به روغن استفاده شده است.

8- پوشینگهای با عایق کاغذ رزینی : عایق اصلی آن از مواد سلولزی ساخته شده است که با رزین دربرگرفته شده است.

9- پوشینگهای جامد (سرامیکی): عایق اصلی آن از ماده سرامیکی ساخته شده است. حدود 90% عیوب قابل پیشگیری پوشینگ، در اثر ورود رطوبت از طریق نشتی لاستیکهای آب‌بندی و ترکهای آن است. رطوبت داخلی باعث فساد تدریجی عایق پوشینگ شده و می‌تواند سبب انفجار پوشینگ و صدمه دیدن آن شود. مسایل دیگری همچون کرونا و بروز جرقه و عیبهای مکانیکی در ساختمان پوشینگ از جمله موارد بروز عیب در پوشینگ و در نتیجه در ترانسفورماتور است. جدول خلاصه عیوب و نتایج و علایم آن در پوشینگ در زیر آورده شده است :

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

جدول (2-1) عیوب بوشینگ و نتایج و علایم آن و روشهای تشخیص آنها

روشهای تشخیص و آشکارسازی	نتایج و علایم آن	نوع عیب
بازدید فیزیکی تست ضریب قدرت تست Hot collar ¹	ورود رطوبت نشت گاز و یا روغن بیرون ریختن مایع پرکننده بوشینگ	ترک خوردگی چینی
بازدید فیزیکی تست ضریب قدرت تست Hot collar	ورود رطوبت نشت گاز و یا روغن بیرون ریختن مایع پرکننده بوشینگ	خرابی اتصالات سیمانی
بازدید فیزیکی تست ضریب قدرت تست Hot collar	ورود رطوبت نشت گاز و یا روغن بیرون ریختن مایع پرکننده بوشینگ	نشستی در سیستم آب بندی
تست ضریب قدرت تست Hot collar	ورود رطوبت	وجود رطوبت در عایق
بازدید فیزیکی تست ضریب قدرت تست Hot collar تست Hot wire ² آشکارساز نشستی	ورود رطوبت بیرون ریختن مایع پرکننده بوشینگ	نشستی در لحیم سیستم آب بندی
تست ضریب قدرت	جرقه زدن در داخل تانک و یا داخل بوشینگ بی رنگ شدن روغن	شکسته شدن اتصال بین حلقه زمین و فلانچ
تست ضریب قدرت تست Hot collar	کرونا ی داخلی	وجود حفره در ماده عایقی

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

ادامه جدول 1-2- عیوب بوشینگ و نتایج و علایم آن و روشهای تشخیص آنها

<p>بازدید فیزیکی تست ضریب قدرت تست Hot collar</p>	<p>آلوده شدن مایع پرکننده بوشینگ</p>	<p>وارد شدن روغن به مایع پرکننده بوشینگ</p>
<p>تست Hot collar</p>	<p>جرقه داخلی - بی‌رنگی روغن</p>	<p>جابجایی شدید هادیهای یکنواخت کننده</p>
<p>بازدید فیزیکی - تست Hot collar</p>	<p>شکسته و یا ترک خوردن چینی. خرابی کامل</p>	<p>شکست الکتریکی</p>
<p>تست ضریب قدرت تست Hot collar تست Hot wire</p>	<p>شکست الکتریکی در داخل بوشینگ تداخل رادیویی درختی شدن سطح عایق</p>	<p>کرونا</p>
<p>تست ضریب قدرت تست ولتاژ در تپ خازن (Bushing Tap) تست ظرفیت خازنی بوشینگ</p>	<p>افزایش ظرفیت خازنی کاهش ولتاژ در ترمینال تپ خازن افزایش فشارهای داخلی روی عایق</p>	<p>اتصال کوتاه در بخشهای بوشینگ خازنی</p>
<p>تست ضریب قدرت تست Hot collar</p>	<p>تداخل رادیویی ضعیف شدن یا پایین بودن نتایج</p>	<p>تیره شدن روغن</p>

1- این تست برای بررسی وضعیت عایق بین ناحیه بالای بوشینگ و هادی مرکزی و نیز برای پیدا کردن ترک خوردگی، آلودگی و وجود حفره در بوشینگهای کمپوندی استفاده می شود این تست یکی از روشهای تست ضریب قدرت می باشد.

2- در این تست با استفاده از فرو بردن یک میله داغ و صدای جز جز آن می توان به وجود رطوبت در بوشینگهای کمپوندی پی برد.

3-2 تجهیزات حفاظتی و اندازه‌گیری

1-3-2 رله بوخهلتز

این رله در ترانسفورماتورهایی که دارای کنسرواتور هستند و معمولاً در قدرتهای بالاتر از KVA 500 بکار می‌رود. این رله دو محفظه دارد که پر از روغن هستند و در آنها شناورهایی قرار دارند. محفظه بالایی برای جمع شدن تدریجی گاز بکار می‌رود در حالیکه محفظه پایینی در هنگام وقوع خطاهای شدید و بزرگ در داخل ترانسفورماتور کاربرد دارد. حبابهای گاز ناشی از تجزیه تدریجی روغن در قسمت بالای تانک جمع شده و از طریق لوله رابط وارد رله شده و در محفظه بالایی جمع می‌شوند. جمع شدن این گازها سبب پایین رفتن سطح روغن رله می‌شود. پایین رفتن سطح روغن از حد خاصی سبب تحریک سویچ مغناطیسی شده و مدار آلام فعال می‌شود. شناور محفظه پایینی را مقداری پایینتر از لوله رابط قرار می‌دهند تا در صورت پر شدن محفظه بالایی، گازهای اضافی وارد لوله رابط شده واز آنجا وارد کنسرواتور شوند. در صورتیکه یک اشکال بزرگ در ترانسفورماتور پیش بیاید ، حجم گاز تولیدی زیاد بوده و باعث جریان سریع روغن از تانک به کنسرواتور می‌شود. این امر سبب تحریک شناور محفظه پایینی و در نتیجه اعلام آلام و صدور دستور قطع می‌شود.

بطور کلی اشکالاتی که در اثر آنها رله بوخهلتز عمل می‌کند عبارتند از :

الف) اشکالاتی که سبب تحریک شناور بالایی و اعلام آلام می‌شوند.

- نقایص عایقکاری

- خراب شدن عایق ورقهای هسته و پیچ نگهدارنده ورقه‌های هسته

- کامل نبودن کنتاکت در اتصالات الکتریکی

- گرم شدن بیش از حد سیم پیچ و خراب شدن عایق بعلت عبور جریان فوکو

- دشارژ الکتریکی قسمت‌های فلزی عایق شده از زمین

(ب) اشکالاتی که سبب تحریک شناور پایینی و صدور فرمان قطع می شوند :

- شکستن پوشینگها

- اتصال کوتاه فاز - فاز

- اتصال زمین

- اتصال داخلی سیم پیچها

- اتصال تپها به هم

2-3-2 ترمومتر روغن

این ترمومتر برای سنجش درجه حرارت روغن بکار می رود و علاوه بر صفحه مدرج که قابل رویت است، مجهز به کنتاکت آلام نیز می باشد که با تنظیم آن روی درجه حرارت معینی ، آلام می دهد. ترمومتر از یک لوله مویی که در داخل آن جیوه است تشکیل شده است. عنصر حس کننده درجه حرارت در چاهی در بالای تانک ترانسفورماتور قرار می گیرد. در اثر حرارت، جیوه در لوله مویی انبساط پیدا کرده و این امر به عقربه ترمومتر منتقل می شود.

روی ترمومتر یک عقربه ماکزیمم سنج هم تعبیه شده است. عقربه تنظیم نقطه آلام هم وجود دارد که به محض رسیدن عقربه اصلی به عقربه آلام، مدار آلام بسته می شود.

3-3-2 ترمومتر درجه حرارت سیم پیچ

این ترمومتر علاوه بر آشکارسازی و نشان دادن ماکزیمم درجه حرارت سیم پیچ، بعنوان رله حرارتی هم عمل می کند، به این ترتیب که کنترل فنها، اعلام آلام بدلیل افزایش درجه حرارت سیم پیچ و صدور فرمان تریپ برعهده این ترمومتر است. اساس کار این ترمومتر بدین شکل است که عنصر

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

حساس به دمای آن تحت تاثیر ماکزیمم دمای روغن است. ولی از آنجائیکه ماکزیمم دمای سیم پیچ با ماکزیمم دمای روغن یکی نمی باشد، لذا نمونه ای از جریان ترانسفورماتور را از طریق یک CT به سیم پیچ گرمایی که در داخل عنصر حساس به دمای ترمومتر قرار دارد، می دهند. بنابراین دمای ماکزیمم سیم پیچ ترانسفورماتور در اینجا شبیه سازی می شود.

ترمومتر سیم پیچ سه میکروسویچ دارد : اولین میکروسویچ مربوط به کنترل فنهاست که معمولا روی 65 درجه سانتیگراد بسته می شود. دومین میکروسویچ مربوط به آلارم است که در دمای 115 درجه تنظیم می شود. سومین میکروسویچ مربوط به تریپ افزایش دماست که روی 120 درجه تنظیم می شود.

2-3-4 ارتفاع سنج روغن

ارتفاع سنج به کنسرواتور وصل است و سطح روغن را در هر لحظه نشان می دهد. این ارتفاع سنج در دو نوع دریچه شیشه ای و عقربه ای مغناطیسی موجود است. این ارتفاع سنج دارای کنتاکتهای آلارم است و سوزنی در آن تعبیه شده است که وقتی عقربه نشانگر سطح به آن رسید، سبب بسته شدن مدار آلارم می شود.

2-3-5 رطوبت گیر

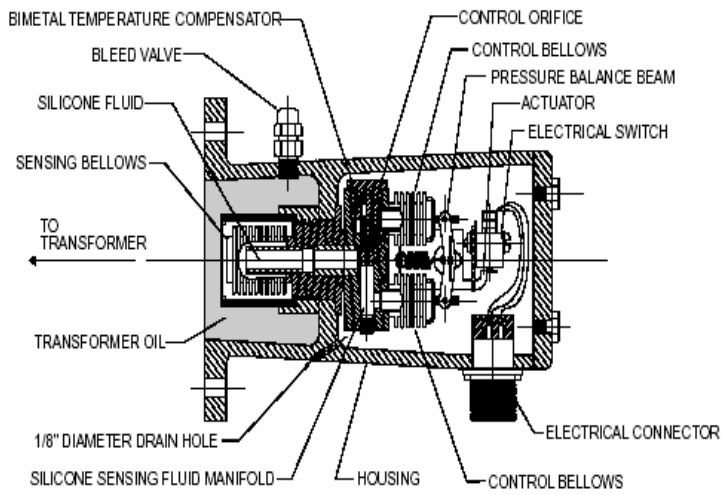
رطوبت گیر وظیفه دارد که هوایی را که کنسرواتور از بیرون می کشد از گرد و غبار و رطوبت پاک کند. در رطوبت گیر محفظه ای تعبیه شده است که حاوی دانه های سیلیکاژلی است. این دانه ها در حالت عادی برنگ آبی بوده و در حالت اشباع رطوبتی به رنگ صورتی در می آیند. در زیر این محفظه ، ظرفی محتوی روغن قرار دارد این روغن علاوه بر جذب ذرات گرد و غبار هوا، دانه های سیلیکاژل را از تماس دائمی با هوای بیرون حفظ می کند.

2-3-6 فشارشکن

این تجهیز در واقع آخرین چاره در ترانسفورماتور برای مقابله با افزایش فشار داخلی است. هنگام وقوع خطا یا اتصال کوتاه، قوس بوجود آمده سبب تبخیر روغن اطراف خود شده و گاز با فشار بالا تولید می شود. در این صورت است که در عرض چند ثانیه تانک متلاشی می شود. بنابراین از این تجهیز برای جلوگیری از این امر استفاده می شود.

دستگاه فشارشکن در دو نوع موجود است : نوع قدیمی آن که بصورت یک دیافراگم است و دیافراگم آن از جنسهای گوناگونی مانند باکلیت ، میکا، شیشه یا مس ساخته می شود. در ترانسفورماتورهایی که دارای رله بوخهلتنز هستند باید این دیافراگم کاغذی باشد. دیافراگم باید در فشاری کمتر از 5 پوند در اینچ مربع پاره شود. نوع دوم و جدید آن بصورت فنی است. چند فنر فشرده شده در پشت یک دیسک قرار گرفته اند که این دیسک قسمت باز بالای تانک را می بندد. با بالا رفتن فشار، دیسک به سمت بالا حرکت کرده و فشار تخلیه می شود. پس از تخلیه، مجددا فنرها دیسک را به جای خود برمی گردانند.

فصل دوم: مقدمه‌ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب



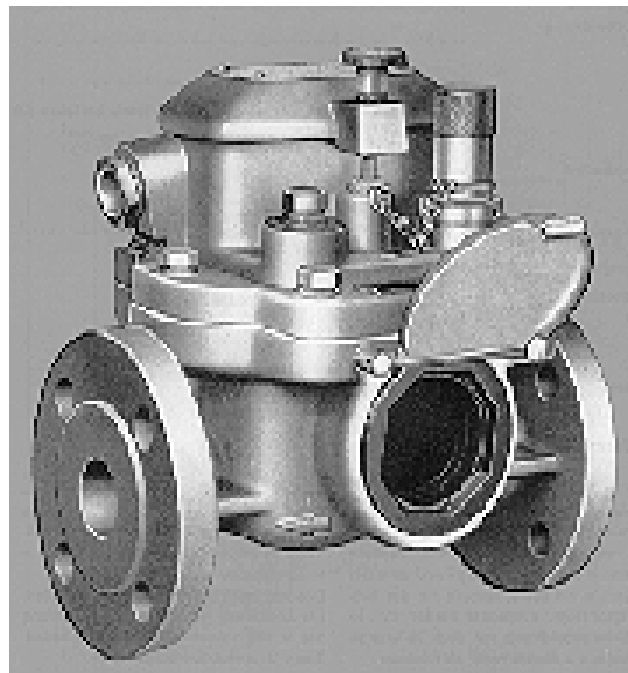
(b) رله فشار ناگهانی



a ترمومتر



d رطوبت گیر



c رله بوخهلتز

شکل 2 تجهیزات حفاظتی و اندازه گیری

4-2 سیستم عایقی

وظیفه سیستم عایقی، جداسازی سیم پیچها از هم (از لحاظ الکتریکی) و از دیگر قسمتها و زمین می باشد. سیستم عایقی ترانسفورماتور شامل عایقهای اصلی (عایق بین فازها و بین فاز و زمین) و عایقهای فرعی (حلقه - حلقه و لایه - لایه و...) می باشد. میزان توانایی و استقامت سیستم عایقی در برابر شکست دی الکتریک را قدرت دی الکتریک آن نامند. عایق بطور لحظه ای و آنی دچار شکست نمی شود. در عایقهای مایع دو مکانیزم اصلی شکست وجود دارد: استریمر و شکست دی الکتریک. در عایقهای جامد هم دو مکانیزم شکست وجود دارد: تخلیه جزئی و شکست بهمنی.

بطور کلی عوامل متعددی ممکن است سبب بروز عیب در سیستم عایقی شوند که برخی آنها

بشرح زیر می باشند :

1- رطوبت موجود در عایق مایع (روغن) سبب کاهش قدرت عایقی می شود. در نتیجه بین سیم پیچها یا سیم پیچها و تانک یا ساختمان هسته ، شکست رخ می دهد.

2- بر اثر اضافه بار، روغن دچار فساد تدریجی می شود. حرارت و دمای اضافی ، تشکیل لجن، آب و اسید را تشدید می کند.

3- در صورتیکه تغییرات ولتاژ زیاد باشد، بدلیل وجود نقاط تیز و کم قطره‌ادی ، کرونا رخ می دهد.

4- عایقهایی مانند کاغذ فشرده که روی سرسیمها کشیده می شود ممکن است که هنگام تولید، سطحشان آلوده شود یا اینکه هوا را به خود جذب کنند. پدیده اول سبب وقوع تخلیه سطحی و خرابی عایقها و حتی سرسیمها و پدیده دوم سبب سوراخ شدن عایق می شود.

5- فشار ولتاژ در لبه شیلدهای زمین شده‌ای که بین اولیه و ثانویه قرار می گیرند سبب می شود

که عایق در این محلها تحت فشار قرار بگیرد.

فصل دوم : مقدمه ای بر اجزای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب

- 6- باریک بودن کانالهای عبور روغن، مثلا تنگ شدن آنها در حالت تشکیل لجن و رسوب عمر ترانسفورماتور را کاهش می دهد.
- 7- در صورتیکه فاصله بین فازها رعایت نشود، بین آنها اتصال کوتاه رخ می دهد. قرار دادن حفاظ میان فازها بعضی اوقات کار را بدتر هم می کند، چونکه توزیع خطوط میدان در این فضا بهم خورده و فشار زیادی روی روغن اطراف وارد می شود.
- 8- چنانچه نگهدارنده های چوبی کاملا خشک نباشند بمرور از بین رفته و اتصالی رخ می دهد.
- 9- وجود اشیا هادی معلق در روغن می تواند سبب برقراری ارتباط الکتریکی بین قسمت های لخت در ترانسفورماتور شود که در نهایت منجر به وقوع شکست الکتریکی می شود.
- 10- چنانچه مواد عایقی با ثابتهای دی الکتریکی مختلف با هم سری شوند و ضخامت آنها رعایت نشود ، ممکن است که تحت فشارهای غیرعادی بالایی قرار بگیرند. این امر به مرور زمان سبب وقوع کرونا و گرمای اضافی و در نهایت از بین رفتن عایق می شود.
- 11- تخلیه جزئی ، دشارژ قوی یا ضعیف ، داغ شدن روغن، داغ شدن سلولز، دشارژ با دمای بالا و آرک زدن از جمله عیوبی است که می تواند در حین بهره برداری رخ دهد.

فصل سوم

نگهداری پیشگیرانه

1-3 کلیات

امروزه نگهداری بصورت غیرفعال یا نگهداری خطا، رایجترین روش نگهداری تجهیزات صنعتی شده است. به عبارت دیگر، تجهیزات مختلف برنامه منظم نگهداری ندارند و برای مشخص شدن وضعیت آنها هیچ تستی انجام نمی‌شود، بلکه هنگامیکه عیب و خطایی در تجهیز پیش آمد آنگاه نسبت به تعمیر یا تعویض آن اقدام می‌شود. به نظر خیلی‌ها نگهداری صرفاً به عملیاتی‌هایی گفته می‌شود که هنگام وقوع خطا، قطعی و سایر حوادث ناخوشایند انجام می‌شود، اما این طرز تفکر در بسیاری از موارد سبب بروز خسارات سنگین شده است. امروزه معلوم شده است که هزینه کل تلفات زمانی و تعمیرات بسیار سرسام‌آور است. داشتن یک برنامه نگهداری، سبب پیوسته‌تر شدن کار و کم شدن خطر قطعیهای برنامه‌ریزی نشده می‌شود. با انجام این برنامه، بسیاری از مشکلات در مراحل اولیه شناسایی شده و عملیاتی‌های لازم برای رفع این مشکلات انجام گرفته و در نتیجه از خسارات سنگین بعدی جلوگیری می‌شود.

در بین تجهیزات الکتریکی، ترانسفورماتورها جزء مهم‌ترین تجهیزاتی هستند که در نیروگاهها و شبکه‌های انتقال و توزیع قرار دارند، بطوریکه خروج آنها از مدار منجر به بروز خسارات سنگین خواهد شد. در صورتیکه بازدید و سرویس و نگهداری و همچنین آزمایشات دوره‌ای و پیشگیرانه ترانسفورماتورها بر طبق برنامه مشخص و به موقع انجام شود، این تجهیز از سلامتی بسیار بهتری برخوردار خواهد شد. طبق مطالعات بعمل آمده در ایران و سایر کشورها، سرویس و نگهداری و بازدیدهای دوره‌ای و پیشگیرانه در حدود 30% کل عوامل داخلی (مانند: مشخصات فنی، طراحی و ساخت و حمل و نصب و راه‌اندازی، تعمیر قطعات و ...) در ترانسفورماتور تاثیر دارد. از طرفی بیشتر اشکالات ترانسفورماتور مربوط به تجهیزات جانبی آن است که در دسترس قراردارند و با انجام بازدیدهای مرتب و دقیق می‌توان از بروز این عیوب جلوگیری کرد.

2-3 دلایل وقوع خطای الکتریکی

کلا چهار دلیل عمده برای وقوع خطای الکتریکی وجود دارد: جمع شدن گرد و غبار و آلودگی، وجود رطوبت، ضعیف و شل بودن اتصالات و اصطکاک بین قطعات متحرک. وجود گرد و غبار و آلودگیهای شیمیایی و ترکیب آنها با رطوبت سبب تشکیل موادی می شود که خاصیت رسانایی دارند. این امر می تواند سبب فشار عایق، ترکنیگ و تخلیه جزیی شود. جمع شدن آلودگیها در روی سیم پیچها شارش سیال را کاهش داده و سبب افزایش دمای کار می شوند. در نتیجه این امر، راندمان تجهیز کاهش یافته و احتمال خطا هم بالا می رود.

وجود رطوبت و کندانه شدن آن هم می تواند سبب اکسید شدن، فساد عایقی و وقوع خطا شود. ضعیف بودن اتصالات در برخی نقاط سبب زیاد شدن مقاومت و در نتیجه گرم شدن موضعی می شود بطور کلی یک برنامه نگهداری موثر باید با تمیز و خشک نگه داشتن تجهیزات، محکم کردن اتصالات و حداقل سازی اصطکاک به کاهش احتمال وقوع خطای الکتریکی کمک کند.

3-3 انواع نگهداری

چهار نوع نگهداری اصلی وجود دارد که تقسیم بندی آنها به شکل زیر است :

1- نگهداری بهبود

2- نگهداری تعمیر یا برنامه ریزی نشده

3- نگهداری پیشگیرانه

4- نگهداری پیشگویانه

نگهداری بهبود یا IM بصورت اصلاح، بهبود و یا تغییر و سفارش دادن یک قطعه از واحد اصلی بوده و شامل طراحی مجدد هم می شود.

نگهداری تعمیر یا برنامه ریزی نشده شامل عملیات اضطراری و نیز تعمیر به هنگام بروز عیب یا خطای

الکتریکی است. این نگهداری مربوط به زمانی است که عیب رخ داده است.

منظور از نگهداری پیشگیرانه ، مانیتورینگ منظم اجزای منتخب به منظور آشکارسازی و رفع مشکلات قبل از وقوع عیب می باشد. این کار با اندازه گیری پارامترها و مقایسه آنها با مقادیر قبلی انجام می شود. با انجام این مقایسه، می توان بدرستی درباره وضعیت ، تجهیز و نیاز احتمالی به عملیاتهای تعمیر و تصحیح ، قضاوت کرد. این شیوه نگهداری در واقع نوعی از نگهداری پیشگیرانه است که به نگهداری پیشگیرانه نوع On-Condition معروف است. بدلیل اهمیت نگهداری پیشگیرانه، در ادامه به بررسی بیشتر این نوع نگهداری می پردازیم.

3-4 نگهداری پیشگیرانه

نگهداری پیشگیرانه ، برنامه ای است که شامل بازرسیهای روتین تجهیزات ، علمیاتهای نگهداری و تعمیر است که برای اطمینان از حداقل سازی فساد و خرابی برنامه ریزی می شود. یک برنامه پیشگیرانه خوب و مناسب در سطحی بالاتر از برنامه نگهداری ساده و معمولی قرار دارد، چونکه این برنامه طوری طراحی می شود که بدترین وضعیتهای کاری در آن در نظر گرفته می شود. هدف کلی این برنامه جلوگیری از مشکلات حین کار یا بروز خطا و عیب و اطمینان از عملکرد مطمئن یک تجهیز می باشد.

در گذشته به پستهای توزیع به عنوان سیستمهایی که هیچ نیازی به نگهداری ندارند، نگاه می شد. اما رشد روزافزون بار و نیاز مصرف کنندگان به قابلیت اطمینان بالاتر، صدمات وارده به پرسنل در حین کار ، هزینه بالای تعویض قطعات و تلفات بهره برداری سبب شد تا به موضوع نگهداری پیشگیرانه در ترانسفورماتورهای توزیع هم اهمیت داده شود. همانطور هم که قبلا ذکر شد اساس این برنامه نگهداری ، انجام بازدیدهای روتین جهت پی بردن به مشکلات تجهیز می باشد. در این راستا انجام دادن موثر و بهینه عملیات بازدید و تست در موفقیت برنامه نگهداری پیشگیرانه بسیار موثر است.

3-4-1 انواع نگهداری پیشگیرانه (PM)

الف) On-condition : این نوع نگهداری به هنگام بروز عیب نیاز بوده و جهت کنترل حدود بحرانی است.

چک و بازدید فیزیکی توسط تجهیزات مربوطه همراه با حدود و آستانههایی که هنگام شروع یک مشکل یا خرابی

ظاهر می‌شوند در این نوع نگهداری اهمیت دارد. این بازرسیها باید بتواند تعیین کند که حدود بحرانی چه وقت از مقدار مجاز خود تجاوز می‌کند. در این نوع نگهداری، بازدید از تجهیز و اجزای آن بسیار مهم است. البته ناگفته نماند که در این بازرسیها رعایت اصل ایمنی بعنوان اولویت اول بسیار مهمتر است.

(ب) condition: تئوری آمار و احتمالات اساس نگهداری مانیتورینگ وضعیت می‌باشد. آشکارسازی از طریق تحلیل داده‌ها اغلب به فرد تحلیل‌گر، تصویر و فهم کلی از دلایل و علل بروز خرابی را خواهد داد که به جلوگیری از وقوع خرابیهای بعدی کمک می‌کند.

(ج) برنامه‌ریزی شده (SM): این نوع نگهداری براساس بازدیدها و تستهای دوره‌ای می‌باشد. این نوع نگهداری، مهم‌ترین نوع نگهداری در حالت کار نرمال تجهیز است و با اعمال درست آن فواصل بین دو خرابی متوالی به نحو چشمگیری افزایش خواهد یافت.

3-4-2 اجزای کلیدی در یک برنامه نگهداری پیشگیرانه

در هر برنامه پیشگیرانه، چهار جز کلیدی که سبب اجرای موثر برنامه می‌شوند عبارتند از:

- یک سیستم با طراحی مناسب
- نصب مناسب و استفاده صحیح از تجهیزات
- پرسنل و کارمندان نگهداری آموزش دیده
- برنامه‌ریزی و جدول‌بندی مناسب

سیستم مناسب:

سیستمی که بصورت مهندسی طراحی و اجرا نشود نمی‌تواند سرویس دهی مطمئنی داشته باشد، صرف‌نظر از اینکه چقدر و چگونه عملیاتهای نگهداری انجام می‌شود.

یک سیستم با طراحی مناسب باید:

- تمامی نیازهای بار را پاسخگو باشد.
- شامل یک لای اوت کامل باشد که موقعیت بارهای سیستم را نشان دهد.

- بارهای ویژه و مهم آن مشخص شده باشند.

- بارهای روشنایی، تهویه، کمپرسور و سایر بارهای آن مشخص باشند.

- قابلیت انعطاف پذیری داشته باشد.

- توسعه آینده در نظر گرفته شده باشد.

- سیستم با کدبندی و استانداردها مطابقت داشته باشد.

نصب مناسب و استفاده صحیح از تجهیزات :

استفاده از تجهیزات با کیفیت خوب و استفاده درست از هر تجهیز برای کار مشخص، پایه و اساس تشکیل یک برنامه نگهداری پیشگیرانه موثر هستند. بعنوان مثال سیستم توزیع باید بگونه‌ای باشد که بتوان بدون قطع بار و یا قطع حداقل بار (برای بارهای مهم) عملیات نگهداری را انجام داد. با استفاده از بریکرها و تجهیزات دیگر می‌توان سیستم توزیع را طوری ساخت که عملیات نگهداری را روی یک مدار انجام داد در حالیکه مدارهای دیگر وظیفه تغذیه بارهای مهم را برعهده می‌گیرند.

تجهیزات باید طوری نصب شوند که فضای کافی برای انجام عملیات نگهداری فراهم باشد.

پرسنل آموزش دیده :

چگونگی اجرای یک برنامه نگهداری پیشگیرانه بسیار مهم است. موفقیت و یا شکست این برنامه بستگی زیادی به مهارت پرسنل نگهداری دارد.

آموزش مناسب و کافی پرسنل نگهداری سبب می‌شود که پرسنل دانش فنی کافی از چگونگی عملکرد تجهیزات داشته باشند و بتوانند بازرسیهای سراسری و تعمیرات را انجام دهند. استفاده از پرسنل بی‌تجربه و آموزش ندیده می‌تواند منجر به وقوع آسیب و صدمات جدی به تجهیزات شود.

برنامه‌ریزی و جدول‌بندی مناسب :

برنامه پیشگیرانه در صورتی می‌تواند موثر باشد که بخوبی برنامه‌ریزی شده و بطور منظم اجرا شود. منظور از

برنامه‌ریزی، درک سیستم الکتریکی، تعریف تجهیزات مورد نیاز و درجه‌بندی کردن آنها برحسب اولویت استفاده و در نهایت تدوین جدول نگهداری می‌باشد.

نتایج بدست آمده از مطالعات IEEE بر روی عیوب و خطاهای الکتریکی نشان می‌دهد که برای بسیاری از تجهیزات الکتریکی، یک جدول سالیانه کافی است [6].

3-4-3 اجرای برنامه نگهداری پیشگیرانه

در اجرای یک برنامه نگهداری پیشگیرانه تعدادی فاکتور مهم وجود دارند که برخی از آنها عبارتند از :

- دیاگرام تک خطی
- بازدید کامل تجهیز
- پرونده های مربوط به سوابق سرویس دهی تجهیزات
- تحلیل عیب
- برنامه بازدید(سرکشی)

دیاگرام تک خطی :

دیاگرام تک خطی، مرجع کار پرسنل نگهداری است و در مواقع بروز مشکل مانند یک راهنمای جامع در دسترس قرار دارد.

نکته مهم این است که دیاگرامهای تک خطی بصورت منظم بروزآوری شوند. یک دیاگرام تک خطی باید موارد زیر را شامل شود :

- اطلاعات منبع تغذیه شامل : ولتاژ و جریان نامی، سطوح اتصال کوتاه، تنظیمات رله و نحوه زمین کردن
- جریانهای اتصال کوتاه که از سیستم عبور می‌کنند
- موقعیت و مقدار نامی برقگیرها
- مقادیر نامی، رکتانسها، اتصالات و نحوه زمین کردن ترانسفورماتورها

- اندازه، نوع و تعداد کنتاکتورها برای تمامی بارها

- مقادیر نامی بریکرها و فیوزها و ظرفیت قطع آنها

- موقعیت ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان و مقادیر نامی آنها

- اندازه، نوع و تنظیم تجهیزات حفاظتی از قبیل رله، بریکر و فیوز

بازدید کامل تجهیز :

این بخش برای موتورها، ترانسفورماتورها، و تجهیزات حفاظتی اهمیت ویژه‌ای دارد. کلیه قطعات مکانیکی

از قبیل : لوله محفظه سیمها، کابل‌های زیرزمینی ، اتصالات زمین، یاتاقانها و فیلترها باید بازرسی شوند.

موارد بازرسی به شرح زیرند :

- اتاقهای توزیع و تغذیه برای اطمینان از اینکه تمیز، مرتب و دارای تهویه و در صورت نیاز سیستم گرمایی

مناسب هستند.

- تحلیل و بررسی مدارها برای اطمینان از پخش بار مناسب

- بررسی جریان در تمامی مدارات و مشخص کردن اینکه کدام مدارات کاملاً استفاده شده و کدامیک

ظرفیت خالی دارند

- بررسی جریان سه فاز برای اطمینان از تعادل بار. جریان نوترال باید در حد صفر باشد و ممکن است که

برای تحقق این امر و رسیدن به تعادل ، نیاز به بازآرایی و توزیع مجدد بار باشد.

- بررسی تنظیمات تجهیزات اضافه بار و فیوزها

پرونده سوابق سرویس‌دهی تجهیزات :

یکی دیگر از اجزای مهم یک برنامه نگهداری پیشگیرانه موثر، فایلی حاوی اطلاعات دقیق و بروز شده

پیرامون هر قطعه و تجهیز مهم از تجهیزات الکتریکی می‌باشد.

در بسیاری موارد پیش می‌آید که اطلاعات یک تجهیز گم شده یا درجای اشتباه قرار داده شده و یا دور

انداخته شده است و هنگامیکه مشکلی برای آن تجهیز پیش می‌آید پرسنل متوجه این امر می‌شوند.

اطلاعات و داده‌های مربوط به هر تجهیز برای مدیریت مناسب برنامه نگهداری پیشگیرانه و همچنین برای

آموزش پرسنل جدید و بعنوان یک مرجع برای پرسنل حاضر، ضروری هستند.

در فایل سرویس‌دهی تجهیزات باید اطلاعات زیر موجود باشد :

- دیاگرام(های) تک خطی

- اطلاعات سازندگان از قبیل : کاتالوگهای مربوط به ساختار تجهیز، نقشه‌ها ، لیست اجزا و دستورالعمل

دستی

- گزارشهای عیوب و تعمیرات

مهمترین بخش این پرونده ها، سیستم ثبتی است که تمامی تعمیرات مورد نیاز تجهیز را در هر زمانی انجام گرفته است ، نشان می‌دهد. در اطلاعات ثبت شده در این فایل، اطلاعاتی نظیر اجزای یدکی تجهیز، چگونگی سرویس‌دهی سازندگان و زمان مورد نیاز برای تعمیر نیز باید موجود باشد. این اطلاعات نه تنها برای برنامه‌ریزی و جدول‌بندی مفید هستند بلکه برای ارزیابی تجهیزات در خریدهای بعدی هم مفید می‌باشند.

تحلیل عیب :

هر عیبی که در تجهیز رخ می‌دهد باید کاملاً بررسی شده و دلیل آن مشخص شود. تجربه نشان داده است که نگهداری پیشگیرانه مناسب و کافی و زمان‌دار، سبب جلوگیری از بروز عیب می‌شود.

برنامه بازدید :

مدت زمان بهینه بین عملیاتهای نگهداری تابعی از چند فاکتور است که برای تجهیزات مختلف با هم فرق می‌کند : مدت زمان کارکرد، تعداد استارتها، بارگیری و محیط عملکرد.

شاید بهترین روش برای تعیین دفعات و زمان تعمیرات اساسی، ثبت عیوب و برنامه نگهداری برای هر جز و استفاده از تجارب شخصی و توصیه‌های سازندگان و ترکیب آن با تاریخچه تجهیز باشد. ثبت بازرسیهای روتین سبب می‌شود که هرگونه روند طبیعی و غیرطبیعی در تجهیز آشکار شود. ثبت عیوب، عملیاتهای بازرسی و تعمیرات بهترین راه تشخیص وجود مشکل می‌باشد.

3-4-4 فواید نگهداری پیشگیرانه :

- 1- کنترل مدیریت
- 2- حذف یا کاهش دوباره کاری و اضافه کاری
- 3- افزایش زمان کار تجهیزات
- 4- تولید و بهبود آن
- 5- استاندارد شدن
- 6- یکنواختی و توزیع بار سیستم روی منابع موجود و نیز متعادل شدن حجم کار پرسنل
- 7- کاهش نیاز به تجهیزات پشتیبان
- 8- بالا رفتن ایمنی و قابلیت اطمینان دستگاه و نیز کنترل حدود بحرانی
- 9- کنترل بهتر قطعات و لوازم یدکی
- 10- کاهش تعداد خطاها و نیز کم شدن تعمیرات اساسی
- 11- کاهش هزینه‌های نگهداری

3-4-5 معایب نگهداری پیشگیرانه

- 1- آسیب‌پذیری تجهیزات به هنگام نگهداری در اثر اشتباه پرسنل
- 2- آسیب‌پذیری اشخاص در اثر تماس با قطعات تجهیز
- 3- احتمال معیوب بودن قطعات تعویضی
- 4- پایین آمدن زمان مفید استفاده از اجزا
- 5- دستیابی به تجهیزات
- 6- هزینه‌های اولیه

فصل چهارم

مروری بر استانداردهای جهانی معتبر



1-4 ضرورت استانداردها

استانداردها نقش بسیار مهمی در ایجاد هماهنگی بین سازنده و مصرف کننده ، عدم تنوع در طراحی و ساخت کنترل مرغوبیت و کیفیت، سهولت در امر طراحی و سیستماتیک نمودن قسمت‌های مختلف کار داشته و بهمین جهت اکثر کشورهای پیشرفته دنیا مطابق با شرایط و الگوهای خاص خود اقدام به ایجاد استانداردهای ملی نموده‌اند. بعضی از استانداردهای مهم ملی در رابطه با ترانسفورماتور عبارتند از :

1- ANSI-C57.12 (آمریکا)

2- VDE- 0532 (آلمان)

3- BS- 171 (انگلستان)

4- AS- C61 (استرالیا)

5- CSACAN 3-C88- M79 (کانادا)

6- IEC 60076

استاندارد ملی کشور ایران ISIRI می‌باشد. مهمترین استاندارد بین‌المللی دربارهٔ ترانسفورماتور استاندارد IEC می‌باشد. در ایران در اکثر زمینه‌ها از استاندارد IEC استفاده می‌شود. در این فصل چند استاندارد مهم در زمینه نگهداری و عیب‌یابی ترانسفورماتور شرح داده می‌شود.

2-4 استاندارد IEC

1-2-4 استاندارد IEC 296

این استاندارد مربوط به مشخصات روغنهای عایق معدنی استفاده نشده برای ترانسفورماتورها و سوئیچگیرها می‌باشد. در این استاندارد مشخصات و روشهای آزمایش روغنهای معدنی استفاده نشده که هم بعنوان عایق و هم بعنوان خنک کن در ترانسفورماتورها، سوئیچگیرها و تجهیزات الکتریکی مشابه تحویل گرفته می‌شوند، شرح داده شده است. این روغنها از تقطیر و پالایش نفت خام بدست می‌آیند. روغنهای شامل مواد افزودنی و بدون مواد افزودنی در محدودهٔ این استاندارد می‌باشند. روغنهایی که مطابق با شرایط این استاندارد در یک طبقه و بدون مواد

افزودنی هستند می‌توانند به هر نسبتی با یکدیگر مخلوط شوند.

IEC 354 استاندارد 2-2-4

این استاندارد راهنمای بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت روغنی می‌باشند. این استاندارد نشان می‌دهد که چگونه در یک محدوده خاص، ترانسفورماتور در بالاتر از شرایط نامی بارگذاری می‌شود. این استاندارد بارگذاری را از دید درجه حرارت و پیری عایق تعیین می‌کند. این راهنما مدلهای ریاضی را برای قضاوت درباره توالی بارگذاری‌های مختلفی ارائه می‌دهد. مدلهایی که برای محاسبه درجه حرارت کار ترانسفورماتور در نظر گرفته شده براساس درجه حرارت داغترین نقطه سیم‌پیچی است. این راهنما بر مبنای درجه حرارت، حدود مجاز بارگذاری را تعیین می‌کند. این حدود با توجه به نوع و اندازه ترانسفورماتور و نیز نوع بارگذاری «دایم - نرمال سیکلیک - اضطراری» متفاوت می‌باشد. برای ترانسفورماتور توزیع حدود بارگذاری اضطراری تعریف نمی‌شود.

IEC 422 استاندارد 3-2-4

این استاندارد راهنمای نگهداری و نظارت روغنهای عایقی در حال بهره‌برداری در تجهیزات الکتریکی است. این استاندارد اساساً برای روغنهای عایقی معدنی مورد تأیید IEC 296 می‌باشد. این روغنها در ترانسفورماتورها، سوئیچگیر و تجهیزات الکتریکی مشابه که نمونه‌گیری روغن در آنها امکان‌پذیر است، می‌باشد. این راهنما به استفاده کننده کمک می‌کند تا بتواند وضعیت تجهیز را ارزیابی کند و آن را در یک وضعیت مطمئن نگه دارد. این راهنما روشها و تستهای استاندارد را برای تصفیه فیزیکی و شیمیایی روغن ارائه می‌دهد.

IEC 599 استاندارد 4-2-4

این استاندارد راهنمای تفسیر و تحلیل گازهای تولید شده در ترانسفورماتور و دیگر تجهیزات الکتریکی در حال بهره‌برداری می‌باشد. این استاندارد نتیجه تحقیق و بررسی‌های IEC و CIGRE می‌باشد که به منظور مقایسه روشهای موجود در تحلیل گاز در روغن انجام گرفته است. صد ترانسفورماتور معیوب جمع‌آوری شده و جهت تشخیص خطای واقعی آنها با استفاده از تست و بازدید داخلی، تحلیل گاز در روغن و بعضی موارد گاز رله بوخهلتر،

تحت آزمایش قرار گرفته‌اند. کلیه روشهای گفته شده در این استاندارد می‌تواند خطای الکتریکی را از حرارتی متمایز کند این استاندارد بیان می‌دارد که چگونه غلظت گازهای حل شده یا گازهای آزاد وضعیت یک ترانسفورماتور در حال بهره‌برداری را نشان می‌دهد و چه کارهایی باید در آینده انجام شود. این روشها برای ترانسفورماتورهای قدرت با هادیهای مسی، عایق کاغذی یا پرسبورد و روغنهای معدنی هیدروکربنی می‌باشد. در این استاندارد روشهای اساسی تفسیر و تحلیل نتایج DGA، تشخیص خطای ترانسفورماتور براساس گاز آزاد موجود در رله گاز بحث شده است.

IEEE 3-4 استاندارد

IEEE C57.104 1-3-4

این استاندارد راهنمای IEEE برای آشکارسازی و تعیین گازهای تولید شده در ترانسفورماتورهای روغنی و رابطه آنها با قابلیت سرویس‌دهی تجهیز می‌باشد. در این راهنما جزئیات و روش تحلیل گاز، گاز موجود در محفظه گاز و یا دستگاههای جمع کننده گاز و نیز تحلیل گاز حل شده در روغن شرح داده می‌شود. این راهنما به اپراتور کمک می‌کند تا بتواند تعیین کند کدام روش یا روشهای ترکیبی جهت کار او بهترین گزینه است. فاکتورهای زیادی نظیر نوع سیستم ارتباط روغن با هوا، نوع و زمان برنامه نمونه‌گیری روغن در این رابطه سهیم هستند. در این راهنما کالیبراسیون و استفاده از دستگاههای آشکارسازی و تخمین گاز قابل اشتعال روشهای نمونه‌گیری گاز و روغن، روشهای آزمایشگاهی تحلیل گاز و تحلیل نتایج و رابطه آنها با قابلیت سرویس‌دهی تجهیز شرح داده شده است.

IEEE C57.106 2-3-4

این استاندارد راهنمای IEEE برای تأیید و نگهداری روغن عایقی در تجهیز می‌باشد. این راهنما روشهای ارزیابی و تستهای تحلیلی را برای تأیید و استفاده روغنهای دی‌الکتریک معدنی ارائه می‌دهد. در این راهنما حداقل

روشها و استانداردهای مورد نیاز برای نگهداری این روغنها آورده شده است. هدف از این استاندارد ارزیابی قابلیت سرویس دهی روغنهای نو می باشد که برای تزریق در تجهیزات تحویل گرفته می شوند. در این استاندارد تستهای الکتریکی و شیمیایی ، فیزیکی روغن با استفاده از روشهای ASTM توضیح داده شده است.

IEEE C57.125 3-3-4

این استاندارد مربوط به عیب یابی ترانسفورماتورهای قدرت می باشد. این استاندارد را می توان بعنوان اساس و پایه عیب یابی مورد استفاده قرار داد. اگر چه این راهنما ممکن است برای عیب یابی هر ترانسفورماتور AC استفاده شود ولی بیشتر روی ترانسفورماتورهای قدرت متمرکز شده است. در این راهنما روشی ارائه شده است که با استفاده از آن محتمل ترین علت بروز هر عیب ترانسفورماتور تعیین می شود. تهیه الگوها و خط مشی های مناسب ، نمونه های عیب یابی ، جهت بهبود یکنواختی در تحلیل عیوب ترانسفورماتور از اهداف این استاندارد می باشد. در این راهنما یک فلوجارت کلی ترسیم گردیده که نقطه شروع این فلوجارت زمانی است که ترانسفورماتور تریپ داده یا درست کار نمی کند و یا تستهای روتین باید روی ترانسفورماتور انجام شود. مسیرهای این فلوجارت به دو حالت ختم می شوند: یا ترانسفورماتور به حالت بهره برداری بر می گردد و یا دور انداخته می شود.

IEEE C57.12.00 4-3-4

این استاندارد نیازهای عمومی و کلی برای ترانسفورماتورهای توزیع، قدرت و تنظیم ولتاژ را بیان می کند. در این استاندارد نیازهای الکتریکی ، مکانیکی و ایمنی برای ترانسفورماتورهای روغنی از نوع تکفاز و سه فاز آورده شده است.

فصل پنجم

عیب‌یابی ترانسفورماتور

5-1 عیب‌یابی ترانسفورماتور (روند عیب‌یابی ترانسفورماتور)

تصمیم‌گیری در مورد اینکه بعد از قطع یا تریپ ترانسفورماتور چه عملی باید انجام شود بسته به شرایط، کاربرد ترانسفورماتور و ارزش ترانسفورماتور متغیر است. باید توجه داشت که برقدار کردن مجدد یک ترانسفورماتور که دارای خطای داخلی است آسیب‌پذیری ترانسفورماتور را افزایش می‌دهد و می‌تواند ماهیت نوع عیب را از بین ببرد. شایع‌ترین دلیل سوختن ترانسفورماتورهای توزیع بدلیل راه‌اندازی نادرست و بی‌موقع می‌باشد. تست‌های روتین که چنین تغییراتی را نشان می‌دهند در جداول 4-5 و 5-5 آورده شده است. قبل از در مدار قرار دادن ترانسفورماتور مطلوب است که جهت بررسی ترانسفورماتور تست‌های مهم را روی آن انجام داد. براساس بازدیدهای بیرونی مطابق جدول 2-5 می‌توان تست‌های انتخاب شده را انجام داد. از نتایج این تست‌ها می‌توان فرضیه‌ای در مورد عیب بوجود آمده تشکیل داد. تست‌های انتخاب شده می‌تواند اطلاعاتی راجع به عیب ترانسفورماتور را فراهم کند. این عیوب در استاندارد C57.104-1991 ستون‌بندی شده‌اند. جدول 5-6 لیست پیشنهادی برای تست‌های الکتریکی و تست‌های روغن بوده که می‌تواند برای عیوب ترانسفورماتور که از تحلیل گاز بدست آمده‌اند استفاده شود. جمع‌آوری داده‌ها و اطلاعات مربوط به تست‌های کارخانه، تست‌های دوره‌ای بسیار مهم است. تشکیل یک تیم برای تحلیل نهایی اطلاعات بدست آمده مفید و کارآمد خواهد بود. در دست داشتن برخی فاکتورها قبل از اعزام به محل به کار عیب‌یابی کمک خواهد کرد. جدول 1-5 لیست فاکتورهای مورد نیاز را نشان می‌دهد. فاکتورهایی که برای عیب‌یابی (در محل) مهم هستند شامل شرایط زمان وقوع عیب، بازدیدهای فیزیکی بدنبال خرابی ترانسفورماتور و شرایط الکتریکی ترانسفورماتور بدنبال وقوع عیب می‌باشد. جدول 2-5 و 3-5 مربوط به چک لیست پیشنهادی بازدیدهای ترانسفورماتور می‌باشد. جدول 7-5 مربوط به محل وقوع عیب به همراه نتایج تست‌های مربوطه می‌باشد. ترتیب و تقدمی که در جدول 7-5 رعایت شده است این امکان را می‌دهد که هر ستون با بیش از یک تست انجام شود.

جداول 5-8 و 5-9 مربوط به بازدید داخلی تانک اصلی و تپ چنجر می‌باشند. معلوم بودن نوع خرابی می‌تواند به جداسازی اجزای ترانسفورماتور کمک کند. باید مطابق با یک طرح سیستماتیک و از قبل برنامه‌ریزی شده نسبت به جداسازی اجزای ترانسفورماتور اقدام کرد. جدول 5-10 چک لیست پیشنهادی مربوط به پیاده‌سازی اجزای ترانسفورماتور می‌باشد. در این فلوچارت منظور از مانیتور تست کردن دوره‌ای و پیوسته است همراه با مقایسه

نتایج تستها با مقادیر قبلی جهت تشخیص دادن هرگونه انحراف یا روند که می‌تواند منجر به بروز خطا شود. منظور از تحلیل و آنالیز (5-6) این است که بعد از گردآوری اطلاعات کافی حاصل از عیدیبایی در محل و خارج از محل باید چندین فرضیه با استفاده از روشهای علمی تدوین و ارائه شود. این فرضیه‌ها باید با اطلاعات موجود و نیز عملکرد اجزای دیگر سیستم تست شده و صحت آنها بررسی شود. مطالعات تجربیات آزمایشگاهی لازم و ... باید برای بررسی و تست میزان دقت هر فرضیه مورد استفاده قرار گیرد. در این قسمت باید عیوب الکتریکی، عیوب مکانیکی، عیوب عایقی و... را بخوبی تجزیه و تحلیل کرد و بتوان نوع عیب محتمل را تشخیص داد. منظور از تستهای متمرکز تستهایی است که برای مکان‌یابی عیوب استفاده می‌شوند.

جدول (5-1) لیست پیشنهادی فاکتورهای مورد نیاز قبل از اعزام به محل

- دستورالعمل ترانسفورماتور (شامل نقشه شماتیک ترانسفورماتور، شرح اجزای ترانسفورماتور و عکسهای مربوط به کارخانه سازنده)
- گزارش تستهای ترانسفورماتور
- تستهای کارخانه‌ای
- تستهای میدان (قابل انجام در محل)
- گزارشات بازدیدهای روتین
- دیاگرام تک خطی پست ترانسفورماتور
- نقشه طرح حفاظتی یا رله‌ای
- گزارش عملیات نگهداری که می‌تواند شامل گزارش مشکلات قبلی ترانسفورماتور باشد.
- چراغ قوه یا نورافکن
- آهن‌ربا (برای تعیین مغناطیس بودن ذرات)

- بطری و سرنگ نمونه‌گیری روغن

- اکسیژن‌سنج

- لباسهای محافظ ، عینکهای مخصوص و لنزهای ذره‌بینی و...

جدول (5-2) چک لیست پیشنهادی برای بازدیدهای عمومی

اطلاعات ثبت شده

ناحیه مورد بازدید

شرایط خارجی :

- طوفان یا صاعقه

- صداها و بوهای غیرعادی

- ذرات و مواد خارج شده از ترانسفورماتور یا دیگر تجهیزات کمکی

- وجود حیوانات مرده در بالای ترانسفورماتور

- وجود اشیاء خارجی در محل

- سیستم آب‌پاش یا اطفاء حریق ترانسفورماتور

- وجود افراد خرابکار در محل

- مصاحبه با شاهدان یا اپراتورهای پست

- بار روی ترانسفورماتور

- اغتشاشات سیستم

- نحوه کلیدزنی در پست هنگام بروز خطا

خنک کننده‌ها :

- عملکرد فن‌ها و پمپ‌ها

- شیرهای رادیاتور کاملاً باز باشند

- مواد اضافی و یا فساد و پوسیدگی تدریجی می تواند باعث کندی گردش هوا از طریق رادیاتور یا خارج کننده گرما شود.

برقگیرها :

- عملکرد برقگیرها
- قرائت کنتور برقگیر
- شرایط فیزیکی
- شرایط الکتریکی
- اتصال زمین برقگیرها
- محفظه برقگیر

تانک اصلی :

- برآمدگی تانک
- ترک خوردگی
- نشستی
- علائم داغ شدن بیش از حد
- سطح روغن در منبع انبساط (کنسرواتور)
- لاستیکهای آب بندی
- فشار گاز ترانسفورماتور – در ترانسفورماتورهای آب بندی شده
- تابلوی کنترل

بوشینگها :

- نشستی
- شکسته شدن چینی
- سوراخ شدن مقره
- ترک خوردگی
- سطح روغن بوشینگ

تپ چنجر :

- موقعیت تپ چنجر LTC
- موقعیت حداکثر
- موقعیت حداقل
- وضعیت تپ چنجر DETC
- سطح روغن در محفظه LTC
- قرائت کنتور LTC

جدول 5-3) بازدید و چک آلارم یا تریپ

اطلاعات ثبت شده	ناحیه مورد بازدید
-----------------	-------------------

رله حفاظتی :

- دیفرانسیل
- اضافه جریان
- جریان فاز
- خطای زمین
- پولاریزه
- فوق تحریک

- اضافه بار ، عدم تعادل
- عملکرد رله فشار
- عملکرد دستگاه تخلیه فشار

حرارت :

- درجه حرارت بالای روغن
- دمای نقطه داغ سیم پیچی

سطح روغن :

- تانک اصلی
- محفظه تپ چنجر LTC
- منبع انبساط

عملکرد :

- رله آشکارساز گاز
- رله بوخهلتز
- دستگاههای اندازه گیری شدت عبور روغن
- فیوزهای سوختنی

جدول 4-5) تستهای الکتریکی

تستهای میدان

مقاومت عایقی :

- سیم پیچی به سیم پیچی
 - سیم پیچی نسبت به زمین
 - کل سیم پیچی ها نسبت به زمین
 - هسته به زمین
 - ضریب جذب دی الکتریک (شاخص پولاریزاسیون)
-

دیگر تستهای میدان :

- نسبت تبدیل حلقه‌ها
- ضریب قدرت عایقی
- مقاومت DC سیم‌پیچی
- شکست دی‌الکتریک روغن
- جریان تحریک

دیگر تستهای تشخیص (در صورت امکان انجام شود) :

- تست ضربه ولتاژ پائین
- تست ولتاژ القایی
- امپدانس (تک فاز)

جدول 5-5) آزمایشات گاز و مایع عایقی

تست‌ها

تستهای میدان :

- اندازه‌گیری کل گاز قابل احتراق موجود در فضای گاز برای ترانسفورماتورهای هرمتیک یا گاز موجود در رله‌های آشکارساز گاز در ترانسفورماتورهای با مخزن انبساط
- نقطه بهمنی گاز

تستهای آزمایشگاهی :

- تحلیل آزمایشگاهی گازهای موجود در محفظه گاز برای ترانسفورماتورهای هرمتیک یا گاز موجود در رله‌های آشکارساز گاز در ترانسفورماتورهای دارای کنسرواتور
- تحلیل آزمایشگاهی گازهایی که در روغن حل شده‌اند
- تحلیل آزمایشگاهی روغن مطابق با تستهای آزمایشگاهی
- PCB روغن

جدول 5-6) تستهای تشخیص جهت آنالیز گاز

نوع خطا	تست						
	آرک زدن (الکتریکی)	تستهای روغن مربوط به خواص فیزیکی روغن	مقاومت عایقی و نسبت تبدیل	ضریب قدرت	تحریک LV	امپدانس تکفاز	مقاومت سیم پیچی
کرونا (الکتریکی)	تستهای روغن مربوط به خواص فیزیکی روغن	مقاومت عایقی و نسبت تبدیل	ضریب قدرت	ولتاژ القایی و RIV	تحریک LV	امپدانس تکفاز	مقاومت سیم پیچی
سلولز (حرارتی)	تستهای روغن مربوط به خواص فیزیکی روغن	مقاومت عایقی و نسبت تبدیل	مقاومت سیم پیچی	ضریب قدرت	تحریک LV	امپدانس تکفاز	ولتاژ القایی و RIV
روغن (حرارتی)	تستهای روغن مربوط به خواص فیزیکی روغن	مقاومت عایقی و نسبت تبدیل	مقاومت سیم پیچی	تحریک LV	ضریب قدرت	امپدانس تکفاز	ولتاژ القایی و RIV

جدول 5-7) تحلیل تستهای میدان

عیب احتمالی	اطلاعات مفید حاصل از نتایج تستها		
	اولویت اول	اولویت دوم	اولویت سوم
اتصال کوتاه شدن حلقه‌ها (عایق فرعی)	نسبت تبدیل خارج از محدوده مجاز می‌افتد	مقاومت سیم‌پیچی پائین می‌آید (DC)	جریان تحریک زیاد می‌شود
باز شدن مواد سیم‌پیچی	نسبت تبدیل خارج از محدوده مجاز می‌افتد	مقاومت DC سیم‌پیچ بالا می‌رود	RIV بالا می‌رود
رطوبت	ضریب قدرت عایقی بالا می‌رود	قدرت دی‌الکتریک روغن پائین و میزان رطوبت بالا می‌رود	مقاومت عایقی پائین می‌آید
صدمه دیدن عایق اصلی	ضریب قدرت عایقی بالا می‌رود	RIV بالا می‌رود (ولتاژ تداخل رادیویی)	RIV بالا می‌رود
صدمات مکانیکی	--جریان تحریک تغییر می‌کند- امپدانس بالا می‌رود	RIV بالا می‌رود (ولتاژ تداخل رادیویی)	مقدار ضربه LV تغییر می‌کند
داغ شدن هسته	تحلیل گاز مشکلات حرارتی را نشان می‌دهد	مقاومت عایقی هسته به زمین پائین می‌آید	جریان تحریک زیاد می‌شود

جدول 5-8) بازدید داخلی - تانک اصلی

تانک اصلی

روغن :

- بوی روغن

- رنگ روغن

- علامت یا نشانه رطوبت و محل آن

- آب آزاد در تانک و مقدار آن

ذرات ناخالص ناشی از وقوع عیب یا خطا :

- مقدار آن

- محل آن

- نمونه‌گیری از آن برای تحلیل

سوختن، تغییر رنگ دادن در (ناشی از جرقه یا شارهای پراکنده) :

- دیواره‌های تانک

- ترمینالهای بوشینگ

- شیلدهای کرونا

- رابطهای مسی

- باسبارها

- موارد متفرقه دیگر

ادامه جدول (5-8) بازدید داخلی - تانک اصلی

تانک اصلی

اتصالات شل :

- سرسیمها
- پوشینگها
- تابلوها
- نوارهای فلزی مخصوص بانداژ (Collar)
- فاصله اندازها
- نوار اتصال زمین هسته
- زاویه Hold-Down هسته

وضعیت تپ‌چنجر غیرقابل قطع زیربار :

- کنتاکتها
- مکانیزم عملکرد
- محور کوپل
- شیلدینگ

ترک کربنی (Tracking) :

- محل آن
- مقدار آن
- میزان آسیب دیدگی چینی
- اسفنجی شدن عایق یا سرهای اتصال

ادامه جدول 5-8) بازدید داخلی - تانک اصلی

تانک اصلی

وضعیت سیم پیچی و سرسیمها :

- کلمپینگ سرسیمها
- سیستم محافظ یا نگهدارنده سیم پیچی
- کج شدن سیم پیچی
- حرکت و جابجایی سیم پیچی
- انحراف سرسیمها
- حرکت و جابجایی سیم پیچی
- انحراف سرسیمها
- حرکت و جابجایی سرسیمها
- گرم شدن نقاط اتصال

وضعیت ترانسهای جریان :

- خود CTها
- سیستم اندازه گیری نقطه داغ
- سیم کشی
- براکتهای محافظ
- دیواره تانک



ادامه جدول (5-8) بازدید داخلی - تانک اصلی

تانک اصلی

وضعیت هسته :

- سیم‌کشی الکتریکی
- گرم شدن بیش از حد
- نتایج غیرعادی مربوط به تست مقاومت عایقی هسته - زمین
- سطح روغن در داخل تانک
- شارهای پراکندگی که باعث آسیب دیدن تانک می‌شوند
- اتصال زمین هسته
- زنگ‌زدگی روی هسته (مقدار و محل آن)
- وضعیت یوغ
- لقی شدن فولاد هسته
- آسیب دیدگی هسته
- وضعیت استراکچر هسته

جدول 5-9) بازدید داخلی تپ‌چنجر قابل قطع زیر بار LTC

محفظه LTC

- سوختن غیرمعمول کنتاکتها
- قوس زدن بین کنتاکتها
- قوس زدن از کنتاکت به زمین
- خرابی مکانیکی قسمت‌های مختلف
- بهم خوردن ترتیب قسمت‌های مختلف
- خراب شدن بطریقه‌های خلأ
- وضعیت موتور محرک
- عملکرد درست الکتریکی و مکانیکی
- شکستگی اجزای مختلف
- انحراف یا خم شدن اجزای مختلف LTC
- وضعیت لاستیک‌های آب‌بندی
- وضعیت سیلیکاژل
- وجود رسوبات کربنی
- گم شدن یا از بین رفتن بعضی از اجزاء
- شل و لق شدن اجزای مختلف
- موقعیت کلیه کنتاکتها
- وجود رطوبت
- وضعیت کنتاکتهای ساکن
- وضعیت کنتاکتهای متحرک

- وضعیت کلید معکوس کننده (inverter)

جدول 5-10) مواردیکه در هنگام پیاده‌سازی ترانسفورماتور باید بررسی شوند:

تانک اصلی

آسیب‌دیدگی هسته و شکستن عایق هسته در اثر :

- عبور جریان زمین از هسته
- داغ شدن بیش از حد در اثر شارهای مغناطیسی بیش از حد یا پراکندگی
- جوش خوردن ورقه‌های هسته بهم

وجود ترک خوردگی در نتیجه شکست دی‌الکتریک ناشی از :

- رطوبت
 - آلودگی
 - مشکلات کلیرانس (فاصله عایقی)
 - زیاد شدن تدریجی گاز
 - الکتروستاتیک شدن
 - تخلیه جزئی یا کرونا
 - طول ترک و مسیر آن
 - سوختن ، تغییر رنگ دادن و کربنی شدن عایق
 - سوراخ شدن عایق
 - هادیهای سوخته و ذوب شده
-

ادامه جدول (5-10) مواردیکه در هنگام پیاده‌سازی ترانسفورماتور باید بررسی شوند:

تانک اصلی

وجود عیوب سیم‌پیچی در راستای شعاعی :

- کشیده شدن هادی
- فروریختگی شعاعی به سمت داخل یا هسته
- کنگره‌ای شدن سیم‌پیچ

وجود عیوب سیم‌پیچی در راستای محوری :

- خراب شدن بین دو پرسبورد محوری
- فروریختگی سیم‌پیچی و نگهدارنده‌های آن

وجود عیوب مکانیکی :

- وجود پوشش اضافی روی عایق هادی
- جابجایی در صفحه شامل دایره حلقه‌ها
- وجود اشیاء خارجی و محل آنها
- شکستن عایق پیچهای هسته
- حرکت و جابجایی استراکچر
- در یک راستا نبودن فاصله‌اندازهای سیم‌پیچی

وجود عیوب حرارتی :

- تغییر رنگ عایق
-

2-5 عیوب ترانسفورماتور و دیاگرام ایشی کاوا

عیوب ترانسفورماتورها را می‌توان به 3 دسته اصلی تقسیم نمود:

الف- عیوبی که بدلیل ضعیف بودن مشخصات طراحی و ساخت و یا نامرغوب بودن مواد اولیه بوجود می‌آیند.

ب- عیوبی که بدلیل اغتشاشات سیستم ، فاکتورهای بهره‌برداری و یا تصادم و کنش متقابل بین ترانسفورماتور و تجهیزات دیگر بوجود می‌آیند.

ج- عیوبی که بدلیل ضعف عملیات نگهداری و یا خود عملیات نگهداری ، تعمیر و یا عدم اصلاح و بهینه‌سازی (قطعات) بوجود می‌آیند.

نرخ خرابی ترانسفورماتورهای قدرت در سطح بین‌الملل در حدود 2% می‌باشد [7]. دیاگرام زیر که به نام دیاگرام ایشی کاوا یا دیاگرام علت-معلول شناخته می‌شود، عوامل موثر در عملکرد ترانسفورماتور و عوامل موثر در معیوب شدن ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. در این دیاگرام عوامل بروز عیب در ترانسفورماتورهای توزیع به چهار دسته تقسیم می‌شوند:

1- طراحی مکانیکی و الکتریکی ترانسفورماتور

2- طراحی و بهره‌برداری شبکه

3- تقاضای بار و رشد بار

4- شرایط محیطی شبکه و ترانسفورماتور.

برای عیب‌یابی و تحلیل وضعیت ترانسفورماتورهای معیوب می‌توان از استاندارد IEEE c57.125 استفاده کرد.

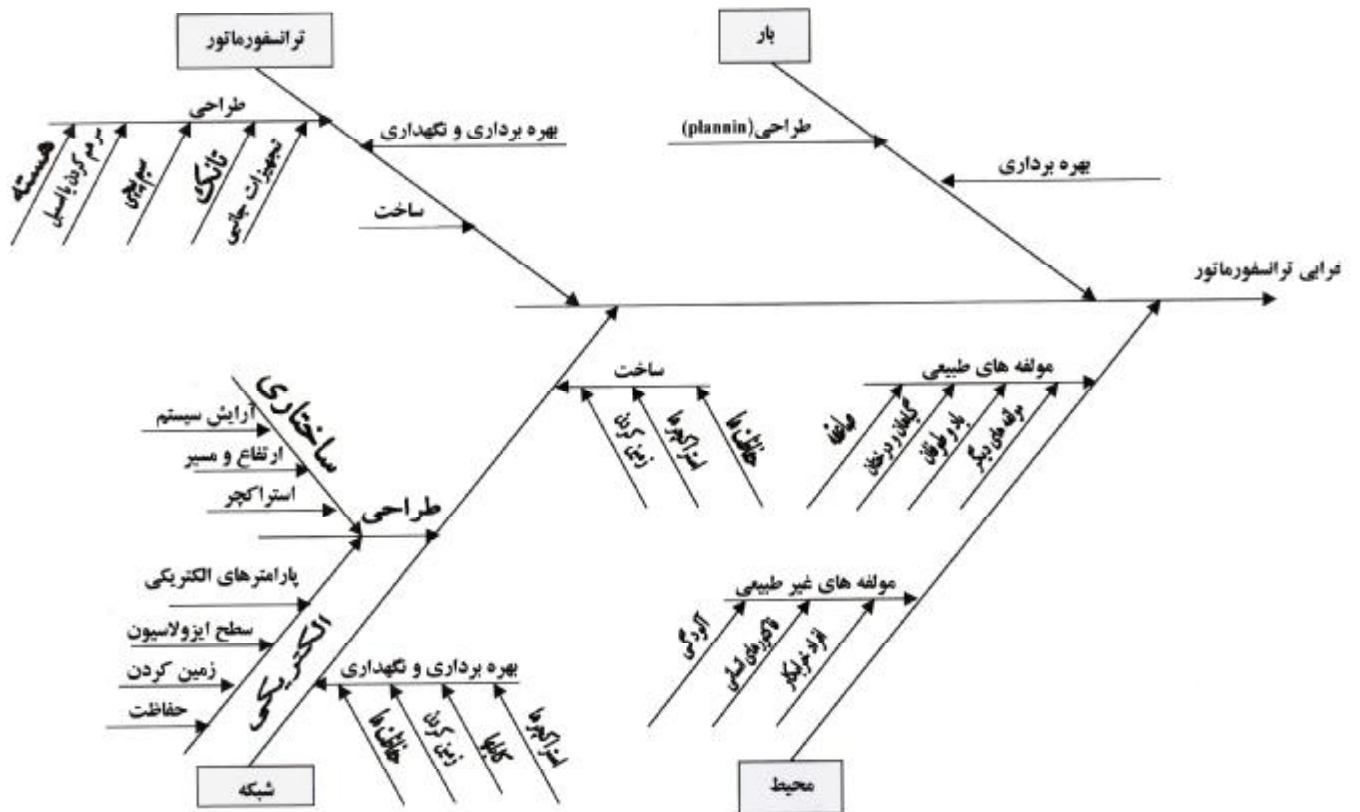
این سند بعنوان مرجع کاملی برای عیب‌یابی ترانسفورماتور می‌باشد.

در جدول زیر ماهیت خطا (عیب) و نمونه‌های آن آورده شده است :

نوع خطا یا عیب	نمونه
عایق	تخلیه جزئی - ترک خوردن - شکست الکتریکی
حرارتی	داغ شدن بیش از حد - نقطه داغ حرارتی
مکانیکی	خم شدن - جابجایی - شل شدن اتصالات - لرزش
شیمیایی	آلودگی آب - گاز - ذرات جامد
الکتریکی	مدار باز شدن - اتصال کوتاه ضعیف بودن کنتاکت - ضعیف بودن نقاط اتصال اتصال زمین - اتصالی بین اجزاء

جدول 5-11) ماهیت عیوب و خطاها و نمونه‌های آن





شکل ۵-۲) دیاگرام ایشی کاوا برای تشریح علل خرابی ترانسفورماتور [۲۵]

3-5 آمار خرابی ترانسفورماتورها

در جداول زیر آمار مختلفی از خرابی ترانسفورماتورها آورده شده است:

محل عیب	درصد کل حوادث
سیم پیچ	30%
هسته	10%
تپ چنجر (OLTC)	40%
تجهیزات جانبی	20%

جدول (5-12) آمار محل عیب ترانسفورماتورهای (قدرت) صدمه دیده ایران [3]

محل عیب	درصد
سیم پیچ	29%
ترمینالها	29%
تانک و مایع دی الکتریک	13%
تپ چنجر قابل قطع زیر بار	13%
مدار مغناطیسی	11%
سایر اجزاء و قطعات	5%

جدول (5-13) آمار محل عیب ترانسفورماتورها (CIGRE)

علت خطا	درصد
نقایص طراحی	36%
نقایص ساخت و تولید	28%
نامرغوب بودن مواد اولیه	13%
نگهداری ضعیف	5%
صاعقه	4%
اتصال کوتاه	2%

جدول 5-14) دلایل اصلی بروز خطا در ترانسفورماتورهای تحت بار (CIGRE)

علت خطا	درصد
خوردگی و فساد خارجی	14%
پیری	13%
روغن	10%
عملکرد غلط سیستم حفاظتی	8%
نگهداری نامناسب	8%
دماهای غیرنرمال (افزایش دما)	6%
بدی آب و هوا	5%
بهره‌برداری نامناسب	3%
نقص و یا نبود سیستم حفاظتی	1%
اضافه بار	1%
سایر موارد	30%

جدول 5-15) دلایل بروز خطا در ترانسفورماتورها در آمریکا

بخشهای مربوطه		اجزا
فشار قوی (HV) / فشار ضعیف (LV) / تپ چنجر / تالیته		سیم پیچها
داخلی ، میانی ، بیرونی ، محوری ، شعاعی	محل خطا	
اصلی (سیم پیچ با سیم پیچ ، سیم پیچ با زمین) فرعی (حلقه به حلقه و دیسک به دیسک) سرسیمهای اتصال	عایق	
شیلدهای الکترواستاتیکی اتصالات داخل دیسک شیلدهای خازنی	شیلدهای کنترل تنش	
ستون	تنشهای مغناطیسی	مدار مغناطیسی
یوغ (بالایی ، پائینی)		
تانک سیم پیچها		
کلمپینگ میله های نگهدارنده	سیم پیچها سرسیمها	ساختمان مکانیکی
چینی / روغن	فشار قوی (HV)	بوشینگها
چینی / روغن	فشار ضعیف (LV)	
داخل تانک اصلی / با محفظه مجزا نوع ساده / نوع دوبل موتوری	نوع سلکتور سیستم کنترل مکانیکی	OLTC
جوش شده / پیچ شده مغناطیسی / هادی LV/HV	فلانچها شیلدها	تانک

جدول 5-16) محل خطا در ترانسفورماتورها

4-5 عوامل زمینه‌ساز سوختن ترانسفورماتورهای توزیع

بدون شک وقتی یک دستگاه بدون توجه به رعایت دستورالعملها و عدم توجه به استانداردهای مربوطه مورد استفاده قرار گیرد کارایی و راندمان کافی را نداشته و از طول عمر آن کاسته خواهد شد.

عوامل زمینه‌ساز سوختن ترانسفورماتورهای توزیع عبارتند از:

- 1- جریانهای اتصال کوتاه
- 2- جریانهای اضافه بار
- 3- نشتی روغن
- 4- اضافه ولتاژها
- 5- عدم کارایی مناسب گروه بهره‌برداری از نظر سطح علمی و تجربی
- 6- عدم وجود دستورالعمل مناسب بهره‌برداری
- 7- راه‌اندازی ترانسفورماتور و جریان هجومی

4-5-1-4-5 زمینه‌های ایجاد و گسترش جریان اتصال کوتاه

- عدم استفاده از فیوز با آمپر مناسب
- استفاده از سیم به جای فیوز
- عدم عملکرد مناسب بعضی از فیوزها و رله‌ها
- عدم استفاده از سیستم زمین مناسب
- عدم توجه به وضعیت سیلیکاژل و تعویض بموقع آن

4-5-2-4-5 زمینه‌های ایجاد جریانهای اضافه بار

- محاسبه و انتخاب نامناسب ترانسفورماتور
- عدم اندازه‌گیری و کنترل بار ترانسفورماتور بطور برنامه‌ریزی شده

- بالا بودن مصرف

- مسأله بارگیری سرد (CLPU)

- طولانی بودن شعاع تغذیه و عدم تعادل بار شدید

- عدم استفاده از ضریب اصلاح برای قدرت ترانسفورماتور نسبت به ارتفاع نصب

3-4-5 زمینه‌های پیدایش نشت روغن

- خوردگی و زنگ‌زدگی ترانسفورماتور و رادیاتورها و ایجاد جریانهای سوزنی

- نفوذ رطوبت و سایر آلودگیها به داخل ترانسفورماتور از طریق منافذ

- نامناسب بودن سیستم آب‌بندی

4-4-5 زمینه‌های سوختن ترانسفورماتور بعلت اضافه ولتاژ

اصابت صاعقه باعث اتصال حلقه در دوره‌های اولیه شده و می‌تواند باعث سوختن ترانسفورماتور گردد. بدلیل

بالا بودن فرکانس ولتاژ صاعقه و چرخش سریع یونها روغن بشدت گرم شده و دچار شکست الکتریکی می‌شود. در

اینجا آنچه مربوط به گروه بهره‌برداری است به شرح زیر می‌باشد:

- اشتباه بستن ارت برقگیر

- قطع شدن ارت برقگیر

- انحراف جرقه‌گیرها

- نداشتن برقگیر

5-4-5 سوختن ترانسفورماتور بعلت جریان هجومی (راه‌اندازی)

در صورتی که ترانسفورماتور از مدار خارج شده باشد (به هر دلیلی) اگر قبل از راه‌اندازی دچار یک عیب

داخلی شده و به اصطلاح ترانسفورماتور تضعیف شده باشد در هنگام راه‌اندازی ترانسفورماتور بدلیل جریان هجومی

ترانسفورماتور آسیب دیده و حتی ممکن است بسوزد. از جمله مواردی که باعث سوختن ترانسفورماتورهای توزیع

می شود همین جریان راه اندازی می باشد.

5-5 پیشنهادات برای جلوگیری از سوختن ترانسفورماتورهای توزیع

- 1- مشخصاتی از قبیل ظرفیت ترانسفورماتور، نام سازنده، تاریخ بهره برداری اندازه فیوزهای سمت فشار قوی و فشار ضعیف، متعلقات اصلی، شرایط روغن و استقامت الکتریکی ثبت شود. تاریخ تعویض فیوزها بدقت ثبت شود. دلایل سوختن فیوزها و اقدامات لازم برای جلوگیری از سوختن مجدد آنها انجام گیرد.
- 2- سطح روغن باید حداقل دو بار در سال بازدید و چک شود
- 3- شرایط روغن باید بصورت دوره ای بازرسی شود و در صورت لزوم فقط با استفاده از روشهای تأیید شده نسبت به تعویض روغن اقدام شود.
- 4- برای اطمینان از اینکه ترانسفورماتور تحت شرایط اضافه باری قرار نگرفته است باید بررسیهای دوره ای در ساعات پیک روی بار ترانسفورماتور انجام شود.
- 5- در فصول خشک سال ، سیستم زمین ترانسفورماتور باید چک و بررسی شود و اطمینان حاصل شود که مقدار مقاومت زمین در حد قابل قبولی است. (کمتر از 10Ω)
- 6- به منظور اطمینان از عدم وجود هرگونه نشستی روغن و باز شدن اتصالات باید هر 6 ماه پست ترانسفورماتوری بازدید شود.
- 7- انشعابات جدید از هر پست از لحاظ آمپراژ و نیز طول شعاع تغذیه حتما بررسی شود.
- 8- عملکرد مناسب و درست همه لوازم و تجهیزات جنبی ترانسفورماتور مورد ارزیابی قرار گیرد.
- 9- ملحوظ نمودن ضریب تصحیح ظرفیت ترانسفورماتور برای ارتفاع نصب بالاتر از 1000 متر
- 10- تقسیم بار مشترکین روی هر سه فاز بطور مساوی جهت ایجاد تعادل بار بهتر
- 11- اگر ترانسفورماتور بهر دلیلی از مدار خارج شده باشد قبل از اینکه آنرا مجددا برقرار کرد باید آنرا تست کرد. تا هرگونه ضعف و نقص ترانسفورماتور تشخیص داده شود و بتواند در برابر جریان هجومی به هنگام راه اندازی مقاومت کند.

فصل ششم

تحلیل وضعیت و مانیتورینگ وضعیت

ترانسفورماتور

6-1 تحلیل وضعیت و مانیتورینگ وضعیت ترانسفورماتور

تست کردن دوره‌ای و پیوسته همراه با مقایسه نتایج تستها با نتایج تستهای قبلی جهت تشخیص هرگونه انحراف یا روند که می‌تواند منجر به بروز خطا شود مانیتورینگ گفته می‌شود. براساس آمار عیوب و خرابیها مانیتورینگ و تحلیل وضعیت می‌تواند احتمال (یا تعداد) وقوع یک عیب را کاهش دهد. برای مراقبت و نظارت ترانسفورماتور از چهار تکنیک تشخیص استفاده می‌شود:

الف: مانیتورینگ تحت بار (Onload) و بصورت On-Line

ب: مانیتورینگ بدون بار (Off-Load) و بصورت On-Line

ج: خارج کردن از مدار (Off-Line) همراه با اندازه‌گیریهای خارجی

د: خارج کردن از مدار (Off-Line) همراه با تست و بازدید داخلی

در طرح مانیتورینگ از سنسورها بطور وسیعی استفاده می‌گردد. سنسورهای مختلفی برای مانیتور کردن دما، اندازه‌گیری حرکت و جابجایی، لرزش، مقدار آب، میدان مغناطیسی و تخلیه جزئی استفاده می‌شود. مانیتورینگ وضعیت نمی‌تواند خطاهای ناگهانی مثلا در اثر اتصال کوتاه یا صاعقه را آشکارسازی و اعلان کند اما می‌تواند اطلاعات و آگاهی‌های مفیدی را درباره خطاهایی که به آرامی گسترش می‌یابند در اختیار ما قرار دهد. مانیتورینگ وضعیت این امکان را فراهم می‌کند که بتوان عمر باقیمانده ترانسفورماتور را تخمین زده و بدین ترتیب قابلیت اطمینان ترانسفورماتور را بهبود می‌بخشد. (نرخ خرابی را کاهش می‌دهد) با آگاهی از وضعیت ترانسفورماتور می‌توان برنامه‌های نگهداری مورد نیاز را اجرا و توسعه داد. تکنیکهایی که برای تحلیل وضعیت بکار می‌روند عبارتند از:

الف: بازدید فیزیکی - نشستی روغن، خوردگی و پوسیدگی، اجزای شکسته شده و...

ب: تستهای الکتریکی - تست مقاومت DC شل و لق بودن اتصالات و تست پاسخ فرکانسی جابجایی

و حرکت سیم‌پیچها، تخلیه جزئی و... را نشان می‌دهند.

ج: تحلیل روندها و تغییرات - نیاز به نتایج تستهای قبلی دارد.

2-6 تحلیل وضعیت ترانسفورماتور

روشهای زیادی برای تحلیل وضعیت ترانسفورماتور وجود دارد که می توان آنها را در دو گروه

تقسیم بندی کرد: 1- تحلیل وضعیت روغن 2- تحلیل وضعیت عایق جامد

1-2-6 تحلیل وضعیت عایق روغن

فساد تدریجی روغن بیشتر به سبب تجزیه آن ، آلودگی و اکسیداسیون می باشد. برای تحلیل

وضعیت روغن ترانسفورماتور چندین قسمت به همراه مقادیر مجاز آنها در جدول (1-6) آورده شده است. یک

تست اولیه برای تحلیل وضعیت روغن، تست نمونه روغن است. پارامترهای زیر می تواند نشان دهد که آیا

ترانسفورماتور به بازدیدهای بعدی نیاز دارد یا نه :

الف: پائین بودن مقدار فورفورال نشان می دهد که آسیبی در اثر اضافه حرارت (داغ شدن بیش از

حد) وجود ندارد.

ب: نبود استیلن نشان می دهد که شکست الکتریکی وجود ندارد.

ج: پائین بودن مقدار اسیدیتته و مقدار آب و یا بالا بودن قدرت دی الکتریک نشان می دهد که روغن

ترانسفورماتور در وضعیت خوبی قرار دارد.

2-2-6 تحلیل وضعیت عایق جامد

عایق کاغذی سیم پیچها و سرسیمها و پرسبورد بعنوان عایق کاغذی شناخته می شود عایق جامد

باید دارای قدرت الکتریکی و مکانیکی بالایی باشد. ترانسفورماتورهای نو این خاصیت مهم را معمولا دارند

ولی در ترانسفورماتورهای کارکرده و پیر ممکن است بدلیل فساد تدریجی نظیر تجزیه، گسترش حفره‌ها و شکافها، این خاصیت را از دست بدهند. تستهای مهمی که برای ارزیابی و تحلیل وضعیت عایق جامد بکار می‌روند در جدول (2-6) آورده شده است. تستهای ولتاژ القایی تستهایی هستند که در آنها ترانسفورماتور تحت ولتاژ قرار می‌گیرد. تستهای مقاومت DC بصورت Off-Line (خارج از مدار) انجام می‌گیرند. نتایج این تستها تحت تأثیر عوامل محیطی نظیر درجه حرارت، رطوبت و نیز مسیرهای نشتی خارجی نظیر مقره‌ها و پوشینگهای آلوده قرار می‌گیرند.

DP یا درجه پلیمریزاسیون بیانگر تعداد زنجیره‌های پلیمری سلولز می‌باشد. مقدار فورفورال نسبت به سایر هیدروکربنها در روغن بیشتر است. لذا برای تست نمونه روغن جهت تعیین DP کاغذ از میزان غلظت فورفورال در روغن استفاده می‌شود. تست فورفورال نسبت به DP معمولتر و آسانتر است. چون نمونه برداری روغن در حال بهره‌برداری امکان‌پذیر است. منحنی همبستگی بین فورفورال در روغن و DP کاغذ توسط آقای Burton در سال 1985 کشف و در سال 1991 توسط آقای Corvo اصلاح شد. این رابطه بصورت زیر بیان می‌شود:

$$DP = -187.5 \log (FUR) + 487.5(1-6)$$

که FUR بیانگر مقدار 2-Furfural dehyde بر حسب PPM می‌باشد.

جدول 6-1) تستهای تحلیل وضعیت روغن ترانسفورماتور

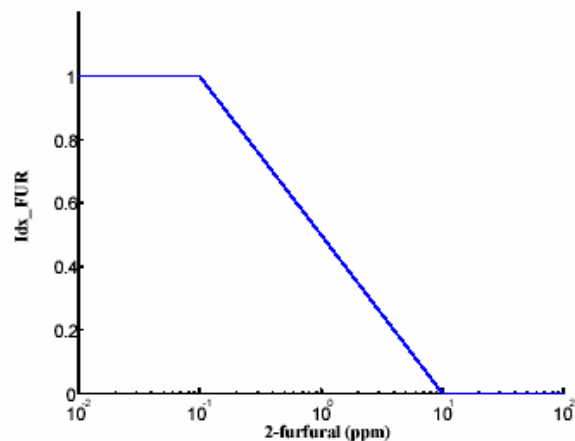
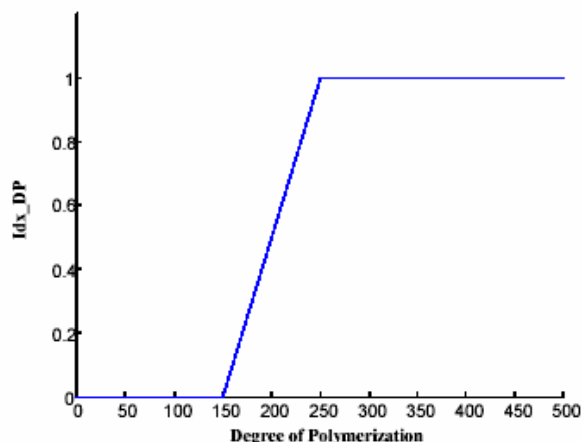
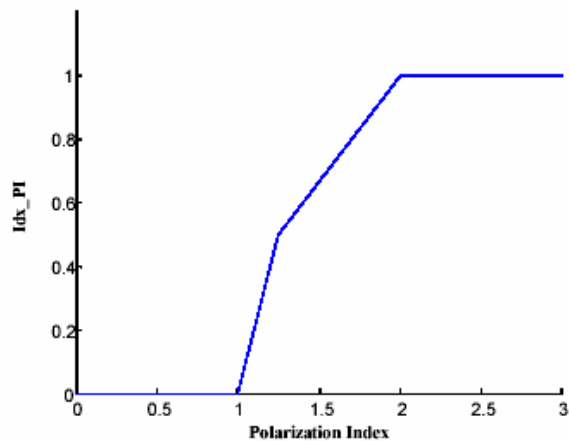
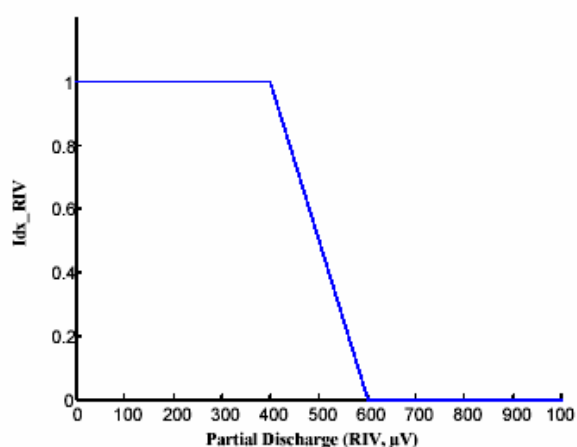
نوع تست	روش تست	واحد	مقادیر مجاز			مرجع
			£ 69 KV	69-288 KV	> 345KV	
ولتاژ شکست دی الکتریک (حداقل)	ASTMD1816	KV با 0,4 gap ²	23	26	26	[26]
		KV با 0,8 gap ²	34	45	45	[26]
	ASTMD 877	kv	26	26	26	[26]
کشش سطحی (IFT) (حداقل)	ASTMD 971	mN/m	24	26	30	[26]
عدد اسیدی (KOH) (حداکثر)	ASTMD 974	mg KOH/g	0/2	0/2	0/1	[26]
مقدار آب (H ₂ O) (حداکثر)	ASTMD 1553	ppm	35	25	20	[26]
ضریب قدرت (PF) (حداکثر)	ASTMD 924	% (درصد) در دمای 20°C	0/15	0/1	0/05	[26]
	PFVO/SFL ¹	% (درصد) در دمای 100°C	1/5	1/0	0/3	[16]
پایداری اکسیداسیون (SFL) (حداقل)	ASTMD 2440 PFVO/SFL	Hours	80			[26]
شارژینگ الکترواستاتیک (ECT) (حداقل)	-	µc/m ³	-500			[17] و [20]

¹ PFVO ضریب قدرت اکسیداسیون و SFL عمر بدون لجن هستند که از تستهای شرکت Doble می باشد.

جدول 6-2) تستهای تحلیل وضعیت عایق جامد

مرجع	مقادیر مجاز	واحد	روش تست	نوع تست
[27]	100	pc	تخلیه جزیی (PD)	ولتاژ القایی (حداکثر)
[28] و [29]	200 و 500	mv	ولتاژ تداخل رادیویی (RIV)	
[29]	10000	S/1	تشعشعات صوتی (AE)	
[29]	V winding/KVA 1/5	MW	مگا اهم متر	مقاومت عایقی (IR) (حداقل)
[29]	1/0	-	شاخص پلاریزاسیون (PI)	
[37]	@ 0,5 °C20	% (درصد)	روش آورده شده در C57.12.90	ضریب قدرت (PF) (حداکثر)
[21] و [18]	5 و 10	ppm	کروماتوگرافی مایع (HPLC)	فورفورال 2- (FUR) (حداکثر)
[22] [18] [19] [21] [24] [23]	150 200 150-200	-	ASTM D 1795 ASTMD 4243	درجه پلیمریزاسیون (DP) (حداقل)

برای تحلیل نتایج تستها و داشتن یک فهم کلی در رابطه با وضعیت ترانسفورماتور می توان از منحنیهای زیر که حدود مجاز تستها را نشان می دهند استفاده کرد. در این منحنیها عدد یک بیانگر این است که ترانسفورماتور در وضعیت عالی قرار داشته و عدد صفر بدین معنی است که ترانسفورماتور(عایق آن) در وضعیت بسیار بدی است. واضح است که می توان با بدست آوردن نتیجه تست مربوطه و پیدا کردن اندیس مربوط به آن در این منحنیها به وضعیت کلی ترانسفورماتور پی برد.



شکل 2-6) منحنیهای مربوط به ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور با استفاده از تستهای کاغذ

3-2-6 طرحهای تخمین فواصل نمونه‌گیری روغن

در حالت نرمال روغن ترانسفورماتور بصورت سالیانه تست می‌شود. اما بسته به تغییرات مقادیر گاز موجود در روغن این دوره به فواصل 6 ماهه، 3 ماهه، ماهیانه، هفتگی و روزانه کاهش می‌یابد. طرحهای نمونه‌گیری مختلفی برای تخمین این فواصل بکار گرفته می‌شود که اغلب آنها از روی استاندارد IEEE C57.104 اقتباس شده است. این طرحها عبارتند از :

الف: طرح تخمین براساس مقدار کل گازهای حل شده قابل اشتعال (PPm) و نرخ تولید آن (PPm/day). این دو در یک محور مختصات رسم شده و عدد سوم در این منحنی همان فواصل نمونه‌گیری می‌باشد.

ب: طرح تخمین براساس کل گاز هیدروژن حل شده و C_2H_2 بر حسب PPm.

ج: طرح تخمین براساس درصد کل گاز قابل اشتعال و آهنگ یا نرخ تغییر آن (روز/درصد).

د: طرح تخمین براساس نرخ تولید گاز هیدروژن

ه: طرح تخمین براساس میزان یا غلظت گاز در روغن

در جداول (3-6 و 4-6) طرح تخمین براساس میزان گاز هیدروژن و نیز میزان گاز در روغن آورده شده است.

جدول 6-3) تخمین فواصل نمونه‌گیری روغن براساس مقادیر گاز در روغن (ppm)

T _s	TDC G	CO		C ₂ H ₆		C ₂ H ₄		C ₂ H ₂		CH ₄		H ₂		عملگر
		یا	<	یا	<	یا	<	یا	<	یا	<	یا	<	
روزانه	4630<	یا	1400<	یا	150<	یا	200<	یا	60<	یا	1000<	یا	< 1800	اگر
هفتگی	1920<	یا	570<	یا	100<	یا	100<	یا	35<	یا	400<	یا	700<	در غیر اینصورت اگر
ماهانه	720<	یا	350<	یا	65<	یا	50<	یا	5<	یا	120<	یا	100<	در غیر اینصورت اگر
سه ماهه	366<	یا	200<	یا	30<	یا	25<	یا	1<	یا	60<	یا	50<	در غیر اینصورت اگر
شش ماهه	180<	یا	100<	یا	15<	یا	10<	یا	1<	یا	30<	یا	25<	در غیر اینصورت اگر
سالانه	در غیر اینصورت													

جدول 6-4) تخمین فواصل نمونه‌گیری روغن براساس مقدار گاز H₂

H ₂ (ppm/day)	10<	10-5	5-1	1-0,5	0,5-0,1	0,1>
زمان نمونه‌گیری	روزانه	هفتگی	ماهانه	سه ماهه	شش ماهه	سالانه

جدول 5-6) حدود مجاز گازهای موجود در روغن براساس منابع مختلف

TDHG 2	TDCG 1	CO ₂	CO	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CH ₄	H ₂	منبع
236	536	2500	200	65	50	1	120	100	مقادیر واقعی که مورد استفاده قرار می‌گیرند
-	720	2500	350	65	50	35	120	100	IEEE C57.104
-	610		250	60	100	5	100	100	Doble (شرکت دابل)
-	-	2000	200	200	100	25	100	200	جنرال الکتریک [Lyke 77]
-	1296	-	580	115	190	11	160	240	³ IEEE Generator
-	700	-	350	65	30	35	120	100	IEEE Transmission
-	1076	-	500	100	150	15	100	200	سازندگان
-	(1985)	-	(1000)	(200)	(300)	(35)	(200)	(250)	
-	520	3771	289	85/6	74/6	-	42/2	28/6	⁴ (Electra (CIGRE
-	-	-	1000	15	60	15	50	200	Do rnenburg [Dorn 70]

1- مقدار کل گاز قابل اشتعال (محلول در روغن)

2- مقدار کل گاز هیدروکربن (محلول در روغن)

3- قبل از انتشار C 57.104

4- مقادیر اصلاح شده در سال 1978

مقادیر داخل پرانتز برای ترانسفورماتورهای با عمر 6-7 سال می‌باشد.

3-6 روشهای تشخیص خطای ترانسفورماتور

1-3-6 تستهای تحلیل وضعیت عایق

این بخش اساساً شامل تستهای روتین off-line بوده که شامل اندازه‌گیری مقاومت عایقی (IR)، تلفات دی‌الکتریک (DLF)، پولاریزاسیون سطحی (IP) نسبت تبدیل (TR)، مقاومت سیم‌پیچ (WR)، مقاومت زمین هسته (CGR) و تست جریان تحریک می‌باشد. همچنین از تستهای DP، استقامت کششی، تحلیل فوران (HLPC)، طیف پولاریزاسیون سطحی IPS، هم استفاده می‌شود. تستهای خیلی رایجی که برای تحلیل وضعیت عایق بصورت on-line بکار می‌روند کاربرد بیشتری دارند.

2-3-6 مانیتورینگ تخلیه جزئی بصورت ON-LINE

مانیتورینگ تخلیه جزئی به دو روش الکتریکی و صدا (اکوستیکی) می‌باشد. این دو روش هر کدام بسته به سنسورهایی که استفاده می‌کنند به دو بخش تقسیم می‌شوند: خارجی و داخلی. در نوع خارجی سنسورهایی نظیر خازنهای کوپلاژ، ترانسفورماتورهای جریان فرکانس بالا و شتاب دهنده‌های نوع پیزوالکتریک در بیرون ترانسفورماتور نصب می‌شوند. در نوع داخلی سنسورهای PD در داخل ترانسفورماتور نصب می‌شوند که گران و نسبتاً خطرناک است. از سنسورهای فیبر نوری بدلیل ایمنی آنها بیشتر استفاده می‌شود. در مانیتورینگ الکتریکی یک جریان پالسی یا ضربه تخلیه جزئی مستقیماً از طریق مدار کوپلاژ خازنی یا یک ترانسفورماتور جریان فرکانس بالا (HFCT) اندازه‌گیری می‌شود.

مانیتورینگ صدا بصورت مکان‌یابی محل تخلیه جزئی می‌باشد. تصمیم‌گیری راجع به نتایج بدست آمده در این روش مشکل است. سرعت صوت تحت تأثیر فاکتورهای زیادی نظیر درجه حرارت روغن، میزان آب و گاز روغن و فرکانس سیگنالهای صوتی قرار می‌گیرد که این از مشکلات بزرگ روش مانیتورینگ صدا می‌باشد.

6-3-3 تحلیل گاز در روغن

یک روش بسیار موفقیت آمیز برای تشخیص خطای ترانسفورماتور بصورت On-Line تحلیل DGA یا گاز در روغن می باشد. منظور از On-Line این است که نیازی به بی برق کردن ترانسفورماتور نیست. این نوع تحلیل شامل DGA معمولی بوده (روش راگرز، دورنبرگ و...) که براساس نمونه گیری روتین روغن و تکنولوژیهای مدرن مربوط به مانیتور گاز می باشد. استانداردهای IEC 599 و IEC 599r و IEEC57.104 در این رابطه هستند. یکی از مزایای مانیتورینگ DGA بصورت On-Line اندازه گیری پیوسته یک یا چند گاز بوده و هرگونه روند یا انحراف در مقادیر گازها که نشانگر یک خطا باشد به آسانی آشکار می شود. مشکلات این روش مربوط به انتخاب گری و دوام پرده غشای مولکول گاز، کالیبراسیون در میدان، رنج اندازه گیری و حل شدن مجدد است. انتخاب گری یعنی اینکه غشا یک سری گاز را عبور داده و بقیه را از خود عبور نمی دهد. غشاهای بادوام پائین بخصوص تحت شرایط محل که درجه حرارت زیاد تغییر می کند (مثلا بین تابستان یا شب و روز) زودتر خراب می شوند. بدلیل وجود این مشکلات برای تشخیص دقیق خطا از روش DGA معمولی استفاده می شود.

6-3-4 ترکیب روش مانیتورینگ صدا و روش DGA

کاربرد این روش در تشخیص خطای ترانسفورماتور موفقیت آمیز بوده است. در این روش ابتدا خطای تخلیه جزئی با استفاده از تحلیل DGA تعیین و شناسایی می شود و سپس با استفاده از روش صدا محل تخلیه جزئی تعیین می گردد.

6-4 کاربرد روشهای هوش مصنوعی در تشخیص خطای ترانسفورماتور

روشهای متداول و معمول DGA که برای تحلیل وضعیت بکار برده می شوند از قبیل روش نسبت راگرز، روش گازهای کلیدی و روش دورنبرگ و... به مقدار زیادی به تجربیات کارشناسان بستگی داشته و

در برخی موارد قابل اطمینان نیستند و جواب قانع کننده و قابل قبولی ارائه نمی دهند. تصمیم گیری راجع به نتایجی که روی مرز رنج نسبت گازها باشد مشکل است. در این بین روشهای هوش مصنوعی می تواند بعنوان یک راه حل مناسب که در بسیاری موارد نتایج مناسب و خوبی را ارائه داده است مورد استفاده قرار بگیرد

5-6 معرفی روشهای هوش مصنوعی :

برای تحلیل وضعیت روغن براساس تکنیکهای هوش مصنوعی از تستهایی نظیر H_2O , KOH , IFT , PF استفاده می شود چون هم انجام آنها نسبتاً ساده است و هم نتایج این تستها تقریباً بهم وابسته است. برای تحلیل وضعیت عایق جامد براساس تکنیکهای هوش مصنوعی از تستهایی نظیر FUR , PI , DP , RIV استفاده می شود.

مهمترین تکنیکهای هوش مصنوعی که در تحلیل وضعیت ترانسفورماتور مورد استفاده قرار می گیرند عبارتند از روش منطق فازی، شبکه های عصبی، مدل دستورات و مدل هیبرید.

در روش منطق فازی، یک مجموعه فازی براساس سیستم تشخیص خطا ساخته می شود. می توان برای هر یک از تستهای تحلیل وضعیت، یک تابع عضویت براساس حدود مجاز آن تعریف کرد. [6] ورودی این تابع عضویت، نتایج تستها می باشد و خروجی آن اندیسی است که بیانگر وضعیت روغن یا عایق جامد می باشد. این اندیس عددی بین صفر و یک است که یک به معنی این است که روغن یا عایق جامد در وضعیت مطلوب است و صفر به این معنی است که ترانسفورماتور (عایق آن) در وضعیت نامطلوب و بدی قرار دارد. بعد از تعیین اندیس برای هر تست، پایین ترین اندیس، وضعیت ترانسفورماتور را مشخص می کند.

کاربرد شبکه عصبی در تشخیص خطای ترانسفورماتور شامل دو مرحله است. مرحله اول پروسه

یادگیری است که در طول آن نمونه ها یا داده های ورودی (تعدادمتهای جفت ورودی - خروجی) به شبکه داده می شود. شاخصهای یادگیری شبکه بصورت تکراری تنظیم می شوند تا شبکه بتواند رابطه ورودی -

خروجی را یاد بگیرد. مرحله دوم پروسه تست کردن است که بردار ورودی X به شبکه داده شده و شاخصهای یادگیری شبکه برای حصول خروجی ممکن فراخوانی می شوند. طبق مطالعات انجام شده بهترین انتخاب برای تشخیص خطای ترانسفورماتور مدل پرسپترون 3 لایه با یک خروجی است. بدین معنی که شبکه را برای یک نوع خطا آموزش دهیم. این خروجی می تواند بصورت «نرمال» یا «داغ شدن» یا «دشارژ» باشد. بهترین بردار ورودی مقدار پنج گاز H_2 ، C_2H_2 ، CH_4 ، C_2H_4 ، C_2H_6 می باشد.

در روش تشخیص براساس دستورات می توان براساس استانداردهای IEC 599 آورده شده، یک فلوجارت برای تشخیص خطای ترانسفورماتور تدوین کرد.

روش هیبرید ترکیب روش تشخیص خطا براساس دستورات و روش شبکه عصبی می باشد. عملکرد این مدل از هر یک از مدل‌های مذکور بهتر است. در این روش پس از تشخیص خطا توسط ترکیب دو روش عملیات نگهداری لازم و نیز فاصله نمونه‌گیری روغن پیشنهاد می شود.

6-6 مقایسه روشهای هوش مصنوعی

شبکه عصبی می تواند تجارب جدیدی را مستقیماً از داده‌های یادگیری که به آن داده می شود کسب کند. اگر مجموعه داده‌های یادگیری به اندازه کافی بزرگ باشد این مدل بهتر از مدل دستورات خواهد بود. اشکال منطقی فازی عدم یادگیری آن از داده‌های جدید است. در کل مدل‌های ترکیبی یا هیبرید نسبت به هر کدام از این روشها به تنهایی عملکرد بهتری دارد و توجهات در حال و آینده روی مدل‌های ترکیبی است. در زیر برای نشان دادن برتری این روش یک مقایسه بین دو روش نسبت راگرز و روش هیبرید آورده شده است. در این بررسی از 100 داده واقعی شرکت Doble استفاده شده است.

جدول 6-6) مقایسه روش راگز و روش هیبرید

نوع خطا		داغ شدن	داغ شدن روغن	تخلیه جزئی	دشارژ قوی	فساد سلولز
تعداد خطا		9	9	0	7	3
تعداد خطاهای آشکار سازی شده	راگز	3	-	0	1	-
	هیبرید	9	9	0	6	3



فصل هفتم

بازدیدهای دوره‌ای و پیشگیرانه

7- بازدیدهای دوره‌ای و پیشگیرانه

در تقسیم‌بندی ترانسفورماتورها، ترانسفورماتورهای 500 KVA به بالا بعنوان ترانسفورماتور قدرت شناخته میشوند و این دستور العمل بطور جامع و کامل این ترانسفورماتورها را پوشش می‌دهد. در بعضی موارد که ظرفیت ترانسفورماتور کمتر از این رنج باشد می‌توان با نظر کارشناسان بهره‌بردار، در انتخاب و فاصله زمانی انجام تستهای ذکر شده، تغییر داده شود ولی بقیه مواردی که از این دستور العمل انتخاب می‌شود باید مطابق با روال ذکر شده و نیز دستورالعمل سازنده ترانسفورماتور باشد.

بازدید، سرویس و نگهداری دوره‌ای یا پیشگیرانه عبارتند از:

الف: بازدیدهای روزانه و معمول

ب: بازدیدهای ماهانه

ج: بازدیدهای کوتاه مدت 3 تا 6 ماهه

د: بازدیدهای میان مدت 1 تا 2 ساله

ه: بازدیدهای بلند مدت 3-5 ساله

بازدیدهای روزانه، هفتگی و ماهانه خاص ترانسفورماتورهای قدرت هستند و برای ترانسفورماتورهای توزیع در نظر گرفته نمی‌شوند. البته توصیه می‌شود که به هنگام بهره‌برداری از یک ترانسفورماتور نو (در توزیع)، یک هفته اول کارکرد آنرا بدقت زیر نظر داشته باشید.

تستها و بازدیدهای کوتاه مدت معمولاً در فاصله زمانی 6 ماهه، میان مدت در فاصله زمانی 12 ماهه (سالانه) و بلند مدت در فواصل زمانی 3 تا 5 سال انجام می‌گیرد. البته بسته به وضعیت ترانسفورماتور و اغلب نقطه داغ سیم‌پیچی، فواصل زمانی انجام این تستها و بازدیدها با نظر کارشناسان مربوطه تغییر می‌کند. (معمولاً مطلوب این است که فواصل تا حد امکان و به صرفه بودن بهم نزدیک شوند). در بعضی موارد که ترانسفورماتور ظرفیت بالایی داشته باشد و در مدار بودن آن خیلی اهمیت داشته باشد پیشنهاد می‌شود که برحسب رنج دمایی نقطه داغ آن، فواصل انجام تستها بصورت زیر

جدول (2-1) برنامه پیشنهادی انجام تستهای ترانسفورماتور

نوع تست	رنج دمایی روغن بالای ترانسفورماتور			
	70-60	80-70	90-80	100-90
تستهای روغن (جداول 2-3 تا 7-3)	سالانه	6 ماهه	3 ماهه	ماهانه
تحلیل DGA ¹ (گاز کروماتوگرافی)	سالانه	3 ماهه	ماهانه	هفتگی
میزان رطوبت ppm (کارل فیشر)	سالانه	6 ماهه	3 ماهه	ماهانه

جدول 1-3) برنامه و جدول زمانی آزمایشات و بازدیدهای دوره‌ای ترانسفورماتورهای روغنی

ملاحظات	فواصل زمانی تست /بازدید			شرح قطعه یا سیستم جهت تست و بازدید	ردیف
	3 تا 5 سال	سالانه	6 ماهه		
مراجعه به جدول 1-2 جهت فاصله زمانی و جدول 2-3 تا 3-7 جهت نوع تستهای روغن				روغن ترانسفورماتور انجام تستهای روغن	1 1-1
در فصول بارانی بصورت ماهانه انجام شود	*		*	تجهیزات تنفسی چک کردن مقدار ماده و رنگ رطوبت گیر (سیلیکاژل) چک کردن سطح روغن و تمیزی آن بازدید از شیرهای رابط مخصوصا شیرهای در وضعیت باز	2 1-2 2-2 3-2
	*			رله بوخهلتز بازدید و تست گاز درون رله بوخهلتز توسط مایع معرف رنگ تمیز کردن شیشه نشاندهنده سطح روغن تست مدار حفاظتی و کابل‌های اتصال و کنتاکتها و شناورهای آلارم و تریپ تست سیموله با دستگاه TEST SET	3 1-3 2-3 3-3 4-3
با میگر		*		مقاومت اهمی و عایقی سیم پیچها اندازه گیری مقاومت عایقی اندازه گیری $\tan\delta$ اندازه گیری مقاومت اهمی و نسبت تبدیل	4 1-4 2-4 3-4

اطمینان از عدم نشتی یا زنگ زدگی صفحه و حتی چسبیدن صفحه	*	*	شیر فشار شکن	5
			بازدید از سیستم شیر فشار شکن از نظر سالم بودن شیشه ، عدم پارگی دیافراگم لاستیکی ، مدار فرمان تریپ و ...	1-5
	*	*	بازدید از سیستم فشار شکن از نظر عدم نشتی روغن مدار فرمان تریپ و کنتاکتها	2-5
			کنزرواتور	6
سرریز روغن پس از فیلتراسیون روغن نو بعمل می آید	*	*	بازدید از کنزرواتور و گیج روغن	1-6
			بازدید از تانک نوع بدون کنزرواتور از نظر فشار نیتروژن،	2-6
			عدم نشتی نیتروژن از گیج فشار نیتروژن	3-6
			درجه خلوص نیتروژن	4-6
			بازدید از شیرهای لوله های رابط که معمولا باز هستند	5-6
			بازدید از شیرهای معمولا بسته تنظیم سطح روغن، سرریز روغن با روغن مشابه	
	*	*	تپ چنجر (از نوع غیر قابل قطع زیر بار)	7
			تعویض کلیه تیپها به منظور تمیزکاری	1-7
			کنتاکتهای سلکتور سویچ	2-7
			بازدید از اینترلاک	
	*	*	سیستم خنک کنندگی	8
			بازدید از عدم نشتی لوله ها و شیرها و عدم خوردگی یا پوسیدگی لوله ها	1-8
			بازدید از گیج فلوی روغن	2-8
			بازدید از موقعیت کلیه شیرها	3-8
			هواگیری	4-8

				بدنه تانک اصلی	9
			*	بازدید از وضع رنگ و پوشش و عدم خوردگی	1-9
			*	فلز	
				چک کردن نشتی روغن از نقاط جوش یا فلانچ	2-9
		*		دار، شیرها و واشرها	
				بازدید از اتصالات و سیستم زمین از لحاظ شل	3-9
		*		شدن، شکستن و یا خورده شدن اتصالات	
		*		تست مقاومت زمین جهت اصلاح سیستم زمین	
				(کمتر از 10 اهم)	4-9
		*		چک کردن اتصال زمین برقیگیر	5-9
	*			چک کردن اتصال زمین هسته	6-9
				لوازم و دستگاههای اندازه گیری	10
		*		چک و کالیبره کردن ترمومتر روغن و و	1-10
		*		ترمومتر سیم پیچ	2-10
		*		بازدید از نشاندهنده های سطح روغن و جریان	3-10
				روغن	
				بازدید از دماسنج مقاومتی روغن	
می تواند در فصول خشک انجام شود					
در صورت وجود					

جدول (۳-۱) برنامه و جدول زمانی آزمایشات و بازدیدهای دوره ای ترانسفورماتورهای روغنی (ادامه)

ملاحظات	فواصل زمانی تست/بازدید			شرح قطعه یا سیستم جهت تست و بازدید	ردیف
	3 تا 5 سال	سالانه	6 ماهه		
<p>ترجیحا توسط دوربین</p> <p>بستگی به شرایط آلودگی منطقه دارد</p> <p>طبق مشخصات ساخت و طراحی</p> <p>می توان در فواصل یک تا دو ساله انجام داد</p>		*	*	<p>بوشینگ</p> <p>بازدید از سطح مقره از لحاظ ترک خوردگی، شکستگی ، تمیزی ، لب پدیدگی ، میزان آلودگی و ...</p> <p>تمیز کردن سطح چینی از خاک یا روغن (توسط وزش پودر)</p> <p>چک کردن هر گونه نشستی در بالا یا پایین مقره</p> <p>تنظیم کردن شاخکهای فلزی دو سر مقره</p> <p>تست ضریب قدرت روی بوشینگ روغنی</p>	<p>11</p> <p>1-11</p> <p>2-11</p> <p>3-11</p> <p>4-11</p> <p>5-11</p>
		*		<p>سیستم فشارشکن Pressure relief</p> <p>بازدید از دیافراگم لاستیکی و یا صفحه (Bladder)</p> <p>دستگاه فشار شکن از لحاظ ترک خوردگی و یا سوراخ بودن و نیز عملکرد درست دستگاه (Vent)</p> <p>بازدید از نظر نست روغن و سیستم آلامر دستگاه فشارشکن (Valve)</p> <p>بازدید از رله فشار ناگهانی (Sudden Pressure)</p>	<p>12</p> <p>1-12</p> <p>2-12</p> <p>3-12</p>
		*		<p>چرخها</p> <p>گریسکاری (در صورت لزوم)</p> <p>محکم کردن لقی یا اتصالات شل و بازدید از عامل نگهدارنده چرخ</p> <p>بازدید از وضعیت ریل</p>	<p>13</p> <p>1-13</p> <p>2-13</p> <p>3-13</p>
		*			
		*			

در ترانسفورماتورهای نوع خشک، سیم پیچی‌ها با عایق لاک‌ی یا رزینی پوشیده شده و بدون تانک می‌باشند و از هیچگونه عامل خنک‌کننده مانند روغن یا گاز در آن استفاده نشده است و سیم‌پیچی‌ها و هسته در معرض مستقیم هوا یا محیط قرار دارند. برنامه نگهداری و بازدید این نوع ترانسفورماتورها با نوع روغنی متفاوت بوده که این بازدیدها و عملیات در جدول زیر آورده شده است:

جدول 1-4) برنامه و جدول زمانی آزمایشات و بازدیدهای دوره‌ای ترانسفورماتورهای خشک

ملاحظات	فواصل زمانی تست/بازدید			شرح قطعه یا سیستم جهت تست و بازدید	ردیف
	3 تا 5 سال	سالانه	6 ماهه		
				بوشینگ بازدید از سطح مقره از نظر آلودگی یا وجود روغن بازدید از سطح مقره از نظر شکستگی یا ترک خوردگی چک کردن اتصالات فلزی سربوشینگ از نظر محکم بودن و عدم تغییر رنگ	1 1-1 1-2 1-3
		×		چرخها در صورت لزوم گریسکاری می‌شود محکم کردن لقی یا اتصالات شل و بازدید از عامل نگهدارنده چرخ یا بازدید از ترک یا نشن احتمالی فونداسیون زیر ریل چرخها یا پایه ترانسفورماتور	2 2-1 2-2
		×		تپ چنجر (معمولا برای ترانسفورماتورهای خشک از تپ چنجر غیرقابل قطع زیر بار (DETC) استفاده می‌شود). - تعویض کلیه تپ‌ها به منظور تمیزکاری کنتاکتها	3 3-1

ملاحظات	فواصل زمانی تست/بازدید			شرح قطعه یا سیستم جهت تست و بازدید	ردیف
	3 تا 5 سال	سالانه	6 ماهه		
				لوازم و دستگاههای اندازه گیری	4
		×		بازدید و تست دماسنج مقاومتی	4-1
		×		بازدید و تست ترموستات سیستم تهویه	4-2
				آزمایشات الکتریکی	5
	×			آزمایشات مقاومت اهمی سیم پیچها	5-1
	×			آزمایشات نسبت تبدیل	5-2
	×			بازدید از سیستم زمین	5-3
				سیستم تهویه و اطاقک	6
		×		بازدید از فنهای سیستم تهویه	6-1
			×	تمیز کردن بدنه سیم پیچ و تجهیزات از گردوغبار	6-2
				محکم بودن بستها و اتصالات اطاقک یا	6-3
				محفظه تهویه و دربها و سقف، آب بندی	
				بودن درزها از ورود گردوغبار و لوله های	
				صداگیر	
- ترجیحاً توسط جاروی مکنده قوی					
- با توجه به بالا بودن سطح صدای					
ترانسفورماتورهای خشک و آسیب پذیر بودن					
در اثر گردوغبار و هوای محیط					

«ارائه یک برنامه نگهداری و بازدید پیشگیرانه برای ترانسفورماتورهای توزیع کم ظرفیت»

ردیف	جزء مورد تست یا بازدید	فاصله زمانی انجام تست/بازدید
۱	جریان یا بار ترانسفورماتور	۶ ماهه (ساعات پیک)
۲	ولتاژ	۶ ماهه (ساعات پیک و غیرپیک)
۳	دمای روغن	۶ ماهه (ساعات پیک و غیرپیک)
۴	سطح روغن در ترانسفورماتور	سالانه
۵	وضعیت سیلیکاژل	۱-شش ماهه ، ۲- سه ماه یکبار در فصول بارانی
۶	فیوزها و سیستم حفاظت	۶ ماهه
۷	بوشینگها ، تانک اصلی و واشرهای سیستم آببندی	سالانه
۸	کلید تپ چنجر	سالانه
۹	سفت بودن اتصالات	شش ماهه
۱۰	برقگیرها	شش ماهه
۱۱	مقاومت زمین	شش ماهه (فصول خشک)
۱۲	مقاومت عایقی	سالانه
۱۳	استقامت عایقی روغن	سالانه و قبل از راه اندازی
14	آچار کشی مهره‌های ایزولاتورها و اطمینان از محکم بودن آنها	سالانه
15	تست نمونه‌ای روغن	سالانه (از جداول 3-1 تا 3-5 انتخاب شود)
16	تهیه برگ لازم آزمایشات روغن، مقاومت زمین، پیک بار...	بهنگام انجام آزمایش مربوطه
17	انجام سری کامل تستهای ترانسفورماتور ²	هر 8-10 سال

2 - ترانسفورماتور باید بعد از هر 10 سال تجدید نظر کلی شود. تست استقامت عایق بین حلقه‌ها باید با 75% مقادیر استاندارد مطابقت کند. در صورت مثبت بودن نتیجه نیازی به بیرون آوردن قسمت اکتیوپارت نیست ولی بایستی تمامی قسمت‌های بیرونی، آزمایش و تست شوند. پیچ و مهره‌ها سفت گردند و درستی عملکرد همه لوازم و تجهیزات ترانسفورماتور مورد ارزیابی قرار گیرد. در صورت منفی بودن باید اکتیو پارت بیرون آورده شده و تعمیرات و اقدامات لازم انجام گیرد.

توضیح شماره 1: بازدید از شیرهای معمولاً باز شامل:

- شیرهای رادیاتور

- شیرهای کنزرواتور از تانک اصلی و تپ چنجر

- شیرهای رله بوخهلتز و مسیر اصلی ورودی و خروجی به آن

- شیرهای سیستم تنفسی

شیرهای معمولاً بسته شامل:

- شیر تخلیه روغن زیر بدنه تانک اصلی

- شیر تخلیه زیر کنزرواتور

- شیر تزریق روغن به تانک اصلی

- شیر نمونه‌گیر روغن از تانک اصلی

- شیر نمونه‌گیر روغن از محفظه تپ چنجر

- شیر نمونه‌گیری گاز از رله بوخهلتز

توضیح 2: عملیات هواگیری از شیر مخصوص هواگیری شامل:

- رادیاتورها

- لوله‌های اصلی

- کنسرواتور اصلی و تپ چنجر

- شیر اطمینان

- رله بوخهلتز

توضیح 3: بازدید و تست برقگیرها شامل:

- بازدید از ترک خوردگی یا شکستگی مقره

- اندازه‌گیری جریان نشتی

توضیح 4: بررسی وضعیت سیلیکاژل در بعضی مراجع بصورت 3-6 ماه و در بعضی

فصل هشتم

شرح بازدیدهای اجزای ترانسفورماتور

8- شرح بازدیدهای اجزای ترانسفورماتور

برنامه نگهداری ترانسفورماتور بر پایه بازدیدهای عمومی و روتین استوار است. این بازدیدها جدا از عملیات روزانه و یا هفتگی که برای جمع‌آوری اطلاعات و چک کردن سطح روغن انجام می‌شوند، می‌باشند. برخی از عملیتهای بازدید و نظارت را می‌توان از طریق سیستمهای SCADA و از راه دور انجام داد، اما به هیچ وجه نباید این سیستمها جایگزین بازدیدهای عمومی و روتین شوند.

8-1 بازدید کلی ترانسفورماتور:

یک ماه پس از بهره‌برداری از ترانسفورماتور و نیز هر سال یکبار، بازدید دقیقی از ترانسفورماتور بعمل آورید. قبل از شروع به این کار، لیست اطلاعات موجود و تاریخچه ترانسفورماتور¹ در زمینه دما و سطح روغن را بخوبی بررسی کنید. چنانچه حرارت و فشار، حتی با تغییرات بارگذاری و تغییرات درجه حرارت در فصول مختلف تغییر نکند، ترانسفورماتور دچار اشکال شده است؛ یعنی ممکن است که دستگاههای اندازه‌گیری گیر کرده باشند یا اینکه لیست‌های اطلاعاتی اشتباه پر شده‌اند.

8-2 بازدید از تانک ترانسفورماتور

کلیه قسمت‌های تانک را از لحاظ وجود نشتی و یا خوردگی² چک کنید. تمامی فلانجه‌ها و درزگیرها (بوشینگها، شیرها و رادیاتورها) و قسمت پائین تانک اصلی را بدقت بررسی کنید. در صورت وجود هرگونه نشتی، نشانگر سطح روغن را بدقت بررسی کنید. نقاطی را که در آنها خوردگی شدید وجود دارد بخوبی ساییده و با ضد زنگ، رنگ کنید.

۱ - datasheet

۲ - corrosion

8-3 کنسرواتور (منبع انبساط)

در برخی کنسرواتورها از یک دیافراگم هوا (بالون) در داخل کنسرواتور استفاده می‌شود. این دیافراگم با انبساط و انقباض روغن عمل کرده و روغن را از هوا جدا می‌کند. بازوی نشانگر سطح روغن نیز روی دیافراگم قرار دارد و با آن حرکت می‌کند. چنانچه لوله رابط بین رطوبت‌گیر و کنسرواتور خیلی کوچک باشد یا اینکه بخشی از آن مسدود باشد در ترانسفورماتور خلاء ایجاد می‌شود. بنابراین توصیه می‌شود که در این کنسرواتورها، لوله رابط یک تا سه چهارم اینچی استفاده شود. مشکل وجود خلا در این ترانسفورماتورها در ترانسفورماتورهایی که مرتباً وارد مدار شده و خارج می‌شوند و یا در مناطقی که تغییرات دمایی زیاد است، بسیار شایع می‌باشد، این امر ممکن است سبب ورود حباب به روغن و یا حتی فعال شدن رله تشخیص گاز (بوخلهتزر یا رله خطای دیافراگم) شود.

هر 3 تا 5 سال یکبار فلانچ بازرسی کنسرواتور را برداشته و داخل آنرا بازرسی کنید. در صورتیکه در بالای دیافراگم روغن مشاهده شود نشاندهنده وجود نشتی است. در صورت وجود روغن در ته دیافراگم، باید نسبت به تعویض آن اقدام شود.

8-4 ترمومترها

در ترانسفورماتور دو نوع ترمومتر قرار دارد: ترمومتر روغن و ترمومتر درجه حرارت سیم‌پیچ. ترمومتر روغن برای نشان دادن درجه حرارت روغن بکار می‌رود و یک عقربه قرمز رنگ هم برای نشان دادن ماکزیمم درجه حرارت در آن تعبیه شده است. ترمومتر سیم‌پیچ برای نشان دادن داغترین نقطه سیم‌پیچ بکار می‌رود. این دستگاه فقط در بار نامی و آن هم در صورتیکه کاملاً کالیبره باشد، دقیق است. بنابراین نباید برای بهره‌برداری و نگهداری فقط به این دستگاهها اطمینان کرد.

لوله مویی بین چاه ترمومتر و نشانگر را بدقت بررسی کنید. در صورتیکه لوله مویی دچار کشیدگی شده باشد یا بطور اتفاقی ضربه دیده باشد، مسدود می‌شود. البته این عیب به آسانی قابل رویت نیست و

می‌تواند سبب قفل شدن عقربه نشانگر شود. در صورت بروز چنین عیبی باید مجموعه دستگاه را برای تعمیر و یا تعویض به کارخانه سازنده ارجاع داد. توجه داشته باشید که ترمومتر را نباید در محل تعمیر کرد. ترمومتر را باید هر 3 تا 5 سال یکبار برداشته و به صورت زیر تست کرد:

5-8 تست ترمومتر

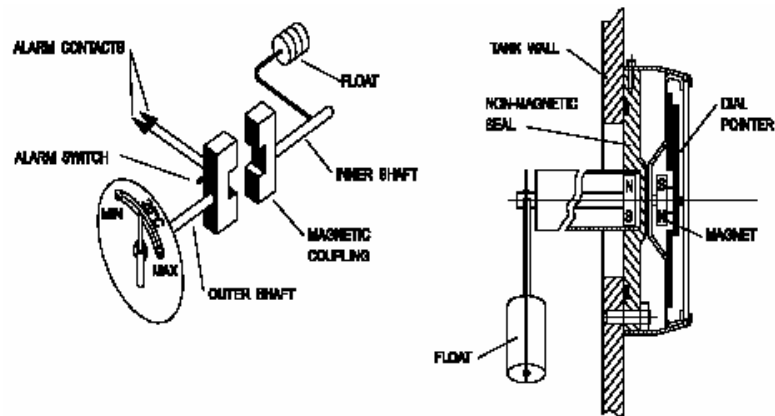
لوله مویین ترمومتر و یک ترمومتر دقیق جیوه‌ای را با هم و به صورت آویزان در داخل یک وان روغن قرار دهید. مواظب باشید که چیزی با کناره یا ته این وان تماس پیدا نکند. روغن را با استفاده از یک صفحه داغ کننده³ گرم کنید. در حین گرم کردن مرتب آنرا تکان دهید. حال افزایش دمای دو ترمومتر را با هم مقایسه کنید. در صورتیکه اختلاف‌های بین این دو بیشتر از 5 درجه سانتیگراد باشد باید نسبت به تعویض ترمومتر اقدام کرد. بهتر است که برای گرم کردن روغن از صفحه مغناطیسی استفاده شود. رنج حرارتی ترانسفورماتور را حتماً مد نظر داشته باشید. (50-80)

چنانچه امکان تعویض یا ارسال برای تعمیر ترمومتر وجود نداشته باشد، باید از یک ضریب تصحیح حرارتی برای اطلاعات ثبت شده استفاده کرد تا بدین ترتیب درجه حرارت درست استخراج شود.

نکته مهم این است که این سیستمها از نوع پر شده تحت فشار هستند، لذا در صورت عدم کالیبره بودن نشانگر، مقدار قرائت شده پایین می‌آید و در بعضی موارد به 15 تا 20 درجه کمتر از مقدار واقعی حرارت خواهد رسید. این امر بسیار خطرناک است، چونکه در صورتیکه سیستم آلام و خنک‌کنندگی که توسط ترمومتر فعال می‌شوند به موقع فعال نشوند، ترانسفورماتور بیش از حد داغ خواهد شد. در صورتیکه ترمومترها تست نشوند و خطای آنها تصحیح نشود، عمر ترانسفورماتور کاهش یافته و خرابیهای زودرس در آن پیش می‌آید.

8-6 نشانگر سطح روغن

این تجهیز برای نشان دادن سطح روغن بکار می‌رود. برای تعیین کردن دقیق سطح روغن، ابتدا به نشانگر درجه حرارت روغن نگاه کنید و پس از تعیین درجه حرارت، به نشانگر سطح روغن نگاه کنید. عقربه این نشانگر باید مطابق با درجه حرارت روغن و در سطح منطقی و قابل قبولی باشد. چنانچه ترانسفورماتور در بار کامل باشد، دمای روغن بالا می‌رود و نشانگر سطح نیز باید مقداری نزدیک به سطح بالای خود را نشان دهد. اگر ترانسفورماتور بی‌برق شود و دمای بالای روغن در حدود 25 درجه باشد، عقربه سطح روغن باید در حدود وسط صفحه مدرج (25 درجه) باشد.

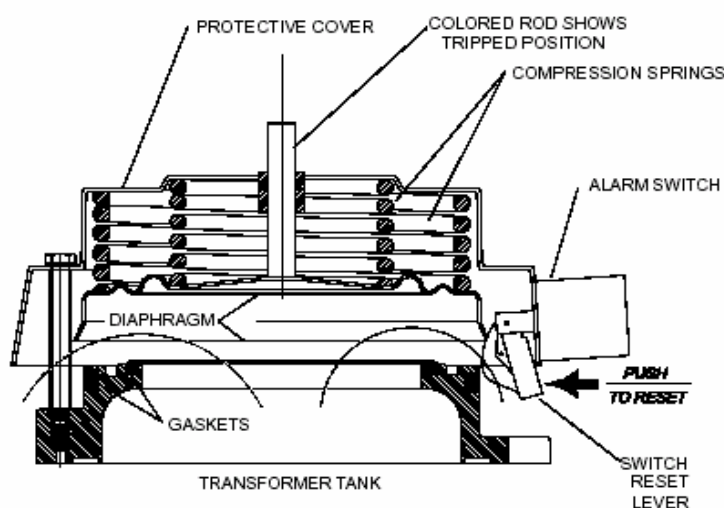


شکل 2-1 نشانگر سطح روغن

یک ماه پس از بهره برداری، از این تجهیز بازدید کنید و هر 3 تا 5 سال یکبار، آنرا بازرسی کنید. می‌توانید بخش بیرونی آنرا بدون پایین آوردن روغن، بردارید. پس از برداشتن این بخش، یک آهنربا در پشت صفحه مدرج بگذارید و آنرا بچرخانید. با چرخاندن این آهنربا، نشانگر نیز می‌چرخد. در غیراینصورت باید نسبت به تعویض آن اقدام کنید.

7-8 فشار شکن

این تجهیز آخرین راه حل مقابله با افزایش فشار داخلی بیش از حد در ترانسفورماتور است. دو نوع این تجهیز موجود می‌باشند: نوع دیافراگمی که پس از یکبار عمل کردن باید تعویض شوند و نوع فنری که نیازی به تعویض ندارند. توجه داشته باشید که به هیچ وجه نباید این تجهیز رنگ شود. در این صورت باید نسبت به تعویض آنها اقدام شود چونکه پاک کردن رنگ آنها محال است. در دستگاه فنری نباید پیچهایی را که کاور و دستگاه را روی فلانچ نگه می‌دارند شل کنید چونکه عملکرد دستگاه بسیار وابسته به این فنرهاست.



شکل 2-2 فشار شکن

هر سال یکبار و همچنین پس از وقوع هر خطا، از این تجهیز بازدید کنید. چنانچه در حین بهره‌برداری از ترانسفورماتور این تجهیز عمل کرد نسبت به برقرار کردن مجدد ترانسفورماتور اقدام نکنید. ممکن است که نیاز به انجام تست داشته باشید.

هر 3 تا 5 سال یکبار و همچنین در حین انجام تستهای دیگر و عملیاتهای مختلف نگهداری، بالای

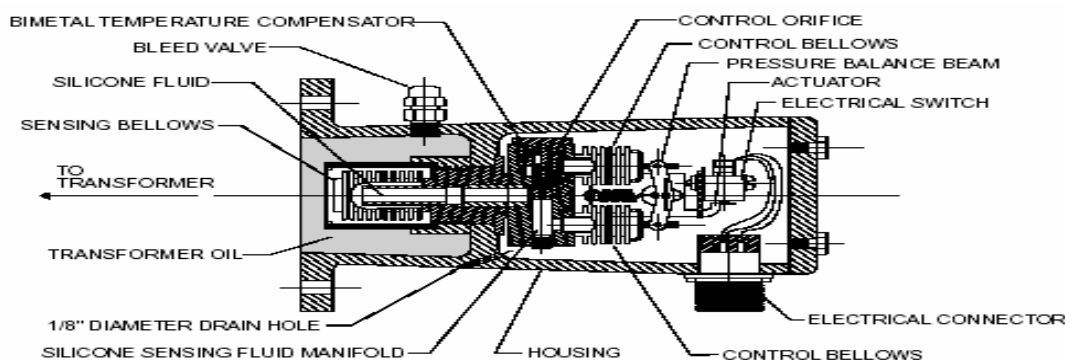
تانک و اطراف کنسرواتور و دستگاه فشار شکن را بدقت بازرسی کنید. وجود هرگونه روغن نشانگر نشستی در این دستگاه است.

در صورتیکه عمر دستگاه بیش از 30 سال شد نسبت به تعویض آن اقدام کنید.

توجه داشته باشید که در صورت تعویض فشارشکن نوع دیافراگمی، حتماً همان نوع و جنس را تهیه کنید، در ترانسفورماتورهایی که رله بوخهلتز سوار شده است باید از دیافراگم کاغذی استفاده شود. دیافراگم هم باید طوری باشد که در فشاری کمتر از 5 پوند در اینچ مربع پاره شود.

8-8 رله فشار ناگهانی

این رله برای آشکارسازی افزایش ناگهانی فشار بکار می‌رود و طوری تنظیم می‌شود که قبل از فشارشکن عمل کند. هر 3 تا 5 سال یکبار و مطابق دستورالعمل سازنده، رله را تست کنید. برای تست رله یک فشارسنج 5psi و یک پمپ دستی⁴ لازم است. مدارات آلارم رله را هم تست کنید و با استفاده از یک اهم‌متر عملکرد رله را تست کنید.



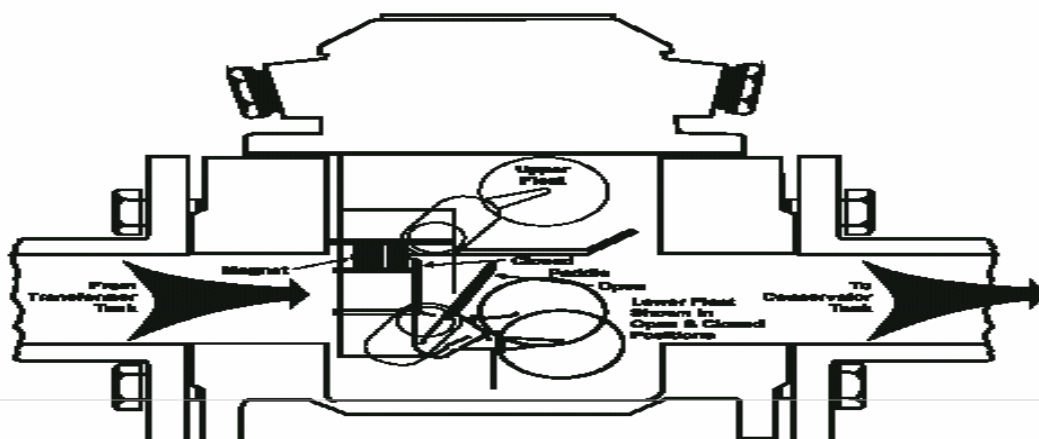
شکل 2-3- رله فشار ناگهانی

این رله در ترانسفورماتورهای کنسرواتوردار بکار می‌رود. رنگ گازی که در رله جمع شده، به ما امکان تشخیص ماده‌ای را که گاز از آن ساطع شده است را می‌دهد. توجه داشته باشید که گاز جمع شده در رله در مدت زمان کوتاهی رنگش را از دست می‌دهد بنابراین لازم است که در کمترین زمان ممکن نسبت به شناسایی گاز اقدام شود.

رنگ گاز	عامل موثر در تشکیل گاز
بی‌رنگ	هوا
سفید	تجزیه کاغذ
زرد	تجزیه چوب
خاکستری تیره	گرم شدن بیش از حد روغن
سیاه	تجزیه روغن در اثر قوس

* وجود هیدروژن تنها، نشانگر خطا در روغن است.

* وجود هیدروژن و موکسید کربن نشانگر شکست عایق جامد و روغن است.



شکل 2-4- رله بوخهلتز

هر 3 تا 5 سال یکبار و هنگامیکه ترانسفورماتور بی برق شده است، رله را تست کنید. برای این کار با استفاده از یک پمپ دستی مقداری هوا به محفظه بالایی رله تزریق کنید و عملکرد شناور را از داخل پنجره رله مشاهده کنید. نقطه آلارم را بدقت بررسی کنید. پس از آن دریچه را باز کرده و هوا را خالی کنید. شناور پایینی و سوئیچ آنرا نمی توان با فشار هوا تست کرد. در برخی رله ها میله ای تعبیه شده است که می توانید با استفاده از این میله، شناورها را پایین داده و عملکرد رله و آلارمها را بررسی کنید. چنانچه در هنگام بهره برداری از ترانسفورماتور، مدارهای آلارم و تریپ فعال شوند به این معناست که سطح روغن ترانسفورماتور خیلی پایین است یا اینکه در داخل ترانسفورماتور گاز تولید می شود. بهر حال تا دلیل این امر (عملکرد رله) مشخص نشده است، ترانسفورماتور را مجدداً برقرار نکنید.

8-10 بوشینگها

یک ماه پس از بهره برداری و بصورت سالیانه، نمای بیرونی و سطح بیرونی چینی بوشینگها را به منظور وجود هرگونه ترک خوردگی یا آلودگی بررسی کنید. جریان نشتی روی بوشینگ را اندازه گیری کنید. در صورت ترک خوردگی یا آلودگی بوشینگها، جریان نشتی آن از حد مجاز بیشتر شده و ترک خوردگی کربن (درختی شدن) روی سطح بوشینگ ایجاد خواهد شد. نشتی روغن در اطراف بوشینگ را بدقت بررسی کنید. اگر بوشینگ مجهز به ارتفاع سنج روغن بود، آنرا بدقت بررسی کنید. سطح روغن بوشینگ با تغییرات درجه حرارت اندکی تغییر می کند. چنانچه با وجود تغییرات زیاد و درجه حرارت، ارتفاع روغن تغییری نکرد، در اولین قطعی و بی برقی ترانسفورماتور، ارتفاع سنج را بازرسی کنید. در صورت وجود نشتی، ابتدا سیم پیچها و لاستیکهای آب بندی و میزان فشردگی آنها را تست کنید. اگر در این موارد مشکلی وجود نداشت، بوشینگ را تعویض کنید. در صورتیکه سطح روغن پایین آمده باشد و هیچ نشانه ای دال بر نشتی خارجی وجود نداشته باشد، ممکن است که نشتی داخلی و در اطراف بخش پایینی درزگیر تانک وجود داشته باشد. برای تست بوشینگ، مجدداً آنرا با روغن پر کنید و بدقت

سطح و حجم روغن تزریقی را اندازه‌گیری کنید. اگر برای پر کردن بوشینگ، بیشتر از یک چهارم روغن نیاز بود، باید بوشینگ تعویض شود. تعمیر بوشینگ نباید در محل انجام شود و فقط باید در کارخانه انجام شود.

توجه داشته باشید که در مواقعی که درجه حرارت بالاست، درپوش مخصوص تزریق روغن را باز نکنید. در برخی بوشینگها در بالای روغن، نیتروژن قرار گرفته است که با منبسط شدن روغن، فشرده می‌شود. در دماهای بالا با برداشتن درپوش، روغن پاشیده شده و سبب سوختگی می‌شود. معمولاً بازه دمایی که باز کردن بوشینگها مجاز است بین 15 تا 35 درجه سانتی‌گراد (59 تا 95 درجه فارنهایت) می‌باشد.

در حدود 90% عیوب بوشینگها بدلیل ورود رطوبت از طریق درزگیرهای بوشینگها و ترک خوردگیهای آن می‌باشد. یک ماه پس از بهره‌برداری و بصورت سالیانه، بوشینگها را با دوربین IR (مادون قرمز) تست کنید. در صورتیکه درجه حرارت یک فاز بالاتر باشد، نشاندهنده نامناسب بودن اتصال در یکی از فازهاست. اتصال نامناسب و ضعیف در تحلیل DGA هم آشکار می‌شود (وجود گازهای اتان و اتیلن)

هر 3 تا 5 سال یکبار، یک بازدید فیزیکی از بوشینگها بعمل آورید و در ضمن آنرا پاک کنید. بازدید از بوشینگها در آب و هوای نمکی بسیار مهم است. در صورت نشستن رسوبات روی بوشینگ، از مقداری گریس برای کاهش خطر شکست الکتریکی استفاده کنید. در نواحی خیس و خیلی مرطوب، استفاده از واکس چسب سیلیکون بهتر است. وجود این واکس باعث می‌شود که آب روی مقره بصورت دانه‌دانه در بیاید. آلودگیهای سخت روی بوشینگ، نیاز به حلال، برس سیمی فولادی و براق‌کن دارد. از آب با فشار زیاد می‌توان برای پاک کردن رسوبات قابل حل در آب استفاده کرد، از پاشش پودر سنگ آهک با هوای خشک هم می‌توان استفاده کرد. خاک رس، پوسته گردو و یا پوسته خرد شده نارگیل هم دیگر گزینه‌های پیشنهادی هستند. استفاده از CO₂ با اینکه خیلی گران است، اما سطح مقره را بسیار تمیز می‌کند، برای پاک کردن آلودگیهای نرم مانند لایه‌های قدیمی گریس، می‌توان از چوب ذرت استفاده کرد.

مساله ديگر پديده کرونا در بوشينگهاست. وجود کرونا در بالاي بوشينگها امري معمولي و عادي است. آلودگي بيش از حد بوشينگ سبب مي شود که هاله کرونا به سمت پايين بوشينگ هم سرايت کند. به محض ديدن اين امر بايد بوشينگ پاک شود و تستهاي لازم مانند آنچه که کمپاني Doble پيشنهاد داده است روی آن صورت بگيرد. آلودگي یک بوشينگ می تواند سبب وقوع خطای تک فاز به زمين و آلودگي چند بوشينگ می تواند سبب وقوع خطای فاز – فاز شود.

حتماً به هنگام پاک کردن بوشينگها، دستور العمل ترانسفورماتور را ببينيد، چونکه برای پاک کردن بوشينگ برخی ترانسفورماتورها بايد از حلالهاي ويژه و روشهاي مخصوصي استفاده شود.

برای تعمير ترک خوردگيها و لب پريدگيهاي کوچک بوشينگها روشهاي گوناگوني وجود دارد. وارينش عايق (واکس) يا glyptal می تواند خراشهاي کوچک و لب پريدگيها را از بين ببرد. مو درزهاي سطح چيني بايد کاملاً پر شده و هموار شوند، چونکه در اين مکانها، رطوبت و آلودگي جمع شده و سبب شکست الکتریکي می شود، برای تعمير لب پريدگيهاي بزرگتر از اپوکسي استفاده می شود. اگر لب پريدگي خيلي بزرگ باشد بايد بوشينگ تعويض شود. هر 3 تا 5 سال یکبار و بسته به شرايط آب و هوايي بايد تست Doble روی بوشينگ انجام شود. قبل از انجام تست بوشينگ را تميز کنید. می توانيد برای بررسی ميزان تأثير تميز کردن بوشينگ، قبل و بعد از تميز کردن آن، تست را انجام داد. در صورت زياد شدن عمر بوشينگ و پير شدن آن، دوره تست را یک سال کاهش دهيد.

8-11 رطوبت گیر

از اين تجهيز، برای خشک کردن و پاک کردن هوای وارد شده به ترانسفورماتور استفاده می شود. اين تجهيز محتوي دانههاي سيلیکاژل است که در حالت عادي برنگ آبي هستند. بر اثر جذب رطوبت رنگ آنها به بنفش ارغواني و ميخکی تغيير پيدا می کند، رنگ ميخکی نشان دهنده اشباع سيلیکاژل است و بايد نسبت به تعويض يا احياي آنها اقدام شود.



شکل 2-5) رطوبت‌گیر

مقدار دانه‌های سیلیکاژل باید به اندازه‌ای باشد که ارتفاع آن به یک چهارم اینچ از بالای محفظه برسد. دانه‌ها در حالت عادی برای 6 ماه تا یکسال کافی هستند. البته این زمان بستگی به اندازه ترانسفورماتور، میزان بار و شرایط محیطی دارد. هنگامی که دو سوم دانه‌های سیلیکاژلی تغییر رنگ دادند، باید نسبت به تعویض آنها اقدام شود.



فصل نهم

نگهداری روغن ترانسفورماتور

9- نگهداری روغن ترانسفورماتور

9-1 روغن و عوامل موثر بر خواص آن

روغن ترانسفورماتور هم وظیفه عایقی را به عهده دارد و هم وظیفه خنک‌کنندگی. روغن نه تنها با گذشت زمان بلکه در اثر افزایش رطوبت نسبی آن و نیز اکسیژن محلول در آن و در حضور کاتالیزورهای مختلف از جمله مس، آهن، خود عایق... و فسادپذیر می‌گردد و علاوه بر کاهش راندمان و افزایش تلفات ترانسفورماتور می‌تواند خطرات جدی را در پی داشته باشد. انجام به موقع آزمایشات الکتریکی، فیزیکی و شیمیایی از نمونه روغن ترانسفورماتور بسیار مهم است.

عوامل موثر بر شرایط و خواص روغن عبارتند از:

الف - تغییرات درجه حرارت محیط

ب - بار سیستم و سطوح ولتاژ مورد استفاده

ج - آلودگی و ناخالصیهای موجود

د - امکان حضور هوا و نفوذ آن در روغن

ه - فضا و موقعیت نصب ترانسفورماتور

و - عملیات و نحوه نگهداری

عوامل موثر بر فساد روغن عبارتند از:

الف - نفوذ رطوبت

ب - درجه حرارت بالا و شدید

ج - اکسیداسیون و اسیدی شدن روغن

د- وارد شدن ذرات معلق و ناخالصی در روغن

2-9 تستهای سالیانه و حدود مجاز

انجام به موقع تستهای روغن علاوه بر افزایش کیفیت و عمر روغن موجب بالا بردن ضریب اطمینان بهره‌برداری و عمر عایق جامد می‌گردد. در جداول 2-3 تا 7-3 تستهای سالیانه و حدود مجاز پیشنهادی و نحوهٔ تصمیم‌گیری دربارهٔ انجام تصفیه فیزیکی یا شیمیایی روغن آورده شده است. جدول 2-3 براساس استاندارد IEC و ISO و جداول 3-3 و 4-3 پیشنهادی شرکت Doble می‌باشد که براساس استاندارد ASTM می‌باشد.

3-9 کنترل کیفیت روغن در زمان بهره‌برداری

برای کنترل کیفیت روغن در حال سرویس و نگهداری آن یک دستورالعمل عمومی از طرف IEC-422 توصیه شده است. مطابق این دستورالعمل روغن ترانسفورماتور باید 7 تست زیر را (برای ترانسفورماتورهای مهم) پشت سر گذاشته و در صورت لزوم نسبت به تصفیه فیزیکی یا شیمیایی اقدام نمود.

استقامت دی‌الکتریک IEC-156، اسیدیته روغن IEC-296، ضریب تلفات عایقی IEC-250، کشش

سطحی IEC296-A، مقدار گاز حل شده IEC-599، مقدار آب محلول ISO-R760، میزان لجن و رسوب IEC-422

4-9 نمونه‌گیری روغن

نحوه نمونه‌گیری روغن باید مطابق استاندارد IEC-567 باشد. نمونه روغن نشان دهندهٔ رطوبت و

آلودگی روغن است. تمیز بودن شیر نمونه گیر و مسیر روغن و خشک و تمیز بودن ظروف آن بسیار مهم

است. محافظت روغن از آلودگی هوا در موقع نمونه برداری و بخصوص محکم بودن درب ظرف روغن تا

رسیدن به آزمایشگاه بسیار ضروری است.

9-5 تصفیه روغن

یکی از روشهای افزایش دوام روغن در زمان بهره‌برداری، احیاء روغن ترانسفورماتور است. انجام عملیات تصفیه روغن برحسب شرایط بهره‌برداری از ترانسفورماتورها و کیفیت روغن در زمان بهره‌برداری بطور متناسب یا برحسب نتایج آزمایش روغن انجام می‌پذیرد. برای تصمیم‌گیری در این مورد به جداول 3-1 تا 3-3 رجوع شود.

تصفیه فیزیکی روغن که بصورت آگیری و خشک کردن روغن می‌باشد بصورت تهنشین‌سازی، فیلترهای کارتريج، سانتریفوژ و ... انجام می‌شود. تصفیه شیمیایی روغن نیز با استفاده از خاک‌رنگبر، و آلومینای فعال شده انجام می‌پذیرد.

الف) تصفیه فیزیکی

در این تصفیه روغن بصورت پیوسته در یک مدار بسته از قسمت پائین ترانسفورماتور به کمک یک پمپ مکیده شده و گرم می‌شود. سپس روغن را از یک فیلتر عبور می‌دهند تا ذرات معلق در آن جذب گردد. بعد از آن روغن را در یک محفظه خلاء می‌کنند.

ب) تصفیه شیمیایی

علاوه بر تصفیه فیزیکی روغن را از خاک رنگبر عبور می‌دهند. در این روش علاوه بر دستگاه تصفیه فیزیکی به آن یک پمپ و منبع اضافه می‌گردد. در این منبع خاک رنگبر ریخته شده و پمپ روغن گرم را از این خاک عبور می‌دهد.

برای جلوگیری از لجن و نفوذ رطوبت به سیم‌پیچی‌ها روغن تمیز پاشیده و کاغذ را با خلاء خشک می‌کنند. در این روش بهتر است روغن گرم حدود 50 درجه را نیز برای مدت کوتاهی وارد ترانسفورماتور کرد و سپس آنرا خارج نمود. اغلب شرکتهای تولید و توزیع ترجیح می‌دهند همراه با تصفیه فیزیکی عمل تصفیه با خاک رنگبر را نیز با حدود 1% وزن روغن انجام می‌دهد.

جدول 3-1) مشخصات روغن بعد از انجام تصفیه

نوع گاز	مقدار PPM	خاصیت فیزیکی	مقدار
H ₂	5 یا کمتر	مقدار آب	کمتر از 10 ppm
CH ₄	5 یا کمتر	قدرت دی الکتریک	حداقل 38KV-ASTM- D1816
C ₂ H ₂	0	کشش سطحی	حداقل 40dynes/cm
CO	20 یا کمتر	عدد اسیدی	حداکثر 0/03 mg KOH/g.oil
CO ₂	300 یا کمتر	ماده افزودنی	حداکثر 0/3 درصد وزن روغن
O ₂	4000 یا کمتر		

9-6 خشک کردن ترانسفورماتور

در صورتی که بهر دلیلی سطح روغن ترانسفورماتور برای مدتی پائین تر از سطح هسته و سیم پیچ داخل ترانسفورماتور قرار گیرد و یا روغنی که بدان اضافه شده مشکوک باشد، در این صورت احتمال جذب رطوبت توسط مواد عایق و پائین آمدن ولتاژ شکست وجود دارد. اگر طبق استاندارد ASTM-227 ولتاژ استقامت دی الکتریک یک عایق بین سیم پیچها و بدنه کمتر از 30kv/cm باشد باید اقدامات لازم جهت خنک کردن ترانسفورماتور انجام گیرد. اگر میزان رطوبت در کاغذ بیشتر از 2/5 درصد و میزان اشباع درصدی روغن بالاتر از 30 درصد شود باید ترانسفورماتور را خشک کرد. خشک کردن به روشهای مختلفی از جمله

با استفاده از دستگاههای تصفیه روغن، خشک کردن تحت خلاء، خشک کردن به روش القایی، خشک کردن در کوره، و خشک کردن تحت اشعه مادون قرمز انجام می‌گیرد.

ساده‌ترین روش برای خشک کردن ترانسفورماتورهای توزیع استفاده از روش اتصال کوتاه است. در این روش ابتدا باید جداره مخزن ترانسفورماتور را در حد امکان با پوششهای عایق گرما پوشاند تا افزایش درجه حرارت آن سریعتر انجام گیرد. سپس با اتصال کوتاه طرف فشار ضعیف ولتاژی معادل ولتاژ $U_K\%$ و یا

به طرف فشار قوی اعمال می‌گردد. برای خشک کردن ترانسفورماتور توزیع وجود
$$U = \frac{U_n \times U_k}{100} \pm 10\%$$

یک ترانسفورماتور افزاینده 3 فاز ظرفیتی بیش از تلفات مس ترانسفورماتور اصلی (اتصال کوتاه) نیاز است.

قبل از شروع خشک کردن باید سطح روغن مخزن در جای مناسب خود باشد. پس از اعمال اتصال کوتاه

درجه حرارت روغن کم کم به 90 الی 100 درجه می‌رسد. ترانسفورماتور باید بمدت 3 الی 4 ساعت در این

حرارت بماند تا رطوبت آن به منبع انبساط که حرارت آن کمتر است منتقل شود. پس از این مدت باید

روغن موجود در منبع انبساط را تعویض نمود و داخل آن را با روغن گرم شستشو داد. و سپس آنرا از روغن

تازه پر کرد. با توجه به آتش‌گیر بودن روغن باید نکات ایمنی را رعایت کرد. اگر منبع تغذیه بصورت تکفاز

باشد باید 3 فاز ترانسفورماتور بصورت سری اتصال کوتاه شوند. همیشه مراقب افزایش دما باشید. دمای

سیم پیچها نباید از 90 درجه سانتیگراد فراتر رود. مقاومت ساعتی و دمای قرائت شده را باید در نموداری

مشابه نمودار شکل 3-1 رسم نمود. در این نمودار با افزایش دمای سیم پیچها مقاومت عایقی شدیداً کاهش

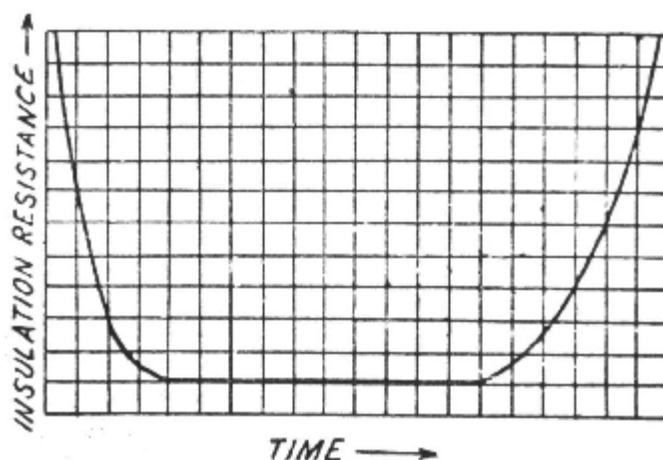
می‌یابد. چون رطوبت کم کم خارج می‌شود تا اینکه در نقطه A به حالت ماندگار می‌رسد. در این حالت دما

باید ثابت نگهداشته شود تا وقتی که مقدار مقاومت در نقطه B شروع به افزایش می‌کند. هنگامیکه این امر

حاصل شد کار خشک کردن ترانسفورماتور تمام شده و باید جریان اتصال کوتاه قطع شود، اقدامات لازم

باید بمنظور خارج شدن هوا و بخار آزاد شده از سیم پیچها صورت پذیرد. استفاده از خلاء جزئی برای این

منظور مناسب است.



شکل 3-1) منحنی تغییرات مقاومت عایقی بر حسب زمان خشک کردن

7-9 روغن زدن یا شارژ روغن ترانسفورماتور

اگر سطح روغن یا ارتفاع آن در درجه روغن نما پائین بیاید باید مقداری روغن عایق به منبع انبساط افزوده گردد. به هنگام اضافه نمودن روغن اختلاف بین درجه حرارت روغن تازه و روغن موجود در ترانسفورماتور نباید از 5 درجه سانتی گراد تجاوز کند. اگر سطح روغن تانک پائین باشد روغن به آرامی از دریچه بالای تانک به داخل آن تزریق شده و این دریچه بخوبی مسدود و آببندی میگردد سپس باقی روغن از دریچه مخزن انبساط ریخته می شود تا از جمع شدن هوا در زیر درپوش جلوگیری شود. در این هنگام باید مجاری هواگیری بوشینگها باز باشد تا هوای داخلی آنها تخلیه گردد. پس از سرریز روغن از این مجاری پیچهای مربوطه باید محکم و آببندی شوند. به هنگام هواگیری باید دریچه بالایی رله بوخهلتز بطور متناوب باز و بسته شود تا جریان روغن آن دیده شود. روغن اضافه شده باید از همان نوع روغن قبلی موجود در ترانسفورماتور باشد. این کار باید تحت خلاء انجام گیرد.

8-9 مخلوط کردن روغنهای مختلف

مخلوط کردن روغنهای مختلف بدون مطالعه مجاز نیست. در صورتیکه اجبار به مخلوط کردن دو نوع مختلف روغن به میزان معین باشد می توان ابتدا مقداری از این مخلوط با همان درصد اختلاط تهیه و مصنوعاً پیر نمود. اگر پایداری مخلوط در برابر اکسید شدن همچنان پابرجا بود مخلوط کردن دو نوع به میزان در نظر گرفته شده بدون اشکال است.

9-9 اضافه کردن مواد ضد اکسیداسیون

در صورتی که ترانسفورماتور از ابتدا چنین ماده‌ای را داشته باشد بهتر است پس از تصفیه فیزیکی شیمیایی نیز این ماده را به آن اضافه کرد. اضافه کردن این ماده ضد اکسیداسیون در حالت گردش روغن انجام می‌گیرد تا بخوبی با آن مخلوط گردد. مقدار آن طبق استاندارد و ASTM D-3787 برابر 0,3 درصد وزن روغن است.

9-10 آزمایشهای قبل و بعد از پر کردن روغن در ترانسفورماتور

روغن را لازم است قبل از وارد کردن به ترانسفورماتور تصفیه فیزیکی نمود تا میزان رطوبت و گاز موجود در آن گرفته شود. سپس تحت خلاء روغن را وارد ترانسفورماتور کرد. اصولاً برای ترانسفورماتورهای مهم قدرت قبل و بعد از پر کردن ترانسفورماتور، آزمایشهایی نظیر استقامت دی الکتریک، مقدار گاز حل شده در روغن، کشش سطحی، عدد اسیدی، ضریب تلفات عایقی، اندیس پولاریزاسیون و رنگ ظاهری انجام می‌شود.

برای ترانسفورماتورهای توزیع تست استقامت دی الکتریک پیشنهاد می‌شود (ترانسفورماتورهای

توزیع زیر 500kVA).

9-11 پیشنهادات مهم جهت نگهداری بهتر روغن و جلوگیری از فساد آن

- 1- نمونه برداری و انجام آزمایشات دوره‌ای روغن مطابق استاندارد.
- 2- تصفیه کردن روغن در زمان لازم مطابق با روشهای استاندارد و با توجه به نتایج تستها.
- 3- جلوگیری از تماس روغن با اکسیژن و رطوبت هوا از طریق منبع ذخیره با کیسه هوایی.
- 4- ایجاد یک سیستم آببندی کامل و مناسب و بازدید آن در فواصل مشخص.
- 5- وارینش کردن سیم پیچی‌ها برای جلوگیری از تماس بیشتر روغن با مس.
- 6- تزریق کردن روغن به داخل ترانسفورماتور تحت پروسه‌ی خلاء.
- 7- تغییر مشخصات نمونه‌ی روغن که بهترین معرف تغییرات تدریجی یا ناگهانی در کارکرد ترانسفورماتور می‌باشد، در پرونده‌های مربوط به هر ترانسفورماتور ثبت شود.
- 8- چنانچه نتایج این تستها تغییرات نامطلوبی را نشان داد، علت را پیگیری کرده و چنانچه ناشی از تنش الکتریکی ناگهانی باشد در جهت رفع آن برآمده و چنانچه ناشی از افزایش عمر روغن باشد مطابق جداول نتایج، دستور تصفیه فیزیکی یا شیمیایی روغن و خشک کردن ترانسفورماتور و یا پاک کردن ترانسفورماتور از لجن صادر و تحت نظر کادر متخصص در کارگاه تعمیرات ترانسفورماتور انجام داده شود.
- 9- نتایج کلیه‌ی آزمونها حتی پس از تصفیه نیز جهت پیگیریهای بعدی ثبت شود.
- 10- کنترل درجه حرارت روغن بسیار مهم است. لذا با کاهش درجه حرارت محیط توسط تهویه‌ی عمر آنرا افزایش دهید.
- 11- از مخلوط کردن روغن‌ها با درجه آلودگی مختلف و از محصولات مغایر با یکدیگر خودداری شود.
- 12- بارگذاری روی ترانسفورماتور باید مطابق با استاندارد (IEC 354) باشد.
- 13- جلوگیری از تغییرات زیاد بار از طریق سعی در یکنواخت کردن منحنی بار روزانه.
- 14- تقسیم بار متعادل روی فازها جهت جلوگیری از ایجاد تلفات و در نتیجه افزایش حرارت.

جدول 3-3) حدود مجاز برای روغنهای در حال بهره‌برداری (شرکت Doble)

کلاس ولتاژ			روش تست ASTM
v>288 kv	v<288kv>69	£69KV	
-	30	26	ولتاژ شکست دی‌الکتریک، حداقل -ASTMD877 kv
25	20	20	ولتاژ شکست دی‌الکتریک، حداقل، KV با گپ ASTM-D1816, 0.04-inch
%0/5	%0/5	%0/5	ضریب تلفات، حداکثر، در دمای 25 درجه سائتی‌گراد ASTM D924
20	25	35	میزان آب، حداکثر، ppm ASTM D1533
25	25	25	کشش سطحی، حداقل ASTM-D971 dynes/cm
0/15	0/15	0/2	عدد اسیدی، حداکثر، mg KOH/g.oil
پاک	پاک و روشن	پاک و روشن	ظاهر روغن ASTM-D1524
-	-	-	لجن حل شده ASTM-D-1698

جدول 3-4) اطلاعات اضافی برای روغنهای در حال سرویس دهی

ضریب قدرت در 25 درجه سانتی گراد		
PF \leq 0.5%		قابل قبول
PF \leq 1% $>$ 0,5		بررسی شود، ممکن است که روغن نیاز به تعویض یا تصفیه با خاک رس داشته باشد.
PF \leq 2% $>$ 1		بررسی شود، روغن ممکن است باعث بروز خرابی شود یا نیاز به تعویض یا تصفیه داشته باشد
PF $>$ 2%		از سرویس خارج شود، بررسی شود، نیاز به تصفیه یا تعویض دارد.
کشش سطحی	عدد اسیدی mg	
dynes/cm	KOH/g.oil	
\approx 25	NN $<$ 0.05	قابل قبول
25-22	0,15-0,05	تا 345 kvل تصفیه یا تعویض، تصفیه یا تعویض در آینده نزدیک
22-16	0,5-0,15	تصفیه یا تعویض در آینده نزدیک
IFT $<$ 16	0,5 $<$	تعویض شود



جدول 3-7) تستهای روغن که باید در فواصل گفته شده انجام شوند. (مطابق ASTM)

اطلاعات بدست آمده	حدود متوسط برای ادامه استفاده	روش تست ASTM
وجود ذرات هادی و آلودگی در روغن وجود دارد. نظیر ذرات فلزی، رشته‌ها	حداقل KV25 حداقل KV20	ولتاژ شکست دی‌الکتریک D-877 D-1816
خرابی تدریجی سلولز یا آلودگی و اسید موجود در روغن	حداکثر 0,1	عدد اسیدی (NN) D-974
وجود لجن در روغن	حداقل 27 dynes/cm	کشش سطحی (IFT) D-971
تغییرات از یک سال به سال دیگر نشان‌دهنده وجود یک مشکل است.	حداکثر 2,7 (شاخص رنگ)	تست رنگ تست لابراتور D-1500 تست میدان D-1524
مقدار رطوبت کل و نشتی یا فساد سلولز را نشان می‌دهد.	V [£] 69KV-->35ppm KV-->25ppm288-69 V ³ 288KV-->20ppm	میزان رطوبت D-1533
فساد تدریجی یا آلودگی روغن را نشان می‌دهد.	-	لجن یا رسوب حل شده D-1698
وجود رطوبت، رزینها، ورنیش‌ها و یا دیگر محصولات اکسیداسیون را نشان می‌دهد.	حداکثر 0,5%	ضریب قدرت (در 25 درجه سانتی‌گراد) ASTM D-924
وجود آلودگی را سریعاً نشان می‌دهد.		گرانروی مخصوص D-1298

فصل دهم

پیش بینی عمر ترانسفورماتور و عوامل

موثر بر عمر عایق آن

10- پیش بینی عمر ترانسفورماتور و عوامل موثر بر عمر عایق آن

10-1 شناخت دقیق عملکرد ترانسفورماتورها ، با استفاده از روش های کاربردی ، on

off – line نتایج ، مثالها و توجهات آتی

خلاصه : بر اساس روش سنجش on , off – line در طول سالیان گذشته ، آزمون هایی در مورد تعداد زیادی از ترانسفورماتورهای بزرگ بعمل آمده است . این مقاله به توصیف آخرین پیشرفت های فناوری سنسورها از جمله رله الکترونیکی Buchholz ، یک سیستم کنترلی OLTC که بر پایه میزان مصرف انرژی برق موتور مولد حرکتی و مقیاس سنجش on – line ، PD است می پردازد .

نتایج ارائه شده بر اساس ترکیبی از روش های on , off - line بوده و نشان می دهد که آنها ابزار و قطعات پر توانی برای بکارگیری ترانسفورماتورها هستند . حتی امکان تعریف مفاهیمی برای ارزیابی بازده و شرایط ترانسفورماتورها فراهم می گردد .

کلمات اصلی : ترانسفورماتور برق ، نظارت یا کنترل ، ارزیابی طول عمر مورد استفاده سنسور

Buchholzgas سیستم OLTC ، اندازه گیری – PD ، آنالیز و تحلیل واکنش فرکانس کنترل حرارتی

1- مقدمه

قطع کارکرد ترانسفورماتورها دارای تأثیر مهم اقتصادی بر کارکرد شبکه برق می باشد . لذا هدف ، رسیدن به روش مناسب سنجش عملکرد آن است . روش های فنی که امکان باز بینی و بررسی عملکرد درست آن را با آزمون های عیب یابی می پردازد می تواند برای بهینه سازی نگهداری و تعمیرات و اطمینان از حداکثر دستیابی بکار رود . با افزایش متوسط دوام و تعداد ترانسفورماتورها : نیاز به آگاهی بیشتر از عملکرد درونی آن است . کنترل on – line می تواند بطور پیوسته در ضمن کاربرد

ترانسفورماتورها استفاده شده و روشی را برای ثبت تنش و فشارهای وارده که بر مدت کارکرد تأثیر گذارند را فراهم می سازد .

ارزیابی اتوماتیکی این داده ها ، امکان تشخیص زود هنگام و بموقع خطای پیشرو را فراهم می سازد . در مقایسه با آن روش های off - line نیازمند خارج کردن ترانسفورماتور از شبکه برق بوده و اساساً در بررسی های برنامه ریزی شده و زمانیکه عملکرد ترانسفورماتور مشکوک نشان می دهد استفاده می گردد .

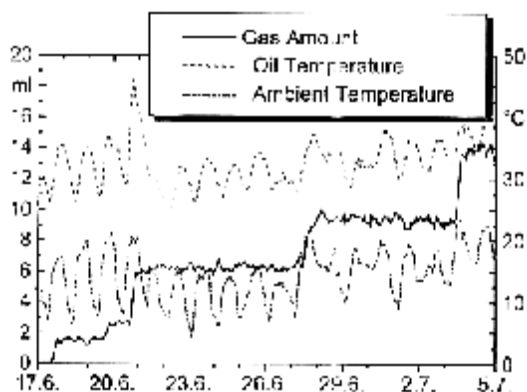
2- فناوری های جدید استفاده از سنسور برای کنترل on - line

میزان قطع عملکرد ترانسفورماتور ، نشان دهنده بروز مشکلاتی در قسمت مبدل یا دگرگون کننده بار اولیه ، بوش یا قسمت های لایه ای و عایق بندی سیم پیچی آن می باشد .

که بعنوان عوامل غالب در قطع طولانی و مکرر عملکرد ترانسفورماتور به شمار می آیند . [1,2] لذا نصب و بکارگیری یک سیستم کامل کنترل برای آگاهی از خطای پیشرو توصیه می شود تا وضعیت ترانسفورماتورها بررسی گردد . تعداد زیادی متغیر قابل ارزیابی را می توان برای روش کنترل on - line جمع آوری نمود . اگرچه بندرت تمام اطلاعات قابل دستیابی استفاده می شود . لذا تکنولوژی سنسور باید منطبق با نیازمندیهای ویژه یک ترانسفورماتور خاص در مجموع آنها بوده و وابسته به مدت دوام و شرایط کاربرد آن است .

این نیازها با داده ها و تغییر پذیری های بسیاری از سیستم های سخت و نرم افزاری توأم می گردند . برای برآوردن این نیاز ، سیستم کنترل 2000ms با بعضی کاربردها توسط ALS طراحی شد . به جهت تقسیم بندی آن ، این سیستم سهولت منطبق با نیازهای مشتریان گردیده و بر اساس شرایط عملکرد کنترل ترانسفورماتور می تواند تنظیم گردد . یک مشتری می تواند تعداد گسترده ای از هشدار دهنده ها و نشانگرهای حالت را داشته و یا به یک مورد تمرکز یابد . مزیت اصلی دیگر آن انجام تمامی انواع

عملکردها و بکارگیری سنسورهای آینده بدون هیچگونه مشکل می باشد. افزایش تجهیزات بدون نیاز به سیم کشی طولانی برای ترانسفورماتور در حال کارکرد، انجام شده و در حداقل زمان ممکن به عمل می رسد. این مهم با استفاده از تکنولوژی میدان سیم پیچی بانجام می رسد که بطور قابل توجهی مخارج سیم کشی و بکارگیری یا نصب دستگاه کاسته شده و امکان کنترل بیشتر ترانسفورماتورها در ایستگاه های فرعی با استفاده از یک سیستم کنترل بتنهایی بانجام می رسد و محقق می گردد (نمودار) برتری این روش (fied bus) برای افزایش تجهیزات سیستم های کنترل lon-line از چندین جایگاه نصب و بکارگیری on-site باثبات رسیده است.



2,1 رله الکترونیکی Buchholz: که رله های بسیاری است که بعنوان یک قطعه و ابزار تقویتی و محافظ برای ترانسفورماتورهای پر شونده روغنی مورد استفاده بوده است. بر اساس حالتی از یک دستگاه مکانیکی که شامل دو شناگر نصب شده در یک محفظه یا مسیری باشد که معمولاً از روغن در ترانسفورماتور پر شده است.

در حالت بروز خطاها در ترانسفورماتور: گازها غیر محلول بالا آمده و به محفظه یا مسیر وارد شده و روغن جابجا می شود. اگر مقدار گاز از میزان معینی برای مثال حداکثر 100 تا 200 میلی متر تجاوز نماید

، یکی از شناگرها به طرف پایین حرکت نموده و زنگ خطر و یا کلید هشدار فعال می شود . در برخی حالات تشخیص خطا و نقص می تواند با استفاده از تحلیل گازهای جمع آمده در رله Buchholz بعمل آید و نیز با استفاده از تجزیه و تحلیل مقدار افزوده گاز محلول (DGA) یکی از مضرات اصلی رله Buchholz فعلی ؛ مشخصه ها و ویژگی های خاص انتگرالی یا تکمیلی برای اندازه گیری است . آن تنها می تواند نشان دهد که چه مقدار گاز بدرون محفظه وارد شده است از زمان خالی بودن . اگر زنگ هشدار فعال شود . دانستن آنکه اگر این گاز ایجاد شده بدلیل نقص بزرگ و یا اشکال کوچکی بوده ، در طول زمان طولانی مدت از هنگام خالی بودن ، مشکل و سخت است . لذا نتیجه می تواند با اشتباه و تفسیر نادرست در بسیاری از حالات بوده باشد . علاوه بر این سابقه گسترده شدن و بخش گاز نیز برای تشخیص اشکال و نقص مهم است که در اینجا نامعین می باشد . و نیز قطع یا اختلال در جریان برق می تواند برای تولید گاز ، دلایلی چند داشته باشد ؛

• گاز زدایی از روغن اشباع شده

• عبور دادن هوا جهت تحت فشار قرار گرفتن برای کارکرد پمپ های روغن

• گاز زدایی با ایجاد حباب یا فضای خالی در پشت پمپ های روغن

• ارتعاشات قوی مکانیکی می تواند در روغن اشباع شده ، ایجاد حباب نماید .

• تغییرات ناگهانی دما در روغن با مقدار کم یا بخشی از روغن

• کاهش ناگهانی فشار محیط

• بسته شدن هوا عبوری از خشک کننده ها می تواند سبب تحت فشار قرار گرفتن داخل مخزن

شده که ایجاد حباب می نماید .

در کنترل کامپیوتری استفاده از رله Buchholz مشکل می باشد ؛ زیرا حساسیت آن ضعیف است

این نوع رله در حالت عملی تنها یک ابزار محافظ بوده و نمی تواند بعنوان ابزار شناسایی بکار برده

شود زنگ هشدار نقص و قطع بدلیل نقص برای تفسیر علت ممکن می باشد . برای کاهش امکان خطا در زنگها مقدار کمی گاز در طول مدت طولانی پخش می شود و نشانه ای از نقص بزرگ نیست که باید از محفظه خارج شود . تنها در این حالت سینگال از رله مذکور، نشان دهنده نقص بزرگ می باشد و این سینگال یا علامت بعنوان علامت محافظ استفاده می شود .

در یک سنسور نوین و تازه توسعه یافته ؛ طوری تعریف و طراحی شد که عملکردهای رله فوق می تواند گسترده نشود . [5] زنگ عدم کارکرد صحیح می تواند برای امکان شناخت موارد و میزان گاز پخش شده ؛ قطع و یا دوباره وصل شود .

این سنسور شامل یک خازن استوانه ای است که معمولاً بر روی رله Buchholz قرار گرفته وبالای دریچه یا سوپاپ گاز زدایی (خروج گاز) می باشد .

آن با مقدار 10 تا 25 میلی لیتر حجم بوده و معمولاً با روغن ترانسفورماتور پر می شود . مقدار کم گازها ورودی به محفظه رله مذکور ؛ با صعود به طرف رله همراه با جایگزینی و جابجایی روغن می باشد . ظرفیت خازنی سنسور بطور متناسب با گاز تغییر می یابد . پس از اندازه گیری حجم گاز ، گازها به قسمت جمع کننده گاز ، انتقال یافته ، که در آنجا ذخیره و تحلیل می گردند .

زمان تشخیص گاز و مقدار اندازه گیری شده گاز در یک حافظه ذخیره می گردد . پارامترهای افزوده دیگری از قبیل دما ، فشار ، یا شرایط بار می تواند ذخیره و ثبت شود .

علاوه براین اگر مقدار روغن کاهش یابد ؛ بدلیل تأثیر بر مقدار عبوری ، زنگ فعال می شود اگر سنسور به یک سیستم کنترل متصل باشد ؛ عملکرد واحد کنترل مرکزی می تواند بانجام برسد این سنسور بمدت حدود دو سال بر روی یک ترانسفورماتور ، رله Buchholz سینگال هایی بوجود می آورد که نامنظم بوده و لذا ترانسفورماتور مشکوک به داشتن نقص قوی می گردد . علت تولید گاز ،

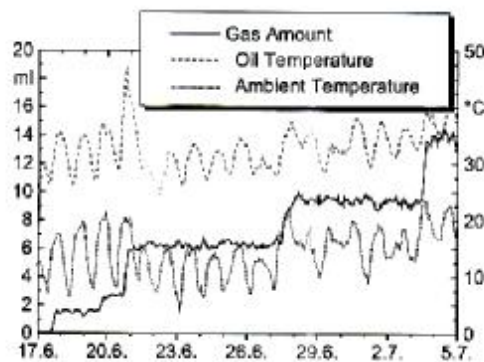
نامعین می باشد . [6]

با کمک یک سنسور نصب شده؛ آن تشخیص می‌شود که مقدار گازهای تولید شده بطور مستمر به میزان 6-9 ml در هر ماه در فصل زمستان و حدود 1 ml در ماه در فصل تابستان می‌باشد. این یافته مطابق با تجربیات بکارگیری و استفاده بوده که سینگال‌های Buchholz اساساً در طول زمستان پدید می‌آورند. لذا می‌توان نتیجه گرفت که این گازها بواسطه یک نقص بزرگ در ترانسفورماتور بوجود نیامده‌اند تجزیه و تحلیل از گازها نشان داده که (محتوای اکسیژن و نیتروژن) هوا می‌باشد. بررسی‌های بیشتر این فرض را مطرح می‌سازد که در زمان زمستان و فشار محیط آن میزان گازهای محلول در روغن در قسمت بالای ترانسفورماتور و بخش صاف یا گسترده آن تغییر می‌یابد. با تغییرات دما؛ گازها به درون لوله‌ها و مجاری میان ظرف یا محفظه گسترده وارد شده و نیز در محفظه ترانسفورماتور قرار می‌گیرند. و از محلول می‌توانند خارج شوند. این اثر می‌تواند با ایجاد لرزش و ارتعاش لوله‌ها یا مجاری حاصل شده و گازهای تولید شده نامحلول به قسمت رله Buchholz وارد شده و یا به سنسور جدید برسند. پس از بازسازی یا تعمیرات مجاری و افزودن بر میزان روغن در محفظه بزرگ، این نقص در مدت طولانی‌تر مشخص نمی‌گردد. یک مثال دیگر، در مورد بازده و تشخیص مناسب امکانات عملکردی رله Buchholz است که در ادامه بحث عملکرد یک ترانسفورماتور MVA 250 با بوش و لایه‌های افقی می‌تواند به طور واضح بیان شود. سنسور آن بر روی رله نصب شده برای جداسازی حجم روغن از قسمت بوشینگ KV 220 نمودار 2 نشان دهنده مقدار گاز پدیدار شده در مدت سه هفته در فصل تابستان پس از افزایش زیاد روغن یا دمای محیط می‌باشد.

هرگاز تولید شده شامل مقدار کوچکی در حدود 4 ml است. هوای سرد سبب سرد شدن روغن

شده که روغن سرد ظرفیت جذب گاز پایین‌تر نسبت به روغن گرم دارد که بر حسب مقدار اندک

روغن درون قسمت بوشینگ ، گاز تولیدی در تغییرات ناگهانی دما تفاوت می یابد . تولید اندک گاز ، نشان دهنده عدم شرایط بحرانی ترانسفورماتور است .



نمودار 2 : عملکرد تولیدگاز بر حسب حجم روغن در بوشینگ KV 220

حالت تازه این سنسور حالت اتصال موقت به محلول تولید کننده گاز می باشد که بر حسب داده های عملکردی از قبیل دما و شرایط بار ، در آینده نیاز است تا شرایط غیر عادی با دقت و توجه بیشتری تحلیل گردد .

2,2 ارزیابی شرایط مکانیکی OLTC : با توجه به این واقعیت که زیان و آسیب جدی به

ترانسفورماتور می تواند در حالت نقص در مبدل بالای بار عبوری OLTC می تواند حادث گردد.

وضعیت آن دارای اهمیت زیادی برای قابلیت اطمینان از کارکرد ترانسفورماتور است . آن همچنین

برای کنترل مکانیکی آن و نیز الکتریکی تحت تنش و روش on-line مهم می باشد . روش های چندی

برای اجرای کنترل on-line از OLTC وجود دارد : اندازه گیری دماهای متفاوت میان مخزن اصلی و

قسمت مبدل فوقانی برای اتصالات و تشخیص میزان حرارت آنها است . برای ارزیابی شرایط مکانیکی ،

در فواصل مختلف تغییرات مبدل نواری بالایی؛ اندازه گیری میزان مصرف انرژی برق در موتور محرک در ضمن یک عملکرد در سیستم کنترل ms 2000 Alstom بانجام می رسد. در مقایسه با سایر راهکارها این روش بسیار ساده و مطمئن تر بوده؛ و تمام اطلاعات مهم را حفظ می نماید [7]

انرژی برق فعال سازی با استفاده از روش اندازه گیری Aaron در مدار بانجام می رسد که با مقدار نمونه 20 ms می باشد. نمودار 3: توصیف کننده معنی مشخصات برای عمل کردن کلید Diverter (دگرگون کننده و یا تغییر جهت دهنده)، سلکتور (انتخاب کننده) و اتصالات قبل از آن است. در ضمن عملکرد اولیه 300 ms در مرحله سوئیچینگ؛ حداکثر انرژی برق مرتبط با جریان در آغاز کار می باشد. هدف ترسیم نتایج بر حسب حالت مکانیکی OLTC از وضعیتی است که موجود بوده و بر حسب دامنه نهایی انرژی برق مربوطه می باشد که نوعی از یک نشانه نمونه از عملکرد ویژه تغییرات در قسمت نواری فوقانی است سینگال ورودی یا کامل شامل سه بخش وابسته به اجزایی است که دارای کارکرد ویژه در هر بخش می باشد. میزان بار قسمت های فنری برای کلید Diverter؛ بخش از میزان نهایی انرژی برق در عملکرد سوئیچینگ در مقدار 4500ms می باشد. در ضمن این زمان باز شدن سکتیور و اتصالات اولیه یا قبلی آن؛ چرخش و بسته شدن اتصالات بوقوع می پیوندد. تمامی این وقایع ارائه شده تحت مقادیر حداکثر نمونه در حالت انحناء و تغییر انرژی برق فعال آن می باشد. نوارها یا قسمت های بهم چسبیده ایجاد شده که بر روی سطح فلزی سلکتور ثابت شده اند و اتصالات اولیه سلکتور بر حسب مقاومت های مکانیکی موجود مشابه شده که به صورت متحرک می باشند. عملکرد نامناسب آن می تواند با بالاتر شدن دامنه حداکثر انرژی مصرفی مشخص شود. برای بکارگیری این روش برای کنترل on-line عملکرد کامل سوئیچینگ به هشت قسمت تقسیم بندی می شود. در حالت وقوع حداکثر میزان در یک قسمت که از مقدار معینی تجاوز نماید. یک زنگ هشدار در سیستم کنترلی فعال شده و بصدا در می آید.

در حالت افزایش تجهیزات این زنگ بر حسب تماس های ثبت شده برای هر قسمت باریک شده در حالت سوئیچینگ پس از چند هفته از سرویس فعال می شود .

جریان بار از یک ترانسفورماتور نیز در ضمن سوئیچینگ پخش tapchanging با یک مقیاس نمونه از 20 ms ذخیره می شود . تفاوت بار جریان قبلی و بعدی در سوئیچینگ Tap نیز بعنوان اطلاعات ارزشمندی است که درباره صحت عملکرد سوئیچینگ می باشد . علاوه بر این در حالت بروز نقص در ضمن عملکرد تغییرات Tapchanging آگاهی از بار جریان های عبوری اهمیت بسیاری برای تشخیص علل دارد .

2.3 اندازه گیری میزان تخلیه جزئی یا ناتمام در روش on-line :

در طول چند سال گذشته پژوهش های گسترده ای در زمینه تخلیه بار جزئی یا ناتمام (PD) و اندازه گیرهای مربوط به آن درباره قطعات در ولتاژ بالا بانجام رسیده ، که به سوی بهبود تکنولوژی سنسور و اندازه گیری رفته است و نیز الگوریتم های مختلفی برای ارزیابی PD بدست آمده است . اندازه گیری PD بروش on-line برای ترانسفورماتورها می تواند با روش های مختلفی بانجام برسد . سپس در کنار اندازه گیرهای صوتی برای تعیین PD الکتریکی استفاده می شود .

در اندازه گیرهای صوتی از سنسورهای ویژه ای استفاده می شود که بر پایه اثر الکتریکی Piezo برای اندازه گیری امواج متراکم در فرکانس بین 50 KHZ , 350 KHZ بکار می رود . با استفاده از این تکنیک در برخی حالات موقعیت یا وضعیت منبع PD ، شناخته شده ؛ اما با توجه به کاهش یا افت بالا مربوط به عایق ، کنداکتورها ، مدار مغناطیسی و محفظه ترانسفورماتور ، میزان حساسیت این تکنیک ، کاملاً کوچک و اندک می باشد علاوه بر آن موقعیت یک PD در شعاع حدود

20 cm می تواند باشد [8] . لذا در یک حالت نامطلوب که در آن یک منبع PD در قسمت کناره یا

لبه سیم پیچ مقابل آن قرار می گیرد ؛ حتی فاز ترانسفورماتور که در PD پدیدار می شود ؛ نمی

تواند مشخص گردد . علاوه بر آن اغلب تعدادی از سنسورها نیاز است ، افزایش اثرات مرتبط با اندازه گیری ابزار بصورت یک ارزیابی مناسب بوده و پردازش داده های جمع آوری شده صورت پذیرد . همچنین تعیین میزان تخلیه انرژی بدقت نمی تواند بانجام برسد زیرا تنظیم یا کالیبراسیون اندازه گیرها تقریباً غیر ممکن است .

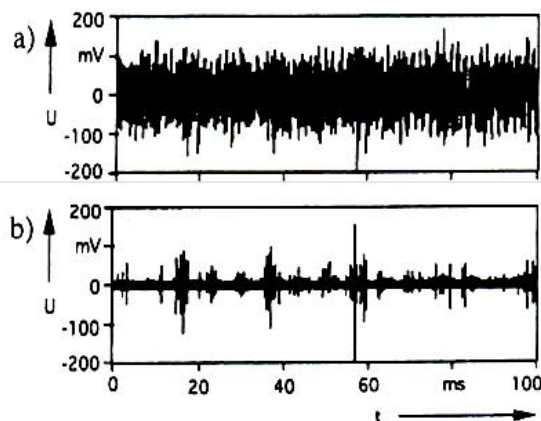
بدلیل اندازه گیرهای PD الکتریکی یا ترجیح بیشتر دارد ؛ زیرا آنها امکان تعیین میزان شارژ بوجود آمده یا جریان وارده را فراهم ساخته و در بعضی حالات امکان تشخیص موقعیت PD میسر است . اندازه گیرهای الکتریکی PD می تواند به مقیاس های با طول موج یا باند گسترده و کم عرض تقسیم شود . نوع کم عرض بر اساس فرکانس میانی مشخص شده و پهنای باند آن بین 9 تا 30 KHZ می باشد. درحالیکه درنوع گسترده یا عریض از نظرطول موج محدوده باندی آن بین 100 تا 400 KHZ می باشد که بر حسب دوره پیشنهادی بر پایه استاندارد بین المللی IEC60270 [9] تعریف می گردد . فناوری باند کم عرض یا طول موج باریک بر اساس انتخاب فرکانس مرکزی مناسب و جلوگیری از ایجاد نونر یا تداخل امواج بوده اما اغلب نیاز است که انتخاب فرکانس مرکزی با مقدار چند MHZ برای ایجاد حالت جلوگیری و مهار نویز باشد . این مطابق با استاندارد IEC60270 نیست که در آن فرکانس مرکزی محدود به 1 MHZ می باشد بجز طیف فرکانس تخلیه جزئی که تقریباً بر حسب فرکانس مرکزی انتخاب شده ثابت است . علاوه بر آن موقعیت یک PD به همان صورت مشخصات آن وابسته به نوع PD و بر پایه ارزیابی بعمل آمده از $q-n$ یا $t-q-n$ بصورت الگویی است که مشکل می باشد و می توان بطور معمول فقط با دانش و آگاهی تخصصی بدان پرداخت . بنابراین تشخیص PD در یک باند گسترده ترجیح داده می شود تا برای اندازه گیرهای PD بروش on-line بکار رود ؛ و نیز پژوهش ها نشان داده است که عرض باند در حدود 10 MHZ برای توانستن جهت استفاده از الگوی شناخت منابع PD و روش های تشخیص مناسب است . [10-11] این عرض باند

مطابق با بازبینی استاندارد IEC60270 بوده و بصورت اندازه گیری باند عریض و گسترده تعریف شده که نشانگر فناوری جزئی بوده بویژه برای وضعیت PD است. با استفاده از این تکنیک، سینگال های PD می تواند به صورت جدا شده با کوئل های Rogowski نصب شده در قسمت انتهایی پوشینگ محرک های خازنی یا نوارهای اندازه گیری باشد که اغلب در پوشینگ ها بانجام می رسد. نحوه اندازه گیری بروی موقعیت در نمودار با نشان داده می شود که در آن سینگال جدا شده از قسمت پایین فیلتری عبور یافته و قبل از پشت آن توسط یک دستگاه شماره انداز دیجیتالی، تقویت و پردازش می گردد.

در ضمن اندازه گیری حالت باند گسترده بر روی محل، سینگال های نویز یا تداخلی چندی بر آن تأثیر می گذارند که نیاز است تا آنها مهار شده که با فیلترینگ و روش های مختلف آن اقدام می گردد. ابتدا نویزهای پیوسته سینوسی با استفاده از یک فیلتر دیجیتال منطبق با آن، مهار می گردند.

در نمودار 5. یک اندازه گیری بر عملکرد ترانسفورماتور نشان داده شده که قبل از (a) و بعد از (b) مهار و فرونشاندن نویزهای سینوسی می باشد. در این حالت اندازه گیری بر روی یک ترانسفورماتور 200 MVA ثبت می شود که با استفاده از فرکانس در محدوده 20 KHZ و 10 MHZ می باشد.

نمودار 5. مهار فرونشانی نویزهای تداخلی سینوسی



سپس نیاز است تا پالس یا ضربان حرکتی تناوبی نویزهای شکل گرفته توسط تیراستور یا راست ساز گرفته و حالت یابد که بتوان بطور مؤثری با تطبیق الگوریتم های مرتبط و متناظر یا با فیلترهای رد کننده فرکانسی آنها را تطبیق داد .

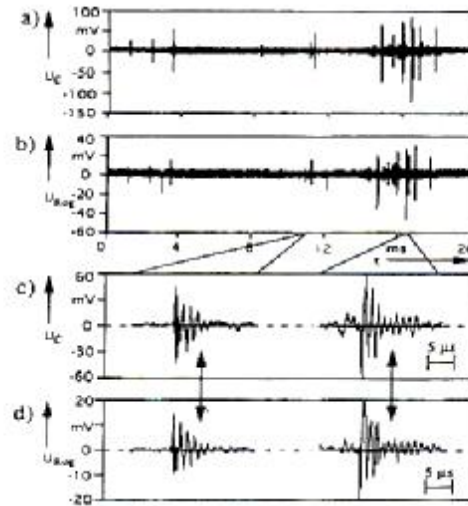
سینگال باقیمانده فقط حاوی سینگال های PD بوده و بطور اتفاقی نویزهای ضربانی شکل 5 گرفته ای که از corona ناشی شده اند . بدلیل آنکه این سینگال ها کاملاً شبیه اند جداسازی آنها مشکل می باشد . لذا تکنیک های جفت سازی یا coupling در یک راستا مناسب می باشد . زیرا آنها مقدار گذر انرژی سینگال ها را معین داشته و لذا تشخیص میان سینگال ها از درون و بیرون ترانسفورماتور ممکن می گردد . [12]

نمودار 6 نشان دهنده این تکنیک بکار رفته برای سینگال های PD است که برای ترانسفورماتور با 200 MVA تحت روش on-line اندازه گیری شده است .

با مقایسه سینگال ولتاژ PD ، U ، جدا شده توسط درایور خازنی و جریان PD Rog U جدا شده توسط کوئل های Rogo Wski (نمودار a ، b ، c ، 6) . انتخاب میان تخلیه های جزئی و پالس نویز امکان پذیر است .

زیرا که کالیبراسیون اندازه گیری ها نشان داده است که پالس ها با توجه به اجزاء ولتاژ و جریان با یک قطبیت که از بیرون وارد ترانسفورماتور می شود ؛ می توان جزئیات پالس ها را بر حسب پالس های نویز ایجاد شده که لازم اند ، نشان داد . (نمودار 6c ، 6d) سرانجام برگرفته از جریان ثبت شده سینگال ها ، تنها میزان تخلیه باقی مانده و در یک طرف مشخص است . این سینگال ها را می توان با استفاده از روش های متنوعی از الگوهای شناسایی برای یافت مبدأ و منشاء PD بکار برد . اگرچه این مرحله باید بروش off line و در این حالت بانجام برسد ؛ زیرا الگوریتم های متفاوت بسیاری برای تجزیه و تحلیل اطلاعات یا داده ها نیاز است .

نمودار 6 : جداسازی PD و پالس ها نويز



3 . شناخت با ترکیبی از روش های ON S off - LINE

تجربه بدست آمده از روش on - line برای کنترل انرژی برق ترانسفورماتورها پیوسته در حال افزایش است . هنوز کمبود آگاهی در مورد نحوه تکمیل اطلاعات در روش کنترل on - line در عمل برای بکارگیری یک ترانسفورماتور وجود دارد . ترکیبی از روش ها ON S off - line می تواند ابزار و روشی کامل و قوی برای ارزیابی های عملکردی ترانسفورماتور اقتصادی باشد .

اطلاعات تکمیلی بدست آمده در روش off - line در مورد حالات نامناسب ، ارزشمند بوده و می تواند سبب تکمیل سیستم های on - line در آینده شود .

شناخت بروش off - line نیز می تواند بهمان روش ها همانند روش on - line بانجام رسیده و حالتی از اندازه گیری های PD بشمار می رود . تشخیص off - line کنترل دقیق شرایط بانجام رسیده و با استفاده از روش های اندازه گیری پیشرفته از قبیل ثبت کننده چندکاناله PD با اجرا در آمده و امکان تشخیص و کمیت پذیری PD فراهم می شود .

شناخت بروش off-line ابزارهای مقتدر بیشتری را فراهم می سازد که امکان دستیابی به اطلاعات تکمیلی درباره عملکرد ترانسفورماتور فراهم ساخته و آنها در روش on-line با صرف اقتصادی قابلیت لازم بدست نمی آیند ، لذا این روش ها از جمله تجزیه واکنش فرکانس (FRA) و تجزیه تحلیل گروه اتوگرافی گازی (DGA) مورد توجه و مؤثراند .

3,1 تجزیه و تحلیل (آنالیز) واکنش فرکانس : عملکرد ترانسفورماتور مربوط به یک ترانسفورماتور (سیم پیچی آن) یک مشخصه یکسان ، ویژه ای برای هر ترانسفورماتور یا سیم پیچی آن بشمار می رود . این سیم پیچی مشابه با یک شبکه RTC پیچیده در فرکانس های بالا می باشد و عملکرد آن بر اساس تئوری ویژه یک سیستم ثابت با تغییرات خطی می باشد . تغییرات کوچک در نحوه سیم پیچی سبب در ظرفیت خازنی و القایی شده و نتیجتاً در FRA تغییر حاصل می کند . روش های مختلفی به منظور تعیین عملکرد آن برای سیم پیچی یک ترانسفورماتور موجود است :

[14.15]

• ضربه یا تغییر و تشدید ناگهانی ولتاژ بالا (HVI)

• تشدید و تغییر ولتاژ پایین (LVI)

• آنالیز قوسی فرکانس (معمولاً FRA نامیده شده)

روش های HVI , LVI بر اساس همان اصول یک تغییر ولتاژی ناگهانی و زیاد بوده و برای ترمینال ترانسفورماتور شکل یافته بطور همزمان مقدار جریان در ترمینال های مختلف اندازه گیری می شود . عملکرد ترانسفورماتور میان قسمت ورودی و خروجی همانند ناحیه لبه در قسمت سیم پیچی شده آن است . روش HVI از تشدید یا تغییر ناگهانی ولتاژ بالا در ضمن تست میزان تغییرات ناگهانی برق استفاده شد و یا در اندازه گیری بروش on-line در ضمن سوئیچینگ یا روشن شدن شبکه استفاده می شود . [16] . مشکل اصلی این روش طیف ضعیف فرکانسی سینگال ورودی بوده و حساسیت آن

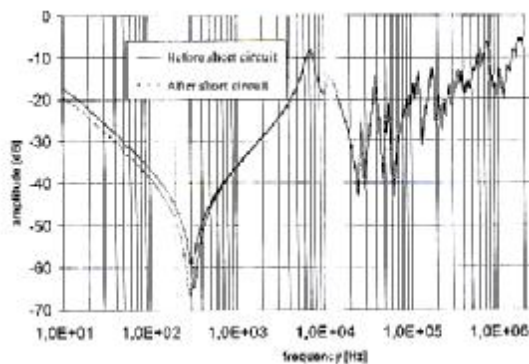
برای تشخیص تغییرات کوچک در سیم پیچی مناسب نیست . برای روش LVI با تغییرات ولتاژی پایین (چند صد ولت) نیز برای سیم پیچی استفاده شده و می تواند اندازه گیری براساس انتخاب نمونه با بالاترین فرکانس دلخواه باشد .

مسئله اصلی استفاده از LVI تکرار پذیری نتایج آزمون بوده که وابسته به شرایط نویز محیطی است و لذا انجام مقایسه ها میان علائم مشخصه اصلی و تکراری در اندازه گیرها مشکل می باشد . در ضمن اندازه گیری های جداگانه فرکانس ، میزان امپرانس سیم پیچی ترانسفورماتور بعنوان تابعی از فرکانس اندازه گیری می شود که با بکارگیری تست سینگال سینوسی ولتاژ پایین با تغییرات فرکانس بانجام می رسد این سینگال ها در فرکانس های مختلف برای تعیین دامنه و فاز عملکرد ترانسفور اندازه گیری شده که برای کل فرکانس می باشد . مضرات آن استفاده از روش FRA ، طول مدت نسبتاً زیادی برای اندازه گیری ، در مقایسه با روش LVI است . مزیت اصلی FRA ، تکرار پذیری مناسب نتایج آزمون می باشد . زیرا این روش کمتر تحت تأثیر نویزهای افزوده شده می باشد . اندازه گیری های انجام شده در این مقاله بین 10 HZ ، 2MHZ بوده که با مجموع نمونه های جداگانه 2000 مورد بر اساس انطباق با محدوده فرکانسی است .

نمودار 7 نشان دهنده دامنه ای از یک ثبت نمونه on - site از یک ترانسفورماتور تک فاز 16.5MVA,90KV/27.5KV را قبل و بعد از یک سری از مدارهای کوتاه سه گانه به روی آن قرار گرفته ، نشان می دهد . افزایش فرکانس یا زردناس اولیه با تغییرات 325 HZ تا 280 HZ بانجام می رسد . در فرکانس های پایین ، میزان اصلی القایی با وضعیت مدار مغناطیسی معین می شود . تفاوت در باقی مانده جریان عبوری براساس اندازه گیری های متفاوت ، سپس بررسی قابلیت هدایت

مغناطیسی هسته آهنی مرکزی شده و تغییر در القای اصلی را سبب می شود. نتایج HF قبل و بعد از بکارگیری مدار کوتاه بخوبی قابل تطابق نیست.

نمودار 7. واکنش FRA قبل و بعد از مدار کوتاه



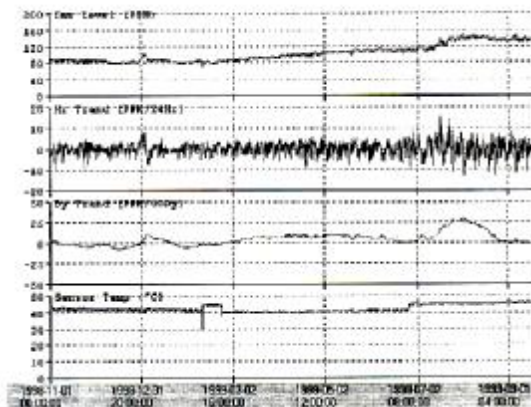
این واکنش HF توسط ظرفیت های خازنی عبور جریان درون حالات interdisc ، interturn به همان میزان القایی معین می گردد.

ترانسفورماتور تحت آزمون های عبوری مدار کوتاه بطور موفقیت آمیزی عمل می کند. اندازه گیری های امپرانس قبل و بعد از مدار کوتاه؛ نتایج PRA را ثابت می کند.

3,2 تشخیص گاز درون روغن: کنترل به روش on-line مربوط به گازهای محلول در روغن در سیستم های نصب شده استفاده گسترده ای دارد. تعداد سنسورهای مختلفی بدین منظور گسترش و توسعه یافته است. اطلاعات مربوط به ایجاد هیدروکربن حل شده گازی در روغن شکل جزئی مبین وضعیت عملکرد ترانسفورماتور نیست. نمودار 8 به توصیف افزایش گاز محلول با استفاده از یک سنسور Hydran می پردازد.

در روش on-line اطلاعات بدست آمده با استفاده از DGA تحلیل شده تا تشخیص اولیه ای از عملکرد ترانسفورماتور بانجام برسد.

نمودار 8 : ارزیابی از میزان گازهای محلول با استفاده از سنسور Hydran . بدین منظور از یک ثبت کننده تخلیه جزئی یا ناتمام جریان از نوع چند کاناله (APOR) استفاده می شود . [13.17] این APOR امکان ثبت و ضبط سینگال ها را بطور همزمان تا 7 کانال با مقدار دینامیکی 12 dB فراهم می سازد .



مقدار حداکثر ، قطبیت و فاز هر بار تخلیه ثبت می شود . روش های دسته بندی PD به طبقه های مختلف و مشخصات مربوط بطور خاصی استفاده می شود . با بکارگیری این ابزار و روش برای حالت مفروض می توان افزایش و ایجاد گازهای محلول را در آغاز مرحله عملکرد PD در روغن معین نمود .

4 . کنترل دما و نظارت بر واحد خنک کننده :

رفتار و عملکرد حرارتی یک ترانسفورماتور را می توان با یک سیستم bodyone نشان داد . [18.19] در حالت ثابت و غیر متغیر : تمامی مقادیر افت (p) انتقالی به محیط با مقاومت گرمایی (Rtn) از ابزار خنک کننده می باشد . برای دمای ایجاد شده روغن ؛ تساوی زیر برقرار می گردد .

$$v_{\text{هو ا}} - v = (p_{k,n} \cdot k^{t^2} p_o > r_{tn}(1)$$

متغیر K نسبتی است از بار واقعی با بار نسبی. در حالت نوسان تشدید در دمای محیط یا بار ظرفیت حرارتی (C_{tn}) ترانسفورماتور نیز باید توجه گردد. این همراه با مقاومت حرارتی، بر زمان ثابت در عملکرد ترانسفورماتور مؤثر است. مشخصات دینامیکی دمای روغن ($Voil$) را می توان محاسبه کرد. بروش on-line و مکرر، با سیستم کنترلی مطابق باتساوی

2. دماهای اولیه و نهایی روغن با توجه به $Voil.act$ و $Voil$ به ترتیب می باشد.

$$Voil(t) = (voil,co - voil.act) \cdot \left\{ 1 - e^{-\frac{t}{R_{th.cth}}} \right\}^{voil.act(2)}$$

با حل تساوی $K, 1$ بر حسب بار مستمر مجاز مطابق با IEC60354 می تواند محاسبه شود. ثابت های ($P_o, P_{k,n}, R_{tn}$) ترانسفورماتور با طرح مخصوص آن معین می شود. دمای محیط را می تواند اندازه گیری نموده و دمای بالای روغن باید محدود به $c 105$ برای ترانسفورماتورهای خنک شده مدل مثلث با توجه به استاندارد IEC60354 باشد. بدین روش دما در نقاط داغ تحت کنترل باید باشد. زیرا دربار محدوده نرمال تا $c 120$ ای باشد. نیاز برای بالا بردن بار و شتاب دادن به زمان عبور برای بار پایین و کاهش مرحله و محاسبه مربوط در متوسط 100 روز به انجام می رسد. این مدل حرارتی برای یک شبکه جفت شده یا کوپلینگ ترانسفورماتور با MVA 250 می باشد.

نمودار 9. محاسبه دمای روغن و ظرفیت افزایش بار

دمای بالای روغن تحت شرایط ویژه گرمایی در زمان ثابت بر حسب دمای اندازه گیری شده قبلی محاسبه می گردد. انحراف و تغییر تا $2K$ با نوسانات شدید در دمای محیط و بار همراه است. لذا قابلیت اطمینان این مدل بر اساس میزان تشخیص نقص در سیستم خنک سازی بوده و این نقص به پمپ او فن ها مربوط می گردد. که با مقایسه دمای در بالای روغن تشخیص داده می شود. این مدل حرارتی همچنین برای حالت تنظیم بار وابسته به سیستم خنک کننده استفاده می شود. بدین

منظور دمای مطلوب روغن در نرم افزار سیستم کنترل MS 2000 وارد شده که بعنوان یک مقدار کنترلی است . مقاومت حرارتی واحد خنک کننده برای ایجاد افت ترانسفورماتور در محیط همراه بوده که می تواند بعنوان تابعی از دمای محیط و بار واقعی منظور گردد . بدین روش دمای ثابت روغن با عملکرد تحت نظارت فن ها حاصل آمده و رطوبت کاسته شده برای آن ترانسفورماتور حاصل می گردد . این کار با جذب روغن ترانسفورماتور همراه می گردد . در مقایسه با کنترل فن بطور مرسوم ، با استفاده از سیستم هوشمند ، برای کنترل بار وابسته دارای مزایای زیر می باشد :

• استفاده از دستگاه می تواند با کاهش مشکلات مربوط به نقاط داغ و دمای آن توصیه می شود .
• سرویس و بررسی میزان مصرف سوخت ترانسفورماتور می تواند بانجام رسیده و سرویس ها کاهش یابد با بکارگیری فن هایی برای کاهش دما ، ظرفیت بار افزود ، ترانسفورماتور می تواند بوسیله خنک شدن اولیه روغن قبل از رسیدن به بار حداکثر حاصل شود .
• کنترل انتخابی فن ها بر پایه میزان نویز ترانسفورماتور کاسته خواهد شد .

5. نتایج : ارزیابی شرایط و وضعیت ترانسفورماتورهای برق بصورت روش های ترکیبی on s off – line

به میزان بسیاری سبب کاهش مخاطرات ناشی از بروز نقص می گردد . فناوری نوین سنسورها از جمله بکارگیری رله Buchholzoing ، کنترل OLTC بر پایه مصرف برق موتور محرک و روش اندازه گیری PD در این توزیع توصیف می گردد . نتایج بدست آمده در محدوده کاربردی این فناوری نوین سنسور نشان دهنده ظرفیت هشدار دهندگی است .

روش جامع تشخیص نیازمند آن است که در آینده نتایجی از اندازه گیری های on S off- line بدست آید که بر مبنای ارزیابی های روش های بهتر بوده و با همکاری میان سازندگان و استفاده کنندگان از دستگاه ترانسفورماتور میسر می گردد .

10-1 الگوهای دسترسی و جستجوگرچندگانه پردازشگر با حافظه پیش بینی همراه با

مدل های آموزشی .

خلاصه : فناوری آموزش ماشینی برای سیستم های کامپیوتری بصورت بهینه شده ای قابل کارکرد و استفاده گردیده است . ما نشان می دهیم که حافظه مشترک پردازشگر چند بُعدی می تواند بطور موفقیت آمیزی از الگوریتم های آموزشی ماشینی برای پیش بینی الگوی لازم جهت دستیابی به داده ها استفاده نماید .

بویژه سه تکنیک آموزشی ماشینی و پیش بینی بروش on - line ، مورد تست قرار گرفته و الگوهای متوالی را برای دستیابی مکرر به حافظه برای کاربردهای پردازش موازی الگوریتم آهسته سازی 2-D ضریب ماتریسی و انتقال سریع فورید بر اساس حافظه پردازشگر چندگانه فراهم آورده است .

سه فناوری نمونه برای پیش بینی مورد استفاده بوده است و تست گردیده :

(1) روش پیش بینی کننده Markov

(2) پیش بینی کننده خطی

(3) شبکه عصبی با تاخیر زمانی (حساس) (TONN) پیش بینی کننده

پیش بینی کننده های مختلفی بر مبنای کاربردهای متنوع شکل گرفته اما نوع TONN نتایج یکسان و مناسبی داشته است .

1- مقدمه

سیستم های پردازشگر چندگانه در مقیاس بزرگ ، هزینه پایین و قابلیت ارتقاء و سنجش بالا داشته و با بازده بالا در شبکه های با اتصال درونی و قابلیت ساماندهی و ترکیب سازی درباره (INs) هستند . این

INs تعداد محدودی از کانال های ارتباطی را شامل می گردند که بر اساس نیاز قابلیت دستیابی لازم به

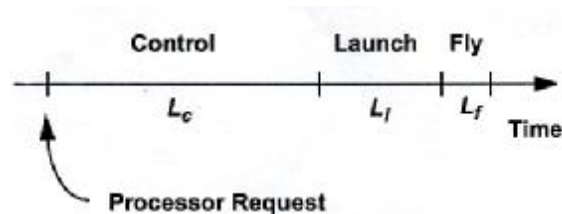
حافظه پردازشگر را فراهم می سازد . در این نیاز، محیط تحت تأثیر ؛ دستیابی به پردازشگر یک حافظه مدرن و واحد ، نیاز به یک کنترل کننده IN برای ایجاد مسیر دارد . (شکل گیری دوباره IN) این کنترل کننده مورد استفاده برای بهینه سازی شکل دادن و ترکیب IN بر اساس مجموعه ای از نیازهای معمول پردازشگر می باشد . از اینرو برقراری ارتباط انتهایی end-to-end درونی توسط این قبیل IN s می تواند با سه جزء یا عامل مشخص شود . (نمودار 1) زمان کنترل ، که زمان مورد نیاز برای تعیین ترکیب جدید IN بوده و برای برقراری ظاهری مسیرها در IN مورد نیاز است . زمان آغاز یا مبادرت : زمانی است که اشتغال داده در IN s صورت می پذیرد . و زمان حرکت سریع یا پروازی . زمان مورد نیاز برای پیغام جهت از سوی IN به مقصد نهایی آن می باشد .

زمان آغاز و شروع پرداخت می تواند با استفاده از یک باند گسترده و بالای IN s های الکترونیکی بصری یا اپتیک کاهش داده شود و زمان حرکت سریع نیز بطور نسبی در یک محیط با فواصل انتهایی end-to-end کوتاه ، غیرمهم می باشد . لذا زمان کنترل بر نحوه ارتباط درونی تسلط دارد . اگرچه در یک سیستم چند پردازنده اجرای یک عملکرد علمی موازی یا همسان . نیازمند دستیابی به حافظه می باشد که توسط پردازنده تحت یک الگوی مکرر بر مبنای کارکرد بانجام می رسد .

کمپاسیر یا تنظیم کننده می تواند یک کارکرد را آنالیز نموده و سعی نماید که الگوهای پیش بینی آن برسد . (Gornish,90) : اما اغلب این الگو دینامیکی بوده و لذا پیش بینی آن مشکل است . هدف از این کار بکارگیری یک تکنیک می باشد .

N الگوهای on-line را آموزش داده ؛ و به نیازهای پردازشگر پیش بینی شده پردازد و ترکیب IN را شکل و اجرا داده تا آنچه که برای کنترل نهانی و درونی آن لازم است ، بانجام برسد . تأثیر آن کاهش

قابل توجهی در ارتباطات جانبی برای سیستم های چند پردازنده (پردازشگر چندگانه) می باشد .



نمودار 1:3 جزء مربوط به ارتباط end-to-end جانبی: زمان کنترل زمان آغازین و زمان حرکت .

زمان کنترل بر تمامی ارتباط تسلط دارد . روش های آموزشی در نواحی مختلفی با سیستم های کامپیوتری و ارتباطی بکار برده می شود . برای نمونه شبکه های neural برای هم آموزش شبکه توپولوژی یا تحلیل مکانی و هم الگوی ترافیکی برای بررسی و کنترل شبکه های ارتباطی کاربرد دارد . استفاده از سیستم های neuro کامپیوتری (محاسباتی) با سرعت بالا در شبکه های ارتباطی موضوع اصلی ارتباطات بشمار می رود . کاربردهای دیگری از این شبکه های حسی برای کنترل قطعات کلیدی یا سوئیچینگ در یک شبکه چند مرحله ای برای کامپیوترهای با اتصال موازی است . برای سیستم های چند کامپیوتری به از الگوریتم های پیدایشی و درونی استفاده می شود که کار طرح ریزی وظایف توزیع شده را به صورت تکنیکی بعهدہ دارند راه حل هایی برای حل مسئله نمایش تطابقی برنامه های با ارتباط موازی بر سیستم های چند کامپیوتری فراهم کننده توازن بار و حداقل رساندن ارتباط درون پردازشگرها با استفاده از الگوریتم های درونی آنهاست و طرح ریزهایی که از خود آنها ناشی می شود .

این تکنیک یک واحد اطلاعات را بصورت حافظه نهایی که دارای قابلیت دسترسی است ، فراهم ساخته و لذا باید جای گرفته و میزان افت آن پایین آورده شود . بطور معمول ؛ این متن در زمینه آموزش ماشینی در سیستم های محاسباتی یا کامپیوتری و ارتباطی بوده و متمرکز بر چگونگی این تکنیک هایی است که می تواند برای شناسایی الگوهای ارتباطات بمنظور بهینه سازی کنترل سیستم ها بکار برده شود . مرکز شغل این کار این کار ، مطالعه چگونگی روش های آموزشی on-line و شکل گیری

یک نمونه از الگوهای پیش بینی پردازشگر Markov: یک پیش بینی کننده خطی و یک شبکه nerah تأخیر بهره می بریم (TDNN) برای آموزش و پیش بینی الگوهای دستیابی به حافظه با سه کاربرد موازی

علمی: الگوریتم 2D relaxation ضریب ماتریسی و یک 1-DFFT فصل بعدی آزمون ما را نشان می دهد که در آن به توصیف مدل چند پردازنده با حافظه مشترک می پردازیم در فصل 3 به توصیف روش های پیش بینی مورد استفاده پرداخته و در فصل 4 نتایج آزمون تجربی بدست آمده از پیش بینی کننده ها بیان می گردد. فصل آخر نتایج بدست آمده و تصمیمات و تحقیقات مورد نظر در آینده را بیان می دارد.

2. مدل های چند پردازشگر:

کامپیوترهای با حافظه مشترک و اتصال موازی بطور متداول به سیستم های چند پردازشگر معروف و تشکیل دهنده اند. سیستم حافظه مشترک چند پردازنده مورد نظر ما (SMM) شامل 3 پردازشگر (Po) (Pt) - 32 حافظه مدرن (Mo - Ms) یک IN شکل و ترکیب دهنده و یک کنترل کننده IN (نمودار 2) می باشد.

این مدل SMM از یک router با مراحل متوالی استفاده برده و امکان ثبت مسیرهای حافظه در کاربردهای موازی فراهم است.

کنترل کننده IN براساس حالت نمونه Router (حفره ساز) حالات متوالی در این سیستم ها با پردازشگر و k واحد حافظه ترکیب پذیری IN را می توان آماده داشت تا به هر تعداد مسیر ممکن $N \times k$ بین یک پردازشگر و یک واحد حافظه باجرا در آمده و اگرچه آن می تواند فقط یک زیر مجموعه از این راهها را در هر زمان داده شده در بر داشته باشد.

این مدل SMM که بکار می رود از یک سیستم کنترل IN استفاده شده که بر اساس حالت ایجاد متوالی وضعیت (SSR) و الگوی مربوطه می باشد. که دارای مزیت تعیین مشخصات وضعی و نمایش آن در الگوهای دستیابی به حافظه بوده و به ترکیب ساختن دوباره شبکه از میان یک مجموعه ثابتی از

ترکیبات در یک روش تکرار شونده می پردازد (ژنراتور)

کنترل کننده IN مورد استفاده برای ایجاد وضعیت های جای گیری متوالی شامل یک تولید کننده حالت یا وضعیت است که تحت کنترل یک ترانسفورماتور (وضعی) حالت می باشد . بویژه حالت توالی آن در یک چرخه بصورت تغییرثبت شده بوده که بر حسب طول k در نمودار 2 نشان داده می شود . این ایجاد کننده حالت های متوالی در بر گیرنده حافظه موضعی اصلی در الگوهای مربوطه بوده و با استفاده دوباره از توالی ردیف ها اقدام می نماید .

یک پردازشگر که نیاز به دستیابی به واحد حافظه در برابر یک خطا دارد (یا نیازمند است) تا ترانسفورماتور حالت تنها اگر جریان متوالی وضعی هنوز فراهم نشده باشد . مسیری را برای عبور از واحد حافظه و ایجاد آن حاصل نماید .

در مقابل ترانسفورماتور حالت یا وضعی مسیر درخواستی را به این وضعیت متوالی افزوده که با تغییر آخرین یا حداقل مسیر اخیر مورد استفاده بانجام می رساند .

با استفاده از SSR متوسط کنترل جانبی L حاصله در هر جستجو برای دستیابی می تواند بدین

$$(1) Lc = (1-P) K/2 + P(K+F) \quad \text{شکل نشان داده شود .}$$

که در آن P احتمال وقوع یک خطا ، K طول ردیف یا توالی و F زمان وقوع خطاست . اگر یک پردازشگر نیازمند مسیری باشد و آن در ردیف و توالی حالت موجود باشد . خطایی ایجاد نشده و از حالت درونی یا جانبی زمان برای مسیر جهت عبور این ردیف با متوسط $K/2$ فراهم می باشد .

SSR بر مبنای کنترل کننده IN تنها نیازمند برقراری راهها و مسیرهای اصلی و اولیه ای بوده و به واکنش ها در الگوی دستیابی به حافظه پاسخ می دهند . و نیاز به درخواست های واکنشی به نیازمندی انحصاری برای دستیابی به حافظه نمی باشد . هدف ما بکارگیری یک تکنیکی است که احتمال بروز خطا

کاسته شده که با پیش بینی تغییرات در الگوهای دستیابی به حافظه و شکل گیری کنترل کننده بر حسب نیاز ترانسفورماتور قبل از بروز خطا بانجام می رسد .

آنگونه که در نمودار 2 نشان داده شده واحد پیش بینی (PU) مورد استفاده برای آموزش الگوی دستیابی برای هر پردازشگر می باشد . این پیش بینی ها ایجاد شده توسط PU بعنوان نشانه یابی توسط SSR مورد استفاده واقع شده در زمانیکه عملکرد ایجاد دستیابی ها به حافظه در حال انجام است . با تغییر دینامیکی الگوی دستیابی و پردازش حافظه لذا می توان آن را بر مبنای زمانی مدل بندی نمود . برای این بررسی اولیه ما سه عامل زمانی ساده را برای روش های پیش بینی on-line انتخاب می نمایم

یک پیش بینی کننده Markov . یک پیش بینی کننده خطی و یک TaNN

3 . آزمون روش پیش بینی

برای ارزیابی بازده عملی روش های پیش بینی مختلف ، ما به آزمون چگونگی انجام مناسب هر تکنیک قابل پیش بینی بر حسب الگوی دستیابی حافظه پرداخته ایم که به همان شکل SMM سه مرحله علمی موازی نمونه را در بر دارد . اولین کارکرد نمونه الگوریتم میزان حرکت آرام و انتشار حرارتی بر مبنای شبکه (32 33) D2 می باشد. دومین نمونه کاربردی برنامه ضرب ماتریسی مکرر (24×12,12×24) بوده و سومین آن الگوی دستیابی به حافظه ، بوجود آمده از روش انتقال سریع حافظه ID (FET) از یک بردار با 16 نمونه است . هر آزمون شامل سه مرحله جداگانه است . ابتدا با استفاده از چند پردازنده با حافظه مشترک (SMM) شبیه ساز ، ما به ایجاد مراحل دسترسی به حافظه با یک برنامه موازی با فرض ثابت بودن درونی با استفاده از آن و در IN واحد حافظه پرداخته ایم .

برای هر آزمون ما از 32 واحد حافظه دسترسی الگویی از یک پردازش گر به تنهایی استفاده می

کنیم این الگوها در نمودارهای 3a , 4a , 5a نشان داده می شود . لذا الگوهای دسترسی برای تماس

پردازشگرها بسیار شبیه بهم و با یک استفاده می باشد. در ثانی ما از الگوهای دسترسی حافظه پردازشگر بعنوان ورودی برای PU جهت اجرای آموزش بروش on-line و یک مرحله از پیش بینی اولیه حافظه مورد دستیابی بعدی بکار برده ایم. سوم آنکه ما به ارزیابی پیش بینی ها با شبیه سازی عملکرد چند پردازشگر با و بدون پیش بینی ها پرداخته و تعداد خطاهای بوقوع رسیده تحت کنترل و نظارت قرار می گیرد.

برای هر آزمون ما از یک حالت کوتاه یا فاز بسته در ردیف طولی (K) استفاده می کنیم مقادیر K انتخاب می شود تا خطاها بحداقل برسد. برای حالت غیر پیش بینی شونده ما به بررسی استفاده بهترین 4,3,2,1 پیش بینی ها PU بصورت کنترل کننده SSR درونی پرداخته ایم. سه روش پیش بینی مورد آزمون شامل سیستم مقتضی دینامیکی بود که آموزش و پیش بینی انجام شده آنها بروش on-line می باشد.

3,1 پیش بینی کننده مارکوف با روش های بسیاری می توان از یک پیش بینی کننده مارکوف استفاده نمود ما به نحوه دستور اول و ثانویه پیش بینی کننده می پردازیم که به محاسبه احتمال P برای دستیابی به واحد حافظه Mi در مورد پردازشگر Pk می پردازد و دارای مدل بندی واحد حافظه تحت دستیابی Pk $P_k \leq (M_i/M_j P_k)$ می باشد.

برای مورد اول پیش بینی یا دستور اولیه احتمال P_{ij} متناسب با میزان امکان دستیابی به واحد حافظه می باشد. اگر پردازشگر بطور معمول به حافظه واحد از قابلیت دستیابی داشته باشد.

بطور مشابهی دستور یا نمونه ثانویه پیش بینی کننده $P_i(j)$ نیز متناسب با امکان دستیابی به واحد حافظه می باشد که پس از انجام یک برنامه دستیابی به حافظه و به حالت معمول در آوردن برنامه تحت

روش on-line با ورود به ماتریس انتقال بانجام می رسد.

تعداد پارامترهای مورد نیاز برای دستور اول پیش بینی کننده مارکوف 1024 امکان می باشد در حالیکه این تعداد برای دستور و نمونه دوم 32 K به تعداد 32 احتمال بروش on-line برای هر دستیابی است که نسبت به دستیابی بعدی با 32 احتمال واحدهای حافظه قابل دسترس می باشد .

ما دستور اولیه و ثانویه پیش بینی کننده ای مارکوف را با استفاده از بالاترین احتمالات 4,3,2,1 بعنوان پیش بینی ها تست و بررسی نموده ایم . همچنین ما این سیستم را با استفاده از طول های (K) ردیف یا رشته حالت با اندازه 7,6,5,4 مورد آزمون قرار داده ایم . این نتایج برای هر الگوی دستیابی در نتایج فصل توصیف گردیده بهترین نتایج در نمودارها 3c,4c,5c آمده است . عملکرد پیش بینی کننده مارکوف در مقایسه با روش خطی Pus ToNN در فصل 4 آمده است .

3,2 پیش بینی کننده خطی . برای PU خطی . داده های ورودی از ردیف 32 واحد حافظه پردازشگر به مسیر بردارهای دوتایی حافظه بیت انتقال می یابد . ا جزء بردار دوگانه به مقدار یک قرار داده می شود . هنگامی به آن دستیابی صورت پذیرد . برای هر مقدار در بردار شاخص دوگانه ما از مرحله بعدی پیش بینی خطی استفاده می کنیم که سعی دارد تا دستیابی بعدی را بر اساس یک ترکیب خطی برای تمامی مقادیر در بردار و سابقه آنها بانجام رساند . بدلیل وجود 32 واحد حافظه (32×1 بردار دستیابی) در سیستم تست شده C ما از 32 پیش بینی کننده خطی برای پیش بینی بردار بعدی بطور موازی استفاده می کنیم . بمنظور مقایسه نتایج این پیش بینی با توجه به TDNN ما از مقدار خروجی برای هر کدام استفاده می کنیم که معمولاً یک نسبت واقعی مربوط به پیش بینی کننده است :

$$i = 1, 2, \dots, 32$$

که در آن X بردار دوتایی با بُعد $32 \times X_i$ مربوط به i امین جزء و X پیش بینی کننده است .

الگوریتم آموزشی بعنوان نمونه ای از الگوریتم ضریب کاهشی بروش on-line با استفاده از میزان

آموزشی منطبق شده و با مقدار اولیه 0,01 می باشد .

اگر (1 اشتباه موجود - اشتباه خیلی) < اشتباه قبلی $\times 10\%$ { میزان آموزشی کاسته می شود که عامل کاهش به مقدار 0.5 می باشد و با بازگشت به قسمت قبلی نقطه قبلی

بجای { نقاط قبلی را قرار داده و میزان آموزشی تحت یک عامل 1,1 افزوده می شود. این الگوریتم تحت روش on-line بانجام رسیده و لذا تنها یک راه از آنها به داده ها می رسد .

ما به تست پیش بینی های 4,3,2,1 می پردازیم که مربوط به کنترل کننده SSR می باشد بهترین نتایج از پیش بینی کننده خطی در نمودار 4d ، 3d, 5d آمده است .

3,3 شبکه Neural تأخیر زمانی: رمزبایی داده ها برای دستیابی به حافظه برای روش TDNN همان است که بعنوان پیش بینی کننده خطی می باشد. برای هر ورودی طول خطی زمان تأخیر 1، 5 یا 10 در نظر گرفته می شود. کل تعداد ورودی ها MLP جزئی از TDNN با مقادیر 352,192,64 محسوب می شود که از (# tap + ورودی) $\times 32$ بدست می آید.

تمامی نمونه ها بطور یکنواختی از ابتدا در محدوده $[1/0 : -1/0]$ قرار می گیرد که 0 تعداد اتصالات می باشد که در یک بند وارد می شود. بسیاری از تعاریف مربوط به پیش بینی می تواند مورد استفاده قرار گیرد. ما بهترین روش انجام کار را که می تواند با بالاترین مقادیر منتخب برای پیش بینی ها باشد بکار می بریم .

4 نتایج :

در این فصل ما به توصیف بازده عملکردی سه واحد پیش بینی تست شده برای هر سه عملکرد اجرایی بر روی مدل SMM می پردازیم .

ابتدا با مشخصات مربوط را بر مبنای الگوی پیش بینی واحدها در نمودار 3a ، 4a ، 5a بکار می بریم سپس خطاهای کاری بوجود آمده برای حالت غیر پیش بینی (نمودارها) تحت شبکه مشخص شده خطاها با استفاده از سیستم Pus (نمودار 3e-e, 4c, 5c) اجرا می کنیم .

در این مقاله بهترین نتایج هر پیش بینی کننده برای هر کاربرد در فضای سیستم و بر حسب بالاترها تست شده دنبال و بدست می آوریم .
به قسمت Salcr,966 توجه فرمائید .

4.1 2-D آرام سازی : نمودار 3a نشان دهنده 8,6,7 بردار دستیابی به عملکردای Relaxcationzp می باشد که در این الگو ناپیوستگی وسیعی در یک زمان با عدم دستیابی به حافظه مشاهده می شود که یک مشخصه از الگوریتم بشمار می رود . الگوهای دستیابی ارائه کننده یک عملکرد رفتار پلکانی می هستند که هر پله یا مرحله بطور ناپیوسته نشانگر تغییری است که در واحد دستیابی به حافظه حاصل می گردد . برای این الگو ، اولین دستور مارکوف برای پیش بینی ، با بهترین واحداً سه گانه مورد آزمون می باشد . دومین دستور پیش بینی کننده مارکوف نشان دهنده بازده اجرایی تحت دستور اولیه بوده و برای یک حالت پیش بینی است . برای پیش بینی کننده خطی افزایش تعداد یا سابقه پیش بینی مورد استفاده نمی تواند با افزایش اجرایی و عملی همراه باشد .
نمودار 3 .

a- الگوی دستیابی حافظه الگوریتم 2D-relaxxilion برای پردازشگر P می باشد .

b- تعداد خطاهای شبکه بوجود آمده بدون پیش بینی است .

c- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از PU مارکوف

d- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از PU خطی

e- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از TONN PO

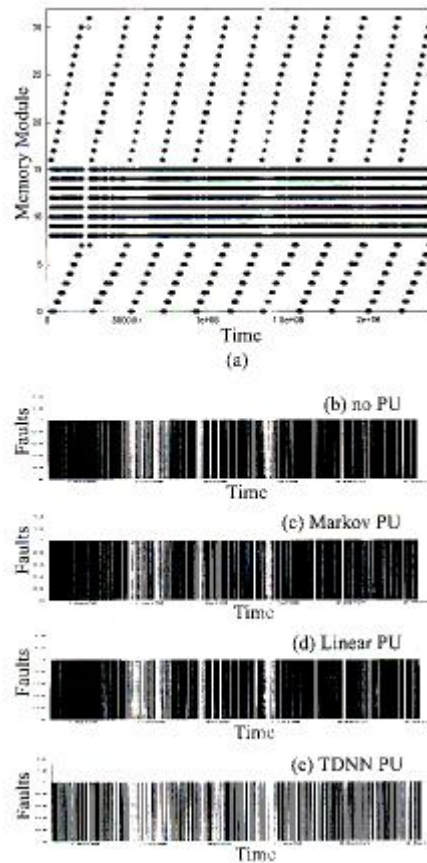
از سوی دیگر ، افزایش K به افزایش کل تعداد خطاهای حذف شده در شبکه کمک می کند ما به

تست بسیاری از ترکیبات TDNN می پردازیم که عملکرد TDNN در پیش بینی آن الگو مربوط به تعداد بندهایی است که در یک لایه قرار گرفته است .

نمودار 36 به طرح بندی در شبکه خطاهای آن بعنوان ضربانی برای حالت غیر پیش بینی می پردازد . حالت اولیه یا دستور اول پیش بینی کننده مارکوف با استفاده از 3 پیش بینی و تعداد 1C از اندازه 3 حذف شده که 96 % از خطاهای شبکه را در بر می گیرد . بهترین عملکرد اجرایی پیش بینی کننده با استفاده از بردار قبلی 1 دستیابی 2 پیش بینی و یک K با اندازه 6 تحت حذف 95% از کل خطاهاست . در مقایسه با پیش بینی کننده مارکوف C نوع خطی پیش بینی کننده نیازمند چند نمونه آموزشی و تکرار تعلیمی است که قبل از هر پیش بینی به منظور کاهش خطاها بکار برده می شود . (نمودار 3d) TDNN با یک لایه یا بند نهانی با 30 بند کوچک با خطا تأخیری با اندازه 2 بوده و K اندازه 7 نیز در بهترین حالت حذف با 71% از خطاهای شبکه همراه است که در نمودار 3e نشان داده می شود .

4.2. ضرب ماتریسی : کاربرد ضرب ماتریسی یک الگوی پیچیده ای است که برای هر پردازشگر برای دستیابی به واحد حافظه بوده و در یکنواختی کمتری نسبت به الگوریتم 2Drelaxation بانجام می رسد . بازده عملی پیش بینی کننده خطی شبیه است به پیش بینی کننده مارکوف برای این کارکرد . از سوی دیگر TDNN بوجود آورنده نتایج بهتری می باشد . آن بازده بند در هر لایه درونی همراه بوده است . نمودار 4b-e نشان دهنده بهترین بازده از سه واحد پیش بینی برای این الگوی می باشد . در این حالت ، پیش بینی کننده مارکوف بطور ضعیفی تعداد و احتمالات مقادیرهای و را نشان می دهد که افزایش پیش بینی ای نادرست را به همراه بود . بویژه ، دستور ثانویه مارکوف با استفاده از 4 پیش بینی بانجام رسیده و یک K با اندازه 5 حذف شده 6% از خطاهاست .

پیش بینی کننده خطی با حذف از خطاها همراه بوده که به 10 برابر گذشته بازگشته و یک پیش بینی و یک K با ترکیب و اندازه 6 همراه است . پیش بینی کننده خطی قادر به یافتن یک ترکیب خطی با دستیابی های گذشته جهت پیش بینی نحوه دستیابی بعدی بخوبی نمی باشد . هر چند TDNN هنوز به یک کاهش معتدلی در تعداد خطاها دست نیافته است .



نمودار 4

الگوی دستیابی از نوع ضرب ماتریسی برای پردازشگر P . (b) تعداد شبکه خطاها بوجود آمده بدون

پیش بینی c- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از نمونه مارکوف d.PU تعداد خطاهای شبکه با استفاده از

نمونه خطی (e)-PU تعداد خطاهای شبکه با استفاده از نمونه TDNN PU

4.3 عملکرد و کاربرد FFT در الگوی دستیابی به حافظه و نحوه آن در نمودار 5a نشان داده می شود .

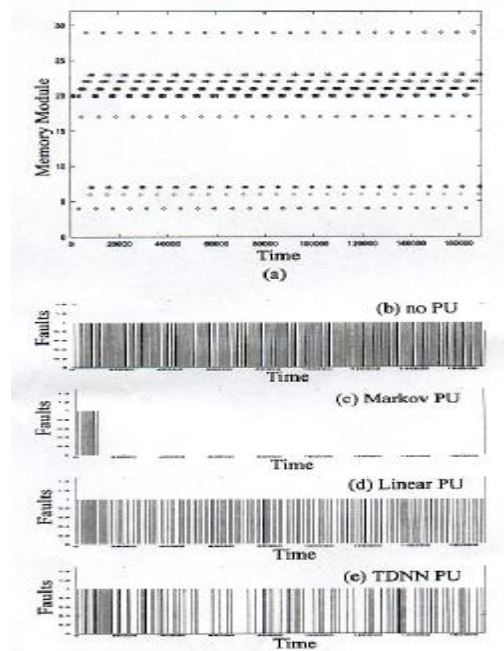
پیش بینی کننده مارکوف امکان و قابلیت تسخیر و پیش بینی این الگو را دارد که تقریباً با حذف تمامی

خطاهای بوجود آمده با استفاده از روش ردیف حالت router عمل می نماید .

افزایش تعداد پیش بینی های مورد استفاده برای بازده خوب با افزایش K تأثیر بر درصد حذف گذارده و برای اولین و دومین دستور پیش بینی های مارکوف می باشد .

TDNN امکان آموزش و پیش بینی الگوی دستیابی FFT را فراهم می سازد .

لایه نهایی یا درونی شامل ده بند می باشد برای بازده اجرایی بهتر نیست به TDNN با یک لایه نهایی بزرگتر می باشد .



نمودار 5 .



a- الگوی دستیابی به حافظه FFT برای پردازشگر P5

b- تعداد خطاهای شبکه بوجود آمده بدون پیش بینی

c- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از PU روش مارکوف

d- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از PU روش خطی

e- تعداد خطاهای شبکه با استفاده از TDNN PU

تعداد پیش بینی ها 2 یا 3 با K به اندازه 6 یا 7 برای بازده عملی مناسب ، مورد نیاز است . نمودارهای 5b-e نشاندهنده بهترین نتایج PU ها برای این الگوی دستیابی است از آنجائیکه الگوریتم FFT یک الگوی ساده ای از دستیابی است . دستور دوم مارکوف روش پیش بینی کننده قادر به در برگرفتن این الگو بوده و بخوبی مقدار 95% از خطاهای بوجود آمده را با استفاده از چهار مورد پیش بینی و یک K با اندازه 4 در برمی گیرد .

TDNN انجام دهنده بهتری نسبت به پیش بینی کننده خطی است برای این الگو اما نیست به مارکوف بهتر نمی باشد .

5 . خلاصه و نتایج

شبکه های با ارتباط درونی در حالت ارتباط کامل و اتصال جمعی (INs) در مقیاس وسیع سیستم های چند پردازنده عملی نمی باشد بدلیل پیچیدگی بالای آن و هزینه های بسیار کلان همچنین کنترل جانبی با تأخیر زمانی در شبکه همراه بوده که توسط کنترل کننده شبکه می تواند انجام برسد هر بار ترکیب سازی دوباره (خطای شبکه) زمانی که ترکیب سازی دچار نقص شود . بانجام رسیده و دستیابی به حافظه اجرا می گردد .

اگرچه الگوهایی دستیابی به حافظه از یک سیستم چند پردازشگر با کاربردهای تکرار شونده زیادی همراه است که بر حسب این قبیل کاربردها با مشخصات حلقوی شکلی نشان داده می شود .

پیش بینی صحیح الگوهای دستیابی امکان ترکیب پیش بینانه دوباره را فراهم می سازد که از IN بوده و می تواند با اجرای درست مانع از بروز خطا در شبکه شود .

سه روش پیش بینی از نوع on-line مورد بررسی قرار گرفت . اول و دوم دستورات پیش بینی مارکوف

می باشد . و روش پیش بینی خطی و یک شبکه neural با تأخیر زمانی (TDNN)

ما به آموزش روش های پیش بینی با استفاده از الگوهای دستیابی با کاربردهای علمی سه گانه موازی پرداختیم . الگوریتم 2D relaxation ضریب ماتریسی و انتقال سریع فوریه (FFT) مدل چند پردازشگر استفاده شده در & پردازشگر با 32 واحد حافظه در یک سیستم مشترک حافظه با router ردیف حالت به عنوان کنترل کننده با ارتباط درونی می پردازد . آزمون ها نشان می دهد که حالت ردیف حالتی routing با انواع مختلف و روش های پیش بینی on-line با کاهش تعداد خطاها در دستیابی به حافظه از طریق کاربردهای مختلف با روش هایی چند همراه گردد . بهترین نتایج پیش بینی ها در جدول مربوط آمده است .

آن چنان که پیش بینی شده ، پیش بینی کننده ای خطی به 34 درصد ، مارکوف با 95 % و TDNN به 45% از خطاهای رفع شده همراه هستند .

تمامی روش های پیش بینی با کاربردهای استفاده از الگوهای ساده همراه هستند . از سوی دیگر برای الگوهای بسیار پیچیده روش های پیش بینی خطی بسیار ضعیف بوده و TDNN زیر نتایج یکنواخت و خوبی را داشته است .

جدول 1 - درصد خطاهای حذف شده برای سه تکنیک با بهترین روش های آموزشی تست شده با استفاده از الگوهای دستیابی سه کاربرد موازی در یک محیط چند پردازش : کاربردهای متفاوتی در الگوهای مختلفی بسیاری نشان داده می شود و یک تکنیکی که برای پیش بینی الگوهای مختلف بهتر از روشی است که بر مبنای الگوی خاص با بهترین اجرا همراه است . اگرچه می تواند استفاده از تمامی روش ها در یک حالت مختلط مدل دار بانجام رسیده و با بهترین قابلیت دستیابی پیش بینی کننده همراه گردد .

کار آینده باید بر مبنای پبیه سازی واقعی در محیط چند پردازنده همراه بوده و اثرات تأخیرات زمانی بوجود آمده با توجه به الگوهای دستیابی به حافظه مورد توجه قرار گیرد . همچنین بررسی کاربردی روش های تکنیکی بطور عمومی با توجه به حالات نهانی در سلسله مراتب حافظه همراه است . برای مثال چگونگی و آنچه که بر پیش بینی خطا در حالت شتاب افزایش واقعی کاربرد است بروی یک چند پردازنده چگونه تأثیر می گذارد . همه موارد باید توجه گردد .

عوامل متعددی در کاهش عمر و نقصان کارایی عایق آن (پیری) تأثیر دارند که مهمترین آنها به شرح

زیر می‌باشد.

الف: وقوع شرایط غیرعادی در سیستم

1- ایجاد اتصال کوتاه

2- اعمال اضافه ولتاژهای مختلف

3- ایجاد هارمونیک‌ها

ب: عوامل محیطی

1- درجه حرارت محیط

2- درصد رطوبت محیط

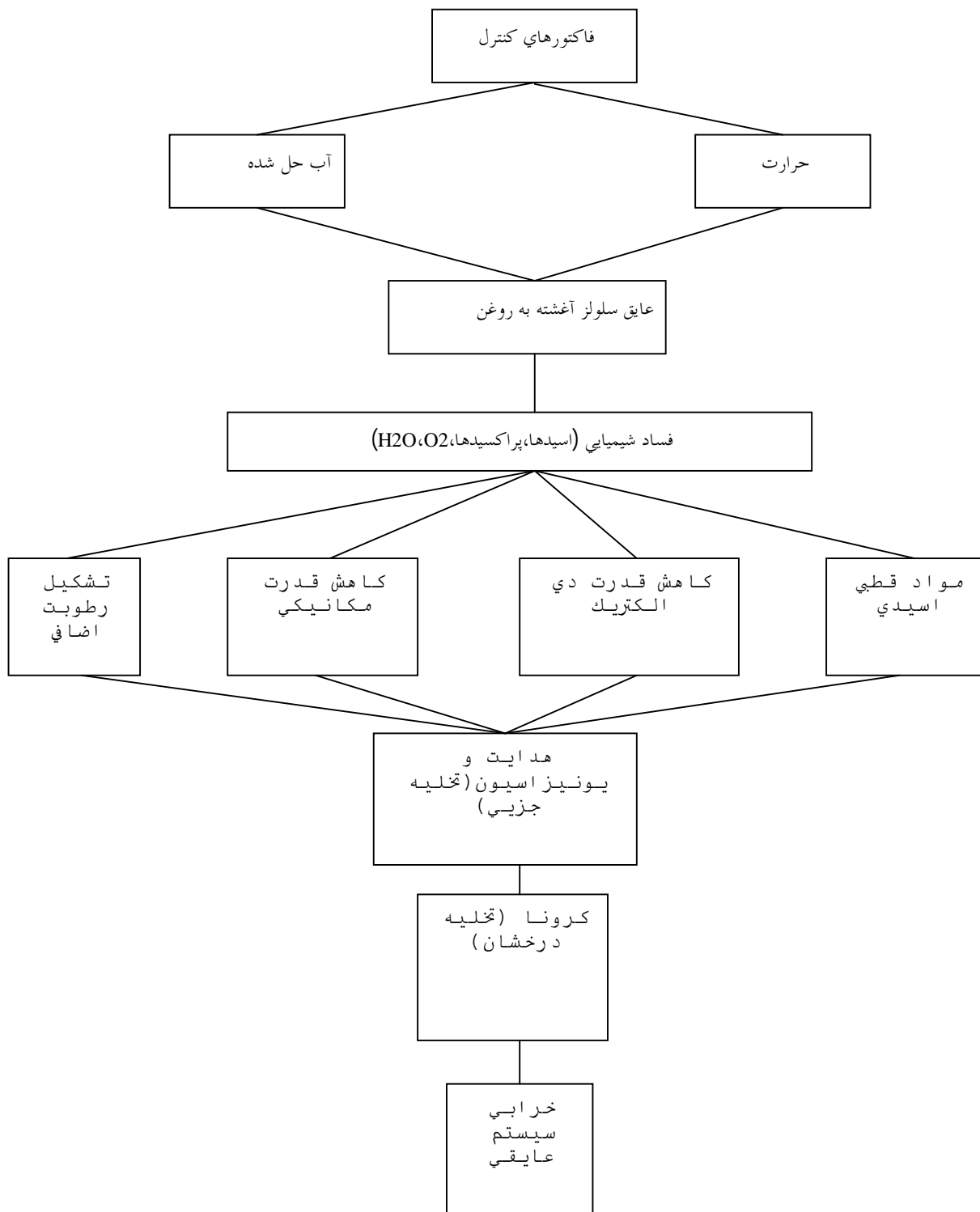
3- میزان اکسیژن محیط

ج: عوامل ناشی از نحوه بهره‌برداری ترانسفورماتور

1- میزان بارگذاری

2- طول زمان عملکرد

تقریباً در حدود 90 درصد مشکلات و خرابیهای سلولز مشکل حرارتی است. همه عوامل بالا در نهایت بصورت افزایش تلفات نمود کرده که در نتیجه حرارت بالا می‌رود. لذا کنترل درجه حرارت مجاز و بارگذاری بهینه ترانسفورماتور عامل مهمی در بهبود عمر عایق ترانسفورماتور است. در شکل 1 فلوچارت خرابی عایق سلولز آورده شده است. دو فاکتور اساسی جهت کنترل در این فلوچارت مطرح شده است. یکی حرارت و دیگری رطوبت راجع به رطوبت در فصل 7 بحث خواهد شد. در این جا راجع به حرارت و کنترل آن بحث می‌شود.



شکل ۴-۱) فلوجارت خرابی سیستم عایقی

10-3 دستورات کنترل حرارت و نیز کاهش تلفات

1- درجه حرارت تابعی از اضافه بار می باشد لذا باید بارگذاری ترانسفورماتور در حد مجاز و مطابق با استاندارد IEC 354 باشد.

2- باید بارهایی را که به یک فیدر یا خط مفروض اضافه می شوند ثبت کرده و اثر آنرا روی ترانسفورماتور بررسی کنیم.

3- استفاده از دستگاههای ثبات برای اطلاع از کنترل بار در محدوده مجاز

4- نصب دستگاههای حفاظتی و آلامر برای انجام کنترل بار و جلوگیری از اضافه بار

5- جلوگیری از تشکیل نقاط داغ در تانک و هسته با انجام تستهای لازم

در ترانسفورماتورهای توزیع هدف از کاهش تلفات بیشتر از لحاظ هزینه آن می باشد ولی از دید افزایش درجه حرارت که در درجه دوم اهمیت قرار دارد نیز می توان آنرا بیان کرد:

1- نمونه برداری و انجام به موقع تستهای روغن برای جلوگیری از تلفات ناشی از لجن گرفتگی

2- تست دی الکتریک روغن و تعویض بموقع سیلیکاژل به منظور کاهش تلفات ناشی از جذب رطوبت

3- دقت در انتخاب ترانسفورماتورها برای کار بصورت موازی از لحاظ برابری ولتاژها، امپدانس درصدها و نسبت تبدیل جهت جلوگیری از تلفات گردشی.

4- جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع جهت کاهش تلفات

5- تقسیم بار مساوی روی فازها جهت تعادل بار ترانسفورماتورها.

6- استفاده از ورقه های هادی روی دیواره های تانک برای کاهش تلفات پراکندگی

7- انتخاب و استفاده از مواد مغناطیسی با کیفیت بالاتر و طراحی بهینه ترانسفورماتور

8- استفاده از کلیدهای قطع سریع برای جلوگیری از دوام زیاد جریانهای اتصال کوتاه

10-4 مقادیر مجاز درجه حرارت محیط و ترانسفورماتور

در حال حاضر ترانسفورماتورهایی که در شبکه برق ایران استفاده می‌شود از کلاس عایقی A برخوردار بوده که در این نوع حداکثر درجه حرارت گرمترین قسمت ترانسفورماتور که سیم‌پیچها می‌باشد نباید از 105 درجه سانتی‌گراد بیشتر شود. طبق استاندارد IEC 354 مقادیری برای درجه حرارت محیط و ترانسفورماتور در نظر گرفته شده که بصورت زیر می‌باشد:

الف) شرایط محیطی

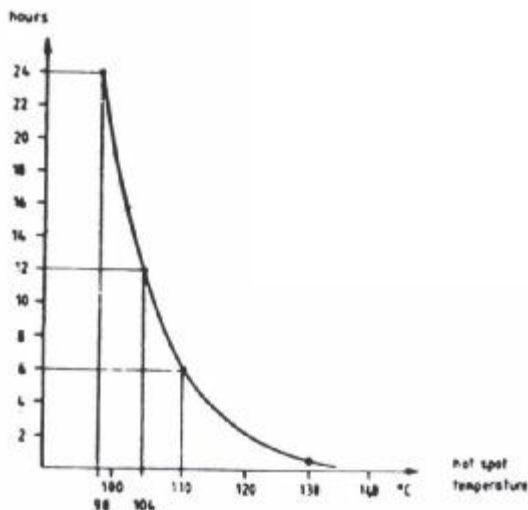
40 درجه سانتی‌گراد	(a) حداکثر درجه حرارت مطلق محیط
30 درجه سانتی‌گراد	(b) حداکثر درجه حرارت متوسط روزانه
20 درجه سانتی‌گراد	(c) حداکثر درجه حرارت وزنی سالیانه
1000 متر	(d) حداکثر ارتفاع از سطح دریا

ب) شرایط ترانسفورماتور

60 درجه سانتی‌گراد	(e) حداکثر درجه حرارت روغن بالای ترانسفورماتور
65 درجه سانتی‌گراد	(f) حداکثر درجه حرارت سیم پیچی ترانسفورماتور
48 درجه سانتی‌گراد	(g) متوسط افزایش حرارت روغن
17 درجه سانتی‌گراد	(h) گرادیان سیم پیچی
1/7 درجه سانتی‌گراد	(i) گرادیان گرمترین نقطه سیم پیچ
98/7 درجه سانتی‌گراد	(j) حداکثر دمای نقطه داغ ترانسفورماتور در بار نامی

عمر طبیعی کاغذ در دمای 20 درجه سانتی‌گراد محیط یا 98 درجه سانتی‌گراد نقطه داغ حاصل

می‌شود و طبق رابطه مونت سنگر به ازای هر 6 درجه سانتی‌گراد (یا 8 درجه سانتی‌گراد^۱) تغییر در این دما عمر عایق نصف می‌شود. در منحنی شکل زیر تعداد ساعات معادل با یک روز عمر عایق برحسب دمای نقطه داغ داده شده است.



شکل 4-2) منحنی تعداد ساعات معادل با یک روز عمر عایق برحسب نقطه داغ

5-10 تأثیر عوامل مختلف بر عایق و کنترل آنها

1) اثر فشارهای ناشی از اتصال کوتاه

اتصال کوتاه باعث ایجاد جریانهای بزرگ و نیروهای دینامیکی شدید در سیم‌پیچی شده که علاوه بر افزایش ناگهانی دما و حرارت و پیری عایق باعث تغییر مکان سیم‌پیچها در اثر نیروهای محوری و شعاعی خواهد شد. برای کنترل این پدیده علاوه بر عوامل مهم طراحی ترانسفورماتور در قسمت بهره‌برداری پیشنهاد می‌شود که با توجه به اثر اتصال کوتاه و تداوم آن در کاهش عمر عایق از کلیدهای قطع سریع برای جدا کردن سریع ترانسفورماتور از مدار استفاده شود. نحوه انتخاب کات اوت فیوزها

۱ - ۸ درجه سانتی‌گراد برای کاغذ کرافت معمولی و ۶ درجه سانتی‌گراد برای کاغذ کرافت با پوشش رزین

بسیار مهم است. برای آگاهی از وضعیت ترانسفورماتور (ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع با ظرفیت بالا) مناسب است بعد از وقوع هر اتصال کوتاه اندازه‌گیری امپدانس ولتاژ درصد و نیز آزمایشات گاز کروماتوگرافی انجام شود. با طراحی و ساخت درست، انجام تستهای کنترل کیفیت و نگهداری پیشگیرانه می‌توان ترانسفورماتور را در برابر اتصال کوتاه مقاوم کرد.

(2) تأثیر انواع اضافه ولتاژ و کنترل آنها

الف) ولتاژ نرمال سیستم: عایق بندی ترانسفورماتور باید درست و کافی باشد در غیراینصورت تخلیه جزئی رخ داده و یا بدلیل بارگذاری غیرمجاز و نگهداری نادرست یا عدم نگهداری، این ولتاژ می‌تواند باعث خرابی عایق فاز به فاز شود.

ب) اضافه ولتاژ فرکانس قدرت: ترانسفورماتور تحت فرکانس نامی کار کرده و لذا کل استراکچر دارای یک لرزش مکانیکی با فرکانس دو برابر می‌باشد. این ولتاژ پیوسته بوده و می‌تواند به 105 تا 110 درصد ولتاژ نامی برسد که ممکن است باعث ایجاد مشکل در سیستم عایقی شود.

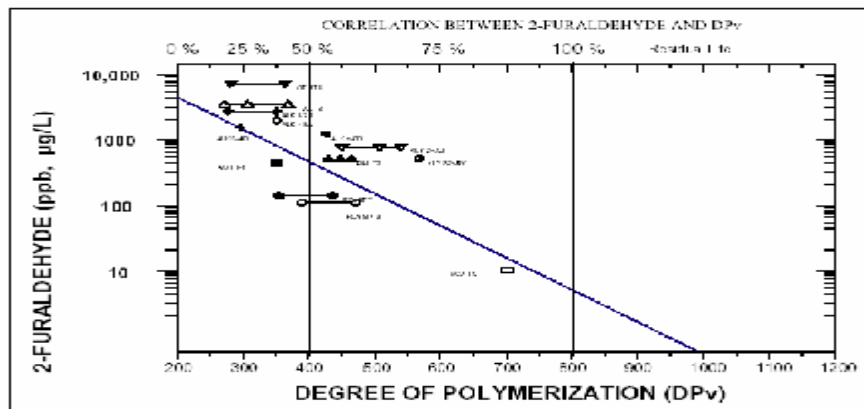
ج) اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه: در اثر برخورد امواج صاعقه یک موج سیار روی خط بوجود آمده که می‌تواند با ترمینال ترانسفورماتور برخورد کرده و یک اختلاف پتانسیل بالا در حلقه‌های اول ایجاد کند. این اضافه ولتاژ می‌تواند باعث سوراخ شدن و یا ترک خوردن عایق شود. علاوه بر عوامل طراحی و ساخت و استفاده از شیلدهای سری موازی در سمت بهره‌برداری باید در انتخاب برقگیر و تست و بازدید آن و نیز زمین شدن خود ترانسفورماتور بسیار دقت شود.

د) امواج کلید زنی: این امواج در اثر کلید زنی خط بوجود آمده و زمان پشتیبانی آنها بیشتر از امواج صاعقه بوده بطوریکه می‌توان توزیع ولتاژ را تقریباً خطی گرفت. امواج کلیدزنی بسته به نسبت تبدیل

ترانسفورماتور به طرف دیگر سیم‌پیچ انتقال می‌یابند و می‌توانند از طریق سطح عایق اصلی خزش پیدا کرده و باعث خرابی عایق شوند.

10-6 ارزیابی وضعیت عایق و عمر ترانسفورماتور (چه وقت باید ترانسفورماتور را از مدار خارج نمود)

مطمئن ترین روش برای اندازه گیری کیفیت عایقی کاغذ اندازه گیری درجه پلیمریزاسیون است. اندازه گیری DP کاغذ احتیاج به نمونه برداری از کاغذ عایقی ترانسفورماتور دارد. با این حال این کار خیلی عملی نیست. امروزه از تحلیل ترکیبات فورفورال بعنوان یک تکنیک جایگزین استفاده می شود. از میان این ترکیبات فورالدهید-2¹ بیشتر از همه در روغن یافت می شود و غلظت آن در روغن در بسیاری موارد به DP و استقامت فیزیکی عایق جامد مربوط است. برای آگاهی کامل از وضعیت عایقی ترانسفورماتور می توان به تستهای تشخیصی که در استاندارد IEEE 62-1995 بخش 1 آورده شده مراجعه کرد. زمانی که DP کاغذ به کمتر از 200 تا 250 درجه سانتی گراد برسد عمر آن تمام شده و باید ترانسفورماتور را از مدار خارج کرد. DP بین 1200 تا 1500 بسیار عالی است. در منحنی زیر محور افقی DP بوده که در دو محور عمودی با استفاده از مقدار فورالدهید-2 می توان عمر باقیمانده ترانسفورماتور را بدست آورد.



شکل 3-4) همبستگی بین DP و مقدار فورالدهید-2

رابطه بین DP و مقدار فورفورال بصورت زیر می باشد:

$$DP = -187.5 \log(FUR) + 487.5$$

مقدار FUR بر حسب ppm می باشد.

7-10 دستورات و توصیه های کلی برای بهبود عمر ترانسفورماتور

- بازدید و مرور گزارشات نگهداری و بهره برداری ترانسفورماتور در ارزیابی وضعیت و بهبود عمر ترانسفورماتور موثر است.

- اطلاعات مربوط به بارگذاری ترانسفورماتور باید ملاحظه شود. باید همه اطلاعات مربوط به اغتشاشات سیستم (خطاها، صاعقه، نوسانات ولتاژ و فرکانس) و اطلاعات مربوط به خطوط جدید ثبت و بررسی شوند.

- باید تستهای دوره ای گفته شده را دقیقاً انجام داده و هرگونه روند یا تغییر بررسی شود.

- میزان رطوبت، گاز در روغن، درجه حرارت نسبت به تغییرات بارگذاری باید مورد توجه قرار گیرد.

- براساس نتایج تستها و نیز تاریخ بهره برداری، ممکن است نیاز به بازدید داخلی و خارجی از ترانسفورماتور باشد.

- بازدید داخلی باید روی آشکارسازی نشتی سیستم آب بندی و نقاط جوش متمرکز باشد. وضعیت فیزیکی پوشینگها، برقگیرها و تانکها باید بررسی و چک شود.

چک لیست پیشنهادی این بازدیدها در جدول 1 IEEE 62-1995 و نیز در IEEE C57.125-1991 آورده شده است.

- جهت جلوگیری از آلودگی ترانسفورماتور باید بازدیدها در حداقل زمان ممکن انجام شود.

- کنترل درجه حرارت روغن و سیم پیچی در محدوده های مجاز بسیار مهم است.

- دمای نقطه داغ سیم پیچی نباید به هیچ وجه از 140 درجه سانتی گراد تجاوز کند.

- شارهای پراکندگی می‌توانند نقاط داغ خطرناکی ایجاد کنند لذا باید با انجام تست اتصال زمین هسته و ... از بوجود آمدن این نقاط جلوگیری کرد.
- آگاهی داشتن از شرایط ترانسفورماتور در آن واحد یا در فواصل دوره‌ای بسیار مهم است.
- کنترل سطح رطوبت و انتقال آن در هوای کنسرواتور
- مونیتور کردن پروسه پیری عایق
- کنترل مقدار اکسیژن از طریق سیستم محافظ روغن (تنفس آزاد، آب‌بندی، تحت فشار)
- ایجاد یک سیستم آب‌بندی کامل و بازدید از آن در فواصل دوره‌ای منظم
- لجن زدایی از روغن و اکتیو پارت برای ایجاد تبادل حرارتی بهتر
- تلاش در جهت کاهش تلفات در ترانسفورماتور
- استفاده از ورقه‌های شیلد سری و موازی در ترانسفورماتور
- جلوگیری از قرار گرفتن ترانسفورماتور تحت بارهای متغیر تناوبی
- عریض بودن کانالهای روغن به حد کافی
- عدد ثابت دی‌الکتریک عایقهایی که بصورت سری با هم قرار می‌گیرند (روغن و کاغذ) باید بدرستی رعایت شود. چون در غیراینصورت باعث اعمال فشارهای الکتریکی بالا و تخلیه جزئی خواهد شد.
- رطوبت زدایی بموقع در عمر عایق بسیار مؤثر است.
- نگهداری صحیح و مناسب به هنگام انبار کردن ترانسفورماتور، چون انبار کردن ترانسفورماتور باعث افزایش رطوبت آن می‌شود.
- در تقسیم بندی ترانسفورماتورها، ترانسفورماتورهای با قدرت 500kVA به بالا بعنوان ترانسفورماتورهای قدرت و ترانسفورماتورهای زیر 500kVA بعنوان ترانسفورماتورهای توزیع شناخته می‌شوند. نحوه انجام بازدیدها و تست‌ها به نوع و اهمیت ترانسفورماتور، محیط و شرایط بارگذاری دارد.

انجام تستهای الکتریکی نظیر استقامت دی الکتریک برای ترانسفورماتورهای زیر 100 KVA ضرورتی ندارد. معمولاً برای ترانسفورماتورهای توزیع باید در فواصل 5 ساله از ترانسفورماتور نمونه‌گیری شود. اگر یک ترانسفورماتور برای مدت یک یا چند سال خارج از سرویس باشد قبل از راه‌اندازی و برقرار کردن تستهای دی الکتریک روی آن انجام شود. انجام این تستها بصورت زیر پیشنهاد می شود:

عایق جامد

سالانه	مقاومت عایقی
سالانه	اندیس پولاریزاسیون PI
3 تا 6 ساله	ضریب قدرت (PF)
3 تا 6 ساله	پتانسیل بالا (Hi-pot)
3 تا 6 ساله	ولتاژ القایی
سالانه	نسبت تبدیل

عایق مایع (روغن)

سالانه	تحلیل گاز (DGA)
سالانه	استقامت دی الکتریک
سالانه	رنگ
سالانه	عدد اسیدی
3 تا 6 ساله	کشش سطحی
3 تا 6 ساله	ضریب قدرت

قسمتهای الکتریکی عایق در کل بصورت زیر تقسیم می‌شوند:

1- تستهای ضریب قدرت

- ضریب قدرت عایق

- تست پله‌ای ضریب قدرت عایق

- تست جریان تحریک هسته

2- تستهای میگر

- مقاومت عایقی

- جذب دی‌الکتریک

- شاخص پولاریزاسیون (PI)

- ولتاژ پله‌ای

3- دیگر تستهای مربوطه

- نسبت تبدیل ترانسفورماتور

- مقاومت DC سیم‌پیچها

تستهای الکتریکی عایق را به هنگام اضافه دمای غیرمجاز، تغییر سریع در رنگ روغن، پائین آمدن

قدرت دی‌الکتریک، زیاد شدن آب آزاد در نمونه روغن و نیز در فواصل گفته شده انجام دهید.

فصل یازدهم

دستورالعمل بارگیری نیروی

ترانسفورماتور توزیع

11- دستورالعمل بارگیری نیروی ترانسفورماتور توزیع

1-11 بار و اضافه بار مجاز

بارگیری ترانسفورماتور براساس استاندارد IEC 60354 می‌باشد. در این راهنما حدود مجاز بارگیری دائمی نرمال و نیز بارگیری سیکل نرمال در جداولی داده شده است.

در این راهنما

1) تغییرات منحنی بار روزانه بصورت یک سیکل 2 پله‌ای نشان داده می‌شود.

2- درجه حرارت محیط در طول 24 ساعت سیکل کاری ثابت در نظر گرفته می‌شود.

برای نشان دادن سیکل بار روزانه واقعی از یک سیکل بار دو پله‌ای استفاده شده است.

سیکل بار روزانه می‌تواند دارای یک پیک، دو پیک برابر و یا چندین پیک متوالی باشد که در

استاندارد IEC 354 مفصل شرح داده شده است.

11-2 حدود بارگذاری مجاز دائمی

این حدود در جدول 1-5 داده شده است. در این جداول ضریب بار قابل قبول 24 ساعته بصورت

K24 نشان داده شده است.

جدول 5-1) ضریب بار مجاز برای طول روز (K_{24}) در دماهای محیطی مختلف

(سیستمهای خنک‌کنندگی ON، OF، ONAN و OD)

دمای محیط ($^{\circ}\text{C}$)									
40	30	20	10	0	-10	-20	-25	افزایش دمای نقطه داغ (K)	
0/81	0/91	1/00	1/09	1/17	1/25	/33	/37	ONAN	ترانسفورماتور توزیع
						1	1		
0/82	0/92	1/00	1/08	1/15	1/22	1/30	/33	ON	K24 ترانسفورماتور قدرت
							1		
/83	0/92	1/00	1/08	1/14	1/21	1/28	1/31	OF	
0									
/87	0/94	1/00	1/06	1/11	1/17	1/22	1/24	OD	
0									

3-11 حدود مجاز بارگذاری اضطراری کوتاه مدت

در این مورد هیچ محدودیتی تعیین نمی‌شود چون عملاً کنترل دوام آن غیرممکن است.

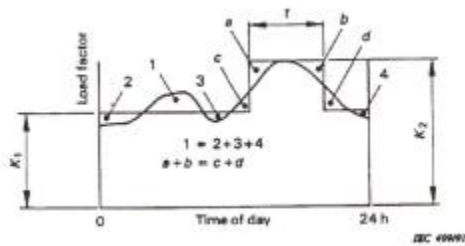
4-11 حدود مجاز بارگذاری (بارگذاری اضطراری بلندمدت)

این حدود در منحنی‌های شکل 5-5 آمده است. در این جداول K_1 ضریب بار قبلی K_2 ضریب بار

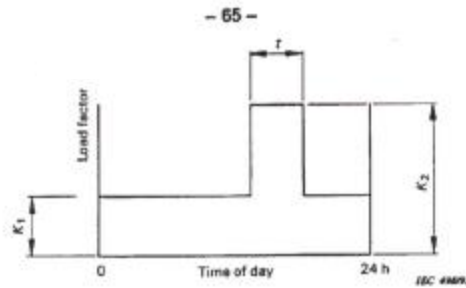
جدید و t مدت زمان مجاز اضافه بار می‌باشد. اگر منحنی سیکل بار دو پله‌ای یک ترانسفورماتور را داشته

باشیم می توان با استفاده از این منحنی ها توان نامی ترانسفورماتور را تعیین کرد.

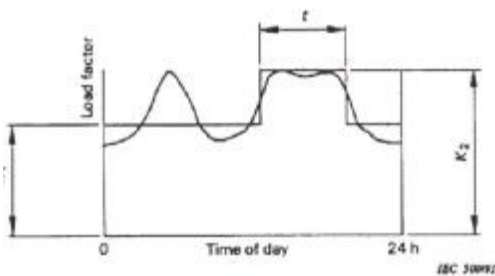
منحنی بار روزانه بصورت یک منحنی دو پله ای است که در این منحنی K_1 ضریب بار قبلی K_2 ضریب بار جدید و t زمان مجاز آن می باشد. منحنی بار می تواند بصورت یک پیک، دو پیک برابر ولی با زمان متفاوت و یا چند پیک پیوسته باشد که در شکل نشان داده شده است:



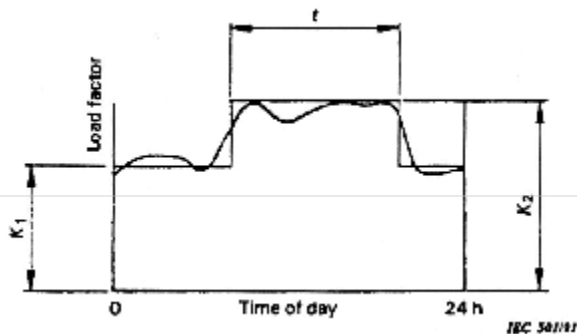
شکل 2- سیکل بار با یک پیک



شکل 1- سیکل بار دو پله ای

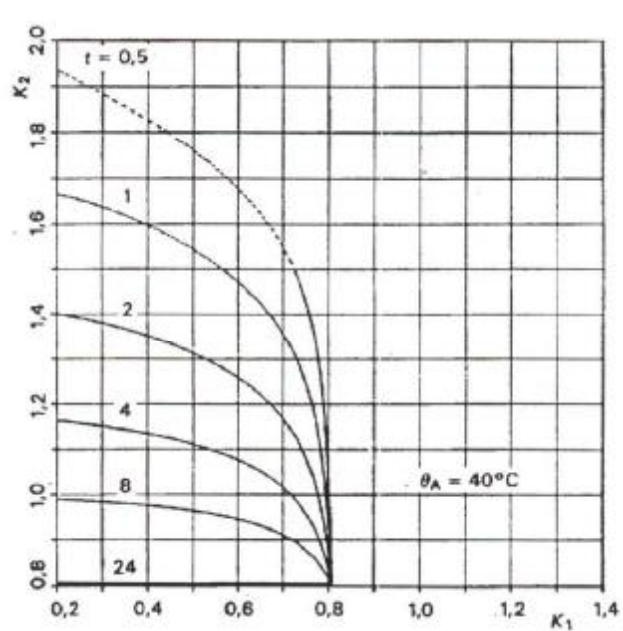
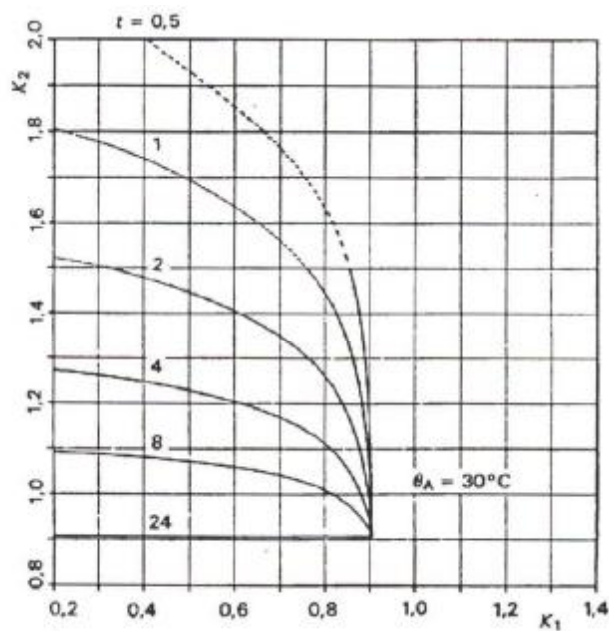
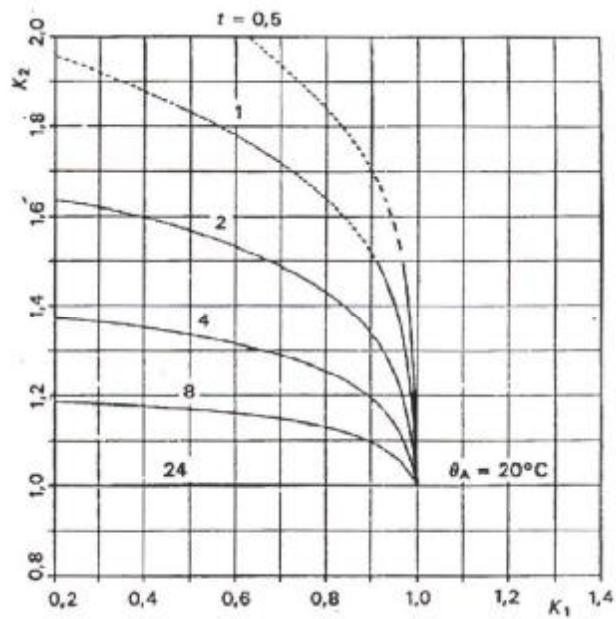
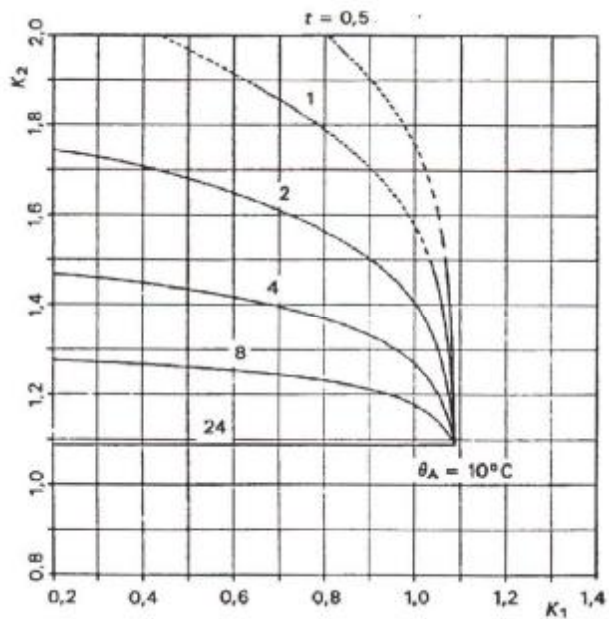


شکل 3- سیکل بار با دو پیک دارای دامنه مساوی و مدت زمان مختلف



شکل 4- سیکل بار با پیک های مختلف

شکل 5-5- حدود مجاز بارگذاري اضطراري بلند مدت (ادامه)



CEI-IBC 504/91

5-11 حدود مجاز برای ترانسفورماتورهای توزیع

حدود مشخص برای ترانسفورماتورهای توزیع تا سقف 2/5 مگا ولت آمپر.

ترانسفورماتورهای توزیع از نظر محدودیت دمای نقطه داغ و نیز فساد حرارتی مورد توجه قرار

می‌گیرند.

6-11 حدود مجاز حرارت و جریان

این حدود مجاز در جدول زیر آورده شده است. هیچ محدودیتی برای دمای نقطه داغ و روغن بالای

تانک تحت بارگذاری اضطراری کوتاه مدت تعریف نمی‌شود چون عملاً کنترل دوام بارگذاری اضطراری روی

ترانسفورماتورهای توزیع غیرممکن است. غیر از سیم‌پیچها، اجزای دیگر ترانسفورماتور نظیر بوشینگها،

اتصالات سر کابل تپ چنجر و سر سیمها در جریانهای 1/5 برابر جریان بار نامی محدود می‌شوند. انبساط

روغن و فشار روغن نیز باید محدود شود. اگر ترانسفورماتورها بصورت داخلی نصب شوند باید اصلاح

افزایش درجه حرارت روغن بالای تانک مورد توجه قرار گیرد. عوامل بیرونی نظیر طوفان، آفتاب و باران

می‌تواند روی ظرفیت بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع اثرگذار باشد اما بدلیل ماهیت غیرقابل پیش‌بینی

بودن آنها، عملاً در نظر گرفتن آنها غیرممکن است.



جدول 5-1) محدوده‌های مجاز دما و جریان برای بارگیری بدون توجه به مقادیر

نامی آورده شده در نیم پلیت

ترانسفورماتورهای قدرت بزرگ (Large)	ترانسفورماتورهای قدرت متوسط (medium)	ترانسفورماتورهای توزیع	نوع بارگیری
			بارگیری نرمال
1/3	1/5	1/5	جریان P.U
120	140	140	دمای نقطه داغ و بخشهای فلزی در تماس با مواد عایقی
105	105	105	دمای بالای روغن
			بارگیری بلند مدت
1/3	1/5	1/8	جریان P.U
130	140	150	دمای نقطه داغ و بخشهای فلزی در تماس با مواد عایق
115	115	115	دمای بالای روغن
			بارگیری اضطراری کوتاه مدت

1/5	1/8	2	جریان P.U
160	160	*	دمای نقطه داغ و بخشهای فلزی در تماس با مواد عایقی
115	115	*	دمای بالای روغن

* برای ترانسفورماتورهای توزیع در نظر گرفتن آن غیرممکن است.

فصل دوازدهم

درزگیرها (واشرهای آببندی)

12- درزگیرها (واشرهای آب‌بندی)

1-12 واشرهای آب‌بندی

واشرهای آب‌بندی چندین وظیفه مهم بر عهده دارند. یک واشر آب‌بندی باید بتواند یک سیستم آب‌بندی خوب را ایجاد کند و آنرا برای مدت طولانی نگهدارد. این واشرها باید بدون منفذ بوده و با مایع عایقی یا گاز بالای آن آغشته نشود. واشرهای آب‌بندی باید به آسانی برداشته شده و تعویض شوند. درزگیرها باید در برابر دماهای بالا و پائین مقاومت کرده و به اندازه کافی خاصیت ارتجاعی داشته باشد تا بتوانند سیستم آب‌بندی را حتی با حرکت نقاط اتصال در اثر انبساط، انقباض یا لرزش، حفظ کند. یک واشر آب‌بندی باید بتواند در برابر اعمال فشار روی سرپیچها و تغییرات درجه حرارت مقاومت کند. هنگام حمل و نصب نباید آسیبی به آن وارد شود.

در غیر اینصورت دچار نشتی خواهد شد. علت این نشتی پیچ کردن نادرست، انتخاب اشتباه نوع ماده واشر آب‌بندی و یا مناسب نبودن سایز آن می‌باشد. سخت شدن خاصیت ارتجاعی واشر نیز باعث بروز نشتی خواهد شد.

آماده کردن سطوح جهت آب‌بندی: سطوح فلزی را کاملاً پاک کنید. رطوبت، روغن، گریس و زنگ روی آنرا برداشته و پاک کنید. در صورت لزوم از یک ماده حلال یا برس سیمی استفاده کنید.

هشدار: خیلی دقت کنید که ذرات کثیفی و غبار و زنگ وارد ترانسفورماتور نشود. این امر ممکن است هنگام برقرار کردن ترانسفورماتور منجر به حوادث فاجعه‌آمیز شود.

هشدار: بیشتر لاستیکهای آب‌بندی از جنس رابر که حاوی نیتریل هستند دارای مقداری کربن بوده که آنرا بصورت نیمه‌هادی در می‌آورد. باید خیلی دقت شود که لاستیک آب‌بندی یا قطعات آن وارد تانک ترانسفورماتور نشود: در صورت وارد شدن منجر به بروز حوادث فاجعه‌آمیز خواهد شد.

توجه: باید به مدت زمان قابل استفاده بودن نوع لاستیک آب‌بندی توجه زیادی بشود. چون بعد از

این مدت ماده آب‌بندی قابلیت چسبندگی را از دست می‌دهد.

در جدول شماره 6-1 خلاصه کاربرد انواع لاستیکهای آببندی ترانسفورماتور نشان داده شده است. میزان فشردگی هر نوع نیز طبق استاندارد داده شده است. در جدول شماره 6-2 میزان فشردگی عمودی برای لاستیک آببندی نیتریل نوع دایروی آورده شده است. در جدول شماره 6-3 میزان فشردگی عمودی برای لاستیک آببندی نوع مستطیلی داده شده است. توالی بستن پیچها و نیز مراحل جا دادن لاستیک در شکلهای 6-1 و 6-2 نشان داده شده است.

2-12 نصب سیستم آببندی

جهت ایجاد و نصب یک سیستم آببندی خوب و بدون نشتی باید موارد زیر را به دقت و مطابق جداول انجام دهید:

- 1- مدت زمان قابل استفاده بودن لاستیک آببندی مطابق با اطلاعات سازنده آن.
- 2- میزان فشردگی لاستیک آببندی باید مطابق با استاندارد باشد (مثل ASTM F36).
- 3- میزان سختی لاستیک آببندی باید مطابق با استاندارد باشد (مثل ASTM D2240).
- 4- اغلب یا بعضی از مواد آببندی یکبار که فشرده شوند دیگر قابل استفاده نیستند. بنابراین باید دقت لازم را بعمل آورد.
- 5- برای جلوگیری از سخت شدن لاستیک آببندی قبل از نصب باید آنرا در دماهای مناسب قرار داد.
- 6- بعضی از مواد آببندی در برابر نور آفتاب مقاوم نبوده و به تدریج خراب و پوسیده می شوند لذا باید آنها را در برابر نور آفتاب محافظت کرد.
- 7- اگر لاستیک آببندی بعنوان یک آببند ثابت استفاده می شود نباید گریسکاری شود. ولی اگر بعنوان یک آب بند متحرک یا آببندی که در طول نصب مجبور به حرکت خواهد شد، (کلاهدک بوشینگ، دریچه های جداساز سیستم خنک کننده روغن، محور محرک تپ چنجر) باید با یک لایه نازک آنرا گریسکاری کرد.

- 8- برای جلوگیری از اشتباه شدن مواد آب‌بندی با هم، آنها را در رنگهای مختلف سفارش دهید.
- 9- در واشرهای دایره‌ای ماکزیمم پهنای واشر (فضایی که باید پر شود) باید 85-75% پهنای شیار باشد. پهنای شیار نباید از این محدوده تجاوز کند.
- اگر یک نوار 70% طول شیار را پر کند و نوار دیگری 90%، شما نوار 70% را انتخاب کنید.
- 10- نوار آب‌بندی باید طوری در شیار قرار داده شود که فضای خالی جهت انبساط نوار در دو طرف برابر باشد.
- 11- سطح مقطع واشر باید کوچکتر از سطح مقطع شیار بوده و هرگز از آن بزرگتر نشود.
- 12- هنگام برش نوار جهت ایجاد واشر مستطیلی انتهای نوار را با زاویه 15 درجه برش داده و بهم متصل کنید (با چسب مخصوص). بهترین برش هنگامی ایجاد می‌شود که طول زاویه برش 4 برابر ضخامت آن باشد.
- 13- ضخامت ورقه‌های واشر را طوری انتخاب کنید که یک سوم تا یک چهارم آن بالای شیار بیرون بماند. این مقدار همان مقدار فشردگی واشر است (جدول 2). هرگز ورقه‌هایی که کمتر از یک چهارم آن یا در حدود نیمی از آن بالاتر از شیار قرار می‌گیرد انتخاب نکنید.
- 14- سعی کنید آسترهای قدیمی را از داخل شیار بردارید.
- 15- در اندازه گرفتن لاستیک آب‌بندی خیلی دقت کنید تا منجر به بروز نشتی نشود.
- 16- از چسبهایی که تاریخ مصرف آنها تمام شده هرگز استفاده نکنید.
- 17- رعایت کردن توالی بستن پیچها و اعمال گشتاور مناسب و کافی به پیچها مهم است. پیچها باید بصورت قطری بسته شوند.
- 18- گاهی اوقات بر اثر سرویس دهی زیاد، لاستیکهای آب‌بندی دچار چروک می‌شوند و لازم است که مقدار پیچش پیچها و سفت و شلی پیچ لاستیکها را چک کرد.
- 19- در صورت سوراخ شدن لاستیک نسبت به تعویض آن اقدام کنید.
- 20- لاستیکهای نو باید توسط سازندگان ترانسفورماتور فراهم شود. در صورتی که لاستیک

یکپارچه موجود نباشد می توانید از لاستیکهای چند تکه ای استفاده کنید. این قطعات باید خوب بهم فیت شوند.

21- دمای کار ماده آب بندی چه در حین بهره برداری و چه در حین انبار کردن باید بدقت رعایت شود.

22- بعضی از مواد لاستیک آب بندی که از جنس نیتریل هستند بصورت نیمه هادی می باشند. این موارد هرگز نباید وارد تانک ترانسفورماتور شود.

23- اگر بعلت بزرگ بودن لاستیک آب بندی نسبت به شیار، نشتی رخ دهد، در مرحله اول پیچها را سفت و محکم کنید تا نشتی متوقف شود در غیر این صورت درپوش را برداشته و از نو آب بندی کنید.

24- بعد از جا انداختن لاستیک آب بندی، سطوح فلزی باید کاملاً تمیز شوند و رنگها و آلودگی روی آنها پاک شود. این سطوح باید توسط پارچه آغشته به بنزین از روغن پاک شوند.

25- پس از گذشت 24 ساعت ضخامت را چک کنید. در دمای کار بالا سعی کنید پیچها مقداری شل تر بسته شوند.

جدول (6-1) خلاصه کاربرد و اثر آب بندی در ترانسفورماتورها

ماده آب بندی	بهترین رنج دمایی	درصد فشردگی	سیالهای سازگار	مقاومت در برابر اشعه ماوراء بنفش	بهترین کاربرد
نئوپرن، (زمانی که اشعه ماوراء بنفش وجود دارد از نیتریل استفاده نکنید.) از viton هم می توانید استفاده کنید.	60 درجه تا 54- درجه سانتی گراد (140 تا 65- درجه فارنهایت) در برابر نوسانات دما زیاد خوب نیست.	30 تا 33	آسکارلها و مایعات هیدروکربنی	بله	فقط با محدودکننده فشردگی یا رسیس بکار برده شود و نیز فقط زمانی که به مقاومت در برابر اشعه ماوراء بنفش نیاز است.
کرک - نئوپرن (کر و پرن) این ماده به آسانی کار گذاشته می شود.	60 تا 0 درجه سانتی گراد (140 تا 32 درجه فارنهایت)	40	روغن معدنی Alpha 1 R-Temp	خیر	فقط برای استفاده بین صفحات صاف بدون شیار یا محدود کننده فشار
کرک - نیتریل به راحتی کروپرن کار گذاشته نمی شود.	60 تا 5- درجه سانتی گراد (140 تا 23 درجه فارنهایت)	40	روغن معدنی Alpha 1 R-Temp	خیر	فقط برای استفاده بین صفحات صاف بدون شیار یا محدود کننده فشردگی
نیتریل NBN (buna N) از این ماده در جاهایی که حرارت بالاست و اشعه UV وجود دارد استفاده نکنید	65 درجه تا 5- درجه سانتی گراد (150 تا 23 درجه فارنهایت)	25 تا 50	روغن معدنی Alpha 1 R-Temp برای سیالات هیدروکربنی عالی است.	خیر	حلقه های O شکل، واشرهای آب بند صاف یا extruded، فقط با محدود کننده فشردگی و نیز در حالتی که فضای خالی یا تورفتگی recess وجود دارد.
ویتون (viton) برای جاهاییکه حرارت و پوسیدگی بالاست	150 تا 20- درجه سانتی گراد (302 تا 4- درجه فارینهایت)	30 تا 33	روغن سیلیکونی روغن معدنی Alpha 1	بله	دمای بالا، حلقه های O شکل، واشرها یا صفحات آب بند صاف یا extruded، همراه با شیار محدود کننده فشردگی و فضای خالی یا تورفتگی

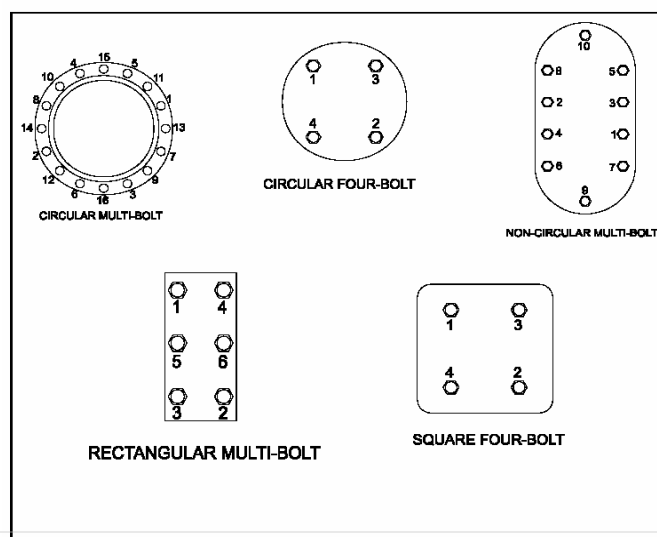
توجه : حلقه‌های O شکل ویتون برای مقاومت در برابر پوسیدگی و تورلانس نوسانات دما بسیار مناسب هستند. نیتریل (Buna N) نیز در جاهایی که پوسیدگی کمتر بوده و درجه حرارت کمتر از 65 درجه سانتی‌گراد است می‌تواند استفاده شود.

جدول (2-6) میزان فشردگی عمودی برای واشرهای آب‌بندی نیتریل بصورت دایروی

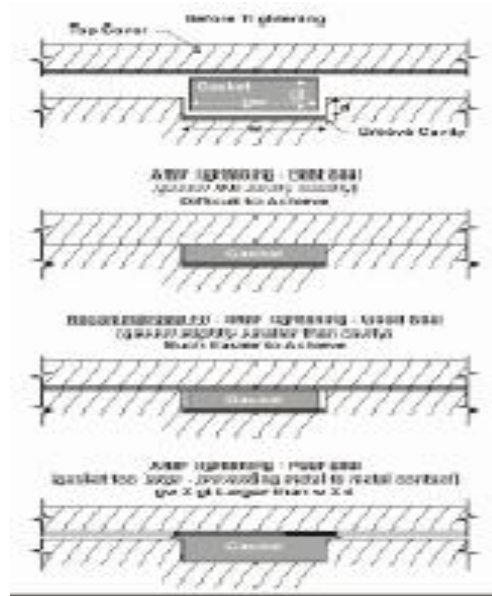
درصد فشردگی	میزان فشردگی (برحسب اینچ)	ضخامت پیشنهادی برای واشر آب‌بندی (برحسب اینچ)	عمق استاندارد شیار
25	$\frac{1}{32}$	$\frac{1}{8}$	$\frac{3}{32}$
33	$\frac{1}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{1}{8}$
25	$\frac{1}{16}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{16}$
33	$\frac{1}{8}$	$\frac{3}{8}$	$\frac{1}{4}$
25	$\frac{1}{8}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{3}{8}$

جدول 6-3) فشردگی شیار برای واشر آب‌بند نوع نیتریل مستطیلی

درصد فشردگی	میزان فشردگی بر حسب اینچ	ضخامت پیشنهادی واشر بر حسب اینچ	پهنای استاندارد نوار واشر بر حسب اینچ	عمق استاندارد شیار بر حسب اینچ
25	$\frac{1}{32}$	$\frac{1}{8}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{32}$
33	$\frac{1}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{5}{16}$	$\frac{1}{8}$
25	$\frac{1}{16}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{8}$	$\frac{3}{16}$
33	$\frac{1}{8}$	$\frac{3}{8}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{1}{4}$
25	$\frac{1}{8}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{3}{8}$



شکل 6-1) توالی بستن پیچها



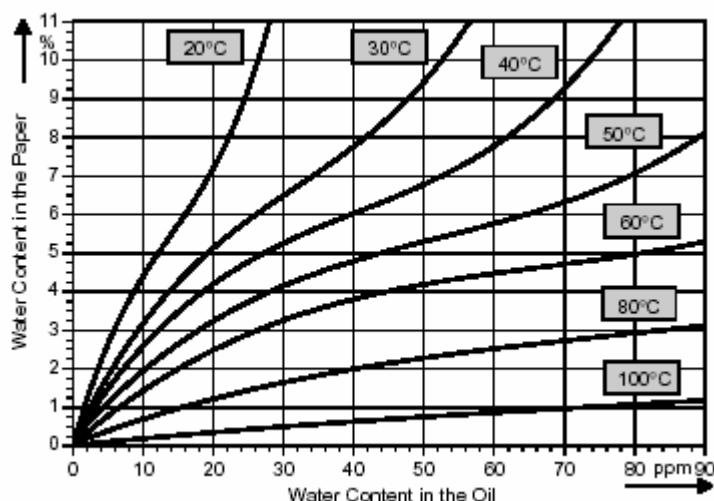
شکل 2-6) سطح مقطع آب بند قبل و بعد از بستن

فصل سیزدهم

رطوبت ، معیاری برای خشک کردن

13- رطوبت ، معیاری برای خشک کردن

سیستم عایقی ترانسفورماتور تحت تأثیر چهار عامل آب، اکسیژن، حرارت و آلودگی دچار فساد و خرابی می‌شود. وجود رطوبت بویژه همراه اکسیژن بسیار خطرناک است. میزان جذب رطوبت در کاغذ به مراتب بیشتر از روغن بوده و این مقدار با درجه حرارت تغییر می‌یابد. منحنی شکل زیر میزان رطوبت موجود در روغن و عایق کاغذی را برحسب درجه حرارت‌های مختلف نشان می‌دهد:



شکل 7-1) میزان رطوبت موجود در روغن و کاغذ عایقی برحسب دماهای مختلف

مقدار رطوبت محلول در روغن برحسب ppm داده می‌شود. اشباع درصدی یعنی اینکه در مقایسه با ماکزیمم مقدار آبی که روغن می‌تواند در خود نگه دارد چه مقدار آب داخل روغن است. منحنی اشباع درصدی روغن بصورت مقدار آب برحسب درجه حرارت نشان داده می‌شود. مقدار رطوبت موجود در کاغذ نیز بصورت رطوبت به وزن خشک یا $\frac{M}{DW}$ داده می‌شود.

13-1 معیار خشک کردن ترانسفورماتور

اگر بعد از تعیین درصد اشباع روغن و نیز $\frac{M}{DW}$ کاغذ به این نتیجه رسیدید که $\frac{M}{DW}$ حدود 2/5% و

نیز درصد اشباع روغن بیش از 30% است باید ترانسفورماتور را تحت عملیات خشک‌سازی قرار دهید. از آنجا که این فرایند گران تمام می‌شود لذا قبل از اتخاذ تصمیم نهایی از نظریات دیگران استفاده کنید.

13-2 راههای نفوذ رطوبت

1- هنگامی که عایق از کارخانه آورده می‌شود ممکن است داخل آن رطوبت وجود داشته باشد.

2- اگر ترانسفورماتور برای چک و بازدید، باز شود می‌تواند رطوبت جذب کند.

3- در اثر بروز نشتی از طریق منافذ، رطوبت ترانسفورماتور می‌شود.

4- از طریق کنسرواتور و خراب شدن رطوبت‌گیر، رطوبت وارد ترانسفورماتور می‌شود.

5- با پیر شدن و نیز فساد تدریجی، عایق رطوبت تولید می‌کند.

6- خرابی و یا عدم نگهداری بموقع سیستم آب‌بندی باعث نشتی و ورود رطوبت خواهد شد.

7- دلیل اصلی نفوذ رطوبت در هوای مرطوب و بارانی، خراب شدن لاستیکهای آب‌بندی بدلیل

فشارهای مختلف ناشی از سرد شدن ترانسفورماتور است. با سرد شدن سریع ترانسفورماتور و افت فشار، مقدار زیادی آب و بخار می‌تواند در زمان کوتاهی وارد ترانسفورماتور شود.

13-3 راههای جلوگیری از نفوذ و جذب رطوبت و اکسیداسیون

1- جلوگیری از تماس روغن با اکسیژن و رطوبت هوا از طریق کنسرواتور با کیسه هوایی یا دیافراگم

لاستیکی.

2- آب‌بندی کامل تانک ترانسفورماتور و ایجاد یک سیستم آب‌بندی محکم و مناسب.

3- تصفیه روغن در زمان لازم برای جلوگیری از تولید رطوبت و نیز رطوبت‌زدایی.

4- استفاده از آنتی اکسیداسیون DBPC. مطابق استاندارد ASTM D-3787 باید بعد از تصفیه روغن

0,3 درصد وزن روغن، به آن آنتی اکسید اضافه کرد.

5- نشستی‌های حتی ریز را حتماً برطرف کنید چون باعث ورود رطوبت می‌شود.

6- چک کردن منبع کنسرواتور و مجرای تنفسی از لحاظ نشستی هوا.

7- تست و بازدید از رطوبت گیر و ماده سیلیکاژل و تعویض بموقع آن.

8- جلوگیری از خوردگی و زنگ زدگی ترانسفورماتور و رادیاتورها.

9- استفاده از ترانسفورماتورهای هرمتیک.

10- تزریق روغن تحت فرآیند خلاء.

11- انبار کردن ترانسفورماتور باعث جذب رطوبت می‌شود. لذا در مدت انبار کردن به دقت از

ترانسفورماتور نگهداری کنید.



فصل چهاردهم

نصب و راه اندازی

ترانسفورماتور

14- نصب و راه‌اندازی ترانسفورماتور

درباره حمل و نقل، بازدید هنگام دریافت و تحویل، جابجا کردن و بلند کردن ترانسفورماتور توزیع به دستور العمل سازنده ترانسفورماتور مراجعه کنید.

14-1 نگهداری و انبار کردن ترانسفورماتور

رنگ ترانسفورماتور را چک کرده و سطوحی را که رنگشان آسیب‌دیده است تعمیر کنید. چنانچه از گاز خنثی در ترانس استفاده می‌کنید باید فشار گاز ثابت باشد. چنانچه ترانسفورماتور نوع داخلی¹ را در فضای بیرون نگهداری می‌کنید باید کاملاً پوشیده شود. در صورتیکه نیاز بود قطعاتی از ترانسفورماتور برای مدت طولانی انبار کنید آنها را در یک محل خشک و تمیز نگهداری کرده و یا با سازندگان جهت نحوه انبار و نگهداری تماس بگیرید.

14-2 مکان نصب ترانسفورماتور

در تعیین موقعیت و مکان ترانسفورماتور باید مسأله قابلیت دسترسی، تهویه مناسب هوا و راحتی و سهولت‌الوصول بودن جهت بازدید مورد توجه قرار گیرد. باید فضای کافی جهت تهویه مناسب ترانسفورماتورهای نوع داخلی ایجاد شود. دریچه تهویه باید تا جائیکه ابعاد ساختمان اجازه می‌دهد بالاتر از تجهیزات نصب شود و به تعداد کافی در اتاق نصب توزیع شده باشند. بطور کلی برای هر 1000KVA چیزی حدود 60ft^3 خروجی نیاز است. تعداد خروجیها و تهویه به سیکل بار و راندمان ترانسفورماتور بستگی دارد. ترانسفورماتورهای تا سطح 315KVA را می‌توان در محیط بیرون نصب نمود که غالباً بر روی سکویی نصب می‌شوند. ترانسفورماتورهای بالاتر از 315KVA (اغلب) در پستهای

- 1 in door

زمینی نصب می‌شوند. این پست‌ها باید به گونه‌ای طراحی شوند که امکان حمل و نقل وسایل به داخل پست، بهره‌برداری، سرویس و نگهداری و همچنین اطفای حریق وجود داشته باشد. برای تهویه هوای داخل اتاق از دو روش استفاده می‌شود.

الف) تهویه طبیعی توسط بارگیری

ب) تهویه مصنوعی توسط هواکش

درجه حرارت مجاز برای پست‌های زمینی:

حداکثر دمای هوا در 24 ساعت 40 درجه سانتیگراد

حداکثر متوسط دمای هوا در 24 ساعت 30 درجه سانتیگراد

حداکثر متوسط دمای هوا در سال 20 درجه سانتیگراد

فواصل مجاز:

حداقل فاصله جانبی مجاز تا اشیاء مجاور یا دیوار 400 میلی‌متر

حداقل فاصله تا سقف 500 میلی‌متر

توصیه می‌شود دور تا دور ترانسفورماتورهای توزیع در فاصله‌ای به شرح زیر تحت

نگهداری قرار گیرد:

ترانسفورماتورهای تا قدرت 630KVA 700mm

ترانسفورماتورهای با قدرت بیشتر 630KVA 750mm

3-14 عملیات و هشدارهای لازم قبل از راه‌اندازی ترانسفورماتور

1- بازدید مقدماتی یا اولیه:

قبل از انجام هر کاری باید یک بازدید دقیق از تمامی بخشهای خارجی بعمل آید-

تا هرگونه رطوبت و یا آسیب دیدگی ترانسفورماتور معلوم شود. در این بازدید مطمئن

شوید که تمامی بخشها و قطعات، بخوبی و بطور کامل نصب شده‌اند و قطعات در بهترین

وضعیت قرار دارند. سفت بودن پیچهای اتصال بسیار مهم است. باید تستهای فشار (فشار

گاز داخل ترانسفورماتور) انجام شود و میزان استقامت عایقی و سطح فیزیکی روغن هم مورد آزمایش قرار گیرد. در صورت وجود هرگونه نشستی که می تواند سبب ورود رطوبت به داخل ترانسفورماتور شود، باید اقدام لازم برای رفع آن انجام گیرد.

توجه: آب بندی و تحت فشار قرار دادن ترانسفورماتور در زمان ساخت در دمای محیط انجام می گیرد. ممکن است که فشار سنج ترانسفورماتور بعلت پائین بودن دما در محل نصب ترانسفورماتور نسبت به محل ساخت آن، عدد منفی را نشان دهد. این به معنی وضعیت غیرعادی در ترانسفورماتور نیست بلکه نشان دهنده این است که آب بندی تانک بخوبی انجام شده است.

2- قبل از اعمال ولتاژ به ترانسفورماتور و برقدار کردن آن آیتمهای زیر را حتماً

چک کنید:

- کابل‌های متصل به بوشینگ نباید فشار زیاد و غیرنرمال به مقره چینی وارد

سازند.

- مجرای سیلیکاژل را از نظر رطوبت گیر و روغن آن چک نمایید.

- رنگ و پوشش ترانسفورماتور را چک کنید، هیچ جایی از آن نباید بدون رنگ

باشد.

- سیم نول ترانسفورماتور باید بخوبی زمین شده باشد.

- بدنه تانک بخوبی زمین شده باشد.

- تپ عایقی توسط میگر انجام شود.

- تپ چنجر روی تپ مطلوب و مناسب قرار داشته باشد.

- تمامی قطعات و لوازم خارجی اضافی از ترانسفورماتور دور شده باشند.

- سطح روغن در تانک اصلی و نیز کنسرواتور و در صورت لزوم در بوشینگها چک

شود.

- آب‌بندی تمامی دریچه‌ها و اتصالات کامل بوده و هیچگونه نشتی وجود نداشته باشد.
- کلیه شیرهای روغن در وضعیت (مناسب) اصلی خود، باز یا بسته قرار داشته باشند.
- نصب ترانسفورماتور طوری باشد که هنگام برقرار شدن دچار لرزش نشود.
- اتصالات بوشینگها و تنظیم بودن شاخکهای جرقه‌گیر تست شود.
- استقامت عایقی روغن چک شود (برای روغن کار کرده باید 27/5kV باشد). در صورت پائین بودن آن باید اقدام لازم (تصفیه یا تعویض) صورت پذیرد.
- برقی‌های روی هر سه فاز فشار قوی را چک کنید.
- فن‌ها و مدارات کنترلی (در صورت وجود) درست کار کنند.
- مطمئن شوید که ترانسفورماتور بر روی سکوی مخصوص یا فونداسیون، درست و محکم نصب شده است.

4-14 راه‌اندازی ترانسفورماتور (برق‌دار کردن)

- بعد از اینکه کلیه مراحل گفته شده انجام گرفت و نتایج رضایت بخش بود می‌توان ترانسفورماتور را بصورت بی‌بار و در پست نرمال برق‌دار کرد.
- پس از برق‌دار کردن ترانسفورماتور، سه ساعت اولیه کار آنرا بدقت مورد بررسی قرار دهید و هرگونه وضعیت غیرعادی را گزارش دهید.
- ولتاژ و جریان را در سمت اولیه چک کنید و ببینید که آیا متعادل هستند.
- هرگونه نویز و لرزش را در حین بهره‌برداری و راه‌اندازی بدقت کنترل و ثبت کنید.
- برای اینکه جریان هجومی به کمترین مقدار خود برسد تپ ترانسفورماتور را در

موقعیت ۱ قرار دهید.

14-5 تستهای راهاندازی

برای ترانسفورماتورهای توزیع علاوه بر چک و بازدید ظاهری، تست مقاومت عایقی، تست نسبت تبدیل و نیز بازدید از سطح روغن و شرایط آن کافی به نظر می‌رسد. برای ترانسفورماتورهایی که قرار است بصورت موازی کار کنند تست نسبت تبدیل و پلارینه الزامی است.

تست میگر یا مقاومت عایقی سیم‌پیچها و هسته، تست نسبت تبدیل در کلیه تپها تست پیوستگی ولتاژ و نسبت تبدیل تپ چنجر LTC، تست استقامت عایقی روغن و نیز تست دستگاههای حفاظتی و سیم‌کشی مربوطه از جمله تستهایی است که انجام آنها قبل از راهاندازی ترانسفورماتور ضروری بنظر می‌رسد. (ترانسفورماتورهای مهم)

14-6 بارگیری و ارتفاع نصب ترانسفورماتور

- در صورتیکه افزایش دمای ترانسفورماتور در محدوده مجاز و نامی باشد می‌توان ترانسفورماتور را تحت بار کامل قرار داد.
- توجه داشته باشید که حداکثر درجه حرارت روزانه از 40 درجه سانتیگراد و متوسط دمای روزانه از 30 درجه سانتیگراد تجاوز نکند.
- ارتفاع نصب برای 1000m طراحی می‌شود در غیر اینصورت با ضرائب تصحیح آورده شده در استاندارد ANSI C57.19.00 برای ظرفیت ترانسفورماتور مراجعه کنید.

جدول 8-1) کاهش ظرفیت ترانسفورماتور با افزایش ارتفاع نصب

ارتفاع از سطح دریا	ضریب کاهش بار
0-1000	1
1000-1200	0/99
1200-1400	0/98
1400-1600	0/97
1600-1800	0/96
1800-2000	0/95

7-14 نگهداری‌های دوره‌ای برای ترانسفورماتور توزیع

- 1- نمونه‌گیری و تست استقامت عایقی روغن
قبل از برقرار کردن ترانسفورماتور و نیز بصورت سالیانه انجام می‌گیرد. چنانچه فشار سنج ترانسفورماتور خلا را نشان می‌دهد قبل از نمونه‌گیری، خلاء را از بین ببرید. چون با باز کردن ترانسفورماتور، هوا و رطوبت وارد آن می‌شود.
- 2- کنترل سطح روغن و سایر قطعات روغنی و در صورت نیاز اضافه کردن روغن تمیز به آن

8-14 عملیات نگهداری در دوره‌های خاموشی ترانسفورماتور

- هرگونه آلودگی روی بوشینگها را پاک کنید.
- چند بار دسته تعویض تپ در تپ چنجر را عقب و جلو ببرید. این کار سبب تمیزی کنتاکتها می‌شود.
- چک کردن از لحاظ نشتی: در هفته اول برقرار کردن ترانسفورماتور فشارسنج و

گیج خلاء را بازدید کنید. چنانچه صفر نشان دهد نشان دهنده وجود نقص در آب‌بندی است. به آرامی نیتروژن یا هوای خشک را در فشار پائین به تانک تزریق کنید تا گیج، فشار مورد نظر را نشان دهد. از کف صابون یا پودر برای بررسی کردن نشتی در اطراف تانک و سیستم آب‌بندی استفاده کنید. بصورتی نیتروژن یا هوای خشک را به تانک اضافه کنید که فشار به حد مورد نظر طبق سختی مربوطه برسد.

9-14 تزریق روغن در تانک

1- چک و بازدید روغن

استقامت عایقی روغن داخل ظرف را تست کنید، در صورت وجود آب آزاد، آب را از آن جدا کنید. فرایند تصفیه را تا جایی ادامه دهید که استقامت عایقی آن به حد مجاز و مطلوب برسد.

2- پر کردن بدون استفاده از خلاء: در این مورد با استفاده از شیر اصلی، تانک را پر کنید از دریچه دومی که در بالای تانک قرار دارد برای خارج شدن هوا استفاده کنید.

3- پر کردن با استفاده از خلاء: وجود هوا در ترانسفورماتور یکی از عوامل و منابع بروز خطا در ترانسفورماتور است. پر کردن با خلاء بخصوص برای ترانسفورماتورهای دارای نیتروژن یا هوای خنک بسیار مفید است.

10-14 حفاظت ترانسفورماتور توزیع

1- حفاظت الکتریکی: حفاظت اضافه جریان، اضافه ولتاژ و حفاظت داخلی ترانسفورماتور

2- حفاظت غیرالکتریکی: حفاظت در برابر نشتی روغن، حفاظت در برابر نفوذ رطوبت و حفاظت قسمتهای مکانیکی

11-14 نکات مهم در انتخاب کات اوت فیوز

- 1- آمپر هر 3 فاز یکسان باشد.
- 2- کات اوت فیوز زیر بار قطع و وصل نگردد.
- 3- اگر آمپر یا جریان بیش از 63 A باشد ابتدا باید انشعاب سکسیونر قابل قطع نصب شود.

4- آمپر المنت فیوز باید با قدرت ترانس مناسب باشد.

$$I_f = (2-2/5) \left[\frac{\text{KVA (ترانس)}}{3 \times U_L} \right]$$

5- هرگز از سیم به جای المنت فیوز استفاده نگردد.

12-14 نکات مهم در انتخاب و نصب برقگیر

- 1- باید هماهنگی عایقی بین برقگیر و ترانسفورماتور حفظ شود.
- 2- ولتاژ ظاهر شده دوسر برقگیر هنگام عبور جریان نامی تخلیه از حد مجاز کمتر نشود.
- 3- اتصال زمین برقگیر کامل باشد. مقاومت زمین برقگیر و طول سیم آن و نیز فاصله برقگیر تا ترانسفورماتور بایستی به درستی انتخاب گردد.
- 4- برقگیر باید در مجاورت ترانسفورماتور نصب شود.
- 5- سیم اتصال زمین نباید پیچش داشته باشد. زیرا این امر باعث بوجود آمدن اندوکتانس اضافی در مقابل جریان تخلیه می شود. چون فرکانس صاعقه در حد MHz است.
- 6- بهتر است از کابل‌های رشته‌ای 25، 35 و 50 mm² برای ارت برقگیر استفاده شود.

7- در موقع نصب برقیگیر باید توجه داشت که هرگونه هادی فلزی چه دارای ولتاژ

متفاوتی با سیستم و چه زمین باشد در خارج از یک کره فرضی به شعاع R قرار گیرد:

$$R = 12 \times U_n \quad \text{mm} \quad \text{شعاع کره} \quad R$$

U_n : ولتاژ نامی برقیگیر (KV)

13-14 روشهای بهره‌برداری مناسب و دستورالعمل پیشگیری حوادث

روشهای اصولی و عملی نگهداری:

الف) تهیه شناسنامه کامل ترانسفورماتور

ب) انجام عملیات زیر، هر 12 ماه یکبار

- آچار کشی مهره‌های ایزولاتورها و اطمینان از محکم بودن آنها (در صورت

مشاهده نشستی روغن پیچ تخلیه و سایر پیچ‌ها آچار کشی و محکم شوند).

- سطح روغن و روغن نما کنترل و شیشه‌های روغن نما و سیلیکاژل پاک شوند و

در صورت لزوم روغن مورد نیاز اضافه گردد.

- بدنه ترانسفورماتورها و رادیوتورها و تمام سطوح باید به خوبی پاک و هرگونه

نقصی در رنگ ترانسفورماتور برطرف شود.

ج) تهیه برگ لازم آزمایشات روغن، مقاومت زمین، پیک بار و نصب آن در محل

پست.

د) درج انشعابات جدید از هر پست از لحاظ آمپراژ واگذار شده، کنترل شعاع

تغذیه.

ه) بعد از وقوع هر حادثه و یا هر سال تست نمونه‌ای روغن لازم است.

و) ترانسفورماتورها باید بعد از هر 10 سال تجدید نظر کلی شوند. تست مقاومت

عایق ایزولاتور بین حلقه‌ها باید با درحد مقادیر داده شده استاندارد باشد. در صورت

مثبت بودن نتیجه، نیازی به بیرون آوردن قسمت اکتیو یا پست نیست ولی بایستی تمامی قسمت‌های بیرونی آزمایش و تست شوند، پیچ و مهره‌ها سفت گردند و همچنین درستی و صحت عملکرد همه لوازم و تجهیزات ترانسفورماتور مورد ارزیابی قرار گیرد.

در صورت منفی بودن نتیجه آزمایش باید اکتیو پارت بیرون آورده شود. تعمیرات لازم بعد از تخلیه روغن انجام گیرد. آنگاه درون تانک از رسوبات احتمالی پاک گردد. اکتیو پارت ترانسفورماتور قبل از جاگذاری مجدد داخل تانک کاملاً خشک گردد. بعد از اینکه ترانسفورماتور دوباره از روغن پر شد بعد از یک پریود مشخص، هواگیری، آزمایشات مقاومت عایقی انجام و در صورت مثبت بودن به شبکه وصل گردد.

ز) بریدن درختان و سرشاخه‌های مزاحم ترانسفورماتورهای هوایی

ج) کنترل درجه حرارت محیط

ط) کنترل و تعیین ارت (زمین) به هنگام توسعه و احداث شبکه‌های فشار ضعیف

ی) در صورت تجاوز شعاع تغذیه ترانسفورماتور از حد مجاز به واحد نوسازی

گزارش داده شده تا توسعه شبکه منوط به نصب ترانسفورماتور جدید گردد.

ک) انتخاب سیم‌های مس با آمپر مجاز و متناسب با قدرت ترانسفورماتور

م) حذف نقاط تیز لوله‌ها، تابلوها و تعبیه واشرهای لاستیکی و نظایر آن

ن) نصب تابلو توزیع در فاصله 0/5 متری از زمین و تعبیه دیوار آجری برای بستن

زیر تابلو

ق) مشخص نمودن مسیر کابل‌های زیرزمینی بوسیله علائم مخصوص

ذ) برای بستن چمپر و کابلشو به سر بوشینگ‌های ترانسفورماتور حتماً از دو آچار

استفاده شود. زیرا استفاده از یک آچار، منجر به پیچیدن میله فاز گردیده و باعث بریدن آن می‌شود.

س) تعیین و استاندارد نمودن رشد بار

ف) تقسیم بار متعادل روی هر 3 فاز

14-14 پیاده سازی اجزای ترانسفورماتور

چنانچه اثری از وجود آسیب دیدگی داخلی در ترانسفورماتور مشاهده شد و یا اینکه خواستید برای بازدید یا خشک کردن، مجموعه اکتیو پارت را در آورید بصورت زیر عمل کنید.

قبل از این کار باید سطح خارجی ترانسفورماتور توسط پارچه‌های خشک و کاملاً تمیز، پاک گردد. نقاط تیره و آلودگیهایی که روی مقره‌ها نشسته است باید با استفاده از بنزین و سپس پارچه، خشک شود. ترانسفورماتور باید در هوای خشک و در طوبت نسبی 50 تا 60 درصد باز شود. به هنگام برداشتن کاورتانک بوشینگهای اولیه و ثانویه بردارید. می‌توانید بوشینگهای کوچک را روی درپوش تانک باقی بگذارید. اما باید در هنگام جابجایی این درپوش بسیار مواظب باشید. در پوش تانک را برداشته و ترمومتر، تپ چنجر، نشانگر سطح روغن و سایر متعلقات آنها و سایر قطعاتی که جلوی دست را می‌گیرند بردارید. پس از بیرون آوردن هسته و سیم پیچ، لجن‌ها و پارافین را با استفاده از روغن تمیز، از بین ببرید. سیم پیچ‌ها و هسته را با استفاده از یک برس نرم آغشته به روغن ترانسفورماتور پاک کنید. از پارچه‌های رشته‌ای یا کهنه استفاده نکنید. وجود نقاط سیاه روی سیم پیچی نشان دهنده از بین رفتن عایق است.

15-14 جوشکاری تانک ترانسفورماتور

تانکهای ribbed با استفاده از قوس و تانکهای tabular با استفاده از گاز جوشکاری می‌شوند.

برای جوشکاری باید سطح روغن 180 تا 200 میلیمتر پائین تر از لبه شکاف روی

تانک باشد. سیلندر حاوی دی‌اکسید کربن باید 3 تا 4 متر دورتر از ترانسفورماتور باشد. و

توسط یک لوله به شیر پائین تانک وصل شود. برای جلوگیری از آتش گرفتن بخارهای روغن در طول جوشکاری ترانسفورماتور با دی اکسید کربن پر می شود. جوشکاری با گاز فقط برای رادیاتور توصیه می شود.

14-16 تعمیر هسته و سیم پیچی

عایق بین ورقه های هسته در اثر اتصال زمین یا پیری عایق دچار اتصال کوتاه می شود. تلفات مغناطیسی بستگی به ضخامت ورقه ها دارد و اگر دو ورقه مجاور اتصال کوتاه شده باشند تلفات افزایش می یابد. بعلت زیاد گرم شدن هسته باید نسبت به تعمیر آن اقدام کرد. برای تعویض ورقه ها باید ضخامت ورقه ها و درجه فولاد آنها مشابه ورقه های اصلی باشد. قبل از استفاده از عایق جدید، عایق را تمیز کنید. نقاط روغن را تمیز کنید. روغن زنی با استفاده از یک برس نرم و یا غلتاندن یک خط کش لغزان که در روغن قرار دارد، انجام می شود. روغن پس از 2 تا 3 ساعت خشک می شود. دما نباید کمتر از 110 درجه سانتی گراد باشد. میتوان برای خشک کردن ورقه ها از لامپهای مادون قرمز استفاده کرد.

سوختن سیم پیچ فشار قوی در ترانسفورماتورهای توزیع بسیار شایع است. در صورتیکه پارامترهای زیر مشخص باشند می توان نسبت به تعمیر آن اقدام کرد.

1- ابعاد سیم پیچی سوخته شده 2- طول محوری آن 3- قطر داخلی آن 4- قطر

خارجی 5- تعداد حلقه ها



جدول 8-2) خلاصه تستهای ترانسفورماتور

بخش مورد تست	تست‌هایی که باید انجام شود
1- سیم‌پیچها	<ul style="list-style-type: none"> - مقاومت سیم‌پیچها - نسبت تبدیل، پلاریته، فاز - جریان تحریک در تمامی تپها - امپدانس اتصال کوتاه - مقاومت عایقی با زمین (توسط میگر) - ظرفیت خازنی - ضریب قدرت، ضریب تلفات - ولتاژ القایی، تخلیه جزئی، تست RIV
2- پوشینگها	<ul style="list-style-type: none"> - ظرفیت خازنی - تلفات دی‌الکتریک - ضریب قدرت، ضریب تلفات - تخلیه جزئی - دما (مادون قرمز) - سطح روغن (Sight Glass) - بازرسی فیزیکی (از لحاظ ترک خوردگی و آلودگی)
3- روغن	<ul style="list-style-type: none"> - آنالیز میزان گاز محلول - استقامت عایقی - کشش سطحی - عدد اسیدی - بازرسی فیزیکی

جدول 8-2) خلاصه تستهای ترانسفورماتور (ادامه)

بخش مورد تست	تست‌هایی که باید انجام شود
	<ul style="list-style-type: none"> - رنگ - میزان آب - آنتی اکسیداسیون - ضریب قدرت، ضریب تلفات
4 - تپ چنجر غیر قابل قطع زیر بار	<ul style="list-style-type: none"> - تست پیوستگی کنتاکتها - نسبت تبدیل برای تمام تپها - بازرسی فیزیکی
5- هسته	<ul style="list-style-type: none"> - مقاومت عایقی بین هسته و تانک - تست زمین (توسط میگر)
6 - تانک و قطعات مربوط به آن	<ul style="list-style-type: none"> - کالیبراسیون گیجهای فشار، خلاء، دما - دما (مادون قرمز) - بازرسی فیزیکی (وجود نشتی و خوردگی)
7- کنسرواتور	<ul style="list-style-type: none"> - بازرسی فیزیکی (وجود نشتی و خوردگی)
8- رطوبت گیر	<ul style="list-style-type: none"> - رنگ مناسب - قرار گرفتن شیرها در وضعیت مناسب
9- رله فشار ناگهانی	<ul style="list-style-type: none"> - کالیبراسیون و پیوستگی
10- رله بوخهلتز	<ul style="list-style-type: none"> - عملکرد مناسب و پیوستگی

تست‌هایی که باید انجام شود	بخش مورد تست
- دما (مادون قرمز)	11- سیستم خنک‌کنندگی
- گردش مناسب هوا - بازرسی فیزیکی (از لحاظ نشتی، خوردگی و تمیزی)	12- رادیا تورها
- مدارهای کنترلی - بازرسی فیزیکی و صداها غیر نرمال	13- فن‌ها
- نشانگر گردش روغن - جریان بار موتور	14- پمپ‌ها

فصل پانزدهم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این پروژه پس از بررسی عیوب مختلف ترانسفورماتور توزیع و اجزایی که این عیوب را بوجود می‌آورند و نیز با توجه به برنامه‌های مختلف نگهداری ترانسفورماتور که حاصل تجارب شرکتهای معتبر و نیز استانداردهای معتبر می‌باشد، یک دستورالعمل جهت نگهداری ترانسفورماتور توزیع ارائه گردیده است. هر چند که دستورالعملهای سازندگان ترانسفورماتور در اولویت قرار دارد اما این دستورالعملها اغلب تمام مواد را پوشش نداده و بصورت کلی می‌باشند لذا می‌توان از این دستورالعملها بعنوان دستورالعمل مکمل استفاده نمود. نتیجه دیگر اینکه امروز امنیت ترانسفورماتور چه توزیع و چه قدرت 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 مانیتورینگ وضعیت می‌توان بعنوان یک راه حل بسیار کارآمد در تشخیص خطای ترانسفورماتور استفاده کرد. اجرای دستورات و عملیاتی که در استانداردهای مربوطه که در این پروژه به اهم آنها در رابطه با نگهداری و عیب‌یابی اشاره شد باعث پیشرفت و توسعه امر نگهداری و عیب‌یابی خواهد شد. فلوچارت عیب‌یابی که در اینجا آورده شده است، می‌تواند بعنوان اساس و پایه عیب‌یابی ترانسفورماتور قرار گیرد. روشهای تحلیل وضعیت نیز که در فصل ششم آورده شده است می‌تواند در قابلیت اطمینان و نیز تشخیص خطای ترانسفورماتورهای مهم مورد استفاده قرار گیرد.

پیشنهادهات

امروزه در شرکتهای توزیع برای ترانسفورماتورهای توزیع برنامه مدونی وجود ندارد. با توجه به فراوانی ترانسفورماتورهای توزیع و به منظور بالا رفتن قابلیت اطمینان برق‌رسانی، لازم است که کلیه شرکتهای توزیع به سمت تدوین و اجرای چنین برنامه‌هایی حرکت کنند.

در این راستا پیشنهاد می‌شود که کلیه برنامه‌های نصب، راه‌اندازی و نگهداری ترانسفورماتور مطابق با دستورالعمل سازندگان انجام شود و به عنوان مکمل از دستورالعمل‌های بهره‌برداری و نگهداری هم استفاده شود. دستورالعمل تهیه شده در طی این پایان‌نامه نیز می‌تواند به عنوان مرجعی برای نگهداری و بهره‌برداری از ترانسفورماتورهای توزیع مورد استفاده قرار بگیرد. در راستای اجرای این دستورالعمل و ایجاد یک برنامه نگهداری

مطمئن برای ترانسفورماتورها برخی نکات، برجسته تر و مهم تر بنظر می آیند از جمله اینکه:

- 1- برای تصمیم گیری نهایی درباره انجام برنامه های نگهداری همیشه وضعیت ترانسفورماتور تعیین کننده است و باید این مورد در اولویت قرار بگیرد.
- 2- تحلیل وضعیت و مانیتورینگ وضعیت در بهبود امر نگهداری بسیار موثر است، لذا اجرای پروژه تحقیقاتی یا دانشجویی در این زمینه بسیار مفید است.
- 3- انجام DGA برای ترانسفورماتورهای توزیع بالای 500kVA امر معقولی بنظر می رسد. از آنجائیکه با بزرگ شدن ابعاد ترانسفورماتور (متناسب با افزایش قدرت آن) تجهیزات نصب شده روی ترانسفورماتور افزایش می یابد و ترانسفورماتور قیمت بالاتری خواهد داشت، لذا انجام DGA برای این ترانسفورماتورها، بعد اقتصادی آنرا توجیه می کند.
- 4- برای تحلیل نتایج DGA که دارای عدم قطعیت می باشد پیشنهاد می شود که از روشهای هوش مصنوعی استفاده شود، چرا که این روشها بحق تحقیقات بعمل آمده جوابهای قابل قبولی می دهد.
- 5- نحوه بارگیری از ترانسفورماتور و وضعیت قرار گرفتن ترانسفورماتور در شبکه توزیع امر مهمی است. عدم تعادل بار روی سه فاز ترانسفورماتور و اضافه بار روی آن سبب آسیب دیدگی ترانسفورماتور خواهد شد. بنابراین باید همواره مسایل مربوط به بارگزاری صحیح ترانسفورماتور مدنظر گرفته شود.
- 6- برای اجرای برنامه نگهداری در مورد ترانسفورماتور، داشتن کادر آموزش دیده بسیار مهم است. موفقیت و یا شکست برنامه نگهداری بستگی زیادی به مهارت پرسنل نگهداری دارد.
- 7- ایجاد یک برنامه بازدید و ثبت این بازدیدها برای ترانسفورماتورهای نصب شده امری ضروری است. ثبت بازدیدهای روتین از ترانسفورماتور و نگهداری این اطلاعات در شناسایی و تشخیص هرگونه روند غیرطبیعی در ترانسفورماتور بسیار مؤثر است.
- 8- دقت در نصب و راه اندازی ترانسفورماتور بسیار مهم است، در صورت خارج شدن ترانسفورماتور از مدار، قبل از اینکه مجدداً به مدار برگردد باید نسبت به تست آن اقدام شود تا در صورت وجود احتمالی هرگونه عیب، آن عیب تشخیص داده شده و ترانسفورماتور بتواند جریان هجومی حین راه اندازی را تحمل کند
- 9- در مساله تحلیل وضعیت ترانسفورماتور، تحلیل وضعیت عایق سلولز (عایق جامد) هم باید مدنظر قرار بگیرد.

تحلیل وضعیت نمونه روغن و روغن ترانسفورماتور امری ضروری است اما همیشه کافی نیست، با کشف رابطه بین فورفورال روغن و DP کاغذ انجام این تحلیل نیز تا حد زیادی ساده تر شده است.

10- وجود رطوبت و آلودگی از دیگر عوامل آسیب دیدگی ترانسفورماتور است. در بسیاری از مناطق کشور، هنوز هم از روش مناسبی برای پر کردن ترانسفورماتورهای روغنی استفاده نمی شود. اغلب مشاهده می شود که این کار بصورت خیلی ابتدایی و از راه کنسرواتور انجام می شود. تجهیز کردن مناطق مختلف به دستگاههای خلاء برای پر کردن ترانسفورماتورها امری ضروری است.

11- در مناطق دور افتاده و کلاً جاهاییکه دسترسی و بازدید ترانسفورماتورها مشکل است می توان از ترانسفورماتورهای همرمیک استفاده کرد.

فهرست

صفحه	عنوان
	1-1 کلیات
.....	Error! Bookmark not defined.
	2-1
.....	هدف
	Error! Bookmark not defined.
2	3-1 ضرورت انجام پروژه
	4-1 محتوای فصول
	Error! Bookmark not defined.
	not defined.
	1-2 مقدمه
	Error!
	Bookmark not defined.
	2-2 اجرای ترانسفورماتور و نقش آنها در بروز عیب
	Error! Bookmark not defined.....
	1-2-2 هسته
	Error! Bookmark not defined.
	2-2-2 سیم‌پیچ
	Error! Bookmark not defined.
	3-2-2 تپ چنجر
	Error! Bookmark not defined.
	4-2-2 تانک و رادیاتورها
	Error! Bookmark not defined.
	5-2-2 کنسرواتور (منبع انبساط روغن)
	Error! Bookmark not defined.
	6-2-2 بوشینگ
	Error! Bookmark not defined.
	3-2 تجهیزات حفاظتی و اندازه‌گیری
	Error! Bookmark not defined.....
	1-3-2 رله بوخهلتز
	Error! Bookmark not defined.
	2-3-2 ترمومتر روغن
	Error! Bookmark not defined.

Error! Bookmark not defined. ترمومتر درجه حرارت سیم‌پیچ 3-3-2
Error! Bookmark not defined. ارتفاع سنج روغن 4-3-2
Error! Bookmark not defined. رطوبت‌گیر 5-3-2
Error! Bookmark not defined. فشارشکن 6-3-2
..... سیستم عایقی 4-2

Error! Bookmark not defined.....

30.. کلیات 1-3

2-3 دلایل وقوع خطای الکتریکی

Error! Bookmark not defined.....

3-3 انواع نگهداری

Error! Bookmark

not defined.

..... نگهداری پیشگیرانه 4-3

Error! Bookmark not defined.

Error! Bookmark not defined. (PM) انواع نگهداری پیشگیرانه 1-4-3

Error! Bookmark not defined. برنامه نگهداری پیشگیرانه 2-4-3

Error! Bookmark not defined. اجرای برنامه نگهداری پیشگیرانه 3-4-3

38..... فواید نگهداری پیشگیرانه 4-4-3

38..... معایب نگهداری پیشگیرانه 5-4-3

..... ضرورت استانداردها 1-4

Error! Bookmark not defined.

2-4 استاندارد IEC

Error!

Bookmark not defined.

Error! Bookmark not defined. استاندارد IEC 296 1-2-4

Error! Bookmark not defined. استاندارد IEC 354 2-2-4

Error! Bookmark not defined. استاندارد IEC 422 3-2-4

43 استاندارد IEC 599 4-2-4

3-4 استاندارد IEEE

Error!

Bookmark not defined.

Error! Bookmark not defined. IEEE C57.104 1-3-4
Error! Bookmark not defined. IEEE C57 2-3-4
Error! Bookmark not defined. IEEE C57.125 3-3-4
Error! Bookmark not defined. IEEE C57.12.00 4-3-4

..... 1-5 عیب‌یابی ترانسفورماتور (روند عیب‌یابی ترانسفورماتور)

Error! Bookmark not defined..

64..... 2-5 عیوب ترانسفورماتور و دیاگرام ایشی‌کاوا

67 3-5 آمار خرابی ترانسفورماتورها

4-5 عوامل زمینه‌ساز سوختن ترانسفورماتورهای توزیع

Error! Bookmark not defined.....

Error! Bookmark not defined. 1-4-5 زمینه‌های ایجاد و گسترش جریان اتصال کوتاه

Error! Bookmark not defined. 2-4-5 زمینه‌های ایجاد جریانهای اضافه بار

Error! Bookmark not defined. 3-4-5 زمینه‌های پیدایش نشت روغن

Error! Bookmark not defined. 4-4-5 زمینه‌های سوختن ترانسفورماتور بعلت اضافه ولتاژ

Error! Bookmark not defined. 5-4-5 سوختن ترانسفورماتور بعلت جریان هجومی (راه‌اندازی) defined.

5-5 پیشنهادات برای جلوگیری از سوختن ترانسفورماتورهای توزیع

Error! Bookmark not defined.....

1-6 تحلیل وضعیت و مانیتورینگ وضعیت ترانسفورماتور

Error! Bookmark not defined.....

..... 2-6 تحلیل وضعیت ترانسفورماتور

Error! Bookmark not defined.

1-2-6 تحلیل وضعیت عایق

Error! Bookmark not defined. روغن

75 2-2-6 تحلیل وضعیت عایق جامد

80..... 3-2-6 طرحهای تخمین فواصل نمونه‌گیری روغن

83..... 3-6 روشهای تشخیص خطای ترانسفورماتور

Error! Bookmark not defined. 1-3-6 تستهای تحلیل وضعیت عایق

Error! Bookmark not defined. 2-3-6 مانیتورینگ تخلیه جزئی بصورت On-Line

Error! Bookmark not defined.	3-3-6	تحلیل گاز در روغن
Error! Bookmark not defined.	4-3-6	ترکیب روش مانیتورینگ صدا و روش DGA
84.....	4-6	کاربرد روشهای هوش مصنوعی در تشخیص خطای ترانسفورماتور
84.....	5-6	معرفی روشهای هوش مصنوعی :
86.....	6-6	مقایسه روشهای هوش مصنوعی
89.....	7-	بازدیدهای دوره‌ای و پیشگیرانه
100.....	8-	شرح بازدیدهای اجزای ترانسفورماتور
Error! Bookmark not defined.	1-8	بازدید کلی ترانسفورماتور:
Error! Bookmark not defined.	2-8	بازدید از تانک ترانسفورماتور
Error! Bookmark not defined.	3-8	کنسرواتور (منبع انبساط)
Error! Bookmark not defined.	4-8	ترمومترها
Error! Bookmark not defined.	5-8	تست ترمومتر
Error! Bookmark not defined.	6-8	نشانگر سطح روغن
Error! Bookmark not defined.	7-8	فشار شکن
Error! Bookmark not defined.	8-8	رله فشار ناگهانی
Error! Bookmark not defined.	9-8	رله بوخهلتز
Error! Bookmark not defined.	10-8	بوشینگها
Error! Bookmark not defined.	11-8	رطوبت گیر
112.....	9-	نگهداری روغن ترانسفورماتور
112.....	1-9	روغن و عوامل موثر بر خواص آن
118.....	2-9	تستهای سالیانه و حدود مجاز
113.....	3-9	کنترل کیفیت روغن در زمان بهره برداری
113.....	4-9	نمونه‌گیری روغن
114.....	5-9	تصفیه روغن
115.....	6-9	خشک کردن ترانسفورماتور
117.....	7-9	روغن زدن یا شارژ روغن ترانسفورماتور
118.....	8-9	مخلوط کردن روغنهای مختلف
118.....	9-9	اضافه کردن مواد ضد اکسیداسیون
118.....	10-9	آزمایشهای قبل و بعد از پر کردن روغن در ترانسفورماتور
119.....	11-9	پیشنهادهای مهم جهت نگهداری بهتر روغن و جلوگیری از فساد آن

120 تستهای روغن	12-9
124 پیش بینی عمر ترانسفورماتور و عوامل موثر بر عمر عایقی آن	10-1
 شناخت دقیق عملکرد ترانسفورماتورها با استفاده از روشهای کاربردی - ON , OFF	10-1
124 line نتایج و مثالها و توجهات آتی	124
160 دستورات کنترل حرارت و نیز کاهش تلفات	10-3
161 مقادیر مجاز درجه حرارت محیط و ترانسفورماتور	10-4
162 تأثیر عوامل مختلف بر عایق و کنترل آنها	10-5
 ارزیابی وضعیت عایق و عمر ترانسفورماتور (چه وقت باید ترانسفورماتور را از مدار خارج نمود)	10-6
164 مدار خارج نمود)	164
165 دستورات و توصیه‌های کلی برای بهبود عمر ترانسفورماتور	10-7
170 دستورالعمل بارگیری نیروی ترانسفورماتور توزیع	11-1
170 بار و اضافه بار مجاز	11-1
170 حدود بارگذاری مجاز دائمی	11-2
171 حدود مجاز بارگذاری اضطراری کوتاه مدت	11-3
172 حدود مجاز بارگذاری (بارگذاری اضطراری بلندمدت)	11-4
174 حدود مجاز برای ترانسفورماتورهای توزیع	11-5
174 حدود مجاز حرارت و جریان	11-6
178 درزگیرها (واشرهای آب‌بندی)	12-1
178 واشرهای آب‌بندی	12-1
179 نصب سیستم آب‌بندی	12-2
 رطوبت ، معیاری برای خشک کردن	13-1
	Error! Bookmark not defined.	
188 معیار خشک کردن ترانسفورماتور	13-1
188 راههای نفوذ رطوبت	13-2
188 راههای جلوگیری از نفوذ و جذب رطوبت و اکسیداسیون	13-3
191 نصب و راه‌اندازی ترانسفورماتور	14-1
191 نگهداری و انبار کردن ترانسفورماتور	14-1
191 مکان نصب ترانسفورماتور	14-2
192 عملیات و هشدارهای لازم قبل از راه‌اندازی ترانسفورماتور	14-3
194 راه‌اندازی ترانسفورماتور (برق‌دار کردن)	14-4
195 تستهای راه‌اندازی	14-5

195	6-14 بارگیری و ارتفاع نصب ترانسفورماتور
196	7-14 نگهداری‌های دوره‌ای برای ترانسفورماتور توزیع
196	8-14 عملیات نگهداری در دوره‌های خاموشی ترانسفورماتور
197	9-14 تزریق روغن در تانک
197	10-14 حفاظت ترانسفورماتور توزیع
198	11-14 نکات مهم در انتخاب کات اوت فیوز
198	12-14 نکات مهم در انتخاب و نصب برقگیر
199	13-14 روشهای بهره‌برداری مناسب و دستورالعمل پیشگیری حوادث
201	14-14 پیاده سازی اجزای ترانسفورماتور
201	15-14 جوشکاری تانک ترانسفورماتور
202	16-14 تعمیر هسته و سیم‌پیچی
207	15- پیشنهادات

مراجع:

- ۱-خادیاکوف، ز-تعمیر ترانسفورماتورهای قدرت، مهندس علیمردانی، ه-چاپ اول، روابط عمومی و امور بین الملل سازمان توانیر، تهران، ایران، ۱۳۸۰
- ۲-مهندس قلعه نویی، ا-ترانسفورماتور، چاپ اول، دفتر مرکزی سازمان سزادگی و آموزش وزارت نیرو، تهران، ایران، ۱۳۷۷
- ۳-مربوط، س-دستورالعمل بازدیدهای دوره ای، پیشگیرانه و پیشگویانه ترانسفورماتورهای قدرت، دفتر فنی تولید و معاونت دیسپاچینگ و بهره برداری
- 4- Sparling, B. "Assesing the Life of the Transformer" GE syprotec.Inc,2000
- 5-"TRANSFORMER MAINTENANCE"-Facilities Instruction,Standard and Techniques,2000
- 6-Wang,z.Artificial intelligence Applications in the Diagnosis of Power Transformer Incipient Fault,2000
- 7-Okrasa,R.and Hydro,O. "preventive maintenance handbook",2nd ED,In-house energy efficiency,1997
- 8-Balanathan,R."Transformers for Power System" EEA/EA Technology Travel Award 2000,2000
- 9-"Testing and maintenance of high-voltage bushing" Facilities Instruction ,Standard and Techniques,2000
- 10-Guunic,p.and Aubin,j "CIGREs WORK ON POWER TRANSFORMER" substation Equipment Diagnostics Conference IX ,USA,2001
- 11-Myers,S.D.and Kelly,J.J.and Parrish,R.H. A Guide to Transformer Maintenance Transformer Maintenance Institue (TMI)
- 12-Sharotri,s.k. preventive maintenance of ELECTRICAL APPARATUS 2nd ED,katson publishing house,1983
- 13-"Distribution Transformer Instruction Manual" SUNBELT Transformer
- 14-IEEE C57.125 IEEEGuide for Failure Investigation,Documentation,and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors
- 15-Stigant.franklin. J&P Transformer Book
- 16-Griffin,p.j."Characteristics of Electrical Insulating Material Oils(A Review)," Fifty-fourth international conference of Doble Clients,1987
- 17-Griffin,p.j Ajing "Characteristics of Transformer Mineral Oils(An Interim Riport)" Fifty-seventh International Conference of Doble Clients,1990
- 18-Griffin,p.j. "Monitoring the Integrity of Cellulose Insulation in order to Determine Power Transformer Life", Fifty-Eighth International Conference of Doble Clients,1991
- 19-Griffin,p.j "Measurment of Cellulose Insulation Degradation:A Study of Service-Aged Transformers", Fifty-Ninth International Conference of Doble Clients,1992
- 20-Heydon,R.G.and gronowski,B. "Condition Monitoring of Transformer Oil" International Conference on Power Electronics Drives and Energy Systems for Industrial Growth,1998

- 21-Ali,M.and Eley,C "Measuring and Understanding the Aging of Kraft Insulating Paper in Power Transformers" IEEE Electrical Insulation Magazine,Vol.12,No.3,1996
- 22-Dommen,T.V.and Petrie,E.M. "Furanic Compounds Analysis by GC-MS,and Its Diagnostic Value for Transformer Insulating Aging", Sixtieth International Conference of Doble Clients,1993
- 23-Dominelli,N.and Bird,F.J and Hall,E.A "Recent Developments in Paper Degradation Products Analysis", Sixtieth International Conference of Doble Clients,1993
- 24-Corvo,A.M and Dioge,A.C.T. and Ferratone,D. "Power Transformer Aging", Fifty-Eighth International Conference of Doble Clients,1991
- 25-Torres,H. and Salgado,M. "Design and Construction of a Distribution Transformer for Tropical Zones With High Lightning Activity",25th International Conference on Lightning Protection,Greece,2000
- 26-ANSI/IEEE C57.106 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment ,1977
- 27-IEEE C57.113 IEEE Trial-use Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors 1988
- 28-IEEE C57.21 IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Shunt Reactors Rated over 500kva 1991
- 29-IEEE C57.104 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers 1991
- 30-IEEE C57.12.00 IEEE General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power Regulating Transformers 1987
- 31-IEEE C57.12.90 IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, and Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers 1987
- 32-IEC 296 standard, specification for new insulation oil for transformer and switchgear
- 33-IEC 354 loading Guide for oil-immersed transformer
- 34-IEC 599 interpretation of the Analysis of Gases in Transformer and other Oil-Filled Electrical Equipment in service
- 35-IEC 422 Supervision and Maintenance Guide for Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment

