

ترانسفورماتور

Iran Transformer Magazine Vol. III issue 1 June. 2017

فصلنامه ترانسفورماتور - اولین نشریه اختصاصی ترانسفورماتور در ایران

سال سوم | شماره ۸ | بهار ۱۳۹۶ | قیمت ۲۰۰۰۰ تومان

مصاحبه با پروفسور استفتان تنبوهلن
مدیر موسسه تکنولوژی فشار قوی دانشگاه اشتهاد گارت:
ترانسفورماتور؛ از تولد تا مرگ



- آمار ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی در سال ۱۳۹۵
- بیمه ترانسفورماتور
- معرفی آزمونهای عیب یابی ترانسفورماتورهای اندازه گیری
- نگاهی به کاربند خنک کننده ترانسفورماتور
- عیب یابی ترانسفورماتور با کمک آزمون آنالیز گازهای محلول در روغن مطابق IEC60599



شرکت نفت بهران
دشمنی نام

بهران ترانس II

روغن عایق الکتریکی برای استفاده در انواع ترانسفورماتورها بویژه ترانسفورماتورهای پر قدرت



بهران ترانس II
مطابق با سطوح کیفیت

IEC 60296 (2012)

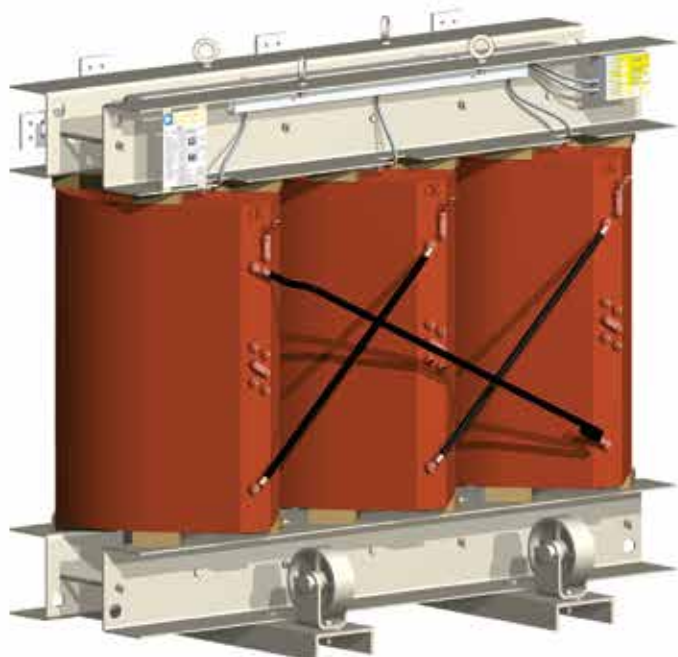
BS 148 (2009)

ASTM D-3487 Type (I)

ISIRI 2661 استاندارد ملی ایران

بهران ترانس II





مشخصات

استاندارد	IEC 60076 - 11
ظرفیت نامی (KVA)	50 - 10,000
فرکانس نامی (Hz)	60 · 50
حداکثر ولتاژ فشار قوی (kV)	36
کلاس محیطی	E2 - C2 - F1
کلاس عایقی	F
تلفات و امیدانس	مطابق CENELEC EN 50541-1

تجهیزات

- سیستم کنترل دما
- فن های خنک کننده
- چرخ های دو طرفه
- اتصالات تغییر دهنده ی تپ
- ترمینال زمین
- قلاب های حمل
- محفظه

مزایا

- تخلیه جزئی پایین (کمتر از ۵ پیکو کولن)
- دارای ویژگی بازدارندگی آتش و خود خاموش شونده
- بدون خطر آتش سوزی
- عدم نیاز به تعمیرات و نگهداری و هزینه های بهره برداری کم
- تلفات کم
- مقاومت عایقی بسیار خوب در برابر اتصال کوتاه و صاعقه
- امکان نصب در نزدیکترین مکان به مرکز بار
- فاقد آلودگی محیطی به دلیل نداشتن روغن
- فاقد مواد سمی
- سطح صدای کم
- مقاوم در برابر رطوبت
- نصب آسان



کارخانه: سمنان، شهرک صنعتی شهیرزاد، کدپستی ۳۵۷۳۱۹۵۹۸۶، صندوق پستی ۱۱۱-۳۵۷۱۵، شهیرزاد، سمنان
 تلفن: ۳۱۱۱ (۰۲۳) فکس: ۳۳۶۷۰۱۲۶-۷ (۰۲۳)

www.arya-transfo.com sales@arya-transfo.com

۵۰ سال ایران ترانسفو





دهه ۴۰

۱۳۴۶

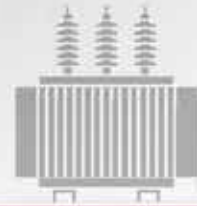
شرکت ایران ترانسفو در سال ۱۳۴۶ فعالیت خود را با ساخت ترانسفورماتورهای توزیع در کارخانه ری آغاز کرد.



کار احداث بنای کارخانجات ایران ترانسفوی زنجان در دهه پنجاه شمسی آغاز و به اتمام رسید

دهه ۵۰

۱۳۵۷



با توجه به نیاز کشور به ترانسفورماتورهای ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت، تولید ترانسفورماتورهای فوق توزیع در کارخانجات زنجان در سال ۱۳۶۱ شروع شد.



دهه ۶۰

۱۳۶۱

دهه ۷۰

۱۳۷۰

دهه هفتاد بواسطه طرح توسعه پستهای انتقال کشور دهه شکوفایی شرکت ایران ترانسفو بود. در این دهه سازمان توسعه برق ایران مجری ایجاد پستهای جدید ۲۳۰kV و ۳۰۰kV کشور بود که این پروژه با همکاری شرکت زمینس و ایران ترانسفو صورت گرفت.



دهه ۸۰

۱۳۸۰

دهه ۸۰ ادامه دوران طلایی شرکت ایران ترانسفو بود که با همکاری شرکت های ABB ایتالیا و Elin اتریش در توسعه نیروگاه های آبی و گازی نقش موثری در صنعت برق کشور داشت.



دهه ۹۰

۱۳۹۰

شرکت ایران ترانسفو توانست در این دهه علاوه بر ترانسفورماتورها، در تولید ملحقات و لوازم جانبی مانند بوشینگ های سرامیکی، روغن ترانسفورماتور، قطعات عایقی و برخی دیگر از ملحقات مانند روغن نمای مغناطیسی یا کلید تنظیم ولتاژ بدون بار نیز به خودکفایی برسد.

همچنین این شرکت در دهه ۹۰ به صورت گسترده رویکرد توسعه صادرات را در برنامه کارب خود قرار داد و توانست سهم عمده ای در بازارهای جهانی به دست آورد.

هم اکنون

۱۳۹۶



در حال حاضر ایران ترانسفو دارای کاملترین آزمایشگاه مواد اولیه و نیز تست ترانسفورماتور می باشد که در آن کلیه آزمونها بر طبق آخرین ویرایش استانداردهای بین المللی انجام می پذیرد. محاسبه و طراحی ترانسفورماتورها با دانش فنی بروز و با نرم افزارهای مدلسازی نظیر تحلیل میدان های الکتریکی و مغناطیسی به روش المان محدود، مدلسازی سه بعدی حرارتی، تحلیل سه بعدی تنش های مکانیکی مخزن، تحلیل نیروهای الکترو دینامیکی اتصال کوتاه، انجام می پذیرد.

همچنین ایران ترانسفو علاوه بر تولید ترانسفورماتورهای توزیع روغنی، خشک رزینی، انتقال و نیروگاهی انواع راکتور موازی و ترانسفورماتورهای ویژه صنایع مانند: ترانسفورماتورهای کوره و ترانسفورماتورهای یکسوساز و... را نیز تولید می نماید.

گروه صنعتی ایران ترانسفو



نمایی از ساخت کارخانه ترانس توزیع ایران ترانسفوی زنجان - ۱۳۹۵ شمسی



نمایی از ساخت کارخانه ترانس قدرت ایران ترانسفوی زنجان - ۱۳۹۵ شمسی



اولین محموله ترانسفورماتور های صادراتی به آفریقا ۱۳۹۵ شمسی



تولید ترانسفورماتور قدرت - ۱۳۹۵ شمسی



ساخت ترانسفورماتور آزمایشگاهی برای دانشگاه تهران - ۱۳۹۵ شمسی



بست پیش ساخته کامپکت - ۱۳۹۵ شمسی

۵۰ سال ایران ترانسفو



خط تولید ترانسفورماتور های توزیع



ترانسفورماتور نیروگاه سد گر خه



ترانسفورماتور های خشک رزینی



راکتور شنت



ترانسفورماتور کم صدا (طراحی جهت نصب در پست های درون شهری)



پست موبایل ۲۵ MVA صادراتی به کشور عراق



■ سنسور اندازه گیری دما، رطوبت و گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور (DGA)



■ سنسور اندازه گیری دما، فشار و نقطه شبنم گاز SF6 جهت:

- Switchgear
- Circuit Breaker
- Disconnect Switch



■ سنسور اندازه گیری دما، رطوبت و گاز دی اکسید کربن در HVAC (پرتابل و ثابت)



■ سنسور اندازه گیری دما و رطوبت روغن ترانسفورماتور (پرتابل و ثابت)



BFN

بهگام فرایند نوین

نماینده رسمی و انحصاری کمپانی OMICRON اتریش در ایران



- ارزیابنده برترین تجهیزات تست سیستم‌های قدرت
- انجام پروژه‌های تست و راه‌اندازی
- برگزاری دوره‌های آموزشی و سمینارهای تخصصی:

دوره آموزشی تخلیه جزیی کار با دستگاه MPD600 ۲۱ الی ۲۵ آبان ۱۳۹۶

دوره آموزشی تست رله‌های حفاظتی کار با دستگاه CMC 356 ۲۰ الی ۲۳ آذر ۱۳۹۶

آدرس: تهران، الهیه، خیابان بیدار، بن‌بست صفری، پلاک ۷، ساختمان مدرن الهیه، طبقه چهارم، واحد ۲۲
کدپستی: ۱۹۶۴۹۱۳۴۱۲ | تلفن: ۲۲۰۳۱۵۱۵ (خط ۲۴) | فاکس: ۲۲۰۳۱۶۱۶

www.behgamfarayand.com



ANF Co.

آزمون نیروی فربسنگ

بیش از دو دهه سابقه فعالیت

✓ مدیریت کیفیت و زمان افتخار ماست

✓ حسن اعتماد شما بزرگترین سرمایه ماست

اولین طراح و سازنده ترانسفورماتورهای ویژه در کشور

تعمیر و نگهداری انواع ترانسفورماتور و تپ چنجر



Offshore alarm system
ShockDisplay curve plus

MONI LOG®

MADE IN GERMANY

RUGGED SHOCK MONITORING FOR PLATFORMS



www.ANF-Co.com

Info@ANF-Co.com

دفتر مرکزی: تهران، بزرگراه جلال آل احمد، خیابان پاتریس لومومبا، ساختمان ۱۸۸ واحد ۴

تلفن: ۰۲۱-۸۸۲۷۴۴۲۴ فاکس: ۰۲۱-۸۸۲۷۴۳۹۳

کارخانه: تهران، شهریار، صفادشت، شهرک صنعتی صفادشت، انتهای خیابان سوم غربی، پلاک ۱۳۴

تلفن: ۰۲۱-۶۵۴۲۱۷۹۱-۵ فاکس: ۰۲۱-۶۵۴۲۱۷۹۰



شرکت بازرگانی ایران ترانسفو



شرکت ایران ترانسفو

نماینده‌گی فروش ۱۰۲

فروش انواع ترانسفورماتور و روغن ترانسفورماتور توزیع

تخفیف ویژه

شرکت الوند توان انرژی
نماینده ۱۰۲ شرکت ایران ترانسفو

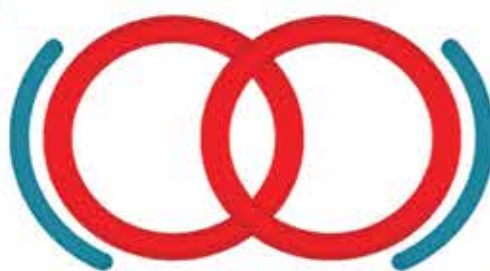


شرکت الوند توان انرژی

تلفن: ۲۲۰۵۱۵۴۷-۲۲۰۲۰۸۶۵

فاکس: ۲۲۰۱۸۷۶۳

www.atecco.ir



شرکت توسعه خدمات فوق تخصصی ترانسفورماتور پارس

www.Parstco.ir



شرکت توسعه خدمات فوق تخصصی ترانسفورماتور پارس که به اختصار **کلینیک** نامیده می شود با هدف رفع مشکلات صنعت ترانسفورماتور برای تولید، نگهداری بهره برداری، سرویس و تعمیرات در سطح ملی فعالیت خود را آغاز نموده است.

کلینیک دارای مأموریت‌های ذیل می باشد:

- * ایجاد مدارک فنی معتبر و استانداردهای مرتبط
- * بیمه ترانسفورماتور و تجهیزات جانبی
- * دستیابی به تکنولوژی های نو در صنعت ترانسفورماتور
- * تربیت نیروهای متخصص در صنعت ترانسفورماتور
- * سرمایه گذاری در صنعت ترانسفورماتور
- * ارتقاء آزمایشگاهها و دستیابی به شیوه های نوین تست و بازرسی مواد
- * مشاوره و پاسخگویی در زمینه اولویت سرمایه گذاری
- * تهیه بانک اطلاعاتی از طریق تجزیه و تحلیل دقیق نیازهای مشتریان
- * پشتیبانی مناسب از خدمات ارائه شده و تبدیل شدن به مشاور امین جهت
- * شناخت و حل مشکلات تولید کنندگان و بهره برداران ترانسفورماتور



۰۲۱-۸۸۳۷۸۹۱۱



۰۲۱-۸۸۳۷۸۸۲۷

پیشرو در ارائه خدمات فنی و مهندسی
ترانسفورماتور

Clinic



Pars Transformer Consultant Services Company (Clinic)

تهران - شهرک قدس - انتهای بلوار شهید دادمان - پژوهشگاه نیرو - کدپستی: ۱۴۶۸۶۱۷۱۵۱





“SMART CHOICE”

THE LEADING MANUFACTURER OF ON-LOAD AND OFF-CIRCUIT TAP CHANGERS FOR TRANSFORMERS



AREAS OF USE

Power Grids & Energy Sector
Chemical, Metallurgical and
Railway Projects



HOLDER OF

Holder of Over 200
Patents in Tap Changer
Design



EXPORT

Export to More Than 130 Countries
in America, Asia, Europe,
Africa and Oceania



OIL TYPE CMD OLTC



DRY TYPE VACUUM CZ OLTC



VACUUM CV2 OLTC



OIL TYPE CV OLTC



VACUUM CM2 OLTC



SHM-D



is in cooperation with Iran Exclusive Agent



TAVAN GOSTAR Co.

HM Elektromekanik Üretim A.Ş.

Factory: Organize Sanayi Bölgesi 9. Cadde No.13/2 10020 Merkez-BALIKESİR
Phone: +90 266 281 12 32 Fax: +90 266 281 12 33

Sales Office: Cevizli Mah. Tugay Yolu Caddesi OFİSİM İSTANBUL
B-Blok D: 24 Maltepe/İSTANBUL-TURKEY
Phone: +90 216 232 22 46 Fax: +90 216 232 22 47

Sepahan Tavan Gostar Company

Main Office: No. 4, Niloofer Blind, Kargar Blvd., Daneshgah St., Esfahan, Iran
Postal Code: 81739 38741 Tel: +98 (0)31 3627 3907 - 3629 3654 Fax: +98 (0)31 3625 6997

Tehran Office: Unit 6, 2nd floor, No. 22, Toos Building, Ahmad Moghadas St. (West 11th St.),
Shahrdari Blvd., Sa'adat Abad St., Tehran, Iran Postal Code: 19988 44339
Tel: +98 (0)21 2238 2471 - 2213 7299 Fax: +98 (0)21 2237 4336

صاحب امتیاز و مدیر مسئول: مهندس آرش آقائی فر
 سردبیر: مهندس محمد میری
 شورای سیاستگذاری: مهندس مهدی آقائی فر، مهندس محمد میری
 مهندس آرش آقائی فر
 دبیر هیئت تحریریه: مهندس حرمت الله فیروزی
 مدیر امور اجرایی: مهندس آرش نواب پور
 مدیر آگهی و اشتراک: مهندس فرهاد مرادی
 همکاران این شماره: مهندس جعفر شریفی، مهندس علی الماسی زنده، مهندس فرهاد مرادی
 فریده عباسی، احمد میری، لیلا احمدی، علیرضا ترابی
 عکاسان: سید سپاس طباطبائی، مونا طباطبائی آزاد
 گرافیک و صفحه آرایی: فرزاد خالقی

مدیر مالی: ایلناز نواب پور
 ویراستار: مهندس حرمت الله فیروزی
 لیتوگرافی چاپ و صحافی: چاپ صنوبر (خیابان دماوند، چهار راه سیلان - ۷۷۰۳۰۷۵۸)
 نشانی: تهران، بلوار نلسون ماندلا (آفریقا) خیابان ناهید شرقی
 پلاک ۲۰، واحد ۷ شرقی
 تلفن: ۲۲۰۵۶۷۵۵، ۲۲۰۵۱۸۷۷
 فکس: ۲۲۰۱۸۷۶۳
 سازمان آگهی ها: ۲۲۰۲۰۸۶۵

www.Transformer-magazine.ir
 info@Transformer-magazine.ir

فهرست

سخن مدیر مسئول	۲
سرمقاله	۳
اخبار کوتاه صنعت ترانسفورماتور	۴
ترانسفورماتور از نگاه آمار (۱)	۶
گفت‌وگو	
مصاحبه با جیانگ جینلانگ مدیر بازاریابی شرکت L&H	۱۱
گفت‌وگو با علی رستمی، مدیر عامل شرکت کیان تجهیز و سهامدار شرکت ASTOR	۱۲
مصاحبه با پروفسور تنبوهلن، مدیر موسسه فشار قوی دانشگاه اشتوتگارت	۱۴
مقالات	
نتایج بررسی آماری در خصوص خطاهای ترانسفورماتورهای قدرت	۱۷
منبع انبساط مشترک ترانسفورماتور و تپ‌چنجر تحت بار	۲۱
نیاز به تحولی نوین در نگرش بیمه و اقدام به بیمه تخصصی ترانسفورماتور	۲۵
آزمون های ارزیابی وضعیت و عیب یابی ترانسفورماتورهای اندازه گیری	۲۹
اندازه گیری پاسخ فرکانسی عایق و وابستگی دمایی ضریب تلفات عایق	۳۷
تاریخچه ترانسفورماتور	۴۲
معرفی استاندارد	
عیب یابی ترانسفورماتور با آزمون گاز کروماتوگرافی بر اساس استاندارد IEC60599 Ed. 3	۴۷
ترانسفورماتور از نگاه آمار (۲)	۵۲
کتاب	
ترجمه فصل چهارم کتاب J&P: سیم پیچی فشار قوی و تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور	۵۳
ترجمه فصل سوم کتاب ABB: آنالیز گازهای محلول در روغن ترانسفورماتور	۵۴
ترانسفورماتور از نگاه آمار (۳)	۶۰
معرفی کتاب	۶۶
رویدادهای آتی	۶۷
بخش انگلیسی	۶۸
	۷۱



از علاقمندان دعوت می شود مقالات و یا تجارب بهره برداری خود را جهت داوری و چاپ به هیئت تحریریه نشریه ترانسفورماتور از طریق پست الکترونیک papers@Transformer-magazine.ir ارسال نمایند.
 نشریه در گزینش علمی، ویرایش و انتخاب تیتر برای آثار ارسالی آزاد است.
 مقاله ارسالی نباید در هیچ نشریه دیگری به چاپ رسیده باشد.
 خواهشمند است انتقادات و پیشنهادات خود را از طریق پست الکترونیک info@Transformer-magazine.ir با ما در میان بگذارد.



مهندس آرش آقائی فر
مدیر مسئول

سخن مدیر مسئول

پس از جنگ جهانی دوم دو بار با چنین مسئله‌ای روبرو شد: (۱) فروپاشی دیوار برلین در سال ۱۹۸۹، اتحاد آلمان غربی صنعتی و پیشرفته را با آلمان شرقی عقب مانده‌تر از لحاظ صنعتی و اقتصادی موجب شد. صنایع و زیرساخت‌های آلمان غربی آنچنان پیشرفته‌تر از آلمان شرقی بود که عملاً امکان ادغام دو کشور به لحاظ صنعتی وجود نداشت. استراتژی که آلمان متحد در این خصوص برگزید، سرمایه‌گذاری کلان جهت نوسازی صنایع و زیرساخت‌های آلمان شرقی بود که تنها به لطف اقتصاد قدرتمند آلمان غربی ممکن شد.

(۲) گرچه نوسازی صنایع و زیرساخت‌های آلمان پس از جنگ جهانی دوم از همان روزهای پایانی جنگ آغاز شد لیکن این ققنوس تنها در دهه ۶۰ میلادی بود که از خاکستر جنگ سر بلند کرد و به کشوری پیشرفته و ثروتمند تبدیل شد. با ورود به دهه ۹۰ میلادی، آلمان با بحرانی با عنوان فرسودگی زیرساخت‌ها (بویژه صنعت برق) روبرو شد. مسئله مهمی که این کشور با آن روبرو شد این بود: آیا تجهیزات قدیمی را باید نوسازی نمود یا می‌توان از آنها مجدد استفاده کرد. بعنوان مثال در خصوص ترانسفورماتور صورت مسئله این بود: آیا ترانسفورماتوری که بیش از ۳۰ سال از عمر آن گذشته را باید تعویض نمود یا همچنان می‌توان از آن بهره‌برداری کرد؟ در صورت ادامه بهره‌برداری، قابلیت اطمینان این تجهیز تا چه میزان کاهش می‌یابد و تا چه میزان کاهش قابلیت اطمینان مقبول است؟ آیا مدت زمان بهره‌برداری از ترانس با عمر واقعی آن برابر است؟ چگونه می‌توان از پایان عمر واقعی این تجهیز حداقل یک تا دو سال قبل از وقوع خطا مطلع شد؟ و سئوالی از این دست. خوشبختانه تحقیقات اساسی محققین، دانشگاهها و شرکتهای صنعتی در این کشور به نتیجه رسید و حاصل آن دانشی شد با نام: «ارزیابی وضعیت و عمر سنجی ترانسفورماتور». این دانش به راحتی و با صرف هزینه اندک قابل انتقال به کشور ما بوده و بجای سرمایه‌گذاری زیاد جهت پاسخگویی به این سئوالات کلیدی می‌توانیم از تجربیات دانشگاهها و شرکتهای آلمانی در این خصوص بهره‌مند شویم منتها با این شرط مهم که این تجارب و دانش فنی با توجه شرایط اقلیمی و اقتصادی و فنی کشور ما بازنویسی و بازنگری شود.

هدف اصلی و غائی نشریه ترانسفورماتور نیز انتقال این دانش فنی با حداقل هزینه به ایران است و این مهم را علاوه بر مطالب منتشر شده در مجله، از طریق برگزاری کنفرانسها و دوره‌های آموزشی دنبال می‌کنیم. امید است با همکاری همه دست‌اندرکاران صنعت برق از این پیچ خطرناک به سلامت عبور کرده و به دوران شکوفائی صنعت برق بازگردیم.

تابستان ۱۳۹۶ فصل خوبی برای صنعت برق کشور نبود. افزایش بی سابقه گرما بخصوص در مناطق جنوبی ایران بیک مصرف ۵۵۴۰۰ مگاوات در چهاردهم تیرماه را رقم زد که نسبت به سال قبل ۲۵۰۰ مگاوات رشد داشت. همزمانی افزایش دما و بیک بار، قابلیت اطمینان پائین و آسیب پذیری تجهیزات صنعت برق (بویژه ترانسفورماتور) را آشکار نمود. به لطف شبکه‌های مجازی، آتش سوزی و انفجارهای ترانسفورماتور نه تنها در فضای غیررسمی بلکه در صدا و سیما و رسانه‌های جمعی نیز بازتاب گسترده‌ای داشت. این شرایط بحرانی (و همچنین قطع برق گسترده در استان خوزستان در ۲۳ بهمن ۱۳۹۵ که تبعات سنگین اقتصادی بر صنایع و بویژه صنعت نفت تحمیل کرد) پرده از واقعیتی برداشت که سالهاست برای کارشناسان صنعت برق آشکار است: شبکه برق ما فرسوده است (حداقل ۳۰ درصد از تجهیزات و بویژه ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت، عمری بیش از ۲۰ سال دارند) و عدم وجود نقدینگی مناسب در وزارت نیرو نه تنها صنعت برق را ورشکسته نموده بلکه برقرسانی پایدار و مطمئن را نیز در آستانه فروپاشی قرار داده است. لیکن چه باید کرد؟ شاید سه راه بیشتر نداشته باشیم:

راه اول: سرمایه‌گذاری گسترده برای نوسازی صنعت برق. این استراتژی نیاز به سرمایه‌گذاری بسیار بالایی دارد بعنوان مثال برای جایگزینی ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت با عمر بیش از بیست سال رقمی بیش از دو میلیارد یورو سرمایه لازم است. (به مقاله چاپ شده در همین شماره با عنوان بیمه ترانسفورماتور رجوع شود) طبیعتاً توان تامین چنین سرمایه‌ای در شرایط فعلی اقتصاد کشور عملی نیست.

راه دوم: بروز کردن سیستم‌های سرویس و نگهداری و جایگزینی تفکر سنتی تعمیرات تجهیزات بر مبنای زمان و پیشگیریانه با تعمیرات بر مبنای وضعیت و پیشگویانه و ارزیابی وضعیت کل تجهیزات صنعت برق علی‌الخصوص تجهیزات با عمر بیش از ۲۰ سال که راهکار بسیار ارزاتر و حتی مفیدتر و موثرتری از راه اول است. بعنوان مثال در خصوص ترانسفورماتور با ارزیابی وضعیت ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت شبکه برق می‌توان ترانسفورماتورهای مشکل دار را شناسایی و با انجام برخی اقدامات اصلاحی ارزان قیمت (در مقایسه با قیمت ترانسفورماتور) عمر مفید و قابلیت اطمینان آنها را افزایش داد. راه سوم راه بی‌برگشت بی‌فرجام، یعنی ادامه دادن این شرایط که در آینده نزدیک به فروپاشی کل سیستم برق منجر خواهد شد و چهاردهمین صنعت برق دنیا (از لحاظ تولید برق) را به ورشکستی کامل خواهد کشاند بطوریکه حتی توان تامین برق پایدار برای کل کشور را نیز نخواهد داشت.

در اینجا شاید تجربه کشورهای صاحب تکنولوژی مانند آلمان به کار آید. کشور آلمان



مهندس محمد میری
سردبیر

سرمقاله

خود ترانسفورماتور

- عدم نیاز به خاموشی ترانسفورماتور
- اطلاعات بسیار خوبی که از آزمونهای روغن در مقایسه با آزمونهای الکتریکی بدست میاد (بعنوان مثال با آزمون FDS تنها میتوان رطوبت کاغذ را بدست آورد در حالی که گاز کروماتوگرافی تصویری کلی تر از وضعیت ترانس به ما می دهد).
- با انجام این آزمون می توان ترانسفورماتورهای مشکل دار را شناسایی و تمرکز خود را صرفاً به این ترانسها معطوف کرد. فرض کنید یک نیروگاه یا مجتمع صنعتی بیش از ۳۰ دستگاه ترانسفورماتور مهم را در اختیار دارد. به منظور ارزیابی وضعیت این تجهیزات تنها راه ممکن انجام یک تست مقرون به صرفه و ارزان قیمت است که بتواند علاوه بر دانستن وضعیت کلی آنها، ترانسفورماتورهای مسئله دار را نیز شناسایی کند و گاز کروماتوگرافی عملاً تنها آزمون است که این امکان را در اختیار بهره بردار قرار می دهد. با انجام این آزمون بروی ۳۰ دستگاه ترانسفورماتور ممکن است تنها ۳ ترانس نیاز به رسیدگی بیشتر و صرف هزینه و وقت داشته باشند. این مساله صرفه جویی بسیار زیادی در بحث سرویس و نگهداری بدنبال دارد.
- ۳) آزمون گاز کروماتوگرافی حتی برای ترانسهای توزیع نیز کاربرد دارد و علت آن قیمت پایین این تست در مقایسه با قیمت ترانسفورماتور است.
- با این وجود نباید از گاز کروماتوگرافی انتظار معجزه داشت و همانطور که ذکر شد این آزمون تنها تصویری کلی از وضعیت ترانس ترسیم می کند. بعنوان مثال در صورت وجود تخلیه جزئی آزمون گاز کروماتوگرافی تنها قادر به شناسایی وجود این خطاست و قادر نیست مقدار و مکان تخلیه جزئی را به ما نشان دهد.



در این شماره از نشریه به مبحث آزمون گاز کروماتوگرافی یا عیب یابی ترانسفورماتور با آنالیز گازهای محلول در روغن، پرنگتر از شماره های قبل پرداخته ایم. هم در بحث معرفی استاندارد IEC60599 و هم در ترجمه فصل سوم کتاب «راهنمای جامع سرویس و نگهداری ترانسفورماتور ABB» و همچنین در سایر مقالات منتشر شده در این شماره نیز مستقیم و غیرمستقیم به این موضوع اشاره شده است. واقعیت اینست که باگذشت بیش از ۶۰ سال از شناسایی کاربرد گاز کروماتوگرافی در عیب یابی ترانسفورماتور، اکنون این روش نقش بسیار پررنگی در ارزیابی وضعیت اولیه ترانسفورماتور ایفا می کند. حتی در سالهای اخیر بحث عیب یابی تپ چنجر و بوشینگ با کمک گاز کروماتوگرافی نیز جای خود را در استانداردها باز کرده است. لیکن این روش مهم عیب یابی همواره با افراط و تفریط هایی در ایران همراه بوده است. برخی از نکات مهمی که در خصوص این آزمون لازم به یادآوری است در اینجا ذکر می شود:

- ۱) گاز کروماتوگرافی صرفاً نقطه شروع عیب یابی ترانسفورماتور است و نه تنها روش نه آخرین روش: گاز کروماتوگرافی نمای کلی از وضعیت ناوگان ترانسفورماتورهای مورد بهره برداری را به ما نشان داده و تصمیمهای بعدی مانند تکرار آزمونهای روغن، ادامه کار ترانس، جایگزینی بارزرو، انجام آزمونهای الکتریکی، تعمیر، سفارش ترانسفورماتور نو، نصب سیستمهای پایش و ... براساس نتایج این آزمون شکل می گیرد.
- ۲) علت استفاده از تست گاز کروماتوگرافی بعنوان نقطه شروع فرآیند ارزیابی وضعیت ناوگان ترانسفورماتوری موارد ذیل است:
- هزینه پایین در مقایسه با آزمونهای الکتریکی و همچنین در مقایسه با قیمت

اخبار کوتاه صنعت ترانسفورماتور

برگزاری مجمع عمومی عادی سالیانه شرکت ایران ترانسفو

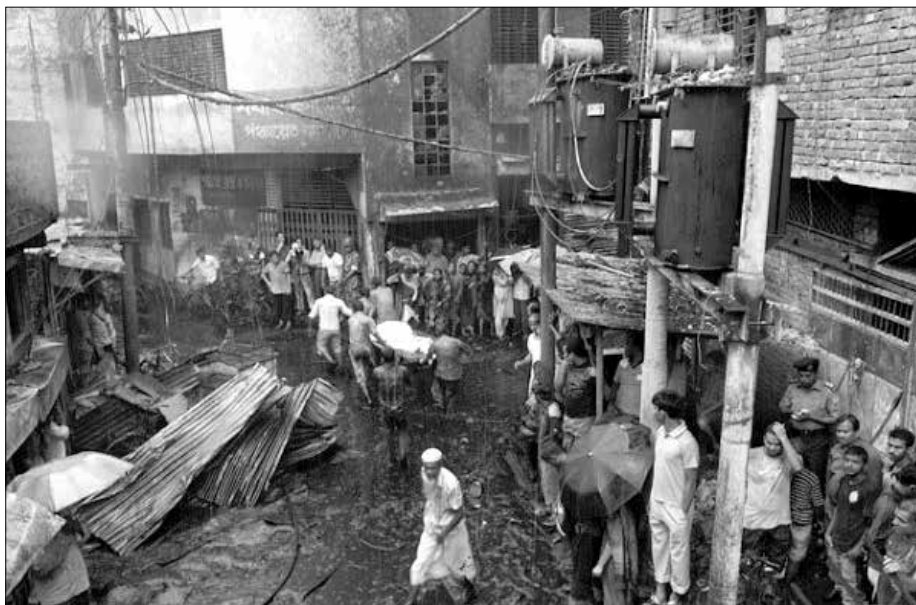
مجمع عمومی عادی سالیانه شرکت ایران ترانسفو منتهی به عملکرد سال ۱۳۹۵ در تاریخ ۱۳۹۶/۰۴/۱۱ با حضور ۸۶ درصد از سهامداران محترم در نیروگاه طرشت تهران تشکیل گردید.

در ابتدای جلسه دکتر فتحی‌پور مدیرعامل و عضو هیئت مدیره شرکت ایران ترانسفو به ارائه گزارش فعالیت‌های شرکت پرداخت که رئیس مطالب بیان شده شامل موارد ذیل بود:

- ایجاد فضای آرامش و امید در فضای کارگری و تولیدی و ارتقاء امنیت شغلی
- وصول چشم‌گیر مطالبات ارزی و ریالی (اخذ اوراق مشارکت و خزانه اسلامی و مبالغ ارزی برای خرید مواد اولیه)
- عدم استفاده از هرگونه تسهیلات بانکی جدید در راستای کاهش هزینه‌های مالی
- تهاتر مالیات‌های شرکت با مطالبات از دولت
- فعالیت رو به رشد شرکت در راستای ایجاد جذابیت در بازار سرمایه
- ایجاد افزایش قدرت رقابت‌پذیری شرکت در تولید ترانسفورماتور با هدفمندی هزینه‌ها

- کاهش نرخ سود بانکی تسهیلات دریافتی با نرخ بالا به حدود ۱۸ درصد
- افزایش ۹ درصدی مبلغ فروش در سال ۱۳۹۵ با توجه به افزایش در حجم فروش سال ۱۳۹۴
- افزایش ۹۱ درصدی ارزش صادرات در سال ۱۳۹۵ نسبت به صادرات در سال ۱۳۹۴
- رشد ۱۱ درصدی سود هر سهم شرکت در سال ۱۳۹۵ نسبت به سود هر سهم در سال ۱۳۹۴
- کاهش حوادث کارخانه از ۱۶ مورد در سال ۹۴ به ۵ مورد در سال ۱۳۹۵
- ادامه برنامه بومی سازی و تولید محصولات نوین و جدید در راستای اجرای سیاست‌های اقتصاد مقاومتی.
- در ادامه پس از ارائه گزارش حسابرس و بازرس قانونی، موارد ذیل مورد تصویب مجمع قرار گرفت:
- صورت‌های مالی شرکت
- تقسیم سود هر سهم به مبلغ ۶۲۰ ریال
- تعیین اعضای هیئت مدیره جدید به شرح ذیل:
- شرکت سرمایه‌گذاری گروه توسعه ملی
- شرکت صنعت و تجارت آداک
- شرکت امین توان آفرین ساز
- شرکت گسترش آتیه آرمان





بزرگداشت قربانیان فاجعه آتش سوزی داکا

۱۳ خرداد ۱۳۸۹ آتش گرفتن یک
دستگاه ترانسفورماتور توزیع در شهر داکا
پایتخت بنگلادش منجر به کشته شدن
۱۲۴ نفر شد و یکی از بزرگترین فجایع
انسانی مرتبط با ترانس را رقم زد. امسال
نیز مطابق سالهای گذشته در هفتمین
سالگرد این فاجعه، خانواده قربانیان گرد
هم آمده و یاد آنها را گرامی داشتند.

قطع برق آمل، محمودآباد و نور بعلت آتش سوزی ترانسفورماتور ۲۳۰ کیلوولت پست بابکان

به گزارش خبرگزاری صدا و سیما جمهوری اسلامی
ایران آتش سوزی یک دستگاه ترانسفورماتور پست
۲۳۰ کیلوولت بابکان در ۷ مرداد ۹۶ موجب قطع برق
شهرهای آمل، محمودآباد و نور شد.



برگزاری دوره آموزشی: «آشنائی با اصول کار، بهره برداری و سرویس و نگهداری ترانسفورماتورهای توزیع» در کارخانه ایران ترانسفوری

این دوره آموزشی با همکاری شرکت ایران ترانسفوری و نشریه
ترانسفورماتور و با تدریس مهندس ایرج فکور (مدیر تولید کارخانه ایران
ترانسفوری) و مهندس جعفر شریفی (مدیر آزمایشگاه شرکت الوند
توان انرژی) در روزهای ۳۱ فروردین و یک اردیبهشت ۱۳۹۶ برگزار
گردید. آموزش گیرندگان در این دوره بصورت عملی با نحوه تولید و
تست ترانسفورماتورهای توزیع و عملکرد دستگاه تصفیه فیزیکی روغن
ترانسفورماتور آشنا شدند.



مشخصات ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی در پایان سال ۱۳۹۴

ردیف	نام نیروگاه	نسبت تبدیل کیلو ولت	تعداد و ظرفیت		جمع ظرفیت ترانس (مگا ولت آمپر)
			ترانس		
			تعداد	مگا ولت آمپر	
۱	نیروگاه صوفیان	۱۰.۵۰/۱۳۲	۱	۵۶	۱۱۲
			۱	۵۶	
۲	تبریز ۲ (گازی)	۱۱/۲۳۰	۱	۶۷/۵	۶۷/۵
۳	تبریز ۲ (بخاری)	۲۰/۲۳۰	۱	۴۵۰	۹۰۰
			۱	۴۵۰	
۴	سهند بناب	۲۰/۲۳۰	۱	۴۰۰	۸۰۰
			۱	۴۰۰	
۵	سد ارس	۱۰.۵۰/۲۰/۱۳۲	۱	۱۶	۴۶
			۱	۳۰	
۶	سد مهاباد	۶.۳۰/۲۰	۲	۳/۸	۷/۵
۷	ارومیه	۱۱.۵۰/۲۰	۲	۳۰	۶۰
۸	چرخه ترکیبی خوی ۳	۱۳.۸۰/۲۳۰	۲	۱۲۵	۳۷۵
			۱	۱۲۵	
۹	نیروگاه چرخه ترکیبی ارومیه	۱۵.۷۰/۲۳۰	۴	۲۰۰	۱۲۰۰
			۲	۲۰۰	
۱۰	سد مغان	۱۰.۵۰/۲۰	۱	۲۰	۳۵
			۱	۱۵	
۱۱	نیروگاه سیلان	۱۵.۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۱۲۰۰
			۲	۲۰۰	
			۲	۲۰۰	
۱۲	نیروگاه اصفهان ۱ (اسلام آباد)	۲۰/۲۳۰	۱	۴۰۰	۱۰۲۰/۰
			۱	۳۸۰	
			۱	۱۵۰	
		۱۳.۸۰/۶۳	۲	۴۵	
۱۳	نیروگاه ذوب آهن	۱۰.۵۰/۶۳	۲	۶۳	۳۵۶/۰
			۲	۵۵	
		۶.۳۰/۶۳	۳	۴۰	
۱۴	نیروگاه منتظری ۴۰۰	۱۵.۵۰/۴۰۰	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
۱۵	نیروگاه منتظری ۲۳۰	۱۵.۵۰/۲۳۰	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
۱۶	نیروگاه هسا	۶.۳۰/۶۳	۳	۲۳	۶۹
۱۷	نیروگاه فولاد مبارکه	۶.۶۰/۶۳	۴	۱۰۰	۴۰۰
۱۸	نیروگاه سد زاینده رود	۱۱.۵۰/۶۳	۱	۲۳	۶۹
		۱۰.۶۰/۶۳	۲	۲۳	
۱۹	نیروگاه کوهرنگ	۶.۳۰/۶۳	۲	۲۵	۵۰
۲۰	نیروگاه جنوب اصفهان	۱۵.۷۰/۴۰۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰
۲۱	نیروگاه کاشان گازی	۱۵.۵۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۴۰۰
۲۲	نیروگاه کارون ۴	۱۵.۵۰/۴۰۰	۴	۲۵۰	۱۰۰۰
۲۳	نیروگاه زواره	۱۵.۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۶۰۰
			۱	۲۰۰	
۲۴	نیروگاه درود	۲۰/۱۱.۵۰/۶۳	۲	۳۰	۶۰
۲۵	نیروگاه شازند	۲۰/۲۳۰	۴	۴۰۶/۳	۱۶۲۵/۲
۲۶	نیروگاه شهید مفتاح	۲۰/۲۳۰	۴	۳۱۲/۵	۱۲۵۰
۲۷	سد امیر کبیر	۱۴.۴۰/۶۳	۲	۵۰	۱۰۰

ردیف	نام نیروگاه	نسبت تبدیل کیلوولت	تعداد و ظرفیت		جمع ظرفیت ترانس (مگا ولت آمپر)
			ترانس		
			سال بهره برداری	تعداد	
۲۸	شهید منتظر قائم بخاری	۱۵/۲۳۰	۴	۱۶۰	۶۴۰
۲۹	شهید رجایی	۱۹/۴۰۰	۴	۳۱۲/۵	۱۲۵۰
۳۰	چرخه ترکیبی منتظر قائم	۱۰.۵۰/۲۳۰ ۱۳.۸۰/۲۳۰	۳ ۶	۱۲۵ ۱۴۰	۱۲۱۵
۳۱	چرخه ترکیبی شهید رجایی	۱۰.۵۰/۴۰۰ ۱۳.۸۰/۴۰۰	۳ ۶	۱۲۵ ۱۵۴	۱۲۹۹
۳۲	شهید فیروزی (طرشت)	۱۱.۵۰/۶۳	۱	۳۵ ۴۰	۷۵
۳۳	بعثت	۱۳.۸۰/۶۳	۳	۱۰۰	۳۰۰
۳۴	سد لتیان	۱۱/۶۳	۲	۳۰	۶۰
۳۵	ری	۱۱.۵۰/۲۳۰ ۱۱/۲۳۰	۴ ۶ ۳ ۳	۷۰ ۵۶ ۱۱۰ ۶۷/۵	۱۱۴۸/۵
۳۶	سد کلان	۱۳.۸۰/۲۳۰	۳	۴۵	۱۳۵
۳۷	چرخه ترکیبی دماوند	۱۵.۷۰/۴۰۰	۱۲ ۴ ۲	۲۰۰ ۲۰۰ ۲۰۰	۳۶۰۰
۳۸	پرنده	۱۵.۷۰/۲۳۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰
۳۹	رودشور	۱۵.۷۰/۴۰۰	۳	۳۱۵	۹۴۵
۴۰	سد طالقان	۱۰.۵۰/۶۳	۲	۱۰/۵	۲۱
۴۱	سد لوارک	۱۱/۲۳۰	۲	۲۷	۵۴
۴۲	تلمبه خانه ذخیره ای سیاه پیشه	۱۸/۴۰۰	۴	۳۱۵	۱۲۶۰
۴۳	چرخه ترکیبی قم	۱۱.۵۰/۲۳۰ ۱۳.۸۰/۲۳۰	۲ ۳ ۱	۱۳۷/۵ ۱۲۶ ۱۲۶	۷۷۹
۴۴	نیروگاه قاین	۱۱.۵۰/۱۳۲ ۱۰.۵۰/۱۳۲	۲ ۱	۳۰ ۳۱	۹۱
۴۵	نیروگاه کاوه	۱۵.۷۰/۴۰۰	۴	۲۰۰	۸۰۰
۴۶	نیروگاه مشهد	۱۰.۵۰/۶۳ ۱۳.۸۰/۶۳ ۵.۵۰/۶۳	۱ ۱ ۱ ۱ ۱ ۲	۸۰ ۹۰ ۷۰ ۷۰ ۱۳ ۳۰	۳۸۳
۴۷	نیروگاه شریعتی	۱۱.۵۰/۱۳۲ ۱۰.۵۰/۱۳۲ ۱۳.۸۰/۱۳۲	۳ ۳ ۱ ۱ ۱	۳۱ ۳۱ ۱۲۵ ۱۵۰ ۱۵۰	۶۱۱
۴۸	نیروگاه توس	۱۱.۵۰/۱۳۲	۲ ۲	۱۷۶ ۱۷۶	۷۰۴
۴۹	نیروگاه نیشابور	۱۰.۵۰/۴۰۰ ۱۳.۸۰/۴۰۰	۱ ۲ ۲ ۲	۱۲۵ ۱۲۵ ۱۲۵ ۱۲۵	۱۱۲۵

ردیف	نام نیروگاه	نسبت تبدیل کیلو ولت	تعداد و ظرفیت		جمع ظرفیت ترانس (مگا ولت آمپر)
			ترانس		
			تعداد	مگا ولت آمپر	
۵۰	نیروگاه فردوسی	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۰۰ ۲۰۰	۵ ۱	۱۳۸۶ ۱۳۸۷
۵۱	نیروگاه شمس سرخس	۱۰۰۵۰/۱۰۰۵۰/۱۳۲	۶۴	۱	۱۳۹۲
۵۲	نیروگاه شیروان	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۰۰ ۲۰۰	۵ ۱	۱۳۸۵ ۱۳۸۶
۵۳	سد دز	۱۱/۲۳۰	۸۴	۸	۱۳۴۱
۵۴	نیروگاه مدحج (زرگان)	۱۱/۲۳۰ ۶۰۳۰/۲۳۰	۱۸۵ ۷۰ ۲۰	۲ ۲ ۱	۱۳۵۲ ۱۳۵۲ ۱۳۶۶
۵۵	سد شهید عباسپور	۲۰/۴۰۰ ۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۸۸ ۳۰۰	۴ ۴	۱۳۵۶ ۱۳۸۲
۵۶	نیروگاه رامین	۲۰/۴۰۰ ۲۰/۲۳۰ ۶۰۳۰/۲۳۰	۴۰۰ ۴۰۰ ۴۰	۲ ۴ ۳	۱۳۵۸ ۱۳۵۸ ۱۳۵۸
۵۷	سد مسجد سلیمان	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۸۲ ۲۸۲ ۲۸۲ ۲۸۲	۲ ۲ ۲ ۲	۱۳۸۱ ۱۳۸۲ ۱۳۸۶ ۱۳۸۷
۵۸	سد کرخه	۱۳۰۸۰/۴۰۰	۱۶۰ ۱۶۰	۲ ۱	۱۳۸۱ ۱۳۸۲
۵۹	نیروگاه آبادان	۱۵/۴۰۰ ۱۵/۲۳۰	۲۰۰ ۲۰۰ ۱۶۰ ۱۶۰	۱ ۱ ۲ ۲	۱۳۹۲ ۱۳۹۳ ۱۳۸۱ ۱۳۸۲
۶۰	سد کارون ۳	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۳۰۰ ۳۰۰	۳ ۳	۱۳۸۳ ۱۳۸۵
۶۱	سد مارون	۱۵۰۷۰/۱۳۲	۹۰	۱	۱۳۸۳
۶۲	نیروگاه خرمشهر	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۰۰ ۲۰۰ ۲۰۰	۳ ۱ ۲	۱۳۸۸ ۱۳۸۹ ۱۳۹۳
۶۳	سد گتوند	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۳۰۰	۴	۱۳۹۱
۶۴	نیروگاه سلطانیه	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۰۰ ۲۰۰	۳ ۱	۱۳۸۹ ۱۳۹۱
۶۵	کهنک	۲۰/۶۳	۳۰	۱	۱۳۹۳
۶۶	چرخه ترکیبی قدس سمنان	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲۰۰	۲	۱۳۸۹
۶۷	چرخه ترکیبی شهید بسطامی	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲۰۰	۲	۱۳۹۰
۶۸	نیروگاه گازی کنارک	۱۱/۶۳	۲۳	۶	۱۳۵۵
۶۹	نیروگاه بخار ایرانشهر	۱۱/۲۳۰	۸۰ ۸۰	۳ ۱	۱۳۷۵ ۱۳۸۲
۷۰	نیروگاه چرخه ترکیبی چابهار	۱۵۰۷۰/۲۳۰ ۱۱/۶۳	۲۰۰ ۲۰۰ ۷۰ ۳۰	۱ ۱ ۱ ۲	۱۳۸۷ ۱۳۸۸ ۱۳۸۷ ۱۳۸۷
۷۱	نیروگاه گازی زاهدان	۱۱۰۵۰/۲۳۰ ۱۱۰۵۰/۶۳ ۱۰۰۵۰/۶۳ ۶۰۳۰/۶۳	۴۵ ۳۰ ۲۸ ۳۰	۲ ۳ ۱ ۱	۱۳۸۶ ۱۳۶۵ ۱۳۸۲ ۱۳۶۵

ردیف	نام نیروگاه	نسبت تبدیل کیلوولت	تعداد و ظرفیت		جمع ظرفیت ترانس (مگا ولت آمپر)	
			سال بهره برداری	ترانس		
				تعداد		مگا ولت آمپر
۷۲	نیروگاه چرخه ترکیبی بمپور	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۱	۲۰۰	۴۰۰	
			۱	۲۰۰		
۷۳	نیروگاه پالایشگاه گاز ایلام	۱۱/۲۰	۳	۳۰	۹۰	
۷۴	نیروگاه پتروشیمی ایلام	۱۱/۲۰	۴	۳۵	۱۴۰	
۷۵	نیروگاه سد سیمه	۱۳/۸۰/۲۳۰	۳	۱۹۰	۵۷۰	
۷۶	نیروگاه سنج	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۱۲۰۰	
			۲	۲۰۰		
			۱	۲۰۰		
			۱	۲۰۰		
۷۷	نیروگاه سد آزاد	۶۰۳۰/۶۳	۲	۸/۵	۱۷	
۷۸	نیروگاه بیستون	۲۰/۲۳۰	۲	۴۰۰	۸۰۰	
۷۹	نیروگاه زاگرس	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۳	۲۰۰	۸۰۰	
			۱	۲۰۰		
۸۰	نیروگاه سد پیران	۶۰۳۰/۲۰	۲	۴/۳	۸/۵	
۸۱	نیروگاه گازی اسلام آباد	۱۱۰۵۰/۲۳۰	۱	۵۶	۱۱۲	
			۱	۵۶		
۸۲	نیروگاه بوشهر	۱۰۰۵۰/۶۶	۲	۳۰	۶۰	
۸۳	نیروگاه گناوه	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۶۰۰	
			۱	۲۰۰		
۸۴	نیروگاه کنگان	۱۱۰۵۰/۶۳	۲	۲۸	۱۷۵	
			۳	۲۳		
			۲	۲۵		
۸۵	راه انداز نیروگاه کنگان	۲۰/۶۶	۱	۷/۵	۷/۵	
۸۶	نیروگاه پتروشیمی مبین	۱۳۰۸۰/۱۳۲	۶	۲۰۰	۱۴۰۰	
			۱	۲۰۰		
۸۷	نیروگاه اتمی بوشهر	۲۵/۴۰۰	۲	۷۸۰	۱۵۶۰	
۸۸	نیروگاه چرخه ترکیبی عسلویه	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰	
۸۹	نیروگاه چرخه ترکیبی متمرکز پارس	۲۰/۱۳۲	۵	۲۰۰	۱۲۰۰	
			۱	۲۰۰		
۹۰	نیروگاه چرخه ترکیبی گاز مایع	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۱	۲۰۰	۴۰۰	
			۱	۲۰۰		
۹۱	پتروشیمی دماوند	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۴۰۰	
۹۲	نیروگاه خارک	۱۰۰۵۰/۶۶	۱	۳۳	۳۳	
۹۳	نیروگاه شیراز	۱۱۰۵۰/۶۶	۲	۳۴/۶	۲۳۰/۲	
			۱	۵۰		
			۱	۳۵		
			۱	۷۶		
۹۴	سد درودزن	۲۰/۶۶	۲	۱۰/۵	۲۱	
۹۵	نیروگاه فارس	۱۰۰۵۰/۲۳۰	۳	۱۲۵	۱۲۹۹	
			۶	۱۵۴		
۹۶	نیروگاه جهرم	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰	
۹۷	نیروگاه کازرون	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۴	۲۰۰	۱۰۴۸	
			۲	۱۲۴		
۹۸	نیروگاه چرخه ترکیبی کازرون	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۳	۲۰۰	۶۰۰	

ردیف	نام نیروگاه	نسبت تبدیل کیلو ولت	تعداد و ظرفیت		جمع ظرفیت ترانس (مگا ولت آمپر)
			ترانس		
			تعداد	مگا ولت آمپر	
۹۹	سد ملاصدرا	۱۰۵۰/۱۳۲	۲	۶۴	۱۲۸
۱۰۰	چرخه ترکیبی حافظ	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۴	۲۰۰	۱۲۰۰
۱۰۱	زرند	۱۱۰۵۰/۱۳۲	۲	۴۰	۸۰
۱۰۲	سد جیرفت	۶/۱۳۲	۲	۲۰	۴۰
۱۰۳	چرخه ترکیبی کرمان	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۸	۲۰۰	۲۴۰۰
۱۰۴	کهنوج	۱۱/۲۰	۱	۳۰	۸۶
۱۰۵	شوید	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۴۰۰
۱۰۶	سد سفیدرود	۱۰۰۵۰/۱۳۲	۵	۲۲	۱۱۰
۱۰۷	نیروگاه شهید بهشتی لوشان	۱۰۰۵۰/۲۳۰	۱	۱۴۰	۴۳۰
۱۰۸	نیروگاه گیلان	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۱۹۴	۱۶۳۰
۱۰۹	نیروگاه پره سر	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰
۱۱۰	(علی آباد) گلستان	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۶	۲۰۰	۱۲۰۰
۱۱۱	شهید سلیمی (نکا)	۲۰/۴۰۰	۴	۵۲۰	۲۰۸۰
۱۱۲	چرخه ترکیبی شهید سلیمی (نکا)	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۱	۲۰۰	۴۵۰
۱۱۳	نوشهر	۱۱/۶۳	۲	۳۰	۶۰
۱۱۴	نیروگاه بندر عباس بخاری	۲۰/۲۳۰	۴	۳۸۰	۱۵۲۰
۱۱۵	نیروگاه بندر عباس گازی	۱۱/۶۳	۲	۲۸	۵۶
۱۱۶	هرمزگان	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۶	۲۱۵	۱۲۹۰
۱۱۷	ایسین	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۴	۲۰۰	۸۰۰
۱۱۸	شهید زنبق	۱۱/۶۳	۲	۲۵	۹۶
۱۱۹	نیروگاه چرخه ترکیبی یزد	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۱	۲۰۰	۱۰۷۰
۱۲۰	نیروگاه گازی یزد	۱۱/۶۳	۲	۷۵	۱۵۰
۱۲۱	شیرکوه	۱۵۰۷۰/۴۰۰	۲	۲۰۰	۶۰۰
۱۲۲	نیروگاه سرو	۱۵۰۷۰/۲۳۰	۲	۲۰۰	۴۰۰
۸۴۷۷۸	جمع کل کشور		۵۰۷		

تعدد رقبا چینی‌ها را از بازار ایران ناامید نمی‌کند

جیانگ جینلانگ (Jiang Jinlong)
مدیر بازاریابی شرکت L&H (تولید کننده روغن ترانسفورماتور)



قطع از آن بی‌بهره نمی‌ماند. در سال‌های گذشته بارها کارکنانمان را به ایران فرستادیم و تحولات نفت و گاز ایران را از نزدیک رصد کرده‌ایم. از این جهت نتایج برایمان کاملاً رضایت‌بخش بوده و به فعالیت موثرتر در این بازار امیدواریم.

■ **چقدر برداشته شدن تحریم‌ها در کسب و کارتان تاثیر داشته است؟ پرننگ‌تر شدن حضور رقبا پس از تحریم‌ها را چطور ارزیابی می‌کنید؟**

به یقین رفع تحریم‌ها تا حد زیادی بر مرادوات اقتصادی ما تاثیر مثبت گذاشته است. البته در زمان وجود تحریم‌ها نیز مشکل عمده‌ای در ارتباط با ایران نداشتیم اما فضا با رفع تحریم به طور محسوسی مثبت‌تر شده است. از حضور رقبای تازه‌وارد پس از تحریم‌ها هیچ هراسی نداریم چون اعتماد به نفس خوبی در مجموعه شرکت از حیث کیفیت خدمات و محصولات وجود دارد و فکر می‌کنم بازار مورد نظر خود را به بهترین نحو در اختیار داشته باشیم.

تمام محصولات ما از جمله روغن ترانسفورماتور دارای گواهی و تاییدیه‌های بین‌المللی در کلاس بالا مانند API بوده است و از این حیث خیال مشتریان ما از محصول خریداری شده راحت خواهد بود. سازمان‌های بین‌المللی که به محصولات گواهی‌نامه اعطا می‌کنند، موارد مختلفی چون مواد مورد استفاده، فرآیند و تکنولوژی تولید، نحوه توزیع و مدیریت خدمات پس از فروش را مد نظر قرار می‌دهند. این بدان معناست که در تمامی این مراحل کارمان خوب بوده و این نقطه قوتی برای شرکت ما محسوب می‌شود.

■ **آیا مایل به ادامه کار در بازار ایران به طور بلندمدت هستید؟ تجربه‌ای که تاکنون در ایران کسب کرده‌اید، برایتان راضی‌کننده بوده است؟**

ایده اصلی حضور در بازار ایران وجود منابع بسیار زیاد نفت و گاز و بستری برای تولید و مصرف محصولات مرتبط با این صنعت است. بازار ایران در بخش نفت و گاز به‌طور بالقوه بسیار بزرگ است و شرکت‌هایی که برای کسب درآمد در این بازار تلاش می‌کنند به طور

■ **ضمن معرفی بفرمایید که در چه شرکتی کار می‌کنید و فعالیت‌های این شرکت در حوزه ترانسفورماتور چه بوده است؟**

من مدیر بازاریابی شرکت انستیتو تجهیزات نفتی لیانینگ (L&H) هستم. این شرکت در منطقه ژینگانگتای پینجین واقع شده و از سال ۲۰۰۹ آغاز به کار کرده است. ما از ۸ سال پیش تا کنون فعالیت خود را در ایران آغاز نموده‌ایم و انگیزه اصلی ما برای حضور در بازار ایران، فعالیت در بخش‌های نفت و گاز بوده است. عمده فعالیت شرکت در بخش تجهیزات حفاری، تجهیزات مهندسی دریایی، الگوهای حفاری دریایی و تولید انواع روغن از جمله روغن ترانسفورماتور بوده است. در سال‌های اخیر توانستیم شرکای خوبی را در این کشور داشته باشیم و تا حدود زیادی موفق بوده‌ایم. بنا داریم تا با گسترش فعالیت‌ها و ارتباطات تجاری و صنعتی با شرکت‌های مختلف، از سهم بیشتری از بازار نفت و گاز ایران و صنایع وابسته برخوردار باشیم که محصولاتی مانند روغن ترانسفورماتور نیز از این هدف مستثنی نیست.

■ **در مدت ۸ سالی که در بازار ایران فعال بوده اید آن را چطور ارزیابی می‌کنید؟ چه رقبایی به صورت جدی در ایران خصوصاً در بخش مرتبط با ترانسفورماتور یعنی روغن ترانس داشته‌اید؟**

شرکت‌های خارجی و داخلی زیادی علاقمند به بازار ایران هستند و این کار ما را برای رقابت سخت می‌کند. اما سعی کرده‌ایم با ایجاد نقاط قوت، گوی رقابت را از آن خود کنیم. بر همین اساس در سال‌های گذشته تمرکزمان شناساندن شرکت خود به به شرکت‌های با سابقه داخلی بوده است.

■ **فکر می‌کنید در مقایسه با دیگر شرکت‌ها چه نقاط مثبتی دارید؟**



زمین ناهموار بازار توزیع ایران برای شرکت‌های خارجی

علی رستمی، مدیر عامل شرکت کیان تجهیز و سهامدار شرکت ASTOR

تجهیز و آستور تجهیزات آن را تامین کرده‌اند، شامل ترانس‌های پتروشیمی مخازن عسلویه، پتروشیمی بوشهر، پالایشگاه گاز قشم و چندین ایستگاه گاز و سکوی نفتی بوده و در واقع تعداد ترانس‌هایی که در ایران می‌فروشیم قابل توجه است. با وجودیکه رقابت در بازار ایران به سبب حمایت‌های بی‌قید و شرط دولتی دشوار است، با این وجود هر چند نتوانسته‌ایم تولید داشته باشیم اما به هر حال فروش و فعالیت تجاری خود را انجام می‌دهیم و عقب نکشیده‌ایم.

■ **بنده از فرمایش شما چنین متوجه شدم که عمده فروش شرکت شما به سمت شرکت‌های نفت، گاز و پتروشیمی سوق یافته است. آیا این امر دلیل خاصی دارد و فکر می‌کنید در این زمینه شرکت‌های داخلی فعالیت کمتری**

گرفت، از تولید و مونتاژ داخلی صرف نظر شد و نهایتاً ما اکنون آن سایت را به عنوان انبار مورد استفاده قرار می‌دهیم.

شرکت آستور قریب به ۴۰ سال است که در ایران فعالیت دارد و دانش فنی خود را داشته و تحت لیسانس شرکت دیگری نیست. این شرکت در رتبه‌بندی جهانی که سال ۲۰۱۶ صورت گرفته در زمره ۵ شرکت برتر تولیدکننده ترانسفورماتور در دنیا محسوب می‌شود که می‌تواند تا سطح ۷۵۰ کیلوولت تولید داشته باشد. تا جایی که ۸۰ درصد ترانس‌های مورد استفاده در کشور ترکیه توسط آستور تهیه می‌شود. این امر تنها ناشی از امکان تولید نیست و با استناد به تایپ تست‌هایی است که توانسته از آزمایشگاه‌های معتبری چون CESI و KEMA دریافت کند.

در حال حاضر پروژه‌های جدیدی که شرکت کیان

■ **لطفا معرفی کوتاهی از خود و شرکت تحت مدیریتتان ارائه بفرمایید و به عنوان نمایندگی شرکت آستور در ایران قدری در خصوص زمینه این همکاری شرح دهید.**

شرکت کیان تجهیز در سال ۱۳۸۲ تاسیس شد و تاکنون در زمینه تعمیر و نصب و راهاندازی انواع ترانسفورماتور فعالیت کرده است. می‌توان گفت ما تا ۵ سال پیش نمایندگی شرکت آستور (ASTOR) را داشته‌ایم، اما در حال حاضر سهامدار آن محسوب می‌شویم. این بدان معنا است که صرفاً یک شرکت بازرگانی نیستیم. در آن زمان سаяتی در شهرک صنعتی شمس‌آباد نیز تهیه کردیم تا مونتاژ ترانسها را در ایران انجام دهیم. اما با توجه به عدم دریافت حمایت لازم جهت دریافت تسهیلات و سخت‌گیری‌هایی که در اولین قدم‌ها توسط دارایی و تامین اجتماعی صورت



موثر واقع شویم اما اکنون به عنوان سهام‌دار می‌توانیم محصولات خود را به خریداران با قیمت مناسب‌تری ارائه دهیم.

■ اساساً انگیزه شخص شما از همکاری با شرکت آستور و گزینش آن نسبت به دیگر شرکت‌های خارجی چه بوده است و آیا با کم‌رنگ‌تر شدن تحریم‌ها تأثیر مثبت آن را در روابط تجاری خود احساس کرده‌اید؟

قطعاً برداشتن تحریم‌ها به نفع تک‌تک ایرانیان بوده است و هر کس جز این را بگوید جزء آن اقلیتی بوده که از تحریم منتفع شده است. مهمترین آن‌ها برای من به عنوان یک ایرانی دارای روابط تجاری با ترکیه، بر خورد مناسب‌تر و تسهیلات بیشتری است که در بانک‌های این کشور شاهد هستم. این در حالی است که تا دو سال پیش همین بانک‌ها هیچ خدماتی به ایرانی‌ها و سوری‌ها ارائه نمی‌دادند. یکی دیگر از تجربه‌های مثبت لغو تحریم‌ها، حواله‌های بزرگی است که از طریق بانک‌های دو کشور امکان پذیر شده است، امکانی که تا یک سال پیش وجود نداشت!

در خصوص انگیزه‌های همکاری نیز باید ذکر کنم از سال ۸۲ که تصمیم به تأسیس این شرکت و شروع همکاری با شرکت آستور داشته‌ام، انگیزه ام آن بود که احساس کردم همسایگی این دو کشور به لحاظ جغرافیایی موجب کاهش هزینه‌های حمل و نقل و زمان تحویل می‌شود و در نتیجه قیمت رقابتی‌تری نسبت به برندهای اروپایی خواهد داشت. لذا بر این اساس همکاری خود را ادامه داده‌ایم.

■ آیا تعرفه‌های ترجیحی که به شرکت‌های ترکیه‌ای تعلق می‌گیرد توانسته در کاهش قیمت محصولات شما و پیشبرد فروش موثر واقع شود؟

متأسفانه تعرفه ترجیحی ترکیه تنها به برخی مواد اولیه در صنایعی چون پتروشیمی، دام و طیور و ... تعلق گرفته و شامل محصولات تولیدی شرکت ما نمی‌باشد.

در خصوص بحث اشباع تولیدات در ایران باید گفته شما را به این نحو اصلاح کنم این اشباع تنها در زمینه ترانس‌های توزیع صورت گرفته و در حوزه تولید ترانس‌های فوق‌توزیع و قدرت شرکت‌های داخلی نمی‌توانند چه به لحاظ کمی و چه از نظر کیفی مشتریان را راضی نگاه دارند

این بازار کنیم و رقبای داخلی به هیچ وجه به جهت بوروکراسی شدید موجود در آن به عنوان یک شرکت دولتی، این بخش از بازار را اشباع نکرده و نخواهد کرد. همین روند را در ایران خودرو و دیگر شرکت‌های دولتی نیز شاهد هستیم.

بنابراین شرکت ما فروش خوبی در ایران دارد که ما را مشتاق به حفظ این بازار می‌کند. به صراحت باید گفت رقبای داخلی ما نه به لحاظ کمی، کیفی یا حتی قیمت‌دهی، در مناقصه‌ای که ما حضور داشته‌ایم موفق به برنده شدن پروژه‌های نشده‌اند، اما آنان از طریق استفاده از حمایت‌های مستقیم دولتی موفق به برهم زدن بازی شده‌اند.

■ این امر که در حال حاضر به جای نمایندگی شرکت آستور، سهام‌دار آن هستید را چگونه ارزیابی می‌کنید و چه مزایا یا مشکلاتی را برای شما به همراه داشته است؟

از سال ۹۰ که سهام‌داری این شرکت را برعهده گرفته‌ایم، مطمئناً شرایط بهتر شده است زیرا در حالت نمایندگی نمی‌توانستیم چندان در خصوص قیمت‌ها

داشته‌اند که منجر به فضای بازتری برای فعالیت تجاری شما شده است؟

از یک نظر کاملاً درست متوجه شدید، ۹۹ درصد همکاری ما با پروژه‌های نفت، گاز و پتروشیمی است. به این دلیل که رقابت در این پروژه‌ها سهل‌تر یا به بیانی قاعده‌مندتر است. زیرا این شرکت‌ها دارای وندورلیست‌هایی هستند که با داشتن شرایط لازم در آن ثبت می‌شویم و قادریم در مناقصات آن‌ها با اطمینان شرکت کنیم. اما در پروژه‌های مربوط به شرکت توانیر، از آنجا که گویا تعهدی صددرصدی برای خرید از شرکت‌های داخلی وجود دارد، اجازه فروش به ما داده نمی‌شود. اما به رغم این منع قانونی نیز متأسفانه در توانیر مشاهده می‌شود شرکت‌هایی میلیاردی تومن از شرکتی چینی یا هندی ترانسفورماتور خریداری کرده‌اند.

■ با همه این محدودیت‌ها می‌بینیم که شرکتی چون آستور کماکان تمایل دارد در بازار ایران بماند. لطفاً توضیح بفرمایید چه جذابیت‌ها و چشم‌اندازهای آینده‌نگرانه‌ای در این بازار برای این شرکت وجود دارد. خصوصاً آنکه به نظر می‌رسد فروش ترانسفورماتور در ایران به مرز اشباع نزدیک شده است.

در خصوص بحث اشباع تولیدات در ایران باید گفته شما را به این نحو اصلاح کنم این اشباع تنها در زمینه ترانس‌های توزیع صورت گرفته و در حوزه تولید ترانس‌های فوق‌توزیع و قدرت شرکت‌های داخلی نمی‌تواند چه به لحاظ کمی و چه از نظر کیفی مشتریان را راضی نگاه دارند. بدون استثناء طی ۱۴ سال گذشته که در ایران فعالیت داشته‌ایم، تک‌تک خریداران تصریح می‌کنند که به دلیل نگاه از بالای شرکت‌های داخلی، تاخیر در تحویل ترانس و قیمت‌های بالا تمایلی به خرید از داخل ندارند. در این موضوع نه تنها شرکت آستور که حداقل ۲۰ شرکت ایتالیایی کره‌ای و ترکیه‌ای تجربه مشابهی دارند. این قبیل مسائل سبب شده است که ما اقدام به رقابت در



مصاحبه با پروفیسور تنبوهلن

ترانسفورماتور از تولد تا مرگ

پروفیسور استفان تنبوهلن یکی چهره‌های شاخص صنعت ترانسفورماتور در سطح بین‌المللی است که یکی از عوامل موفقیت خود را تجربه ۸ ساله بعنوان طراح ترانسفورماتور پیش از تدریس در دانشگاه و اجرای پروژه‌های تحقیقاتی می‌داند. نقطه عطف تحقیقات او مدیریت پروژه‌های بین‌المللی برای موسسه سیگرا با عنوان: «قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای شبکه بود» در سال ۲۰۱۰ بود که یافته‌های این تحقیق امروزه بطور وسیعی هم در سطح دانشگاه و مراکز تحقیقاتی و هم در صنعت برق استفاده می‌شود. با او در حاشیه برگزاری سمیناری در خصوص «آخرین دستاوردهای علمی و فناوری در صنعت ترانسفورماتور» در دانشگاه امیر کبیر به گفت‌وگو نشستیم.

مانند موسسه شما چگونه است؟ آیا آنها انجام تحقیقات توسط یک موسسه دانشگاهی را به انجام این مهم توسط خودشان ترجیح می‌دهند؟

صنایع به دلایل مختلف تمایل به همکاری با موسسات تحقیقاتی دانشگاهی دارند که مهمترین آن دستیابی به یافته‌های جدید علمی برای بهبود تولیدات و خدماتشان است.

همچنین صنایع در این فرآیند با دانشجویانی که وظیفه انجام پروژه را برعهده دارند از نزدیک آشنا شده و آنها را پس از فارغ‌التحصیلی به استخدام خود درمی‌آورند. جذابیت دیگر همکاری با دانشگاه برای صنایع اینست که پس از اتمام پروژه دانشجویی می‌بایست نتایج تحقیق را بصورت مقاله ارائه دهد که خود این موضوع برای صنایع نوعی بازاریابی و تبلیغ محسوب می‌شود.

آیا دولت نیز نقشی در انعقاد این قرارداد با حمایت مالی از پروژه‌ها ایفا می‌کند؟

بله هم قراردادهایی بصورت مستقیم بین موسسه و دولت منعقد می‌شود و هم در برخی پروژه‌ها با صنایع، دولت بخشی از هزینه را متقبل می‌شود.

شغل تمام وقت محسوب شده و حداقل حقوقی معادل یک مهندس را دریافت می‌کند. علاوه بر این دانشجویان، ۱۵ کارمند تمام وقت نیز تحت استخدام موسسه هستند. همچنین ۴۰ تا ۴۵ دانشجوی دوره لیسانس و فوق لیسانس بصورت پاره وقت در موسسه کار می‌کنند.

در خصوص بودجه موسسه باید ذکر شود که دانشگاه تنها هزینه ۷ تا ۸ دانشجوی دکترا را پرداخت می‌کند و مابقی هزینه‌ها باید از پروژه‌های منعقد شده موسسه با دولت یا صنعت تامین شود.

در حال حاضر ۱۰ پروژه با صنایع آلمان در حال اجراست که درآمد موسسه از این پروژه‌ها در حدود ۵۰۰ هزار یورو است. قرارداد بین موسسه و صنایع از طریق دانشگاه منعقد می‌شود و دانشگاه مسئولیت اجرای این پروژه‌ها را برعهده می‌گیرد اما ۸۵ درصد از مبلغ قرارداد مستقیماً به موسسه پرداخت می‌گردد. در آلمان مدیر موسسه شخصاً مسئول رایزنی با صنایع برای جذب پروژه هاست و دانشگاه تنها مسئولیت حقوقی قرارداد را برعهده دارد.

تعامل صنایع آلمان با موسسات تحقیقاتی

با سلام و تشکر از اینکه دعوت ما را به مصاحبه پذیرفتید لطفاً مختصری از سوابق علمی و تحقیقاتی خود را بیان کنید:

پس از اینکه من از دانشگاه آخن در مقطع دکترا فارغ‌التحصیل شدم برای کار به شرکت آستوم در مونیخن گلداباخ آلمان رفتم (که در سال ۲۰۱۵ توسط شرکت جنرال الکترونیک خریداری شد) اولین فعالیت من در این شرکت تحقیق و توسعه در خصوص سیستم‌های پایش آنلاین ترانسفورماتور بود. پس از آن به سمت مدیر بخش طراحی الکترونیکی و مکانیکی ترانسفورماتورهای قدرت ساخت این شرکت منصوب شدم. در سال ۲۰۰۴ و پس از ۸ سال فعالیت در آستوم، بعنوان استاد مشغول به تدریس در دانشگاه اشتوتگارت شدم. در حال حاضر نیز علاوه بر تدریس، مدیر موسسه انتقال برق و تکنولوژیهای فشار قوی دانشگاه هستم.

چند نفر در این موسسه مشغول به فعالیت بوده و هزینه‌های آن چگونه تامین می‌شود؟

در حال حاضر ۲۵ دانشجوی دکترا در موسسه مشغول به فعالیت هستند. در آلمان دانشجوی دکترا یک

کسب و کار در حال مرگ است اما از آن موقع تا سال ۲۰۱۰ ظرفیت تولید ترانسفورماتور در شرکت آلستوم دو برابر شد. قطعاً اگر صنعتی در حال مرگ باشد خود را توسعه نخواهد داد. این وضعیت در خصوص اکثر ترانس سازهای آلمانی صادق است. در سال ۲۰۱۰ بعلت افزایش عرضه، بازار ترانس با کاهش قیمت مواجه شد و سازندگان ترانس مجبور به کاهش تولیدات خود شدند. این رکود تا چند سال آتی نیز ادامه خواهد شد. اما در آینده استفاده از خودروهای برقی (که در برخی کشورهای اروپائی استفاده از آنها در سال ۲۰۲۴ الزامی خواهد شد) موجب رشد مصرف برق در آلمان تا ۲۰ درصد می‌شود و این خود بازار بسیار بزرگی برای ترانسفورماتور ایجاد خواهد کرد. علاوه مسئله آلودگی زیست محیطی و گرمایش زمین سایر کشورها را نیز دیر یا زود به سمت استفاده بیشتر از انرژی برق سوق خواهد داد و این مسئله خود باعث رشد تقاضا برای ترانسفورماتور می‌شود. البته تولید برق با استفاده از سوخت‌های فسیلی خود عامل ۳۰ درصد از انتشار گاز دی اکسید کربن است و لازم است که نحوه تولید انرژی الکتریسته نیز تغییر کند ولی در هر صورت رشد زیادی خواهد داشت. در خصوص رقابت سازندگان اروپائی با شرکتهای چینی باید گفت که تنها ۳۰ درصد هزینه تمام شده تولید ترانسفورماتور مربوط به نیروی انسانی بوده و بیش از ۵۰ درصد هزینه تولید صرف خرید مواد اولیه و قطعات و متعلقات می‌شود و با توجه به سازندگان معدود این مواد و قطعات و سختگیری زیاد خریداران ترانسفورماتور در تهیه مواد اولیه با کیفیت، هزینه تمام شده یک ترانسفورماتور در سازندگان مختلف نباید تفاوت چندانی داشته باشد. هزینه نیروی انسانی گران در اروپا با طراحی بهینه تا حدی جبران می‌شود. اگر یک سازنده آلمانی در طراحی خود بتواند یک یا دو تن ورق هسته صرفه جویی کند، اختلاف هزینه نیروی انسانی خود و چین

افتخار شرکت در کار گروه A2.37 سیگره را داشتیم که مسئولیت تدوین گزارشی در خصوص قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها را برعهده داشت. در طی این تحقیق ما بیش از ۱۰۰۰ دستگاه ترانسفورماتور آسیب دیده را بررسی کردیم و من در فرآیند اجرای این پروژه به این نتیجه دست نیافتم که ترانسفورماتورهای جدید نرخ خرابی بالاتری نسبت به ترانسفورماتورهای قدیمی تر دارند.

■ یافته‌های مهم تحقیقی که اشاره کردید چه بود؟

در اجرای این تحقیق که در سطح بین المللی انجام شد ما به این نتیجه رسیدیم که نرخ خطای سالانه ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال ۰/۵ درصد و نرخ خطای سالانه ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی یک درصد است یعنی اگر شما در شبکه سراسری برق در ایران ۵۰۰۰ دستگاه ترانسفورماتور فوق توزیع و انتقال و ۵۰۰ دستگاه ترانسفورماتور اصلی نیروگاهی داشته باشید باید انتظار داشته باشید بطور متوسط در هر سال ۲۵ ترانس فوق توزیع و انتقال و ۵ ترانس نیروگاهی چار حادثه شود. یکی از دلایل دوبرابر بودن نرخ خطا در ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی اینست که این ترانسها با ۸۰ درصد بار نامی بارگیری می‌شوند در حالیکه در ترانسهای شبکه، بارگیری ممکن است به کمتر از ۵۰ درصد نیز برسد.

■ کاهش رشد مصرف برق در اروپا و آمریکای شمالی و همچنین ورود سازندگان هندی و چینی به بازار چه میزان صنعت ترانسفورماتور را با چالش فروش مواجه ساخته است؟ آینده این صنعت را چگونه می‌بینید؟

زمانی که من در سال ۲۰۰۴ آلستوم را ترک کردم عده‌ای معتقد بودند که تولید ترانسفورماتور یک

■ برخی از شرکتهایی که طرف قرارداد شما در انجام پروژه‌های تحقیقاتی هستند (مانند شرکت مرسدس بنز) خود واحد تحقیق و توسعه مجهز و کاملی دارند. برونسپاری پروژه‌های تحقیقاتی به دانشگاه چه مزیتی برای این صنایع به همراه دارد؟

انجام برخی پروژه‌های تحقیقاتی در دانشگاه برای صنایع به صرفه‌تر است چرا که آزمایشگاههای بسیار مجهز و ابر رایانه‌هایی در دانشگاه وجود دارد که برخی از صنایع از آن بی‌بهره‌اند. همچنین انجام تحقیق در دانشگاه توسط دانشجویان برای صنایع ارزاتر تمام می‌شود. هر چند برخی پروژه‌ها مانند تحقیقات بر روی محصولات جدید در خود صنایع انجام می‌شود و نه دانشگاه ولی تحقیقات پایه‌ای تر پتانسیل برونسپاری به دانشگاه را دارند.

■ در زمان فعالیت بعنوان مدیر تحقیق و توسعه و همچنین مدیر طراحی در شرکت آلستوم با چه پروژه‌هایی سروکار داشتید؟

یکی از پروژه‌هایی که من در آلستوم مسئولیت آن را برعهده داشتم، طراحی ترانسفورماتور قدرت هرمتیک ولهای با توان حدود ۸۰ MVA بود که در سال ۲۰۰۲ موفق به تولید اولین دستگاه از آن شدیم و در حال حاضر یکی از محصولات روتین شرکت آلستوم است. همچنین ما اولین شرکتی بودیم که موفق به ساخت ترانسفورماتور قدرت با ولتاژ ۱۲۳ KV و با روغن استر طبیعی شد. همانگونه که می‌دانید استر طبیعی نباید در تماس مستقیم با هوا قرار گیرد لذا ما از این روغن در ترانسفورماتورهای هرمتیک که ذکر شد استفاده نمودیم. ولی واقعیت اینست که سرعت رشد تکنولوژی در طراحی و ساخت ترانسفورماتور آنقدر زیاد نیست و بیشتر وقت مدیران فنی و تولید در کارخانجات ترانسفورماتور سازی به اجرای پروژه‌های جاری و همچنین بهبود فرآیندهای طراحی و ساخت اختصاص می‌یابد تا به نوآوری در تولید محصولات جدید.

■ برخی مشاوران معتقدند امروزه در مقایسه با ۳۰ سال پیش کیفیت ترانسفورماتورهای تولیدی کاهش یافته است، با توجه به تجربه شما بعنوان طراح ترانسفورماتور آیا این موضوع صحت دارد؟

قطعاً امروز فشار بر سازندگان ترانسفورماتور برای کاهش قیمت زیاد است و شاید بهمین دلیل این تصور پیش آمده که کیفیت فدای کاهش هزینه تولید شده است. در حالیکه اینگونه نیست و امروزه نرم افزارهای بسیار پیشرفته‌ای در طراحی و ساخت ترانس استفاده می‌شود. همچنین کیفیت مواد مورد استفاده بهبود چشمگیری یافته است. اگر سازنده‌ای کیفیت ترانسهای خود را کاهش دهد این مسئله در کوتاه مدت خود را نشان می‌دهد. علاوه بر تجربه طراحی ترانس من



نرخ خطای سالانه ترانسفورماتورهای
فوق توزیع و انتقال ۵/۰ درصد و نرخ
خطای سالانه ترانسفورماتورهای اصلی
نیروگاهی یک درصد است
یعنی اگر شما در شبکه سراسری برق
در ایران ۵۰۰۰ دستگاه
ترانسفورماتور فوق توزیع و انتقال
و ۵۰۰ دستگاه ترانسفورماتور اصلی
نیروگاهی داشته باشید باید
انتظار داشته باشید بطور متوسط در هر
سال ۲۵ ترانس فوق توزیع و انتقال و ۵
ترانس نیروگاهی چار حادثه شود

را جبران نموده است، مگر اینکه شرکتی بخواهد برای ورود به بازار از قیمت دامپینگ بهره ببرد که آن هم یک استراتژی کوتاه مدت است و نه بلند مدت. بعلاوه هزینه‌های جانبی خرید ترانس از چین برای بازار اروپا بخصوص هزینه‌های انتقال ترانس، کم نیست. کشور آلمان از دهه‌ها قبل در دو زمینه مزیت رقابتی و صادرات بسیار خوب داشته است: خودرو و ماشینهای الکتریکی و در حال حاضر بیش از ۵ سازنده ترانسفورماتورهای قدرت در آلمان مشغول فعالیت هستند. در زمان حضور من در شرکت آلستوم آلمان همواره بین ۶۰ تا ۸۰ درصد ترانسفورماتورهای تولیدی ما به خارج از آلمان صادر می‌شد. بهمین دلیل نمی‌توان با قاطعیت گفت که چین بازار اروپا را از آن خود خواهد کرد. همین نگرانی بیست و پنج سال پیش در زمان ورود سازندگان اروپای شرقی به بازار اروپای غربی وجود داشت لیکن در عمل این اتفاق نیافتاد و سازندگان ترانسفورماتور در اروپای شرقی به دلایل مختلف نتوانستند با رقبای خود در اروپای غربی رقابت کنند.

برخی سازندگان مطرح اروپایی مانند ABB و SIEMENS در سالهای اخیر وارد بازار خدمات ترانسفورماتور (مثلا اجرای پروژه‌های ارزیابی وضعیت و عمرسنجی، تصفیه فیزیکی و شیمیایی روغن و ...) شده‌اند. آیا این راهکار برای مقابله با رکود حاکم بر بازار ترانسفورماتور است؟

بیشتر ترانسفورماتورهای مورد بهره برداری در اروپا در دهه ۷۰ میلادی راه اندازی شده اند و طبعاً در انتهای عمر خود قرار دارند. ورود شرکتهایی که ذکر کردید به این بازار، بعلاوه ایجاد ارزش افزوده برای خود و مشتری و افزایش درآمد است ولی درآمد این خدمات با درآمد حاصل از فروش ترانسفورماتور قابل مقایسه نیست و به هیچ وجه نمی‌تواند کاهش درآمد ناشی از رکود

بازار ترانس را جبران کند. در انتهای دهه ۹۰ میلادی و پیرشدن ترانسهای در حال بهره برداری، بسیاری از شرکتهای سازنده ترانسفورماتور خدمات و تعمیرات را بعنوان فرصتی برای کسب درآمد جانبی دیده و به این حوزه ورود کردند.

■ یکی از پروژه‌های تحقیقاتی شما ساخت سنسور اندازه‌گیری آنلاین تخلیه جزئی ترانسفورماتور بود. در این خصوص توضیحات تکمیلی ارائه بفرمائید.

یکی از یافته‌های تحقیقی که برای سیگره انجام دادم این بود که بیش از ۵۰ درصد خطاهای ترانسفورماتور مربوط به سیستم عایقی است. بهمین دلیل پایش وضعیت سیستم عایقی ترانس به ویژه تخلیه جزئی اهمیت ویژه‌ای دارد. چراکه اگر ترانسفورماتوری تخلیه جزئی بالا و در حال رشد داشته باشد قطعاً دیر یا زود دچار خطا خواهد شد. با کمک آنالیز گازهای محلول در روغن و همچنین سنسورهای پایش گاز می‌توان تاحدی از وجود تخلیه جزئی در ترانسفورماتور مطلع شد. لیکن این روشها هیچ یک اطلاعاتی در خصوص مقدار، مکان، رشد یا کاهش تخلیه جزئی به ما نمی‌دهند.

یکی از مشکلات اساسی پایش آنلاین تخلیه جزئی در سایت، حذف نویز محیط است. سیستم پایشی که ما در دانشگاه اشتوتگارت ابداع کردیم در حقیقت یک سنسور UHF است که آنتن آن در داخل مخزن ترانسفورماتور قرار می‌گیرد (از محل شیر تخلیه) بدین شکل ما با قراردادن آنتن در داخل ترانسفورماتور در حقیقت یک قفس فارادی ایجاد کرده‌ایم که اجازه عبور نویز به سمت آنتن سنسور را نمی‌دهد.

با نصب این سیستم بروی ترانسفورماتور در حال بهره برداری می‌توان رفتار تخلیه جزئی از قبیل کاهش، افزایش، نسبت آن با بار ترانس و ... را پایش نمود. در پایش وضعیت ترانس با کمک تخلیه جزئی آنلاین نکته مهم اینست که مقدار مطلق تخلیه جزئی اهمیت زیادی ندارد هم اکنون در شبکه ترانسفورماتورهای

بسیار زیادی هستند که با تخلیه جزئی بیش از PC ۱۰۰ بدون مشکل به کار خود ادامه می‌دهند آنچه اهمیت زیادی دارد میزان رشد و محل وقوع تخلیه جزئی است. نکته مهمی که باید اینجا بدان اشاره کنم تفاوت بین تجهیزات حفاظتی و سیستمهای پایش آنلاین ترانس است. وظیفه رله‌های حفاظتی در حقیقت اعلام آلام یا خارج کردن ترانس از مدار در زمان وقوع حادثه است در حالیکه سیستمهای مونیتورینگ می‌بایست پیش از وقوع حادثه، بهره بردار را از وجود مشکلی در ترانسفورماتور آگاه کند و اینکه آیا ترانس باید فوراً یا در فاصله مثلاً شش ماهه از مدار خارج شود یا اینکه با وجود چنین مشکلی می‌تواند سالها در مدار باقی بماند برعهده تحلیلگر و بهره‌بردار است.

■ با توجه به قیمت نسبتاً بالای پایش آنلاین تخلیه جزئی آیا فکر می‌کنید از آن استقبال خواهد شد؟

قطعاً بله. اگر یک ترانسفورماتور اصلی نیروگاهی در یکی از نیروگاههای آلمان از مدار خارج شود. هزینه روزانه عدم تولید بین ۱۰۰ هزار تا ۱۵۰ هزار یورو خواهد بود. پس قیمت این سیستم پایش در مقایسه با صرفه جویی که به دلیل شناسائی به موقع خطا حاصل می‌شود ناچیز است.

■ پروژه‌های تحقیقاتی مرتبط با ترانسفورماتور که در موسسه انتقال برق و تکنولوژیهای فشار قوی دانشگاه اشتوتگارت در حال انجام است چیست؟

تحقیقات زیادی در خصوص ترانسفورماتور در موسسه در حال اجراست که مهمترین آنها: گاز کروماتوگرافی روغنهای استر طبیعی، هدایت الکتریکی روغنهای عایقی معدنی در ترانسفورماتورهای HVDC، طراحی و شبیه سازی حرارتی سیم پیچ ترانس، جریانهای DC و اثرات آنها بر ترانسفورماتور، شناسائی الگوهای تخلیه جزئی و روشهای بهبود نتایج FRA و FDS



نتایج بررسی آماری در خصوص خطاهای ترانسفورماتورهای قدرت



S. Tenbohlen
University of Stuttgart

چکیده:

اطلاعات کمی در خصوص خطای ترانسفورماتورها وجود دارد. از اینرو موسسه سیگره اقدام به تشکیل کارگروه: «قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها» در کمیته A2 (ترانسفورماتورهای قدرت) نمود که هدف آن گردآوری و ارزیابی داده‌های آماری در خصوص خطاهای ترانسفورماتور بود. براساس این آمار روش استاندارد برای جمع آوری داده‌های خطا طراحی شد. مقاله حاضر، متدولوژی گردآوری داده‌های مربوط به خطا را معرفی می‌کند. در مجموع ۹۶۴ خطای عمده که در سالهای ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ اتفاق افتاده بود، جمع آوری شدند. در تحقیق حاضر ۵۸ شرکت بهره‌بردار ترانسفورماتور از ۲۱ کشور شرکت کردند. مطابق نتایج بدست آمده از تحقیق، نرخ خطای ترانسفورماتورهای انتقال و اصلی نیروگاهی کمتر از یک درصد برآورد شد. سیم پیچی، تپ چنجر و بوشینگ بیشترین سهم را در خطا داشته و محل اتصال بوشینگ و سرسیم (Lead Exit) مرتبه بعدی را در تعداد حوادث به خود اختصاص داده است. در این خطاهای نوع ترانسفورماتور و سال ساخت تأثیری در تعداد خطا نداشت. در ترانسفورماتورهای انتقال، خطاهای عابقی بیشترین بوده و پس از آن خطاهای مکانیکی و حرارتی جای گرفتند در حالی که در ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی بیشترین سهم را خطاهای عایقی و حرارتی داشتند.

مقدمه

ترانسفورماتورهای قدرت یکی از مهمترین و گرانترین تجهیزات الکتریکی مورد استفاده در شبکه برق می‌باشند. از اینرو شناسایی علل و تعداد خطای ترانسفورماتورها برای بهره‌بردار مطمئن و همچنین مدیریت دارائی یک سازمان امری حیاتی است. یک راه برای کاهش تعداد حوادث این تجهیز، بررسی خطاها به منظور شناسایی مکانیزم خطا و اعمال تغییراتی در طراحی و بهره‌برداری از این تجهیز است. ارزیابی آماری حوادث رخ داده می‌تواند راهکار مناسبی برای پیش‌بینی و کاهش حوادث آتی باشد. [۱]

اولین تحقیق بین‌المللی انجام شده در خصوص حوادث ترانسفورماتورهای قدرت در سال ۱۹۸۳ منتشر شد که به نتایج بررسی‌های بعمل آمده بر روی ترانسفورماتورهای آسیب دیده در سالهای ۱۹۶۸ تا ۱۹۷۸ اختصاص داشت [۲]. این تحقیق چنین نتیجه‌گیری می‌کند که متوسط نرخ خطای ترانسفورماتورها (در همه رنجهای ولتاژی) دو درصد می‌باشد. از انتشار این تحقیق تا کنون، نتایج آن بعنوان معیاری در صنعت برق مورد استفاده قرار گرفته است. تحقیقات کمی در خصوص آمار حوادث ترانسفورماتورها در سطح بین‌المللی صورت گرفته است. تحقیقات محلی اغلب توسط برخی کشورها یا شرکت‌های خاص انجام شده و بانک اطلاعاتی خوبی از این حوادث در کشورهایی مانند استرالیا، برزیل، کانادا، آلمان و ژاپن وجود دارد. این کارگروه (نویسندگان مقاله) تحقیقات انجام شده در پنج کشور و پنج شرکت مختلف (بهره‌بردار، سازنده و مشاور) را در تدوین مقاله حاضر مورد بررسی قرار دادند. هدف اصلی از تحقیقات ملی، گردآوری سیستماتیک داده‌های مربوط به در دسترس بودن تجهیزات و همچنین اختلالات شبکه برق با تمرکز بر تعداد، مدت زمان و گستره خطا می‌باشد. در این تحقیقات

معمولا جزئیات حوادث مربوط به یک تجهیز، علل وقوع خطا و سوابق تعمیرات انجام شده بر روی آن ذکر نشده و از لحاظ مدیریت دارائی (در خصوص یک تجهیز مثل ترانسفورماتور) کاربرد ندارند. در عین حال، گزارش‌های داخلی شرکتها، آمار مربوط به هر یک از تجهیزات مورد بهره‌برداری را به تفصیل ارائه می‌کند که با کمک آن می‌توان اطلاعات ارزشمندی در خصوص مدیریت دارائی تجهیزات بدست آورد. مباحث اولیه کارگروه بر تجزیه و تحلیل این قبیل گزارش‌های آماری اختصاص داشت لیکن تعاریف متفاوت و محتوای داده‌ها، مانع بزرگی بر سر راه تشکیل یک بانک اطلاعاتی منسجم از این دست گزارشات، قرار می‌داد. دلیل دیگری بر اندک بودن گزارش‌های موجود در خصوص قابلیت اطمینان این بود که اکثر صنایع به تحقیق انجام شده در سال ۱۹۸۳ توسط بوسی [۲] استناد کرده و خود اقدام به جمع آوری تحقیق مجزا برای ترانسفورماتورهای خود نکردند. از اینرو کارگروه قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها A2.37 شکل گرفت تا تحقیقات انجام شده را بررسی نموده و تحقیق جدیدی در سطح بین‌المللی در این خصوص انجام دهد. مقاله حاضر براساس گزارشی که به سیگره ارائه شده است نگاشته شده و نحوه جمع آوری داده‌ها و نتایج تحقیق در خصوص نرخ خطای ترانسفورماتور و همچنین محل وقوع خطا در این تجهیز را مورد بررسی قرار می‌دهد.

گردآوری داده‌ها و آماده‌سازی تحقیق

مباحث اولیه کارگروه به تحلیل گزارش‌های آماری موجود اختصاص یافت لیکن تعاریف متفاوت و محدودیت داده‌های ارائه شده مانع از تشکیل یک بانک اطلاعاتی مناسب و مفید شد. همچنین توافق شد که دامنه تحقیق گسترش یافته تا امکان مقایسه با تحقیق ارائه شده در سال ۱۹۸۳ وجود داشته باشد. لذا پرسشنامه‌ای استاندارد برای گردآوری آمار ترانسفورماتورهای حادثه دیده تدوین شد. سپس داده‌های مربوط به جمعیت ترانسفورماتورهای تحت مطالعه و جزئیاتی مانند محل خطا، علت عیب، اقدامات انجام شده پس از حادثه، تأثیرات جانبی حادثه و ... جمع آوری شد.

تعریف خطا

با توجه به تجربه گردآوری نامناسب داده‌ها در کارگروه‌های پیشین، تصمیم گرفته شد که تنها داده‌های مربوط به خطاهای عمده ترانسفورماتورها و راکتورهای بالاتر از ۶۰ کیلوولت جمع آوری شود. خطای عمده اینگونه تعریف شد: وقوع شرایطی برای ترانسفورماتور که منجر به خروج آن از مدار به مدت بیش از هفت روز شده و اقداماتی مانند بازرسی، تعمیرات یا جایگزینی در آن صورت گیرد. تعمیرات باید شامل برخی اقدامات اصلاحی در داخل ترانسفورماتور و بازکردن درپوش ترانس یا تپ چنجر یا تعویض بوشینگ باشد. در حقیقت خطای عمده مواردی را شامل می‌شود که مانع از ادامه بهره‌برداری مطمئن از ترانسفورماتور شده و نیاز به تعمیرات اساسی آن (بیش از هفت روز) برای بازگرداندن تجهیز به شرایط اولیه وجود داشته باشد. در برخی موارد نیز می‌توان تعمیرات کمتر از هفت روز را بعنوان خطای عمده به حساب آورد به شرطی که حجم کار تعمیراتی زیاد بوده و فرآیند شامل تصفیه روغن هم باشد. (مانند تعویض بوشینگ)

پرسشنامه قابلیت اطمینان

در ادامه تحقیق و براساس تعریف بعمل آمده از خطای عمده، پرسشنامه‌ای شامل دو بخش

جدول یک: جمعیت و نرخ خطای ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال						
حداکثر ولتاژ ترانسفورماتور (کیلوولت)						
جمع	بیشتر از ۷۰۰	۵۰۰-۶۹۹	۳۰۰-۴۹۹	۲۰۰-۲۹۹	۱۰۰-۱۹۹	۹۹-۶۹
تعداد شرکتها	۱۱	۳۸	۳۱	۲۷	۳	۴
تعداد ترانسفورماتورها	۲۹۶۲	۱۰۹۳۲	۴۲۷۲	۳۲۳۳	۴۳۴	۳۴۸
ترانسفورماتور-سال	۱۵۲۶۷	۶۴۷۱۸	۳۷۰۱۷	۲۵۳۰۵	۴۷۷۴	۲۹۹۱
خطاهای عمده	۱۴۴	۲۸۰	۱۸۶	۱۵۲	۲۷	۱۰
نرخ خطای سالانه (درصد)	۰/۹۴	۰/۴۳	۰/۵	۰/۶	۰/۵۷	۰/۳۳

$$\lambda = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{N_1 \cdot T_1 + N_2 \cdot T_2 + \dots + N_i \cdot T_i} \cdot 100\% \quad (2)$$

که در این رابطه:

- n_i : تعداد خطاها در ناوگان ترانسفورماتوری i
- N_i : تعداد ترانسفورماتور در ناوگان ترانسفورماتوری i
- T_i : زمان مورد بررسی در تحقیق در ناوگان ترانسفورماتور i

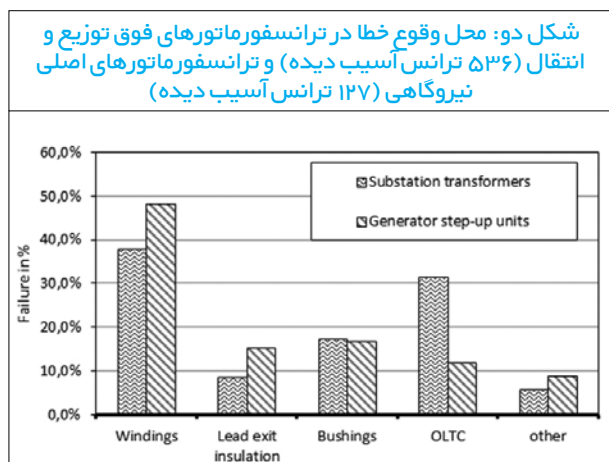
نتایج تحقیق

در مرحله گردآوری داده‌ها، ۹۶۴ خطای عمده از مجموع ۱۶۷۴۵۹ ترانسفورماتور مورد بهره برداری توسط ۵۸ شرکت (از ۲۱ کشور) در فاصله بین ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ جمع آوری شد. سال ساخت ترانسفورماتورها از ۱۹۵۰ تا ۲۰۰۹ بوده و بازه زمانی مرجع تحقیق بین ۳ تا ۱۱ سال بود چراکه تعداد ترانسفورماتورهای تحت بهره برداری در یکسال گردآوری شده و تعداد کل ترانسفورماتور-سال (جمعیت ترانسها در هر شرکت) با این فرض محاسبه شد که تعداد ترانسفورماتورهای مورد بهره برداری در بازه زمانی مرجع ثابت بوده است. تعداد ترانسفورماتورها در بازه زمانی مرجع ضرب شده تا تعداد کل ترانسفورماتور-سال بدست آید.

جمعیت ترانسفورماتورهای انتقال و فوق توزیع مورد تحقیق ۱۵۰۰۷۲ ترانسفورماتور-سال بود (جدول یک) که تقریباً چهار برابر تحقیق انجام شده توسط بوسی [۲] با ۴۰۵۴۷ ترانسفورماتور-سال می باشد. جمعیت ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی اما کم می باشد (مطابق جدول دو و ۱۷۳۸۷ ترانسفورماتور-سال).

نرخ خطا

نرخ خطای محاسبه شده برای ترانسفورماتورهای فوق توزیع، انتقال و نیروگاهی در جدول یک و دو مشخص شده‌اند. لازم به ذکر است که تعداد خطاهای ترانسفورماتورهای اصلی و ترانسفورماتورهای انتقال بالای ۵۰۰ کیلوولت و همچنین جمعیت کل این ترانسفورماتورها در نمونه آماری تحقیق، پائین می باشد. از اینرو نرخ خطای محاسبه شده را باید با احتیاط پذیرفت.



مجزا تدوین شد. بخش اول در خصوص داده‌های عمومی مربوط به جمعیت ترانسفورماتورهای در حال بهره برداری در زمان وقوع خطا بود. این داده‌ها شامل کاربرد ترانسفورماتور، نوع، تعداد فاز، ولتاژ، توان نامی، شرایط بارگیری و سال ساخت بود.

بخش دوم داده‌های مربوط به خطای ترانسفورماتور و شامل چهار قسمت ذیل بود:

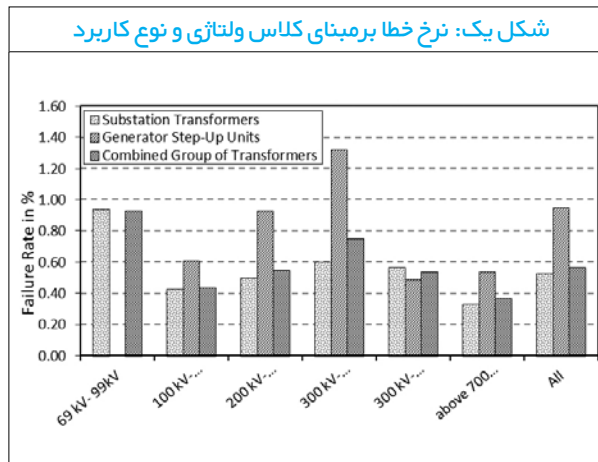
- نوع، کاربرد، نوع ساخت و سال ساخت ترانسفورماتور
- توان و ولتاژهای نامی، تعداد فاز، نوع خنک کنندگی، نوع روغن، نوع و آرایش تپ چنجر، سیستم تنفسی و حفاظتهای اضافه ولتاژ
- سال وقوع خطا، عمر تجهیز در زمان وقوع خطا، بار ترانسفورماتور درست پیش از حادثه
- تبعات حادثه شامل: تبعات خارجی، محل وقوع خطا در ترانس، عمر پوشینگ (در صورتیکه خطا در پوشینگ اتفاق افتاده باشد)، علت خطا، اقدامات انجام شده و ...

گردآوری داده‌ها

از شرکت‌های بهره‌بردار ترانسفورماتور درخواست شد که پرسشنامه ارائه شده را تکمیل نمایند. در این مرحله محققین کارگروه بهره‌برداران ترانسفورماتور در تکمیل پرسشنامه کمک کرده و اطمینان حاصل می‌کردند که جزئیات کلیه حوادث رخ داده در بازه زمانی در نظر گرفته شده ذکر شده باشد. داده‌های جمع آوری شده در یک بانک اطلاعاتی ذخیره شده و به منظور حفظ امنیت داده‌ها و محرمانه بودن، به هر پرسشنامه تکمیل شده کد مخصوصی اختصاص داده شد همچنین از جمع آوری نام سازنده ترانسفورماتور نیز اجتناب شد. نرخ خطا بر حسب تعریف ارائه شده توسط بوسی [۲] مطابق رابطه ذیل تعیین شد:

$$\lambda = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{(N_1 + N_2 + \dots + N_i) \cdot T} \cdot 100\% \quad (1)$$

همچنین محاسبه نرخ خطای جمعی گروه‌های مختلف ترانسفورماتور (در شرکت‌های متفاوت) امکان پذیر است. در اینحالت باید فرض کرد که تعداد ترانسفورماتورهای مورد بهره برداری در زمان مورد بررسی در تحقیق ثابت بوده‌است:



جدول دو: جمعیت و نرخ خطای ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی							ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی
حداکثر ولتاژ ترانسفورماتور (کیلوولت)							
جمع	بیشتر از ۷۰۰	۶۹۹-۵۰۰	۴۹۹-۳۰۰	۲۹۹-۲۰۰	۱۹۹-۱۰۰	۶۹-۹۹	
تعداد اشکتهای	۳	۱۷	۲۰	۱۳	۱	۲۶	
تعداد ترانسفورماتورها	۱۴	۳۲۰	۴۵۵	۶۷۳	۱۶۷	۷۴	
ترانسفورماتور-سال	۱۵۳	۳۲۷۸	۴۶۳۹	۶۷۴۰	۱۸۳۷	۷۴۰	
خطاهای عمده	۰	۲۰	۴۳	۸۹	۹	۴	
نرخ خطای سالانه (درصد)	۰	۰/۶۱	۰/۹۳	۱/۳۲	۰/۴۹	۰/۵۴	

است. خطای مربوط به اتصال بوشینگ به سرسیم بوبین (Lead Exit) در ترانسهای اصلی نیروگاهی ۱۳ درصد و در ترانسهای فوق توزیع و انتقال، ۶ درصد برآورد شد. تعداد حوادث مرتبط با تپ چنجر در ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال ۳۱ درصد بوده در حالیکه در مورد ترانسفورماتورهای نیروگاهی این رقم به ۱۲ درصد کاهش می‌یابد. سهم بوشینگ از خطا در هر دو نوع ترانسفورماتور یکسان می‌باشد.

شکل سه محل وقوع خطا در ترانسفورماتور را برحسب سال ساخت (قبل و بعد از سال ۱۹۸۰) نشان می‌دهد. تعداد ۳۳۳ خطا در ترانسفورماتورهای ساخت قبل از ۱۹۸۰ و تعداد ۳۴۲ خطا در ترانسفورماتورهای ساخته شده بعد از سال ۱۹۸۰ گزارش شده‌اند. لازم به ذکر است حوادث رخ داده بر روی ترانسفورماتورها در سالهای بین ۲۰۰۰ و ۲۰۱۰ اغلب مربوط به ترانسهای ساخته شده در قبل از سال ۱۹۸۰ بودند.

صرفنظر از سال ساخت، خطاهای مربوط به سیم پیچ غالب بوده و پس از آن تپ چنجر و بوشینگ بیشترین خطا را به خود اختصاص داده‌اند. حوادث بر روی سیم پیچ و محل اتصال بوبین به بوشینگ در ترانسهای ساخته شده قبل از ۱۹۸۰ فراوانی بیشتری دارد که علت آن پیری سیستم عایقی است هر چند باید در نظر داشت که اختلاف خطای ترانس در این قسمت بین ترانسهای ساخته شده در قبل و بعد از سال ۱۹۸۰ زیاد نیست.

آنالیز خطا

- خطای عایقی (تخلیه جزئی، تخلیه الکتریکی سطحی)
 - خطای الکتریکی (مدار باز، اتصال کوتاه، اتصالات ضعیف)
 - خطای حرارتی (اضافه حرارت، نقطه داغ موضعی)
 - خطای فیزیکی و شیمیایی (آلودگی، رطوبت، ذرات معلق، گاز، خوردگی)
 - خطای مکانیکی (خمش، جابجایی، شل شدن، ارتعاش)
- آنالیز خطا در شکل چهار نشان داده شده است. در ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال، خطاهای عایقی غالب بوده و پس از آن خطاهای مکانیکی و الکتریکی قرار گرفته‌اند در حالیکه

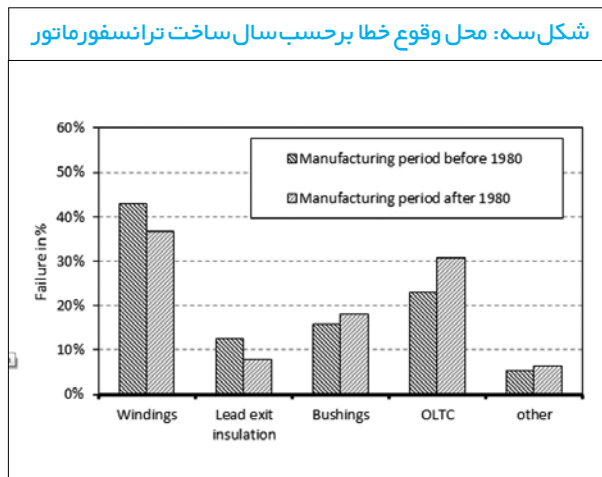
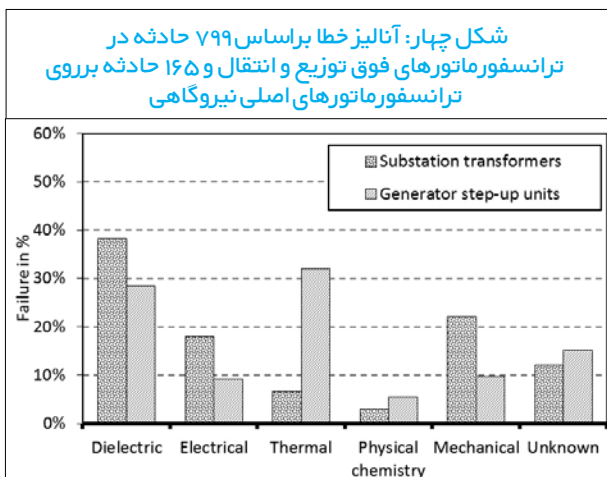
مطابق یافته‌های تحقیق نرخ خطای سالانه ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال تقریباً ۰/۵ درصد می‌باشد (بجز ترانسفورماتورهای با سطح ولتاژ کمتر از ۱۰۰ کیلوولت). نمونه آماری این ترانسفورماتورها از تنها سه شرکت گردآوری شده بود که غیرهمگن می‌باشد. همچنین در مقایسه با سایر ترانسفورماتورها، تعداد خطاهای سیم پیچ در این سطح ولتاژ بسیار بالاتر بود. دلیل این مسئله شاید طراحی و بهره‌برداری متفاوت آنها با سایر ترانسفورماتورها باشد. نرخ خطای ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی در همه کلاسهای ولتاژی بالاتر از ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال می‌باشد. بخصوص در سطح ولتاژ بین ۲۰۰ تا ۵۰۰ کیلوولت، نرخ خطای یک درصد محاسبه شده است.

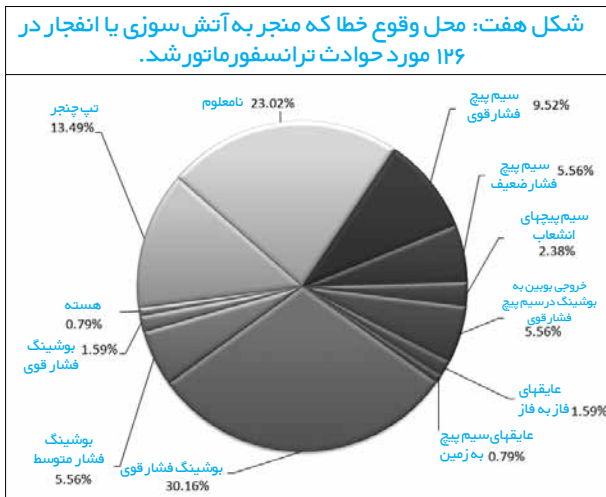
برای سه گروه از ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال، منحنیهای هشدار محاسبه شد. در کل در این ترانسفورماتورها سطح هشدار پایین بود. در دو جمعیت از ترانسفورماتورها تنها یک خطا در هر یک در طی ۲۰ سال یافته شد. در هر دو جمعیت، منحنی هشدار از سن ۳۰ سالگی به بعد از سطح صفر به یک درصد رشد نمود. این سطح تا بالاترین سن ترانس نیز ثابت است. با داده‌های گردآوری شده، افزایش احتمال خطا با افزایش سن مشاهده نشد. [۵]

تحلیل محل خطا

محل وقوع خطا در ترانسفورماتورها برحسب کل حوادث بوجود آمده نیز تحلیل شد. در شکل دو، محل وقوع خطا در ترانسفورماتورهای بالای ۱۰۰ کیلوولت نشان داده شده است. تعداد کل حوادثی که در پرسشنامه با عنوان «محل خطا: نامعلوم» ذکر شده اند، ۱۷ درصد بود. این پاسخها در تحلیل محاسبه نشده‌اند. همچنین ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی بدون تپ چنجر نیز به جهت منحرف نشدن نتایج از تحیل حذف شدند.

تا سطح ولتاژ ۷۰۰ کیلوولت، خطا در بوشینگ با افزایش ولتاژ افزایش یافته در حالیکه تعداد خطا در تپ چنجر با افزایش ولتاژ کاهش می‌یابد. در هر دو نوع از ترانسفورماتورها، خطای سیم‌پیچ خطای غالب بوده به گونه ای که در ترانسفورماتورهای نیروگاهی ۴۸ درصد و در ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال ۳۸ درصد حوادث بر روی سیم پیچ ترانس اتفاق افتاده





منجر به انفجار ترانسفورماتور می شود.

از آنجا که تاثیرات خارجی حوادث ترانسفورماتور تبعات مالی و اقتصادی زیادی به همراه دارد، محل وقوع آتش سوزی یا انفجار در ترانسفورماتورها نیز در تحقیق مورد بررسی قرار گرفته که نتایج آن در شکل هفت ارائه شده است. خطاهای بوجود آمده در بوشینگهای فشار قوی اغلب اثرات شدیدی بر جای می گذارند (مانند آتش سوزی)

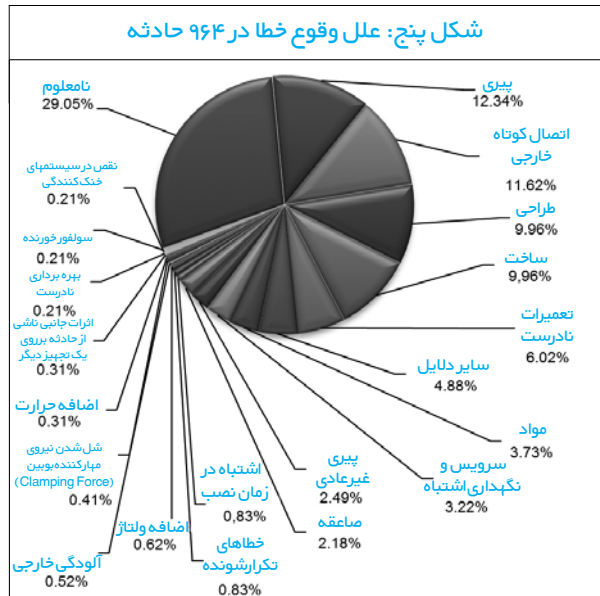
نتیجه گیری

کار گروه A2.37 سیگره پرسشنامه ای تدوین نمود که براساس آن حوادث ترانسفورماتور بصورت آماری و به روش استاندارد گردآوری شد. تعداد ۹۶۴ خطای عمده ترانسفورماتور در سالهای بین ۱۹۹۶ و ۲۰۱۰ گردآوری شد. براساس یافته های تحقیق، نرخ خطای سالانه ترانسفورماتورهای قدرت کمتر از یک درصد برآورد شد. تنها ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی با سطح ولتاژهای بین ۳۰۰ تا ۵۰۰ کیلوولت نرخ خطایی بیشتری از یک درصد داشتند. گرچه اختلاف بین نرخ خطاها کمتر از ۵ درصد بود لیکن یافته های تحقیق بیانگر بیشتر بودن نرخ خطای ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی (در کلیه سطوح ولتاژی) در مقایسه با ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال بود.

حوادث مرتبط با سیم پیچها، تپ چنجر و بوشینگ (در کلیه ترانسفورماتورها و مستقل از سال ساخت) بیشترین آمار را در بین خطاها به خود اختصاص داد. همچنین خطای عایقی مهمترین عامل وقوع حوادث می باشد. پس از آن در ترانسفورماتورهای فوق توزیع و انتقال، خطاهای مکانیکی و در ترانسفورماتورهای اصلی نیروگاهی خطاهای حرارتی غالب می باشند. به منظور ساده تر نمودن تحقیقات آتی پیشنهاد می شود از پرسشنامه و فایل Excel تدوین شده در تحقیق حاضر استفاده شده تا با گردآوری داده ها به یک روش استاندارد، امکان مقایسه بین جمعیه های مختلف ترانسفورماتوری امکان پذیر باشد. همچنین لازم است پس از وقوع حادثه بروی ترانسفورماتور، جزئیات حادثه بروی فایلهای Excel تهیه شده، پیاده سازی شود.

منابع و مأخذ:

- [1] Cigré WG A3.06, "Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment", Brochure 509, Paris, 2012.
- [2] A. Bossi, J. Dind, J. Frisson, U. Khoudiakov, H. Light and e. al., "An international survey on failures in large power transformers in service", Electra, 1983.
- [3] Cigré WG A2.37, "Transformer Reliability Survey", Brochure 642, Paris, 2015.
- [4] <http://a2.cigre.org/Publications/Other-documents>, last accessed April 2017
- [5] S. Tenbohlen, F. Vahidi, J. Jagers, „A Worldwide Transformer Reliability Survey“, VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin, 14.-16. November 2016, p. 14-19.



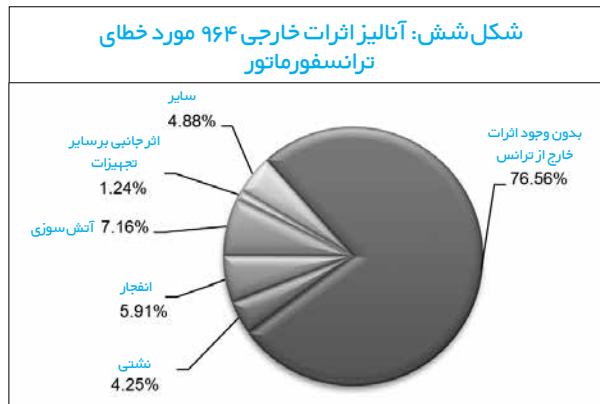
در ترانسهای اصلی نیروگاهی خطاهای غالب حرارتی و عایقی هستند.

ریشه یابی خطا

شناسایی علل بروز خطا دشوار بوده و بعضی می توان علت یک خطا را به عوامل مختلفی نسبت داد. حتی در برخی مواقع قادر به شناسایی علت خطا نیز نیستیم. عامل اصلی ۲۹ درصد از حوادث ترانسفورماتورهای مورد تحقیق شناسایی نشده اند. از اینرو علل حوادث ذکر شده در این بخش باید با احتیاط بررسی شوند. بنا به محدودیتهای موجود در خصوص خطای ترانسفورماتورهای در فاصله زمانی بین سالهای ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰، نتیجه گیری در خصوص پیروی عایقی ترانسفورماتورهای نو یا مشکلات طراحی ترانسفورماتورهای قدیمی از نتایج تحقیق قابل استنتاج نیست. مطابق شکل پنج، در کل طراحی و ساخت (۲۰ درصد)، پیروی عایقی (۱۲ درصد) و اتصال کوتاههای خارجی، بیشترین سهم را از دلایل وقوع خطا به خود اختصاص داده اند. سهم صاعقه و اضافه ولتاژ از علل خطا تنها سه درصد بوده که عملاً قابل چشم پوشی است. شاید دلیل این امر مجهز بودن کلیه ترانسفورماتورهای تحت مطالعه به برقگیر باشد. همچنین بدلیل عدم وجود سیستمی برای شناسایی اضافه ولتاژ، سهم آن از آمار خطا چندان قابل شناسایی نیست. به منظور شناخت بهتر، نصب سیستم پیشی برای اندازه گیری اضافه ولتاژهای گذرا می تواند مفید باشد.

بررسی تاثیرات خارجی حوادث

همانگونه که در شکل شش دیده می شود، بیشتر حوادث بوجود آمده (۷۶ درصد) هیچ تاثیری بر محیط اطراف ترانسفورماتور نداشته اند. مهمترین اثر خارجی حوادث شامل آتش سوزی و انفجار می شود. ۷۱ درصد خطاهای عمده ترانس منجر به آتش سوزی و ۵/۹ درصد حوادث



منبع انبساط مشترک ترانسفورماتور و تپ‌چنجر تحت بار



Rainer Frotscher



Mehdi Djamali

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Germany



حالت را استاندارد IEC60599 «تپ‌چنجر در ارتباط با روغن ترانسفورماتور» نامیده و مقادیر بیشتری از استیلن را مجاز می‌داند. در تپ‌چنجرهای مدرن برای خاموش سازی جرقه ناشی از سوئیچینگ، از خلاء استفاده شده و بدین شکل از آلوده شدن روغن جلوگیری می‌شود. در این نوع از تپ‌چنجر، دیگر ذرات کربن در روغن تولید نشده لیکن هنوز جرقه‌هایی با انرژی کم بوجود می‌آیند. این جرقه‌ها تنها مقادیر بسیار کمی گاز ایجاد می‌نمایند. در داخل ترانسفورماتور نیز جرقه‌های ناشی از سوئیچینگ خازنی، مقادیر کمی گاز تولید می‌کنند که در بیشتر اوقات حتی در نتایج گاز کروماتوگرافی نیز قابل مشاهده نیست. همچنین اثر تخریبی این سوئیچینگ بر

مقدمه

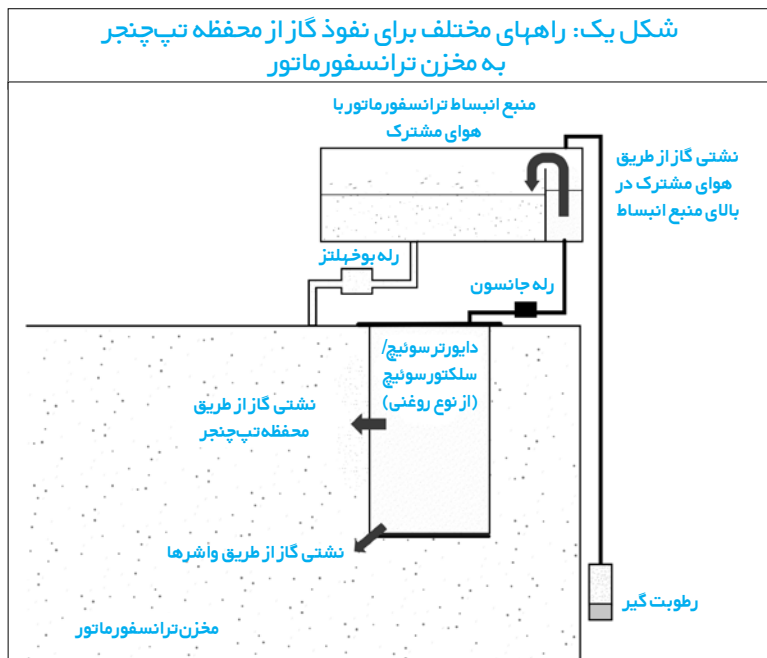
تپ‌چنجر تحت بار محفظه روغن مختص خود را دارد که در آن دایورتر سوئیچ یا سلکتور سوئیچ غوطه‌ور شده و روغن آن از روغن ترانسفورماتور جداست. این جداسازی روغن‌ها برای دایورتر و سلکتور سوئیچ‌های معمول الزامی است، چراکه خاموش سازی جرقه روغن را بشدت تخریب کرده و مقادیر زیادی ذرات معلق، دوده و گاز تولید می‌نماید. لذا باید تمهیدات لازم برای عدم آلوده شدن روغن ترانسفورماتور با این مواد فراهم شود. بهمین دلیل تپ‌چنجرهای منطبق با استانداردهای IEC و IEEE [۱] و [۲] باید مورد آزمون نشتی محفظه قرار گیرند. این آزمون تنها زمانی

مورد قبول واقع می‌گردد که محفظه روغن تپ‌چنجر، در مقابل فشار روغن و خروج گاز مقاوم باشد. در عین حال تعداد زیادی تپ‌چنجر در ترانسفورماتورهای قدیمی مورد بهره‌برداری وجود دارند که دچار نشتی شده‌اند. لیکن این بدین معنی نیست که در همه این ترانسها روغن تپ‌چنجر با روغن ترانسفورماتور مخلوط شده است؛ بلکه در این حالت، نتایج آزمون گاز کروماتوگرافی تحت تاثیر قرار می‌گیرد. سه راه برای نفوذ گازهای موجود در محفظه تپ‌چنجر برای ورود به روغن ترانسفورماتور وجود دارد: (۱) محفظه تپ‌چنجر غیرمقاوم در برابر نفوذ گاز (که در برخی از انواع تپ‌چنجرهای قدیمی مانند تایپ‌های B, C, D, E, F ساخت شرکت MR استفاده می‌شود).

(۲) نشتی در واشرها

(۳) هوای مشترک بین محفظه تپ‌چنجر و ترانسفورماتور در منبع انبساط مطابق شکل یک

گرچه چندان توجهی به نشتی گاز از هوای مشترک موجود در منبع انبساط نشده است؛ لیکن این مسئله بخصوص در اروپای شرقی بسیار اتفاق می‌افتد. بسته به اختلاف فشار، گازهای موجود در منبع انبساط تپ‌چنجر بصورت نامحلول درآمده و از طریق هوای مشترک در منبع انبساط به سمت روغن ترانسفورماتور رفته و در آنجا مجدد در روغن ترانسفورماتور حل می‌شود. این



شاید نیازی به جداسازی این دو روغن از هم نباشد. اما چه چیزی مانع از یکپارچه سازی منابع انبساط روغن ترانس و تپ چنجر می شود؟ درحالیکه می دانیم این عمل سرویس و نگهداری روغن را آسانتر کرده و صرفه جویی اقتصادی نیز دارد.

یکپارچگی روغن ترانسفورماتور و تپ چنجر و مسئله تبادل گاز

یکپارچگی روغن ترانس و تپ چنجر تنها در تپ چنجرهای تحت بار خلاء از نوع داخل مخزنی مدل VV, VM, VR منطقی است؛ لیکن در تپ چنجرهای خلاء مدل RMV-II معمولاً منبع انبساط تپ چنجر وجود ندارد چراکه افزایش حجم روغن بر اثر حرارت با کمک محفظه گاز زیر درپوش مخزن جبران می شود. این نوع از تپ چنجر کاملاً با روغن پر نشده لذا ارتباط بین روغن ترانسفورماتور و روغن تپ چنجر منطقی نیست.

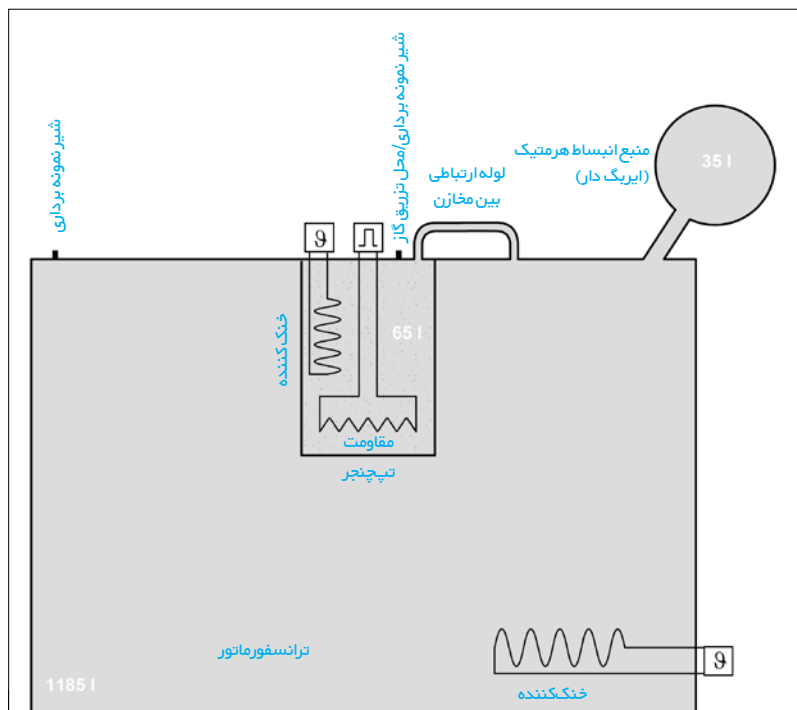
تپ چنجرهای خلاء داخل مخزنی باید کاملاً در روغن غوطه ور باشند تا اطمینان حاصل شود که مکانیزم گردنده و همچنین فواصل عایقی فاز به زمین از روغن پر شده اند. این نوع از تپ چنجر نیاز به یک منبع انبساط داشته تا افزایش حجم روغن ناشی از حرارت را جبران کند. اگر ارتباط مستقیمی بین روغن تپ چنجر و ترانسفورماتور وجود داشته باشد، می توان این منبع انبساط را حذف نمود. پیش از این کار لازم است نحوه تعامل بین این دو روغن را بررسی کنیم.

در صورتیکه خطائی در تپ چنجر بوجود آید، گازهای محلول در روغن تپ چنجر با گازهای محلول در روغن ترانس بسیار متفاوت بوده و ارتباط این دو روغن با هم می تواند آنالیز گاز کروماتوگرافی ترانسفورماتور را نیز تحت تاثیر قرار دهد.

به منظور بررسی این موضوع، آزمایشی بر روی یک ترانسفورماتور با دو مخزن مجزا انجام شد. مخزن کوچک به حجم ۶۵ لیتر مربوط به تپ چنجر بود که در داخل مخزن ترانس با حجم ۱۱۸۵ لیتر نصب شده بود. دو مخزن با یک لوله ارتباطی به هم متصل بوده و هر دو از روغن معدنی نوافقد گاز پر شدند. (شکل دو) به روغن تپ چنجر ppm ۱۵۰ گاز استیلین تزریق و مقاومت درون محفظه تپ چنجر با کمک ایمپالسهای جریانی کنترل شده توسط منبع تغذیه الکترونیکی AC گرم شد.

ایمپالسهای جریانی در حقیقت شبیه سازی از عملیات سوئیچینگ بوده و جهشهای حرارتی سریعی را ایجاد نمودند که معادل افزایش دمای مقاومتهای تپ چنجر در شرایط بارگیری نرمال ترانسفورماتور (جهش حرارتی ۱۶۰ درجه) و شرایط اضافه بار ۱/۵ برابر نامی (جهش حرارتی ۲۵۰ درجه) بودند. در مجموع ۳۰۰ هزار ایمپالس جریانی اعمال شد. با کمک خنک کننده های تعبیه شده، حداکثر دمای روغن در هر دو مخزن حداکثر ۵۰ درجه سانتیگراد تنظیم شد تا اثر تولید خود به خودی گاز توسط روغن خنثی شود.

انرژی گرمائی ایجاد شده توسط مقاومت حرارتی، روغن محفظه تپ چنجر را گرم و حجم آنرا افزایش داد. با هر ایمپالس، حجم روغن تپ چنجر تقریباً یک میلی لیتر افزایش یافت. جهش حرارتی ۲۵ درجه (اختلاف بین حداکثر دمای روغن ۵۰ درجه سانتیگراد و دمای محیط ۲۵ درجه سانتیگراد) موجب افزایش حجم روغن به حدود ۱/۲ لیتر شد. این افزایش حجم از طریق لوله ارتباطی به داخل



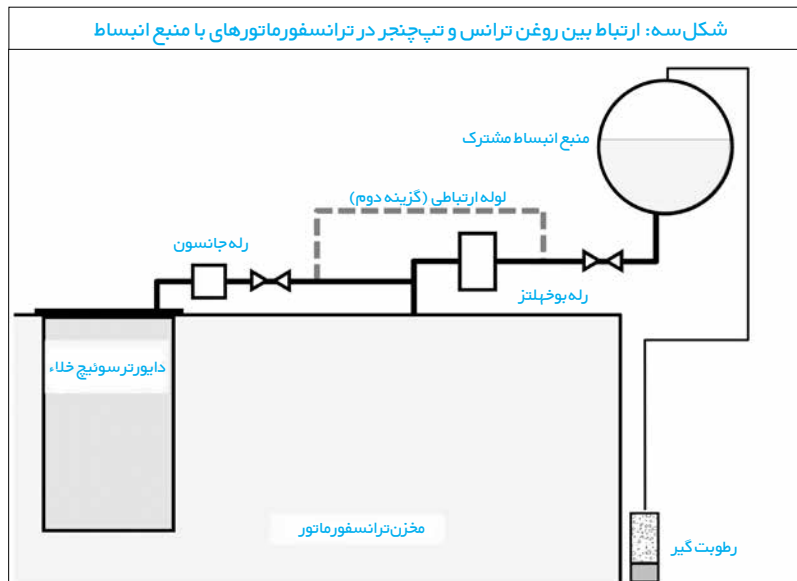
شکل دو: آزمایش انجام شده برای شناسایی میزان تبادل گاز در مخازن مرتبط

روغن ترانسفورماتور قابل چشم پوشی است. در این تپ چنجرهای خلاء، روغن تنها به دلیل اثر حرارتی مقاومتی گذرا پیر می شود. این اثر حرارتی را می توان تقریباً معادل اثر حرارتی سیم پیچ ترانسفورماتور بر روغن دانست.

تنشهای وارده بر روغن تپ چنجر خلاء و روغن ترانسفورماتور بسیار مشابه بوده و تقریباً مواد و گازهای مشابهی در روغن بوجود می آورند. از این رو می توان برای انجام آزمون نشتی محفظه تپ چنجر که در بالا بدان اشاره شد، در تپ چنجر خلاء استثناء قائل شد.

بطور خلاصه: شرایط روغن تپ چنجر خلاء و ترانسفورماتور بسیار مشابه بوده و

شکل سه: ارتباط بین روغن ترانس و تپ چنجر در ترانسفورماتورهای با منبع انبساط



خلاء نشان دهنده خطا در تپ چنجر است. بعنوان نتیجه گیری باید گفت در صورت تیکه لوله ارتباطی بین محفظه تپ چنجر و مخزن ترانسفورماتور کوچک باشد، نتایج گاز کروماتوگرافی ترانسفورماتور دستخوش تغییر نخواهد شد. تحقیقات مشابه نیز این موضوع را تایید نموده اند. [۴] و [۵]

عملیاتی کردن ارتباط مخزن ترانسفورماتور و محفظه روغن تپ چنجر

در عمل برای ارتباط روغن تپ چنجر و ترانسفورماتورهای با منبع انبساط و هرمتیک راهکارهای متفاوتی استفاده می شود. در شکل سه این راهکار برای ترانسفورماتورهای بامنبع انبساط نشان داده شده است. لوله محفظه تپ چنجر که معمولاً به منبع انبساط تپ چنجر متصل می شد در این طرح به لوله ارتباطی بین مخزن ترانسفورماتور و منبع انبساط وصل شده است.

بدین شکل می توان منبع انبساط اختصاصی تپ چنجر و بالطبع نشانگر سطح و رطوبت گیر آنرا حذف نمود. لازم به ذکر است که در این طرح در صورت تولید گازهای حامل خطا، نمی توان با دقت مناسب خطا در ترانسفورماتور یا تپ چنجر را از یکدیگر تفکیک نمود. برای رفع این مشکل می توان با استفاده از یک لوله دیگر، محفظه تپ چنجر را به لوله اتصال مخزن ترانس به منبع انبساط (قبل از رله بوخهلنز) وصل کرد. (شکل سه) با اینکار تبادل گاز بین دو روغن به حداقل می رسد.

روش ایزوله سازی ترانسفورماتورهای ایریگ دار اغلب برای سازنده تپ چنجر ناشناخته است به همین دلیل کارکرد مناسب رله جانسون، در طرح منبع انبساط مشترک، توسط سازنده تپ چنجر گارانتی نمی شود. تجهیز حفاظتی که صرف نظر از هر نوع روش ایزوله سازی مورد استفاده در ترانسفورماتور و ابعاد و موقعیت لوله های ارتباطی می تواند مورد استفاده قرار گیرد، رله فشار شکن است (شکل چهار). این رله، در شرایط از پیش تعیین شده همواره عمل کرده و در نتیجه حفاظت بسیار مناسبی را برای تپ چنجر فراهم می آورد.

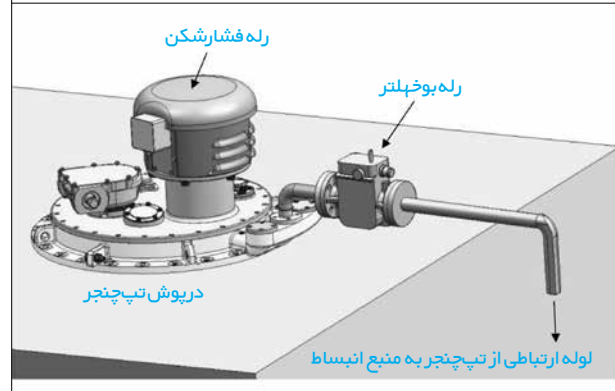
شرایط عملکرد رله فشار شکن با رله جانسون متفاوت است. خطاهای کوچک با تولید حبابهای گاز فشار داخل تپ چنجر را بسیار آرام افزایش داده و در نتیجه قابل شناسایی با رله فشار شکن نخواهد بود. لذا برای شناسایی این خطاهای احتمالی، لازم است از رله بوخهلنز در مسیر تپ چنجر به منبع انبساط استفاده شود. این رله در صورت تجمع گاز صرفاً اعلام آلام کرده و نیازی نیست ترانسفورماتور در این شرایط از مدار خارج شود. همچنین می توان از شناور حساس به جریان روغن نیز در این رله استفاده کرده و آنرا بعنوان حفاظت کمکی به فشار شکن در نظر گرفت.

در صورت تیکه حفاظت تپ چنجرهای بسته در ترکیب با سیستم لوله کشی شکل سه اعمال شود، می توان به راهکاری مطابق شکل پنج رسید. در صورت تیکه الزامی به استفاده از آلامر گاز برای تپ چنجر نباشد، می توان مطابق شکل شش، تنها به رله بوخهلنز ترانسفورماتور بسنده کرد که در اینصورت منشاء تولید گازهای آزاد (ترانس یا تپ چنجر) دیگر قابل شناسایی نیست. در هر صورت حفاظت مناسب تپ چنجر برای ترانسفورماتورهای ایریگ دار کاملاً رعایت می شود. هردو این طرحها در عمل ساخته شده و در حال بهره برداری هستند.

حداقل لوله گذاری

شکل شش نشان دهنده طراحی بهینه است که مسائل حفاظتی را برای تپ چنجرهای بسته کاملاً رعایت می کند. سالها بهره برداری از تپ چنجرهای خلاء نشان می دهد که این نوع از تپ چنجر در شرایط کاری نرمال، گاز آزاد تولید نمی کند. برخی از بهره برداران شجاع از گزینه آلامر گاز استفاده نمی کنند چراکه این گزینه الزامی نبوده و

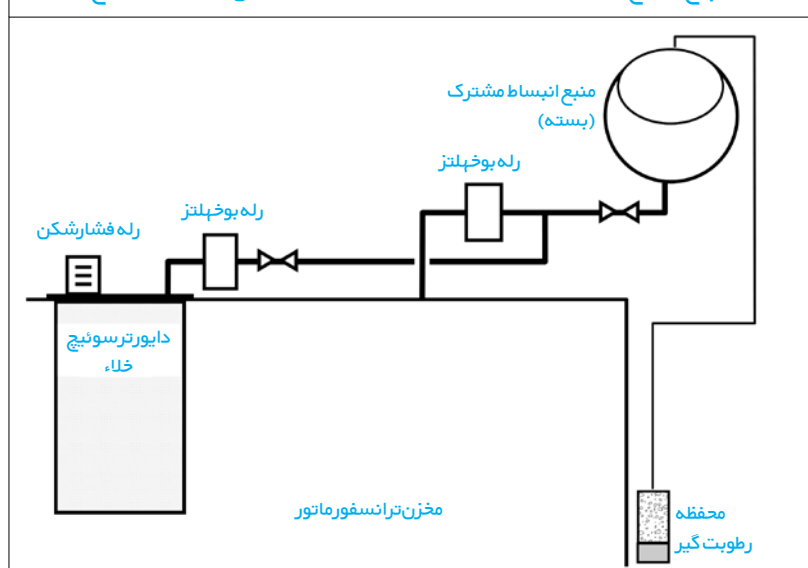
شکل چهار: حفاظت تپ چنجر تحت بار



ترانسفورماتور رفته و سپس در زمان سرد شدن روغن به داخل محفظه تپ چنجر بازگشت. در مجموع ۱۷ سیکل گرمایش/سرمایش در مدت یک ماه اعمال شد که موجب نوسان ۱/۲ لیتر روغن و جابجایی حدود ۲۰ لیتر روغن شد. در حین آزمایش مرتباً از روغن هردو مخزن نمونه برداری شده و نمونه مورد آزمون گاز کروماتوگرافی قرار گرفت. پس از اتمام آزمون، روغن تپ چنجر رشد اندکی (بین ۱ ppm تا ۷ ppm) در گازهای متان، اتیلن، پروپن و پروپان داشته لیکن در روغن ترانسفورماتور رشد این گازها کمتر از ۱ ppm بود. هیچ استیلینی در روغن ترانسفورماتور شناسایی نشد. می توان اینگونه فرض کرد که روغن جابجا شده کاملاً در هرسیکل با روغن ترانس تبادل نکرده و در حقیقت بدلیل استفاده از یک لوله ارتباطی با قطر کوچک، روغن ترانس و تپ چنجر با هم مخلوط نشدند. در یک ترانسفورماتور مورد استفاده در شبکه برق، افزایش حجم روغن تپ چنجر بدلیل اثر مقاومتی و همچنین تفاوت درجه حرارت روزانه ترانسفورماتور، بسیار کم است. از اینرو نفوذ گازهای محلول در روغن از تپ چنجر به ترانس را می توان نادیده گرفت.

در تئوری و در شرایط ارتباط کامل روغن تپ چنجر و ترانسفورماتور مقدار ۱۵۰ ppm گاز استیلین می تواند موجب آلوده کردن روغن ترانس به ۸ ppm از این گاز شود. $(\frac{۶۵}{۱۱۸۵} \times ۱۵۰)$ در شرایط واقعی، نسبت حجم روغنهای بسیار بیشتر از مقدار تست شده است (نسبت یک به صد) بعلاوه مقدار ۱۵۰ ppm گاز استیلین در یک تپ چنجر خلاء در شرایط کار نرمال بوجود نمی آید. این مقدار گاز استیلین در یک تپ چنجر

شکل پنج: منبع انبساط مشترک روغن در ترانسفورماتورهای ایریگ دار (طرح اصلی)



اختیاری است. کوتاهترین ارتباط بین دو روغن موجود در مخزن ترانس و محفظه تپ‌چنجر، متصل کردن فلنجهای E2 و Q (مطابق شکل هفت) است. E2 به مخزن ترانسفورماتور باز شده و Q به محفظه تپ‌چنجر منتهی می‌شود. این ارتباط را می‌توان با کمک یک صفحه فلزی (که به بست استخوانی معروف است) برقرار کرد. هر دو فلنج با یک صفحه کورکننده پوشیده می‌شوند. ارتباط بین دو فلنج را می‌توان با یک پیچ و دو واشر مطابق شکل هشت باز و بسته کرد. در شرایط بهره‌برداری از ترانسفورماتور این پیچ می‌بایست باز باشد تا روغن منبسط شده بر اثر حرارت به داخل مخزن ترانسفورماتور سرریز شود. صفحه ارتباطی را می‌توان به یک صورت برای ترانسفورماتورهای با یا بدون ایربگ بکاربرد. لازم به ذکر است که در صورت باز بودن پیچ ارتباطی، فشار روغن داخل محفظه تپ‌چنجر و مخزن ترانس یکسان بوده که این فشار خود تابعی از ارتفاع منبع انبساط (در ترانسفورماتورهای فاقد ایربگ) یا فشار تنظیم شده (ترانسفورماتورهای دارای ایربگ) می‌باشد.

نفوذ گازهای محلول در روغن بین دو محفظه روغن به دلیل قطر کم لوله رابط، بسیار کم بوده و قابل چشم‌پوشی است.

از آنجاکه هیچ لوله خروجی از تپ‌چنجر به منبع انبساط (یا مخزن ترانسفورماتور) وجود ندارد، استفاده از رله جانسون (که حفاظت استاندارد برای ترانسفورماتورهای با منبع انبساط و فاقد ایربگ است) ضرورتی ندارد. بعنوان جایگزین لازم است از رله فشارشکن استفاده شود. در صورت وقوع خطای تخلیه الکتریکی یا نقص در مکانیزم عملکرد تپ‌چنجر، رله فشارشکن فرمان خروج ترانسفورماتور از مدار را صادر می‌کند. استفاده از این رله ضروری است. چراکه در صورت افزایش فشار داخل محفظه تپ‌چنجر، مسیر باریک بین مخزن ترانسفورماتور و محفظه تپ‌چنجر قادر به کاهش سریع فشار نیست.

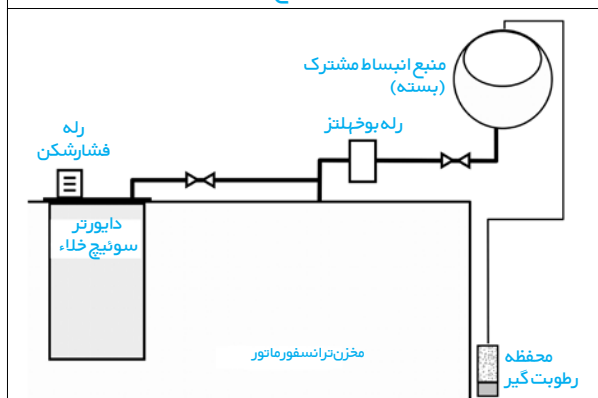
نتیجه‌گیری

ارتباط مستقیم بین روغن ترانسفورماتور و تپ‌چنجر مزایای فنی و اقتصادی زیادی مانند کاهش لوله گذاری، حذف منبع انبساط تپ‌چنجر و ... دارد. بسته به نوع تنفس ترانسفورماتور (ایربگ، هرمتیک و له‌ای یا گازی) راه‌حلهای متفاوتی برای این مسئله وجود دارد. آسانترین و ارزانترین روش استفاده از «بست استخوانی» است. لازم به ذکر است کلیه راهکارهای ارائه شده برای ارتباط دادن روغن ترانسفورماتور و تپ‌چنجر منحصراً به تپ‌چنجرهای خلاء محدود می‌شود. مستقل از اینکه چه نوع ارتباطی بین مخزن روغن تپ‌چنجر و ترانسفورماتور طراحی شده باشد، لازم است محفظه روغن تپ‌چنجر، مقاوم در برابر فشار و خروج گاز طراحی شود.

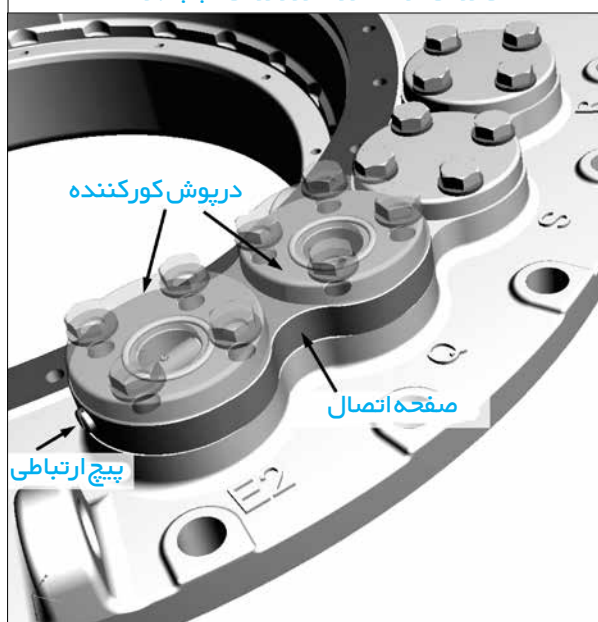
منابع و مأخذ:

- [1] IEC 60214-1, Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods
- [2] IEEE C57.131, IEEE Standard Requirements for Tap Changers
- [3] IEC60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis
- [4] T. Stiri, J. Harthun, ALSTOM, R. Frotscher, MR, Offshore Use – A Challenge for the Transformer, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Germany, 2012
- [5] R. Frotscher, MR, J. Findeisen, SIEMENS AG: Gemeinsamer Ölhaushalt von Transformator und Stufenschalter, ETG-Fachtagung VDE-Hochspannungstechnik, Berlin, 2016

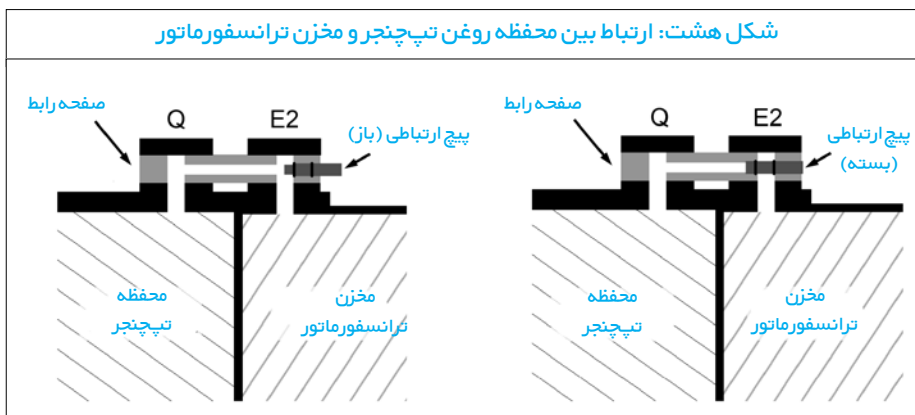
شکل شش: منبع انبساط مشترک روغن در ترانسفورماتورهای ایربگ دار (طرح بهینه)



شکل هفت: صفحه ارتباطی بر روی دریوش کورکننده برای ارتباط بین روغن ترانسفورماتور و روغن تپ‌چنجر خلاء



شکل هشت: ارتباط بین محفظه روغن تپ‌چنجر و مخزن ترانسفورماتور



نیاز به تحولی نوین در نگرش بیمه واقداً به بیمه تخصصی ترانسفورماتور



احمد عاطفی بویا

کلینیک فوق تخصصی
ترانسفورماتور پارس



روح الله دادبود

کلینیک فوق تخصصی
ترانسفورماتور پارس



بهره‌برداران ترانسفورماتورها نیاز به یک مرکز یا سازمان حمایتی قوی دارند تا بتوانند آنها را حمایت کرده و در صورت رخداد حادثه، حداقل بخشی از مشکلات آنها را رفع نمایند. همانطور که در بسیاری از کشورهای پیشرفته دنیا، شرکت‌های بیمه در کنار صنایع حضور فعالانه داشته و در صورت وقوع حادثه، از آنها حمایت می‌کند بنابراین بنظر می‌رسد در کشور ما نیز بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتورها نیز می‌باید با شرکت‌های بیمه به تفاهمات و تعاملات در این زمینه برسند و شرکت‌های بیمه نیز در این زمینه می‌باید با کمک افراد، شرکتها و موسسات مجرب، در راستای رسیدن به چنین هدفی گام بردارد. در این نوشتار نیز تلاش شده است با بررسی مشکلات و موانع پیش روی صنعت و بیمه، گام اولیه جهت رسیدن به هدفی همچون بیمه تخصصی ترانسفورماتور برداشته شود.

تاریخچه بیمه‌های مهندسی

در اواسط قرن نوزدهم میلادی استفاده از دیگ‌های بخار در بخش صنعت آغاز شد و اگر چه تحول بزرگی بود، با این همه دیگ‌های بخار موجب بروز انفجارهایی می‌شد که صدمات و خسارت‌های جانی و مالی شدیدی به اشخاص وارد می‌آورد تا آنجاییکه تعدادی از استفاده‌کنندگان را به چاره‌اندیشی واداشت. آنان در سال ۱۸۵۴ میلادی در شهر منچستر انگلستان گرد هم آمدند که گردهمایی مذکور منجر به تاسیس سازمان استفاده‌کنندگان از دیگ‌های بخار منچستر شد. مهم‌ترین وظیفه این سازمان بررسی علل انفجار دیگ‌های بخار و ارائه روشهای پیشگیری از انفجار آنها برای کاهش تبعات اقتصادی آن بود. در ضمن، قرار شد که سازمان مذکور با دریافت حق عضویت سالیانه از اعضاء اقدام به استخدام کارشناسان متخصص کند تا به طور منظم از دیگ‌های بخار مورد استفاده اعضاء بازدید شود و نظریات مشورتی به آنان ارائه شود، همچنین راهنمایی‌های لازم در مورد انتخاب دیگ‌های بخار مناسب با حرفه هر یک از اعضاء را به آنان ارائه کنند.

در سال ۱۸۵۶ در شهر بازل سوئیس برای اولین بار فعالیت بازرسی ماشین‌های بخار را آغاز کردند، با گذشت زمان به تدریج، به تعداد اعضای سازمان مذکور افزوده شد. در همین حال نیز نیاز به داشتن پوشش بیمه‌ای در بین آنان قوت گرفت، لذا در سال

مقدمه

ترانسفورماتورهای قدرت یکی از گرانبه‌ترین تجهیزات صنعت برق بوده که جهت تداوم برق‌رسانی سیستم‌های الکتریکی ضروری می‌باشند. ترانسفورماتورها دارای عمر محدودی می‌باشند و در صورت کیفیت ساخت مناسب، بهره‌برداری اصولی، عدم وجود استرس‌های غیر معمول، انجام سرویس و نگهداری مطابق با استانداردهای بین‌المللی و رعایت مواردی از این قبیل می‌توانند طول عمر پیش‌بینی شده خود را سپری نمایند و در صورت عدم وجود شرایط مذکور، زودتر از زمان پیش‌بینی شده به انتهای عمر خود نزدیک شده و دچار آسیب دیدگی می‌شوند که این آسیب دیدگی می‌تواند باعث بروز مشکلات مختلفی شود. بطور کل در صورت آسیب دیدن ترانسفورماتور، علاوه بر هزینه بجا مانده از خسارت خود ترانسفورماتور، احتمال بروز بی‌برقی وجود دارد. در صورت بروز چنین مشکلی، مراکز مختلف می‌توانند دچار آسیب‌دیدگی شوند که در این میان ممکن است مراکز صنعتی متحمل خسارات جبران‌ناپذیری شوند. بطور کلی در صورت وقوع حادثه بر روی ترانسفورماتور معمولاً سه راهکار پیش روی مالکین و بهره‌برداران ترانسفورماتور می‌باشد:

- جایگزینی ترانسفورماتور معیوب با یک ترانسفورماتور نو
- انتقال ترانسفورماتور به کارخانه یا کارگاه‌های تعمیراتی جهت تعمیر
- تعمیر ترانسفورماتور در محل سایت.

قیمت بالای ترانسفورماتورها، زمان‌بر بودن سفارش یک ترانسفورماتور نو، ابعاد و اندازه ترانسفورماتور و وزن بالای آنها جهت حمل و نقل، هزینه بالای انتقال و تعمیرات و از همه مهم‌تر محدودیت‌های زمانی جهت رفع مشکلات پیش رو، همه و همه چالش‌هایی است که بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتورها در صورت آسیب ترانسفورماتورها با آن رو برو هستند. از طرف دیگر در کشور ما، نگاهی آماری به ظرفیت عملی تولید نیروگاه‌های کشور نشان می‌دهد که تقریباً اندکی بیش از ۴۰ درصد ناوگان تولید انرژی کشور عمری حداقل ۲۰ سال دارند. این موضوع را با تقریب قابل قبولی می‌توان به وضعیت سنی ترانسفورماتورهای قدرت موجود در شبکه برق کشور نیز تعمیم داد. از این‌رو، آنچه مسلم است با توجه به مشکلات فوق و همچنین با پیر شدن بخش قابل توجهی از ترانسفورماتورها در سال‌های پیش رو، مالکین و

- بیمه تعطیلی کارگاه و کارخانه
- بیمه شکست ماشین آلات

نگاهی اجمالی به ترانسفورماتور از دیدگاه سرمایه ملی

باتوجه به آمار ارائه شده، بخشی از ترانسفورماتورهای موجود در شبکه برق کشور در جدول شماره یک آمده است که با توجه به تعداد زیاد و همچنین تعداد بالای ترانسفورماتورها، مشخص است که سرمایه بالایی از ترانسفورماتورها در شبکه برق کشور وجود دارد. می توان با تقریبی مناسب حدود ۴۰ درصد از ترانسفورماتورهای ناوگان سراسری را در یک سوم پایانی دوره عمر خود در نظر گرفت، بنابراین آشکار است که در سالهای نه چندان دور، مالکین و بهره برداران ترانسفورماتورها می بایست خود را آماده جایگزینی این ترانسفورماتورها نمایند این هزینه تقریبی پیش بینی شده برای آنها حدود ۱۰،۱۲،۲۵۹،۲۰۰ یورو می باشد.

در جدول شماره دو نیز آمار مربوط به ترانسفورماتورهای توزیع در شبکه برق کشور تا پایان سال ۱۳۹۲ آورده شده است که با توجه به متوسط درصد رشد سالانه ۶ درصدی ترانسفورماتورهای توزیع در شبکه، می توان ارزش تقریبی ترانسفورماتورها تا پایان سال ۱۳۹۵ را ۲،۴۹۹،۰۸۸،۵۹۶ یورو تخمین زد. بنابراین در بخش توزیع هم در صورت لحاظ نمودن تقریب ۴۰ درصدی از ترانسفورماتورهایی که دارای عمری بالاتر از ۲۰ سال دارند، می توان گفت صاحبان ترانسفورماتورها در این بخش نیز می بایست آمادگی جایگزینی ترانسفورماتورهای مسن خود، به مبلغ ۹۹۹،۶۳۵،۴۳۸ یورو را داشته باشند. شایان ذکر است آمار دقیقی از ترانسفورماتورهای توزیع بخش های خصوصی، صنایع کوچک و بزرگ و... وجود ندارد که بطور یقین تعداد، ظرفیت و در نهایت ارزش سرمایه آنها می تواند قابل تامل باشد.

ارزش سرمایه موجود، مطمئناً مالکین سرمایه را جهت انجام اقداماتی به منظور حفظ سرمایه مورد نظر تشویق خواهد کرد و همچنین می تواند به عنوان یک بازار مناسب جهت فعالیت برای شرکت های بیمه تعریف شود تا با توجه به آن خدمات بیمه ای و تخصصی در این زمینه ارائه دهند.

مشکلات و ضعف های پیش روی بهره برداران و همچنین شرکت های بیمه برای خدمات تخصصی در زمینه ترانسفورماتور:

بررسی های انجام شده درباره بیمه ترانسفورماتور در کشور و برگزاری جلسات مختلف در شرکت های بیمه و همچنین جلسات و گفتگو با بهره برداران و مالکین



شکل یک- آتش سوزی ترانسفورماتور قدرت

۱۸۵۸ آن دسته از اعضا که موافق بیمه بودند، اقدام به تاسیس شرکتی به نام شرکت بیمه دیگ بخار کردند که می توان از آن به عنوان اولین شرکت در زمینه بیمه های مهندسی نام برد. در سال ۱۸۵۹ مرکزیت بازرسی و بیمه برای پوشش بیمه انفجار دیگ های بخار ایجاد شد. در سال ۱۸۵۶ هلند همین گونه اقدامات را انجام داد. تاسیس شرکت مذکور زمینه را برای تاسیس شرکت های مشابه به وجود آورد و به تدریج برخی دیگر از انواع اولیه بیمه مهندسی نیز متداول شد.

معرفی برخی بیمه های مرتبط با صنعت

در حال حاضر بیمه های مختلفی در کشور از قبیل: بیمه اشخاص، بیمه اموال، بیمه مسئولیت و... مورد استفاده قرار می گیرند، برخی از این بیمه ها با محصول بیمه مهندسی ارتباطی ندارند، برخی نیز به صورت غیرمستقیم می توانند بیمه های مهندسی را پوشش دهند و برخی نیز بصورت مستقیم با بیمه های مهندسی و صنعت در ارتباط می باشند. لذا با توجه به شرایط فوق از شرح جزئیات آن در این نوشتار خودداری کرده و تنها به معرفی عناوین مواردی که می تواند با بیمه ترانسفورماتور مرتبط باشد، پرداخته می شود. بیمه هایی می تواند با بیمه مهندسی در ارتباط باشد عبارت است از:

- بیمه آتش سوزی
- بیمه تمام خطر نصب
- بیمه تمام خطر مقلعه کاران

جدول شماره یک- تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورهای قدرت در کشور- پایان سال ۱۳۹۴

ولتاژ اولیه (KV)		ترانسفورماتورهای نیروگاهی												تعداد دستگاه		ظرفیت (MVA)																																					
ولتاژ ثانویه (KV)		۱۳۲			۲۳۰			۴۰۰						۵۰۳		۸۳۶۱۶																																					
		>۱۰	۱۰	۱۱	۲۰	۳۳	>۱۱	۱۱	۲۰	۳۳	۶۳-۶۶	>۱۱	۲۰-۲۵	۳۳	۶۳-۶۶	۱۳۲	۱۱-۳۳	۶۳-۶۶	۱۳۲	۲۳۰	۳۳۰	۱۱۰۰	۳۹۱۶۵	۸۳۶۱۶	جمع	ظرفیت (MVA)																											
		۱۲۹	۵۳	۴	۲۲۷۷	۴	۳۶	۷۸	۵۹۳	۲۶۱	۲۹	۵	۴۵	۶۷	۴۰۱	۱۲۳	۹	۳۸	۵۴	۱۲۳	۳۹۱۶۵	۱۱۴۰۰	۷۳۵۰	۱۳۵۸	۱۵۹۷۵	۵۲۴۸۳	۴۴۶۵	۳۳۴۹	۲۶۰	۱۵۱۰	۸۳۸۴	۱۷۰۱۳	۲۰۱۴	۹۰۸	۹۸	۶۲۸۹۷	۹۰	۱۵۴۷	۲۴۴۹	جمع	ظرفیت (MVA)												
		۲۴۴۷				۹۹۷				۶۴۱				۲۳۴				۵۰۳		۸۳۶۱۶																																	
		۶۷۰۸۱				۲۹۸۲۹				۷۶۵۳۲				۵۹۲۷۳				۸۳۶۱۶																																			
		۴۸۲۲																																																			
		۳۱۶۳۳۱																																																			
		۲،۵۳۰،۶۴۸،۰۰۰																																																			

جدول شماره دو- ظرفیت و تعداد ترانسفورماتورهای توزیع در کشور- پایان سال ۱۳۹۲

توان نامی ترانسفورماتورها (KVA)	تعداد	ظرفیت نامی نصب شده (KVA)	قیمت تقریبی (€)
۱۰	۳۰۲	۳۰۲۰	۱۴۹,۷۹۲
۱۵	۲۹۸۱	۴۴۷۱۵	۲,۲۱۷,۸۶۴
۲۵	۶۲۶۸۰	۱۵۶۷۰۰۰	۷۸,۷۹۷,۷۱۴
۵۰	۱۲۴۳۱۹	۶۲۱۵۹۵۰	۲۲۶,۷۵۷,۸۵۶
۶۳	۱۰۳۳	۶۵۰۷۹	۲,۰۸۲,۵۲۸
۷۵	۱۹۷۹	۱۴۸۴۲۵	۴,۳۴۷,۰۱۵
۱۰۰	۱۲۲۱۰۸	۱۲۲۱۰۸۰۰	۳۲۹,۳۴۲,۷۲۰
۱۶۰	۱۴۶۱۶	۲۳۳۸۵۶۰	۵۲,۱۱۶,۴۸۰
۲۰۰	۷۴۴۰۳	۱۴۸۸۰۶۰۰	۲۹۵,۰۶۱,۰۴۰
۲۵۰	۳۳۴۷۸	۸۳۶۹۵۰۰	۱۵۴,۸۷۸,۷۹۳
۳۱۵	۵۳۷۲۰	۱۶۹۲۱۸۰۰	۲۹۲,۶۹۱,۱۱۸
۳۵۰	۱۴۸۶	۵۲۰۱۰۰	۸,۷۳۷,۶۸۰
۴۰۰	۱۸۷۳۲	۷۴۹۲۸۰۰	۱۲۵,۸۳۶,۲۲۴
۵۰۰	۱۲۱۹۲	۶۰۹۶۰۰۰	۹۵,۷۰۲,۳۲۳
۶۳۰	۹۱۳۰	۵۷۵۱۹۰۰	۸۴,۷۲۶,۴۰۰
۸۰۰	۷۳۶۸	۵۸۹۴۴۰۰	۷۷,۲۵۸,۷۴۳
۱۰۰۰	۳۴۸۰	۳۴۸۰۰۰۰	۴۳,۴۹۴,۰۳۴
۱۲۵۰	۲۰۴۵	۲۵۵۶۲۵۰	۲۸,۶۶۹,۲۶۴
۱۶۰۰	۳۵۸	۵۷۲۸۰۰	۶,۴۰۸,۳۲۳
۲۰۰۰	۹۹۳۸	۱۹۸۷۶۰۰۰	۲۰۸,۵۹۵,۷۸۱
مجموع	۵۵۶,۳۴۸	۱۱۵,۰۰۵,۶۹۹	۲,۱۱۷,۸۷۱,۶۹۲

۶- پیشنهادات

بررسی‌های انجام شده حاکی از آن است که شرکت‌های بیمه بر این باورند که خدمات جامع و کاملی را جهت ارائه دارند ولی پس از شرح موضوع مشخص می‌شود که خدمات بیمه‌ای در این زمینه دچار نقصان بوده و نحوه پوشش‌دهی آنها بصورت سنتی می‌باشد و بهره‌برداران نمی‌توانند بصورت تخصصی از آنها استفاده نمایند. از سوی دیگر ضرورت استفاده از این خدمات برای بهره‌برداران نیز بر کسی پوشیده نیست و بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتورها نیاز مبرم جهت استفاده از چنین خدماتی را دارند.

بر همین اساس آنچه مشخص است، مشکلات و ضعف‌هایی پیش روی هر دوی آنها وجود دارد که رفع چنین مشکلاتی نیاز به حضور یک مجموعه دیگری دارد که از نظر: دانش فنی، نیروی مجرب، آشنایی با مشکلات صنعت ترانسفورماتور، ارتباطات با سازندگان، تعمیرکاران، شرکت‌های داخلی و خارجی و... در سطح بالایی بوده و همچنین مورد قبول هر دو طرف یعنی مالکین ترانسفورماتور و شرکت‌های بیمه باشد تا بتواند منافع هر دو طرف را تامین نموده و مشکلات پیشرو را از میان بردارد. در سایر کشورهای پیشرفته دنیا، جهت ارائه خدمات بیمه تخصصی در زمینه ترانسفورماتور علاوه بر مالکین ترانسفورماتور و شرکت‌های بیمه، شرکتی متخصص در این زمینه وجود داشته که از نظر فنی توانایی حل مشکلات فوق را دارد و مورد تایید هر دو طرف بوده و به عنوان ضلع سوم مثلث ایفای نقش کرده و مثلی که ضلع اول: مالکین ترانسفورماتور، ضلع دوم: شرکت بیمه و در نهایت ضلع سوم آن: شرکتی متخصص در زمینه ترانسفورماتور و مورد تایید و پذیرش دو ضلع دیگر را تکمیل می‌نماید.

نتیجه‌گیری

ترانسفورماتورها که در هر شبکه برقی، نقش مهمی ایفا می‌نمایند و از اجزاء کلیدی و گران قیمت آن شبکه محسوب می‌شوند، دارای عمر محدودی بوده و نیاز به سرویس و نگهداری، کنترل و پایش دائمی دارند و آنچه واضح و مبرهن است که، این تجهیزات دچار آسیب و حادثه خواهند شد و در چنین شرایطی می‌بایست، صاحبان آنها با خیالی آسوده با تکیه بر شرکت‌های بیمه به عنوان شرکت حمایت کننده، توان خود را جهت رفع مشکلات فنی نمایند. از طرف دیگر شرکت‌های بیمه نیاز به تغییر در نگرش خود نسبت به صنعت ترانسفورماتور دارند که می‌توانند با تدوین دستورالعمل‌های اجرایی، بهره‌گیری از کارشناسان خبره و استفاده از علم روز دنیا در زمینه مدیریت عمر و ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور به این امر دست یابند. این موضوع می‌تواند علاوه بر اطمینان خاطر بهره‌برداران در هنگام حمل و نقل ترانسفورماتورها، مراحل نصب و راه‌اندازی آنها بواسطه وجود بیمه، در هنگام بهره‌برداری از ترانسفورماتورها نیز، اطمینان خاطر برای بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتور داده شود تا آنها را تشویق نماید جهت جبران خسارات مالی و جانی و همچنین افزایش ضریب اطمینان شبکه، از خدمات بیمه تخصصی ارائه شده در زمینه ترانسفورماتور بهره‌گیری نمایند.

منابع و مأخذ:

- [۱] کتاب بیمه و برق - پوریا احمد نجم آبادی
- [۲] ضرورت انجام تست های فشار قوی پس از انجام تعمیرات - حرمت الله فیروزی - فصلنامه ترانسفورماتور
- [۳] آمار تفصیلی صنعت برق ایران - ویژه مدیریت راهبردی ۹۵

[4] <http://amar.tavanir.org.ir/>

[5] <http://www.centinsur.ir>

[6] <http://iraninsurance.ir/home>

[7] <http://www.bimehasia.com/>

[8] <http://www.alborzinsurance.ir/>

ترانسفورماتورها، برخی از ضعف‌ها و مشکلات پیش روی بیمه تخصصی در زمینه ترانسفورماتور را مشخص کرده که در ادامه به بعضی از آنها اشاره شده است.

■ آنطور که مشخص است در مورد برخی از بیمه‌های موجود در ایران، شرکت‌های بیمه در صورت آسیب جدی بر روی تجهیزات اقدام به جبران خسارات وارد شده می‌نمایند.

■ در بسیاری موارد بیمه‌گذاران بدون اطلاع کامل از کلیه بندها و شرایط خاص بیمه‌نامه، امید به پرداخت خسارات وارده توسط شرکت بیمه را دارند که متأسفانه در برخی از موارد بعد از بروز حادثه مشخص می‌شود بیمه‌نامه شرایط مدنظر بیمه گذار را پوشش نمی‌دهد و در نهایت باعث می‌شود بیمه گذار علیرغم پرداخت حق بیمه سالیانه متحمل خسارات بالایی شود.

■ در برخی موارد متقاضیان تمایل به استفاده از خدمات بیمه‌ای شرکت‌های بیمه را دارند ولی شرکت‌های بیمه به دلیل فرسودگی تجهیزات یا عدم شناخت کافی و همچنین عدم استفاده از علم روز دنیا در مورد ارزیابی وضعیت و تعیین قیمت و وضعیت ترانسفورماتور با مشکل روبرو بوده و از قبول ریسک تجهیز مورد نظر امتناع می‌نمایند. با توجه به تنوع ترانسفورماتورهای موجود در شبکه برق و صنایع مختلف کشور از نظر کشورهای سازنده، شرکت‌های سازنده، توان، سطح ولتاژ، سال ساخت و همچنین عواملی همچون محل نصب، نحوه بهره‌برداری، برنامه تعمیرات و نگهداری و سایر عوامل بسیار مهم در طول عمر ترانسفورماتور، مشخص نمودن وضعیت ترانسفورماتور و تعیین قیمت روز تجهیز امری دشوار بوده و نیازمند کار کارشناسی و بررسی دقیق تجهیز مورد نظر می‌باشد تا پس از انجام آن مراحل، شرکت بیمه بتواند قبول ریسک نموده و متقاضی بتواند از خدمات بیمه‌ای استفاده بهینه نماید.

■ عدم وجود سیاست‌های تشویقی، عدم تدوین دستورالعمل‌های اجرایی شرکت‌های بیمه جهت استفاده از خدمات بیمه جهت کاهش ریسک آسیب دیدگی و جبران خسارات وارده در صورت وقوع حادثه و در نهایت عدم جبران کلیه خسارات خارج از مدار بودن ترانسفورماتورها، باعث شده است که بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتور تشویق به استفاده از خدمات بیمه‌ای نگردند.

■ با توجه به این واقعیت که بسیاری از صنایع بزرگ کشور مانند پست‌ها، نیروگاه‌ها، پالایشگاه‌ها، صنایع پتروشیمی، فولاد، سیمان و... عمری بیش از ۲۰ سال دارند، ترانسفورماتورهای مورد بهره‌برداری در این صنایع نیز دهه آخر عمر خود را می‌گذرانند. لذا مسئله جایگزینی یا ادامه بهره‌برداری از این ترانسفورماتورها و همچنین تعیین قابلیت اطمینان تجهیزات، از مسائل مهمی است که بهره‌برداران از ترانسفورماتور با آن روبرو هستند.

بالا بودن هزینه خرید ترانسفورماتور جدید، زمان طولانی ساخت و حمل و نقل، هزینه زیاد تعمیر و همچنین احتمال بروز خاموشی یا قطع تغذیه خط تولید کارخانجات و صنایع بر اثر ایجاد حادثه به روی ترانسفورماتور از جمله مسائلی است که نیاز بهره‌برداران به یک حمایت کننده قوی جهت اطمینان از جبران خسارات وارده را هر چه بیشتر نشان می‌دهد.

در صورت تکیه عدم آشنایی کافی بهره‌برداران و مالکین ترانسفورماتورها با دانشی با عنوان ارزیابی وضعیت و عمر سنجی ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت، که در دنیا پا به عرصه وجود گذاشته باعث شده تا تعمیرات و نگهداری ترانسفورماتورها بطور کامل انجام نشود و بواسطه این موضوع ریسک آسیب ترانسفورماتور افزایش یافته و طول عمر آن کاهش یابد و در نهایت علاوه بر ضرر و زیان مالی بوجود آمده با توجه به ریسک بالای آنها، باعث شود شرکت‌های بیمه تمایلی به ارائه خدمات برای چنین تجهیزاتی نداشته باشند.

■ ارزیابی وضعیت و عمر سنجی ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت می‌تواند بنا به دلایلی چون اقتصادی بودن (در مقایسه با قیمت ترانسفورماتور)، مشخص نمودن وضعیت ترانسفورماتور، افزایش قابلیت اطمینان سیستم، تخمین عمر باقیمانده ترانسفورماتور و حتی افزایش عمر دستگاه، توسط شرکت‌های بیمه مورد استفاده قرار گرفته و قابلیت ریسک پذیری شرکت‌های بیمه جهت سرمایه گذاری در این صنعت را افزایش دهد.

آزمون های ارزیابی وضعیت و عیب یابی ترانسفورماتورهای اندازه گیری



Florian Predl

Omicron Electronics GmbH



Michael Freiburg

Omicron Electronics GmbH



Martin Anghuber

Omicron Electronics GmbH



مترجم: مهندس فرهاد مرادی

نشریه ترانسفورماتور



اندازه گیری بر روی مدار الکترومغناطیسی

بعنوان اولین بخش، اندازه گیری بر روی مدار الکترومغناطیسی شامل هسته آهنی، سیم پیچی های اولیه و ثانویه، و در مورد ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی (CVT)، راکتور جبران کننده و بسته خازن می شود. اندازه گیری دقت (خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز) شامل مدار الکتریکی یک ترانسفورماتور اندازه گیری می شود. ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ که جهت کاربردهای اندازه گیری استفاده می گردند باید دقت بالایی داشته باشند. ترانسفورماتور جریان و ولتاژ القایی و نیز ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی بعد از مدتی بهره برداری می توانند نسبت تبدیل و تغییر فاز را افزایش دهند. اتصال کوتاه دوره های سیم پیچی در ترانسفورماتورهای جریان و نیز لایه های خازن شکسته در بسته خازن یک ترانسفورماتور ولتاژ خازنی اغلب شناسایی نمی شوند. این موضوع می تواند باعث خطاهای قرائت، از دست دادن درآمد و در بعضی موارد، فروپاشی کامل شود.

روش های مختلفی برای بررسی یکپارچگی مدار الکترو مغناطیسی وجود دارد. یک انتخاب، استفاده از روش اندازه گیری متعارفی که اغلب به عنوان "روش تزریق اولیه" [۱] تعبیر می گردد، است. در این روش خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز به وسیله تزریق جریان اولیه نامی به یک ترانسفورماتور اندازه گیری یا با استفاده از اعمال ولتاژ نامی به آن شناسایی می شود. نسبت تبدیل و جابه جایی فاز ترانسفورماتور هنگامیکه بار نامی به سیم پیچ (های) ثانویه اعمال شود، به دست می آید.

تجهیزات تست مدرن [۲] با استفاده از اندازه گیری خطای نسبت تبدیل متناسب با بار و جابجایی فاز، با استفاده از رویکرد به اصطلاح «مدل سازی» انتخاب دومی را ارائه می دهند که اغلب به عنوان یک روش اندازه گیری غیر متعارف نامیده می شود. در این مورد المان ترانسفورماتور به عنوان یک جعبه سیاه محسوب می شود. دستگاه تست از سیگنال های ضعیف ولتاژ و جریان به منظور تأیید نمودار مدار الکتریکی استفاده می کند. پارامترهای مدار معادل با اندازه گیری های هر دو طرف اولیه و ثانویه تعیین می شود. این روش مدل سازی، امکان کالیبراسیون ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ را در محل سایت با دقت بالاتر، زمان کوتاه تر و ریسک کمتر فراهم

مقدمه

این مقاله اکثر روش های رایج خطایابی بر روی ترانسفورماتورهای اندازه گیری که برای ارزیابی شرایط و قابلیت اطمینان آنها استفاده می شود را ارائه می کند. این اندازه گیری ها امکان آشکار سازی خطاهایی را که می تواند بر اثر پیری در طول عمر یک ترانسفورماتور اندازه گیری رخ بدهد را نشان می دهد. حتی خطاهایی که مربوط به مدار الکترومغناطیسی ترانسفورماتور (اتصال کوتاه یا باز شدن مدارها) یا عایق آنها (تخلیه جزئی یا مرطوب شدن آنها) می باشد را نیز با این روشها می توان آشکار نمود. چند نمونه از مطالعات موردی نیز برای تأکید بر اهمیت انجام آزمایشهای خطایابی منظم ارائه شده است.

معرفی

ترانسفورماتورهای اندازه گیری گوش و چشم سیستم تأمین برق هستند. اگر چه آنها ارزان تر از ترانسفورماتورها و ژنراتورهای فشار قوی (قدرت) بوده و امکان تعویض آنها راحت تر است، اما یک خطای شدید می تواند باعث ایجاد خطر جدی برای نیروهای انسانی و آسیب های قابل توجه و هزینه های سنگین برای تجهیزات اطراف آنها شده و سیستم کلی را در معرض خطر قرار دهد. بدون این ترانسفورماتورهای اندازه گیری، اجزای کلیدی مانند خط انتقال، ترانسفورماتورهای قدرت و ژنراتورها نمی توانند مورد بهره برداری قرار گیرند و این امر موجب ضرر و زیان مالی و نیز وقفه در تأمین برق خواهد شد. بنابراین ترانسفورماتورهای اندازه گیری می باید بر اساس یک برنامه منظم، تست شده باشند تا خطاهایی که بر اساس پیری در طول بهره برداری ممکن است رخ دهد، آشکار گردد.

طبقه بندی و مرور

در حالت کلی اندازه گیری های خطایابی بر روی ترانسفورماتورهای اندازه گیری می تواند به دو بخش اصلی تقسیم گردد:

- اندازه گیری بر روی مدار الکترومغناطیسی
- اندازه گیری بر روی عایق ها

جدول ۱. آزمون های عیب یابی ترانسفورماتورهای اندازه گیری

بخش الکتریکی ترانسفورماتور اندازه گیری	خطای قابل شناسایی	آزمون
هسته مغناطیسی	تغییر شکل مکانیکی، حرکت نقطه زمین هسته، تغییر شکل مغناطیسی	اندازه گیری دقت (متعارف و غیر متعارف)، اندازه گیری تحریک
سیم پیچی	اتصال کوتاه، مدار باز	اندازه گیری دقت (متعارف و غیر متعارف)، اندازه گیری مقاومت سیم پیچ، اندازه گیری نسبت تبدیل، اندازه گیری تحریک
مقسم ولتاژ خازنی (فقط در ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی)	تجزیه جزئی لایه های خازنی	اندازه گیری دقت (متعارف و غیر متعارف)، اندازه گیری ظرفیت خازنی و تلفات/ضریب قدرت
سیم پیچ راکتانس (فقط در ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی)	اتصال کوتاه تک دورها	اندازه گیری دقت (متعارف و غیر متعارف)، اندازه گیری امیدانس اتصال کوتاه
مواد عایقی	تخلیه جزئی، رطوبت در عایق جامد، پیری، آلودگی مایعات عایق	اندازه گیری تخلیه جزئی، اندازه گیری خازن و ضریب قدرت/تخلیه، طیف سنجی دامنه فرکانس (FDS)، پلاریزاسیون و دپلاریزاسیون جریان (PDC)

در طول اندازه گیری هسته مغناطیسی بوسیله اعمال یک ولتاژ در طول ثانویه تحریک می شود، بطوریکه بقیه سیم پیچی ها مدار باز باقی می ماند. در ترانسفورماتورهای ولتاژ، ظرفیت خازنی اولیه می باید بصورت ریاضی محاسبه گردد در غیر اینصورت بجای یک جریان تحریک القایی یک جریان خازنی اندازه گیری خواهد شد.

ولتاژ تحریک، جریان تحریک و زاویه فاز بین ولتاژ و جریان بر روی یک بازه وسیع ولتاژ، اندازه گیری می شود که این بازه از ولتاژهای تحریک پایین تا ولتاژهای اشباع را شامل می شود. ترجیحا، اندازه گیری از ولتاژ اشباع شروع می شود و به سطح ولتاژ پایین می انجامد. به این ترتیب هسته آهنی پس از آزمایش دوباره تخلیه می شود. این امکان وجود دارد تا هسته آهنی با تحریک در فرکانس های پایین تر به نقطه اشباع برسد. این امر باعث می شود تا کل اندازه گیری از نظر ولتاژ اولیه القا شده در ترانسفورماتور ولتاژ، ایمن تر باشد. بعلاوه، تأثیر هرگونه خطای خازن می تواند به حداقل برسد. قاعده کلی استفاده از فرکانسهای پایین برای اشباع هسته آهنی در شکل ۲ نشان داده شده است. فرمول یک توضیح خوبی در مورد رفتار فیزیکی چگالی شار مغناطیسی در هسته می دهد. کاهش فرکانس در ولتاژ تحریک ثابت سبب افزایش شار مغناطیسی در هسته می شود. این موضوع همانند استفاده از فرکانس ثابت و افزایش ولتاژ تحریک اعمال شده، اثر یکسانی دارد.

$$\hat{B} = \frac{\hat{V}_c}{n * 2 * \pi * f * A} \quad (1)$$

برای نمایش دقیق منحنی اولیه مغناطیس در فرکانس خط، تلفات غیر خطی هسته باید بر این اساس در نظر گرفته شود.

می نماید که موجب صرفه جویی ساعتها کار نیروی انسانی و نیز کاهش چشمگیر زمان قطعی برق می شود.

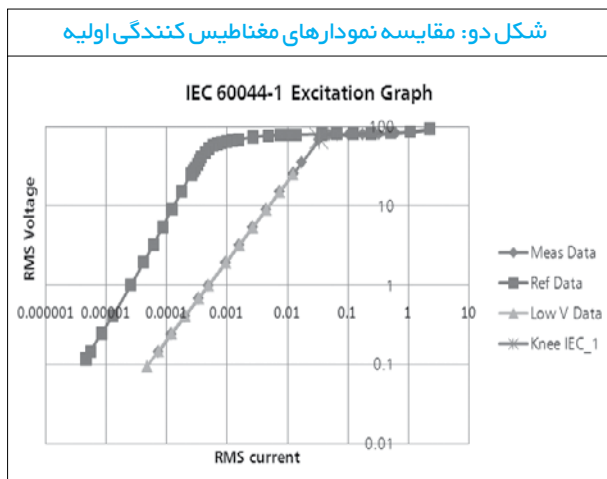
اندازه گیری بر روی عایق

بخش دوم آزمون ترانسفورماتورهای اندازه گیری، آزمون های عایقی می باشد. خصوصیات عایق های ترانسفورماتورهای اندازه گیری بسیار شبیه به پوشینگ ترانسفورماتور قدرت است. روش های جدیدی برای تعیین مقدار آب موجود در عایق های کاغذی - روغنی ارائه شده است. آنها از اندازه گیری پاسخ دی الکتریک، مانند پلاریزاسیون و دپلاریزاسیون جریان (PDC) یا طیف سنجی دامنه فرکانسی (FDS) که آزمونهایی برای ترانسفورماتورهای قدرت هستند، استفاده می کنند. تحلیل تخلیه جزئی (PD) به شناسایی خطاهای عایقی و محل آنها کمک می کند. آزمون تخلیه جزئی تنها روش عملی خطایابی برای ترانسفورماتورهای اندازه گیری فشار متوسط نوع خشک می باشد. با روشهای فیلترینگ نرم افزارهای پیشرفته، اندازه گیری های حساس حتی در محیط های تست آلوده (نویزدار) نیز قابل انجام می باشد. جدول یک تصویری از آزمونهایی خطایابی رایج بر روی ترانسفورماتورهای اندازه گیری و نوع خطاهای قابل شناسایی را ارائه می دهد.

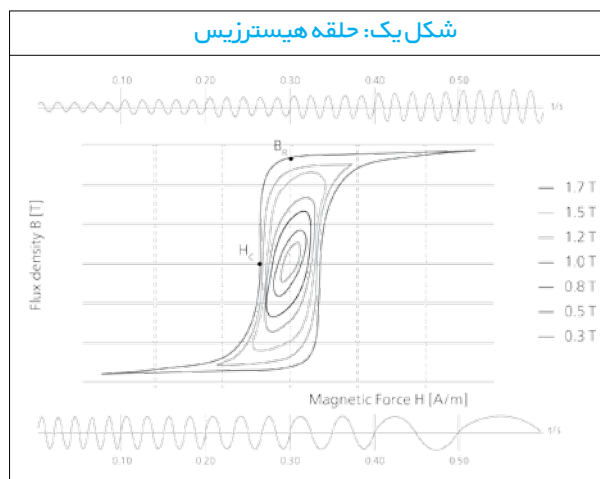
اندازه گیری تحریک

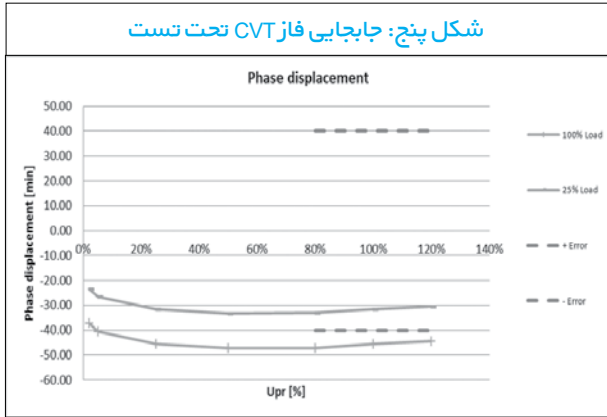
اندازه گیری تحریک، که اغلب به عنوان اندازه گیری منحنی اولیه مغناطیسی نامیده می شود، یک روش اندازه گیری بسیار موثر برای تشخیص هرگونه مسئله الکتریکی یا مغناطیسی مربوط به هسته مغناطیسی می باشد.

شکل دو: مقایسه نمودارهای مغناطیس کنندگی اولیه



شکل یک: حلقه هیستریزس





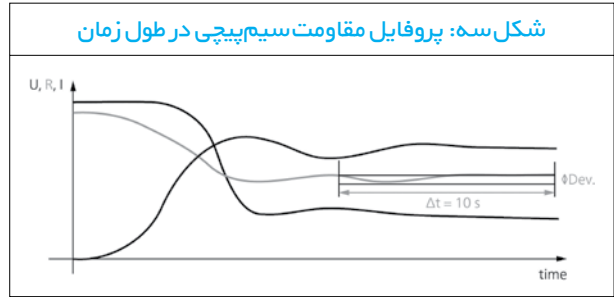
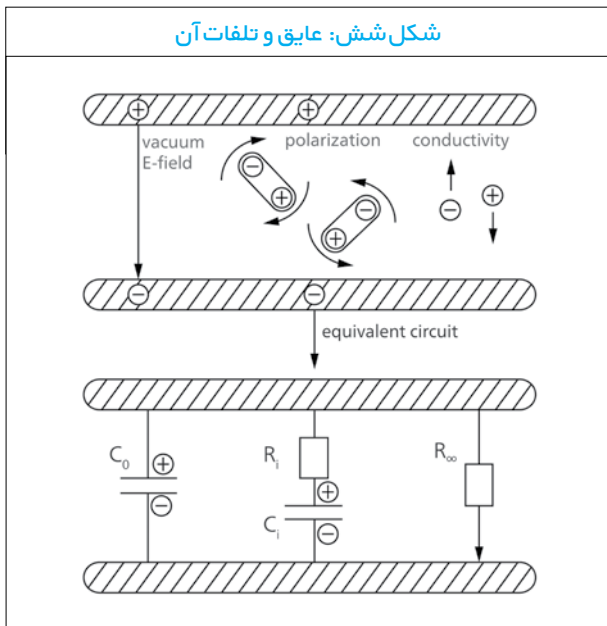
اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچی

اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچی DC یک روش دقیق برای شناسایی هرگونه اتصال کوتاه یا مدار باز دورها می‌باشد. این رویکرد بسیار ساده است: یک جریان DC (I_{DC}) زمانیکه افت ولتاژ DC (U_{DC}) حاصله در سرتاسر سیم‌پیچی اندازه‌گیری می‌شود، به سیم‌پیچی تزریق می‌گردد. با توجه به ماهیت القایی هسته، ابتدا باید جریان و ولتاژ تثبیت شود. پروفایل مقاومت در طول زمان، مشخصاتی مانند آنچه در شکل سه نشان می‌دهد دارد.

یک روش برای تأیید خواندن مقاومت پایدار، این است که در طی زمان، انحراف مقاومت را نگاه کنید. اگر انحراف کمتر از یک مقدار مشخص باشد، خواندن مقاومت پایدار در نظر گرفته می‌شود. سپس می‌توان مقاومت سیم‌پیچی DC را با استفاده از فرمول دو بدست آورد.

$$R_{DC} = \frac{V_{DC}}{I_{DC}} \quad (2)$$

از لحاظ ارزیابی نتایج تست، می‌توان خواندن مقاومت در سایت را با نتایج مرجع از کارخانه و یا با فازهای دیگر ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری (با کلاس‌های مشابه) مقایسه نمود. این نکته حائز اهمیت است که اصلاح دمای مقاومت اندازه‌گیری شده



از نظر تحلیل نتایج آزمون، می‌توان منحنی اولیه مغناطیس را با داده‌های مرجع از آزمون پذیرش کارخانه (FAT) مقایسه کرد (فقط برای ترانسفورماتورهای جریان). اگر گزارش تست پذیرش کارخانه در دسترس نباشد می‌توان فازهای متقابل را مقایسه کرد. البته بسیار مهم است که تنها ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری هم نوع و هم کلاس را با هم مقایسه نمایید.

در ترانسفورماتورهای جریان اندازه‌گیری کلاس PX، نرخ ولتاژ نقطه زانویی و جریان تحریک در ولتاژ نقطه زانویی بر روی پلاک آن مشخص شده است. این یک نقطه مرجع است که می‌تواند برای ارزیابی منحنی مغناطیسی اولیه استفاده گردد. ارزیابی به شرح زیر انجام می‌شود:

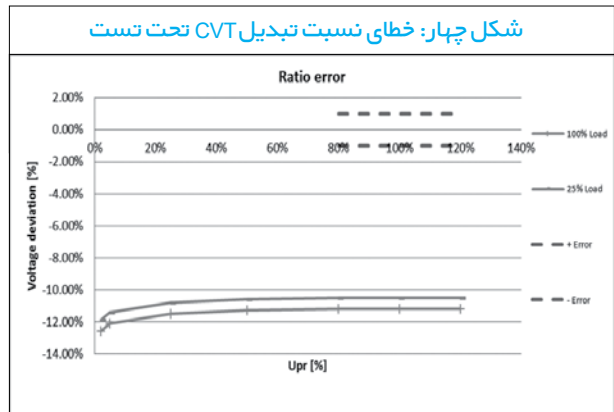
بعنوان مثال، از کلاس 0.02PX100R25 در اینجا استفاده می‌شود. کلاس طراحی در واقع بدین معناست که نرخ ولتاژ نقطه زانویی ۱۰۰ ولت می‌باشد. ولتاژ اندازه‌گیری شده نقطه زانویی باید از ۱۰۰ ولت بیشتر نباشد. میزان جریان تحریک در ولتاژ ۱۰۰ ولت برابر ۰,۰۲ آمپر می‌باشد. جریان تحریک اندازه‌گیری شده در ولتاژ ۱۰۰ ولت باید کمتر از ۰,۰۲ آمپر باشد. علاوه بر این، مقاومت سیم‌پیچ DC اندازه‌گیری و اصلاح شده به ۷۵ درجه سانتیگراد، باید کمتر از ۲۵ اهم باشد.

مطالعه موردی یک

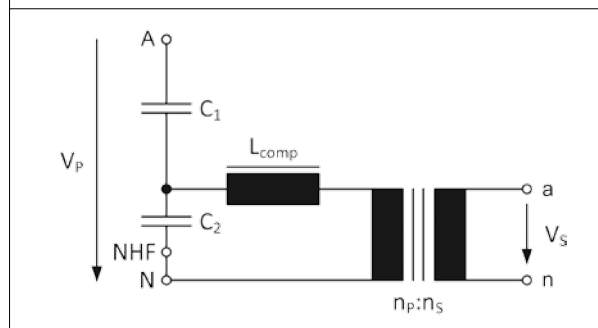
دو ترانسفورماتور جریان مشابه از یک نوع و کلاس مورد بررسی قرار گرفتند. یکی از ترانسفورماتورها، خطای نسبت تبدیل بالاتر و جابجایی فاز بیشتری را نشان می‌داد. از آنجا که هر دو خطای نسبت تبدیل و فاز نشان داده شده فرض بر این است که موضوع مربوط به هسته است.

همواره هر نوع افزایشی در تلفات هسته نشان‌دهنده خطای نسبت تبدیل و جابجایی فازها بوده است. یک اندازه‌گیری منحنی مغناطیسی اولیه بر روی هر دو ترانسفورماتور، تأیید کرد که موضوع مربوط به هسته مغناطیسی بوده است. شکل دو را مشاهده فرمایید.

ترانسفورماتورهای خطادار، در ولتاژهای تحریک یکسان، جریان‌های تحریک بالاتری را نسبت به ترانسفورماتورهای سالم نشان می‌دهند. دلیل اصلی خطا، یک صفحه اتصال کوتاه شده بود.



شکل هفت: ترانسفورماتور ولتاژ خازنی - نمودار الکتریکی ساده شده



(R_{meas}) که در دمای محیط (T_{meas}) اندازه گیری شده است، انجام پذیرد. به طور معمول هنگامیکه که مقایسه انجام می پذیرد، دمای مرجع ۷۵ درجه سانتیگراد استفاده می شود [۱]. اصلاح دما برای سیم پیچی مسی در فرمول سه نشان داده شده است.

$$R_{ref} = R_{meas} * \frac{235 + T_{ref}}{235 + T_{meas}} \quad (3)$$

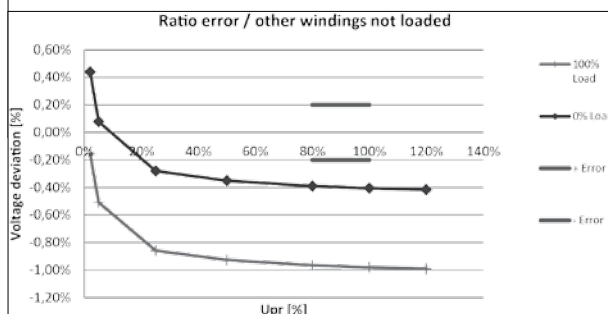
اندازه گیری نسبت تبدیل

اندازه گیری نسبت تبدیل یک روش بسیار مؤثر برای شناسایی هرگونه اتصال دور در ترانسفورماتورهای اندازه گیری است. در ترانسفورماتورهای جریان، یک ولتاژ در سر تاسر سیم پیچ ثانویه V_{sec} اعمال می شود، و ولتاژ القایی حاصله در قسمت اولیه V_{prim} اندازه گیری می شود. با توجه به تلفات بی باری I_{exc} جبران افت ولتاژ در ازای مقاومت سیم پیچی بسیار مهم می باشد. سپس نسبت تبدیل (N) می تواند همانطور که در فرمول چهار نشان داده شده است، محاسبه شود.

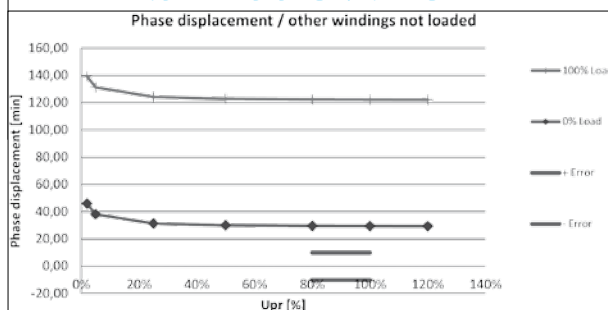
$$N = \left| \frac{V_{sec} - I_{exc} * R_{DC}}{V_{prim}} \right| \quad (4)$$

با تجهیزات تست مدرن، امکان اندازه گیری دقیق ولتاژ و جریان وجود دارد. حتی امکان شناسایی اتصال کوتاه ها تک حلقه ها به یکدیگر نیز وجود دارد. گاهی اوقات یک اتصال کوتاه حلقه به حلقه تنها در یک سطح ولتاژ خاص رخ می دهد. در این موارد، ولتاژ ثانویه اعمال شده می تواند برای بررسی تمام اتصال کوتاه های حلقه به حلقه امپدانس بالا، افزایش یابد. با انجام این کار، فرکانس تست نیز باید افزایش یابد؛ تا از هرگونه اثرات اشباع هسته که بر دقت اندازه گیری نسبت تبدیل تاثیر می گذارد، جلوگیری شود. هنگام آزمایش ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی و القایی، اندازه گیری مستقیم

شکل هشت: خطای نسبت تبدیل در CVT معیوب



شکل نه: جابجایی فاز در CVT معیوب



نسبت تبدیل امکان پذیر نیست، زیرا داخل ترانسفورماتورهای فوق، تلفات بی باری وجود دارد که می باید بصورت ریاضی محاسبه گردد. نسبت تبدیل ولتاژ بی باری ترانسفورماتور ولتاژ القایی (IVTs) می تواند با استفاده از اعمال یک ولتاژ در سر تاسر سیم پیچی اولیه و اندازه گیری ولتاژ القایی در سیم پیچی ثانویه متقابل، با یک ولت متر امپدانس بالا اندازه گیری شود.

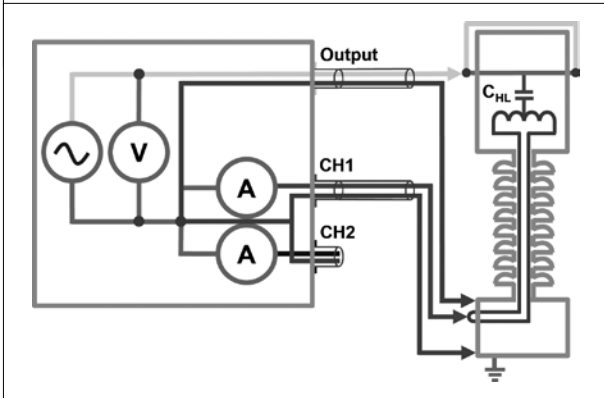
اندازه گیری دقت

اندازه گیری دقت شامل اندازه گیری خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز می شود. هنگامیکه این موضوع با رویکرد مدلسازی تشریح شده در بالا انجام می شود، بر اساس اندازه گیری مدار معادل یک ترانسفورماتور اندازه گیری، می باشد. در مورد ترانسفورماتورهای جریان، ضروری است تلفات آن اندازه گیری شود. تلفات می تواند به تلفات مس و آهن تقسیم گردد. تلفات مسی بیانگر مقاومت سیم پیچی (R_{CT}) ترانسفورماتور جریان می باشد. تلفات آهنی بوسیله تلفات گردشی (با مقاومت گردشی R_{eddy} نشان داده می شود) و تلفات هیستریزیس (با مقاومت هیستریزیس R_H) هسته توصیف می گردد.

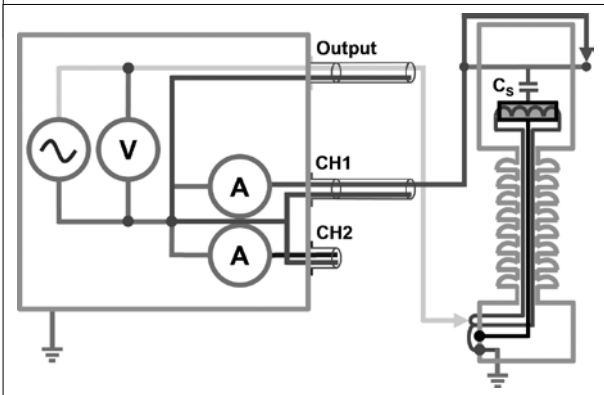
جدول دو: اطلاعات تابلوی ترانسفورماتور ولتاژ خازنی تحت آزمون

میزان ولتاژ اولیه	220 / √3 کیلوولت	خط به زمین		
ترمینال فشار ضعیف	ولتاژ ثانویه	نسبت تبدیل (به ۱)	کلاس دقت	خروجی نامی (ولت آمپر)
1a ₂ - 1a ₁	110 / √3	۲۰۰۰	0.2/3P	۰-۱۰۰
2a ₂ - 2a ₁	110 / √3	۲۰۰۰	0.2/3P	۰-۱۰۰
مجموع ظرفیت خازنی نامی	6200 pF	C1 7106 pF	C2 76393 pF	

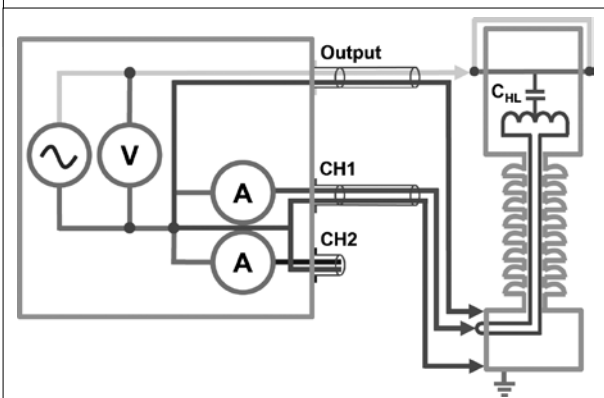
شکل یازده تنظیمات آزمون برای ترانسفورماتور جریان با دسترسی به الکتروود صفحه‌ای؛ عایق فشار قوی به صفحه اندازه‌گیری شده است؛ گارد، زمین شده است



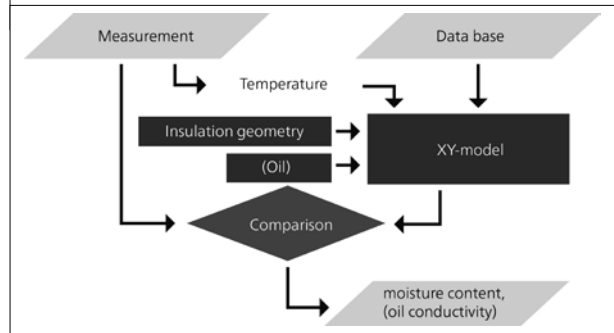
شکل دوازده: تنظیمات آزمون برای ترانسفورماتور جریان بدون الکتروود صفحه‌ای؛ عایق فشار قوی به زمین اندازه‌گیری شده است؛ بدون گارد



شکل سیزده: تنظیمات آزمون برای ترانسفورماتور جریان بدون الکتروود صفحه‌ای؛ عایق فشار قوی به سیم‌پیچ ثانویه اندازه‌گیری شده است؛ گارد، زمین شده است



شکل ده: محاسبه میزان رطوبت بر اساس مدل XY



با استفاده از مقادیر مجموع تلفات هسته، می‌توان یک مدل ریاضی برای محاسبه خطای نسبت تبدیل جریان و جابجایی فاز برای هر جریان اولیه‌ای و برای هر بار ثانویه‌ای استفاده نمود. بنابراین، تمام نقاط عملیاتی که در استانداردهای مربوطه برای ترانسفورماتورهای جریان شرح داده می‌شود را می‌توان تعیین کرد. علاوه بر این، پارامترهای مهم دیگر مانند شار پسماند، القای اصلی اشباع و غیر اشباع، ضریب جریان کوتاه متقارن، ضریب جریان بیش از حد و همچنین ضریب ابعاد گذرا (مطابق با استاندارد IEC60044-6) برای محاسبات عملکرد جریان خطای گذرا) می‌تواند محاسبه شود.

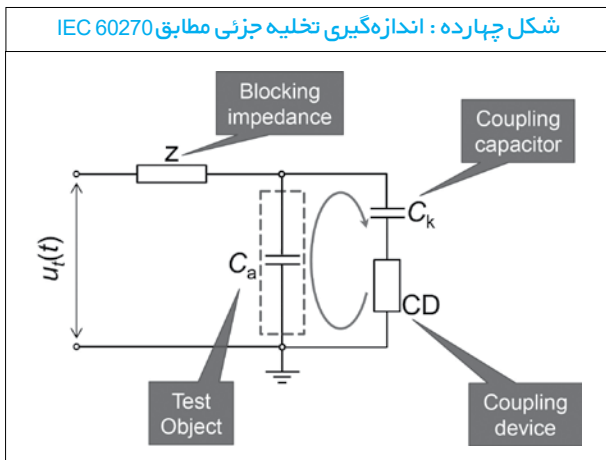
اندازه‌گیری‌های ذیل باید به منظور شناسایی پارامترهای مطابق با مدار معادل، به صورت متوالی انجام پذیرد:

- اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچ ثانویه
- اندازه‌گیری منحنی مغناطیسی اولیه
- اندازه‌گیری تلفات گردشی و تلفات هیستریزیس
- اندازه‌گیری نسبت تبدیل N (نسبت هسته)
- محاسبه خطای نسبت جریان و جابجایی فاز در بار مورد نظر و مقادیر جریان اولیه بر اساس نمودار برداری برای یک ترانسفورماتور جریان
- رویکرد مدل‌سازی نه فقط برای کالیبراسیون منظم ترانسفورماتورهای جریان، بلکه برای اندازه‌گیری‌های خطایی نیز یک ابزار بسیار قدرتمند است، چراکه شامل تمام تست‌های خطایی مدار الکتریکی ارائه شده تا کنون می‌باشد.
- تلفات ترانسفورماتور ولتاژ شامل تلفات هسته و تلفات سرگردان اولیه و ثانویه می‌باشد. در مورد یک ترانسفورماتور ولتاژ القایی، اندازه‌گیری‌های ذیل می‌باید به منظور شناسایی پارامترهای مطابق با مدار معادل، به صورت متوالی انجام پذیرد:
- اندازه‌گیری امپدانس اتصال کوتاه
- اندازه‌گیری مقاومت سیم‌پیچی ثانویه
- اندازه‌گیری ظرفیت خازن سرگردان اولیه
- اندازه‌گیری منحنی مغناطیسی اولیه
- اندازه‌گیری تلفات گردشی و تلفات هیستریزیس
- اندازه‌گیری نسبت تبدیل، به ترتیب نسبت بی‌باری
- محاسبه خطای نسبت تبدیل ولتاژ و جابجایی فاز در بار دلخواه و مقادیر ولتاژ اولیه بر اساس نمودار برداری برای ترانسفورماتور ولتاژ خازنی
- علاوه در یک ترانسفورماتور ولتاژ خازنی نسبت تبدیل ولتاژ بسته خازنی نیز اندازه‌گیری می‌شود.

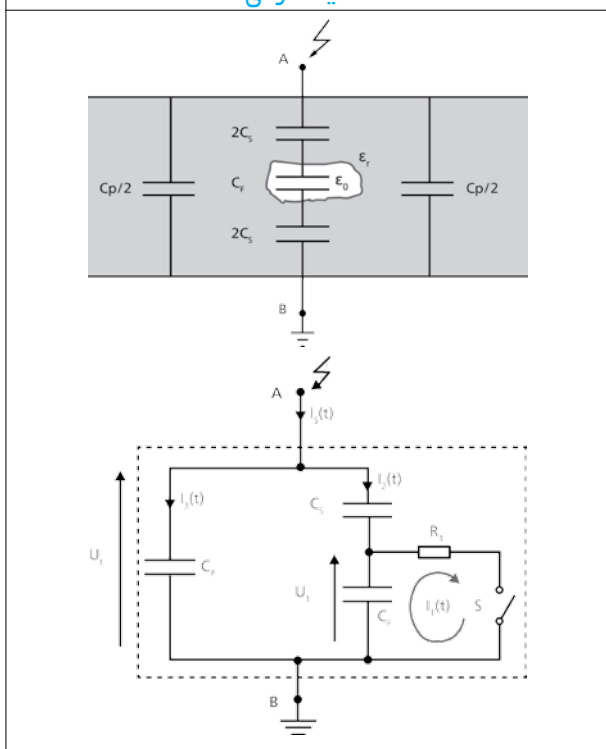
مطالعه موردی دو

ترانسفورماتور ولتاژ خازنی، ولتاژ ثانویه‌ای تولید می‌کند که بسیار کمتر از آن بود که مورد بررسی قرار گیرد. ولتاژ اولیه، خطای نسبت تبدیل وابسته به بار و جابجایی فاز ترانسفورماتور ولتاژ خازنی مشکوک اندازه‌گیری و تحلیل شدند. مشخصات تابلوی ترانسفورماتور ولتاژ خازنی بشرح ذیل می‌باشد:

شکل چهارده : اندازه‌گیری تخلیه جزئی مطابق IEC 60270



شکل پانزده : فرآیند شارژ تشریح شده بر اساس قاعده کلی تخلیه حفره‌ای



اگر چه مقدار خازنی بدست آمده صحیح خواهد بود [۱۷]. دلیل بررسی‌های بیشتر، یک تغییر در نتایج اندازه‌گیری شده خازنی (C1 سری با C2) از یک تست معمول به دیگری است.

در مورد ترانسفورماتورهای IVT، اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی / ضریب قدرت نمی‌تواند بر روی تمام قسمت‌های عایق انجام شود. عایق‌های اصلی که بین تک تک دوره‌های سیم‌پیچ اولیه قرار گرفته است، برای اندازه‌گیری در دسترس نیست.

به هر حال، ضریب تلفات عایقی بین سیم‌پیچ‌های اولیه و ثانویه، و نیز بین سیم‌پیچ اولیه و زمین می‌تواند اندازه‌گیری شود. اگر ترانسفورماتور با یک صفحه الکترود تجهیز گردد، اندازه‌گیری بین سیم‌پیچ اولیه و صفحه، ترجیح دارد.

اندازه‌گیری امیدانس اتصال کوتاه

جدول سه خلاصه‌ای از مقادیر اندازه‌گیری شده پاسخ دی‌الکتریک

CT1	CT2	تأثرت دلتا در 50HZ
0.28 %	0.29 %	50HZ
23 fs/m	22 fs/m	هدایت الکتریکی روغن
1.6 %	1.8 %	مقدار رطوبت
1.02	1.03	C_10 mHz/C_50 Hz

- نسبت ولتاژ: ۱۱۰ kV / ۱۰۰V
- نسبت خازنی نامی: ۷.۵
- کلاس: اندازه‌گیری ۱
- بار نامی (نرخ بار): ۱۲۰ ولت آمپر در ضریب توان ۰.۸

نتایج مربوط به خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز در اشکال چهار و پنج نشان داده شده است.

اندازه‌گیری‌ها نشان داد که خطای نسبت تبدیل ولتاژ CVT بیش از حد منفی بوده است، که منجر به ولتاژ ثانویه پایین‌تر از ولتاژ نامی شد. یک بررسی دقیق‌تر در نسبت ولتاژ خازنی نسبت ۸.۳۷ را تایید می‌کند. نسبت تعیین شده برای پشته خازن ۷.۵ بود که یک شکست جزئی لایه‌های C2 (قسمت ۲ از مقسم‌های خازنی) را مشخص می‌کند. ترانسفورماتور ولتاژ خازنی از مدار خارج شده و شکست جزئی تأیید می‌گردد. در نتیجه دستگاه جایگزین می‌شود.

اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی / ضریب قدرت

اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی / ضریب قدرت یک روش مناسب برای ارزیابی وضعیت عایقی می‌باشد. یک عایق ایده‌آل (بدون تلفات) شامل یک ظرفیت خلاء است که به عنوان خازن هندسی C0 نیز نامیده می‌شود. اگر مواد عایقی دیگری بجای خلاء استفاده شود، می‌توان یک یا چند فرآیند قطبش (پلاریزاسیون) را مشاهده کرد. آنها رفتار الکتریکی مواد (های) عایقی مورد استفاده را نشان می‌دهند. فرآیند قطبشی شدن (پلاریزاسیون) باعث تلفات می‌شود (بعنوان مثال به علت چرخش دو قطبی‌ها). در ضمن این موضوع بدلیل ثابت دی‌الکتریک که بزرگتر از ۱ است، موجب افزایش ظرفیت خازنی اندازه‌گیری شده می‌شود. علاوه بر این، مواد عایق دارای رسانایی خاص است که باعث تلفات رسانا می‌شود [۱۶]. اندازه‌گیری ضریب تلفات عایقی، ترکیبی از این تلفات را اندازه‌گیری می‌نماید. شکل شش را ببینید.

برای بررسی وجود تخلیه جزئی می‌توان از تست ولتاژ بالا استفاده کرد. افزایش ضریب تلفات در ولتاژ خاص، وجود تخلیه جزئی را نشان می‌دهد. این مورد یک ابزار خطایابی رایج در موتورها و ژنراتورها است. با این حال، اندازه‌گیری ضریب تلفات، محل دقیق تخلیه جزئی را مشخص نمی‌کند. این اندازه‌گیری تنها می‌تواند نمای کلی از وضعیت عایق را ارائه دهد.

اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و تلفات / ضریب قدرت بر روی بسته خازنی ترانسفورماتور ولتاژ خازنی می‌تواند هرگونه تنزل ممکن در عایق یا حتی لایه خازنی اتصال کوتاه شده را آشکار سازد. ساختمان فیزیکی بسته خازنی شبیه پوشینگ‌های خازنی می‌باشند. اگر یک لایه خازنی خراب شود، مجموع ظرفیت خازنی بسته افزایش می‌یابد.

به همین ترتیب، اگر عامل تلفات افزایش یابد، نشان دهنده روند پیری (ورود رطوبت، تخلیه جزئی و غیره) است.

نشستی جریان در عایق سیم‌پیچی یک ترانسفورماتور ولتاژ خازنی، اغلب منجر به سختی در حفظ تعادل ضریب قدرت می‌شود. آنها می‌توانند باعث کمتر خوانده شدن ضریب تلفات نسبت به مقدار واقعی، و یا حتی منفی شدن مقدار آن شوند.

می‌باشد. بسته خازن در فرکانس خط بیشتر از این جبران نشده است. خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز ترانسفورماتور ولتاژ خازنی معیوب در اشکال هشت و نه نشان داده شده است.

تجزیه و تحلیل پاسخ دی‌الکتریک

وجود رطوبت بالا در عایق روغنی-کاغذی می‌تواند منجر به خطای عایقی و نابودی ترانسفورماتور اندازه‌گیری شود. بنابراین ارزیابی آب موجود در عایق مهم است. این بدان معناست که در مقایسه با ترانسفورماتورهای قدرت، تکنیک اندازه‌گیری مانند نمونه‌برداری روغن، به دلیل حجم کم روغن و اغلب عدم دسترسی ساده و آسان به آن، بسیار دشوارتر است.

در طی چند سال گذشته، تجزیه و تحلیل پاسخ دی‌الکتریک برای ارزیابی رطوبت در عایق کاغذ جامد به خوبی جاقفاده است.

اندازه‌گیری پاسخ دی‌الکتریک در محدوده فرکانس وسیع (به عنوان مثال، ۱۰۰ میکروهرتز تا ۵ کیلوهرتز) اطلاعات مربوط به شرایط و رطوبت در عایق جامد (مخصوصاً برای عایق‌های کاغذی-روغنی) را ارائه می‌دهد.

برای محاسبات رطوبت در عایق، منحنی پاسخ دی‌الکتریک با یک منحنی مدل شده مقایسه می‌گردد (شکل ده). مدل‌سازی منحنی با کمک یک پایگاه داده، شامل خواص مواد سلولزی با میزان رطوبت متفاوت و درجه حرارت‌های مختلف انجام می‌گردد. با استفاده از مدل به اصطلاح XY [۸]، پاسخ دی‌الکتریک با توجه به هندسه عایق، دما، روغن و رطوبت محاسبه می‌شود. الگوریتم تطبیق، پاسخ مدل شده از پایگاه داده را با منحنی اندازه‌گیری شده واقعی عایق تراز نموده و بصورت خودکار رطوبت موجود در عایق سلولزی به همراه آب اشباع با هدایت الکتریکی روغن ارایه می‌نماید.

تنظیمات مناسب آزمون بر روی ترانسفورماتور جریان به وجود یا عدم وجود الکتروده صفحه‌ای، و شرایط دسترسی به آن بستگی دارد. شکل‌های یازده تا سیزده تنظیمات مناسب برای این موارد را نمایش می‌دهند [۹].

مطالعه موردی چهارم

دو عدد ترانسفورماتور اندازه‌گیری که برای یک واحد یکپارچه شده‌اند، غلظت بالای از هیدروژن در نمونه روغن آنها مشاهده شد. غلظت گاز ۶۹۹ppm بود. گاز اتان در نمونه وجود نداشت. بنابراین، احتمالاً غلظت بالای H₂ بدلیل وجود تخلیه جزئی نبوده است.

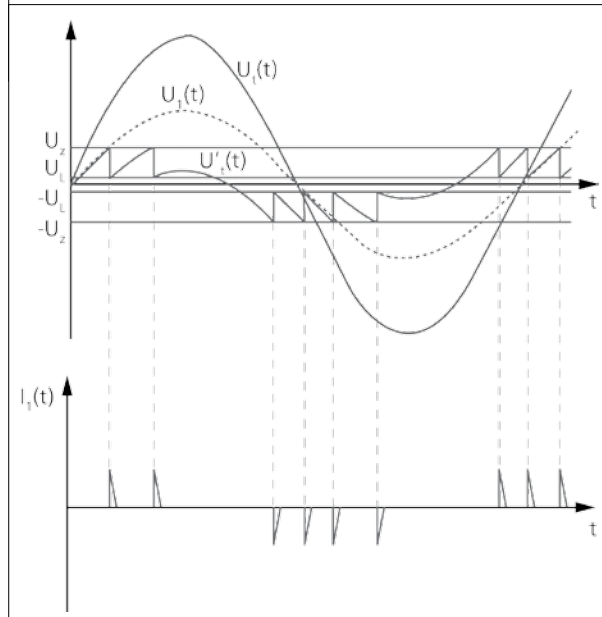
نتایج آزمون در جدول سه خلاصه‌ای از مقادیر اندازه‌گیری شده پاسخ دی‌الکتریک را نشان می‌دهد. CT2 یک ترانسفورماتور اندازه‌گیری با غلظت بالای H₂ است. نسبت تبدیل اندازه‌گیری شده مجموعه خازنی در محدود ۱۰ میلی‌هرتز تا ۵۰هرتز اطلاعات بیشتری در مورد شرایط عایقی ترانسفورماتور اندازه‌گیری ارایه می‌دهد. مطالعات میدانی نشان داده است که نسبت خازنی برای عایق سالم و خشک باید کمتر از ۱،۰۵ باشد [۱۰]. مزیت نسبت خازنی این است که این پارامتر به هندسه عایق وابسته نیست.

پارامترهای بدست آمده از هر دو ترانسفورماتور اندازه‌گیری هیچ عایق پیری را نشان نمی‌دهد. غلظت بسیار بالای H₂ بیشتر بدلیل گازهای پراکنده بوده است. از تولیدکننده ترانسفورماتور اطلاعات مربوط گازهای پراکنده درخواست شد و نشان داده شد که یک واکنش شیمیایی بین مواد شوینده و مواد داخل ترانسفورماتور مقادیر بسیاری زیادی هیدروژن تولید نموده است. بنابراین، ترانسفورماتور آزمایش شده هنوز در حال بهره‌برداری است.

سنجش تخلیه جزئی

تخلیه جزئی عبارت است از فروپاشی موضعی بخش کوچکی از سیستم عایق جامد یا مایع الکتریکی، که تحت فشار و تنش ولتاژ بالا قرار دارند. تخلیه جزئی تنها

شکل شانزدهم فرآیند شارژ تشریح شده بر اساس قاعده کلی تخلیه حفره‌ای



یک ترانسفورماتور ولتاژ خازنی باید دارای راکتانس جبران‌کننده که اغلب راکتانس سیم‌پیچ (Lcomp) نامیده می‌شود، باشد. این سیم‌پیچ تغییر فاز ناشی از بسته خازن را جبران می‌کند. از این رو، راکتانس سیم‌پیچ با راکتانس بسته خازن در فرکانس خط تنظیم می‌شود. سیم‌پیچ معمولاً در محدوده ۱۰ کیلوولت تا ۳۰ کیلوولت، بسته به کارخانه تولیدکننده کار می‌کند. در شکل هفت نمودار الکتریکی ساده شده یک ترانسفورماتور ولتاژ خازنی نمایش داده شده است. اتصال کوتاه دورهای سیم‌پیچی باعث افت اندوکتانس می‌شود. بنابراین بسته خازن به درستی جبران نمی‌شود، که این امر منجر به جابجایی فاز می‌شود.

برای بررسی یکپارچگی سیم‌پیچی، می‌توان از یک آزمون امپدانس اتصال کوتاه در فرکانس خط استفاده نمود. در حالی که افت ولتاژ و زاویه فاز بین ولتاژ و جریان در سیم‌پیچ ثانویه اندازه‌گیری می‌شود، جریان AC به سیم‌پیچ ثانویه تزریق می‌شود. سمت اولیه (بسته خازنی)، باید به زمین متصل باشد. بخش راکتیو مجموعه امپدانس اتصال کوتاه باید نزدیک به صفر اهم باشد که نشان می‌دهد بسته خازن به درستی جبران می‌شود.

مطالعه موردی سه

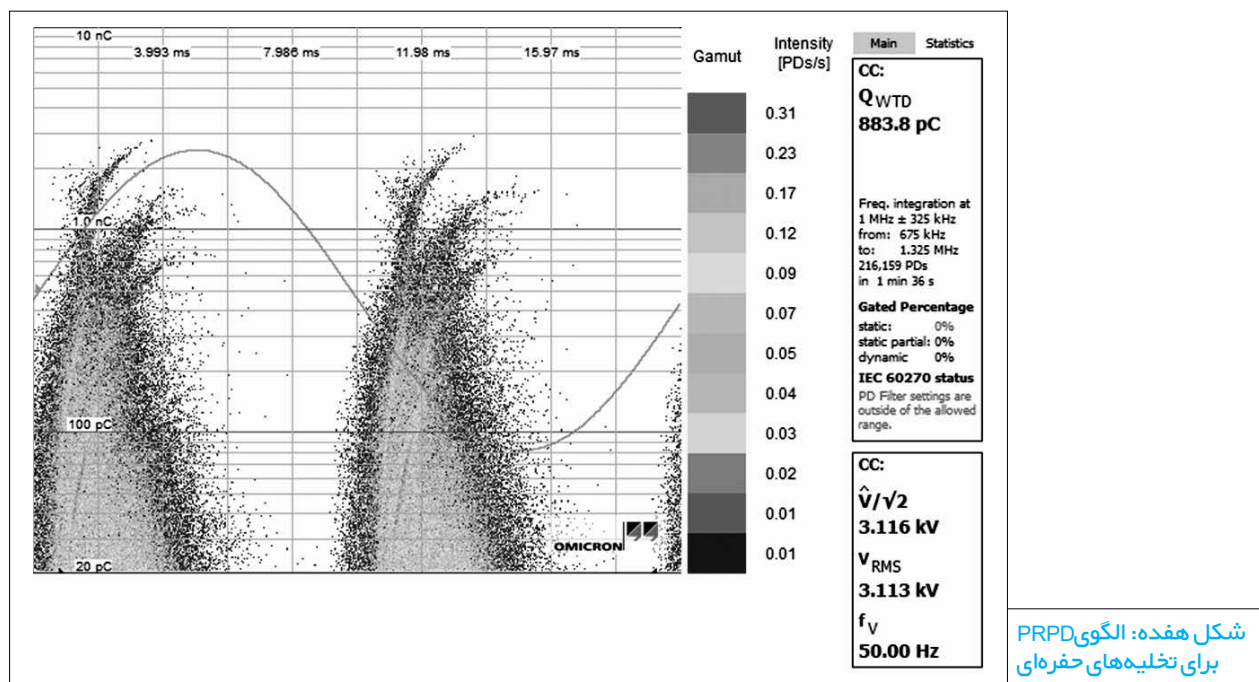
دو عدد ترانسفورماتور ولتاژ خازنی پس از آنکه سطح گاز آنها بعد از نمونه برداری روغن، بالا بود، مورد بررسی قرار گرفتند. آنالیز گازهای محلول در روغن تخلیه جزئی و قوس الکتریکی را مشخص می‌کنند.

هر دو تجهیز برای بررسی یکپارچگی مدار الکتریکی آنها اندازه‌گیری شدند. اطلاعات تابلوی ترانسفورماتور در جدول دو نشان داده شده است.

مجموع ظرفیت خازنی نامی

همچنین ترانسفورماتور ولتاژ خازنی با نتایج گازهای محلول در روغن بالا، خطای نسبت تبدیل و جابجایی فاز بالاتری را نشان می‌دهد. یک بررسی دقیق‌تر در تست امپدانس اتصال کوتاه تایید می‌کند که قسمت راکتیو ترانسفورماتور ولتاژ خازنی معیوب، رفتار خازنی از خود نشان می‌دهد.

این موضوع تایید می‌کند که راکتانس سیم‌پیچی دارای دورهای اتصال کوتاه شده



شکل هفده: الگوی PRPD برای تخلیه‌های حفره‌ای

منابع و مأخذ:

- [1] IEC 60044-1 Edition 1.2 / 2003-02 "Instrument Transformers, Part 1: Current Transformers", Reference number CEI/IEC 60044-1:1996+A1:2000+A2:2002
- [2] A new approach for on-site calibration of voltage transformers, Part I and Part II, Michael Freiburg, Florian Predl, ITMF 2013
- [3] IEC 661869-2 Edition 1.0 / 2012-09 "Instrument Transformers, Part 2: Additional requirements for current transformers"
- [4] IEC 60044-6 First Edition / 1992-03 "Instrument transformers, Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance" Reference number CEI/IEC 44-6:1992
- [5] IEEE "Standard Requirements for Instrument Transformers" IEEE Std C57.13TM-2008
- [6] Andreas Küchler, Hochspannungstechnik, Heidelberg 2009
- [7] Trench Instruction Manual Coupling Capacitor Voltage Transformers, Bulletin 20 95 05, Revision 03, 02/2012
- [8] M. Koch. "Reliable Moisture Determination in Power Transformers" (PhD thesis, Institute of Energy Transmission and High Voltage Engineering, University of Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008)
- [9] DIRANA application note: Measuring and analyzing the dielectric response of current transformers
- [10] Isolationsdiagnose an Messwandlern mit dielektrischer Antwortmessung, Martin Anglhuber, Diagnosewoche 2015 in Austria
- [11] IEC 60270 Third Edition / 2000-12 "High-voltage test technique – Partial discharge measurement" Reference number CEI/IEC 60270:2000

اتصال ناقص بین عایق کنداکتورها ایجاد می‌کند [۱۱]. وقوع تخلیه جزئی به مرور زمان کیفیت مواد تشکیل دهنده عایق را خراب تر می‌کند و این می‌تواند نهایتاً به فروپاشی کل عایق منجر شود.

تخلیه جزئی (PD) بخشی از انرژی را به صورت امواج الکترومغناطیس رها می‌کند. شکل چهارده کلیات یک آزمون تخلیه جزئی (PD) را طبق IEC 60270 نشان می‌دهد. این مورد از یک امپدانس بلاک شده، یک خازن کوپلینگ و تجهیز کوپلینگ، که به تجهیز اندازه‌گیری تخلیه جزئی متصل شده تشکیل شده است. این مدل که در ولتاژ متوسط کاربرد دارد، معمولاً دارای عایق رزینی قالبی می‌باشد. خلل و فرج یا حفره‌های موجود در این عایق بندی می‌تواند منجر به ضربه، لرزش یا ایجاد خطاهایی در روند تولید شود. اگر قدرت میدان الکتریکی در عایق بیشتر از استحکام دی‌الکتریکی گاز درون حفره شود، یک فروپاشی کامل در درون حفره صورت می‌گیرد. در همین لحظه میدان الکتریکی درون حفره از بین می‌رود. انرژی تخلیه شده توسط خازن جفت شده، شارژ خواهد شد. تجهیز کوپلینگ مورد نظر که به این خازن متصل است، قادر به اندازه‌گیری جریان بازبایی شده می‌باشد. فرآیند شارژ شدن بستگی به شدت ولتاژ اعمال شده دارد. سرعت این فرآیند وقتی شدت ولتاژ بیشینه باشد، به بیشترین میزان خود می‌رسد. بنابراین PD عموماً در نزدیکی نقطه صفر ولتاژ اعمال شده اتفاق می‌افتد. (اشکال پانزده و شانزده)

شکل هفده یک نمونه الگوی فاز- ثابت PD را (الگوی PRPD) برای یک تخلیه حفره‌ای واقع شده در عایق جامد یک ترانسفورماتور ولتاژ متوسط (MV) نشان می‌دهد.

نتیجه‌گیری

سنجش‌های خطایابی متفاوت بر روی ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری به ارزیابی شرایط آنها کمک می‌کند. نتایج آنها اطلاعات ارزشمندی در مورد خطاهای مربوط به بخش‌های بخصوصی از یک ترانسفورماتور اندازه‌گیری (IT) را ارائه می‌دهد (جدول یک). با ترکیب نتایج تست‌های مختلف خطایابی، یک تصویر کلی از شرایط سلامتی ترانسفورماتور اندازه‌گیری حاصل می‌شود. در نتیجه می‌توان خطاهای اقل از این که منجر به ایجاد خطر برای انسانها یا خسارات پرهزینه به تجهیزات مجاور شوند، تشخیص داد.

اندازه گیری پاسخ فرکانسی عایق و وابستگی دمایی ضریب تلفات عایق



Diego M. Robalino
Megger
Dallas, USA



Peter Werelius



Jialu Cheng

Megger - Täby, Sweden



Matz Ohlen



مترجم: حرمت اله فیروزی

شرکت رستاک توان
خاورمیانه



مقدمه

با پیر شدن شبکه‌های قدرت، امروزه صنایع مصرف کننده برق، با یک چالش اساسی یعنی خرابی تجهیز و در نتیجه هزینه تعمیرات و هزینه سرمایه‌گذاری جدید روبرو هستند که منجر به تحمیل هزینه‌های مالی بزرگی می‌گردد. ترانسفورماتور از سالهای دور، یکی از تجهیزات حساس و مهم در شبکه‌های الکتریکی بوده که نیاز به روشهای تشخیصی مطمئن و قابل اعتمادی دارد. این مسئله باعث شده است تا متخصصان در سطح دنیا همواره به ارزیابی و بکارگیری تکنولوژی‌های جدید پرداخته که در نتیجه این امر به افزایش قابلیت اطمینان و استفاده بهینه از شبکه قدرت منجر شده است. شرایط سیستم عایقی یکی از موارد ضروری در قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها، ژنراتورها، کابل‌ها و سایر تجهیزات فشارقوی می‌باشد. ترانسفورماتورهای با رطوبت زیاد نمی‌توانند در بارگیری‌های بالا شرایط بدون ریسکی را داشته باشند. سطح رطوبت بالای بوشینگ‌ها و کابل‌ها در دماهای بالا می‌تواند منجر به فرار حرارتی و در نتیجه انفجار گردد.

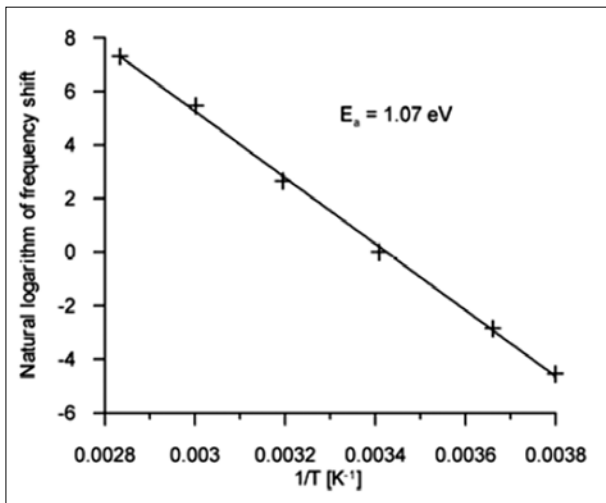
از طرف دیگر، اساسا شناخت واحدهای با شرایط مناسب در یک مجموعه جمعیتی از تجهیزات، بسیار مهم می‌باشد. اضافه شدن تنها چند سال به عمر مفید بهره‌برداری یک تجهیز الکتریکی، منجر به صرفه‌جویی قابل توجهی در هزینه‌های صنعت برق خواهد گردید.

تست تشخیصی رایج و قابل قبول برای ارزیابی وضعیت عایقی، انجام تست اندازه‌گیری ظرفیت خازنی و ضریب تلفات عایقی در فرکانس قدرت ۵۰ یا ۶۰ هرتز می‌باشد. این تست زمانی انجام می‌گردد که نیاز به تحقیقات تکمیلی در مورد وضعیت عایق تشخیص داده شود. تحلیل نتیجه بر مبنای اطلاعات قبلی (نرخ تغییرات) و مقایسه با مقادیر کارخانه‌ای می‌باشد.

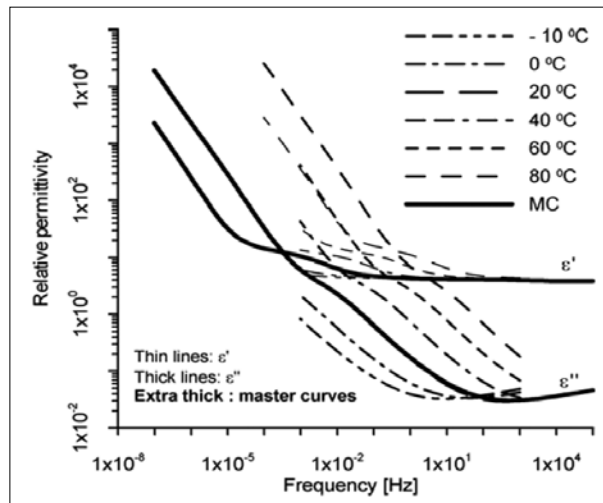
از آنجا که مشخصات عایقی وابسته به شرایط دمایی می‌باشند، می‌بایست جبران سازی دمایی برای اندازه‌گیری‌هایی که در دمای ۲۰ درجه سانتیگراد انجام نشده است، صورت پذیرد. این کار با استفاده از جدول ضرایب تصحیح دمایی که برای هر تجهیز

شرایط سیستم عایقی یکی از موارد ضروری در قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها، ژنراتورها، کابل‌ها و سایر تجهیزات فشارقوی می‌باشد. ترانسفورماتورهای با رطوبت زیاد نمی‌توانند در بارگیری‌های بالا، شرایط بدون ریسکی را داشته باشند. سطح رطوبت بالای بوشینگ‌ها و کابل‌ها در دماهای بالا می‌تواند منجر به فرار حرارتی و در نتیجه انفجار گردد. بصورت کلی، تست ضریب تلفات و یا همان ضریب توان در فرکانس نامی ۵۰ یا ۶۰ هرتز و بر مبنای دستورالعمل‌های آزمون رایج انجام می‌شود. مقادیر اندازه‌گیری شده به منظور امکان مقایسه و ردیابی روند تغییرات آنها، در دمای ۲۰ درجه سانتیگراد نرمالیزه می‌شوند. با این وجود استفاده از ضریب تصحیح دمایی برای نرمالیزه کردن اندازه‌گیری‌های میدانی سوال برانگیز است. چرا که ساختارهای عایقی ترکیبی (سلولز با مقادیر مختلف رطوبت و روغن با ضریب هدایت متفاوت)، ضرایب تصحیح متفاوتی خواهند داشت. ثابت شده است که عایق با کیفیت بهتر نسبت به عایق با وضعیت نامناسب، وابستگی دمایی کمتری دارد.

مدلسازی پاسخ فرکانسی عایق می‌تواند با دخالت دادن تاثیرات دما، وابستگی دمایی تلفات عایقی را در یک بازه وسیع دمایی و بر اساس اندازه‌گیری‌ها در یک رنج فرکانسی به دقت مدل نماید. طبیعتا، از این مدل، ضرایب تصحیح دمایی برای اصلاح ضرایب اندازه‌گیری شده در یک دمای مشخص مثلا ۲۲ درجه و انتقال آن به یک دمای مرجع مثلا ۲۰ درجه، می‌تواند محاسبه گردد. این مقاله یک پیش‌زمینه‌ای از DFR، مدلسازی آن و اثر اعمال دما بر روی مدلسازی و محاسبه ضرایب تصحیح دمایی بر اساس اندازه‌گیری‌های واقعی را ارائه می‌نماید. در این راستا، مبانی تئوری، با انجام مطالعات موردی مختلف بر روی نمونه‌ها و با موارد میدانی واقعی از جمله تعدادی بوشینگ و ترانسفورماتور تایید گردیده است.



شکل ۲: مثالی از رسم جابجایی های فرکانسی برای پیدا کردن انرژی فعال سازی از شیب خط [۵]



شکل ۱: مثالی از تهیه منحنی پایه [۵]

A(T) ضریب دامنه وابستگی حرارتی

F(x) تابع طیفی و $\omega W_a(T)$ فرکانس مشخصه می باشد.

A(T) برای سلولز عدد ثابتی می باشد. این بدین معنی است که شکل کلی طیف در دماهای مختلف بدون تغییر می ماند. برخی مواد عایقی شکل طیفشان با تغییر دما تغییر می کند.

اغلب مواد عایقی وابسته به دما می باشند و بطور کلی افزایش/کاهش دما طیف فرکانسی عایق را به سمت بالاتر/پایینتر شیف می دهد. با این وجود شکل کلی طیف معمولاً تغییر نمی کند. در یک مورد خاص مانند تابع نرمال Debye، عدد دی الکتریک مختلط می تواند بصورت زیر نوشته شود:

$$\epsilon = \epsilon_\infty + \frac{\Delta\epsilon}{1 + j\omega\tau \exp(-W_a/kT)} \quad (2)$$

که W_a انرژی فعال سازی و K ثابت بولتزمان می باشد. از معادله دو واضح است که عدد دی الکتریک تابعی لگاریتمی از kT/W_a می باشد. پاسخ فرکانسی با افزایش دما به سمت فرکانسهای بالاتر حرکت می کند و یا بالعکس به دماهای بالاتر وقتی فرکانس افزایش می یابد. انرژی فعال سازی کاغذ کرافت در حدود ۰.۵-۱.۰ eV

تعریف گردیده است، صورت می پذیرد [۱]

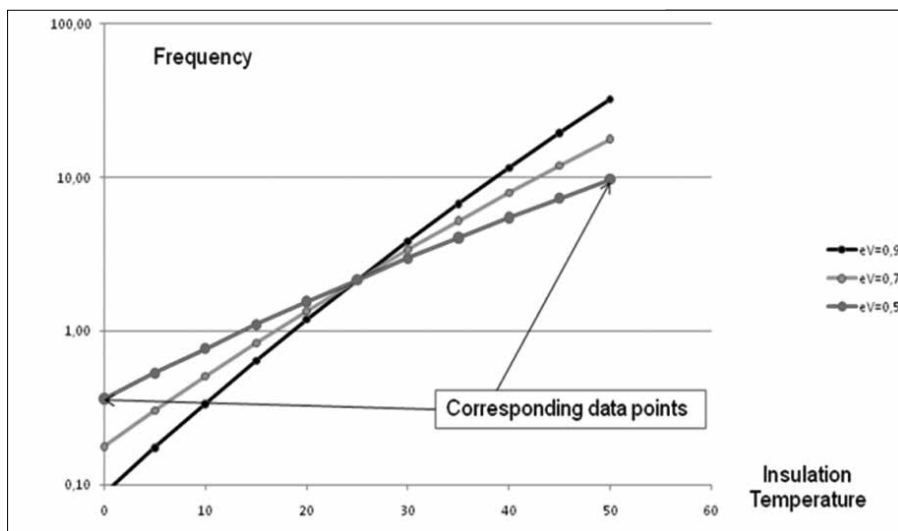
با این وجود، مقادیر جدول استاندارد برای تصحیح دمایی، مقادیر متوسط بوده و بنابراین می توانند منجر به مقداری خطا گردند. [۲،۳]

پاسخ فرکانسی عایقی برای یک عایق خشک، وابستگی دمایی کمتری دارد. در حالی که عایق مرطوب، از تغییرات دمایی تاثیر بسیار زیادی می پذیرد. در این میان ساختار عایقی ترانسفورماتورها، حتی بسیار پیچیده تر می باشد. این ساختار شامل روغن معدنی و سلولز می باشد که مشخصات دمایی متفاوتی دارند. بنابراین، ضرایب تصحیح برای ترانسفورماتورهای مختلف، بسته به طراحی و شرایط عمر آنها، متفاوت می باشند.

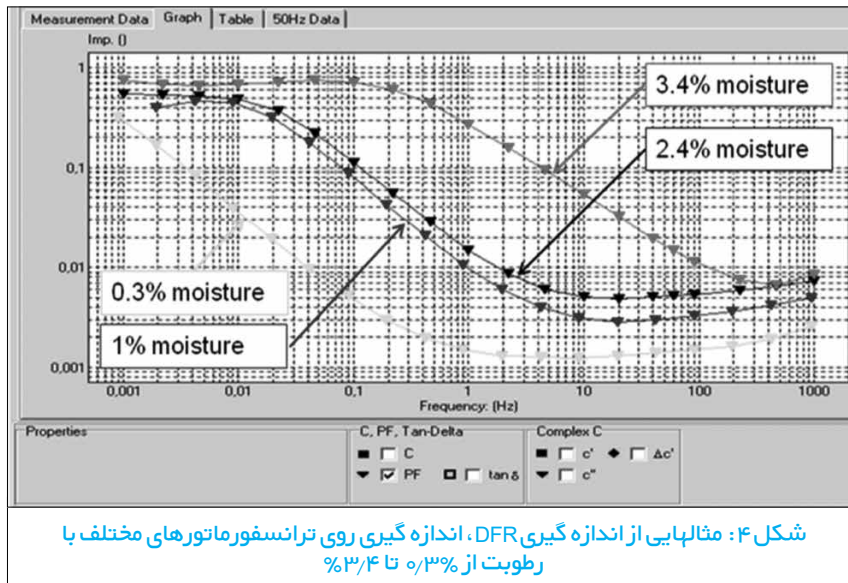
وابستگی دمایی

برای اینکه بتوان ضریب تصحیح دمایی درست را یافت، می بایست وابستگی دمایی سیستم عایقی، تحت مطالعه قرار گیرد. میزان اثر پذیری یک ماده عایقی می تواند بصورت تابعی از فرکانس و دما بیان گردد [۴]:

$$X(\omega, T) = A(T) \cdot F\left(\frac{\omega}{\omega_c(T)}\right) \quad (1)$$



شکل ۳: رابطه بین مقادیر ضریب قدرت در فرکانسهای مختلف در دماهای مختلف



شکل ۴: مثالهایی از اندازه گیری DFR، اندازه گیری روی ترانسفورماتورهای مختلف با رطوبت از ۰٫۳٪ تا ۳٫۴٪

تأثیر یکسانی مشابه افزایش فرکانس دارد. اینکه این دو تا چه حد با یکدیگر در ارتباطند با استفاده از انرژی فعالسازی قابل آرایه می‌باشد. منحنی های مثال ذکر شده نشان می‌دهد که برای یک افزایش دمای مشخص برای موادی با انرژی فعالسازی بزرگتر، نیاز به اندازه گیری در فرکانس های بالاتر می‌باشد تا بتوان عدد دی الکتریک یکسانی را بدست آورد.

اندازه گیری های پاسخ فرکانسی عایق

تجهیز مورد استفاده برای اندازه گیری های DFR ترانسفورماتور پوشینگها و کابلها، در سال ۱۹۹۵ آرایه گردید [۷]. پس از آن گروههای تحقیقاتی متعدد، تکنولوژی DFR را با اندازه گیری های زیادی که انجام داده اند، مورد ارزیابی قرار داده اند. گزارش های علمی متعدد اندازه گیری های پاسخ فرکانسی عایق را به همراه مدلسازی عایق، به عنوان روش برتر در تشخیص میزان رطوبت کاغذ عایقی ترانسفورماتور معرفی کرده اند. [۸-۱۰]

نتایج بصورت ظرفیت خازنی/تانژانت دلتا/ضریب توان بر حسب فرکانس بیان می‌گردد. نتایج DFR بدست آمده از تعدادی ترانسفورماتور در شرایط مختلف در شکل چهار نشان داده شده است. نمونه های کاغذ کرافت با مقادیر رطوبت

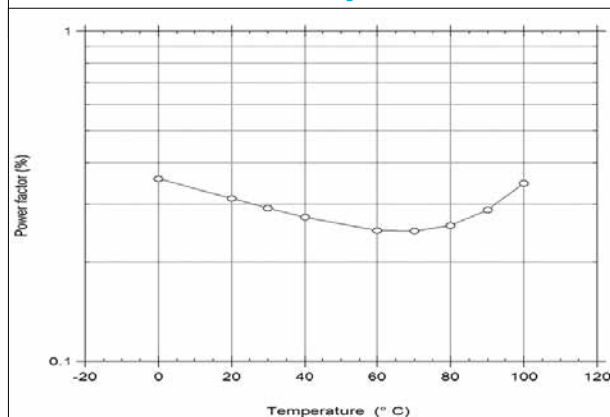
است در حالیکه انرژی فعالسازی روغن معدنی در حدود ۰٫۵-۰٫۴ eV است. اگر که داده ها در مقیاس لگاریتمی رسم شوند، شکل کلی منحنی پاسخ فرکانسی عایق عموماً حفظ می‌گردد.

این ویژگی اجازه می‌دهد تا با شیفت دادن منحنی ها در طول محور فرکانس یک منحنی پایه شکل داده شود بگونه ای که این نقاط یک منحنی پیوسته در یک دمای مرجع انتخابی را شکل دهند. [۵]

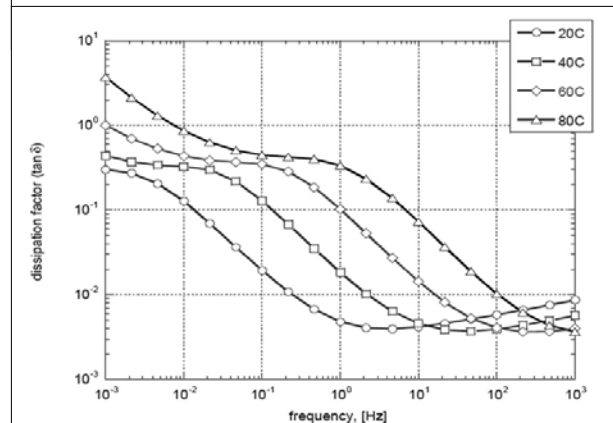
چگونگی بدست آوردن این منحنی پایه در شکل یک نشان داده شده است. پاسخ فرکانسی عایقی برای سلولز در دماهای مختلف اندازه گیری شده است. سپس منحنی ها شیفت داده شده اند تا جایی که همه نقاط داده ها روی یک منحنی یکسان قرار گیرند (منحنی پایه). برازش واقعی بر روی منحنی پایه با استفاده از یک الگوریتم عددی انجام می‌گردد بطوریکه می‌تواند همزمان بخش های حقیقی و موهومی داده ها را مدنظر قرار دهد. در فرایند برازش منحنی، انرژی فعالسازی محاسبه می‌گردد. یک مثال از تعیین انرژی فعالسازی در شکل دو نشان داده شده است.

منحنی های وابستگی دما- فرکانس برای سه سطح مختلف انرژی فعالسازی در شکل سه نشان داده شده اند. معادله یک نشان می‌دهد که افزایش دما

شکل ۶: ضریب تلفات (۵۰ هرتز) بصورت تابعی از دما برای کاغذ کرافت خشک



شکل ۵: ضریب تلفات بصورت تابعی از فرکانس برای کاغذ کرافت خشک



زیر قابل بیان می‌باشد:

$$\varepsilon(\omega, T) = \frac{Y}{1-X} + \frac{X}{\varepsilon_{\text{barrier}}} + \frac{1-Y}{1-X} + \frac{X}{\varepsilon_{\text{barrier}}}$$

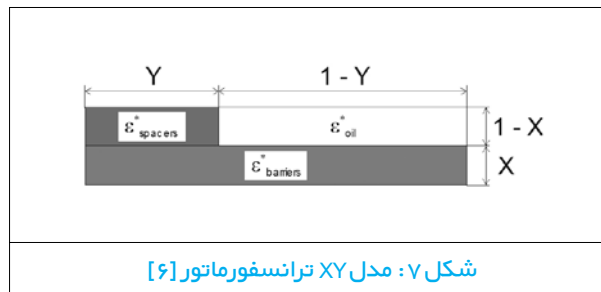
استفاده از DFR برای تعیین مقدار رطوبت، بر مبنای مقایسه پاسخ فرکانسی عایقی ترانسفورماتور با پاسخ فرکانسی مدل می‌باشد. الگوریتم تحلیلی، پاسخ فرکانسی مدل را تغییر می‌دهد تا جایی که مدل جدید کاملاً منطبق بر اندازه‌گیری گردد. نتیجه کار بصورت درصد رطوبت کاغذ و رسانایی روغن ترانسفورماتور ارائه می‌گردد. یک مثال از یک ترانسفورماتور ۲۰MVA در شکل هشت ارائه شده است. درصد رطوبت کاغذ و رسانایی روغن با تغییر پارامترهای منحنی مدل نسبت به پاسخ فرکانسی اندازه‌گیری شده در یک دمای خاص بدست آمده‌اند.

با توجه به منحنی مدل، ضریب تلفات بصورت تابعی از دما برای ترانسفورماتور فوق‌الذکر بدست آمده است که در شکل نه نشان داده شده است. شکل ده، ضریب تلفات در فرکانس قدرت را بصورت تابعی از دما برای روغن، سلولوز و ترکیب سلولوز-روغن مقایسه کرده است. در این مثال خاص، وابستگی دمایی روغن کاملاً غالب می‌باشد ولیکن اثر روغن و سلولوز از یک مورد به مورد دیگر تغییر می‌نماید.

آنالیز رطوبت (رطوبت داخل کاغذ) انجام شده بر روی یک نمونه مشخص در دماهای مختلف ممکن است کمی اختلاف داشته باشد. از ترکیب نتایج مدل‌سازی و تبدیل آنها، می‌توان منحنی‌های دما را بدست آورد. همچنین برای یک سیستم عایقی شامل دو ماده عایقی با وابستگی دمایی متفاوت، اعمال این تبدیل با در نظر گرفتن انرژی فعال‌سازی سیستم، نتایج بسیار نزدیکی نسبت به مقادیر اندازه‌گیری شده واقعی در دماهای مختلف (تانژانت دلتا) بدست می‌دهد.

جمع بندی و نتیجه گیری

پاسخ فرکانسی عایق بصورت اندازه‌گیری ظرفیت خازنی/تانژانت دلتا برای یک ماده عایقی یا یک سیستم عایقی فقط به شرایط عایق و دما بستگی ندارد. زمانی که اندازه‌گیری فقط به فرکانس قدرت محدود گردد، اثرات دما ناشناخته



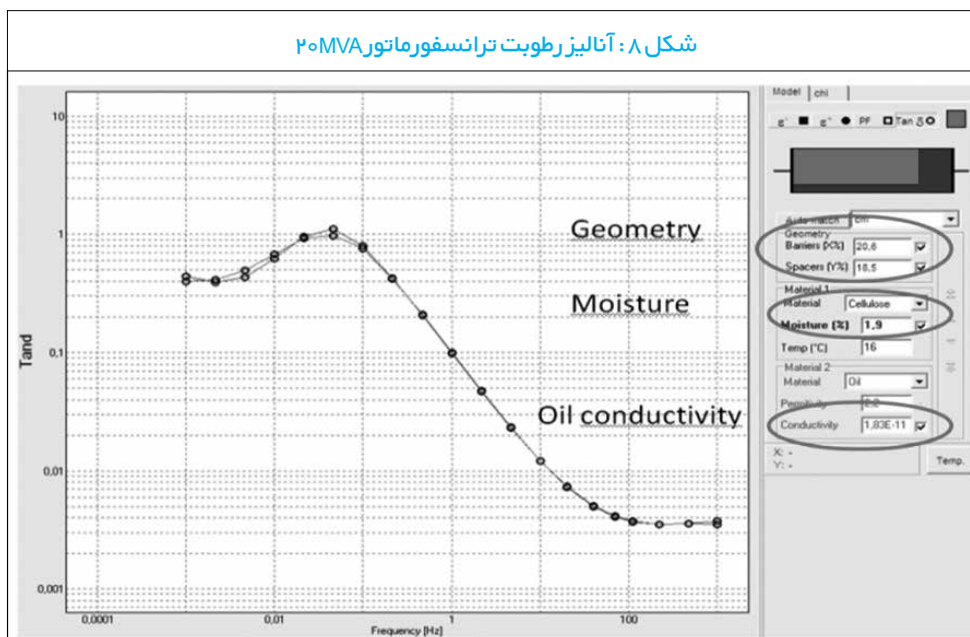
متفاوت در دماهای مختلف، تحت اندازه‌گیری قرار گرفته‌اند. [۱۱] نتایج برای کاغذ خشک (رطوبت زیر ۰.۵٪) در شکل پنج نشان داده شده است. ضریب تلفات برای کاغذ کرافت خشک در فرکانس مشخص ۵۰هرتز و در دماهای مختلف در شکل شش نشان داده شده است. این تحلیل به وضوح اشاره می‌نماید که ضرایب تصحیح رایج (که مورد استفاده عموم قرار می‌گیرند) نمی‌تواند برای هر ترانسفورماتور یا پوشینگی درست باشد.

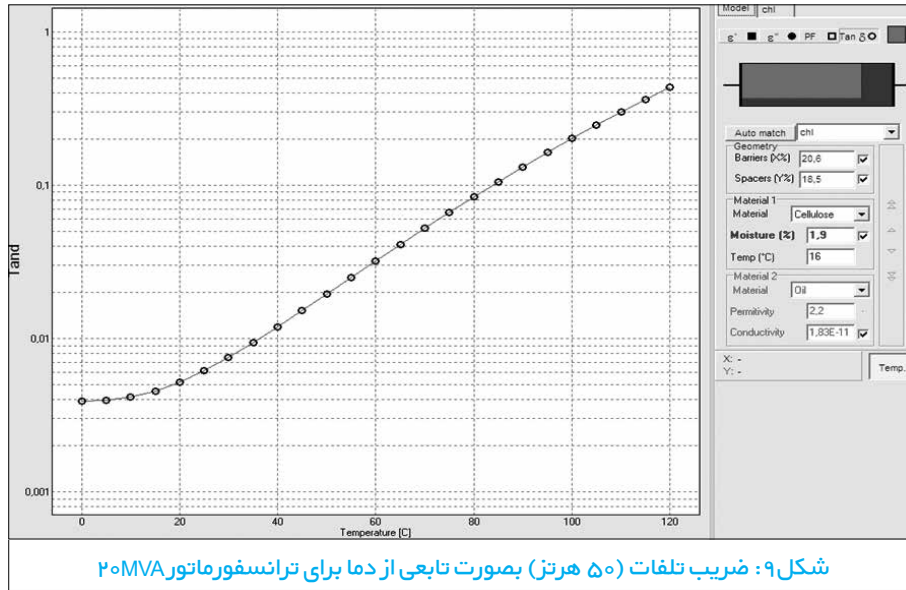
در یک سیستم عایقی ترکیبی مانند ترانسفورماتور که شامل کاغذ/پرسپورد و روغن می‌باشد، می‌بایست مطالعات عمیق‌تری صورت پذیرد. در این ساختار عایقی مختلط، ضرایب تصحیح دمایی بصورت ترکیبی از وابستگی دمایی سلولوز و وابستگی دمایی روغن می‌باشد. همچنین اثر حجم کاغذ و روغن نیز می‌بایست تحت بررسی قرار گیرد.

اندازه‌گیری‌های DFR در ترکیب با مدل‌سازی‌های ریاضی پاسخ فرکانسی عایق، که مدل XY نامیده می‌شوند، قادرند وابستگی دمایی سیستم عایقی ترکیبی را ارزیابی نمایند. ساختار عایقی ترانسفورماتور قدرت با درصد نسبی حجم spacerها و barrierها در کانال خنک‌کنندگی در شکل هفت نشان داده شده است.

پارامتر X بصورت درصد جمع کل barrierها در کانال که با هم تجمیع شده‌اند می‌باشد و پارامتر Y بصورت درصد جمع کل spacerها در کانال که با هم تجمیع شده‌اند، می‌باشد.

عدد دی‌الکتریک روغن و barrier و spacer که در فرمول بیان شده‌اند، تابعی مختلط از دما و فرکانس می‌باشند. عدد دی‌الکتریک معادل مدل XY بصورت





Reactors”, IEEE 62-1995

[2] “Swedish Bushings Plant Sees Growth in RIP Designs”, INMR Quarterly, Issue 68, 2005

[3] R.K.Tyagi, S. Victor, N.S.Sodha, “Application of Temperature Correction Factors for dissipation factor Measurements for Power Transformers – A case study”, Doble Client Conference, Vadodara, India 2006

[4] A.K.Jonscher, “Dielectric Relaxation in Solids”,

[5] D. Linhjell, L. Lundgaard, U.Gäfvert, “Dielectric Response of Mineral Oil Impregnated Cellulose and the Impact of Aging”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume: 14 Issue:1, 2007

[6] Neimanis, R.; Arvidsson, L.; Werelius, P., “Dielectric Spectroscopy Characteristics of Aged Transformer Oils”, Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, 2003.

[7] P. Werelius et al, “Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables by High Voltage Dielectric Spectroscopy”, paper presented at ICSD 1998.

[8] U. Gäfvert et al, “Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers”, 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 21-26, 2000, Xi’an, China.

[9] S.M. Gubanski et al, “Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers”, Electra, No. 202, June 2002, pp 23-34, also in CIGRE Technical Brochure, No. 254, Paris 2004

[10] S.M. Gubanski et al, “Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System. REDIATool - a European Research Project”, paper D1-207 CIGRE 2006

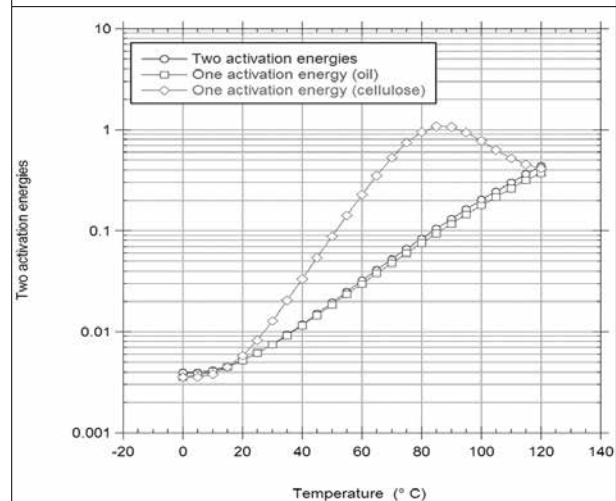
[11] R. Neimanis, T. Saha, and R. Eriksson, “Determination of moisture content in mass impregnated cable insulation using low frequency dielectricspectroscopy,” IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, vol. 1, pp. 463-468 vol. 1, 2000.

می‌ماند. خوشبختانه در اغلب مواد عایقی ارتباط ساده‌ای بین ضریب تلفات عایقی اندازه‌گیری شده با دما و فرکانس وجود دارد که می‌تواند در پیش بینی اثر دما بر روی پاسخ فرکانسی عایق موثر باشد. این ارتباط برای یک ساختار عایقی ترکیبی مانند ترانسفورماتور که شامل عایق جامد سلولز و عایق روغن می‌باشد، تا حدودی پیچیده می‌گردد ولیکن کماکان قابل فهم می‌باشد. مدل دما-فرکانس که اثر دما را بررسی می‌نماید کاملاً ضروری و مورد نیاز می‌باشد چرا که اندازه‌گیری پاسخ فرکانسی عایق را به ابزاری قدرتمند برای تشخیص رطوبت سلولز در یک سیستم عایقی تبدیل می‌کند. کاربرد پاسخ فرکانسی عایق می‌تواند در تخمین ضریب تلفات در دماهای دیگر نیز استفاده شود. مثلاً در دمای مرجع ۲۰ درجه و یا در دماهای بهره‌برداری بالاتر که ارزیابی ریسک احتمالی فرار حرارتی اهمیت می‌یابد.

مراجع:

[1] IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus; Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and

شکل ۱۰: ارتباط بین مقادیر ضریب تلفات در دماهای مختلف برای مواد متفاوت با انرژی فعال سازی متفاوت



تاریخچه ترانسفورماتور

Sandor Jeszenszky
(IEEE)

مترجم: علیرضا ترابی
نشریه ترانسفورماتور

از ابزارهای آزمایشگاهی دهه ۱۸۳۰ تا اولین سیستمهای ترانسفورماتور در دهه ۱۸۸۰

تولید می کردند. این موضوع که ولتاژ ac در سیم پیچ آنها القا می شد درست است اما بر پایه توصیه آمپر این ولتاژ از ابتدا به وسیله کموتاتورهای مکانیکی به ولتاژ dc تبدیل می شد. سیم پیچ های القایی برای تولید ولتاژهای قوی تر از ولتاژ باتری گالوانیک مورد استفاده قرار می گرفتند. در سال ۱۸۳۲ زمانی که سلف اختراع شد، ژوزف هنری^۸ بیان کرد که با اعوجاج خیلی زیاد جریان در سیم پیچ به دلیل تغییر سریع شار، ولتاژ القا می شود. تاثیر فیزیولوژیکی آنها به تاثیر فیزیولوژیکی برق گرفتگی شیشه های لیدن که به وسیله ژنراتور اصطکاکی شارژ شده بودند شبیه بود. اما این دستگاه جدید قابل اطمینان تر و ارزان تر بود. عملکرد مداوم آن به

وسيله تپشگرهای مختلف تضمین شد، اول به وسیله تپشگر دستی (کالان^۹ و نیف^{۱۰} در سال ۱۸۳۸ و استراگون^{۱۱} در سال ۱۸۳۷) سپس به وسیله تپشگرهای اتوماتیک الکترومغناطیسی که پیشتر این تپشگرها بچه افنر^{۱۲} در سال ۱۸۳۸ و وگنر^{۱۳} در سال ۱۸۳۹ بودند. این تپشگرها برای اهداف پزشکی نظیر الکتروتراپی نیز مورد استفاده قرار می گرفتند.

تاثیر ولتاژ می توانست به وسیله مبدل دو سیم پیچ افزایش یابد. کالان در سال ۱۸۳۶ یک القاگر که جریان متناوب باتری را که به سیم پیچ اولیه با تعداد دور کم هدایت می کرد، در حالی که سیم پیچ ثانویه از سیم نازک با تعداد دور زیاد ساخته شده بود، آماده کرد که هسته آن یک میله آهنی قابل انعطاف بود پیچ^{۱۴} آمریکایی در سال ۱۸۳۸ و مسون^{۱۵} فرانسوی در سال ۱۸۴۲ توانستند با دستگاهی مشابه چندین کیلوولت ولتاژ تولید کنند؛ این ولتاژ توانست جرقه ای بر روی فاصله هوایی چندین میلیمتری بین قطب های سیم پیچ بزند. این اولین القاگر جرقه ای بود.

القاگرهای جرقه ای^{۱۶}

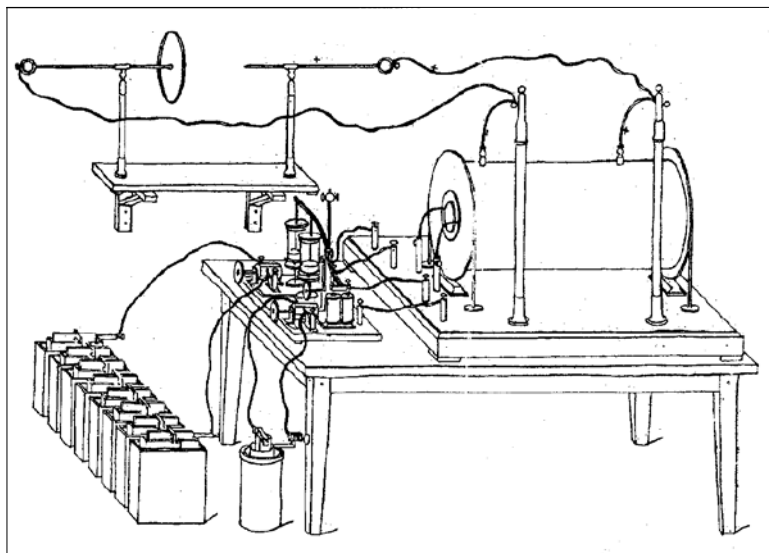
القاگر جرقه ای یک ترانسفورماتور ولتاژ بالای پالسی بود، اما به هیچ روی نمی توان آنرا با ترانسفورماتورهای جریان بالای امروزی یکی دانست. هر چند ممکن است از لحاظ فیزیکی عجیب به نظر آید، لیکن القاگرهای جرقه ای در آن زمان به عنوان دستگاه های dc در نظر گرفته می شدند. این موضوع با توجه به مدار اولیه خیلی شگفت انگیز نبود، چون به وسیله جریان متناوب dc تغذیه می شد. حتی شگفتی بیشتر، واقعیتی است که سیم پیچ ثانویه یک جفت قطب مثبت و منفی داشت. ترانسفورماتورها نمی توانستند به طور پیوسته ولتاژ dc تامین کنند، چون به طور

دستگاه مایکل فارادی^۱ که او به وسیله آن القای الکترومغناطیسی را ابداع کرد در سال ۱۸۳۱ ساخته شد، که تمام عناصر اصلی ترانسفورماتورها را دربر می گرفت: دو سیم پیچ مجزا و یک هسته آهنی بسته. با این حال ۵۴ سال از آن تاریخ تا ظهور ترانسفورماتورها و شبکه های توزیع انرژی ترانسفورماتور که امروزه عموماً مورد استفاده قرار می گیرند گذشت.

در طول آن نیم قرن چندین دستگاه القایی که به ترانسفورماتورهای جریان بالا شبیه بودند ساخته شدند که در ساختار و روش عملکرد با یکدیگر متفاوت بودند. بر پایه این تفاوتها ترانسفورماتور باید به عنوان یک ابداع مستقل مورد نظر قرار گیرد. با این وجود برای ترسیم خطی بین دستگاههای تجربی آزمایشگاهی و ترانسفورماتورهای جریان بالا باید روند توسعه آزمایش های فارادی به دستگاه های جریان بالا را در نظر گرفت. این مقاله تاریخچه ترانسفورماتورها را از شروع تا سال ۱۸۸۵ به طور خلاصه بیان می کند، زمانی که سه مهندس جوان مجارستانی به نام های کارولی زایبرنوفسکی^۲، میکسا دری^۳ و اتو بلاتی^۴ از کارخانه گنز^۵ در شهر بوداپست اولین ترانسفورماتور و سیستم ترانسفورماتور با توزیع موازی را ساختند.

دستگاه های جریان مستقیم القایی

دستگاه فارادی برای مطالعه این موضوع که آیا جریان مستقیم (dc) و میدان مغناطیسی تولید شده به وسیله یک سیم پیچ dc در سیم پیچ دیگری ولتاژ القا می کند، طراحی شد. این موضوع چندین سال از آزمایش های فارادی را به خود اختصاص داد تا اینکه متوجه شد جریان ثابت dc چنین تاثیری ندارد. اما او متوجه شد که با تغییر جریان (کاهش یا افزایش آن) در سیم پیچ دیگری ولتاژ القا می شود. از آنجایی که هیچ منبع انرژی دیگری به جز باتری dc گالوانیک در آن زمان در دسترس نبود، طبیعتاً این دستگاه به وسیله یک باتری dc گالوانیک تغذیه می شد، زمانی که تصویری از ولتاژ ac وجود نداشت و ولتاژ متناوب قطبی برای اهداف آزمایشگاهی نامناسب در نظر گرفته می شد. سیم پیچ های القایی که به وسیله تغییرات dc عمل می کردند به عنوان دستگاه های dc در نظر گرفته می شدند. این امر از آنجایی که الکتروشمی^۶ و الکترولیز^۷ اولین کاربردهای صنعتی الکتریسیته بودند، قابل باور است. در آن زمان تنها دستگاه های dc وجود داشتند و اولین ژنراتورهای الکترومغناطیسی ولتاژ dc



شکل ۱: دستگاه القایی راهمکورف^{۱۹} که در سال ۱۸۷۱ در دفترچه راهنمای دستگاه ترسیم شده است

می کرد، اما در سال ۱۸۵۳ دنیل راهمکورف طول جرقه را به وسیله بهبود تنشگر و عایق برای اولین بار به ۲۰۰ میلی‌متر و سپس به ۴۵۰ میلی‌متر افزایش داد. از این رو رقابت اصلی برای افزایش طول جرقه آغاز شد. آپس^{۲۰} انگلستانی توانست در سال ۱۸۷۶ جرقه ۱۰۷۰ میلی‌متری تولید کند. بزرگترین القاگر که در سال ۱۹۰۰ توسط کلینگرفلوس^{۲۱} سوئیسی ساخته شد و در نمایشگاه جهانی پاریس از آن رونمایی شد، جرقه‌هایی به طول ۱۵۰۰ میلی‌متر تولید می کرد. پس از پایان قرن نوزدهم قدرت القاگرهای X-ray از چندین کیلووات نیز بیشتر شد. دستاورد مهم تکنولوژیکی این بود که سیم‌پیچ جریان بالا را تحت خلا باردار می کرد. عایق روغنی، سیم‌پیچی دیسکی و کاربرد هسته آهنی ورقه ورقه‌ای توسط پاگندورف^{۲۲} پیشنهاد شد. تمام این‌ها بعد از اینکه ترانسفورماتورهای جریان بالا ساخته شد می توانست بهتر مورد استفاده قرار گیرد. در آن زمان دسته دیگری از القاگرها که به وسیله هسته باز میله‌ای شکل متمایز می شدند، طراحی بدون قطب نامیده می شدند. این طرح در مورد القاگرها توجیه پذیر بود اما به طور واضح در توسعه ترانسفورماتورهای ac تاخیر ایجاد کرد.

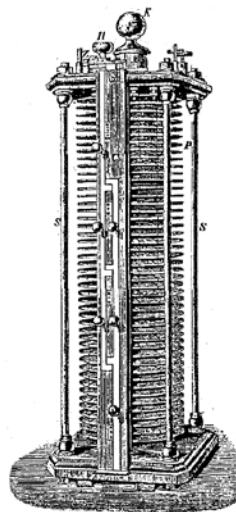
کاربردهای اولیه جریان متناوب

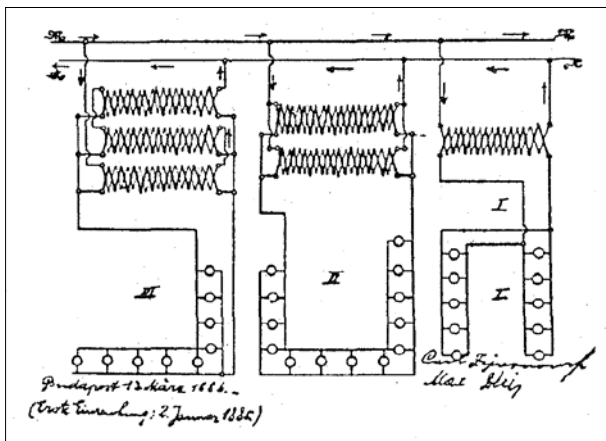
در دهه‌ی ۱۸۵۰ یک کاربرد میدانی الکتربسیسته که تفاوت مهمی بین ac و dc نداشت به وجود آمد، که لامپ الکتریکی نام داشت. لامپ رشته‌ای یک ابداع نبود اما به عنوان یک کار نو در نظر گرفته می شد. هامفری دیوی^{۲۳} در سال ۱۸۰۲ مشاهده کرد که قوس الکتریکی بین دو انتهای سیم به وسیله اتصال کوتاه باتری گالوانیکی شرکت رویال ایجاد می شد. اندکی بعد او قوس الکتریکی بین میله‌های کربنی ایجاد کرد و توانست لامپ را برای مدت چند دقیقه روشن نگه دارد. در سال ۱۸۱۲ اولین لامپ جدید را به عموم معرفی کرد، اما باتری‌های گالوانیکی اندکی بعد، از رده خارج شدند. بنابراین حتی نمی توانستند به عنوان دستگاه آزمایشگاهی مورد استفاده قرار گیرند. بعد از سه دهه، در پایان دهه ۱۸۴۰ زمانی که باتری‌های گالوانیک با قدرت بالا و با دوام تولید شد، لامپ‌های الکتریکی دوباره پیش‌تاز شدند. نور لامپ‌های رشته‌ای در رخدادهای ویژه برای تاثیرات صحنه و مراسم مهم مورد استفاده قرار می گرفت. میله‌های کربنی ابتدا به صورت دستی تنظیم می شدند، سپس فوکالت^{۲۴} یک رگولاتور الکترومغناطیسی برای لامپ رشته‌ای در سال ۱۸۴۸ ساخت. این رگولاتور به وسیله چندین مخترع به صورت متوالی بهبود پیدا کرد. بنابراین دستگاه‌های قابل اطمینانی تولید شدند که می توانست لامپ را برای چندین

طبیعی شار هسته آهنی باید به طور پیوسته افزایش یابد، که این امر غیر ممکن است. البته در سیم‌پیچ ثانویه القاگر جرقه‌ای ولتاژ ac تولید می شود، اما یک شکل موج نامتقارن دارد. زمانی که باتری روشن می شود، نیم موج با طول موج زیاد و دامنه کوتاه القا می شود و زمانی که قطع می شود، ولتاژ با طول موج کم و دامنه حداکثر القا می شود. شروع ولتاژ می تواند به سختی احساس شود. زمانی که یک جرقه در فاصله هوایی مدار ایجاد شود ولتاژ شکست حداکثر می تواند جریان تولید کند، همچنین شار dc در سیم‌پیچ ثانویه. قطب‌های مثبت و منفی می توانند از قبل جا به جا شوند. این رفتار عجیب القاگر جرقه‌ای این واقعیت را شرح می دهد که لامپ‌های الکتریکی X-ray با یک ترانسفورماتور ac عمل نمی کردند بلکه به وسیله یک القاگر جرقه‌ای کار می کردند.

توسعه القاگرهای جرقه‌ای ساختار ترانسفورماتورهای بعدی را در زمینه صنعتی نسبت به تئوری ترفیع داد. اولین القاگر فقط جرقه‌های با طول تنها چند میلی‌متر را تامین

شکل ۲: ژنراتور ثانویه گولارد^{۱۷} و گیپس^{۱۸} در سال ۱۸۸۵.





شکل ۳: توزیع موازی انرژی و ترانسفورماتورهای موازی که در برنامه اختراع زاپیرنوفسکی شکل گرفت.

لامپها که به صورت گالوانیکی گسترش یافته بودند نمی توانست بر روی لامپهای دیگر تاثیر بگذارد، اگرچه او اشتباه می کرد، او موفق شد عملکرد سیستم را بهبود دهد و موضوعی که مهم تر بود این است که او به فعالیت تحقیق و توسعه ای که منجر به اختراع ترانسفورماتورهای با جریان بالا شد همت گمارد.

سیستم ژنراتور ثانویه

در سال ۱۸۸۲ گولارد فرانسوی و گیسی انگلستانی همانند جابلچکاف این مسیر را پیروی کردند و نیز از اتصال سری استفاده کردند، که می توانست توان با ولتاژ بالا را در مسافت زیاد انتقال دهد. این موضوع بیان می کرد که چرا برق دار کردن روشنایی خط آهن دستاورد مهمی بود. در سال ۱۸۸۴ یک بخش ۱۲ کیلومتری زیر زمینی در لندن، سپس خط آهن تورین به لانزو در ایتالیا به تجهیزات روشنایی الکتریکی مجهز شدند. در مورد بدعی دورترین لامپ در فاصله ۴۰ کیلو متری از ژنراتور ۲۰۰۰ ولتی با فرکانس ۱۳۳ هرتز قرار داشت. لامپهای رشته ای و لامپهای ادیسون هر دو برای روشنایی مورد استفاده قرار می گرفتند.

آن ها به خطاهای تئوریک مشابهی همانند جابلچکاف دچار شدند. آنها فکر می کردند که تغییرات بار لامپها، که بوسیله دستگاه های القایی تغذیه می شوند و آن را ژنراتور ثانویه می نامیدند، تاثیری بر روی جریان ژنراتور اولیه ندارد. اندکی بعد مشخص شد که روشن و خاموش کردن یک لامپ یا گروهی از لامپها منجر به تغییر ولتاژ و جریان چشمگیری می شود، که لامپهای الکتریکی که به نوسان ولتاژ حساس هستند را به خطر می انداخت. آنها مجبور شدند که اذعان کنند این دستگاه فقط برای روشنایی دائمی می تواند مورد استفاده قرار گیرد. اما در روشنایی مغازه ها و منازل نمی توانستند با سیستم موازی ادیسون که در آن زمان گسترش یافته بود مقایسه شوند.

علی رغم تفاوت های اساسی، بسیاری، ژنراتورهای ثانویه را به عنوان اولین نمونه از ترانسفورماتورها در نظر می گیرند. بزرگترین تفاوت این است که یک قسمت مشخص از القاگر راهمکوف یعنی هسته آهنی باز را محافظت می کند. زمانی که آجهازی^{۳۷} مجارستانی متخصص آن روز بیان کرد که به سختی می تواند تصور اینکه تاثیر القایی که بر پایه قطب های مغناطیسی به وجود می آید را نادیده بگیرد. تنها مهندسی برق حرفه ای نمودار الکتریکی شار را با خطوط بسته نیروی مغناطیسی بر مبنای تئوری فارادی - ماکسول^{۳۸} تطبیق دادند. این رویکرد جدید منجر به ایده جایگزین کردن رتور قطب برجسته^{۳۹} به وسیله جایگذاری سیم پیچی در شیارهای آرمیچر در مورد دستگاه های چرخان شد که اختراع هسته آهنی بسته ترانسفورماتور در مورد دستگاه های القایی را در پی داشت.

ژنراتورهای ثانویه با هسته آهنی باز و راکتانس پراکندگی^{۴۰} زیاد می توانستند به خوبی با ترانسفورماتورهای سیم پیچی شده ای امروزی مقایسه شوند. ولتاژ ترمینال که با

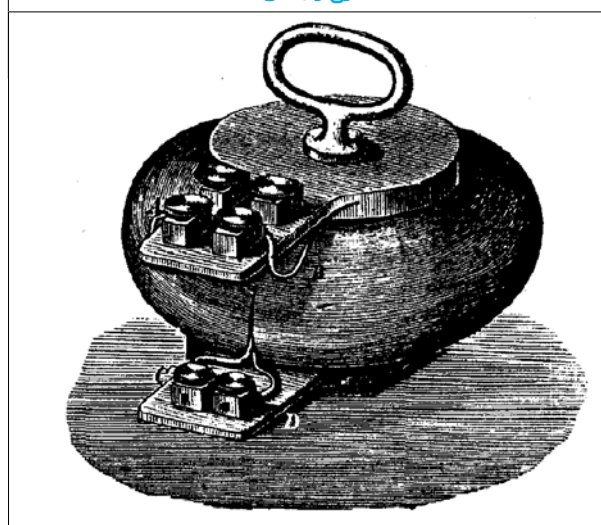
ساعت بدون دخالت شخص، روشن نگه دارد. لامپهای الکتریکی برای مصارفی نظیر روشنایی منازل، پناهگاهها و روشنایی خیابانها مورد استفاده قرار می گرفتند؛ اگر چه لامپها به جای باتری به وسیله ژنراتور الکترومغناطیسی با موتور بخار تغذیه می شدند. در ابتدا ژنراتورهای dc مورد استفاده قرار می گرفتند که از قبل در کارگاه های الکترولیز آزمایش شده بودند. اما زمانی نگذشت که این ژنراتورها جای خود را به ژنراتورهای بدون کموتاتور دادند، که ارزانتر بودند و عملکرد ایمن تری داشتند و نیز برای لامپهای رشته ای مناسب تر بودند. این امر کاربردهای آزمایشگاهی جریان متناوب (ac) را آغاز کرد. در دهه ۱۸۷۰ لامپهای رشته ای جابلچکاف^{۴۱} که به ولتاژ ac نیاز داشت، استفاده از ولتاژ ac را افزایش داد. لامپهای جابلچکاف یک لامپ رشته ای ساده و ارزان بدون رگولاتور مکانیکی بود. قوس الکتریکی در پایان میله کربنی سوخته می شد و به سوی پایین در جهت کاهش میله ها پیشرفت می کرد. وضعیت عملکرد نرخ همسانی از سوختن میله ها داشت و این تنها به وسیله منبع تغذیه ac می توانست بدست آید.

توزیع روشنایی^{۴۲}

به محض اینکه لامپهای رشته ای گسترش پیدا کردند، این نیاز پدیدار شد که یک ژنراتور نباید فقط یک لامپ را تغذیه کند، بلکه باید بتواند تمام لامپهای یک خیابان را تغذیه کند، این موضوع توزیع روشنایی نامیده می شود. مشکل اصلی شیوه اتصال لامپها (سری یا موازی) بود. امروزه شیوه اتصال لامپها به صورت موازی امری طبیعی به نظر می رسد، اما در ۱۲۰ سال گذشته خیلی آشکار نبود. دلیل این امر ساده است، چون لامپهای رشته ای ولتاژی در حدود ۳۵ الی ۴۰ ولت دارند و با استفاده از این ولتاژ شبکه خیلی پایین، جریان تجهیزات موازی مصرفی و تلفات خط خیلی زیاد است. به دلیل ولتاژ به دام افتاده در خطوط مسافت مابین لامپ رشته ای و ژنراتور در سیستم موازی نمی توانست از ۱۰۰ الی ۲۰۰ متر متجاوز شود. منبع ولتاژ ۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰ ولتی می توانست ۲۰ تا ۳۰ لامپ را در یک سیستم سری روشن کند و این خط ممکن بود چندین کیلومتر طول داشته باشد، این موضوع هم برای سیستم های dc و هم برای سیستم های ac صادق است. اما مشکل اینجا بود که فقط لامپهای با جریان مشابه و در پی آن با توان مشابه می توانستند مورد استفاده قرار گیرند و زمانی که یکی از لامپها می سوخت تمام لامپهای خط خاموش می شدند. لامپهای مجزا باید به صورت مستقل از شبکه سری قرار می گرفتند.

جابلچکاف اولین فردی بود که در سال ۱۸۷۷ در پاریس این موضوع را تشخیص داد، که به جای اتصال مستقیم لامپها به خط سری اصلی، لامپها باید از طریق یک دستگاه القایی دو سیم پیچه تغذیه می شوند. او فرض کرد که عملکرد متفاوت

شکل ۴: ترانسفورماتور قدیمی هسته زرهی زاپیرنوفسکی، دری و بلاتی.



موازی به وسیله ترانسفورماتور را تشریح کرد. اما او این واقعیت را گمان نمی کرد که افزایش نسبت تبدیل ترانسفورماتور ولتاژ ثانویه را افزایش می دهد، که در پی آن تلفات می تواند کاهش یابد. به دلیل عدم درک این موضوع او این گونه قلمداد می کرد که توزیع موازی به دلیل تلفات خط نا مناسب است.

اختراع زاپرنوفسکی و همکارانش فقط ترانسفورماتور ویا اتصالش نبود بلکه یک سیستم کامل بود. با این حال ترانسفورماتور در آن سیستم نقش مهمی داشت. در همان زمان مخترعان مختلفی بر روی ساختارهای هسته زرهی و هسته ستونی تحقیق می کردند، که نام ترانسفورماتور توسط آن ها ارائه گردید. توجه ویژه صرف کاهش راکتانس نشتی^{۳۷} برای دستیابی به افت کم (ولتاژ ثانویه مستقل از بار) شد.

به وسیله هسته زرهی بدون شکاف هوایی ساخته شده از سیم آهنی نرم حتی تلفات ترانسفورماتورهای کوچک با توان چند ولت آمپر که برای تامین تنها ۱۰ تا ۲۰ لامپ الکتریکی طراحی شده بودند، می توانست به ۱/۵ درصد کاهش پیدا کند. همچنین ساختار مطلوب هسته ستونی تلفات مدار باز را به ۱ تا ۲ درصد کاهش می داد که موضوع مهمی بود. از آنجایی که مخالفان سیستم توزیع ترانسفورماتور موازی تلفات اتصال کوتاه را به عنوان یک نقص غیر قابل تحمل سیستم قلمداد می کردند. ساختار عالی برای کاهش تلفات مدار باز جهت رسیدن به یک سطح تلفات قابل صرف نظر میسر شد. بنابراین این موضوع یک نقطه ی بحث برانگیز نبود. نتیجه خوب به وسیله ترانسفورماتورهایی که هسته ستونی چنبره دار داشتند و نیز به وسیله سیم های آهنی نرم پیچیده شده بودند تحقق یافت. زاپرنوفسکی و همکارانش نتوانستند راه حل تئوریک در این زمینه پیدا کنند، اما آن ها اولین افرادی بودند که ترانسفورماتورهای امروزی را طراحی کرده و ساختند.

کارخانه ی گنز فور تولید انبوه ترانسفورماتور را شروع کرد. هزاران نمونه در سال ۱۸۸۹ ساخته شد و ده هزار و یکمین نمونه در سال ۱۸۹۹ ساخته شد. ترانسفورماتورهای اولیه نمونه های گرانبهای موزه ها هستند. ترانسفورماتورهای قدیمی که در سال ۱۸۸۵ ساخته شدند را می توان در شهر بوداپست، موزه آلمانی مونخن^{۳۸}، موزه صنعت وین^{۳۹}، موسسه فراریس^{۴۰} در تورین و موزه فورد^{۴۱} در دیبر برون^{۴۲} میشیگان یافت.

پیشتر این واقعیت که اولین کاربران موفق این سیستم به عنوان مخترع در چندین کشور در نظر گرفته می شدند، نا اطمینانی ایجاد کرد، برای مثال در ایالت متحده ویلیام استنلی^{۴۳} اولین ترانسفورماتور خود را در سال ۱۸۸۶ در شهر گریت بارینگتون^{۴۴} به کار انداخت. این آمریکایی پیشستاز در ac بیشتر نشان می داد که ممکن است تصویری پایه ای از تابستان ۱۸۸۵ داشته باشد. فرانتی^{۴۵} فردی بود که این سیستم را در انگلستان گسترش داد. او با چندین اختراع ترانسفورماتور را بهبود داد، علاوه بر این او در دسامبر ۱۸۸۵ اتصال موازی ترانسفورماتور را به نام خود ثبت کرد. در آن زمان اختراع زاپرنوفسکی بدون شک در انگلستان شناخته شده بود، اما مسئله مربوط به تاریخچه فنی آن نبود بلکه مربوط به حق ثبت امتیاز بود.

اختراع ترانسفورماتور عصری نو در تاریخ مهندسی برق را رقم زد. اگرچه سال ۱۸۸۵ سال دستیابی به این ابداع نبود اما سال شروع رقابت بین سیستم های ac و dc بود، که بخش دیگری از تاریخچه صنعت برق است.

بارگیری ترانسفورماتور عمدتاً کاهش می یابد، برای تغذیه لامپ های رشته ای مزیت داشت. در واقع این نقص ژنراتورهای ثانویه بود که عملکرد سیستم را میسر می کرد. در یک چیدمان سری دستگاه به عنوان یک ترانسفورماتور جریان عمل می کرد. در واقع یک ترانسفورماتور جریان ایده آل تمایل دارد مدار ثانویه باز را دوباره به مدار اولیه برگرداند فقط در صورتی که خط اولیه باز باشد. امروزه این موضوع که ترمینال ثانویه یک ترانسفورماتور جریان بی بار باید اتصال کوتاه شود امری طبیعی است. در دستگاه های اولیه توقف بار، افزایش امیدانس اولیه که می توانست منجر به سوختن لامپ های دیگر شود و اضافه ولتاژی که فراتر از قدرت عای بود در سیم پیچ ثانویه تولید نمی شد.

ترانسفورماتور و توزیع انرژی موازی

سیستم الکتریکی که ادیسون^{۴۱} در سال ۱۸۸۲ در نیویورک ساخت، ثابت کرد که منابع انرژی وسیع عمومی فقط می توانند به وسیله ی ولتاژ دائمی شبکه و چیدمان موازی تجهیزات مصرفی آرموده شوند. در همان زمان، این موضوع آشکار شد که نواحی وسیع فقط می توانند به وسیله ولتاژ بالای ac و ترانسفورماتور توزیع تامین شوند. در آن زمان سه مهندس جوان مجارستانی کارخانه گنز به نام های کارولی زاپرنوفسکی، اوتو بلاتی و میکا دری به یک خط که عبور از آن منجر به طرح فعلی سیستم انرژی و ترانسفورماتور توزیع با هسته آهنی بسته شد رسیدند. مرحله مهم در مارس ۱۸۸۵ رخ داد، که این سه بخش مهم را بیان می کرد:

۱-د اتصال سری و اتصال ترانسفورماتورهایی که گروه های تجهیزات مصرفی را تغذیه می کنند به صورت موازی به خط اصلی.

۲-استفاده از ترانسفورماتورهای نسبت بالا، جداسازی ولتاژ بالا (۱۴۰۰ تا ۲۰۰۰ ولت) شبکه های تامین گسترده از شبکه های مصرفی ولتاژ پایین (۱۰۰ ولت).

۳-توسعه یک ترانسفورماتور با هسته آهنی بسته، افت پایین^{۴۲} (ولتاژ ترمینال تقریباً از بار مستقل است) و تلفات پایین^{۴۳}.

اولین معرفی با موفقیت بزرگی در سال ۱۸۸۵ در نمایشگاه صنعتی بوداپست مواجه شد، روشنایی داخلی و عمومی که مربوط به شهر کوچکی در آن زمان بود. انرژی ژنراتور ac و ۱۰۰ هرتزی که با موتور بخار پیستونی دوران می کرد و در ولتاژ ۱۴۰۰ ولت به وسیله ۱۲ عدد ترانسفورماتور هسته زرهی^{۴۴} ۵ کیلوولت آمپر و ۴ عدد ترانسفورماتور هسته ستونی^{۴۵} ۷/۵ کیلوولت آمپر کار می کرد، قابلیت تولید ولتاژ ثانویه ۶۰ ولتی برای تامین انرژی لازم برای ۱۰۶۷ لامپ الیتهایی ادیسون که به صورت موازی بسته شده بودند را داشت.

اگرچه هر بخشی از یک سیستم مهم و ضروری است ولی از سه مهندس بارها به عنوان مخترعان ترانسفورماتور یاد شده است. این موضوع به بحث های تشخیص اولویت و پیشینگی در ابداع ترانسفورماتور منجر شد، از آنجایی که هسته آهنی بسته با تعداد مختلف دور سیم پیچی به تنهایی یک نوآوری نبود. از آنجایی که ادیسون به خاطر سیستم dc ابداعی معروف بود همین موضوع در مورد توزیع های موازی نیز صدق می کرد. علاوه بر این در سال ۱۸۸۳ رانکین کندی^{۴۶} مزیت سیستم

1-Michael faraday	13-Wagner
2-Karoly Zipernowsky	14-Page
3-Miksa deri	15-Masson
4-Otto Blathy	16-Ruhmkorff
5-Ganz factory	17-Goulard
6-electrochemistry	18-Gibbs
7-electroplating	19-Spark Inductors
8-Joseph Henry	20-Apps
9-Callan	21-Klingerfluss
10-Neeff	22-Poggendorff
11-Strugeon	23-Humphery Davy
12-Bachhhoffner	24-Foukault

25-Jablochkoff	37-Leakage reactance
26-Light distribution	38-Deutsches Museum in Munchen
27-Ujhazi	39-Technisches Museum in Vienna
28-Faraday-maxwell	40-ferraris museum
29-Protruding poles	41-Ford Museum
30-Stray reactance	42-Dearborn
31-Edison	43-William stanley
32-Low droop	44-Great Burrington
33-Low loss	45-Ferrantis
34-Shell-type	
35-Core-type	
36-Rankin Kennedy	



آگهی تبلیغاتی ترانسفورماتورها و موتورهای الکتریکی تولید شده در آلمان نازی (دهه ۳۰ میلادی)

عیب یابی ترانسفورماتور با آزمون گاز کروماتوگرافی

بر اساس استاندارد IEC60599 Ed. 3 (ویرایش سال ۲۰۱۵)

متون به زبان ساده تشریح شده و توضیحات لازم در خصوص نحوه استفاده از این استاندارد در ایران ارائه شود.
 در شماره‌های قبل نشریه، استانداردهای ذیل معرفی شده‌اند:
 شماره اول: استاندارد IEC62874 (عمرسنجی ترانسفورماتور با استفاده از مقادیر ۲-فورفورال و دی‌اکسید کربن)
 شماره دوم: IEC60422 (آزمونهای کنترل کیفی روغن در حال بهره‌برداری ترانسفورماتور)
 شماره سوم: IEC60076-3 (آزمونهای عایقی فشارقوی ترانسفورماتور)
 شماره چهارم: IEC60296 (آزمونهای کنترل کیفی روغن نو)
 شماره پنجم: IEC60076-16 (ترانسفورماتورهای مورد استفاده در نیروگاههای بادی)
 شماره ششم: IEC60076-1 Ed. 3 (ترانسفورماتور: کلیات)
 شماره هفتم: IEC60815 (بوشینگ‌ها و مقره‌های مورد استفاده در مناطق با آلودگی بالا)

گرچه بسیاری از تحقیقات، گزارشهای فنی، مقالات و کتابها ممکن است از لحاظ علمی ارزش بالایی از استانداردها داشته باشند، لیکن آنچه استاندارد را از این موارد متمایز می‌سازد این است که گروهی متشکل از سازندگان، خریداران، بهره‌برداران و اساتید دانشگاه (و در خصوص استانداردهای بین‌المللی مانند IEC، نمایندگان کشورها) آنها را مورد تأیید قرار داده‌اند. در حقیقت استانداردها را می‌توان توافق بین کلیه ذینفعان یک محصول در خصوص مشخصات و کیفیت آن دانست. در صنعت برق ایران از جمله ترانسفورماتور، استانداردهای تدوین شده توسط موسسه IEC بیشترین کاربرد را (در مقایسه با سایر استانداردها از جمله ANSI/IEEE) دارد که دلیل آن علاوه بر بین‌المللی بودن این استاندارد، نزدیکی بیشتر صنعت برق ایران با اروپا است.
 با توجه به اهمیت آشنایی فعالان صنعت ترانسفورماتور با آخرین ویرایش استانداردهای IEC مورد استفاده در این صنعت، فصلنامه ترانسفورماتور در هر شماره یکی از استانداردهای منتشره توسط این مؤسسه را معرفی می‌نماید. با نظر به پیچیدگی فنی استانداردهای IEC، تلاش بر این است که

مقدمه:

گاز کروماتوگرافی نیاز به تجهیزات خاص داشته و شخص نمونه‌بردار باید آموزش‌های لازم در این خصوص را دیده باشد. در صورت نمونه‌برداری غلط، نتایج بدست آمده از آزمون گاز کروماتوگرافی گمراه کننده و نادرست خواهند بود.
 ■ انجام تست گاز کروماتوگرافی به راحتی انجام سایر آزمون‌های روغن نبوده و بعضاً نتایج گاز کروماتوگرافی یک نمونه روغن در دستگاه‌های گاز کروماتوگرافی مختلف با یکدیگر متفاوت است.
 ■ روشهای مختلف تحلیل نتایج گازهای محلول در روغن در برخی از موارد عیوب متفاوتی را نشان می‌دهند که شناسایی عیب ترانسفورماتور را دشوار می‌سازد.
 ■ ممکن است همزمان دو یا چند خطا در ترانسفورماتور وجود داشته باشد که امکان تفکیک آنها با آزمون گاز کروماتوگرافی دشوار است.
 به دلایل فوق باید گفت که برخلاف آزمون‌های کنترل کیفی روغن و حتی آزمون‌های الکتریکی، شناسایی عیب ترانسفورماتور با کمک گاز کروماتوگرافی به آسانی صورت نگرفته و تحلیلگر باید تخصص بالایی هم در روشهای مختلف آنالیز گازهای محلول در روغن داشته و هم ترانسفورماتور را به خوبی بشناسد.
 در استاندارد IEC60599 برخی از روشهای عیب‌یابی ترانسفورماتور با آنالیز گازهای محلول در روغن به تفصیل توضیح داده شده و همچنین در ویرایش سوم این استاندارد (۲۰۱۵) عیب‌یابی تپ‌چنجر نیز به روشهای شناسایی عیب اضافه شده است که در اینجا خلاصه این استاندارد معرفی می‌گردد.

امروزه آنالیز گازهای محلول در روغن یا گاز کروماتوگرافی یکی از مهم‌ترین و پرکاربردترین آزمونهای عیب‌یابی ترانسفورماتور می‌باشد چرا که:
 ■ تحلیل عیوب ترانسفورماتور با کمک گاز کروماتوگرافی قدمتی بیش از ۶۰ سال داشته و تحقیقات بی‌شماری در این خصوص صورت گرفته است.
 ■ استانداردهای ملی و بین‌المللی بسیار زیادی (از جمله -IEEE std. C57.104-2008) در این خصوص تدوین شده است.
 ■ هزینه انجام آزمون گاز کروماتوگرافی بسیار پائین‌تر از آزمونهای الکتریکی است. در نتیجه تکرار آزمون در فواصل زمانی کوتاه و بررسی رشد/کاهش گازها عملی است.
 ■ برای انجام این آزمون نیازی به خاموش کردن ترانسفورماتور نبوده و بهتر است نمونه برداری در شرایط واقعی کار ترانسفورماتور انجام شود تا تصویر بهتری از وضعیت تجهیز بدست آید.
 به جرات می‌توان گفت امروزه نقطه شروع عیب‌یابی ترانسفورماتور و بویژه ارزیابی وضعیت یک ناوگان ترانسفورماتوری آزمون گاز کروماتوگرافی است.
 با این وجود این تست پیچیدگی‌هایی نیز دارد:
 ■ نمونه‌برداری از روغن ترانسفورماتور (با گاز رله بوخهلتز) برای انجام آزمون

پایدار تشکیل شود. از اینرو استیلن بیشتر در حالت جرقه که دمای کانالهای یونیزه هادی به چند هزار درجه سانتیگراد رسیده و سطح تماس آن با روغن اطراف پائینتر از ۴۰۰ درجه سانتیگراد بوده (بیشتر از این دما روغن تبخیر می‌شود) و یک لایه بخار روغن/گاز در بین این دو سطح قرار دارد، تشکیل می‌شود. استیلن همچنین ممکن است در دماهای پائین (کمتر از ۸۰۰ درجه سانتیگراد) نیز بوجود آید هرچند مقدار آن بسیار کم است. ذرات کربن در درجه حرارت بین ۵۰۰ تا ۸۰۰ درجه تشکیل شده و پس از ایجاد جرقه یا در اطراف نقاط بسیار داغ در روغن بوجود می‌آید.

روغن در صورت اکسید شدن مقادیر کمی مونواکسید و دی اکسید کربن تولید می‌کند که در طول زمان مقدار آنها قابل توجه می‌شود.

تخریب عایق سلولزی

زنجیره‌های پلیمری عایق سلولزی جامد (کاغذ، تخته فشرده و تیرکها چوبی) مقادیر زیادی حلقه‌های آنهیدروگلوکز و پیوندهای ضعیف مولکولی C-O و پیوندهای گلیکو اسید دارند که از پیوندهای هیدروکربنی روغن ناپایدارتر بوده و در دماهای پائین تجزیه می‌شوند. بیشتر گسست زنجیره‌های پلیمر در درجه حرارت‌های بالاتر از ۱۰۵ درجه سانتیگراد اتفاق افتاده درحالیکه در دماهای بالاتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد تجزیه کامل و کربونیزاسیون اتفاق می‌افتد. با گسست زنجیره‌های پلیمری، مونواکسید کربن، دی اکسید کربن و آب، به مقدار بیشتری در مقایسه با اکسیداسیون روغن در همان دما، بوجود آمده و همچنین مقادیر کمی گازهای هیدروکربن و ترکیبات فوران تولید می‌شوند. ترکیبات فوران را می‌توان مطابق استاندارد IEC61198 اندازه‌گیری نموده و آنرا به‌همراه تحلیل گازهای محلول در روغن جهت شناسایی اینکه آیا عایق سلولزی در خطای بوجود آمده نقش دارد یا نه، مورد استفاده قرارداد. میزان تولید مونواکسید کربن و دی اکسید کربن نه تنها با دما بلکه با مقدار اکسیژن روغن و رطوبت کاغذ نسبت مستقیم دارد.

سایر منابع تولید گاز

گازها در برخی موارد نه به‌دلیل وجود خطا در تجهیز بلکه به علت زنگ‌زدگی یا سایر ترکیبات شیمیایی بوجود آمده بر روی آهن، سطوح بدون پوشش یا رنگ محافظ بوجود می‌آیند.

هیدروژن ممکن است بر اثر ترکیب آهن با آب، مادامیکه اکسیژن در روغن وجود داشته باشد، تشکیل شود. از این رو مقادیر زیاد هیدروژن در ترانسفورماتورهایی که برق‌دار نشده‌اند، گزارش شده است. هیدروژن همچنین ممکن است بر اثر واکنش آب آزاد با پوشش مخصوص روی سطوح فلزی یا بر اثر واکنشهای کاتالیزوری برخی از انواع فولاد ضد زنگ با روغن (بویژه روغن حاوی اکسیژن محلول در

جدول یک: اختصارات	
تخلیه جزئی	PD
تخلیه با انرژی کم	D1
تخلیه با انرژی زیاد	D2
خطای حرارتی کمتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد	T1
خطای حرارتی بین ۳۰۰ تا ۷۰۰ درجه سانتیگراد	T2
خطای حرارتی بیشتر از ۷۰۰ درجه سانتیگراد	T3

مکانیزم تشکیل گاز تجزیه روغن

روغن عایقی معدنی از ترکیب مولکولهای مختلف هیدروکربن حاوی گروه‌های شیمیایی CH_2 ، CH_3 و CH که با پیوند مولکولی کربن-کربن در کنار یکدیگر قرار گرفته‌اند، بوجود آمده است. برخی از پیوندهای C-H و C-C ممکن است بدلیل خطاهای الکتریکی و حرارتی گسسته شوند. در پی این گسست ترکیبات ناپایداری به صورت رادیکال یا یون مانند CH_2^+ ، CH_3^+ ، H^+ یا C^+ (بهمراه سایر ترکیبات پیچیده‌تر) بوجود آمده که در طی واکنش‌های پیچیده سرعت با یکدیگر ترکیب شده و مولکولهای گازی مانند هیدروژن (H-H)، متان (CH_3-H)، اتان (CH_3-CH_3)، اتیلن ($CH_2=CH_2$) یا استیلن ($CH\equiv CH$) تشکیل می‌دهند. گازهای هیدروکربن C_3 و C_4 به‌همراه ذرات جامد کربن و پلیمرهای هیدروکربن (X واکس) سایر ترکیبات محتمل می‌باشند. گازهای بوجود آمده در روغن حل شده یا در صورتی که در مقادیر زیاد تولید شوند بصورت گاز آزاد در می‌آیند. این گازها را می‌توان مطابق استاندارد IEC60567 اندازه‌گیری نمود.

خطاهای با انرژی کم مانند تخلیه جزئی از نوع پلاسمای سرد (تخلیه کرونا)، موجب گسست ضعیف‌ترین پیوندها یعنی C-H ($338kJ/Mole$) می‌شوند. این گسست از طریق واکنشهای یونیزاسیون و تولید هیدروژن بعنوان گاز اصلی اتفاق می‌افتد. برای شکستن پیوندهای C-C انرژی و/یا دمای بالاتری مورد نیاز است. در این حالت ترکیباتی با پیوند تک‌گانه کربن ($607kJ/Mole$)، پیوند دوگانه کربن ($720kJ/Mole$)، یا پیوند سه‌گانه کربن ($960kJ/Mole$) به‌همراه فرآیندهای مشابه شکست روغن در صنعت پتروشیمی بوجود می‌آید.

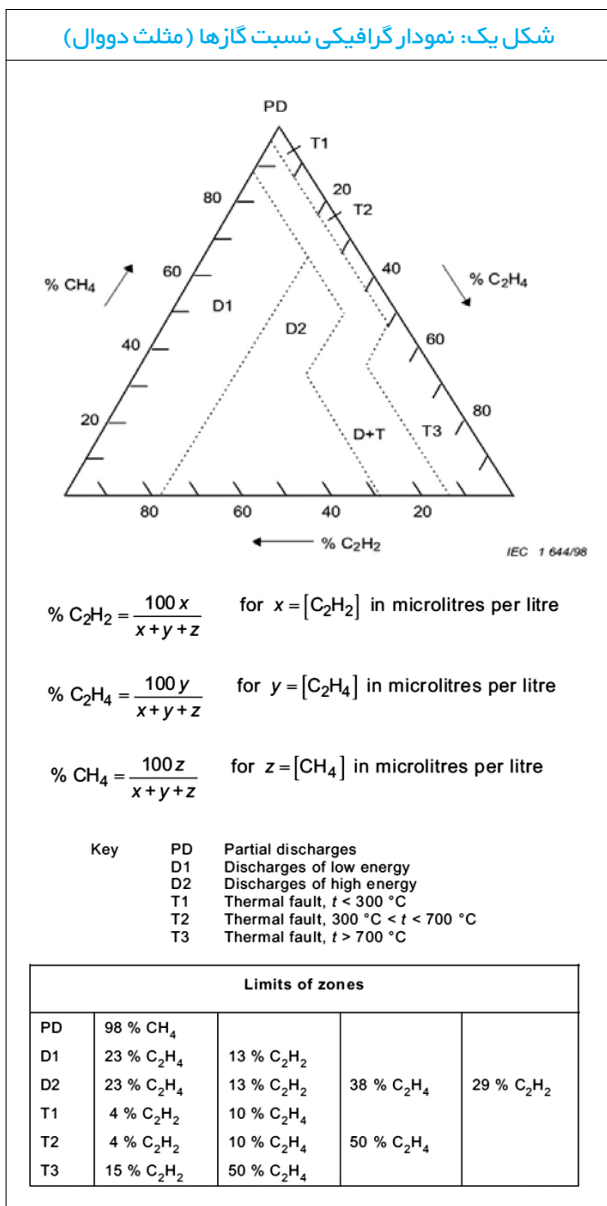
در نتیجه اتیلن در در دماهای تقریباً بالای ۵۰۰ درجه سانتیگراد بیشتر از اتان و متان تولید می‌شود (هرچند اتان در دماهای پائین‌تر نیز به مقدار کمتر تولید می‌شود). به منظور تولید استیلن درجه حرارت باید حداقل بین ۸۰۰ تا ۱۲۰۰ درجه سانتیگراد بوده و دما مرتباً به مقادیر پائینتر افت کند تا این گاز بصورت

جدول دو: تحلیل گازهای محلول در روغن

نوع خطا	شرح خطا	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	تخلیه جزئی	تاثیری ندارد ^۱	< ۰/۱	< ۰/۲
D1	تخلیه با انرژی کم	> ۱	۰/۱-۰/۵	> ۱
D2	تخلیه با انرژی زیاد	۰/۶-۲/۵	۱-۱/۰	> ۲
T1	خطای حرارتی کمتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد	تاثیری ندارد ^۱	> ۱ لیکن تاثیری ندارد ^۱	< ۱
T2	خطای حرارتی بین ۳۰۰ تا ۷۰۰ درجه سانتیگراد	< ۰/۱	> ۱	۱-۴
T3	خطای حرارتی بیشتر از ۷۰۰ درجه سانتیگراد	< ۰/۲۲ ^۲	> ۱	> ۴

۱- این نسبتها هرچه باشد تاثیری در تحلیل ندارند.
۲- افزایش مقدار استیلن ممکن است نشان‌دهنده درجه حرارت نقطه داغ بیشتر از ۱۰۰۰ درجه سانتیگراد باشد.

شکل یک: نمودار گرافیکی نسبت گازها (مثلث دووال)

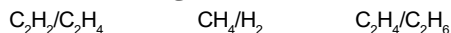


کربونیزاسیون کاغذ، ذوب فلز در ابتدا و انتهای محل تخلیه، کربونیزاسیون گسترده در روغن و در برخی موارد خارج شدن دستگاه از مدار به همراه جریان زیاد می باشد. ■ خطاهای حرارتی در روغن و/یا کاغذ اگر رنگ کاغذ مایل به قهوه‌ای شده باشد دما کمتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد بوده (T1) و اگر کربونیزه شده باشد دمای آن بالای ۳۰۰ درجه سانتیگراد می باشد (T2).

■ خطاهای حرارتی بالاتر از ۷۰۰ درجه سانتیگراد (T3) که نشانه آن کربونیزاسیون روغن، تغییر رنگ فلز (۸۰۰ درجه سانتیگراد) و ذوب فلز (بیشتر از ۱۰۰۰ درجه سانتیگراد) می باشد.

نسبتهای اساسی گاز

هریک از شش دسته خطا را می توان با توجه به ترکیب گازهای هیدروکربن و جدول تحلیل گازهای محلول در روغن شناسایی نمود. نمونه این تحلیل در جدول دو ذکر شده است که مبنای آن سه نسبت اساسی ذیل است:



جدول سه: تحلیل ساده شده نسبت گازها

C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	نوع خطا
	< ۰/۲		PD
		> ۰/۲	D
		< ۰/۲	T

دمای بالا) بوجود آید. هیدروژن همچنین ممکن است در طی پروسه ساخت یا بر اثر جوشکاری در فولاد ضد زنگ بوجود آمده و به تدریج، در روغن آزاد شود. هیدروژن ممکن است بر اثر تجزیه نوار باریک روغن بین لایه‌های هسته داغ شده در دمای ۱۴۰ درجه سانتیگراد و بیشتر تولید شود. همچنین گازها هنگام قرار گرفتن روغن در معرض آفتاب یا در زمان تعمیر تجهیز بوجود آیند. رنگ‌های داخلی ترانسفورماتور مانند رزین‌های آلکیدی و پلی‌ارتان‌ها حاوی اسیدهای چربی هستند که می‌تواند گاز تشکیل دهند.

با این وجود اتفاقات فوق الذکر بسیار نادر بوده و می‌توان آنرا با اجرای آزمون گازهای محلول در روغن در ترانسفورماتور کارنکرده که هیچگاه برق‌دار نشده است و آزمونهای سازگاری مواد شناسایی نمود. حضور هیدروژن در غیاب سایر گازهای هیدروکربن می‌تواند نشانه‌ای از این مسئله باشد.

شناسایی خطا

تشکیل هر گازی در طول بهره‌برداری حتی اگر مقدار آن کم باشد ناشی از نوعی تنش است، حتی اگر بسیار کوچک باشد (مانند پیری در درجه حرارت نرمال). هر چند تا زمانی که نرخ تولید گاز کمتر از مقادیر نرمال باشد، نباید آنرا بعنوان «خطا» تلقی نمود بلکه آنرا «تولید گاز نرمال» در نظر می‌گیریم.

ترکیب گازهای محلول

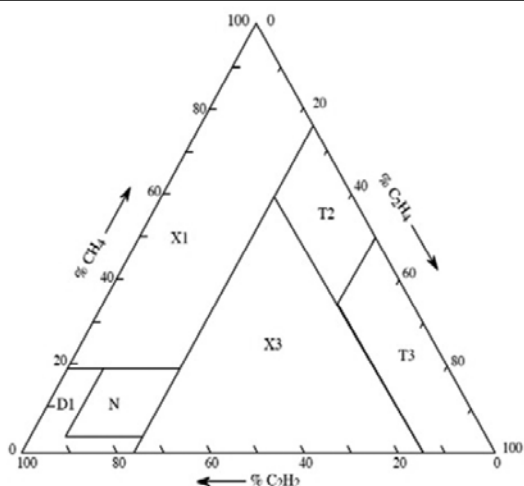
گرچه تولید برخی از گازها با توجه به درجه حرارت یا انرژی موجود در خطا بیشتر از گازهای دیگر صورت می‌گیرد، لیکن همواره ترکیبی از گازهای مختلف در روغن بوجود می‌آید. دلیل این مسئله، قواعد ترمودینامیکی است که بر اساس آن، گرچه تولید یک گاز مرجح است، لیکن گازهای دیگر هر چند در مقادیر کم، ولی باز هم تولید می‌شوند. مدل‌های ترمودینامیکی بدست آمده از صنعت پتروشیمی نمی‌تواند بطور دقیق ترکیب گازهای بوجود آمده در روغن را پیش‌بینی کند چراکه این مدل‌ها معادل شرایط ایده‌آل تعادل گاز/دما بوده که این شرایط در خطاهای واقعی وجود ندارند. همچنین در عمل اختلاف دمایی شدید نیز مثلاً بعلاوه بر روغن یا تبخیر در سطوح داغ، بوجود می‌آید. این مورد بویژه در حالت جرقه شدید که حرارت شدیدی را به لایه بخار روغن/گاز تجزیه شده بین جرقه و روغن منتقل می‌کند، صدق می‌کند. این مسئله افزایش در میزان اتیلن در مقایسه با استیلن را توجیه می‌کند. بعلاوه مدل‌های ترمودینامیکی موجود شامل کاغذ که در درجه حرارت‌های بالاتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد به صورت برگشت ناپذیر به کربن تبدیل می‌شود، نمی‌باشد.

انواع خطا

بازرسی داخلی صدها تجهیز صدمه دیده، طبقه‌بندی خطاهای قابل مشاهده را مطابق ذیل حاصل نموده است:

- تخلیه جزئی (PD) از نوع پلاسمای سرد (کرونا) که موجب تجمع احتمالی X-واکس در عایق کاغذی می‌شود یا از نوع جرقه ای که موجب سوراخ شدن کاغذ می‌شود که یافتن آن دشوار است.
- تخلیه با انرژی کم (D1) در روغن و/یا کاغذ که نشانه آن کربونیزاسیون در سطح و داخل کاغذ یا ذرات کربن در روغن (مانند روغن دایورتر سوئیچ) می‌باشد.
- تخلیه با انرژی زیاد (D2) در روغن و/یا کاغذ که نشانه آن تخریب گسترده و

شکل دو: عیب‌یابی تپ‌چنجر با استفاده از مثلث دووال



$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z} \quad \text{for } x = [C_2H_2] \text{ in microlitres per litre}$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z} \quad \text{for } y = [C_2H_4] \text{ in microlitres per litre}$$

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x+y+z} \quad \text{for } z = [CH_4] \text{ in microlitres per litre}$$

توضیحات عیب‌یابی به روش مثلث دووال:

- عملکرد نرمال و بدون خطای برخی از تپ‌چنجرها در مناطق T2، T3 و X3 می‌باشد. در این تپ‌چنجرها تا زمانی که نسبت گازها از مختصات فعلی خود در مثلث دووال جابجا نشوند، خطایی وجود ندارد.
- تفسیر نتایج گازهای محلول در روغن، وابستگی زیادی به نوع و مدل تپ‌چنجر و همچنین تعداد کارکرد آن دارد.

جدول چهار: نسبت گازهای محلول در روغن تپ‌چنجر

نام اختصاری	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₆	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄
D1	> 1	0/1-0/5	> 1
D2	> 2	0/1-1	0/6-2/5
T2	1-4	> 1	< 0/1
T3	> 4	> 1	< 0/2

در جدول دو بین خطاهای D1 و D2 همپوشانی وجود دارد بدین معنی که در برخی موارد هنگام تحلیل نتایج گازهای محلول در روغن باید به هر دو نوع خطا اشاره نمود. تفاوت بین این دو خطا که میزان انرژی موجود در تخلیه می‌باشد می‌تواند در میزان تخریب احتمالی بر تجهیز موثر بوده و اقدامات پیشگیرانه متفاوتی را الزامی سازد. در صورتی که نسبت گازها خارج از محدوده جدول دو بوده و خطای مشخصی را نتوان از روی این جدول استنتاج نمود، می‌بایست آن را ترکیبی از خطاها یا خطای جدید ترکیب شده با مقادیر زیاد گاز پیش زمینه تحلیل نمود. در این حالت نمی‌توان با استفاده از جدول دو خطایابی نمود. لیکن استفاده از جدول سه برای تمیز تقریبی بین تخلیه جزئی، تخلیه و خطای حرارتی بهتر از عدم شناسایی عیب است.

نسبت CO₂/CO

با افزایش دما، دی اکسید کربن و مونواکسید کربن از کاغذ آغشته به روغن تولید می‌شوند. نسبت CO₂/CO کمتر از سه و مقدار مونواکسید کربن بیشتر از 1000 ppm نشان‌دهنده وجود خطا در کاغذ و کربونیزاسیون می‌باشد. نسبت CO₂/CO بیشتر از 10 و مقدار دی اکسید کربن بیشتر از 10000 ppm معمولاً نشان‌دهنده اضافه حرارت کاغذ (کمتر از 160 درجه سانتیگراد) یا اکسیداسیون روغن است. زمانی که به تخریب کاغذ مشکوک هستید CO₂/CO (کمتر از سه یا بیشتر از ده باشد) توصیه می‌شود ترکیبات فوران تست شده یا در صورت امکان، درجه پلیمریزاسیون نمونه کاغذ بصورت مستقیم اندازه‌گیری شود.

نسبت O₂/N₂

بدلیل تماس مستقیم روغن با هوا در منبع انبساط تجهیزات تنفس کننده با بدلیل وجود نشتی در تجهیزات بسته، اکسیژن و نیتروژن بصورت محلول در روغن یافت می‌شود. در حالت تعادل معمولاً مقدار اکسیژن در حدود 3200 ppm و مقدار نیتروژن 6400 ppm بوده و نسبت O₂/N₂ نزدیک 0/5 است. در طول بهره‌برداری این نسبت در نتیجه اکسیداسیون روغن و/یا پیری کاغذ کاهش می‌یابد بشرطی که سرعت مصرف اکسیژن بیشتر از سرعت نفوذ آن به روغن باشد. عواملی مانند بار و نوع سیستم تنفسی ترانسفورماتور نیز بر این نسبت تاثیر گذار است لیکن نسبت کمتر از 0/3 را می‌توان نشان‌دهنده مصرف زیاد اکسیژن یا اکسیداسیون شدید، فرض کرد.

6 نسبت C₂H₂/H₂

کارکرد تپ‌چنجر تحت بار در ترانسفورماتورهای قدرت گازهایی را تولید می‌کند که متناسب با خطای تخلیه با انرژی کم (D1) است. اگر امکان ارتباط روغن یا گاز بین محفظه دایورتر سوئیچ تپ‌چنجر و مخزن اصلی ترانسفورماتور یا بین منابع انبساط این دو وجود داشته باشد، ممکن است این گازها به روغن مخزن اصلی منتقل شده و تحلیل را دچار خطا کنند. نسبت C₂H₂/H₂ بیشتر از 2 تا 3 در مخزن اصلی می‌تواند نشان‌دهنده نشت روغن دایورتر به روغن مخزن اصلی باشد. این موضوع را می‌توان با مقایسه مقدار گازهای محلول در روغن مخزن اصلی، دایورتر سوئیچ و منابع انبساط ترانس و تپ‌چنجر با یکدیگر اثبات نمود.

جدول پنج: خطاهای محتمل در تپ‌چنجر

خطای احتمالی	نام اختصاری
عملکرد نرمال تپ‌چنجر	D1
کنتاکتها به قسمت انتهایی نرسیده و بعلت نقص در مکانیزم گردشی، در نیمه راه متوقف می‌شوند. تخلیه الکتریکی با انرژی زیاد در حلقه سلکتور سوئیچ یا اتصالات تپ‌چنجر، اغلب این خطا به سیم پیچهای ترانسفورماتور نیز منتقل می‌شود.	D2
افزایش مقاومت بین کنتاکتهای تپ‌چنجر بدلیلی چون افزایش مقدار کربن سوخته، خرابی سلکتور یا تعداد زیاد کارکرد تپ‌چنجر افزایش درجه حرارت مقاومتهای گذرا به بیش از 700 درجه سانتیگراد بدلیل زمان سوئیچینگ طولانی (ناشی از ایراد در عملکرد)	T2 و T3

جدول شش: خطاهای محتمل در تپ چنجر به روش مثلث دووال	
خطای احتمالی	نام اختصاری
عملکرد نرمال تپ چنجر	N
سوختگی شدید کنتاکت در درجه حرارت بیشتر از ۷۰۰ درجه سانتیگراد	T3
سوختگی شدید کنتاکت در درجه حرارت بیشتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد	T2
سوختگی در حال گسترش یا تخلیه الکتریکی غیرعادی	X3
تخلیه الکتریکی غیرعادی	D1
اضافه حرارت در دمای کمتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد	X1

جدول هفت ذکر شده است.

۷) روش مثلث دووال

در این روش درصد هریک از گازهای اتیلن، متان و استیلن نسبت به مجموع این سه گاز حساب شده و مقادیر بدست آمده را در مثلث دووال قرار می‌دهیم. بدین شکل می‌توان نوع خطا را شناسایی نمود. (شکل یک)

عیب‌یابی تپ‌چنجر با کمک آزمون گاز کروماتوگرافی

همانگونه که ذکر شد در ویرایش سال ۲۰۱۵ استاندارد IEC60599 دو روش برای عیب‌یابی تپ‌چنجر با کمک آنالیز گازهای محلول در روغن دایورتر سوئیچ ذکر شده است:

- روش نسبت گازها (جدول چهار و پنج)
- روش مثلث دووال (شکل دو و جدول شش)

عیوب ترانسفورماتور قابل شناسایی با آنالیز گازهای محلول در روغن

برخی از عیوب ترانسفورماتور که با گاز کروماتوگرافی قابل شناسایی هستند در

نکات مهم در تحلیل عیوب ترانسفورماتور با کمک آزمون گاز کروماتوگرافی:

- تحلیل نتایج براساس تنها یک‌بار گاز کروماتوگرافی، دقت پائینی دارد. بهترین راه برای شناسایی عیوب احتمالی ترانسفورماتور، مقایسه رشد/کاهش گازها براساس انجام آزمون گاز کروماتوگرافی در فواصل زمانی مختلف می‌باشد.
- تولید گاز در روغن تنها به دلیل وجود خطا نبوده بلکه عوامل دیگری مانند نوع روغن، مواد بازدارنده مورد استفاده، مواد مورد استفاده در ترانسفورماتور که در مجاورت روغن هستند و ... نیز در شرایط کار عادی ترانس موجب تشکیل گاز می‌شوند. این مسئله می‌تواند تحلیل گازهای محلول در روغن و شناسایی عیب را دچار خطا کند.

در خصوص اطلاعات بیشتر در این خصوص مطالعه مقاله: «تمایل به تولید گاز در روغن عایقی معدنی و اثرات آن بر نتایج آزمون گازهای محلول در روغن: تحقیق آزمایشگاهی» نوشته دکتر بهروز پهلوانپور و چاپ شده در شماره دو فصلنامه ترانسفورماتور (پائیز ۹۴) پیشنهاد می‌گردد.

جدول هفت: عیوب ترانسفورماتور قابل شناسایی با آزمون گاز کروماتوگرافی

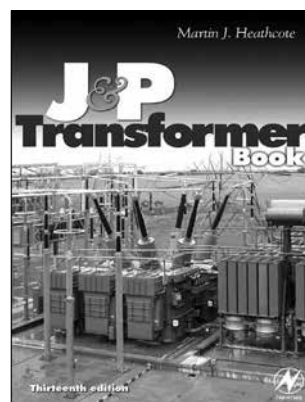
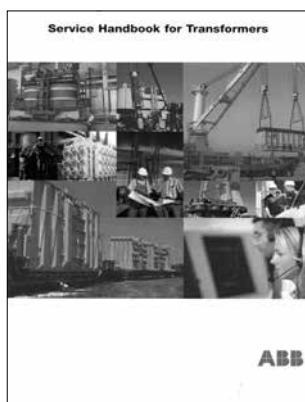
خطا	نوع خطا	دلایل محتمل وقوع خطا
PD	تخلیه جزئی	تخلیه الکتریکی در حبایهای گاز داخل روغن ناشی از رطوبت بالای کاغذ، اشباع روغن از آب و تشکیل X-Wax
D1	خطای الکتریکی با انرژی کم	تخلیه الکتریکی بین اتصالات ناقص یا پتانسیل الکتریکی متفاوت یا شناور در رینگهای شیلد، دیسکها یا حلقه های مجاور در سیم پیچی یا حلقه های بسته در هسته تخلیه بین بخشهای تحت فشار، پوشینگ و مخزن، فشار قوی و زمین در سیم پیچی یا روی دیواره مخزن جریان خزشی سطحی در سطوح عایق و اسپیسرها، شکست عایقی روغن، جریان شکست سلکتور
D2	خطای الکتریکی با انرژی زیاد	تخلیه الکتریکی سطحی یا تخلیه کامل با انرژی زیاد اتصال کوتاه بین: فشار ضعیف و زمین، اتصالات، داخل سیم پیچی، پوشینگ و مخزن، شینه های مسی و مخزن، سیم پیچ و هسته، کانال روغن و ... حلقه های بسته بین کنداکتورهای اطراف شار اصلی مغناطیسی، پیچهای عایق هسته، حلقه های فلزی نگه دارنده ستونهای هسته
T1	خطای حرارتی کمتر از ۳۰۰ درجه سانتیگراد	اضافه بارگیری از ترانسفورماتور در شرایط اضطراری مسدود شدن مسیر عبور روغن در سیم پیچی شار پراکندگی در یوغ هسته
T2	خطای حرارتی بین ۳۰۰ تا ۷۰۰ درجه سانتیگراد	کنتاکتهای معیوب بین اتصالات پیچ شده (بویژه بین شینه های آلومینیومی)، کنتاکتهای داخل سلکتور سوئیچ، اتصالات کابل و ... جریانهای گردشی بین نگهدارنده های یوغ و پیچهای هسته، نگهدارنده و لایه های هسته، در سیم های اتصال زمین، جوشهای معیوب یا نگهدارنده های واقع در شیلد مغناطیسی عایقهای بین کنداکتورهای موازی در سیم پیچ
T3	خطای حرارتی بیشتر از ۷۰۰ درجه سانتیگراد	جریانهای گردشی بزرگ بین مخزن و هسته جریانهای گردشی بین دیواره مخزن بوجود آمده بر اثر میدان مغناطیسی اتصال الکتریکی بین لایه های هسته

آمار ترانسفورماتورهای مورد استفاده جهت برقی رسانی به روستاها در پایان سال ۱۳۹۵					
ردیف	شرکت های توزیع نیروی برق	تعداد روستا (روستا)	تعداد خانوار (خانوار)	قدرت ترانسفورماتور (مگا ولت آمپر)	تعداد ترانسفورماتور
					(دستگاه)
۱	شهرستان تبریز	۱۹۸	۴۶۱۶۳	۴۳	۲۴۶
۲	آذربایجان شرقی	۲۶۵۰	۲۵۱۰۳۹	۲۷۴	۲۷۷۳
۳	آذربایجان غربی	۲۸۹۵	۲۱۰۱۹۳	۲۸۸	۲۹۹۳
۴	استان اردبیل	۱۵۹۱	۷۰۲۲۹	۱۱۶	۱۵۸۷
۵	استان اصفهان	۱۳۸۲	۲۱۱۹۷۱	۱۸۳	۲۱۷۰
۶	شهرستان اصفهان	۳۷۶	۸۴۸۴۹	۹۰	۸۵۹
۷	چهارمحال و بختیاری	۷۴۰	۸۵۴۵۴	۵۹	۵۲۴
۸	استان مرکزی	۱۱۹۰	۱۲۴۳۱۲	۱۷۳	۱۳۸۷
۹	استان همدان	۱۱۲۴	۱۶۴۹۸۰	۱۹۵	۲۰۷۱
۱۰	استان لرستان	۲۶۸۲	۱۰۲۶۷۳	۱۹۰	۲۵۱۶
۱۱	استان البرز	۲۲۴	۲۱۸۴۱	۳۰	۲۳۷
۱۲	تهران بزرگ	۵۹۹	۱۵۲۷۹۱	۱۵۲	۱۰۸۴
۱۳	استان تهران				
۱۴	استان قم	۱۸۹	۱۸۲۳۴	۱۶	۱۸۹
۱۵	شهرستان مشهد	۶۴۳	۸۳۶۹۸	۷۶	۷۳۱
۱۶	استان خراسان رضوی	۲۶۱۲	۲۴۳۴۲۷	۲۳۴	۲۸۲۵
۱۷	استان خراسان جنوبی	۱۴۷۰	۱۲۴۷۲۴	۱۲۸	۱۷۲۹
۱۸	استان خراسان شمالی	۹۲۵	۹۳۸۷۵	۸۴	۱۱۲۶
۱۹	شهرستان اهواز	۴۱۰	۲۳۲۰۰	۱۹۲	۸۳۳
۲۰	استان خوزستان	۳۳۴۴	۱۸۳۵۵۵	۹۳۹	۶۹۴۱
۲۱	استان کهگیلویه و بویراحمد	۱۶۳۲	۵۴۶۶۳	۲۲۹	۲۱۱۳
۲۲	استان زنجان	۹۲۱	۹۱۴۶۲	۱۱۸	۱۰۱۸
۲۳	استان قزوین	۸۵۲	۷۲۷۶۱	۱۶۸	۱۱۱۷
۲۴	استان سمنان	۵۰۱	۳۵۹۳۸	۵۱	۴۷۷
۲۵	استان سیستان و بلوچستان	۴۴۲۱	۲۴۳۰۸۸	۵۸۰	۶۳۶۴
۲۶	استان کرمانشاه	۲۵۱۴	۱۲۷۲۶۱	۲۵۷	۲۵۹۸
۲۷	استان کردستان	۱۷۷۳	۱۲۷۲۷۲	۱۸۷	۱۸۵۵
۲۸	استان ایلام	۶۲۵	۴۴۷۳۹	۷۲	۶۹۲
۲۹	شهرستان شیراز	۸۳۳	۹۸۰۱۵	۱۱۳	۱۱۸۷
۳۰	استان فارس	۲۳۵۳	۱۸۵۱۹۷	۳۱۸	۳۴۰۶
۳۱	استان بوشهر	۵۱۲	۳۹۸۴۹	۱۱۲	۸۲۱
۳۲	شمال استان کرمان	۱۳۸۳	۹۶۰۶۹	۳۰۸	۳۶۴۹
۳۳	جنوب استان کرمان	۳۶۹۴	۱۴۲۹۶۲	۳۴۷	۴۳۲۵
۳۴	استان گیلان	۳۰۱۹	۲۸۶۲۰۶	۴۲۱	۴۷۹۲
۳۵	استان مازندران	۲۳۵۶	۲۱۱۶۱۶	۱۶۶	۲۳۹۹
۳۶	غرب استان مازندران	۶۴۴	۵۰۴۸۱	۵۵	۶۶۸
۳۷	استان گلستان	۸۹۵	۱۰۶۲۳۶	۶۹	۱۰۱۶
۳۸	استان هرمزگان	۱۷۰۱	۱۲۶۸۷۵	۵۸۰	۴۴۰۱
۳۹	استان یزد	۹۲۰	۵۴۸۵۴	۷۳	۱۰۱۶
	جمع	۵۶۷۹۳	۴۴۹۲۷۵۲	۷۶۸۷	۷۶۷۳۵

کتابهای تخصصی ترانسفورماتور

که فهم مطلب را دشوار می کند. با توجه به دلایل فوق بر آن شدیم تا با انتخاب و ترجمه دقیق و روان دو کتاب (یکی در خصوص مباحث تئوریک و طراحی ترانسفورماتور و دیگری در خصوص مباحث بهره برداری و سرویس و نگهداری از این تجهیز) و چاپ بخشهایی از آن در هر شماره از نشریه کمکی هر چند کوچک به پر کردن این خلاء نماییم. دو کتاب انتخاب شده عبارتند از:

با وجود اهمیت ترانسفورماتور در شبکه برق، متأسفانه مباحث مربوط به این تجهیز کمتر بصورت آکادمیک در دانشگاهها تدریس می شود. لذا مهندسان رشته برق قدرت پس از فارغ التحصیل از دانشگاهها آشنایی چندانی با این تجهیز نداشته و به ضرورتهای شغلی مطالعه در این خصوص را آغاز می نمایند. در عین حال تقریباً تمام کتب مربوط به ترانسفورماتور به زبان انگلیسی بوده



کتاب راهنمای جامع سرویس و نگهداری ترانسفورماتور ABB Service Handbook for (Transformers)

کتاب راهنمای جامع سرویس و نگهداری ترانسفورماتور (ABB Service Handbook for Transformers)، که در سال ۲۰۰۶ توسط شرکت ABB و با مشارکت بیش از ۵۵ نویسنده متخصص در مسائل مختلف ترانسفورماتور از ۱۳ کشور، تدوین و چاپ شده است. یکی از مهمترین امتیازات این کتاب علاوه بر جامع بودن و قابلیت پیاده سازی بر اکثر ترانسفورماتورهای تحت شبکه، پرداختن به مباحث عملی بدون ورود به مباحث تئوریک می باشد. مجله ترانسفورماتور با درک این واقعیت که ترانسفورماتور تنها یکی از دهها تجهیز برقی است که مهندسان برق شاغل در مجتمعهای صنعتی روزانه با آن درگیر هستند، مطالعه این کتاب را به آنها توصیه می کند.

...

همچنین به منظور آشنائی مخاطبان با متون چاپ شده در زمینه ترانسفورماتور در ایران در هر شماره از نشریه به معرفی یک یا دو کتاب خواهیم پرداخت. از کلیه نویسندگان کتب مربوط به ترانسفورماتور دعوت می شود. یک نسخه از کتاب خود را جهت معرفی در این نشریه به دفتر مجله ارسال نمایند.

کتاب ترانسفورماتور J&P (The J&P Transformer Book)

که یکی از بهترین کتابهای آموزشی مرجع در خصوص تئوری ترانسفورماتور بوده و بیشتر طراحان ترانسفورماتور در ایران دانش فنی خود را تاحد زیادی مدیون این کتاب هستند. این کتاب از زمان انتشار (سال ۱۹۲۵ میلادی) تاکنون سیزده بار مورد ویرایش و تجدید چاپ قرار گرفته و آخرین ویرایش آن مربوط به سال ۲۰۰۷ میلادی است. (همین ویرایش سیزدهم جهت ترجمه و نشر در مجله انتخاب شده است). مطالعه این کتاب برای مهندسين برق و دانشجویانی که تمایل به آشنایی با مباحث طراحی و ساخت ترانسفورماتور را دارند توصیه می شود.

...



مترجم:
مهندس سیامک غفاری
شرکت ایران ترانسفو

ترجمه کتاب The J&P Transformer Book: فصل چهارم: ساختمان ترانسفورماتور قسمت سوم: سیم پیچی ترانسفورماتور (فشار قوی و تنظیم ولتاژ)

کتاب ترانسفورماتور (The J&P Transformer Book) یکی از جامع ترین و پر خواننده ترین کتابهای آموزشی مرجع در خصوص تئوری ترانسفورماتور است که از زمان انتشار (سال ۱۹۲۵ میلادی) تاکنون سیزده بار مورد ویرایش و تجدید چاپ قرار گرفته و آخرین ویرایش آن مربوط به سال ۲۰۰۷ میلادی و بالغ بر ۸۰۰ صفحه می باشد. دلیل استقبال گسترده از این کتاب از سوی طیف وسیعی از مخاطبان، علاوه بر روانی و سادگی متن، پرداختن به کلیه مباحث مربوط به ترانسفورماتور شامل طراحی، تولید، آزمون، بهره برداری، سرویس و نگهداری بصورت پیوسته و در یک جلد می باشد. تدوین کتابی که کلیه این مباحث را بصورت تفصیلی بیان نموده و مورد استفاده طراح، سازنده و بهره بردار ترانسفورماتور و همچنین دانشجویان و اساتید دانشگاه بصورت همزمان قرار گیرد، بسیار دشوار بوده که تنها به لطف دانش و سوابق کاری گوناگون نویسنده کتاب، آقای Martin J. Heathcote (طراح ترانسفورماتورهای تا ۴۰۰ کیلوولت در شرکت ترانسفورماتور سازی Ferranti، متخصص ترانسفورماتور در شبکه ملی برق انگلستان و مشاور شرکتهای بهره بردار ترانسفورماتور) حاصل شده است. از آنجا که این نشریه، آشنا نمودن مخاطبان با مباحث تئوریک ترانسفورماتور در کنار مسائل عملی را وظیفه خود می داند، تصمیم گرفته شد آخرین ویرایش کتاب ترجمه و در هر شماره بخشهایی از آن چاپ گردد. (تلاش بر این است که کل کتاب در این نشریه تقدیم علاقه مندان گردد). در ترجمه این کتاب تلاش شده است علاوه بر حفظ امانتداری، روانی و سادگی متن نیز تاحد امکان حفظ شود. مطالعه این کتاب به کلیه مهندسين، اساتید دانشگاه و دانشجویانی که تمایل به آشنایی با ترانسفورماتور از طراحی و تولید

تا بهره برداری را دارند پیشنهاد می شود.

فصول کتاب به قرار ذیل می باشند:

- ۱) تئوری ترانسفورماتور
 - ۲) اصول طراحی
 - ۳) مواد مورد استفاده در ساخت ترانسفورماتور
 - ۴) ساختمان ترانسفورماتور
 - ۵) آزمونهای کارخانه ای و نصب و راه اندازی ترانسفورماتور
 - ۶) بهره برداری و سرویس و نگهداری
 - ۷) مباحث ویژه در ترانسفورماتور
 - ۸) نحوه تنظیم اسناد مناقصه خرید ترانسفورماتور و ارزیابی پیشنهادات
- در شماره های قبلی نشریه فصول ذیل از کتاب ترجمه و چاپ شده است:
- فصل اول: شماره اول، تابستان ۱۳۹۴
- فصل دوم: شماره های دوم و سوم، پاییز و زمستان ۱۳۹۴
- فصل سوم، قسمت اول: شماره چهارم، بهار ۱۳۹۵
- فصل سوم، قسمت دوم: شماره پنجم تابستان ۱۳۹۵
- فصل چهارم، قسمت اول: شماره ششم، پائیز ۱۳۹۵
- فصل چهارم، قسمت دوم، شماره هفتم، زمستان ۱۳۹۵
- به کلیه علاقه مندان به این کتاب پیشنهاد می گردد پیش از مطالعه فصل چهارم، فصول اول تا سوم کتاب را بخوانند.

سیم پیچ فشار قوی

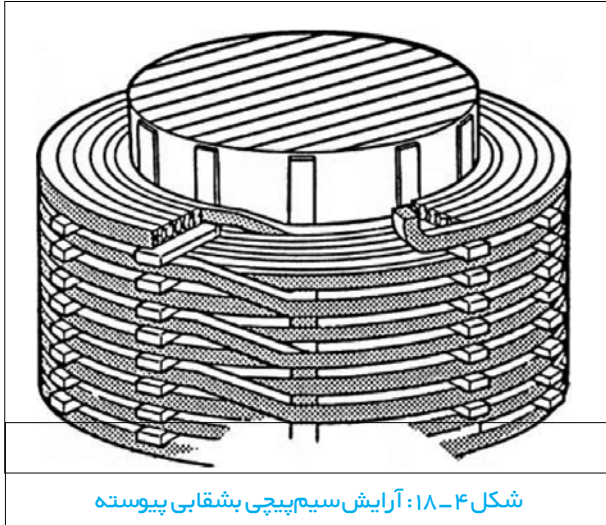
پیشتر به این واقعیت که تعداد دور سیم پیچ فشار قوی می تواند ده برابر بیشتر از سیم پیچ فشار ضعیف باشد، اشاره شد، همچنین سطح مقطع هادی در این سیم پیچ به طور قابل ملاحظه ای کمتر است. با توجه به متفاوت بودن ملزومات عایق بندی انتهایی مطلوب است که هر دو سیم پیچ طول محوری تقریباً برابری داشته باشند. در ادامه لازم است به این نکات توجه شود: اگر فرض کنیم سیم پیچ فشار ضعیفی در یک لایه به شکل یک سیم پیچ حلزونی ساده سیم پیچی شده باشد، سیم پیچ فشار قوی به ۱۰ لایه مشابه نیاز خواهد داشت. با این حال یک سیم پیچ چند لایه حلزونی، ممکن است از استقامت مکانیکی مناسب برخوردار نباشد و همچنین ولتاژ بالایی بین لایه های سیم پیچ قرار خواهد گرفت. (در یک سیم پیچ ۱۰ لایه، ولتاژ بین لایه ها یک دهم ولتاژ فاز است). به همین دلیل معمولاً سیم پیچ های فشار قوی به صورت سیم پیچ بشقابی اجرا می شوند.

در سیم پیچ بشقابی، دورها از روی سطح دور قبلی شروع می شوند و به صورت شعاعی به سمت خارج پیچیده می شوند. اگر یک جفت بشقاب مجاور به این صورت سیم پیچی

شده باشند تقاطع بین آنها در داخل بشقابها ایجاد می شود و هر دو انتها در سطوح خارجی بشقابهای مربوطه ظاهر می شوند. تعداد مورد نیاز از جفت بشقابها می توانند به این صورت سیم پیچی شوند و سپس از قسمت انتهایی به همدیگر متصل شوند تا یک سیم پیچی کامل را شکل دهند.

چنین آرایشی تعداد زیادی از اتصالات بین جفت بشقابها را می طلبد (معمولاً بشقابهای منفرد را قطعه می نامند) و به همین دلیل عمدتاً با سیم پیچ بشقابی پیوسته جایگزین شده است.

این روش، زمانی که به عنوان یک سیم پیچ بشقابی قطعه ای کامل شود پیکربندی مشابهی دارد اما به طریقی سیم پیچی می شود که نیاز به سیم پیچی آنها به عنوان جفت بشقابهای جداگانه ندارد. زمانی که انتهایی یک بشقاب روی شعاع خارجی ظاهر شود، به وسیله یک هدایت کننده مخروطی خمیده به سمت پایین و سطح قالب سیم پیچی کشیده می شود. با استفاده از سیم پیچی به سمت خارج یک بشقاب ثانویه از سطح قالب سیم پیچی کاملاً مشابه اولی ساخته می شود. زمانی که بشقاب ثانویه شکل می گیرد تنش

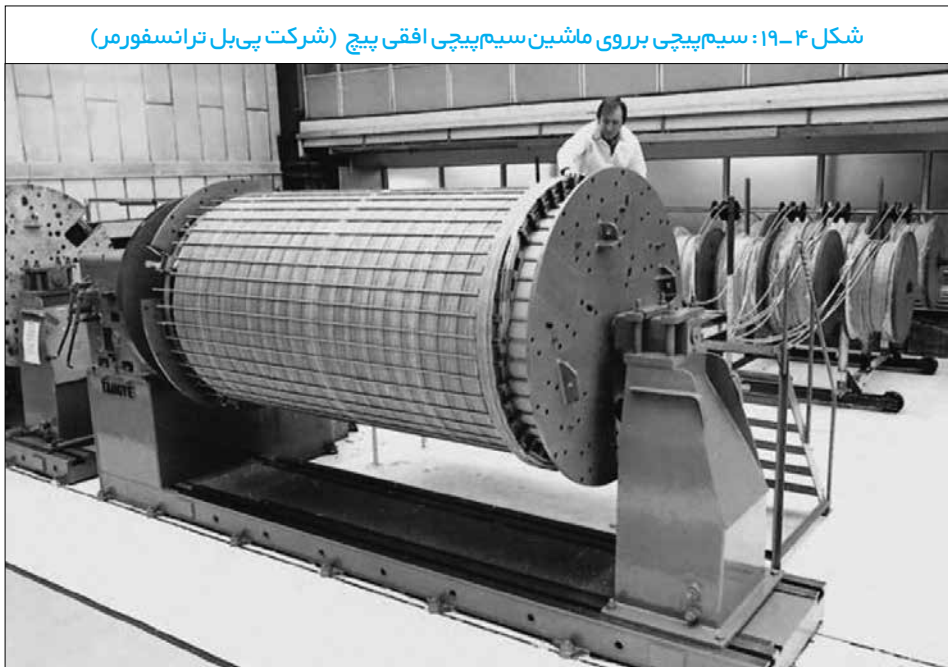


که بشقاب از سطح قالب سیم‌پیچی رو به بیرون به روش عادی ساخته می‌شود. سپس بشقاب بعدی در بالای آن پیچیده می‌شود. از قطر خارجی شروع شده و به شکل مخروطی روی یک سری قطعه‌های بسته‌بندی پله پله از گونه‌ای که در شکل ۴-۲۱ نشان داده شده است، رو به داخل ادامه پیدا می‌کند. وقتی که این مخروط تکمیل شد و هادی به سطح قالب سیم‌پیچی رسید، قطعه‌های بسته‌بندی برداشته می‌شود و اجازه می‌دهد که مخروط به داخل فرو بریزد و تبدیل به یک بشقاب شود. در این روال برای آنکه روان بودن کافی جهت فرو ریختن مخروط ایجاد شود، لازم است که هادی به مقداری خیلی کمی شل باشد. در نتیجه فرآیند محکم کردن نیز نسبت به ماشین‌های افقی محور بسیار کم‌خطرتر است و به علاوه این فرآیند به سادگی توسط یک نفر می‌تواند انجام شود. ماشین‌های عمود محور امکان ساخت سیم‌پیچی‌هایی را فراهم می‌کنند که به طور قابل ملاحظه‌ای کیفیت برتری نسبت به سیم‌پیچی‌های تولید شده توسط ماشین‌های افقی محور دارند اما نصب آن‌ها سرمایه‌گذاری بیشتری را در مقایسه با هزینه تهیه و نصب ماشین‌های افقی محور می‌طلبد. سیم‌پیچ فشار قوی به فضایی برای جریان یافتن روغن خنک‌کننده به همان شکلی که برای سیم‌پیچ فشار ضعیف توضیح داده شد نیاز دارد و این امکان نیز توسط تیرک‌های روی سیلندر پایه در مقابل سطح داخلی بشقاب‌ها و فاصله دهنده‌های شعاعی که به همان روشی

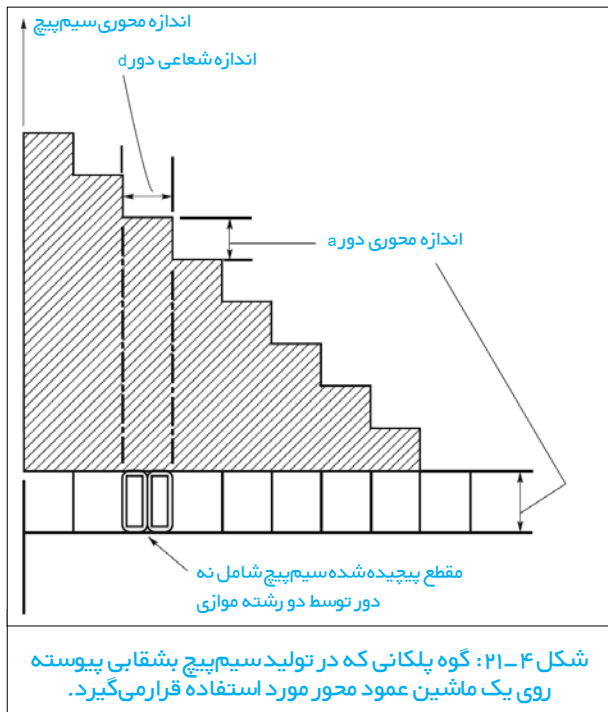
از روی هادی سیم‌پیچ رها می‌شود، هدایت‌کننده مخروطی برداشته می‌شود و دورهای سیم‌پیچ آزادانه روی سطح قالب سیم‌پیچی قرار می‌گیرند. سپس این دورهای سیم‌پیچ به ترتیب به صورت واژگون مجدداً جایجا می‌شوند، به گونه‌ای که ابتدای آن‌ها متقاطع با بشقاب مجاور باشد و انتهایشان در وسط و بر روی سطح قالب سیم‌پیچی قرار داشته باشد. پس از آن بشقاب بعدی به صورت معمولی به سمت قطر خارجی سیم‌پیچ ساخته می‌شود. یک قطعه از سیم‌پیچی بشقابی پیوسته در شکل ۴-۱۸ نمایش داده شده است.

عملیاتی که در بالا شرح داده شد، از ابتدای معرفی سیم‌پیچی بشقابی پیوسته (حدود سال ۱۹۵۰) روش مرسوم ساخت این نوع سیم‌پیچی بوده است. با اینکه تشریح این روش ممکن است پیچیده به نظر برسد، اما یک کارگر سیم‌پیچ مجرب این فرآیند را به سادگی می‌تواند انجام دهد و ساخت سیم‌پیچ‌های با کیفیت، با استفاده از این روش برای او مشکل نخواهد بود. با این حال این روش مشکلاتی نیز دارد. مهم‌ترین آن‌ها مربوط به محکم کردن آن بشقاب‌هایی است که باید واژگون بشوند. پس از اتصال مجدد دورهای جداگانه‌ی این بشقاب‌ها برای برگرداندن هادی سیم‌پیچ به سطح قالب سیم‌پیچی (فرآیندی که برای انجام آن لازم است دورهای سیم‌پیچ آنقدر شل باشند که جایجا شوند)، کارگر سیم‌پیچ باید مجدداً بشقاب را محکم کند تا اطمینان حاصل شود که سیم‌پیچ به اندازه کافی پایدار است تا بتواند هر شوک ناشی از خطا یا اتصال کوتاه را در زمان استفاده تحمل کند. این فرآیند محکم کردن شامل محکم کردن استوانه‌ای که هادی از آن گرفته و چرخاندن بشقاب می‌شود. در نتیجه‌ی این عمل هادی می‌تواند تا حدود یک متر از درون بشقاب کشیده شود و همان طور که شل بودگی برطرف می‌شود هادی روی نوارهای دم‌چلچله‌ای که سیم‌پیچی بشقاب روی آن‌ها انجام شده است کشیده می‌شود. برای اینکه اطمینان حاصل شود که هادی به راحتی سر می‌خورد معمولاً سطح نوارها و اکس زده می‌شوند، اما بعید نیست که به نوارها گیر کند و پوشش هادی آسیب ببیند. البته این آسیب در محلی داخل بشقاب روی میدهد که دیدن آن مشکل است.

مشکل دیگر، هزینه نیروی کار ساخت یک سیم‌پیچ بشقابی پیوسته است. فرآیند بیرون کشیدن دورهای بشقاب در سرتاسر سطح قالب سیم‌پیچی و متصل کردن مجدد آن‌ها به ترتیب برعکس، نیازمند مهارت بسیار در کار کردن با دست است؛ و در این شرایط یک جفت دست دیگر بسیار مفید واقع می‌شوند. در حقیقت زمانی که هزینه نیروی کار بسیار کمتر از اکنون بود، این یک رسم عادی بود که کارگر سیم‌پیچی که به تولید یک سیم‌پیچ بشقابی پیوسته اشتغال دارد، در انجام این کار از کمک یک کارگر بهره‌بردار. امروزه چنین رسمی بسیار هزینه‌بر است، با این حال در بسیاری از سازمان‌ها کارگر سیم‌پیچ برای بخش‌های دشوارتر فرآیند، دستگیری یک همکار را می‌طلبد که این نیز پیامدهایی در هزینه دارد.



هر دو مشکل بالا در رابطه با تولید سیم‌پیچ‌های بشقابی متوالی توسط ماشین‌های سیم‌پیچی عمود محور برطرف شدند. بعضی از تولیدکننده‌ها سال‌ها از این ماشین‌ها استفاده می‌کردند اما استفاده از آن‌ها در حوالی ۱۹۸۰ رایج شد. از اولین روزهای تولید ترانسفورماتور رسم بر این بوده که هادی را دور قالب‌های افقی مانند آنچه در شکل ۴-۱۹ دیده می‌شود بپیچند. شکل ۴-۲۰ یک ماشین عمود محور مدرن را نمایش می‌دهد که در کارگاه‌های سیم‌پیچی بعضی از سازنده‌های پیشرفته‌تر ترانسفورماتورهای فشار قوی بزرگ، جایگزین بعضی از مدل‌های افقی محور شده است. با این ماشین‌ها تولید سیم‌پیچ‌های بشقابی پیوسته روند سر راست‌تر و قابل اطمینان‌تری پیدا کرده است. با استفاده از چنین ماشینی، اولین بشقاب در نزدیک به انتهای پایینی قالب سیم‌پیچی پیچیده می‌شود، به این صورت



شکل ۴-۲۰: سیم پیچی بر روی ماشین عمود پیچ (شرکت پیل ترانسفورمر)

محوری را برای آن سخت می کند. (به بخش ۴-۷ رجوع کنید). همچنین در زمینه طراحی صفحه محافظ نیز مشکلی وجود دارد. آن‌ها باید از ورق‌های بسیار نازک هادی ساخته شوند، در غیر این صورت سطح بالایی از تلفات گردابی را برمی‌انگیزند و علاوه بر آن محافظ انتهایی خط که شدیداً عایق بندی شده است به سختی خنک می‌شود و در نتیجه می‌تواند مشکل افزایش دمای موضعی را ایجاد کند. محافظ‌ها باید یک اتصال الکتریکی به انتهای سیم پیچ داشته باشند و تبدیل کردن این‌ها به ورق‌های فلزی سست به طریقی که در تمام طول عمرشان ارتعاش زیاد ۱۰۰ Hz را تحمل کنند ساده نیست. این مشکلات و به‌ویژه ساختار عایق بندی پیچیده‌ی مورد نیاز، این نوع عایق بندی را برای تولیدکننده بسیار پرهزینه می‌سازد. در نتیجه طراحان بر روی بهبود پاسخ گویی سیم پیچ بشقابی به موج‌های تیز پیشانی تمرکز کردند. این کار در سال‌های اخیر بسیار موفق بوده است، به گونه‌ای که سیم پیچ لایه‌ای محافظت شده در حال حاضر به ندرت مورد استفاده قرار می‌گیرد.

سیم پیچ‌های تنظیم ولتاژ

تا اینجا اینطور فرض شده است که ترانسفورماتورهای قدرت به سادگی تنها یک سیم پیچ اولیه و سیم پیچ ثانویه دارند. با این حال، در عمل همه آن‌ها هم برای تغییر ولتاژ اعمال شده و هم برای تنظیمات درونی شکلی از آرایش تنظیم ولتاژ را دارا هستند. در مورد ترانسفورماتورهای توزیع و یا ترانسفورماتورهای کوچک کمکی این انشعاب‌ها احتمالاً اجازه‌ی ۵٪ درصد تغییر را می‌دهند که فقط در حالت خارج از مدار قابل تنظیم است. در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر، انشعاب‌های ۱۰٪ درصد یا بیشتر می‌توانند به صورت انتخابی با استفاده از کلیدهای تنظیم ولتاژ تحت بار فراهم شوند. در مورد موضوع انشعاب‌ها و کلیدهای تنظیم ولتاژ در آینده بیشتر صحبت خواهد شد. با این وجود مناسب است که در این مرحله در مورد خود سیم پیچ تنظیم ولتاژ توضیح داده شود. بیشتر ترانسفورماتورهای قدرت به دو دلیل در سیم پیچ فشار قوی دارای انشعاب هستند. نخست آن که منطقی است که فرض کنیم هدف از تنظیم ولتاژ جبران تغییراتی است که در ولتاژ اعمالی بوجود می‌آید، که در بیشتر ترانسفورماتورها، به جز ترانسفورماتورهای ژنراتور به سیم پیچ فشار قوی اعمال می‌شود. (ترانسفورماتورهای ژنراتور مورد خاصی هستند و در فصل ۷ به صورت کامل مورد بحث قرار می‌گیرند) همین طور که ولتاژ اعمالی افزایش می‌یابد، دوره‌های انشعاب بیشتری به وسیله کلید تنظیم ولتاژ به سیم پیچ فشار قوی اضافه

که برای فشار ضعیف توضیح داده شد در هم قفل می‌شوند، فراهم می‌شود. کانال‌های خنک کننده شعاعی می‌توانند بین جفت بشقاب‌ها و یا بشقاب‌های منفرد تشکیل شوند. پیش از اینکه توضیح انواع مختلف سیم پیچی فشار قوی را به انتها برسانیم لازم است در مورد نوع خاصی از سیم پیچی لایه‌ای که گاهی اوقات برای ترانسفورماتورهای فرا فشار قوی استفاده می‌شود و به نام سیم پیچی لایه‌ای دارای چتر حفاظتی شناخته می‌شود، توضیحاتی داده شود. علیرغم وجود مشکلات در سیم پیچی چند لایه فشار قوی، همچون ولتاژ بالا در بین لایه‌ها و به خصوص در انتهای لایه‌ها؛ از نظر الکتریکی این آرایش سیم پیچی زمانی که به عنوان یک سیم پیچ فشار قوی با اتصال ستاره که نقطه ستاره آن مستقیماً زمین شده باشد و از عایق بندی غیر یکنواخت استفاده کند، برتری ویژه‌ای دارد. این موضوع در شکل ۴-۲۲ مشاهده می‌شود. اگر دوره‌های سیم پیچ بین یک جفت محافظ داخلی و خارجی که یکی به انتهای خط و دیگری به زمین متصل شده‌اند، چیده شوند، این صورت اگر محافظ داخلی و خارجی به عنوان قطب‌های یک خازن در نظر گرفته شوند، توزیع ولتاژ الکترومغناطیسی سیم پیچ مشابه توزیع ولتاژ خازنی خواهد بود. به این ترتیب عایق مورد نیاز جهت عایق بندی برای ولتاژ الکترومغناطیسی که در هر دور ظاهر می‌شود، مشابه همان برای عایق بندی توزیع ولتاژ خازنی خواهد بود؛ که ظرفیت بالایی را جهت تحمل موج‌های تیز پیشانی مانند آن‌ها که در نتیجه برخورد رعد و برق به خط در نزدیکی ترانسفورماتور ایجاد می‌شوند، در سیم پیچ بوجود می‌آورد. (بخش بعدی این فصل به صورت مفصل به این موضوع می‌پردازد).

شکل ۴-۲۲-الف چیدمان ایده آل را برای یک سیم پیچ لایه‌ای محافظت شده نشان می‌دهد. شکل ۴-۲۲-ب نشان می‌دهد که اینچنین سیم پیچی عملاً چطور باید ساخته شود. همان طور که از شکل ۴-۲۲-ب بر می‌آید این نوع سیم پیچ از مقاومت مکانیکی بسیار اندکی، به ویژه در جهت محوری برخوردار است. که این موضوع تحمل نیروهای کششی

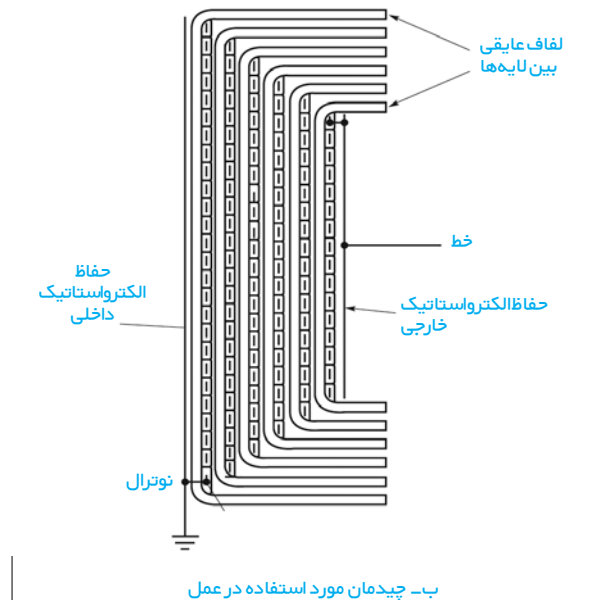
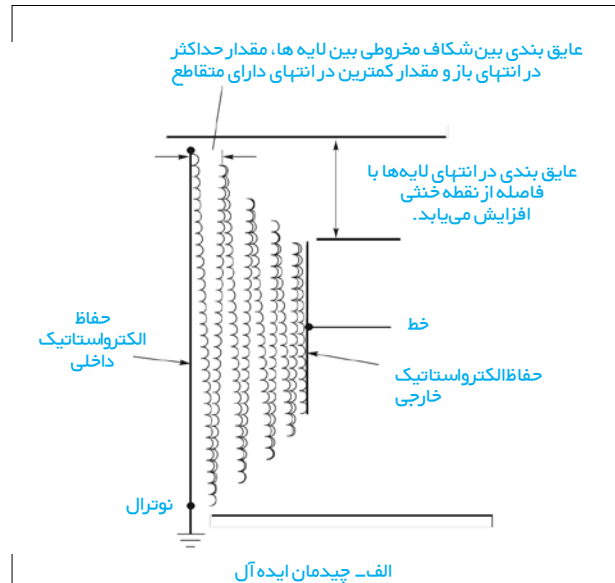
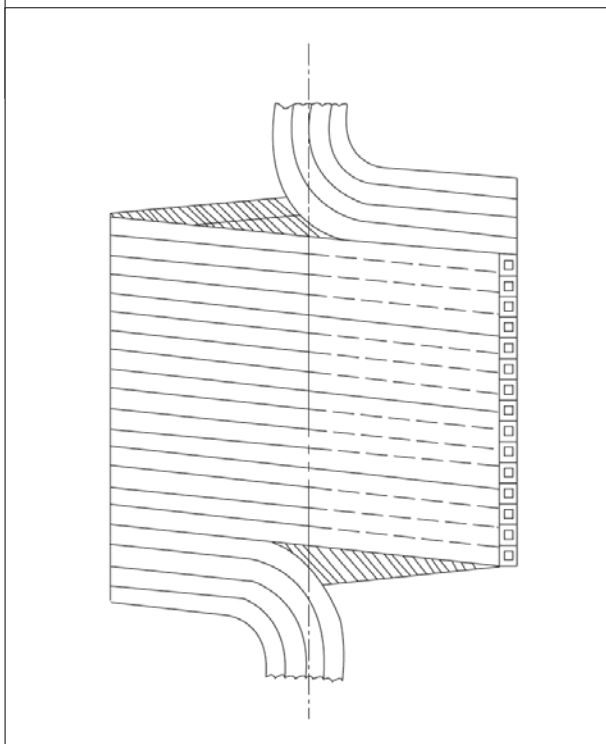
جداگانه منطبق شود. چراکه وجود شکاف‌ها در یکی از سیم‌پیچ‌های اصلی می‌تواند تعادل الکترومغناطیسی ترانسفورماتور را به درجه غیر قابل قبولی برساند و در آن شرایط ترانسفورماتور نتواند نیروهای نامتعادل را، که در صورت رخ دادن یک عیب خارجی در نزدیکی ترانسفورماتور ایجاد می‌شوند، تحمل کند. سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ جداگانه معمولاً خارجی‌ترین سیم پیچ است و به گونه‌ای است که سرسیم‌ها بتوانند به سادگی به کلید تنظیم ولتاژ منتقل شوند. شکل‌های سیم‌پیچ بسیار متفاوت است و هر کدام از چیدمان‌ها امتیازات و نواقص خودشان را دارند. پیش از این که سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ جداگانه را بیشتر شرح دهیم باید این نکته ذکر شود که معمولاً قرار دادن انشعاب‌ها در یک لایه جداگانه، به دلیل عایق بندی بین لایه‌های اضافه تری که نیاز دارد، بسیار پرهزینه‌تر است. به همین دلیل معمولاً ترجیح داده می‌شود که در صورت امکان انشعاب‌ها در بدنه فشار قوی جای داده شوند.

یک چیدمان رایج برای یک سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ جداگانه، سیم‌پیچی حلزونی در هم تنیده یا چندراهه است. این روش به صورت نموداری در شکل ۴-۲۳ نشان داده شده است. این سیم‌پیچ‌ها معمولاً دو لایه را اشغال می‌کنند اما در مواردی ممکن است چهار لایه نیز داشته باشند. این چیدمان با استفاده از یک مثال عملی بهتر شرح داده می‌شود. یک ترانسفورماتور با یک سیم‌پیچ فشار قوی با اتصال ستاره ۲۷۵kV که محدوده انشعاب آن بین ۱۰+ تا ۲۰- درصد در ۱۸ پله به صورت ۱/۶۷ درصد در هر پله باشد، را در نظر بگیرید. پیشتر اشاره شده است که یک سیم‌پیچ فشار قوی معمولاً باید مجموعاً حدود ۱۰۰۰ دور داشته باشد. به طور کلی، ترانسفورماتورهای ولتاژهای بالاتر، به خصوص آنها که توان پایینی در محدوده خود دارند، به قرار گرفتن در قاب‌های کوچکتری نسبت به کلاس خودشان میل دارند و در نتیجه تعداد دورهایشان به بیش از معمول گرایش می‌یابد. در این مثال، و به صورت خاص، فرض کنید که سیم‌پیچ فشار قوی دارای ۱۲۳۰ دور در انشعاب اصلی باشد. در نتیجه هر انشعاب باید نیاز به این تعداد دور داشته باشد:

$$\text{دور} = 20,54 = 1230 \times (1.67/100)$$

این یعنی سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ باید تقریباً بیست و نیم دور در هر انشعاب فراهم کند. قطعاً سیم‌پیچی نیم دور امکان پذیر نیست، بنابراین باید با تناوب پله‌های تنظیم ولتاژ با ۲۰ و ۲۱

شکل ۴-۲۳: سیم‌پیچ در هم تنیده حلزونی با چهار انشعاب موازی پنج دوری



شکل ۴-۲۴: سیم‌پیچ لایه ای دارای محافظ

می‌شوند تا مقدار ولت بر دور و همین‌طور ولتاژ خروجی سیم‌پیچ فشار ضعیف ثابت بمانند. اگر ولتاژ اعمالی کاهش یابد، دورهای انشعاب از سیم‌پیچ فشار قوی حذف می‌شوند تا باز هم مقدار ولت بر دور و ولتاژ فشار ضعیف ثابت بمانند. از منظر طراحی ترانسفورماتور، جنبه مهم موضوع این است که از آنجا که ولت بر دور ثابت می‌ماند، چگالی شار نیز چنین خواهد بود. از این رو چگالی شار در طراحی می‌تواند بدون خطر اینکه ترانسفورماتور به دلیل جریان ولتاژ عرضه شده به سمت اشباع کشیده شود، در یک سطح اقتصادی و منطقی تنظیم شود (همچنین فصل ۲ را ببینید). دلیل دوم اینکه انشعاب‌ها در سمت فشار قوی قرار می‌گیرند، این است که این سیم‌پیچ جریان کمتری را حمل می‌کند و به این صورت اندازه‌ی سرسیم‌های انشعاب کمتر است و کلید تنظیم ولتاژ، جریان کمتری را تحمل می‌کند. از آنجا که انشعاب‌ها بخشی از سیم‌پیچ فشار قوی هستند، می‌توانند خیلی ساده به دفعات به‌وسیله بیرون آوردن سرسیم‌های انشعاب در محل مناسب از سیم‌پیچ چیدمان شوند. البته این باید حتماً بر دور خارجی بشقاب منطبق شود اما این کار معمولاً بدون زحمت انجام‌پذیر است. در ترانسفورماتورهای بزرگ‌تر، انشعابات باید بر یک سیم‌پیچ تنظیم ولتاژ

دورها جزئی از سیم پیچ فشار قوی، فشار ضعیف یا تنظیم ولتاژ باشند، در جهت یکسان است. برای اینکه این ولتاژهای القا شده بتوانند به همدیگر اضافه شوند همه دورها در جهت یکسان سیم پیچی می شوند. لذا تفاوت در رابطه با سیم پیچی بستگی به این دارد که شروع در بالای ساق قرار دارد و یا در پایین، یا از آنجا که بیشتر سیم پیچی ها بر روی قالب سیم پیچی افقی انجام می شوند، شروع در سمت چپ قرار داشته باشد و یا راست. در مورد چیدمان انشعابات به روش افزایشی/کاهشی (بخش ۴-۷ را ببینید). ولتاژ خروجی سیم پیچ در حالتی به واسطه قرار دادن انشعابات درون مداری به صورت کاهنده، کاهش یافته است و در حالت دیگر به واسطه قرار دادن انشعابات درون مداری به صورت افزایشنده، افزایش یافته است. در هر صورت خود سیم پیچی در جهت یکسان انجام شده است.

سیم پیچی حلزونی در هم تنیده دو امتیاز دارد:

۱. به واسطه توزیع هر انشعاب در تمام طول ساق، چه انشعابات داخل باشند یا خارج، سطح بالایی از تعادل مغناطیسی حاصل می شود.
۲. سیم پیچ های حلزونی با دورهای کم، ارزان هستند و راحت تولید می شوند.

متأسفانه این سیم پیچی ایراداتی نیز دارد، اولین آن‌ها مربوط به توزیع تنش الکتریکی است و در شکل ۴-۲۴ به بهترین شکل شرح داده شده است.

تولید کننده‌ها، ترانسفورماتورها را برای مواجهه با شرایط تست خاصی طراحی می کنند، در نتیجه تنش الکتریکی بالا در طول تست اضافه ولتاژ القایی بیش از اندازه باید در نظر گرفته شود. یک ترانسفورماتور که ولتاژ فشار قوی برابر با ۲۷۵ KV دارد، می تواند در معرض تست ولتاژ القایی ۴۶۰ KV (جدول ۵-۱ در بخش ۵-۲ را ببینید) قرار بگیرد و در IEC60076 اجازه داده شده است که این ولتاژ تست تا بیشترین انشعاب مثبت القا شود، که در این مثال ۱۰٪+ درصد است، در نتیجه ۴۶۰ KV باید در ۱۱۰ درصد از دورهای سیم پیچ القا شود.

شکل ۴-۲۴ ب- مقطعی از لایه‌های سیم پیچ تنظیم ولتاژ را نشان می دهد. مشخص است که قرار دادن بخش‌های سیم پیچ تنظیم ولتاژ به ترتیب عددی قابل توصیه نیست، در صورت انجام این عمل در لایه خارجی در انتهای دور اول انشعاب شماره ۱ بلافاصله مجاور انشعاب شماره ۱۷ و در لایه داخلی، انشعاب شماره ۲ مجاور انشعاب شماره ۱۸ قرار می گیرد. شکل مزبور یک روش امکان پذیر توزیع کردن انشعاب‌ها را نشان می دهد. در اینجا اختلاف ولتاژ در دورهایی که به صورت فیزیکی نزدیک هم هستند، کاهش می یابد. در این چیدمان شروع انشعاب شماره ۱۷ توسط اندازه سه دور از شروع انشعاب شماره ۱ جدا شده است. ولتاژ تستی که بین شروع انشعاب شماره ۱ و شروع انشعاب شماره ۱۷ دیده می شود ولتاژی است که در ۱۶ پله تنظیم ولتاژ القا شده است که برابر است با:

$$تقریباً ۱۱۱.۷۴ \text{ kV} = ۱۰۰ \times (۴۶۰/۱۱۰) \times (۱۶۷/۱۰۰) \times ۱۶$$

اندازه محوری سه دور به مجموع طولی که برای لایه انشعاب در اختیار داریم بستگی دارد. در یک ترانسفورماتور نسبتاً کوچک ۲۷۵ KV این طول می تواند به اندازه ۲ متر باشد.

در لایه یک ۹٪* ۲۰ دور باید در این طول ۲ متری جای بگیرند. در نتیجه سه دور

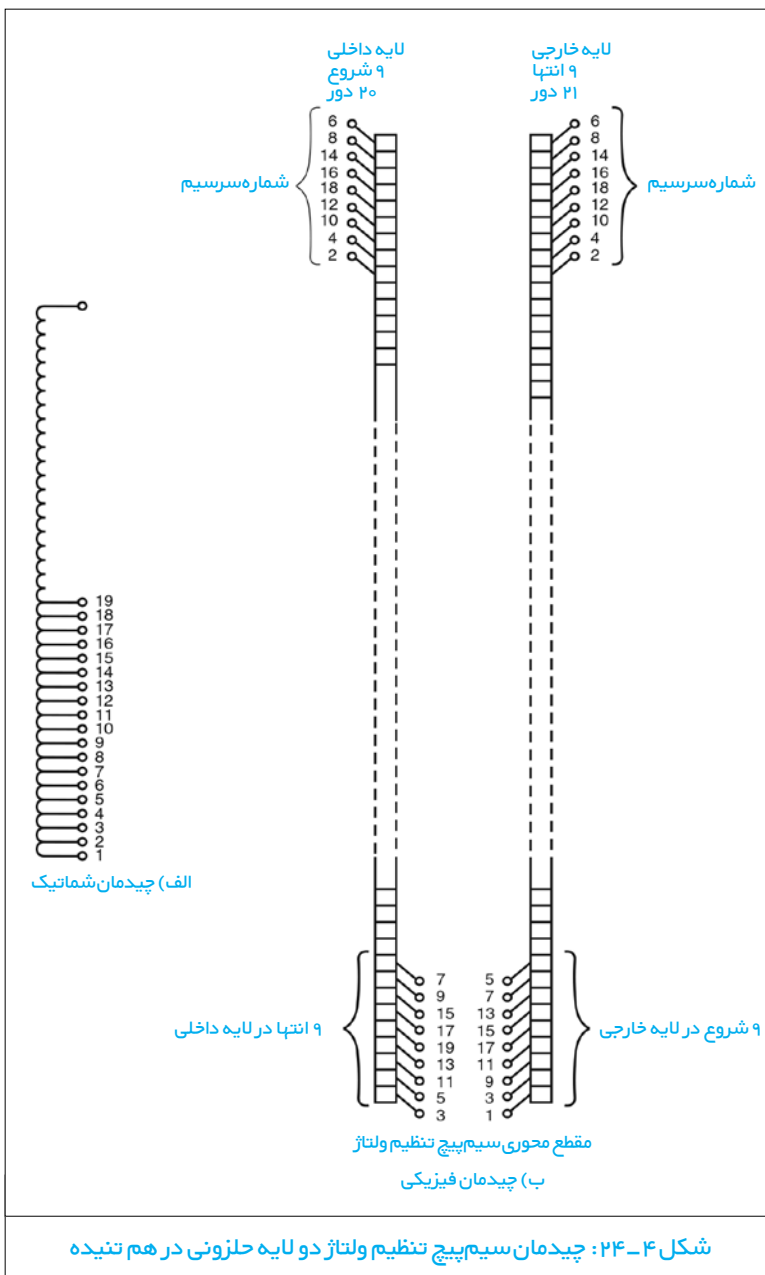
$$۳ \times [۲۰ \times (۹/۱۰)] = ۳۳.۳۳ \text{ mm}$$

را اشغال می کند. و در نتیجه تنش خزنده‌ی محوری برابر است با:

$$۱۱۱.۷۴/۳۳.۳۳ = ۳.۳۵ \text{ kV/mm}$$

که به نحو غیر قابل قبولی زیاد است.

این شرایط می تواند با انتخاب چهار لایه انشعاب به جای دو لایه، که به گونه‌ای چیدمان شده باشند که بیشتر از نصف ولتاژ محدوده تنظیم ولتاژ در هر لایه ظاهر نشود، به شدت بهبود پیدا کند.



شکل ۴-۲۴: چیدمان سیم پیچ تنظیم ولتاژ دو لایه حلزونی در هم تنیده

دور جایگزین شود. (عملاً طرح باید مطمئن شود که طراحی اش با توجه به رواداری نسبت ولتاژ برای تمام موقعیت‌های تنظیم، الزامات قسمت اول از استاندارد IEC60076 را برآورده می سازد. در این حالت می توان تعداد دور یک انشعاب را فرد در نظر گرفت، و یا به سادگی آن را با پله‌های ۲۰ و ۲۱ دوری تنظیم نمود). بدین ترتیب یک لایه از سیم پیچ تنظیم ولتاژ باید با ۹ مجموعه سیم‌های موازی (نصف تعداد کل انشعاب‌ها) به صورت حلزونی سیم پیچی شود. به گونه‌ای که مثلاً بیست دور تمام طول محوری لایه را بپوشاند. در آن صورت باید مقدار مناسبی عایق بندی بین لایه‌های در نظر گرفت، (مثلاً کانال پیچش، کانال)، کانال‌ها توسط نوارهای پرسی برسد شکل می گیرند و یک لایه دیگر با نه مجموعه از بیست و یک دور به صورت موازی ادامه پیدا می کند. سیم پیچی لایه‌ها باید در جهت مخالف باشد، به این صورت اگر لایه داخلی نقاط شروع را در بالای ساق و نقاط انتها را در پایین داشته است، لایه خارجی نقاط شروع را در پایین و انتها را در بالا خواهد داشت. بدین ترتیب امکان گرفتن اتصال‌های سری و همینطور سرسیم‌های انشعابات، از بالا و پایین ساق فراهم می شود. همان طور که قبل تر ذکر شد، ولتاژ القا شده به تمام دورهای ترانسفورماتور فارغ از اینکه این

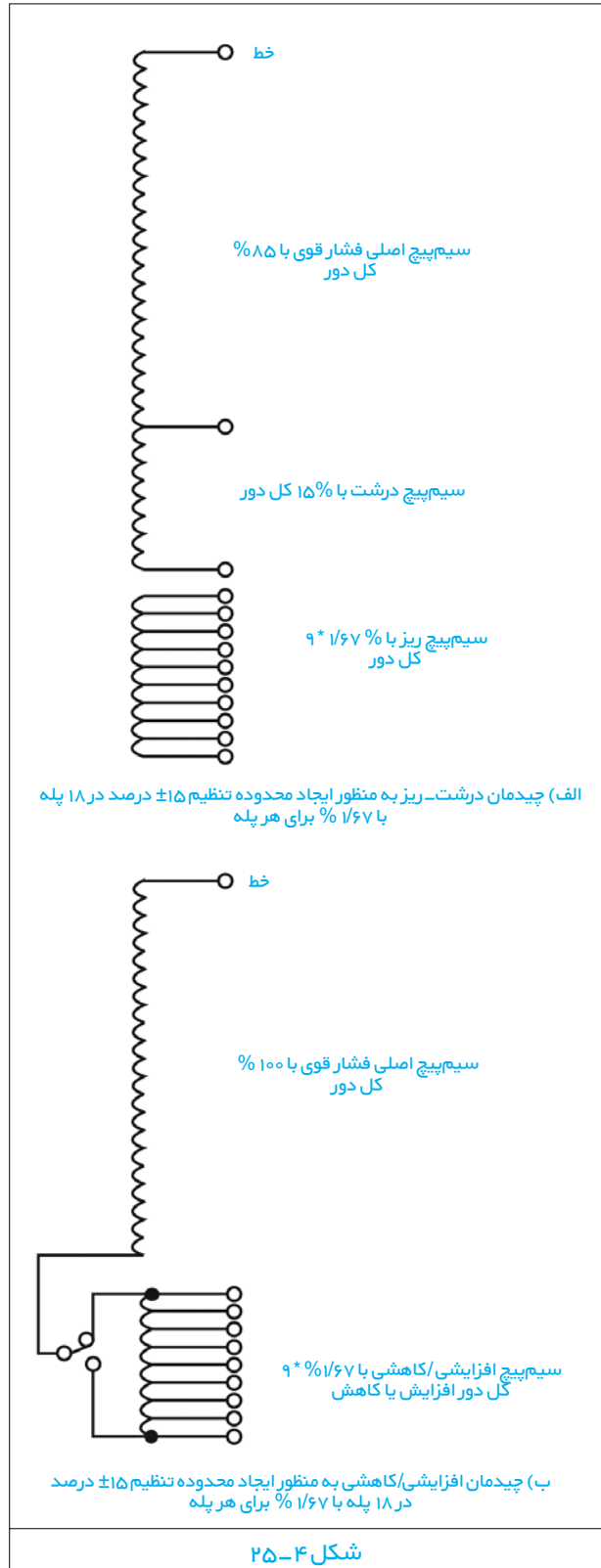
یک راه حل دیگر برای حل کردن این مشکل می تواند استفاده از یکی از چیدمان های انشعاب ریز/درشت و یا افزایشی/کاهشی باشد. این راه حل ها کلیدهای تنظیم ولتاژ پیچیده تری را می طلبد (به بخش ۴-۷ رجوع شود) اما سیم پیچ تنظیم ولتاژ را ساده تر می کند. با رجوع به شکل ۴-۲۵ می توان آن ها را بهتر توضیح داد. با یک چیدمان ریز/درشت (شکل ۴-۲۵ الف) سیم پیچ های تنظیم ولتاژ در دو گروه چیدمان می شوند. یکی گروه درشت که شامل دوره های کافی برای تامین حدود نصف محدوده تنظیم ولتاژ کلی می شود و طی یک عملیات وارد و خارج می شوند، و دیگری گروه ریز که به گونه ای چیدمان شده است که پله هایی معادل ساینز مورد نیاز پله های تنظیم ولتاژ داشته باشد و چه گروه درشت در مدار باشد یا نباشد، این ها به صورت متوالی اضافه و حذف می شوند. به لحاظ فیزیکی گروه درشت یک لایه سیم پیچی حلزونی سوم را اشغال می کند و چیزی بیشتر از نصف ولتاژ محدوده تنظیم ولتاژ در یک لایه دیده نخواهد شد. با چیدمان افزایشی/کاهشی، کلید تنظیم ولتاژ به گونه ای چیدمان می شود که انشعابات را با قطبیتی وارد مدار یا از مدار خارج کند تا بر ولتاژ سیم پیچ اصلی فشار قوی اضافه کند و یا از آن بکاهد. با این چیدمان هم انشعابات می توانند، به گونه ای که هر لایه بیشتر از نصف ولتاژ محدوده تنظیم ولتاژ را نداشته باشد، در دو لایه حلزونی قرار بگیرند. دومین ایراد چیدمان حلزونی انشعابات، مربوط به مقاومت مکانیکی آن می شود. در شرایط اتصال کوتاه (به بخش ۴-۶ رجوع شود) سیم پیچ بیرونی یک نیروی انفجاری رو به خارج را تجربه می کند. چنین سیم پیچی که تعداد دوره های کمی دارد مقاومت چندانی در برابر این نیروی انفجاری رو به خارج ندارد و لازم است تا قسمت های انتهایی آن به صورت خیلی ایمن مهار شوند تا اطمینان حاصل شود که سیم پیچ تحت تاثیر چنین نیروهایی به صورت خود به خودی باز نمی شود. احتمالاً تعداد بیست بیست و یک دور که در مثال بالا ذکر شد به اندازه کافی ایمن باشد اما همین طور که ترانسفورماتور بزرگتر می شود (و اندازه نیروها نیز بزرگتر می شوند) ابعاد بزرگتر می شود، مقدار ولت بر دور افزایش می یابد و دورها در هر انشعاب به تناسب کاهش می یابند، در نتیجه مشکل بر جسته تر می شود.

متداول ترین جایگزین برای استفاده از سیم پیچ تنظیم ولتاژ حلزونی در هم تنیده، استفاده از سیم پیچ بشقابی است. این سیم پیچ ها حداقل از این امتیاز برخوردارند که می توان آن ها را در یک لایه جا داد. تعداد دوره ها در یک قطعه انشعاب در حالت ایده آل باید با یک تعداد زوج از بشقاب ها که معمولاً یک جفت بشقاب است برابر باشد. بنابراین سرسیم های انشعاب بین جفت بشقاب ها متصل می شوند و به این ترتیب جفت بشقاب ها می توانند در این نقاط هم به هم بپیوندند. در حقیقت درست کردن سیم پیچی از جفت بشقاب های قطعه ای به راحتی استفاده از یک بشقاب پیوسته است. به همین دلیل این روش سابق تولید معمولاً ترجیح داده می شود. یک مزیت دیگر استفاده از یک سیم پیچ بشقابی این است که بشقاب ها می توانند به ترتیب نرمال انشعاب ها چیدمان شوند تا ولتاژ کامل در طول محدوده تنظیم ولتاژ با استفاده از تمام طول محوری سیم پیچ تنظیم ولتاژ جدا شود.

امکان سوم برای سیم پیچ تنظیم ولتاژ این است که از یک پیکربندی مشابه آنچه برای انشعاب های سیم پیچی شده بشقابی فوق الذکر استفاده شود، با این حال هر انشعاب به صورت یک سیم پیچ حلزونی سیم پیچی می شود. این چیدمان می تواند در انتهای پایینی محدوده ساینز مناسب باشد که در آن یک سیم پیچ تنظیم ولتاژ جداگانه ای در شرایطی که نیروهای انفجاری شعاعی تحت شرایط اتصال کوتاه چندان بزرگ نیست، لازم است. در مثالی که بالاتر ذکر شد، رقمی در حدود ۲۰ دور بر انشعاب می تواند به صورت ایده آل به یک چیدمان بشقابی با ۱۰ دور بر بشقاب که می شود ۲۰ دور بر جفت بشقاب تبدیل شود. ضمناً مثال ذکر شده کاملاً یک ترانسفورماتور فشار قوی است. معمولاً عدد دور بر انشعاب بسیار کمتر خواهد بود، احتمالاً در حد شش یا هفت. چنین تعداد کوچکی به خوبی به یک جفت بشقاب تبدیل نمی شود و از این رو باید یک چیدمان حلزونی را در نظر گرفت که آن هم مشکل جا دادن دوره های مورد نیاز در یک لایه را ایجاد می کند. در اینجا ممکن است لازم باشد تا هادی در لبه پیچیده شود. همان طور که پیش از این بیان شد، این کار می تواند انجام پذیرد و سیم پیچ حاصل یک لایه و دارای قطری به طور منطقی زیاد خواهد بود. در حقیقت این روش سیم پیچ سخت تری را ایجاد می کند که در تحمل نیروهای انفجاری شعاعی مقاوم تر از سیم پیچ هایی است که در آن ها هادی به صورت مسطح قرار گرفته بود.

در شماره آتی نشریه قسمت چهارم از فصل چهارم کتاب با عنوان:
«وضعیت سیم پیچها» چاپ خواهد رسید.

با اینکه اعدادی که در بالا بدست آمدند به یک ترانسفورماتور واقعی مربوط نیستند اما می توانند مشکل را شرح دهند، همچنین نشان می دهند که مشکلات طراحی در انتهای پایینی محدوده دسته بندی MVA که برای کلاس ولتاژ مطلوب قابل اجرا هستند، به دفعات در ترانسفورماتورهای فشار قوی پیش می آیند.



راهنمای جامع سرویس و نگهداری ترانسفورماتور ABB Service Handbook for Transformers



مترجم:

آرش آفایی فر

فصلنامه ترانسفورماتور



فصل سوم: عیب‌یابی ترانسفورماتورها قسمت ششم: آنالیز گازهای محلول در روغن (گاز کروماتوگرافی)

پیشگفتار

کتاب راهنمای جامع سرویس و نگهداری ترانسفورماتور (ABB Service Handbook for Transformers)، در سال ۲۰۰۶ توسط شرکت ABB و با مشارکت بیش از ۵۵ نویسنده متخصص در مسائل مختلف ترانسفورماتور از ۱۳ کشور، تدوین و چاپ شد. با وجودیکه پیش از این کتاب نیز استانداردها و دستورالعمل‌های بسیاری در رابطه با مسائل مختلف بهره‌برداری ترانسفورماتور در دسترس بود، لیکن کمتر این مراجع باهم توافقی داشته و اکثراً براساس تجربه نویسندگان در خصوص ترانسفورماتورهای تولیدی یک سازنده یا ترانسفورماتورهای مورد بهره‌برداری در یک منطقه جغرافیایی خاص تدوین شده است.

آنچه که شرکت ABB موفق به انجام آن در این کتاب شده است، یکپارچه سازی اطلاعات موجود در استانداردها و دستورالعمل‌های مختلف، افزودن تجربه و دانش فنی پرسنل متخصص این شرکت و ارائه یک برنامه جامع عملی در خصوص سرویس، نگهداری و تعمیرات ترانسفورماتورهاست که تنها بر روی ترانسفورماتورهای تولیدی ABB بلکه بر روی کلیه ترانسفورماتورهای مورد بهره‌برداری قابل پیاده سازی است.

این فصلنامه با درک این واقعیت که مهندسين شاغل در شرکتهای بهره‌بردار ترانسفورماتور، برخلاف طراحان و سازندگان این تجهیز، کمتر با مسائل تئوری ترانسفورماتور سر و کار داشته و بیشتر نیازمند دستورالعمل‌های جامع و فارغ از پیچیدگیهای فنی و تئوریک هستند، اقدام به ترجمه این کتاب نموده و قصد دارد در هر شماره بخشهایی از آنرا در اختیار علاقه‌مندان قرار دهد.

مطالعه این کتاب به کلیه مهندسين بهره‌بردار ترانسفورماتور و همچنین اساتید دانشگاه و دانشجویانی که تمایل به آشنایی با مباحث سرویس، نگهداری و تعمیرات این تجهیز را دارند پیشنهاد می‌شود.

فصول کتاب به قرار ذیل می‌باشند:

- ۱) ملاحظات طراحی ترانسفورماتور
- ۲) رویکرد عملی در ارزیابی ریسک وقوع خطا در ترانسفورماتور
- ۳) عیب‌یابی ترانسفورماتور
- ۴) سیستم‌های پایش وضعیت online ترانسفورماتور و تجهیزات جانبی مهم
- ۵) سرویس و نگهداری پیشگیرانه
- ۶) تعمیرات در کارگاه و سایت و بازسازی ترانسفورماتور

۷) ملاحظات زیست محیطی

۸) بررسی مسائل اقتصادی در سرویس و نگهداری ترانسفورماتور با توجه به اینکه بیشتر مطالب فصل اول در کتاب J&P که در همین فصلنامه منتشر می‌شود ذکر شده است، از تکرار آن در اینجا خودداری شده و کتاب از فصل دوم به بعد در اختیار علاقه‌مندان قرار می‌گیرد.

در شماره‌های قبلی فصلنامه فصول ذیل ترجمه و چاپ شده است:

فصل دوم کتاب: شماره اول نشریه، تابستان ۱۳۹۴

فصل سوم کتاب بخش اول: شماره دوم نشریه، پاییز ۱۳۹۴

بخشی از فصل اول کتاب با عنوان بارداری الکترواستاتیک گردشی:

شماره سوم نشریه، زمستان ۱۳۹۴

فصل سوم کتاب بخش دوم: شماره چهارم نشریه، بهار ۱۳۹۵

فصل سوم کتاب بخش سوم: شماره پنجم، تابستان ۱۳۹۵

فصل سوم کتاب بخش چهارم: شماره ششم، پاییز ۱۳۹۵

فصل سوم کتاب بخش پنجم: شماره هفتم، زمستان ۱۳۹۵

به علاقه‌مندان این کتاب پیشنهاد می‌گردد پیش از مطالعه این بخش فصول قبلی که در شماره‌های پیشین ترجمه و چاپ شده است را مطالعه کنند.

۳-۲-۲ آنالیز گازهای محلول در روغن (DGA) یا

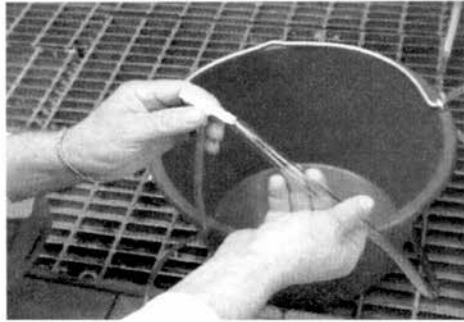
گاز کروماتوگرافی

۳-۲-۱ معرفی

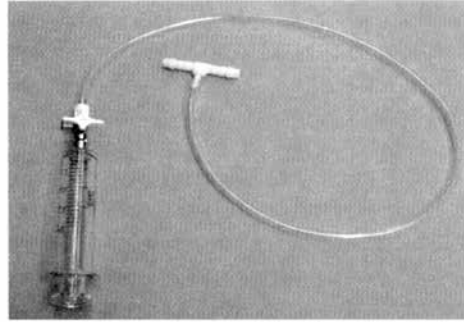
سالهای بسیاری است که از آنالیز گازهای محلول در روغن یا DGA بعنوان ابزاری برای عیب‌یابی ترانسفورماتور استفاده می‌شود. از این روش برای مقاصد متعددی استفاده شده است: شناسایی خطا پیش از وقوع، نظارت بر یک ترانسفورماتور مشکوک، شناسایی علت وقوع خطا پس از حادثه و اطمینان از وضعیت ترانسفورماتور نو قبل از راه اندازی. گاز کروماتوگرافی همچنین بعنوان یکی از آزمونهای مهم در ارزیابی استراتژیک یک ناوگان ترانسفورماتوری مورد استفاده قرار می‌گیرد.

آنچه در مورد گاز کروماتوگرافی ترانسفورماتورها مورد بحث قرار می‌گیرد به سایر تجهیزاتی مانند راکتور، ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری و بوشینگ نیز قابل تعمیم است. در ارزیابی نتایج گازهای محلول در روغن، محاسبه نرخ رشد هر گاز در یک بازه زمانی، مهمترین شاخص سلامت ترانسفورماتور می‌باشد. مقدار مطلق گازها می‌تواند نشانگر خطا در ترانسفورماتور باشد؛ یا نباشد.

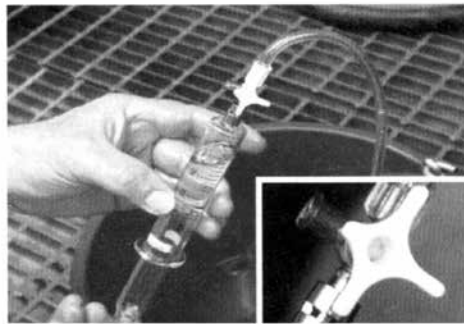
شکل ۳-۸: روش مورد استفاده در ABB برای نمونه برداری از روغن جهت انجام آزمون گاز کروماتوگرافی



لوله نمونه برداری را به شیر نمونه برداری ترانس متصل کنید



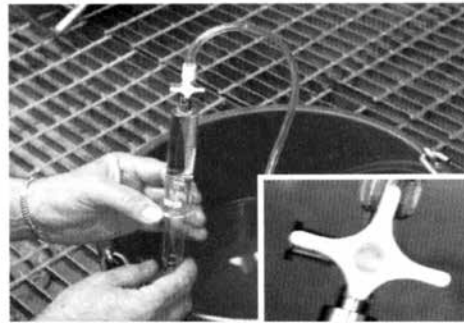
لوله نمونه برداری و سه راهی را مطابق شکل به سرنگ متصل کنید



عقربه سه راهی را مطابق شکل بچرخانید تا تقریباً ۱۵ میلی لیتر روغن داخل سرنگ شود



لوله های نمونه برداری را در یک ظرف قرار داده و شیر نمونه برداری ترانس را باز کنید. حداقل سه بار شیر و لوله ها را با روغن ترانس شستشو دهید.



با دقت ۲۰ میلی لیتر روغن وارد سرنگ کنید. هیچ حبابی نباید داخل سرنگ دیده شود. پس از اتمام نمونه برداری سه راهی را ببندید.

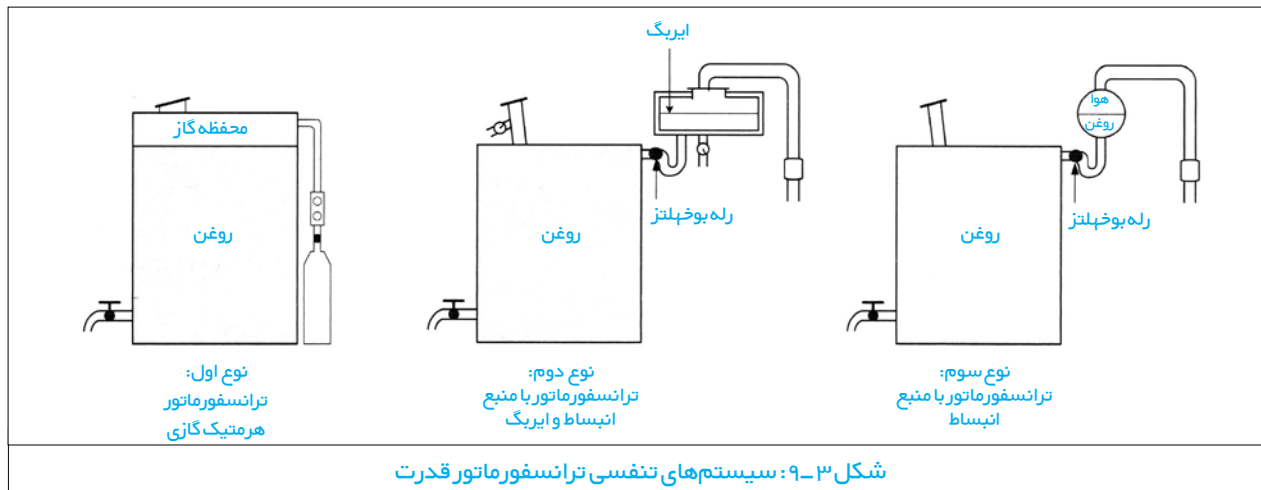


سرنگ را عمودی نگه داشته و با فشار دست هوا و روغن را خارج کنید. هیچ حباب هوایی نباید داخل سرنگ باقی بماند.

در طی سالها روشهای مختلفی برای ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور با کمک آنالیز گاز کروماتوگرافی مورد استفاده قرار گرفته اند که مهمترین آنها در استانداردهای IEC60599 و IEEE Std C57.104 ذکر شده اند. خطاهایی وجود دارند که توسط آنالیز گازهای محلول در روغن قابل شناسایی نمی باشند. بعنوان مثال می توان به خطاهایی که در مجاورت روغن رخ نمی دهند، یا خطاهای با انرژی کم، یا خطاهایی که انرژی حاصله از آن در سطح وسیعی پخش می شود اشاره نمود. این خطاها معمولاً با تخلیه های ضعیف یا پراکنده مرتبط می باشند.

آنالیز گازهای محلول در روغن براین واقعیت تکیه دارد که در طول عمر ترانسفورماتور، تنشهای (عادی و غیر عادی) بوجود آمده در سیستم عایق کاغذی/روغن، موجب تولید گازهای مختلف می شود. گازهایی که برای تحلیل گاز کروماتوگرافی اهمیت دارند در جدول ۳-۱۱ ذکر شده اند.

کلید این گازها بجز اکسیژن و نیتروژن، در فرآیند تخریب عایق ترانسفورماتور تولید می گردند. مقدار مطلق و توزیع نسبی این گازها بستگی به نوع و شدت تخریب عایقی و تنشهای وارده دارد.



شکل ۳-۹: سیستم‌های تنفسی ترانسفورماتور قدرت

مقایسه مقادیر آزمون بدست آمده از دو آزمایشگاه مختلف دشوار می‌باشد. توصیه می‌شود که بجای استفاده از چند آزمایشگاه از یک آزمایشگاه مورد اعتماد برای انجام آزمون گاز کروماتوگرافی استفاده نمود.

۳-۲-۲-۶ تحلیل نتایج

به منظور تحلیل بهتر نتایج آزمون گاز کروماتوگرافی، لازم است مقدار رشد گازها در یک بازه زمانی محاسبه شود. مقادیر مطلق گاز بسیار به ندرت اطلاعات کافی برای تحلیل ارائه می‌کنند.

۳-۲-۲-۷ هوا

منشاء اکسیژن و نیتروژن محلول در روغن، هوا است. هوا تقریباً متشکل از ۲۰ درصد اکسیژن و ۸۰ درصد نیتروژن است. مقادیر این گازها در روغن در حد اشباع به ترتیب به ۳۰۰۰۰ ppm و ۸۰۰۰۰ ppm خواهد رسید. قابلیت انحلال اکسیژن و نیتروژن در روغن متفاوت بوده و مشاهده مقادیری کمتر از ۱۰۰۰ ppm برای اکسیژن و ۲۰۰۰ ppm برای نیتروژن در ترانس غیرمعمول است. مقادیر هوای موجود در نمونه را می‌توان بعنوان شاخصی برای کنترل صحت نمونه برداری استفاده نمود. این مقادیر نباید در نتایج گاز کروماتوگرافی بدست آمده از یک ترانسفورماتور در زمانهای مختلف، تفاوت چندانی باهم داشته باشند و اگر چنین باشد می‌توان به دقت نمونه برداری انجام شده شک کرد. مقدار اکسیژن با افزایش دمای روغن و تسریع پیری روغن و کاغذ کاهش می‌یابد.

در صورتیکه روغن از هوا اشباع شده باشد، مقادیر کوچکی دی‌اکسید کربن نیز (تا ۲۰۰ ppm) از هوا وارد روغن می‌شود.

۳-۲-۲-۸ طیف گازها-انواع خطای قابل شناسایی با

گاز کروماتوگرافی

۳-۲-۲-۱ سطوح فلزی داغ

- منشاء تشکیل هیدروکربونها شامل: متان، اتیلن، اتان، پروپن، پروپان و ... روغن داغ است.
- استیلن تنها زمانی تولید می‌شود که دما به ۱۰۰۰ درجه سانتیگراد نزدیک شده باشد. مانند نقاط داغ ناشی از جریان‌های گردشی در هسته
- نقطه جوش روغن ۳۲۰ درجه سانتیگراد است. به همین دلیل رسیدن به یک دمای پایدار بر روی سطوح فلزی بالاتر از این درجه حرارت، دشوار است.

۳-۲-۲-۲ فرآیند عیب‌یابی با کمک آنالیز گازهای محلول

در روغن

فرآیند انجام آنالیز گازهای محلول در روغن شامل چهار گام ذیل است:

- نمونه برداری از روغن
- جداسازی گاز از روغن
- آزمایش گازهای جدا شده از روغن با روش گاز کروماتوگرافی
- تحلیل نتایج آزمون و شناسایی خطا

۳-۲-۲-۳ نمونه برداری

بهترین مکان برای نمونه برداری در شیرهای تعبیه شده در سیستم خنک‌کنندگی ترانسفورماتور است. لیکن بدلیل محدودیتهای طراحی، همیشه نمونه برداری از این نقاط امکان پذیر نیست. مکانهای دیگری که می‌توان از آن نمونه روغن گرفت شامل درپوش مخزن، شیرهای پائین مخزن، منبع انبساط و رله بوخلتزر می‌باشند. علاوه بر این لازم است از تماس نمونه با هوا اجتناب شده و از عدم خروج گازها از نمونه روغن در حین نمونه برداری یا حمل، اطمینان حاصل نمود. به منظور آشنائی با نحوه نمونه برداری از روغن برای انجام آزمون گاز کروماتوگرافی، لازم است به آخرین ویرایش استانداردهای IEC60567 و ASTM3613 مراجعه نمود. اشکال ۳-۸ و ۳-۹ روش مورد استفاده در شرکت ABB برای نمونه برداری از روغن را نشان می‌دهد.

۳-۲-۲-۴ جداسازی گاز از روغن

گاز محلول در روغن را می‌توان به روشهای متفاوتی استخراج نمود:

- جداسازی نسبی (جداسازی تحت خلاء در یک سیکل)
- جداسازی کامل (جداسازی تحت خلاء در چند سیکل)
- جداسازی گاز از روغن با کمک یک گاز دیگر (Stripping)
- روش Head-Space

۳-۲-۲-۵ اندازه گیری مقدار گازها

پس از جداسازی، گازها به ستونهای دستگاه گاز کروماتوگراف هدایت شده و در این ستونها، گازهای مختلف جذب و در فواصل زمانی مختلف به سمت آشکارساز هدایت می‌شوند. بدینوسیله گازها به ترکیبات شیمیائی منفرد تجزیه شده و مقدار آنها، در مقدار استاندارد دما و فشار، برحسب حجم روغن (ppm) نشان داده می‌شود. لازم به ذکر است که این جداسازی و تست، ممکن است همراه با خطا باشد. از این رو

- جریان‌های گردشی بوجود آمده بدلیل آسیب دیدن عایق بین هادیهای موازی
- آسیب دیدن عایق نگهدارنده هسته

۳-۲-۲-۹- اضافه حرارت عایق کاغذی

مونواکسید کربن و دی اکسید کربن، معمولاً از عایق کاغذی داغ و در دمای کمتر از ۱۵۰ درجه سانتیگراد تولید می‌شوند. نسبت مونواکسید کربن به دی اکسید کربن ۰/۳ است.

۳-۲-۲-۹-۱ مثال‌هایی از اضافه حرارت عایق کاغذی:

- اضافه حرارت عایق اطراف هادی‌ها
- عایق زمین که جریان زیادی را از خود عبور می‌دهد.
- هادی‌های موازی با پوشش عایقی که از لحاظ الکتریکی با یکدیگر ارتباط برقرار کنند
- هادی‌های لید
- کانالهای خنک‌کنندگی مسدود شده، شل شدن یا اشتباه نصب شدن حلقه‌های هدایت روغن
- اضافه جریان به دلیل شار نشتی
- جریان‌های گردشی در پیچ‌های یوغ هسته
- هرکدام از حالات ذکر شده در بخش «سطوح داغ فلزی» که در آن این سطوح در مجاورت عایق باشند.

۳-۲-۲-۱۰- خطاهای الکتریکی

خطاهای الکتریکی معمولاً گازهایی مانند هیدروژن و استیلین تولید می‌کنند. در تخلیه جزئی، هیدروژن غالب بوده و در خطاهای الکتریکی با انرژی بالاتر، استیلین و سایر هیدروکربن‌ها نیز بوجود می‌آیند.

۳-۲-۲-۱۰-۱ مثالهایی از خطاهای الکتریکی

- بوجود آمدن تخلیه جزئی بدلیل پتانسیل شناور در مفصل‌های یکسان سازی ولتاژ که شل شده اند. بعضاً این خطا می‌تواند موجب اضافه حرارت در عایق کاغذی نیز شود.
- تخلیه جزئی شدید و پیوسته بین هادی‌های موازی و بوجود آمدن اختلاف پتانسیل بین این هادیها. تخلیه جزئی شدید دیر یا زود تبدیل به تخلیه الکتریکی می‌شود.
- شکست در اتصالات لحیم شده که باعث ایجاد تخلیه جزئی می‌گردد.
- پتانسیل‌های شناور و حلقه‌های محافظ
- تخلیه جزئی بین دورها/هادیها که نزدیک به هم هستند.
- تخلیه جزئی به دلیل آغشته نشدن مناسب با روغن یا وجود حبابهای هوا در عایق

۳-۲-۲-۱۱- عوامل تاثیرگذار بر تشکیل گاز در ترانسفورماتور

۳-۲-۲-۱۱-۱ نوع و سازنده روغن

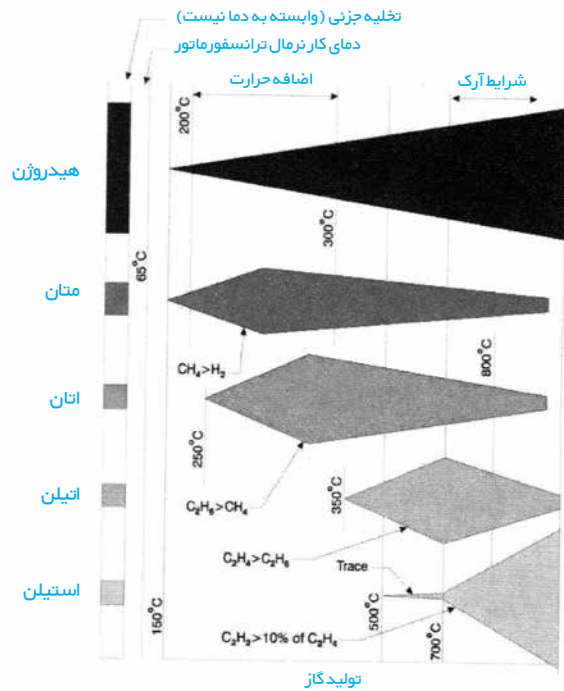
تحقیقات اخیر نشان می‌دهد که روغن‌های مختلف گازهای متفاوتی را تولید می‌کنند. ویژگی برخی مواد بازدارنده مانند آنتی اکسیدانها موجب تشکیل گازهای خاصی می‌گردند.

۳-۲-۲-۱۱-۲ اکسیژن

می‌دانیم که حضور اکسیژن بر پیری مواد تاثیر دارد. همچنین پیری مواد عایقی مایع

شکل ۳-۱۰: تولید گازهای قابل احتراق برحسب دما

تولید گازهای قابل احتراق برحسب درجه حرارت تقریبی تخریب روغن



تولید گاز درجه حرارت تقریبی تخریب روغن بالاتر از ۱۵۰ درجه سانتیگراد

- تخریب روغن در درجه حرارت بین ۸۰ تا ۱۰۰ درجه سانتیگراد آغاز می‌شود، حتی اگر نرخ تخریب بسیار کند باشد.

تشکیل گازهایی مانند اتیلین و پروپن نسبت به متان و پروپان به درجه حرارت بالاتری نیاز دارد. با افزایش دما گازهای بیشتری نیز تولید می‌شود. بدینوسیله می‌توان با کمک نسبت بین گازهای هیدروکربنی، درجه حرارت خطا را تقریب زد.

۳-۲-۲-۸-۲-۲-۲ مثال‌هایی از سطوح داغ:

موارد ذیل مثال‌هایی از وضعیت ترانسفورماتور است که می‌تواند منجر به خطاهای سطوح فلزی داغ شود:

- پیچ‌های جدا شده یا شل شده
- مقاومت بسیار بالا بین لید و پوشینگ
- میله اتصال آسیب دیده یا به اشتباه نصب شده که اتصال نامناسبی بوجود آورده است.
- کنتاکت‌های نامناسب در لیدهای جوشکاری یا لحیم شده
- جریان گردشی در میله اتصال پوشینگ
- کنتاکت‌های کشویی سلکتور که به مرور زمان داغ شده باشد.
- جریانهای ناشی از شار پراکندگی در مخزن
- اتصال زمین قطع شده که موجب تولید جریانهای گردشی می‌شود.
- مقاومت زیاد کنتاکت‌های سلکتور تپ‌چنجر
- جریان‌های گردشی در هسته: مقاومت کم بین پاکت‌های هسته یا سطوح فلزی
- جریان‌های القاء شده در پنجره هسته
- جریان‌های بوجود آمده در سطوح فلزی که می‌بایست عایق می‌شد یا سطوحی که عایق آنها آسیب دیده است.

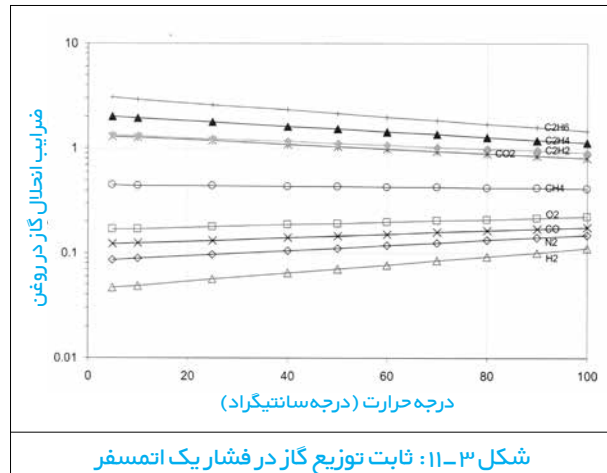
نوع دوم بیشتر گازها در روغن حل می‌شوند. نوع اول و دوم سیستم‌های بسته بوده و در نوع سوم بخشی از گازهای تولید شده در روغن وارد اتمسفر می‌شوند. اگر مقادیر اکسیژن، نیتروژن و دی‌اکسید کربن در یک ترانسفورماتور با منبع انبساط افزایش یابد، احتمال وجود نشتی بر روی مخزن وجود دارد. در این حالت لازم است ایربگ را بررسی کرده و همچنین نشت روغن از بوخلتزر و سایر واشرها را چک نمود. نتایج گاز کروماتوگرافی یک ترانسفورماتور با منبع انبساط باید مقدار کمی نیتروژن و از آن کمتر اکسیژن داشته باشد. به مرور زمان مقداری هوا از ایربگ وارد روغن شده و سطح مقادیر اکسیژن و نیتروژن افزایش می‌یابد.

۳-۲-۲-۱-۱-۵ همسانی گازها در روغن

تجمع گازها در نزدیک محل خطا بیشتر از سایر نقاط روغن است. هرچه از خطا دورتر می‌شویم، مقدار گازها کمتر می‌شود. یکسان شدن مقادیر گازها در کل حجم روغن تابعی از زمان و گردش روغن است. اگر ترانس فاقد پمپ باشد، یکسان شدن مقادیر گازها زمان بیشتری طول خواهد کشید. با وجود پمپ و در شرایط بارگیری عادی معمولاً این همسان شدن گازها تنها چندروز به طول انجامیده و چنانچه نمونه برداری از روغن در زمانی نزدیک به وقوع خطا صورت گیرد یا در فاصله زمانی طولانی از وقوع خطا تفاوت چندانی نخواهد کرد.

۳-۲-۲-۱-۱-۶ درجه حرارت

افزایش اندکی در دمای ترانسفورماتور (۵ تا ۱۵ درجه سانتیگراد) نرخ تولید گاز را دو یا سه برابر افزایش می‌دهد. توضیح این پدیده را می‌توان در فرمولهای آرنیوس که در اغلب واکنشهای شیمیایی صادق است، یافت. تولید گاز با افزایش دما بصورت نمائی افزایش می‌یابد. همچنین نرخ رشد گاز تابعی از حجم روغن و مقدار عایق کاغذی است. با افزایش فاصله از محل وقوع خطا دما کاهش می‌یابد. درجه حرارت در مرکز خطا بالاترین مقدار را داشته و هم روغن و هم کاغذ در آن نقطه شروع به تولید گاز می‌کنند. با افزایش فاصله از محل وقوع خطا، دما کاهش یافته و بالطبع نرخ رشد گاز نیز کاهش می‌یابد. بدلیل تاثیر حجم روغن،



و جامد نیز بر نرخ تولید گاز اثر می‌گذارد. نرخ تولید گاز در هر دو حالت با حضور یا بدون حضور اکسیژن تابعی از درجه حرارت است.

۳-۲-۲-۱-۱-۳ بار

افزایش بار ترانسفورماتور تاثیر مستقیم بر دما داشته که به نوبه خود نرخ تولید گازها را افزایش می‌دهد.

۳-۲-۲-۱-۱-۴ سیستم تنفسی ترانسفورماتور

اساس تحلیل نتایج گاز کروماتوگرافی بر ترکیب گازهای محلول در روغن استوار است. در ترانسفورماتوری که دارای بالشستک گازی است مقداری از گازهای تولید شده در روغن به گاز بالای روغن انتقال می‌یابد. از اینرو مقدار گازهای محلول در روغن کمتر از کل گازهای تولید شده در روغن است. سه نوع معمول سیستم تنفسی ترانسفورماتور در شکل ۳-۹ ترسیم شده اند. همانگونه که مشاهده می‌شود، تنها در

جدول ۳-۱۱: گازهای محلول در روغن معدنی ترانسفورماتور		
نام گاز	علامت شیمیایی	توضیحات
هیدروژن	H ₂	
متان	CH ₄	
اتیلن	C ₂ H ₄	
اتان	C ₂ H ₆	
استیلن	C ₂ H ₂	
پروپن	C ₃ H ₆	در استانداردهای ANSI/IEEE این گاز مورد تحلیل قرار نمی‌گیرد
پروپان	C ₃ H ₈	در استانداردهای ANSI/IEEE این گاز مورد تحلیل قرار نمی‌گیرد
مونواکسید کربن	CO	
دی اکسید کربن	CO ₂	
اکسیژن	O ₂	
نیتروژن	N ₂	
مجموع گازهای محلول قابل احتراق	TDCG	H ₂ +CH ₄ +C ₂ H ₄ +C ₂ H ₆ +C ₂ H ₂ +CO

روغن با تغییرات دما ثابت باقی می ماند. شکل ۳-۱۱ ثابت توزیع (یا ضریب اسوالد) گازها را در فشار یک اتمسفر نشان می دهد. این ضرایب برای تبدیل گازهای آزاد به گازهای محلول در روغن و بالعکس به کار می رود.

از روی نمودار می توان فهمید که قابلیت انحلال استیلن بسیار بیشتر از هیدروژن بوده بطوریکه در دمای ۲۵ درجه سانتیگراد و فشار یک اتمسفر، ۱۲۲ درصد استیلن در روغن حل می شود درحالیکه این مقدار برای هیدروژن تنها ۵/۶ درصد است. مشخص است که ظرفیت روغن برای حل کردن استیلن بسیار بیشتر از هیدروژن است. لازم به ذکر است گازهای آزاد با باز کردن دریچه رله بوخلتزر خارج می شوند.

۳-۲-۲-۱-۸ سایر عوامل

سایر عوامل تاثیر گذار بر نرخ رشد گاز مطابق ذیل می باشند. هر چند میزان تاثیر این عوامل بر تولید گاز هنوز به طور قطع تعیین نشده است:

■ توزیع حرارتی بین روغن و کاغذ: از آنجا که دما عامل بسیار مهمی در تشکیل گاز است، توزیع حرارتی نیز بر روند تولید گاز تاثیر دارد.

■ دمای متوسط سیم پیچی: زمانی که توزیع حرارتی دقیق مشخص نباشد، جهش حرارتی متوسط سیم پیچ را می توان بعنوان یک تقریب مناسب استفاده نمود.

■ دمای محیط: تاثیر تعیین کننده ای بر درجه حرارت مطلق در داخل ترانسفورماتور دارد.

■ فرآیند تولید روغن: روش تولید روغن بر تولید گاز تاثیر دارد.

■ سوابق ترانسفورماتور: حوادثی که برای ترانسفورماتور در طول عمر خود پیش آمده است بر عایق تاثیر گذار است. شایعترین حالت زمانی است که گازها در کاغذ حل شده و با تصفیه فیزیکی یا تغییر دما آزاد می شوند.

■ تعمیرات انجام شده

■ آزمون ها بویژه تست های تلفات بی باری و سایر آزمون های الکتریکی

■ مواد عایقی نو: کاغذ نو حلقه های ضعیفی درون خود دارد که در ابتدای شروع بهره برداری از ترانسفورماتور منجر به تولید مقدار گاز بیشتری می شود.

■ نوع عایق کاغذی استفاده شده مانند کرافت، کاغذ تقویت حرارتی شده و همچنین فرآیندهای تولید و مواد اضافه شده به عایق در حین ساخت بر نرخ تولید گاز تاثیر گذار هستند

■ نوع طراحی: از آنجا که مقدار رشد گاز بر حسب ppm در روز یا میلی لیتر در روز سنجیده می شود، حجم روغن و عایق جامد و همچنین نسبت آنها اهمیت زیادی دارد.

■ مواد مورد استفاده در ساخت: مواد مختلف مورد استفاده در ترانسفورماتور بر تولید گاز موثر است. بعنوان مثال اپوکسی، چسب، رنگ، روی، فولاد، عایق هسته و ... تولید هیدروژن می کنند.

■ جذب و خروج گاز از عایق کاغذی: قابلیت انحلال مونواکسید دی اکسید کربن به دما وابسته است به گونه ای که مقادیر این گازها با تغییرات درجه حرارت تغییر کرده و در صورت سرد شدن روغن مقدار بیشتری از این گازها جذب روغن می شوند.

■ تعریق: اگر مقدار یک گاز در عایق جامد بالا باشد، زمان زیادی طول می کشد تا با مقدار همان گاز در روغن به حالت تعادل برسد.

نرخ تولید گاز در یک ترانسفورماتور با حجم بالایی از روغن و کاغذ می تواند همانقدر گاز تولید کند که یک ترانسفورماتور با حجم کمتری از روغن؛ اما درجه حرارتی بالاتر. تشخیص این دو از هم تنها با آنالیز گازهای محلول در روغن غیر ممکن است. لازم به اشاره است که درجه حرارت محیط تاثیر مستقیم بر نرخ تولید گاز در روغن دارد، از اینرو اگر خطائی در زمان بالا بودن دمای محیط رخ دهد، مقدار گاز تولید شده نیز بیشتر خواهد بود.

در شکل ۳-۱۰ نمودار تولید گاز بر حسب درجه حرارت خطا مشاهده می شود. لازم به ذکر است که درجه حرارت تشکیل خطا در این نمودار تقریبی بوده و تنها برای نمایش نوع گاز تولید شده در هر دما و تغییرات مقدار آن با افزایش درجه حرارت کاربرد دارد.

این داده ها بر اساس شرایط کنترل شده آزمایشگاهی بدست آمده اند. نوار باریک عمودی در سمت چپ نمودار، نشان دهنده نوع و مقدار تقریبی گاز تولید شده در شرایط تخلیه جزئی است (تخلیه الکتریکی با انرژی کم). مقدار کل هیدروژن تولید شده توسط تخلیه جزئی در روغن می تواند به ۷۵ درصد مجموع گازها نیز بالغ شود. بقیه گازها به ترتیب مقدار تولید شده، شامل هیدروکربنهای استیلن، متان، اتیلن و اتان می باشند. اگر کاغذ یا پرس برد را نیز به این معادله اضافه کنیم، مقداری مونواکسید کربن نیز خواهیم داشت. اصولاً تخلیه الکتریکی در سلولز مقدار زیادی هیدروژن و مونواکسید کربن (تقریباً به یک میزان) تولید می کند.

در درجه حرارت های مختلف گازهای متفاوتی در ترانسفورماتور شکل می گیرند. در شکل ۳-۱۰ مقادیر نسبی گازها و درجه حرارت تشکیل گاز نشان داده شده است. هیدروژن و متان در دمای ۱۵۰ درجه سانتیگراد تولید می شوند. اتان و اتیلن در درجه حرارت مشخصی به ماکزیمم مقدار خود رسیده و سپس با افزایش دما مقدار آنها کم می شود. اتان در دمای ۲۵۰ درجه سانتیگراد و اتیلن در دمای ۳۵۰ درجه سانتیگراد آغاز می شود که به معنای عدم وجود اتیلن و مقادیر زیاد اتان و متان در خطاهای حرارتی با دمای پائین است. شروع تشکیل استیلن در دمای بالای ۷۰۰ درجه سانتیگراد است که به معنای اینست که تنها خطاهای حرارتی بالای ۷۰۰ درجه سانتیگراد می تواند استیلن تولید کند. مقادیر بیشتر استیلن تنها در دمای بالای ۹۰۰ درجه سانتیگراد و به واسطه جرقه داخلی امکان پذیر است.

نسبت اتیلن به اتان شاخص خوبی برای شناسایی درجه حرارت داغ ترین نقطه ترانس در اضافه حرارت های کم و متوسط است. از فرمول ذیل می توان به منظور تقریب درجه حرارت استفاده نمود:

$$T(^{\circ}C) = 100 \times C_2H_4 / C_2H_6 + 150$$

۳-۲-۲-۱-۷ قابلیت انحلال گاز در روغن

کلیه گازهای موجود در ترانسفورماتور بجز نیتروژن و مقدار کمی اکسیژن، در طی بهره برداری بوجود آمده و پس از آن بر اساس قوانین فیزیکی بصورت محلول یا آزاد در می آیند. در صورتیکه تولید گاز به آهستگی شکل گرفته و روند ترکیب مناسب باشد، شرایط تعادل خیلی زود بدست می آید. عوامل تعیین کننده، حلالیت گاز در روغن و درجه حرارت می باشند. طبعاً گازهایی که بیشتر در روغن حل می شوند، به مقدار بیشتری نیز در روغن وجود دارند. در عین حال گازهایی که کمتر در روغن حل می شوند، به مقدار زیادتری بصورت آزاد یافت می شوند.

قابلیت انحلال گازها در روغن با دما و فشار تغییر می کند. میزان حل شدن کلیه گازها در روغن با افزایش فشار، بیشتر می شود لیکن قابلیت انحلال دی اکسید کربن، استیلن، اتیلن و اتان با افزایش دما کاهش و قابلیت انحلال هیدروژن، نیتروژن، مونواکسید کربن و اکسیژن با افزایش دما بیشتر می یابد. قابلیت انحلال متان در

در شماره آتی نشریه قسمت هفتم فصل سوم کتاب با عنوان: «روش های تحلیل نتایج آزمون گاز کروماتوگرافی» به چاپ خواهد رسید.

خلاصه مقادیر تصاد و ظرفیت بست های در دست اقدام انتقال و فوق توزیع در پایان اسفند ماه سال ۱۳۹۵

مگاوات آمپر

نام شرکت برق منطقه ای	تعداد پروژه تصاد ترانس جمع ظرفیت تعداد پروژه تصاد ترانس جمع ظرفیت تعداد پروژه تصاد ترانس جمع ظرفیت	۲۰۰ کیلووات	۲۲۰ کیلووات	۱۳۲ کیلووات	۶۳/۶۶ کیلووات	جمع کل ظرفیت
آذربایجان	۳	۵	۱۳	۱۸	۱۱	۱۳۸۵
اصفهان	۳	۶	۷	۳۴	۶۴	۲۷۳۰
باختر	۲	۴	۹	۲۸	۳۱	۹۲۵
تهران	۴	۱۰	۱۱	۴۶	۸۱	۳۴۴۰
خراسان	۱۱	۱۰	۳۸	۱۲۵۰		۱۲۵۰
خوزستان	۴	۱۰	۵	۱۴۶۸	۱۴	۳۶۱۶
زنجان	۲	۳	۵	۱۶	۱۷	۶۰۰
سمنان	۱	۲	۰	۹	۱۳	۴۰۰
سیستان و بلوچستان			۴		۱	۶۲۵
غرب	۱	۰	۶		۳	۷۳۰
فارس	۴	۱۰	۶	۲۲۰	۲۲	۴۰۰۰
کرمان	۵	۷	۲	۲۸۰		۲۰۳۰
گیلان			۹		۲۱	۱۳۲۰
مازندران	۲	۰	۹		۲۱	۱۲۵۰
هرمزگان	۲	۲	۱۸	۳۰۰	۲۲	۲۹۲۰
یزد	۲	۴	۴	۱۵	۸	۱۳۷۰
سازمان توسعه برق ایران	۶	۱۱	۲	۰		۹۵۰
جمع کل	۵۲	۸۴	۱۰۷	۴۳۱۳	۳۲۷	۳۷۷۱۳

نکته: پروژه های با درصد پیشرفت فیزیکی بالای ۹۵٪ در جمع منظور نشده است.

معرفی کتاب



ماشینهای الکتریکی: تئوری، عملکرد و کاربردها

یک کتاب جمع نشده، ثانیاً اغلب این کتابها بدون آنکه به تشریح تئوریهای پایه‌ای از دیدگاه فیزیکی بپردازند، فقط به بسط روابط ریاضی بسنده کرده‌اند. ما با توجه به تجربیات موجود در تدریس ماشینهای الکتریکی، قویاً بر این باوریم که علت اساسی ضعف اغلب دانشجویان عزیز گرایش‌های مختلف مهندسی برق در دروس مذکور، ناشی از عدم در دست داشتن مرجع یا مراجعی است که بنحوی بتوانند نیاز فوق‌الذکر را برای آنان برآورده سازند. اکنون چاپ جدید را که کاملاً تجدید نظر شده و اضافات کلی دارد، تقدیم دانش پژوهان عزیز می‌نمایم. امیدواریم در این رهگذر توانسته باشیم با ترجمه این کتاب کمکی هرچند ناچیز به جامعه عزیز دانشگاهی میهن اسلامیمان کرده باشیم. باشد که استادان گرامی، دانشجویان عزیز و مهندسی عالی‌مقام که این کتاب را مطالعه می‌فرمایند ما را از نظرات ارزشمند و عالمانه خود بخصوص در زمینه اشتباهات احتمالی که ممکن است در حین ترجمه بوقوع پیوسته باشد، مطلع سازند.»

این کتاب در دو جلد و شامل هفت فصل ذیل است:

جلد اول (۸۶۳ صفحه):

- نگاه کلی به ماشینهای الکتریکی
- فصل اول - ترانسفورماتور
- فصل دوم - اصول تبدیل انرژی الکترومکانیکی
- فصل سوم - اصول اساسی ماشینهای الکتریکی گردان
- فصل چهارم - ماشینهای جریان مستقیم
- جلد دوم (۶۶۸ صفحه):
- فصل پنجم - ماشینهای سنکرون چند فاز
- فصل ششم - موتورهای القایی چند فاز
- فصل هفتم - ترانسفورماتورهای سه فاز

مؤلف: پروفیسور بییم بهارا
ترجمه: دکتر جعفر سلطانی، دکتر حمید لسانی
سال انتشار: ۱۳۹۴ (چاپ یازدهم)

کتاب ماشینهای الکتریکی بییم بهارا یکی از کتابهای کلاسیک و آکادمیک مربوط به ماشینهای الکتریکی از جمله ترانسفورماتور است که در دانشگاههای ایران بعنوان یکی از مراجع اصلی درس ماشینهای الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در مقدمه مترجمین کتاب می‌خوانیم:

«کتاب حاضر ترجمه‌ای از آخرین چاپ کتاب ماشینهای الکتریکی تألیف آقای دکتر P.S.BIMBHRA استاد و رئیس دانشکده مهندسی Thapar هندوستان می‌باشد. برای سالهای متوالی این کتاب یکی از مراجع اصلی در دانشکده‌های برق دانشگاهها و مؤسسات آموزش عالی کشور بوده است. از ویژگی‌های برجسته و ارزنده این کتاب آنست که خود این کتاب عمدتاً گردآوری شده از کتابهای معتبر دیگر نظیر کتاب ماشینهای الکتریکی آقای Prof. Slemon استاد مشهور دانشگاه تورنتوی کانادا و آقای Prof. Fitzgerald استاد بنام دانشگاه Northeastern آمریکا و چند کتاب دیگر و همچنین کارهای تحقیقاتی خود مؤلف می‌باشد. آقای دکتر BIMBHRA یکی از چهره‌های سرشناس در شاخه مهندسی قدرت، با تخصص ماشینهای الکتریکی و درایو بوده و دارای مقالات زیادی در مجلات معتبر نظیر IEEE و IEE در زمینه‌های مذکور می‌باشد. ایشان همچنین کتاب دیگری را تحت عنوان «تئوری جامع ماشینهای الکتریکی» برای مقطع کارشناسی ارشد رشته قدرت تألیف نموده است. از ویژگی‌های کتاب حاضر همانطور که خود مؤلف در مقدمه آن ذکر می‌کند آنست که این کتاب سعی می‌کند با ارائه مطالب اساسی در کنار تصاویر و مسائل حل شده در هر فصل برای خواننده درک و تصویر روشن و فیزیکی عمیق و در عین حال ساده‌ای را از ماشینهای الکتریکی ارائه دهد. از ضعفهای عمومی اغلب کتاب‌های نوشته شده موجود درباره ماشینهای الکتریکی، آنست که اولاً همه مطالب لازم در

این کتاب را می‌توانید با مراجعه به وبسایت:

www.transformer-magazine.ir

بصورت اینترنتی سفارش دهید.

کنفرانس مدیریت عمر ترانسفورماتور (TLM)، آلمان

۲۷ و ۲۸ شهریور ۱۳۹۶، ویلینگن

محورهای اصلی این کنفرانس که هر سال در یکی از شهرهای آلمان برگزار می شود به قرار ذیل است:

- تغییرات جدید در تولید و انتقال برق در آلمان و ترانسفورماتورهای با کاربرد خاص
 - بررسی آخرین تغییرات استانداردهای بین المللی
 - ارزیابی وضعیت و پایش ترانسفورماتور
 - آزمونهای فشار قوی در کارخانه و در سایت
 - بررسی آخرین دستاوردهای تحقیق و توسعه شرکتها و دانشگاهها در خصوص ترانسفورماتور در آلمان
- وبسایت کنفرانس:

www.energy-Support.de



سی و دومین کنفرانس بین المللی برق، ایران

۱ تا ۳ آبان ۱۳۹۶، پژوهشگاه نیرو، تهران

در این کنفرانس (بعد از کنفرانس بین المللی ترانسفورماتور) بیشترین عنوان مقالات در خصوص ترانسفورماتور ارائه می شود و معمولا یک تا دو نشست (بیش از ۷ مقاله) به ترانسفورماتور اختصاص دارد. وبسایت کنفرانس:

www.psc-ir.com

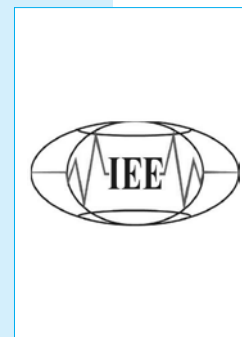


هفدهمین نمایشگاه بین المللی برق، ایران

۱۳ تا ۱۶ آبان ۱۳۹۶، تهران

در نمایشگاه بین المللی تهران تولید کنندگان داخلی و خارجی ترانسفورماتور و شرکتهای خدماتی مربوط به این تجهیز حضور می یابند. وبسایت نمایشگاه:

www.elecshow.ir



کنفرانس مدیریت عمر ترانسفورماتور (TLM)، تایلند

۱۶ و ۱۷ آبان ۱۳۹۶، بانکوک

کنفرانس مدیریت عمر ترانسفورماتور هر ساله علاوه بر آلمان در یکی دیگر از شهرهای دنیای نیز برگزار شده تا امکان حضور بهره برداران سایر کشورها نیز در این کنفرانس فراهم باشد. محور اصلی این کنفرانس افزایش قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای مورد بهره برداری در شبکه می باشد. وبسایت کنفرانس:

www.energy-Support.de



فرم اشتراک

هزینه اشتراک

هزینه اشتراک یک ساله:	پست پیشتاز ۱۲۰۰۰۰ تومان
هزینه اشتراک دو ساله:	پست پیشتاز ۲۰۰۰۰۰ تومان

اطلاعات متقاضی

حقیقی

نام و نام خانوادگی: _____
 رشته و مقطع تحصیلی: _____
 متولد: _____
 نام محل تحصیل: _____

حقوقی

نام شرکت / سازمان: _____
 سمت: _____
 نام متقاضی: _____
 تعداد نسخه درخواستی از هر شماره: _____
 نسخه شروع اشتراک از شماره: _____

اشتراک جدید

تمدید اشتراک شماره اشتراک قبلی: _____

نشانی

استان: _____
 شهر: _____
 تلفن: _____
 پست الکترونیک: _____
 کد پستی: _____
 همراه: _____

از علاقمندان به اشتراک نشریه ترانسفورماتور درخواست می‌نماییم برگ اشتراک را به دقت و با خط خوانا تکمیل نموده و وجه اشتراک را بر اساس تعرفه به شماره حساب ۰۱۱۰۴۵۵۳۲۹۰۰۶ بانک ملی شعبه آفریقا به نام آرش آقایی فر واریز نموده و فیش بانکی و فرم اشتراک را به یکی از روش‌های زیر برای ما ارسال نمایند:

- از طریق فکس با شماره ۰۲۱-۲۲۰۱۸۷۶۳ به دفتر مجله
- از طریق پست به آدرس تهران، خیابان آفریقا، خیابان ناهید شرقی، پلاک ۲۰، واحد ۸ شرقی کد پستی ۱۹۱۵۶-۸۴۶۳۹
- از طریق پست الکترونیک به نشانی: info@transformer-magazine.ir

- دانشجویان و اساتید دانشگاه‌ها با ارسال کارت یا گواهی‌نامه معتبر از ۱۰ درصد تخفیف برخوردار می‌شوند.
- خواهشمند است مشترکان محترم در صورت تغییر نشانی، امور مشترکین نشریه را مطلع نمایند.

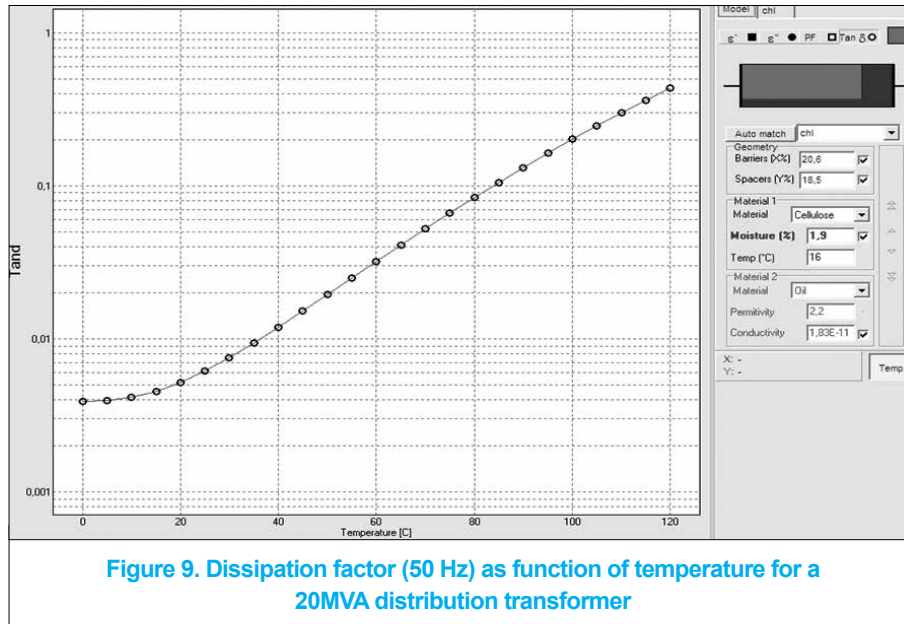


Figure 9. Dissipation factor (50 Hz) as function of temperature for a 20MVA distribution transformer

and dissipation factor of an electric insulation material or an insulation system depends not only on insulation condition but also on temperature. When restricted to power frequency measurements the effect of temperature is unknown.

Fortunately, most insulation materials have a simple relation between capacitance and dissipation factor measured as a function of temperature and as a function of frequency that can be effectively used when predicting the temperature effect on the insulation system by measuring the dielectric response of the insulation system as a function of frequency. This relation become a bit more complex, but still manageable, for an insulation system consisting of e.g. impregnated cellulose and insulating liquids as it is the case in power transformers.

The temperature-frequency model which takes into account

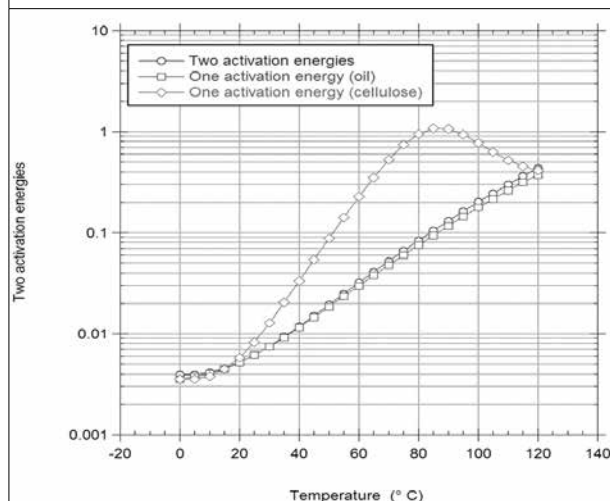
the effect of temperature is essential because it makes the dielectric frequency response measurement an accurate tool for estimating the moisture in the cellulose of an insulation system.

The application of dielectric frequency response can also be used to estimate dissipation factors at other temperatures, e.g. a reference temperature of e.g. 20° C or at a higher operating temperature to evaluate the possible risk of thermal runaway.

V. REFERENCES

- [1] IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus; Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE 62-1995
- [2] "Swedish Bushings Plant Sees Growth in RIP Designs", INMR Quarterly, Issue 68, 2005
- [3] R.K.Tyagi, S. Victor, N.S.Sodha, "Application of Temperature Correction Factors for dissipation factor Measurements for Power Transformers – A case study", Doble Client Conference, Vadodara, India 2006
- [4] A.K.Jonscher, "Dielectric Relaxation in Solids",
- [5] D. Linhjell, L. Lundgaard, U. Gäfvert, "Dielectric Response of Mineral Oil Impregnated Cellulose and the Impact of Aging", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume: 14 Issue:1, 2007
- [6] Neimanis, R.; Arvidsson, L.; Werelius, P., "Dielectric Spectroscopy Characteristics of Aged Transformer Oils", Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, 2003.
- [7] P. Werelius et al, "Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables by High Voltage Dielectric Spectroscopy", paper presented at ICSD 1998.
- [8] U. Gäfvert et al, "Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers", 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 21-26, 2000, Xi'an, China.
- [9] S.M. Gubanski et al, "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers", Electra, No. 202, June 2002, pp 23-34, also in CIGRE Technical Brochure, No. 254, Paris 2004
- [10] S.M. Gubanski et al, "Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System. REDIA-TOOL - a European Research Project", paper D1-207 CIGRE 2006
- [11] R. Neimanis, T. Saha, and R. Eriksson, "Determination of moisture content in mass impregnated cable insulation using low frequency dielectricspectroscopy," IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, vol. 1, pp. 463-468 vol. 1, 2000.

Figure 10. Relationship between dissipation factor values at different temperatures for materials with different activation energy.



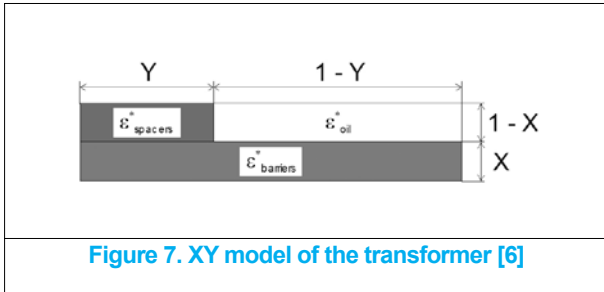


Figure 7. XY model of the transformer [6]

The results are normally presented as capacitance and/or dissipation factor/power factor versus frequency. DFR results obtained from a variety of transformers under different conditions are shown in Fig. 4. Samples of Kraft paper with various moisture contents were measured at different temperatures [11]. Results for dry paper, moisture content <0.5% are shown in Fig. 5. The dissipation factor at 50 Hz as a function of temperature for dry Kraft paper measured as a function of frequency at several temperatures is presented in Fig. 6. This analysis clearly demonstrates that the typical correction factors are not correct for an individual transformer or bushing.

The combined type insulation system of power transformers consisting of paper/pressboard and oil requires deeper investigation. In this complex insulation system, the temperature correction factors are a combination of temperature dependence of cellulose and temperature dependence of oil. Also, the amount of cellulose and oil need to be taken into account. DFR measurement combined with mathematical modeling of the dielectric response using the so-called XY model is capable of evaluating the temperature dependence of the insulation system. The insulation structure of the power transformer is represented by the relative amount of spacers (sticks) and barriers in the cooling duct as shown in Fig. 7. Parameter “X” is defined as the ratio of the sum of all barriers in the duct, lumped together, and divided by the duct width. The spacer coverage “Y” is defined as the total width of all the spacers divided by the total length of the periphery of the duct.

The permittivity of oil, spacers, and barriers, are complex functions of both frequency and temperature. The equivalent permittivity of the XY model is given by:

$$\epsilon(\omega, T) = \frac{Y}{\frac{1-X}{\epsilon_{spacer}} + \frac{X}{\epsilon_{barrier}}} + \frac{1-Y}{\frac{1-X}{\epsilon_{oil}} + \frac{X}{\epsilon_{barrier}}} \quad (3)$$

Using DFR for moisture determination is based on the comparison of the transformers dielectric response to a modeled dielectric response. An analyzing algorithm rearranges the modeled dielectric response and delivers a new modeled curve that reflects the measured transformer. Results are presented as moisture content and oil conductivity for the transformer. An example is shown in Fig. 8. The transformer is a 20 MVA distribution transformer. Moisture content of cellulose and oil conductivity were obtained by varying the parameters in the model curve to the measured dielectric frequency response at a certain insulation temperature.

Based on the model curve, the dissipation factor as a function of temperature for that specific 20 MVA transformer is shown in Fig. 9. Figure 10 compares the dissipation factor at power frequency as function of temperature for oil, cellulose and for a combined oil and paper insulation. In this specific example, the oil temperature dependence dominates but the influence of oil and cellulose varies case by case.

Moisture analysis (moisture in paper insulation) performed on the same specimen at different temperatures may show slight deviation. Combining the modeling results and converting to temperature dependence, temperature curves can be obtained. Also, for any insulation system containing two different temperature dependent materials, the applied conversion considering activation energy of the system provides results matching very close to the actual measured dissipation factor values (tan delta) at different temperatures.

IV. SUMMARY AND CONCLUSIONS

The dielectric frequency response in terms of capacitance

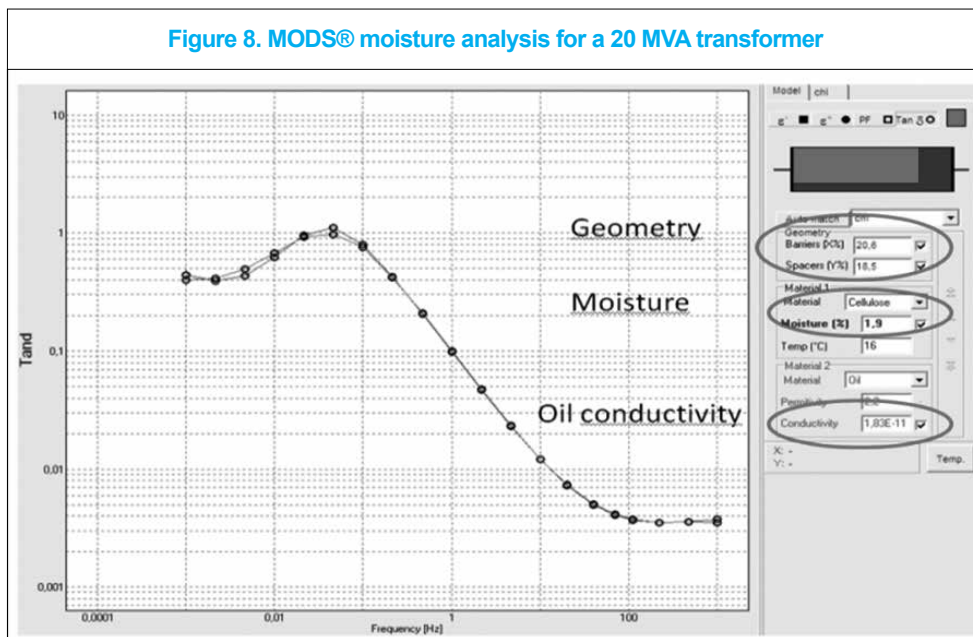


Figure 8. MODS® moisture analysis for a 20 MVA transformer

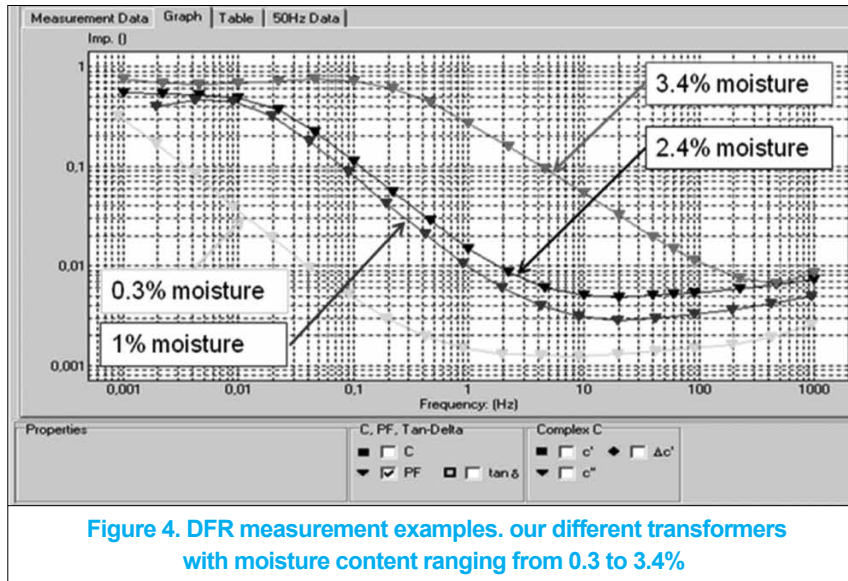


Figure 4. DFR measurement examples. our different transformers with moisture content ranging from 0.3 to 3.4%

increase, or conversely, to higher temperature as frequency increases. One can obtain the same effect as increasing the frequency or increasing the temperature. The activation energy of the Kraft paper is about 1-1.05 eV [5] while mineral oil has activation energy of 0.4-0.5 eV [6]. Increasing temperature has the same effect on the dielectric response as decreasing frequency.

The general shape of the curve is often preserved if the data is plotted on a log-log scale. This feature allows the formation of a "Master Curve" by shifting the curves along the frequency axis until they form a continuous curve at a chosen reference temperature [5]. How to obtain the master curve is shown in Fig. 1. The dielectric frequency response of the cellulose is measured at various temperatures. Then the curves are shifted until all data points fall on the same curve: the master curve. The actual fitting of the master curve is done numerically by an algorithm that allows us to take into account both the real and imaginary part of the data. In the curve fitting process, the activation energy is calculated. An example of finding the activation energy is shown in Fig. 2.

The frequency-temperature dependence curves for three different activation energies are shown in Fig. 3. Equation (1) indicates that the increase of temperature has the same effect as the increase of frequency. To what extent they are related to each other is represented by the activation energy. The curves are examples showing that for a certain increase of temperature, the material with larger activation energy needs to be measured at higher frequency in order to obtain the same permittivity.

III. DIELECTRIC FREQUENCY RESPONSE MEASUREMENTS

A field instrument for DFR measurements of transformers, bushings and cables was introduced in 1995 [7]. Since then numerous research groups have evaluated DFR technology used for field measurement. Several international projects/reports define dielectric response measurements together with insulation modeling as the preferred method for measuring moisture content of the cellulose insulation in power transformers [8], [9], and [10].

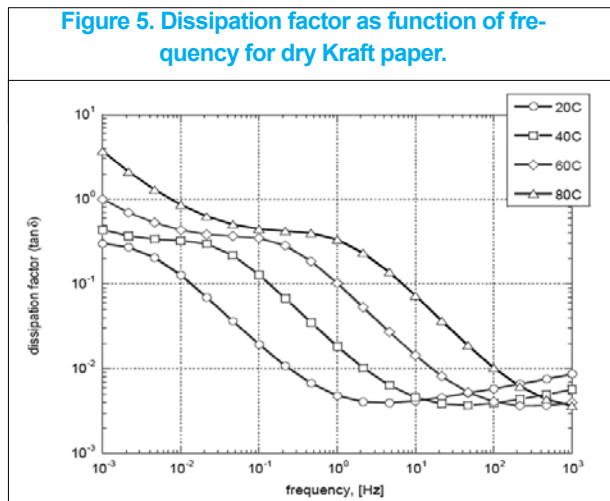


Figure 5. Dissipation factor as function of frequency for dry Kraft paper.

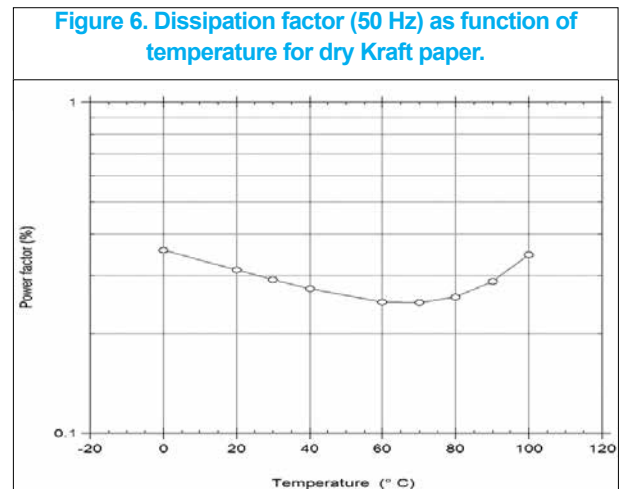


Figure 6. Dissipation factor (50 Hz) as function of temperature for dry Kraft paper.

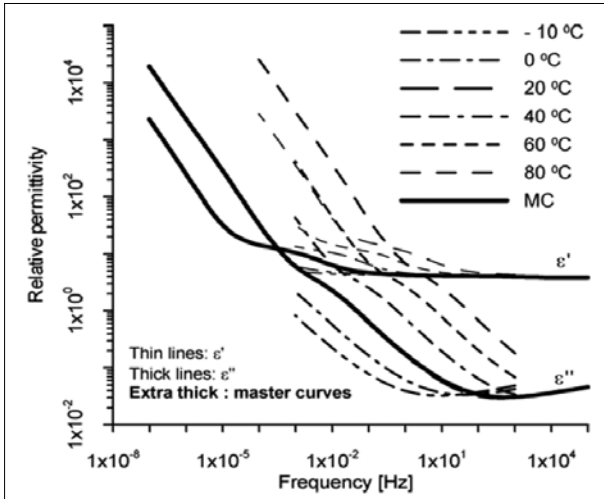


Figure 1. Example of making the master curve [5]

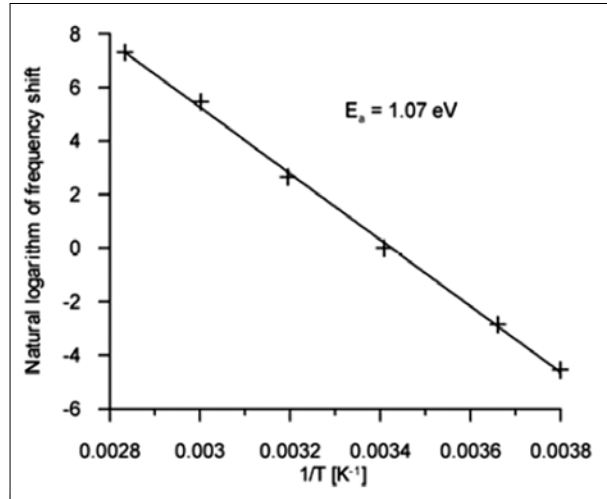


Figure 2. Example of plotting of frequency shifts to find the activation energy from the slope [5]

error [2, 3]. The DFR of dry insulation is less temperature dependent while wet insulation is very much affected by the temperature. The insulation of the power transformers is even more complicated. It consists of mineral oil and cellulose which have different temperature characteristics. Therefore, the correction factors are usually different for different transformers depending on the design and individual aging.

II. TEMPERATURE DEPENDENCE

To be able to find the correct temperature correction factor, the temperature dependence of the insulation system must be investigated. The susceptibility of the insulation material can be expressed as a function of frequency and temperature [4]:

$$X(\omega, T) = A(T) \cdot F\left(\frac{\omega}{\omega_c(T)}\right) \quad (1)$$

A(T) is a temperature dependent amplitude factor, F(x) a

spectral function and $\omega_c(T)$ a characteristic frequency. A(T) is constant for cellulose. It means that the shape of the spectrum remains unchanged at different temperatures. Some insulation materials change the shape of their spectrum when temperature changes.

Most insulation materials are temperature dependent and in general, the increase/decrease of temperature makes the dielectric spectrum shift towards higher/lower frequencies. However, the shape is usually not changed. In the special case of an ideal Debye function, the complex permittivity can be written as:

$$\varepsilon = \varepsilon_\infty + \frac{\Delta\varepsilon}{1 + j\omega\tau \exp(-W_a / kT)} \quad (2)$$

where W_a is the activation energy, k is the Boltzmann constant; and, τ is the relaxation time. From (2) it is clear that the permittivity is a function of W_a / kT in logarithmic scale. The dielectric response moves to higher frequency with temperature

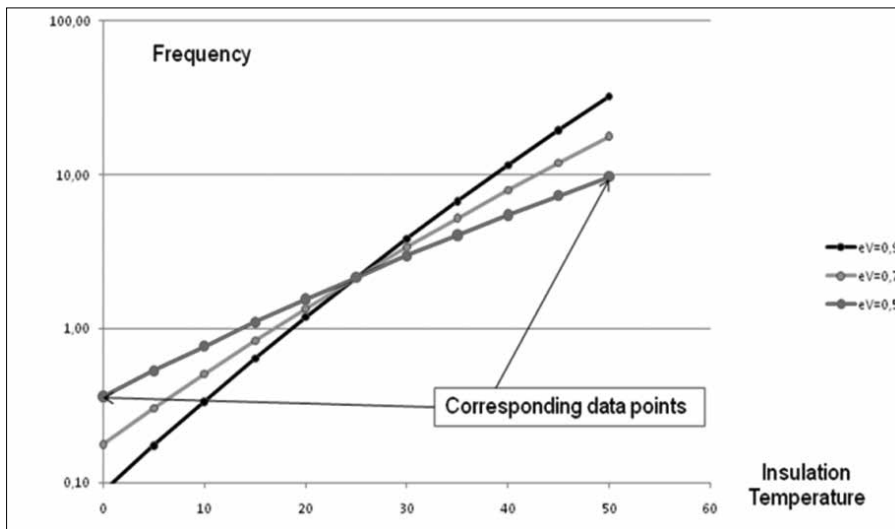


Figure 3. Relationship between power factor values at different frequencies taken at different temperatures.

Dielectric Frequency Response Measurements and Dissipation Factor Temperature Dependence



Peter Werelius



Matz Ohlen



Jialu Cheng



Diego M. Robalino

Megger - Täby, Sweden

Megger - Dallas, USA

Abstract— The condition of the insulation is an essential aspect for the operational reliability of electrical power transformers, generators, cables and other high voltage equipment. Transformers with high moisture content can not without risk sustain higher loads. Bushings and cables with high moisture content at high temperature can explode due to “thermal runaway”.

Typically, dissipation factor (DF) or power factor (PF) test at power frequency 50/60 Hz is carried out in the field following well known procedures. DF measured values are then normalized to 20°C for comparisons with guidelines and trending. However, the temperature correction factor for the normalization of the field measurement is questioned because cellulose with different moisture contents as well as oil with different conductivity will have different correction factors. It has been proved that good insulation has less temperature dependent response than the bad insulation.

DFR modeling, accurately taking the temperature effect into account, can be used to model the temperature dependence of DF over a wide temperature range based on measurements over a frequency range. Naturally, from such modeling, also temperature correction factors for correcting a measurement values obtained at one temperature, e.g. 32C, to a reference temperature, e.g. 20C, can be calculated.

This paper will provide a background of DFR and its modeling specifically applied to model the effect of temperature and calculating temperature correction factors based on actual DFR response. The theoretical basis is backed up with several case studies of measurement on samples as well as on real objects, e.g. bushing and transformers at multiple temperatures.

Keywords: Dielectric frequency response; DFR; frequency domain spectroscopy; FDS; power factor; dissipation factor; temperature correction; temperature dependence

I. INTRODUCTION

With an aging power component population, today's electrical utility industry faces a tough challenge as failures, consequent repair and revenue loss may inflict major costs. Transformers are by far, one of the most mission critical components in the electrical grid. The need for reliable diagnostic methods drives the world's leading experts to evaluate new technologies that improve reliability and optimize the use of the power network. The condition of the insulation is an essential aspect for the operational reliability of electrical power transformers, generators, cables and other high voltage equipment. Transformers with high moisture content can not without risk sustain over-loading conditions. Bushings and cables with high dissipation factor (DF) / power factor (PF) at high temperature can explode due to “thermal runaway”. On the other hand it is also very important to identify “good” units among the aging population of equipment. Adding just a few “extra” service years to the expected service life of an electrical device implies substantial cost savings for the power industry. The widely accepted and most common insulation diagnostic test is carried out measuring capacitance and DF/PF at line frequency (50/60 Hz). This test is performed whenever there is a need for investigating insulation properties. Analysis is based on historical values (trending analysis) and comparing against factory values. Since insulation properties are temperature dependent, temperature compensation has to be used for measurements not performed at 20° C, this is normally achieved using temperature correction table factors for certain classes of devices [1]. However, the standard table values for temperature correction are only average values and therefore subject to some

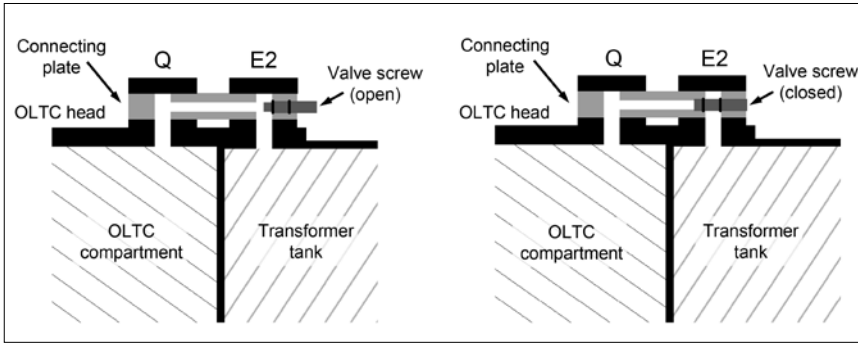


Figure 8

pressure by producing gas bubbles which cannot be detected by the PRD. To detect such irregularities, a Buchholz relay is additionally mounted along the pipe to the expansion tank. It should not trip the circuit breaker, but only produces a warning signal if free gases are collected. The obligatory flap of said Buchholz relay can be additionally used to detect unusual oil flow. It can be wired as optional protection to support the PRD.

If the OLTC protection concept for sealed tap-changers is applied in combination with the piping shown in Fig. 3, the solution acc. to Fig. 5 is achieved. If a separate tap-changer gas warning is not required, the Buchholz relay of the transformer can adopt this function, see Fig. 6. It has to be pointed out that, in this case, the origin of possible free gases cannot be located. Anyhow, the OLTC protection concept for sealed applications is fully supported. All these solutions can be found in the field and they are working reliably.

4. Minimized piping

Fig. 6 represents an optimized implementation which fully supports the protection concept for sealed tap-changers. Several years of field experience have shown that VACU-TAP® tap-changers do not produce any free gases during normal service. Courageous users may now go without the OLTC gas warning, as it is just optional, and not a requirement. The shortest possible connection between the two oil volumes is a connection between the two pipe flanges “E2 and “Q” (see Fig. 7) on the OLTC head. “E2” opens out into the transformer tank, “Q” ends in the OLTC compartment. The connection can be realized by a metal plate (“connecting bone”, named after its shape), which features a through-hole between the two pipe flanges. The pipe flanges are both closed by blind covers. The connection can be closed by a valve screw with two gaskets (see Fig. 8), in case the OLTC must be opened for inspection or maintenance. The valve screw must always be open during normal operation to allow a compensation of thermal oil expansion into the transformer tank. The connecting plate can be applied to free-breathing and sealed applications in the same way. Note that, with open connection, the oil pressure inside the OLTC always exactly equals the pressure inside the transformer tank, which is determined by the height of the oil expansion tank (free-breathing) or the preset system pressure (sealed).

Diffusion processes of dissolved gases between the two oil volumes will be very low and thus are negligible, due to the small diameter of the through-hole in this example.

As there is no pipe leading from the OLTC to an oil expansion tank (or the transformer tank), the oil flow relay (standard protective device for free-breathing applications) cannot be applied anymore. As a substitute, a PRD must be applied, like in the protection concept for hermetically sealed OLTCs. The PRD triggers the circuit breaker in case of an internal flashover or severe malfunction of the tap-changer mechanism. It is necessary because a sudden rise in pressure cannot be broken down fast enough by the oil-flow through the thin via in the connecting plate.

Conclusion

The connection of oil volumes of transformer and tap-changer offers several advantages and savings, such as a simplified piping construction and the omission of a second oil conservator. There are different solutions available, depending on the construction of the transformer oil expansion unit. This can be a rubber bag, a nitrogen reservoir or an expanding radiator. The most simple, easy-to-apply and cost-effective solution is achieved by using the connecting bone. Note that all solutions for combined oil volumes shall only be applied to vacuum type tap-changers. Even if it is not really necessary, the tap-changer oil compartments will still be manufactured pressure tight and gas tight, no matter how the connection is executed.

5. Literature

- [1] IEC 60214-1, Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods
- [2] IEEE C57.131, IEEE Standard Requirements for Tap Changers
- [3] IEC60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis
- [4] T. Stirl, J. Harthun, ALSTOM, R. Frotscher, MR, Offshore Use – A Challenge for the Transformer, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Germany, 2012
- [5] R. Frotscher, MR, J. Findeisen, SIEMENS AG: Gemeinsamer Ölhaushalt von Transformator und Stufenschalter, ETG-Fachtagung VDE-Hochspannungstechnik, Berlin, 2016

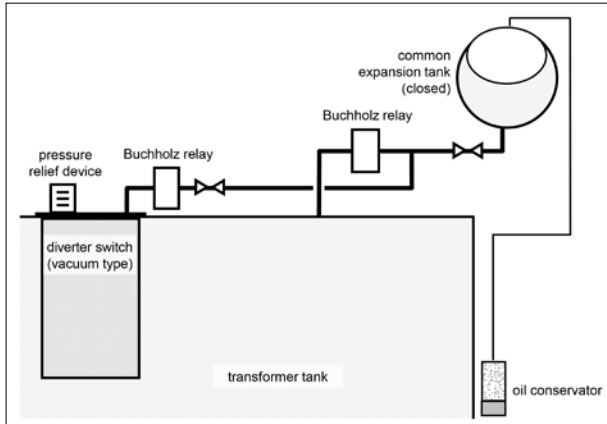


Figure 5

showed a slight increase of the heating gases CH₄, C₂H₄, C₃H₈ and C₃H₆, between 1 and 7 ppm for each gas. In the transformer oil, the increase of dissolved heating gases was below 1 ppm. No C₂H₂ was detected in the transformer oil. It can be assumed that the transported oil volume did not fully exchange with every cycle, which means that transformer oil and tap-changer oil keep rather separate, as long as a 1" pipe or a similar connection with small cross section is used. For a network transformer, the oil expansion of the OLTC oil which is caused by resistor heating and daily temperature cycles of the transformer is quite low. Diffusion processes of dissolved gases through small cross sections are very slow and can be neglected.

In the theoretic case of a complete intermixing of "tap-changer" oil and "transformer" oil, 150 ppm C₂H₂ in the "tap-changer" oil would dilute to about 8 ppm C₂H₂ in the "transformer" oil ($150 \cdot 65/1185$ ppm). For real applications, the ratio of oil volumes is much bigger than in the test (about 1:100).

Figure 7

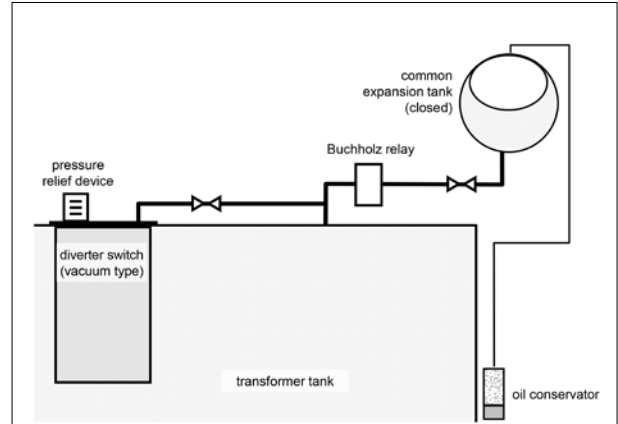
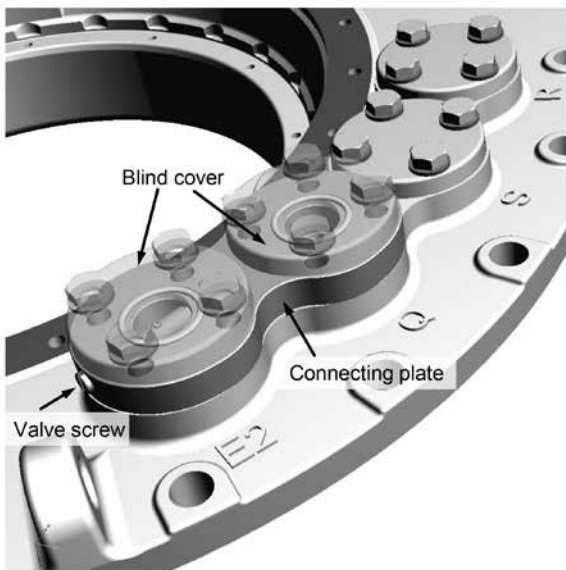


Figure 6

Furthermore, 150ppm C₂H₂ should not occur in a vacuum type tap-changer in regular service. Such high C₂H₂ amount clearly indicates a malfunction.

As a conclusion, it can be stated that it is very unlikely to disturb transformer DGA by OLTC gases, as long as the cross section of the connection is small. Several pilot applications and field studies [4], [5] have verified this.

3. Implementations of connected oil volumes

The realized applications use different solutions to connect the oil volumes of tap-changer and transformer. They can be applied to free-breathing applications as well as to sealed applications.

Fig. 3 shows a possible solution for free-breathing applications. The pipe from the tap-changer compartment which normally leads to the OLTC expansion tank is connected directly to the pipe which leads from the transformer to the expansion tank. With this, the separate chamber in the expansion tank for the OLTC can be omitted, including its oil level indicator and dehumidifying cartridge. It has to be considered that, in case of a beginning failure inside the transformer or OLTC, the fault gases cannot be explicitly assigned to the transformer or the OLTC. If this is a problem, an alternative piping can be used which connects the OLTC pipe to the expansion tank behind the Buchholz relay; see Fig. 3. This also minimizes a possible gas exchange between the two oil volumes.

Concerning sealed applications, the applied sealing technique is often unknown to the tap-changer manufacturer. Depending on the technique, the oil flow may be hampered, so that the proper function of the oil-flow relay cannot be guaranteed. A suitable device, which operates regardless of the applied sealing technique and independently of pipe geometries, is the PRD (Fig. 4). The PRD guarantees extremely responsive, effective protection of the OLTC which always triggers under the same, precisely defined conditions. The tripping characteristic of a PRD is different to that of an oil flow relay. Incipient failures may show a slow increase in

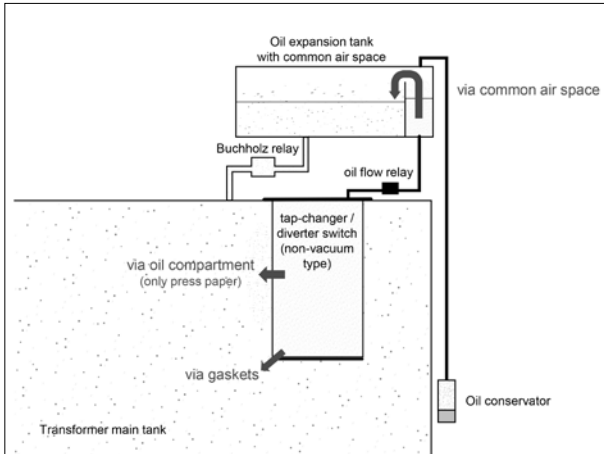


Figure 1

cover. They are not completely filled with oil, so the connection with the transformer oil does not offer concrete benefits. In-tank type OLTCs must always be completely filled with oil to ensure that the drive mechanism and the phase-to-ground insulating distance are covered with oil. This requires a separate expansion tank for the OLTC oil, often called conservator, to compensate for the thermal volume dilatation. This conservator can be omitted if there is a permanent connection between tap-changer oil and transformer oil. Now, it would be interesting to know how the oils intermix. Be it that a failure develops inside the tap-changer, dissolved gases will differ more or less significantly from the gases in the transformer. With a permanent connection, they can be introduced in the transformer oil and may influence transformer DGA.

To investigate the dimension of liquid and gas exchange, a test has been performed, using a model setup with two oil compartments. A small tank (65 litres, “tap-changer”) was mounted in a bigger tank (1185 litres, “transformer”). Both oil volumes were interconnected by a pipe elbow; see Fig. 2, and filled with degassed mineral oil. The “tap-changer” oil was then inoculated with 150ppm C₂H₂. The resistor inside the “tap-changer” compartment was heated by cur-

Figure 3

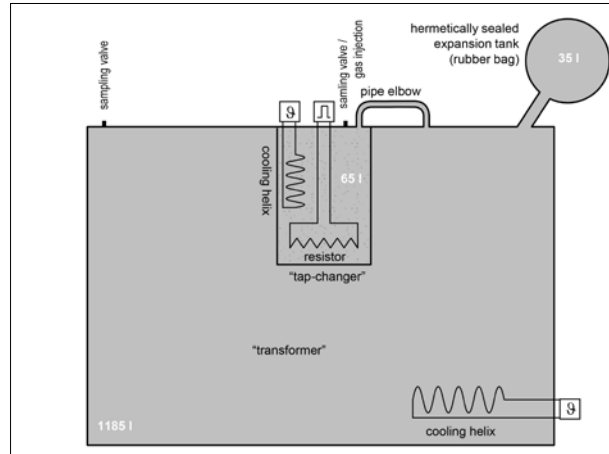
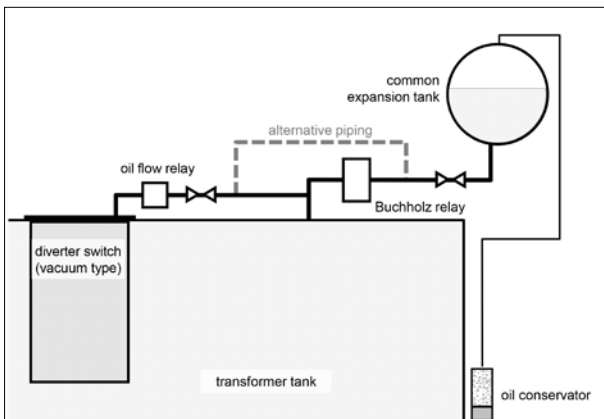


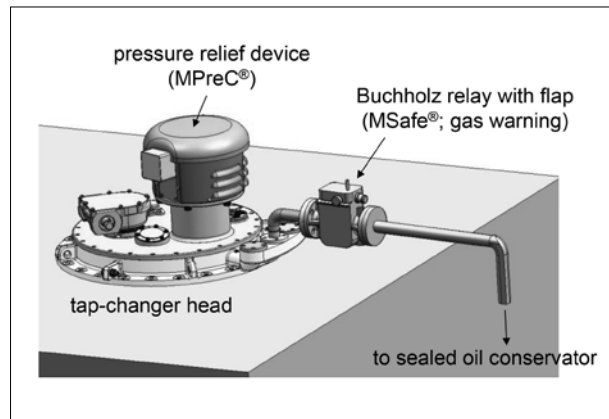
Figure 2

rent impulses which were controlled by an electronic AC power supply. The current impulses simulated the switching operations and caused well-defined fast temperature rises, representing the typical resistor heating of a tap-changer under network load (T 160K) and under 1.5 times overload (T 250K). 300'000 current impulses were applied in total. The maximum oil temperature in both oil compartments was limited to 50°C by cooling helixes to minimize a potential self-gassing activity of the oil.

The heat energy introduced by the resistor heated the “tap-changer” oil and so caused a thermal expansion. With each impulse, the “tap-changer” oil volume expanded for approximately 1 ml. A temperature rise of 25K (difference between ambient temperature 25°C and maximum oil temperature 50°C) caused a volume increase of approximately 1.2 l. This amount of oil moved through the pipe elbow into the transformer during the heating period and was drawn back during the cooling period. In total, 17 heating/cooling cycles within 1 month time were performed, causing a permanent oscillation of 1.2 l of oil, the total transported oil volume summed up to round about 20 l.

Regular oil samples were taken from both oil compartments and DGAs were performed. After the test, the tap-changer oil

Figure 4



Common Oil Expansion Tank for Transformers and Tap-Changers



Rainer Frotscher



Mehdi Djamali

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Germany



1. Introduction

On-load tap-changers feature an own oil compartment which accommodates the diverter switch or selector switch and separates the tap-changer oil from the transformer oil. This strict separation is necessary for conventional diverter and selector switches, because the arc-breaking operation deteriorates the oil in the tap-changer compartment severely and produces huge amounts of particles, soot and gases. It must be ensured that these deterioration products do not contaminate the transformer oil. For this reason, the active IEC and IEEE tap-changer standards [1], [2] require a tightness test or container integrity test for the diverter switch or selector switch. This test is only passed if the tap-changer oil compartment is pressure tight and gas tight. Nevertheless, there is a huge number of older units installed in the field which may show some leakage. This does not mean that the tap-changer oil mixes with the transformer oil to a big extent, but at least dissolved gases are able to travel between the two oil volumes and so may influence transformer DGA. There are basically three pathways which are used by tap-changer gases to diffuse into the transformer oil: via a non gas tight oil compartment (as seen for some old OLTC types with press paper cylinders, such as MR OILTAP® types B, C, D, E, F, and other brands), via leaking gaskets or via a common air space in the oil expansion tank; see Figure 1. The latter case is often not considered, but it appears quite often, e.g. in Eastern Europe. Dissolved tap-changer gases outgas to the air space in the expansion tank and dissolve again in the transformer oil, depending on the ruling gradients in partial pressure. With respect to such cases, IEC60599 specifies higher values for acetylene in the transformer oil (for typical gas concentration rates and typical rates of gas increase) for so-called “communicating OLTCs” [3].

Modern OLTC models like the MR VACUTAP® series use

vacuum interrupters which encapsulate the switching arcs and so prevent the oil from pyrolytic degradation. Carbon particles are no more produced, only some sparks of low energy occur, due to some current commutation between the OLTC-internal current paths during the switching process. These sparks only produce very low amounts of sparking or arcing gases. Inside the transformer, capacitive switching arcs of low energy must be broken when the change-over selector is operated. They produce low amounts of arcing or sparking gases which, in the majority of cases, are not visible in the transformer DGA. The ageing impact of both arcing/sparking processes on the oil is negligible.

As a result, the OLTC oil is only thermally aged by the heating of transition resistors. Their thermal impact roughly corresponds to the impact of waste heat from the transformer windings on the transformer oil.

So it can be stated that the stresses on OLTC (vacuum type) and transformer oil are very similar, they cause similar compositions and amounts of dissolved gases and so allow an exemption from the above mentioned tightness or container integrity test.

To put it in a nutshell: if VACUTAP® tap-changers are used, the conditions for the tap-changer oil are very similar to the conditions for the transformer oil. For many applications, there is no technical reason anymore to keep the two oil volumes separated. So, what prevents us from joining the two oil expansion tanks (and so the oil volumes)? It simplifies oil handling and offers savings.

2. Gas exchange between connected oil volumes

Connected oil volumes are only reasonably applied to in-tank type OLTCs, like VACUTAP® VV, VM, VR. Compartment type OLTCs (like VACUTAP® RMV-II) usually don't feature an oil expansion tank because they compensate the thermal oil expansion by using a gas space underneath the tank



Arash Aghaeifar
Editor-in-chief

Editorial message

On 5th of July 2017, electricity consumption in Iran reached 55400MW an increase of 2500MW (4.5%) comparing to last year's consumption peak. While the total electricity generation capacity was only 60000MW. Ministry of Energy managed to overcome this crisis without any planned outages but if the ambient temperature (especially in south part of Iran which is about 10 to 15 degrees higher than Tehran) starts increasing once again in August, the chance of first planned outage after 15 years is high. This condition almost brought the electrical equipment in service to its knees especially transformers, which are load and temperature sensitive. With increasing of ambient temperature electricity consumption increases and thus the loading of transformers. Transformers fire and explosions were witnessed on daily basis and in one case just a few days ago, transformer fire burned down a library in Ahwaz (oil capital of Iran). One reason is that due to financial problems of ministry of energy in the last 7 years, transformers were not maintained and serviced, as they should have been. This plus the age of transformers (30% of distribution and power transformers in Iran are above 20 years old), largely decreased the reliability of transformer fleet. This situation cannot last for long or the reliability of the whole system will be in jeopardy. Ministry of energy knows this very well and they have to invest in projects like transformer testing, diagnostics, life assessment, monitoring, maintenance and service. Which is good news for foreign companies who has good experience and high technology in these fields.





شرکت الوند توان انرژی

عیب یابی و عمرسنجی ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت با انجام
آزمونهای کنترل کیفی (QC)، گازهای محلول در روغن (DGA) و
فورفورال (FFA) بر اساس استانداردهای روز بین المللی



آزمایشگاه تخصصی روغن ترانسفورماتور
تهران، بلوار نلسون ماندلا (آفریقا)، خیابان ناهید شرقی، پلاک ۲۰، واحد ۸ شرقی
تلفن: ۲۲۰۱۸۷۱۲ - ۲۲۰۱۸۵۱۱
www.atecco.ir

Equipment for Transformer Oil Analysis



Contamination Free Oilsampling Set

- to get a reliable Oilsample according to IEC/ASTM Standard
- to avoid any misinterpretation of your Laboratory results
- measure the Oil Temperature
- avoid any contamination with ambient air or dirt particles



MobiIGC

- Portable DGA Equipment for Analysis 9/11 Gases
- according ASTM D3612/IEC 60567
- direct Analysis of Bucholz gases
- with Partial Vacuumdegassing Unit
- with Software Package Expertsystem

TOP TOGA

- DGA Analysis according to ASTM D3612/IEC 60567
- with Autosampler 16/32 Syringe 50/100ml
- fully automatic Vacuumdegassing
- with Analysis of 11 Gases with high sensitivity
- with Software Package Expertsystem



Breakdown Voltage Measurement

- BA 75/100 KV
- according to all usable Standards
- smallest Breakdown Voltage Analysator
- USB drive, Software controlled
- Battery operated



Pocket TitratorKF

- Water content measurement using Karl Fisher Method
- full automatic with high precision
- measuring low concentrations



TDM 4000

- Automatic Dielectric Constant Tan Delta & Resistivity Measurement
- Heating Chamber with automatic Temperaturcontrol
- automatic drainage of your Oilsample
- with Printer and Calibrator



www.energy-support.de



Always Reliable

ابداع صنعت برق

ESB Sanat Barch



ترانسفورماتورهای روغنی کم تلفات نیروگاهی



ترانسفورماتورهای خشک کم تلفات



اکوترانسفورماتور با تپ چنجر آلکوره



پست های پدمانند تمام روغنی و نیمه گازی

شرکت تعمیرات نیروگاهی ایران

با بیش از ۳۰ سال تجربه موفق

در صنایع نیروگاهی، نفت و گاز، پتروشیمی و سایر صنایع سنگین

دارای گواهینامه صلاحیت پیمانکاری (رتبه بندی) از معاونت امور مهندسی وزارت نفت

خدمات قابل ارائه:

- ۱ - اورهال انواع مختلف واحدهای بخار، گاز و سیکل ترکیبی
- ۲ - تعمیر انواع توربین های بخار و R.I انواع مختلف توربین های گاز
- ۳ - تعمیر و تست انواع ماشین های الکتریکی شامل ژنراتور و ملحقات، ترانس های قدرت و الکتروموتورهای فشار قوی
- ۴ - ساخت کویل و شینه انواع ژنراتورهای فشار قوی با استفاده از مواد عایقی مرغوب
- ۵ - ارائه خدمات بالانس دینامیکی High Speed و Low Speed روتورهای توربین و ژنراتورها...
- ۶ - ساخت انواع پره های کمپرسور توربین های گازی مدل های، GEF5، GEF6، GEF9، Asec
- ۷ - ساخت پره های توربین بخار



شرکت تعمیرات نیروگاهی ایران



Iran Powerplant Repairs Co.



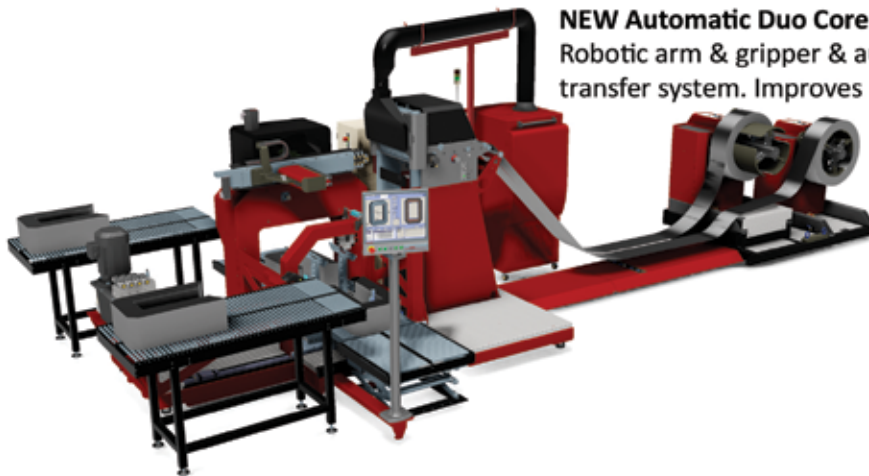
نشانی: استان البرز، کرج، کیلومتر ۷ جاده ملارد، بلوار مینا • صندوق پستی: ۳۱۵۸۵-۱۱۲۷
 تلفن: ۰۲۶-۳۶۱۹۵۰۰۰ • دورنگار: ۰۲۶-۳۶۱۹۵۲۱۸
 وب سایت: www.ipr-co.ir • پست الکترونیکی: info@ipr-co.ir

AEM UNICORE® Leaders in Wound Core Technology

Unicore® Machinery for the efficient production of LOW LOSS Transformer Cores from 1kVA to 5000kVA

Produce low loss wound style cores and reduce transformer productions costs

Globally renowned, with nearly 400 machines sold in over 40 countries, Unicore® is the preferred method of core manufacture for low loss distribution transformers and a range of voltage & special purpose transformers.



NEW Automatic Duo Core Machine Model UCM440A now available
Robotic arm & gripper & automatically adjustable core stacking & transfer system. Improves productivity, quality & safety.



Manual Unicore Machine Models UCM425 and UCM300

For General Purpose & Distribution Transformers.

UCM425-Process single strip up to 425mm or 2 strips up to 210mm each.

UCM300-Process single strip up to 300mm or 2 strips up to 140mm each.

Cost effective production for countries with high labour costs.

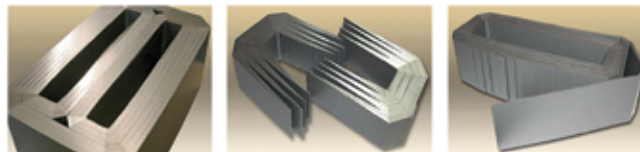


Transformer Core Tester Model TCT150

Core Tester for Toroids and Single Phase Unicores.

Test cores at 50 Hz, 60 Hz and up to 400 Hz.

Impress your customers with verifiable and visible quality test certificates.



www.aemcores.com.au

AEM is the holder of multiple worldwide patents protecting its products and Intellectual Property.



AEM CORES PTY LTD - ADELAIDE, SOUTH AUSTRALIA - E: sales@aemcores.com.au

Big performance. Little box. Transform your testing



Multifunction transformer test system

TRAX

Delivering performance like no other multifunction tester, TRAX transforms into whatever test set you need, including winding resistance, load tap changer measurements and turns ratio to name but a few. With its exceptional accuracy, you can unify your test results all from one instrument, saving time and costs. Helping you to power on.

For further information please contact
mesales@megger.com or visit www.megger.com/trax

Megger Ltd, Archcliffe Road, Dover, CT17 9EN, T. +44 (0) 1304 502101

 MeggerME

Megger[®]
Power on

نمایندگی انحصاری فروش و خدمات پس از فروش در ایران

امگا دانش



- دستگاه اندازه گیری تانژانت دلتا و ظرفیت خازنی CAPO
- دستگاه اندازه گیری مقاومت سیم پیچ ترانسفورماتور WR14 با جریانهای خروجی ۱۵، ۵۰ و ۱۰۰ آمپر DC
- دستگاه اندازه گیری نسبت تبدیل سیم پیچ (سه فاز) TR-Mark III

آدرس: تهران، بلوار میرداماد، خیابان شاه نظری، کوچه دوم، پلاک ۳۷
تلفن: ۰۲۱ - ۲۲۲۲۹۷۷۷ فاکس: ۰۲۱ - ۲۲۲۷۱۸۲۸

info@omega-technologies.com

ISM[®] TECHNOLOGY – A MILESTONE FOR SUBSTATION AUTOMATION.

The consistent hardware and software basis for use in all automation solutions.



With its new ISM[®] (Integrated Smart Module) Technology, MR has created a pioneering and consistent basis with flexible hardware components and universal software architecture – covering all aspects of substation automation.

- Web-based visualization in accordance with HTML 5 standard
- Control system protocols available with client or server functionality
- Modular and efficient hardware design

www.reinhausen.com

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstr. 8, 93059 Regensburg, Germany
Phone: +49 941 4090-0, E-mail: info@reinhausen.com

Agent Iran
Sense Eng. Co., Phone: +98-21-26202980, www.sensco.net



THE POWER BEHIND POWER.

VACUTAP® VRX – THE SOLUTION FOR VARIABLE SHUNT REACTORS.

For the highest requirements for the regulating range.



The VACUTAP® VRX combines the advantages of the tried and true vacuum technology with the highest requirements for the regulating range, such as with variable shunt reactors. That means a reduction in system costs and required space in the primary substation despite maximum regulating range. www.reinhausen.com

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstr. 8, 93059 Regensburg,
Germany, Phone: +49 941 4090-0, E-mail: info@reinhausen.com
Agent Iran, Sense Eng. Co., Phone: +98-21-26202980, www.sensco.net



THE POWER BEHIND POWER.

NEW: ECOTAP VPD.

THE COMPACT CLASS FOR DISTRIBUTION TRANSFORMERS.



The smallest high-speed resistor-type tap-changer in the world. With the proven vacuum technology of our large tap-changer series. For regulating distribution grids, as well as for industrial and wind power applications.

Superior technology. Compelling economics.

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstr. 8, 93059 Regensburg, Germany
powerdistribution@reinhausen.com
www.reinhausen.com

Agent Iran
Sense Eng. Co., Phone: +98-21-26202980, www.sensco.net



THE POWER BEHIND POWER.