

**T.C.
PAMUKKALE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM
DALI**

**GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNDE MEYDANA GELEN
ARIZALARIN GELİŞMİŞ TEST YÖNTEMLERİ İLE
BELİRLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MUSTAFA YILDIZ

DENİZLİ, TEMMUZ - 2018

**T.C.
PAMUKKALE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM
DALI**



**GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNDE MEYDANA GELEN
ARIZALARIN GELİŞMİŞ TEST YÖNTEMLERİ İLE
BELİRLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MUSTAFA YILDIZ

DENİZLİ, TEMMUZ - 2018

KABUL VE ONAY SAYFASI

Mustafa YILDIZ tarafından hazırlanan “Güç Transformatörlerinde Meydana Gelen Arızaların Gelişmiş Test Yöntemleri İle Belirlenmesi” adlı tez çalışmasının savunma sınavı 09.07.2018 tarihinde yapılmış olup aşağıda verilen jüri tarafından oy birliği ile Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Danışman
Doç. Dr. Selim KÖROĞLU
Pamukkale Üniversitesi



Üye
Dr. Öğretim Üyesi Oktay ARIKAN
Yıldız Teknik Üniversitesi



Üye
Doç. Dr. Engin ÇETİN
Pamukkale Üniversitesi



Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 08/08/2018 tarih ve 32/15-2-2 sayılı kararıyla onaylanmıştır.

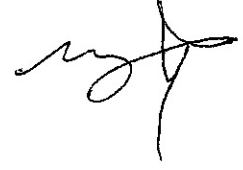


Prof. Dr. Uğur YÜCEL

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

Bu tezin tasarımı, hazırlanması, yürütülmesi, araştırmalarının yapılması ve bulgularının analizlerinde bilimsel etiğe ve akademik kurallara özenle riayet edildiğini; bu çalışmanın doğrudan birincil ürünü olmayan bulguların, verilerin ve materyallerin bilimsel etiğe uygun olarak kaynak gösterildiğini ve alıntı yapılan çalışmalara atfedildiğine beyan ederim.

MUSTAFA YILDIZ



ÖZET

GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNDE MEYDANA GELEN ARIZALARIN GELİŞMİŞ TEST YÖNTEMLERİ İLE BELİRLENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MUSTAFA YILDIZ

**PAMUKKALE ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
(TEZ DANIŞMANI:DOÇ. DR. SELİM KÖROĞLU)**

DENİZLİ, TEMMUZ - 2018

Güç transformatörleri enerji iletim sisteminin en önemli ve en pahalı elemanlarından birisidir. Enerjinin kesintisiz iletilebilmesi için bu elemanların sorunsuz ve sürekli çalışması oldukça önemlidir. Bu sebeple güç transformatörleri çalışma süresi boyunca gözlenmekte ve düzenli olarak test işlemlerine tabi tutulmaktadır.

Bu tez çalışmasında, güç transformatörü arızalarının teşhisinde en yaygın kullanılan test yöntemlerinden elektriki testler (İkaz akımı, %PF, DC izolasyon, sarım oranı, sargı direnci), yağda çözünmüş gaz analizi (DGA) yöntemleri verilmiştir. Bunun yanında asıl olarak yeni nesil test yöntemleri olan kısmi deşarj (PD), frekans tepkisi analizi (FRA) ve dielektrik frekans tepkisi (DFR) yöntemleri detayları ile incelenmiştir.

Transformatör test yöntemlerinin genel sınıflandırması yapılmış, olası transformatör arızalarının tespiti noktasında yöntemlerin performans karşılaştırması yapılmıştır. Yeni nesil test yöntemleri, hem güç sisteminde enerji kesintisi yapmadan uygulanması hem de bir testin birçok arıza türü hakkında bilgi vermesi açısından öne çıkmaktadır. Bu durum önümüzdeki süreçte bu testlerin daha etkin bir şekilde sahada kendisine yer bulacağını ve yaygın kullanım alanı bulacağını göstermektedir. Tüm test durumları için uygulama örnekleri verilmiş ve test sonuçları karşılaştırılarak yorumlanmıştır. Arıza durumuna göre bazı testlerin etkin olarak öne çıktığı, bazı testlerin ise teyit edici olduğu gözlenmiştir.

ANAHTAR KELİMELELER: Güç transformatörleri, Test, Güç faktörü, Kısmi deşarj, Dielektrik frekans tepkisi, Frekans tepkisi analizi, Geçici toprak gerilimleri.

ABSTRACT

POWER TRANSFORMER'S FAULT ANALYSIS WITH ADVANCED TEST METHODS

MSC THESIS

MUSTAFA YILDIZ

**PAMUKKALE UNIVERSITY INSTITUTE OF SCIENCE
ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING**

(SUPERVISOR:ASSOC. PROF. DR. SELİM KÖROĞLU)

DENİZLİ, JULY 2018

Power transformers are the most important and most expensive equipments of the energy transmission system. It is very important that these equipments work smoothly and continuously so that the energy can be transmitted without interruption. For this reason, power transformers are observed throughout the working period and subjected to regular test procedures.

In this thesis study, electrical tests (Excitation current, %PF, DC isolation, winding ratio, winding resistance), oil dissolved gas analysis (DGA) methods are given among the most commonly used test methods for fault diagnosis of power transformer faults. In addition, new generation test methods such as partial discharge (PD), frequency response analysis (FRA) and dielectric frequency response (DFR) methods are examined in detail.

The general classification of the transformer test methods has been made and the performance comparison of the methods of possible transformer faults has been made. The new generation test methods stand out both in terms of applying power system without power interruption and providing information about many types of failures in a test. This suggests that these tests will find space in the scene more effectively and will find widespread use in the coming period. Application examples are given for all test cases and the test results are compared and interpreted. According to the fault situation, some tests were effective and some tests were confirmed.

KEYWORDS: Power transformer, Test, Power factor, Partial discharge, Dielectric frequency response, Frequency response analysis, Transient earth voltage.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET.....	i
ABSTRACT	ii
İÇİNDEKİLER	iii
ŞEKİL LİSTESİ.....	vi
TABLO LİSTESİ	x
SEMBOL VE LİSTESİ	xii
ÖNSÖZ.....	xvi
1. GİRİŞ.....	1
2. GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ VE TESTLERİ	9
2.1 Transformatörler.....	9
2.1.1 Faraday Endüksiyon Yasası.....	9
2.1.2 Lenz Yasası.....	9
2.1.3 Transformatörlerin Yapısı ve Çeşitleri	10
2.1.3.1 Üretim ve Dağıtım Transformatörleri	11
2.1.3.2 İletim Transformatörleri.....	11
2.1.3.3 HVDC Transformatörler	11
2.1.3.4 Faz Kaydırmalı Transformatörler	12
2.1.3.5 Diğer Tip Transformatörler.....	12
2.1.4 Güç Transformatörleri	12
2.1.5 Transformatör Koruma ve Kontrol Elemanları	13
2.1.5.1 Buchholz Rölesi	13
2.1.5.2 Diferansiyel Röle	14
2.1.5.3 Basınç Rahatlatma Ventili	15
2.1.5.4 Kurutucu Teneffüs Tertibatı.....	15
2.1.5.5 Yağ ve Sargı Göstergeleri	16
2.1.5.5.1 Yağ ve Sargı Sıcaklık Göstergesi	16
2.1.5.5.2 Yağ Seviye Göstergesi.....	18
2.2 Transformatörlerde Meydana Gelen Arızalar	19
2.2.1 Elektriksel Arızalar	20
2.2.1.1 Aşırı Gerilimler	20
2.2.1.2 Anahtarlama ve Darbe Gerilimi	21
2.2.1.3 Kısmi Deşarj	21
2.2.1.4 Statik Elektriklenme.....	21
2.2.2 Mekanik Arızalar	22
2.2.3 Termik Arızalar.....	23
2.3 Transformatör Saha Testleri.....	24
2.3.1 Frekans Tepkisi Analizi Testi	24
2.3.2 İkaz Akımı Testi	26
2.3.3 AC İzolasyon Testleri	28
2.3.3.1 AC İzolasyon Testi.....	33
2.3.4 DC İzolasyon Testleri	35
2.3.5 Sarım Oranı Testi.....	41
2.3.6 Sargı Direnci Testi	45
2.3.7 Yağ Dielektrik Dayanım Testi.....	45

3. YAĞDA ÇÖZÜNMÜŞ GAZ ANALİZİ VE DEĞERLENDİRME YÖNTEMLERİ.....	49
3.1 Yağda Çözünmüş Gaz Analizi	49
3.1.1 Gazların Oluşumu	50
3.1.2 Yağın Bozunması.....	51
3.1.3 Selülozik Malzemenin Bozunması	52
3.2 Hata Türleri	52
3.2.1 Kısmi Deşarjlar	53
3.2.2 Düşük Enerjili Deşarjlar	53
3.2.3 Yüksek Enerjili Deşarjlar.....	54
3.2.4 Termik Arızalar (T1, T2 ve T3).....	54
3.3 Temel Gaz Oranları (IEC).....	54
3.3.1 CO ₂ /CO Oranı	54
3.3.2 O ₂ /N ₂ Oranı	55
3.3.3 C ₂ H ₂ /H ₂ Oranı.....	55
3.3.4 C ₃ - Üç Karbonlu Hidrokarbonlar	56
3.4 Gaz Analiz Yöntemleri.....	56
3.4.1 IEC-60599 Oran Yöntemi.....	58
3.4.2 IEEE C-57.104 Yanıcı Gaz Yöntemi.....	58
3.4.3 Rogers Gaz Oranları Yöntemi	59
3.4.4 Doernenburg Gaz Oranları Yöntemi.....	61
3.4.5 Kılavuz Gaz Yöntemi	62
3.4.6 Mueller, Schliesing ve Soldner (MSS) Yöntemi	64
3.4.7 Duval Üçgen Yöntemi	66
4. KISMİ DEŞARJ	69
4.1 Giriş	69
4.2 Kısmi Deşarj Eşdeğer Devresi.....	73
4.3 Kısmi Deşarj Etkileri ve Ölçüm Yöntemleri	74
4.3.1 Isı Etkisi ve Ölçüm Yöntemi	75
4.3.2 Kimyasal Etki ve Ölçüm Yöntemi.....	76
4.3.3 Işık Etkisi ve Ölçüm Yöntemi	77
4.3.4 Elektriksel Etki ve Ölçüm Yöntemi.....	78
4.3.5 Ses Etkisi ve Ölçüm Yöntemi	79
5. FREKANS TEPKİSİ ANALİZİ.....	82
5.1 Giriş	82
5.2 Frekans Tepkisi Basit Eşdeğer Devresi	83
5.2.1 Zaman ve Frekans Domeni	83
5.2.2 Transfer Fonksiyonu	84
5.2.3 Transformatör Frekans Tepkisi Eşdeğer Devresi	86
5.3 Frekans Tepkisi Analizi Ölçüm Yöntemleri ve Bağlantı Şekilleri.....	88
5.3.1 Sargı Sonu-Sargı Sonu Ölçüm.....	89
5.3.2 Sargı Sonu-Sargı Sonu Kısa Devre Ölçüm.....	90
5.3.3 Sargılar Arası Kapasitif Ölçüm.....	90
5.3.4 Sargılar Arası Endüktif Ölçüm	91
5.4 FRA Ölçümlerini Etkileyen Faktörler	92
5.4.1 İzolasyon Yağı Etkisi.....	92
5.4.2 Kademe Değiştirici Etkisi.....	93
5.4.3 Sıcaklık Etkisi	93
5.4.4 Bağlantı Grubu ve Tersiyer Sargı Etkisi.....	94
5.4.5 DC Gerilim Etkisi	95

5.4.6	Buşing ve Ölçüm Yönü Etkisi	95
5.4.7	Diğer Etkiler	96
6.	DİELEKTRİK FREKANS TEPKİSİ.....	97
6.1	Giriş	97
6.2	DFR Ölçüm Yöntemleri ve Bağlantı Şekilleri	98
6.2.1	Sistem Modellemesi.....	98
6.2.2	Ölçüm Yöntemleri	101
6.2.3	DFR Yöntemi Bağlantı Şeması.....	102
6.3	DFR Ölçümlerini Etkileyen Faktörler	103
6.3.1	Geometrik Etki.....	103
6.3.2	Nem Etkisi	105
6.3.3	Sıcaklık Etkisi	107
6.3.4	Diğer Etkiler	108
7.	UYGULAMA SONUÇLARI VE DEĞERLENDİRMELER.....	109
7.1	Tüm Testlerin Uygulanması.....	110
7.2	Elektriki Testler İle Teşhis Edilen Arızalar.....	120
7.3	Gaz Analizi ile Teşhis Edilen Arızalar.....	128
7.4	Kısmi Deşarj İle Teşhis Edilen Arızalar.....	134
7.5	Frekans Tepkisi Analizi İle Teşhis Edilen Arızalar	136
7.6	Dielektrik Frekans Tepkisi Analizi İle Teşhis Edilen Arızalar	141
7.7	Genel Değerlendirme	144
8.	SONUÇ	151
9.	KAYNAKLAR.....	153
10.	EKLER.....	163
	EK A	163
	EK B	169
	EK C	170
	EK D	174
11.	ÖZGEÇMİŞ.....	178

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1: IEEE-62 1995 standardında belirtilen testler (IEEE-62 1995)	2
Şekil 1.2: FRA hata bölgelerine ait frekans grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008).....	5
Şekil 2.1: (a) Core tip nüve ve (b) Shell tip nüve (ABB 2004).....	10
Şekil 2.2: 50 MVA gücündeki bir transformatörün genel görünüşü.....	13
Şekil 2.3: (a) Transformatör üzerinde Bucholz rölesi, (b) Bucholz rölesi genel görünüşü (Çubukçu 2007).....	14
Şekil 2.4: Transformatör basınç rahatlatma ventili (Çubukçu 2007).....	15
Şekil 2.5: (a) Transformatör üzerinde teneffüs tertibatı, (b) Nem aldıkça silikajel renginin değişmesi.....	16
Şekil 2.6: (a) Bourdon tüp çalışma prensip şeması, (b) Transformatör yağ sıcaklık göstergesi (Saraç ve diğ.).....	17
Şekil 2.7: (a) Sargı sıcaklığı ölçüm prensip şeması, (b) Transformatör üzerinde yağ sıcaklık (sol) ve sargı sıcaklık (sağ) göstergeleri	18
Şekil 2.8: (a) Transformatör rezerve tankı üzerinde yağ seviyesi göstergesi, (b) Yağ seviye göstergesi yakından görünüşü	18
Şekil 2.9: Arıza türleri ve teşhis yöntemleri.....	19
Şekil 2.10: Radyal kuvvet sonucu dışa doğru bombeleşen sargı (Lynch ve Missouri 2011)	22
Şekil 2.11: FRA ölçümü temel bağlantı şeması (Doble 2011)	25
Şekil 2.12: FRA ölçümü (a) genlik ve (b) faz açısı.....	26
Şekil 2.13: İkaz akımı ölçüm şeması (Brusetti 2016)	26
Şekil 2.14: Nüve için ikaz akımı eşdeğer devresi (Brusetti 2016).....	27
Şekil 2.15: İdeal kapasitör prensip şeması	28
Şekil 2.16: Transformatöre ait genişletilmiş eşdeğer devre şeması	29
Şekil 2.17: Elektriksel izolasyon modeli (Short 2016)	30
Şekil 2.18: İzolasyon kayıp açısı vektörel gösterimi	30
Şekil 2.19: Kayıpsız sistem vektörel gösterimi.....	31
Şekil 2.20: Basitleştirilmiş izolasyon elektrik devre şeması gösterimi.....	31
Şekil 2.21: İzolasyon toplam akımı vektörel gösterimi	31
Şekil 2.22: Değişik seviyelerde uygulanan test gerilimi grafiği (IEEE-286 2000).....	33
Şekil 2.23: İki sargılı transformatör izolasyon durumu prensip şeması.....	34
Şekil 2.24: DC izolasyon elektrik devre şeması (IEEE43 2006)	36
Şekil 2.25: DC izolasyon akımları grafiği (IEEE43 2006)	37
Şekil 2.26: Yüzey durumuna göre DC izolasyon örnekleri (IEEE-43 2006)....	37
Şekil 2.27: İki sargılı transformatör DC izolasyon ölçümü prensip şeması.....	39
Şekil 2.28: Dyn5 bağlantı grubuna sahip transformatör vektör diyagramı.....	42
Şekil 2.29: IEC 60076-1 standardında verilen üç fazlı transformatörlere ait genel bağlantı şemaları.....	43
Şekil 2.29: IEC 60076-1 standardında verilen üç fazlı transformatörlere ait genel bağlantı şemaları (devam)	44
Şekil 2.30: Yağların gün içindeki çözünürlük grafiği (Boss Online).....	46
Şekil 2.31: Yağların giderek kirlenmiş hali (açık renkten koyu renge doğru)..	47
Şekil 2.32: Dielektrik dayanım cihazı yağ test kabı.....	47

Şekil 2.33: İzolasyon yağının zamanla delinme geriliminin düşmesi (Megger 2006).....	48
Şekil 3.1: (a) Gaz kromotograf cihazı ve (b) tüp yardımı ile gazların cihaza verildiği düzenek	49
Şekil 3.2: Doernenburg gaz oranı yöntemi işlem akış şeması (IEEE-C57.104 2008).....	61
Şekil 3.3: Doernenburg gaz oranı yöntemi arıza tanımlama şeması.....	62
Şekil 3.4: Etilen kılavuz gazı grafiği.....	63
Şekil 3.5: Karbon monoksit kılavuz gazı grafiği	63
Şekil 3.6: Hidrojen kılavuz gazı grafiği	64
Şekil 3.7: Asetilen kılavuz gazı grafiği.....	64
Şekil 3.8: Duval üçgeni (Köroğlu 2016).....	66
Şekil 3.9: Uzaktan izleme sistemi ana sayfa görüntüsü	68
Şekil 3.10: Uzaktan izleme sistemi gaz analizi sayfa görüntüsü	68
Şekil 4.1: Dâhili PD örnekleri.....	71
Şekil 4.2: Harici PD örneği	71
Şekil 4.3: Harici PD elektriksel ağaçlanma örneği (Hvidsten ve diğ. 2005)	72
Şekil 4.4: AC akıma ait sinüzoidal dalga ve PD olayının kaba gösterimi	72
Şekil 4.5: PD sinüzoidal dalga gösterimi (Paloetti ve Golubev 1999).....	73
Şekil 4.6: İzole sistem ve dielektrik boşluk kapasitesinin modellenmesi (Niasar 2012).....	73
Şekil 4.7: Kısmideşarj eşdeğer devresi (Niasar 2012)	74
Şekil 4.8: Termal kamera ile tespit edilen 154 kV ayırıcı kontakları	76
Şekil 4.9: Katı izolasyonun erime sonucu kimyasal değişimi.....	76
Şekil 4.10: SF-6 Gaz ölçüm cihazı ekran resmi.....	77
Şekil 4.11: Korona kamerası ile tespit edilen 154 kV izolatör bağlantılarındakideşarjlar	78
Şekil 5.1: Ses sinyalinin osilografik gösterimi(Kraetge ve diğ. 2009)	82
Şekil 5.2: (a) RLC devresi ve (b) frekans tepkisi analizi (Sweetser ve McGrail 2003).....	83
Şekil 5.3: Transformatörün iki kapılı empedans devre modeli (Sweetser ve McGrail 2003).....	84
Şekil 5.4: Kazancın frekansla değişimini (a) logaritmik ve (b) lineer olarak gösterilmesi (Sweetser ve McGrail 2003).....	86
Şekil 5.5: Fourier dönüşümleri ile yapılan ölçümler (Sweetser ve McGrail 2003).....	86
Şekil 5.6: Transformatörün (a) nüvesi ve sargıları (b) eşdeğer devresi (Kraetge ve diğ. 2009).....	87
Şekil 5.7: FRA ölçüm bağlantıları dış görünüşü (Chhajer ve Naranjo 2013)...	88
Şekil 5.8: YNd bağlantı grubuna sahip bir transformatöre ait FRA bağlantı şekilleri (Cigre W.Group A2.26 2008)	89
Şekil 5.9: (a) Yüksek gerilim sargısı ve (b) alçak gerilim sargısı sargı sonu-sargı sonu açık devre FRA ölçümü (Cigre W.Group A2.26 2008).....	89
Şekil 5.10: Sargı sonu-sargı sonu kısa devre FRA ölçümü (Cigre W.Group A2.26 2008).....	90
Şekil 5.11: Sargılar arası kapasitif FRA ölçüm grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008).....	90
Şekil 5.12: Sargılar arası endüktif FRA ölçüm grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008).....	91
Şekil 5.13: FRA ölçümü buşing bağlantı gösterimi (IEC 60076-18 2012)	91

Şekil 5.14: Yağlı ve yağsız bir transformatöre ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)	92
Şekil 5.15: Farklı yağlara ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)	93
Şekil 5.16: Sıcaklığın FRA ölçümüne etkisi (IEC 60076-18 2012)	93
Şekil 5.17: Üçgen bağlı tersiyer sargısı bulunan oto transformatöre ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012).....	94
Şekil 5.18: FRA ölçümlerinde DC gerilim etkisi (IEC 60076-18 2012)	95
Şekil 5.19: Yüksek frekans bölgesinde A-N (Kırmızı) bağlantısı ile yapılan ölçüm ile N-A bağlantısı (Mavi) ile yapılan ölçüm arasındaki farklılığı gösteren FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)	96
Şekil 6.1: DFR ölçüm sonucu, reel ve imajiner kısım (ABB 2006)	99
Şekil 6.2: Transformatör DFR modellemesi (Patel ve Frimpong 2012).....	99
Şekil 6.3: DFR ölçümünün etkilendiği parametreler	101
Şekil 6.4: DFR bağlantı modeli (Patel ve Frimpong 2012)	102
Şekil 6.5: Transformatör sargısı ve nüvesi.....	103
Şekil 6.6: Transformatör geometrik DFR modellemesi (Patel ve Frimpong 2012).....	103
Şekil 6.7: Farklı geçirgenlik koşullarında DFR ölçümü (a) reel ve (b) imajiner kısım (Noureldeen 2007).....	105
Şekil 6.8: Farklı tanδ değerlerinde DFR ölçümü (Noureldeen 2007).....	105
Şekil 6.9: DFR ölçümlerinde nemin etkisi (Ohlen ve Werelius 2010)	107
Şekil 6.10: DFR sıcaklık ve elektriksel geçirgenlik ilişkisi (a) reel ve (b) imajiner kısım (Noureldeen 2007)	107
Şekil 6.11: DFR sıcaklık ve kayıp açısı ilişkisi (Noureldeen 2007)	108
Şekil 7.1: TR.1 transformatörü buşing yerleşim planı üstten görünümü	110
Şekil 7.2: Kademe 1’de sekonder kısa devre iken ölçülen A-N, B-N, C-N, bağlantı için FRA sonuçları (a) sekonder açık devre ve (b) sekonder kısa devre.....	111
Şekil 7.3: Sekonder açık devre iken ölçülen A-N, B-N, C-N bağlantı için FRA sonuçları (a) kademe 9 (b) kademe 17	111
Şekil 7.4: Kademe 17’de primer açık devre iken ölçülen a-b, b-c, c-a, bağlantı için FRA sonuçları	112
Şekil 7.5: İki sargılı transformatör izolasyon prensip şeması	113
Şekil 7.6: (a) Üç sargılı transformatör (b) bağlantı grubunun gösterimi.....	120
Şekil 7.7: Üç sargılı transformatör izolasyon prensip şeması.....	120
Şekil 7.8: Buşing %PF ölçüm sonuçları grafiği C ₁ ve C ₂	126
Şekil 7.9: (a) Buşing tap kapağı kapalı ve (b) açık durumları	127
Şekil 7.10: Tap kapağı ve sızan yağ.....	127
Şekil 7.11: TR.3 için (a) sekonder buşing, (b) tij-sargı bağlantısı üstten görünüm, (c) tij-sargı bağlantı noktası alttan görünüm (d) tij sökülmüş hali, (e) 31,5-34,5 kV bağlantı lamaları bağlantı sökülmüş hali, (f) 31,5-34,5 kV bağlantı lamaları bağlantı yapılmış hali	130
Şekil 7.12: GİS transformatör primer bağlantı domları (a) genel görünümü, (b) XLP kablo bağlantı noktası ve (c) iç görünümü	131
Şekil 7.13: Dom içerisindeki (a) A faz, (b) B Faz ve (c) C Faz bağlantıları...	132
Şekil 7.14: Kademe ile domların ortak genleşme deposu.....	132
Şekil 7.15: Domlardan alınan karbonize olmuş (ark görmüş) yağ.....	133
Şekil 7.16: Rezervler arasındaki üst geçiş bölmesi.....	134
Şekil 7.17: TR.6 için A-C Faz FRA ölçüm grafiği	137

Şekil 7.18: 0-1 kHz arasında A-C faz FRA ölçüm sonuçları. (a) demagnetize edilmeden önce ve (b) demagnetize edildikten sonra	138
Şekil 7.19: 100 kHz- 1 MHz arası FRA ölçüm sonuçları (a) ölçüm yönü öncekinden farklı ve (b) ölçüm yönü önceki ile aynı.....	138
Şekil 7.20: Transformator %PF ölçüm sonuçları grafiği	139
Şekil 7.21: Primer açık devre iken sekonder sargı FRA ölçüm grafiği	139
Şekil 7.22: Primer açık devre iken sekonder sargı FRA ölçüm grafiği	140
Şekil 7.23: (a) Arızalı buşing ve (b) dom içerisinde kalan kısım.....	141
Şekil 7.24: (a) TR.8 transformatorü, (b) TR.9 transformatorü CHL izolasyonu DFR ölçüm grafiği (Sülaıman 2016).....	143
Şekil 7.25: (c) TR.10 transformatorü, (d) TR.11 transformatorü CHL izolasyonu DFR ölçüm grafiği (Sülaıman 2016)	143
Şekil 10.1: Boylamsal ve kıvrımlı dalga	174
Şekil 10.2: Transformator tankı içerisinde deşarj oluşumu	175
Şekil 10.3: Transformatorde deşarj oluşumu 3D (Klerk 2010)	175
Şekil 10.4: Deşarj noktasının sensöre ait izleyeceği yol (Phung ve Blackburn 2001).....	176
Şekil 10.5: Ses sinyalinin osilografik gösterimi (Phung ve Blackburn 2001)	177

TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 2.1: Önde gelen kuruluşların hata yüzdeleri tablosu (Bjerkan 2005)	20
Tablo 2.2: YNyn0 bağlantılı 50 MVA gücündeki bir transformatör için FRA ölçüm tablosu	25
Tablo 2.3: 25 MVA gücündeki bir transformatörün ikaz akımı değerleri	28
Tablo 2.4: İzolasyon malzemeleri (Short 2016).....	29
Tablo 2.5: İzolasyon malzemelerine ait dielektrik sabitleri	29
Tablo 2.6: Transformatör AC izolasyon ölçüm sonuçları.....	34
Tablo 2.7: Yağ %PF ölçüm sonuçları	35
Tablo 2.8: DC izolasyon ölçüm sonuçları.....	40
Tablo 2.9: DC izolasyon ölçüm değerlendirme tablosu (Myers ve diğ. 1981) .	40
Tablo 2.10: İzolasyon sınıfına göre polarizasyon endeksi tablosu	41
Tablo 2.11: Bazı firmalara ait PI ve DAR değerlendirme tablosu	41
Tablo 2.12: Yeni yağ dolu transformatörlerde, izolasyon yağının sınır değerleri (Sezer 2014)	48
Tablo 3.1: DGA neticesinde ortaya çıkan başlıca gazlar ve sembolleri	50
Tablo 3.2: Gazların oluşum sıcaklıkları	51
Tablo 3.3: Arıza tanımlamaları için yapılan kısaltmalar tablosu	53
Tablo 3.4: Benzer yöntemlerin karşılaştırılması	57
Tablo 3.5: IEC oran yöntemi arıza tablosu	58
Tablo 3.6: IEEE C-57.104 yanıcı gaz yöntemi arıza tablosu.....	59
Tablo 3.7: Rogers gaz oranları yöntemi arıza tablosu.....	59
Tablo 3.8: Rogers gaz oranları yöntemi kod açıklamaları	60
Tablo 3.9: Rogers gaz oranları yöntemi arıza kodları tablosu	61
Tablo 3.10: Gaz oranı konsantrasyon limit değerleri ve arıza türleri	62
Tablo 3.11: Analiz edilen gazların oranlanması ve oran limit değerlerine göre kodlama yapılması.....	65
Tablo 3.12: MSS metodu kod değerleri ve hata türü tablosu.....	65
Tablo 3.13: Duval yöntemi arıza tanımı ve gazların yüzde sınır değerleri.....	67
Tablo 4.1: Yüksek gerilim teçhizatları ve izolasyon hataları yüzdesi	69
Tablo 4.2: PD etkileri ve ölçüm yöntemleri.....	75
Tablo 5.1: FRA yönteminde temel dalga ve ölçülen dalganın karşılaştırılmasıyla hata türlerinin saptanması (Pandya ve Parekh 2013).....	87
Tablo 6.1: DFR ölçüm sonuçları.....	101
Tablo 6.2: DFR ölçümünde geometrinin etkisi (Noureldeen 2007)	104
Tablo 7.1: Uygulamalarda kullanılan transformatörlerin özellikleri ve yapılan testler	109
Tablo 7.2: İkaz akımı ölçüm sonuçları.....	112
Tablo 7.3: %PF ölçüm sonuçları.....	113
Tablo 7.4: Buşing %PF ölçüm sonuçları	114
Tablo 7.5: DC izolasyon ölçüm sonuçları.....	114
Tablo 7.6: Sarım oranı ölçüm sonuçları.....	115
Tablo 7.7: Sargı direnci ölçüm sonuçları	116
Tablo 7.8: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları	117
Tablo 7.9: İzolasyon yağı kimyasal analizi ölçüm sonuçları	118

Tablo 7.10: DFR ölçüm sonuçları.....	118
Tablo 7.11: Dielektrik frekans tepkisi selüloz-su ilişkisi.....	119
Tablo 7.12: PD testi ölçüm sonuçları.....	119
Tablo 7.13: İkaz akımı test değerleri.....	121
Tablo 7.14: %PF ölçüm sonuçları.....	122
Tablo 7.15: DC izolasyon ölçüm sonuçları.....	123
Tablo 7.16: DC izolasyon ölçümleri değerlendirme tablosu	123
Tablo 7.17: Sarım oranı ölçüm sonuçları.....	124
Tablo 7.18: İzolasyon yağı dielektrik dayanım ölçüm sonuçları	125
Tablo 7.19: B Faz Buşing %PF ölçüm sonuçları	126
Tablo 7.20: Yeni buşing %PF ölçüm sonuçları	127
Tablo 7.21: TR.3 için DC direnç ölçüm sonuçları	129
Tablo 7.22: Fabrika ve saha %PF testleri.....	135
Tablo 7.23: PD testi ölçüm sonuçları.....	135
Tablo 7.24: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları	136
Tablo 7.25: TR.7 için yıllara bağlı %PF ölçüm sonuçları.....	139
Tablo 7.26: Ölçülen transformatörlerin etiket bilgileri ve teşhis tablosu (Sülaıman 2016)	141
Tablo 7.27: DFR selüloz malzeme değerlendirme kriterleri (Sülaıman 2016).....	142
Tablo 7.28: DFR yağ iletkenliği değerlendirme kriterleri (Sülaıman 2016)....	142
Tablo 7.29: Test edilen transformatörlerin genel değerlendirme sonuçları	144
Tablo 7.30: Test yöntemlerinin enerjili ve enerjisiz olarak karşılaştırılması..	148
Tablo 7.31: Elektriki testler ve yeni nesil testlerin karşılaştırılması.....	149
Tablo 10.1: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları	163
Tablo 10.2: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları	164
Tablo 10.3: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları	165
Tablo 10.4: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom A	166
Tablo 10.5: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom B	167
Tablo 10.6: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom C	168
Tablo 10.7: Gaz analizi için standartlar tablosu.....	169
Tablo 10.8: %PF Sıcaklık düzeltme katsayıları	170
Tablo 10.9: DC izolasyon sıcaklık düzeltme katsayıları.....	172

SEMBOL VE LİSTESİ

B	:	Akı yoğunluğu
C	:	Kapasite
cm	:	Santimetre
d	:	Uzaklık
dB	:	Desibel
dyn	:	Kuvvet
E	:	Elektrik alan
GHz	:	Giga hertz
Hz	:	Frekans birimi
I	:	Akım
kHz	:	Kilo hertz
kj	:	Kilo joule
kV	:	Gerilim birimi
kVA	:	Görünür güç
L_p	:	Gürültü
L	:	Litre
m	:	Metre
mA	:	Mili amper
mg	:	Mili gram
mHz	:	Mili hertz
MHz	:	Mega hertz
mol	:	Avogadro sayısı kadar molekül içeren madde
MVA	:	Mega volt amper
N	:	Sarım sayısı
N₂	:	Azot
ns	:	Nano saniye
NTC	:	Negatif termokupl
O₂	:	Oksijen
PTC	:	Pozitif termokupl
P	:	Aktif güç
pC	:	Piko kulomb
Q	:	Reaktif güç
q	:	Elektrik yükü
R	:	Direnç
S	:	Görünür üç
tanδ	:	Kayıp açısı
t	:	Sıcaklık
T	:	Süre
TC	:	Anma kesme süresi
U	:	Gerilim
V₁	:	Hız
VAr	:	Reaktif güç
Z	:	Empedans
Ω	:	Direnç birimi
μL	:	Mikro litre
μS	:	Mikro saniye

$^{\circ}\text{C}$: Santigrat derece

Yunan Harfleri

Φ : Manyetik akı [Amper]

Φ_1 : Primer manyetik akı

Φ_2 : Sekonder manyetik akı

ϵ : Dielektrik katsayısı

μ : Manyetik geçirgenlik

μ_0 : Boşluk manyetik geçirgenliği

β : Beta

α : Alfa

θ : Teta

ϵ : Epsilon

Ψ : Psi

ω : Radyal hız [Hz]

KISALTMALAR

AC	:	Alternatif akım
ACLD	:	Uzun süreli endüklenen AC voltaj
ACSD	:	Kısa süreli endüklenen AC voltaj
AG	:	Alçak gerilim
BIL	:	Temel sinyal seviyesi
CHL	:	Primer ve sekonder sargılar arası kapasite
CLT	:	Primer ve tersiyer sargılar arası kapasite
CO	:	Karbon monoksit
CO ₂	:	Karbondioksit
C ₂ H ₂	:	Asetilen
C ₂ H ₄	:	Etilen
C ₂ H ₆	:	Etan
CH ₄	:	Metan
CT1-2-3-4	:	Akım transformatörü
DC	:	Doğru akım
DAR	:	Dielektrik absorpsiyon oranı
DFR	:	Dielektrik frekans tepkisi
DGA	:	Çözünmüş gaz analizi
DL/T	:	Çin standardı
Dyn	:	Üçgen yıldız nötrlü sargı
EMI	:	Elektromanyetik enterferans
EMK	:	Elektromotor kuvvet
EN	:	Ulusal standart
FDS	:	Frekans domenli sprektroskopisi
FFT	:	Fast fourier transform
FRA	:	Frekans tepkisi analizi
IEV	:	Uluslararası elektroteknik kelimeler
H ₂	:	Hidrojen
HF	:	Yüksek frekans
HVDC	:	Yüksek gerilim doğru akım
KATO	:	Yağ filtreleme cihazı
KOH	:	Potasyum hidroksit
kV	:	Kilo volt
kVA	:	Kilo volt amper
LI	:	Yıldırım darbe gerilimi
NTC	:	Sıcaklık arttıkça değeri azalan direnç
OFAF	:	Cebri yağ ve cebri hava dolaşımı
OFWF	:	Cebri yağ ve cebri su dolaşımı
OLTC	:	Yük altında kademe değıştirici
ONAN	:	Doğal yağ ve doğal hava dolaşımı
ONAF	:	Doğal yağ ve cebri hava dolaşımı
PD	:	Kısmi deşarj
PDCM	:	Polarizasyon depolarizasyon akım ölçümü
PF	:	Güç faktörü
PI	:	Polarizasyon endeksi
PPM	:	Milyonda bir partikül
PTC	:	Sıcaklıkla arttıkça değeri artan direnç
RLC	:	Direnç, bobin, kondansatör

RVM	:	Toparlanma gerilimi ölçümü
SF-6	:	Kükürt hekzaflorür
SI	:	Anahtarlama darbe gerilimi
SNR	:	Sinyal gürültü oranı
SN	:	Saniye
TEV	:	Geçici toprak gerilimleri
TTR	:	Transformatör sarım oranı
UHF	:	Ultra yüksek frekans
Um	:	En yüksek işletme gerilimi
UV	:	Ultraviyole
VAr	:	Volt amper reaktif
VHF	:	Çok yüksek frekans
YG	:	Yüksek gerilim
YNyn	:	Yıldız yıldız nötrlü sargı
YNd	:	Yıldız üçgen nötrlü sargı
XLPE	:	Çapraz bağlı polietilen yalıtkan
1S1-1S2	:	Akım transformatörü ekonder çıkış uçları

KURULUŞLAR

ABB	:	İsviçre enerji ve otomasyon şirketi
ANSI	:	Amerikan ulusal standartlar enstitüsü
AREVA	:	Fransa enerji ve otomasyon şirketi
ASHRAE	:	Küresel toplum kuruluşu
ASTM	:	Amerikan test ve malzemeler birliği
CEA	:	Hindistan merkezi elektrik kurumu
CEGB	:	İngiliz merkezi elektrik üretim kurumu
CIGRE	:	Teknik tartışma platformu
DIN	:	Alman standartlar enstitüsü
DOBLE	:	Enerji sistemleri mühendislik şirketi
IEC	:	Uluslararası elektroteknik komisyonu
IEEE	:	Elektrik ve elektronik mühendisleri enstitüsü
NEMA	:	Elektrik teçhizatları ve tıbbi görüntüleme üreticileri birliği
TEİAŞ	:	Türkiye elektrik iletim anonim şirketi
TSE	:	Türk standartları enstitüsü
VDE	:	Alman elektrik mühendisleri birliği
ZTZ	:	Amerikan transformatör uzaktan izleme sistemleri servisi

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının gerçekleştirilmesinde, dört yıl boyunca değerli bilgilerini bizlerle paylaşan, beni bu yola teşvik eden saygıdeğer danışman hocam; Doç. Dr. Selim KÖROĞLU' na, bilimsel çalışmalarda personeline en büyük desteği veren Test Müdürüm Sayın Fırat DURMUŞ' a, yeni nesil test cihazlarını temin ederek çalışmamıza en büyük katkıyı veren Bölge Müdürüm Sayın Murat İLKKAHRAMAN' a, çalışmam boyunca yardımlarını esirgemeyen TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü Test Grup Başmühendisliğinde çalışan ekip arkadaşlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca bu çalışmanın hazırlandığı esnada 19 Ekim 2016 Çarşamba günü elim bir trafik kazası sonucu kaybettiğim Babam Hüseyin YILDIZ' a, aynı araçta bulunan ve babamdan 19 gün sonra kaybettiğim abim Halil YILDIZ' a bununla birlikte 25 gün sonra Rabbimden bana hediye gelen ikizlerim Hüseyin YILDIZ ve Hümeysra YILDIZ' a ve çalışma süresince tüm zorlukları benimle göğüsleyen ve hayatımın her evresinde bana destek olan değerli eşim Ayfer YILDIZ' a ithafen...

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi, günlük hayatın önemli bir parçası olup gelişen teknolojiyle birlikte talep her geçen gün artış göstermektedir. Günümüz güç sistemlerinde elektrik enerjisinin büyük bir bölümü yüksek güçlü santrallerde üretilerek tüketim merkezlerine iletim sistemleri yardımıyla aktarılmaktadır. Bu iletim sistemi sorunsuz, kesintisiz ve kaliteli bir şekilde sürdürülmek zorundadır. İletim sisteminde meydana gelebilecek herhangi bir aksaklık büyük maddi kayıplara yol açmakla birlikte toplumsal yaşam konforunu da olumsuz yönde etkileyecektir. Uzun süreli ve büyük güçlü kesintiler üretim, ulaşım, haberleşme, sağlık vb. birçok sektörü etkileyebilmektedir. Hatta uzun süreli elektrik kesintileri ülkelerde krizlere bile sebebiyet verebilmektedir.

Enerji iletim sistemlerinin en hayati, önemli ve pahalı ekipmanlarının başında güç transformatörleri gelmektedir. Güç transformatörlerinde yaşanan bir hata sonucu meydana gelebilecek bir patlama istenmeyen olaylara sebebiyet vermekle birlikte, enerji kesintisi, can ve mal kaybı gibi birçok sorunu da beraberinde getirebilmektedir. Günümüzde kullanılan transformatörlerin güçleri birkaç kVA'dan birkaç yüz MVA'lara kadar geniş bir yelpazede olmakla birlikte fiyatları gücüne göre bin dolardan milyon dolara kadar çıkabilmektedir (Wang ve diğ. 2002).

Güç transformatörleri 20-35 yıl çalışacak şekilde tasarlanmalarına rağmen gerekli bakım ve tadilatlarla bu süre 60 yıla kadar çıkabilmektedir (Wang ve diğ. 2002). Bir arıza meydana geldiğinde, arızayı sistemden temizlemek için gerekli programlı bir kesintiyle birlikte arızanın teşhis ve tamiri için zorunlu bir süreye ihtiyaç olacaktır. Arızanın durumuna göre teşhis ve tamir süreleri birkaç saatten birkaç güne kadar çıkabilir (Dietrich 1983). Tüm bu kesinti sürelerindeki elektrik maliyeti, işçilik, servis ve bakım ücretleri ele alındığında yapılan testlerle arızayı önceden tespit edebilmenin önemi daha da iyi anlaşılabacaktır.

Transformatörler üzerinde uygulanan testler IEC, IEEE, TSE, ASTM-D ve VDE gibi standart kuruluşları tarafından belirlenmiştir. Transformatör, reaktör ve regülatörler üzerinde yapılan standart testler Şekil 1.1'de gösterilmiştir. Görüldüğü

gibi transformatör üzerinde 57 adet farklı test yapılmakta ve her biri ayrı bir araştırma konusu olabilmektedir.

		TRANSFORMATOR		REAKTÖR	REGÜLATÖR
GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ REGÜLATÖR, REAKTÖRLER	SARGILAR	DİRENÇ		X	X
		ORAN/POLARİTE/FAZ		X	X
		İKAZ AKIMI		X	X
		KISA DEVRE EMPEDANSI		X	
		İZOLASYON DİRENÇİ		X	X
		KAPASİTANS		X	X
		GÜÇ/KAYIP FAKTÖRÜ		X	X
		ENDÜKLENMİŞ GERİLİM/KİSMİ DEŞARJ		X	X
	BUŞİNG	KAPASİTANS		X	X
		DİELEKTRİK KAYIP		X	X
		GÜÇ/KAYIP FAKTÖRÜ		X	X
		KİSMİ DEŞARJ		X	X
		SICAKLIK(KIZILÖTESİ)		X	X
		YAĞ SEVİYESİ		X	X
	İZOLASYON YAĞI	GÖZ KONTROLÜ		X	X
		SU İÇERİĞİ		X	X
		ÇÖZÜNMÜŞ GAZ		X	X
		DİELEKTRİK DAYANIM		X	X
		PARTİKÜL SAYISI		X	X
		DİELEKTRİK KAYIP		X	X
		GÜÇ/KAYIP FAKTÖRÜ		X	X
		ARAYÜZ TANSİYONU		X	X
		ASİDİTE		X	X
		GÖRÜNÜŞ		X	X
	KADEME DEĞİŞTİRİCİ	RENK		X	X
		OKSİDASYON DENGESİ		X	X
		KONTAK İLETKENLİĞİ		X	
		SICAKLIK (KIZILÖTESİ)		X	
		ORAN		X	
		ZAMAN		X	
		MOTOR AKIMI		X	
		LİMİT ANAHTARI		X	
		KONTAK BASINCI		X	
		MERKEZİYET		X	
	ÇEKİRDEK	ORAN		X	
		GÖZ KONTROLÜ		X	
	TANK VE DİĞER PARÇALAR	İZOLASYON DİRENÇİ		X	X
		TOPRAK TESTİ		X	X
		YAĞ GENLEŞME TANKI	GÖRÜNÜM	X	X
		DURAĞAN HAVA SİSTEMİ	GÖRÜNÜM	X	X
		FAN		X	X
		GÖSTERGE	GÖRÜNÜM	X	X
			KALİBRASYON	X	X
		HATA BASINÇ RÖLESİ	KALİBRASYON	X	X
			SÜREKLİLİK	X	X
		ISİ DEĞİŞİMİ	HAVA AKIŞI	X	X
			GÖRÜNÜM	X	X
			TEMİZLİK	X	X
		FANLAR	DÖNÜŞ	X	X
			KONTROLLER	X	X
			GÖRÜNÜM	X	X
		POMPALAR	DÖNÜŞ	X	X
			AKIMLAR	X	X
			YATAKLAR	X	X
		BASINÇ		X	X
		SICAKLIK(KIZILÖTESİ)		X	X
		GÖZ KONTROLÜ		X	X

Şekil 1.1: IEEE-62 1995 standardında belirtilen testler (IEEE-62 1995)

Güç transformatörleri imalattan ömrünü tamamlayana kadar birçok teste tabi tutulmaktadır. Üretim aşamasında standartlarda belirtilen rutin ve tip testler uygulanmaktadır. İşletmeye alındıktan sonrada sorunsuz çalışması, bakımlarının

yapılması, arıza durumunun önceden belirlenmesi ve arıza meydana gelmişse yerinin tespiti için ayrıca birçok test, analiz ve ölçümler yapılmaktadır. Güç transformatörlerinde elektriksel ve kimyasal arızaların teşhisi için çeşitli test yöntemleri geliştirilmiştir.

İşletmede yapılan testler genellikle saha testleri olarak bilinmektedir. Bunların en önemlileri AC-DC izolasyon, sarım oranı, sargı direnci ve yağ üzerinde yapılan güç faktörü ve delinme dayanımı ile yağda çözünmüş gaz analizleri (Dissolved Gas Analysis-DGA) gibi testlerdir (Köroğlu ve diğ. 2014, Köroğlu 2016). Son zamanlarda yeni nesil test yöntemleri olarak adlandırdığımız Kısmi Deşarj (Partial Discharge-PD), Frekans Tepkisi Analizi (Frequency Response Analysis-FRA) ve Dielektrik Frekans Tepkisi (Dielectric Frequency Response-DFR) gibi testler de sahada rutin olarak uygulanmaya başlanmıştır.

DGA, transformatördeki arızalar hakkında bilgi alabilmek için günümüzde geniş kabul görmüş bir yöntemdir. 1950'lerde ölçüm teknikleri geliştirilmiş ve 1978'de IEEE tarafından "ANSI/IEEE C57.104-1978 yağ ile doldurulmuş transformatörlerde üretilen gazların tespiti" standardı yayınlanarak 1991 ve 2008 yıllarında güncellenmiştir (Norazhar and Siada 2014). Yağ ile doldurulmuş bir transformatörde dielektrik, termal, kimyasal ve dinamik etkiler sonucu yağda bazı değişimler görülür. Bu değişimler sonucunda Hidrojen (H_2), Asetilen (C_2H_2), Etilen (C_2H_4), Etan (C_2H_6) gibi gazlar oluşmaktadır. Diğer yandan bobinlerin sarılmış olduğu yağ emdirilmiş kâğıt nedeniyle Karbon monoksit (CO) ve Karbondioksit (CO_2) gazları açığa çıkar. Gaz kromatograf cihazı ile elde edilen değerler kullanılarak, Kılavuz gaz, Doernenburg, Rogers, IEC ve Duval üçgen yöntemi gibi çeşitli değerlendirme yöntemleri ile arıza teşhisi yapılır. ASTM-D/3612 standardına göre yapılan testlerden elde edilen bulgular değerlendirildiğinde en büyük arıza kısmi deşarj olarak belirlenmiştir (Hamrick 2010).

Gaz analiz çalışmaları laboratuvar ortamı ile birlikte online monitoring olarak transformatörlere sabitlenen sensörlerle analiz edilmekte, arıza olduğu anda kısa mesajla bilgi gelmekte ve bazı koruma rölelerine bağlanarak anlık koruma sağlanabilmektedir. Ülkemizde de bu uygulamaya başlanmış olup geliştirme çalışmaları devam etmektedir. DGA analizi ile ilgili çalışmalar günümüzde bilgisayar destekli algoritmalar ile kullanılan yöntemlerin karşılaştırılması ve tahmin

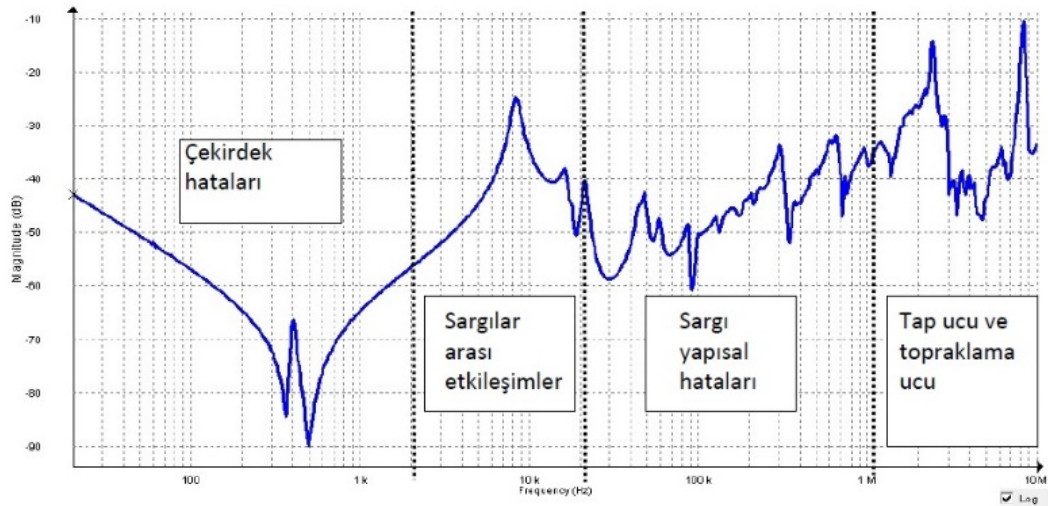
edilmesi yönündedir. Örneğin Matlab ile farklı transformatörlerden elde edilen verilerin sonuçlarına göre, düzenli olarak bakım zamanının belirlenmesi, arıza olmadan önce optimum zamanın ayarlanması yararlı olabilir (Gouda ve diğ. 2016). Bulanık mantık ile yöntemlerin ve sonuçlarının karşılaştırılarak en doğru sonucu alma konusunda çalışmalar devam etmektedir (Liu ve diğ. 2015). DGA sonuçları sahada yapılan test sonuçları ile karşılaştırıldığında her zaman birbirini teyit etmeyebilir. Bazı durumlarda gaz analizi sonuçlarında arıza görünürken diğer testler normal çıkabilmektedir. Örneğin bir makalede tüm değerlendirme yöntemleri birbirini teyit eder nitelikte olup arızanın yüksek enerjili deşarj olduğu sonucuna varılmıştır. Öyle ki transformatörün bakım/onarım esnasında gerçek hatanın yüksek enerjili bir deşarj biçimi olan faz toprak kısa devresi olduğu görülmüştür. Bu arıza sebebiyle C fazında kısa devre ve hasar tespit edilmiştir (Köroğlu 2016).

Kısmi deşarj tespitine yönelik gaz analizi ölçümlerinin yanı sıra günümüzde kısmi deşarj ölçüm cihazları giderek kabul görmektedir. Kısmi deşarj kavramına ait tartışmalar 1940' lı yıllarda başlamış ve günümüzde de ölçüm teknikleri ile ilgili çalışmalar devam etmektedir. 1944 yılında Austin ve Hacket dielektrik içerisindeki dahili deşarjlarla ilgili makale yayınlamıştır. Transformatör içerisinde meydana gelen kısmi deşarj neticesinde, kimyasal, ısı, ışık, ses ve manyetik dalgalar oluşmakta ve bu oluşumları ölçebilmek için çeşitli cihaz ve teknikler geliştirilmektedir (Burr-Brown 1995). Örneğin termal kameralar ile kısmi deşarjın ısı etkisi ölçülebiliyorken, korona kamerası ile ışık etkisi, DGA ile kimyasal etki, akustik cihazlarla ses etkisi ve elektriksel ölçüm yöntemleriyle manyetik dalgaların etkisi ölçülerek izolasyon durumu hakkında bir fikir edinilebilmektedir (TEİAŞ 21.Bölge Müd. 2017).

Kısmi deşarj konusunda çalışmalar son zamanlarda hız kazanmış olmakla birlikte geliştirilmesi devam eden konulardandır. Her teçhizat için ayrı bir çalışma alanı söz konusu olabilmektedir. Örneğin Simulink ile XLPE kablo üzerinde meydana gelen kısmi deşarjlar modellenmiş ve sonuçları yorumlanmıştır (Ehineni 2014). Başka bir çalışmada kesici modellemesi yapılarak TEV sinyali ile kısmi deşarj simülasyonları yapılmıştır (Yuyan ve diğ. 2014). Özellikle akustik emisyon yöntemi ile ilgili çalışmalarda, gerçek transformatörler üzerinde deneyler yapılmakta ve arıza noktası tespit edilmeye çalışılmaktadır. Bu konudaki en güzel örneklerin bir tanesi de yüksek çözünürlüklü çoklu sinyal sınıflandırma yöntemi ile gerçek bir güç

transformatörü üzerine yerleştirilen sensörlerden elde edilen akustik sinyalleri değerlendirerek kısmi deşarj olan parçaları tespit edebilme üzerinedir (Sikorski ve Siomek 2012). Kısmi deşarj testlerinin en büyük avantajlarından biri enerji kesmeye gerek kalmadan arıza tespit edilebilmekte ve bilgisayar destekli simülasyon programları ile arıza yeri başarılı bir şekilde saptanabilmektedir.

FRA, kısa devre anında elektromanyetik gücün yükselmesiyle oluşan sargı deformasyonu ve bununla birlikte kademe değiştirici hataları, senkronizasyon hatalarının saptanmasında kullanılan etkin bir yöntemdir. Çekirdek meydana gelen hatalar ve transformatördeki kapasite ve endüktans değişiklikleri bu testle izlenebilir hale gelmektedir (Cigre W.Group A2.26 2008). IEEE C57.149-2012 standardı yağ ile doldurulmuş transformatörlerde bu testin uygulama adımlarını açıklamaktadır. Ayrıca standartta örnekler verilmiş olup, bağlantı şekilleri ve değerlendirme şablonu gösterilmiştir (IEEE C57.149 2012). Şekil 1.2.'de FRA hata bölgelerine ait frekans grafiği verilmiştir. Grafikten görüleceği üzere her bir malzemenin frekans geçirgenliği farklı olup, çelik malzemedan yapılmış çekirdekten kaynaklı hatalar için frekans tepkisi en düşük frekansta karşılığını bulmaktadır (Chhajer and Naranjo 2013). FRA transformatörlere özel olarak geliştirilmiş ve bir nevi transformatörün parmak izini çıkartarak gelecek bir zamanda yapılan rutin kontrol testlerinde en ufak bir değişikliği tespit etmeye yöneliktir.



Şekil 1.2: FRA hata bölgelerine ait frekans grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008)

İzolasyonu bozucu etkisi olan durumlardan birtanesi de nemdir. Nem transformatör içerisindeki su miktarını artırarak izolasyonu bozmakta ve geri

döndürülemez izolasyon hatalarına sebebiyet vermektedir. Yeni nesil test yöntemleri yardımıyla transformatör içerisindeki nemi ölçmek için DFR yönteminden faydalanılır. Normal şartlarda transformatördeki yağın veya kâğıdın nem alıp almadığı yağdan alınan örnek üzerinde yapılan gaz ve kimyasal analiz testlerinde ortaya çıkar. Numunenin laboratuvar ortamına taşınması esnasında örnek üzerinde bozucu etkiler meydana gelebilir ve ayrıca örnekleme zamanlarındaki farklılıklar tutarsızlığa yol açabilir. Bu gibi etkilerin önüne geçmek için ölçüm ve analizin sahada yani transformatör üzerinde mobil cihazlar yardımıyla yapılması etkin bir çözüm olmaktadır. DFR, kompleks relatif iletkenliğin reel ve imajiner eksenin bir parçası olarak 1 mHz'den 1 kHz'e kadar geniş bir frekans aralığında kapasite ve kayıpları ölçme işlemidir. Karl Fischerin volimetrik analiz yöntemine göre yapılan kimyasal ölçümlerde izolasyon yapının içerisindeki su miktarı, yağın akışkanlığı vb. gibi birçok değer elde edilir. Bu veriler günümüzde online olarak takip edilmekte ve izolasyon durumu bozulmaya başladığı anda erken müdahale imkanı sağlamaktadır. Dielektrik ölçüm tekniği olarak, toparlanma gerilimi ölçümü (Return Voltage Measurement- RVM), zaman domeninde polarizasyon ve depolarizasyon akım değişimi (Polarization Depolarization Current Measure- PDCM) gibi yöntemler geliştirilmiştir ve ölçümler DC gerilim uygulanarak yapılmaktadır. DFR ölçümü ise AC gerilim ve frekansa bağlı olarak ölçülmektedir (Patel ve Perkins 2008).

Elektrik enerjisinin sürekli olarak sağlanabilmesi gün geçtikçe önemini artırmakla birlikte bu durum enerji iletim sisteminin sorunsuz çalışmasına bağlıdır. Sistemin önemli ve en pahalı elemanlarından biri olan transformatörlerde meydana gelebilecek bir arıza sistemde sorunlara yol açacaktır. Bu tez çalışmasında güç transformatörleri üzerinde yapılan rutin testler ile birlikte yeni nesil test yöntemleri olarak adlandırdığımız PD, FRA, DFR testleri ile DGA ve diğer elektriki testler incelenmiştir.

Tezimizin amacı, enerjinin değeri gün geçtikçe artarken yeni nesil test yöntemleri kullanılarak elde edilen sonuçların eski yöntemlerle karşılaştırılmasının yapılması, avantaj ve dezavantajlarının belirlenerek uygulanabilirliğini irdelemektir.

Arızayı erken teşhis edebilmek veya arıza süresini en aza indirebilmek için geliştirilen yeni nesil test yöntemlerinin en büyük avantajı enerji kesintisi yapmadan uygulanabilmesidir. Yapılan çalışmalar çoğunlukla laboratuvar ortamında veya simülasyon yapılarak elde edilmiş bulguları içermektedir. Bu çalışmada bahsi geçen test yöntemlerine ait gerçek uygulama örnekleri ortaya konmuş, elde edilen veriler değerlendirilerek diğer test yöntemleri ile karşılaştırılmıştır. Bu amaçla her bir test yöntemi için durum incelemesi ve arıza analizi yapılmıştır.

Bu tez çalışması toplam sekiz bölümden oluşmakta olup birinci bölümde tezin amacı, kapsamı ve literatür özeti verilmiştir.

Tezin ikinci bölümünde transformatörlerin çalışma prensibi, yapısı ve çeşitlerinden kısaca bahsedilmiş olup, güç transformatörlerinde meydana gelen hata türleri ve test yöntemleri açıklanmıştır. Güç transformatörlerinin günümüzde neden önemli olduğu, 7/24 çalışan bir sistemde transformatörlerde meydana gelen sorunlar ve bu sorunları en hızlı şekilde çözebilme yolları incelenmiştir. Üretim aşamasından itibaren transformatör üzerinde yapılan fabrika testleri standartlarda belirlenen testler olduğundan dolayı burada verilmemiş ancak sahada servise alındıktan sonra yapılan rutin ve arıza testleri verilmiştir.

Tezin üçüncü bölümünde DGA yöntemi detayları ile incelenmiştir. Gazların nasıl oluştuğuyla ilgili kısa bilgiler verilip, gaz oluşmasına neden olan faktörler ve bunları değerlendirme yöntemleri verilmiştir.

Tezin dördüncü bölümünde yeni nesil test yöntemlerinden olan PD ölçümleri incelenmiştir. Bununla birlikte PD etkileri ve her bir etkinin neden olduğu olaylar ile ölçüm yöntemleri anlatılmıştır.

Tezin beşinci ve altıncı bölümünde sırasıyla FRA ile DFR analizlerinden bahsedilmiştir. Test yöntemlerinin çalışma prensibi ve bunlara ait elektriksel modeli, bağlantı şekilleri ile ölçüm sonuçları verilmiştir.

Tezin yedinci bölümünde ise bu test yöntemlerine ilişkin durum analizi yapılmıştır. Gerçek uygulama sonuçları ele alınarak tüm test durumları incelenmiştir. İzolasyon yağlarından yağ numunesi örneği alınarak laboratuvara götürülmüş ve

gerekli testler yaptırılmıştır. Ayrıca diğ er test cihazları ile transformatörlerin rutin veya arıza testleri yapılmış, yapılan testler ve sonuçları değ erlendirilmiştir.

Tezin sekizinci bölümü olan sonuç kısmında ise yapılan testler ve arıza incelemeleri neticesinde geline  durum hakkında değ erlendirmelerde bulunulmuştur. Yeni nesil test cihazlarına neden ihtiyaç duyulduğu, eski yöntemlerle yeni yöntemlerin arasındaki fark irdelenmiştir.

2. GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİ VE TESTLERİ

2.1 Transformatörler

Transformatör için IEC 60076 standardında “Elektrik enerjisinin taşınması için bir alternatif gerilim ve akım sistemini, genellikle farklı değerde ve aynı frekansta başka bir gerilim ve akım sistemine elektromanyetik endüksiyon yoluyla dönüştüren iki veya daha çok sargısı bulunan statik bir cihazdır” tanımlanması yapılmıştır (IEC 60076-1 2004). Standartlar, transformatörlerin çeşitleri arasında ayırım olmadan hepsini güç transformatörü olarak kabul eder (ABB 2004). Transformatörler kullanım ihtiyacına göre çeşitlenmektedir ancak çalışma prensibi açısından hepsi aynıdır. Üretici firmalar, üretim süreci farklılıkları ve kullanım yerlerine göre transformatörleri güçlerine, tiplerine ve kullanıldığı yere göre sınıflandırmışlardır.

Transformatörlerin çalışmasında diğer elektrik makinaların çalışması gibi elektromanyetik prensiplere dayanır. Faraday’ın endüksiyon yasası ve Lenz kanunu bu prensiplerin başında gelmektedir.

2.1.1 Faraday Endüksiyon Yasası

Bir devrede endüklenen elektromotor kuvvet, devreden geçen manyetik akının zamanla değişimi ile doğru orantılıdır. Devreden geçen manyetik alan sabit genlikli ise gerilim endüklenmez. Mıknatıs hareket ettirilerek değişken bir manyetik alan oluşturulur ve sargıda gerilim indüklenir.

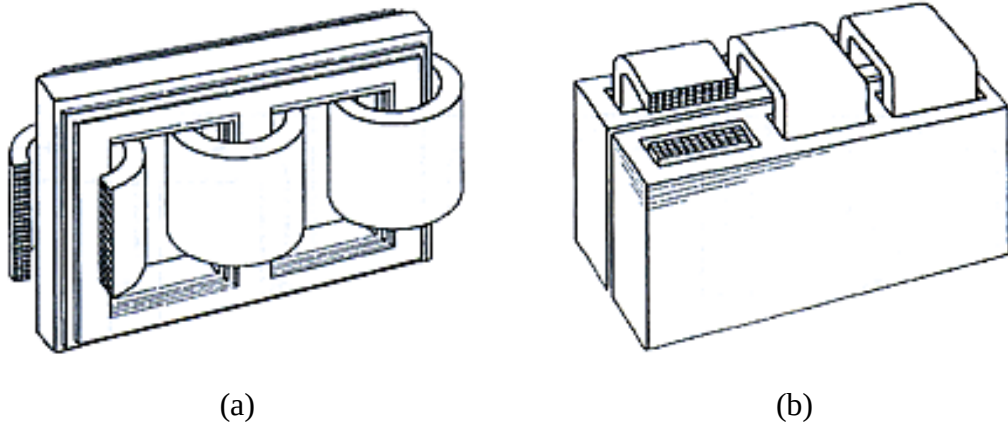
2.1.2 Lenz Yasası

Transformatörün primer sargılarına alternatif akım uygulandığında, bu sargıda değişken bir manyetik alan oluşur. Bu alan, manyetik nüve üzerinden

devresini tamamlar. Primere uygulanan alternatif akımın zamana bağlı olarak yönü ve şiddeti değiştiğinden, oluşturduğu manyetik alanında yönü ve şiddeti değişir. Bu alan sekonder sargılarını keserek alternatif bir gerilim endükler. Transformatörün primer sargılarına DC gerilim uygulandığında, demir nüve üzerinde yine bir manyetik alan oluşur. Fakat bu manyetik alan sabit bir alandır. Bu alanın zamana göre yönü ve şiddeti değişmediğinden, sekonder sargılarda gerilim endüklenmez. Çünkü manyetik endüksiyon prensibine göre, değişken manyetik alanlarda gerilim endüklenmesi olur. Dolayısıyla, transformatörler doğru gerilimde çalışmaz ve kullanılmaz. Lenz kanununa göre bir iletkende endüklenen elektromotor kuvvet (emk), saniyede kesilen kuvvet çizgisi sayısı ile doğru orantılıdır. Kesme hızı ne kadar fazla ve kesilen kuvvet çizgisi ne kadar çoksa endüklenen emk'da o kadar büyük olur.

2.1.3 Transformatörlerin Yapısı ve Çeşitleri

Transformatörlerde iki temel yapı mevcuttur. Yapısal olarak Core tip ve Shell tip olmak üzere ikiye ayrılır. Bu tipler arasındaki fark üretim sürecindeki farklılıklar, ekonomik ve yer ihtiyacına göre değişmektedir. Şekil 2.1 (a)'da Core tip nüve ve Şekil 2.1 (b)'de Shell tip nüve çeşitlerinin şemaları verilmiştir.



Şekil 2.1: (a) Core tip nüve ve (b) Shell tip nüve (ABB 2004)

Transformatörleri kullanım yerlerine göre sınıflandıracak olursak, üretim aşamasından dağıtım aşamasına doğru kabaca beş başlık altında inceleyebiliriz.

2.1.3.1 Üretim ve Dağıtım Transformatörleri

Üretim transformatörü olarak geçen Step-up transformatörler genellikle elektrik üretim santrallerinin çıkışında generatörlerden aldıkları 1-20 kV arasındaki gerilimi, 380 kV veya daha yüksek gerilim seviyelerine çıkararak iletim hatlarına bağlanırlar. Aynı zamanda üretim kısmı ile iletim kısmı arasında izole görevi görürler.

Dağıtım transformatörleri ise Step-down olarak adlandırılmakta olup, iletim veya dağıtım sisteminin gerilim seviyesinden beslenirler ve son kullanıcıya ya da dağıtım şebekesine bağlanırlar. Giriş gerilimleri çoğunlukla 33 kV seviyelerinde olup, çıkış gerilimleri 220-400 V arasındadır. Güçleri birkaç kVA'dan 100 MVA'lara kadar çıkabilir.

2.1.3.2 İletim Transformatörleri

İletim transformatörleri ya da diğer adıyla ara bağlantı transformatörleri genellikle iki trafo merkezini birbirine bağlamak ve gerilim seviyesini istenilen değerde tutmak için kullanılmaktadır. Gerilimleri 154/33.6 kV seviyelerinde iken güçleri 25 MVA'dan 250 MVA'ya kadar çıkabilir. Bu tür transformatörlerde kademe ayarı yapılarak iletim sisteminin gerilim seviyesi istenilen düzeyde tutulur. Çoğunlukla yedek bir transformatör ile birlikte kullanılır ve yükleri paylaşılır.

2.1.3.3 HVDC Transformatörler

Yüksek Gerilim Doğru Akım (High Voltage Direct Current-HVDC) kelimelerinin baş harflerinden oluşan bu tip transformatörler son zamanlarda kullanılmaya başlanmıştır. HVDC sistemler bazı durumlarda AC transformatörlere göre daha ekonomik ve daha avantajlı olabilmektedir. Bu tip transformatörler çoğunlukla yüksek güçlerde, yeraltı veya denizaltı iletim gerektiren yerlerde giriş ve çıkışlara bağlanarak avantaj sağlamaktadır.

2.1.3.4 Faz Kaydırmalı Transformatörler

Farklı gerilime sahip yüklerin paralel çalışmasında ve aktif yük transferinde kullanılan faz kaydırma transformatörleri, primer ve sekonder arasında faz farkı meydana getirerek aktif güç kontrolü yapar. Avrupa’da yaygın olarak kullanılan faz kaydırma transformatörleri; ülkeler veya bölgeler arası yük akışını kontrol etmek ve enerji nakil hatlarını maksimum kapasitede, maksimum verim ile çalıştırmak için kullanılmaktadırlar. Ayrıca bölgesel elektrik kesintileride bu transformatörler ile gücün doğru ve dengeli aktarımı sağlanarak engellenebilmektedir.

2.1.3.5 Diğer Tip Transformatörler

Yukarıda sayılan transformatörlerin dışında tren yolları için kullanılan transformatörler, topraklama transformatörleri, statik VAR kompanzasyonunda kullanılan transformatörler, yardımcı transformatörler, yeraltı transformatörleri, denizaltı transformatörleri, fırın transformatörleri gibi ihtiyaca yönelik çeşitleri mevcuttur.

Ayrıca ihtiyaca yönelik olarak değişik nüve ve sargı şekilleri ile üretimleride mevcuttur.

2.1.4 Güç Transformatörleri

Güç transformatörlerinin içyapısında çekirdek, sargı, yağ, kâğıt gibi elemanlar bulunurken, bunların sağlıklı çalışabilmesi için birtakım yardımcı elemanlara ihtiyacı bulunmaktadır. Öncelikle bu elemanları içerisinde bulunduran ana tanka ve sargıların tank dışına izoleli bir şekilde çıkarılabilmesi için buşinglere ve aşırı gerilimlerden korunmaya yardımcı ark boynuzlarına ihtiyacı vardır. Yağın devir daim yapması ve soğutulması için havalandırma ve fan sistemlerine ve yağın genişmesi için rezerve tankına ihtiyaç duyulmaktadır. Sargı gerilimini ayarlayabilmek için değişik gerilim seviyelerine sahip yük altında kademe değiştirici tertibatı ile transformatörü hareket ettirebilmek için ray ve tekerlek sistemleri

gereklidir. Şekil 2.2’de 50 MVA gücündeki bir transformatörün genel görünüşü verilmiştir.



Şekil 2.2: 50 MVA gücündeki bir transformatörün genel görünüşü

Tüm bu elemanlar transformatörün mekaniki olarak çalışmasını sağlarken, elektriki yöndende birtakım koruma elemanlarına ihtiyacı bulunmaktadır. Aşağıda bu koruma elemanları hakkında açıklamalar verilmiştir.

2.1.5 Transformatör Koruma ve Kontrol Elemanları

2.1.5.1 Bucholz Rölesi

Transformatör tankının üst kapağı ile rezerve tankı arasına monte edilen harici koruma donanımıdır. Transformatör içerisinde bir arıza meydana geldiğinde bu olay izolasyon yağında çeşitli gazlar açığa çıkarmakta ve bu gazlar Bucholz rölesi içerisinde birikerek, rölenin içerisindeki şamandırayı yukarı doğru hareket ettirerek, genellikle iki kademeli devreyi çalıştırır. İlk olarak ikaz sesi ile uyarı gelir, sonrasında transformatör devre harici edilir. Röle içerisinde iki adet kontak mevcuttur. Bu kontaklar ilgili koruma elemanının tetiklenmesi için kullanılır. Şekil 2.3 (a)’da transformatör üzerindeki Bucholz rölesinin görünüşü ve Şekil 2.3 (b)’de genel görünüşüne ait resimler verilmiştir.



(a)



(b)

Şekil 2.3: (a) Transformatör üzerinde Buchholz rölesi, (b) Bucholz rölesi genel görünüşü
(Çubukçu 2007)

2.1.5.2 Diferansiyel Röle

Transformatör korumalarından olan diferansiyel röle primer ve sekonder devrelerin arasındaki akım farklılığından faydalanarak çalışır. Primer ve sekonder devrede bulunan akım transformatörleri arasındaki bölgeye diferansiyel bölge denir. Primer devereden giren akım gerilim seviyesi ile orantılı olarak sekonder devreden çıkan akımdan farklı olursa diferansiyel röle devreye girer ve transformatör servis harici edilir. Akım farklılığına sebep olan bazı durumlar aşağıdaki gibi sıralanabilir;

- Transformatörün primer veya sekonder kısmında oluşan sargı/sargı veya sargı/tank arızası,
- Transformatörün primer veya sekonder sargılarında/sipirlerinde kısa devre oluşması,
- Transformatörün primer ve sekonderine bağlı bulunan parafudrların bozulması,
- Transformatörün primer ve sekonderine bağlı bulunan akım transformatörlerinin bozulması,
- Transformatörün primer veya sekonderine ait buşinglerin kırılması, çatlaması vb. durumunda diferansiyel röle çalışarak transformatör servis harici olur.

2.1.5.3 Basınç Rahatlatma Ventili

Transformatörün kazan iç basıncının istenmeyen değerlere ulaşmasını engellemek için, yağ tahliyesi yapan harici koruma elemanıdır. Basınç tahliye değeri üretici tarafından ayarlanır. İç bölümdeki somunun sıkılması/gevşetilmesi ile tahliye basınç değeri değiştirilebilir. Bu donanımın kullanılmaması veya arızalı olması ise, sıcaklık artışı ile beraber kazan içerisinde basınç artışına sebep olur. Ayrıca ani meydana gelen basınç artışları kazanın patlamasına sebep olabilir.

Sıcaklık artışı ile direnç artışı meydana geleceğinden dolayı, kayıplarda artacaktır. Sıcaklık etkeni izolasyon malzemelerinin erken yaşlanmasına sebep olur. Şekil 2.4'te transformatör basınç rahatlatma ventili gösterilmiştir.



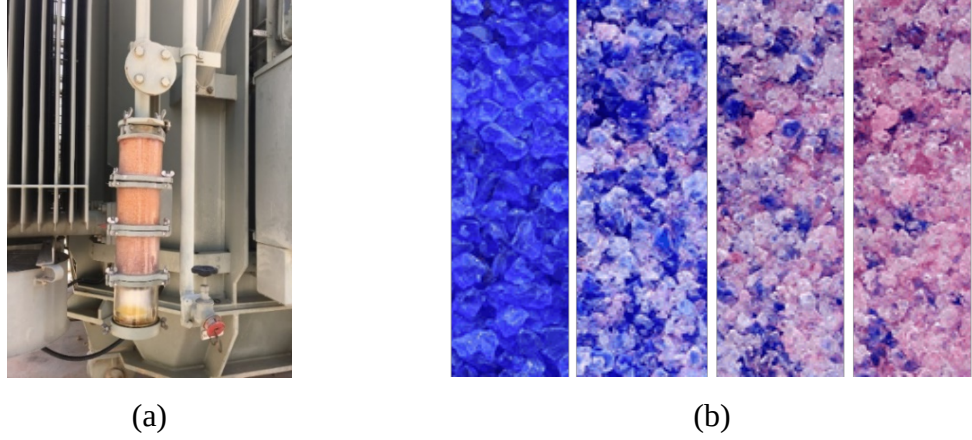
Şekil 2.4: Transformatör basınç rahatlatma ventili (Çubukçu 2007)

2.1.5.4 Kurutucu Teneffüs Tertibatı

Sıcaklık artışına bağlı olarak kazan içerisinde oluşan basınç nedeniyle rezerve tankında bulunan hava dışarı atılır veya vakum oluştuğunda içeriye hava çekilerek basınç dengelenir. Atmosfere açık genleşme depolu transformatörlerde kullanılırlar. Transformatör içerisine çekilen havanın içerisindeki nemi tutarak, transformatöre kuru hava girmesini sağlamaktadır. Böylece transformatör içerisindeki izolasyon malzemelerinin nem almasını engeller ve sağlıklı çalışmasına yardımcı olur.

Nem alma işlemi silikajel denilen malzemelerle gerçekleştirilir. Genellikle mavi veya turuncu renklerde kullanılırlar. Turuncu silikajel maviye oranla daha geç deforme olur ve nem tutma kapasitesi daha iyidir. Turuncu renkli silikajel rutubete doyması halinde koyu yeşil renge dönüşmektedir. Mavi silikajel ise içeriğindeki nem miktarı arttıkça pembe renge döner. Renk değişimi sayesinde silikajelin değiştirme

periyodu gözlemlenir. Şekil 2.5 (a)'da transformatör üzerinde teneffüs tertibatı Şekil 2.5 (b)'de neme bağlı olarak silikajelde meydana gelen renk değişimi gösterilmiştir.



Şekil 2.5: (a) Transformatör üzerinde teneffüs tertibatı, (b) Nem aldıkça silikajel renginin değişmesi

2.1.5.5 Yağ ve Sargı Göstergeleri

Transformatörün içerisinde bulunan izolasyon yağı ve sargılara ait değerlerin gösterildiği cihazlardır. Sargılara ait sıcaklık göstergesi ile izolasyon yağına ait sıcaklık ve seviye göstergesi işletme açısından en çok takip edilen değerlerdir.

2.1.5.5.1 Yağ ve Sargı Sıcaklık Göstergesi

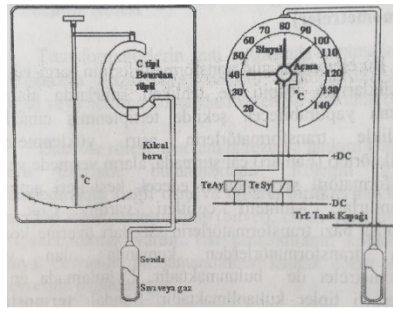
Yağ sıcaklık göstergesi, transformatörün üst kapağında bulunan yağ cebine konulan termometre ile ölçülür. Sıcaklık değerlerine bağlı olarak, iki kademeli ikaz ve açma işlemlerini yerine getirirler. Yağlı tip transformatörlerde yaygın olarak A sınıfı izolasyon malzemeleri kullanılmaktadır. A sınıfı izolasyon malzemelerinin, sistem sıcaklığı 105 °C'dir ve genel olarak selülozik içerikli maddelerden üretilmektedir. Bu tip izolasyon malzemeleri, sıcaklık 110 °C'yi aştığında çok hızlı bir şekilde yaşlanmakta ve ömür kaybına uğramaktadır. Sıcaklık ölçme sisteminin yapısı üç kısımdan oluşur.

Birinci kısım sonda elemanından oluşmaktadır. Bakır, bronz veya paslanmaz çelikten yapılan sonda elemanına civa, sıvı gaz veya metil eter gibi uçucu gazlar doldurulmuştur. Transformatör tankı üzerinde bulunan cebe yerleştirilir. Sonda

yuvası izolasyon yağı ile dolu olmalıdır. Aksi halde tank ile sonda arasındaki ısı iletimi azalacağı gibi ölçülen sıcaklık değerinde azalma olması nedeniyle hatalı ölçüm yapılır.

İkinci kısım kılcal borulardan oluşmaktadır. Bakır veya paslanmaz çelikten yapılan ve dış çapı ortalama 1,58 mm olan ince bir borudur. Sonda içindeki sıvı veya gazın ısıyla genişmesi sonucu oluşan basıncı Bourdon Tüpüne iletir. Dışı bükülebilir çelik levha veya örgülü çelik telle kaplıdır.

Üçüncü kısım ise Bourdon Tüp olarak tabir edilen elemandır. Kapalı ve yassı bir boru şeklinde olup spiral veya C tipi olarak yapılır. Sonda içindeki sıvı veya gazın genişmesi sonucu oluşan basınçla şekil değiştirir. Şekil 2.6 (a)'da Bourdon tüp çalışma prensibi, Şekil 2.6 (b)'de transformatör yağ sıcaklık göstergesi görülmektedir.



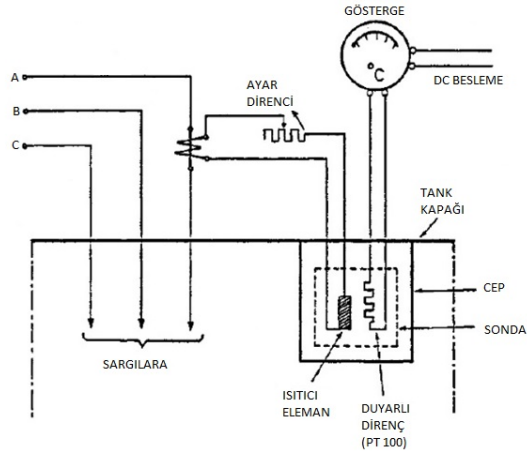
(a)



(b)

Şekil 2.6: (a) Bourdon tüp çalışma prensip şeması, (b) Transformatör yağ sıcaklık göstergesi (Saraç ve diğ.)

Sargı sıcaklık göstergesi transformatörün içerisine yerleştirilen sargıların sıcaklığını dolaylı olarak ölçen bir tertibattır. Tankın üst kapağında sonda yuvası veya cebe yerleştirilen bir ısıtıcı ile çalışır. Bu ısıtıcı transformatörün buşinglerinden birisine, genellikle B faza yerleştirilen bir akım transformatörünün sekonderinden beslenir. Sonda yuvasında ayrıca sıcaklıkla değeri değişen PTC veya NTC tipi dirençler vardır. Sıcaklığa göre direnç değerinin ölçülmesi, Weston Köprüsü olarak bilinen bir direnç ölçme sistemiyle gerçekleştirilir. Şekil 2.7 (a)'da sargı sıcaklığı ölçüm prensip şeması, Şekil 2.7 (b)'de transformatör üzerinde yağ sıcaklık (sol) ve sargı sıcaklık (sağ) göstergeleri verilmiştir.



(a)



(b)

Şekil 2.7: (a) Sargı sıcaklığı ölçüm prensip şeması, (b) Transformatör üzerinde yağ sıcaklık (sol) ve sargı sıcaklık (sağ) göstergeleri

2.1.5.5.2 Yağ Seviye Göstergesi

Genleşme deposu bulunan transformatörlerde veya hermetik olarak imal edilen transformatörlerde tank içerisindeki yağ seviyesinin takibi için kullanılır. Genellikle tanktaki yağın manyetik bir göstergiyi hareket ettirmesi prensibi ile çalışır. Kontaklız veya elektriksel kontaklı olarak imal edilebilirler. Şekil 2.8 (a)'da transformatör rezerve tankı üzerinde yağ seviyesi göstergesi, Şekil 2.8 (b)'de yağ seviye göstergesi yakından görünüşü verilmiştir.



(a)

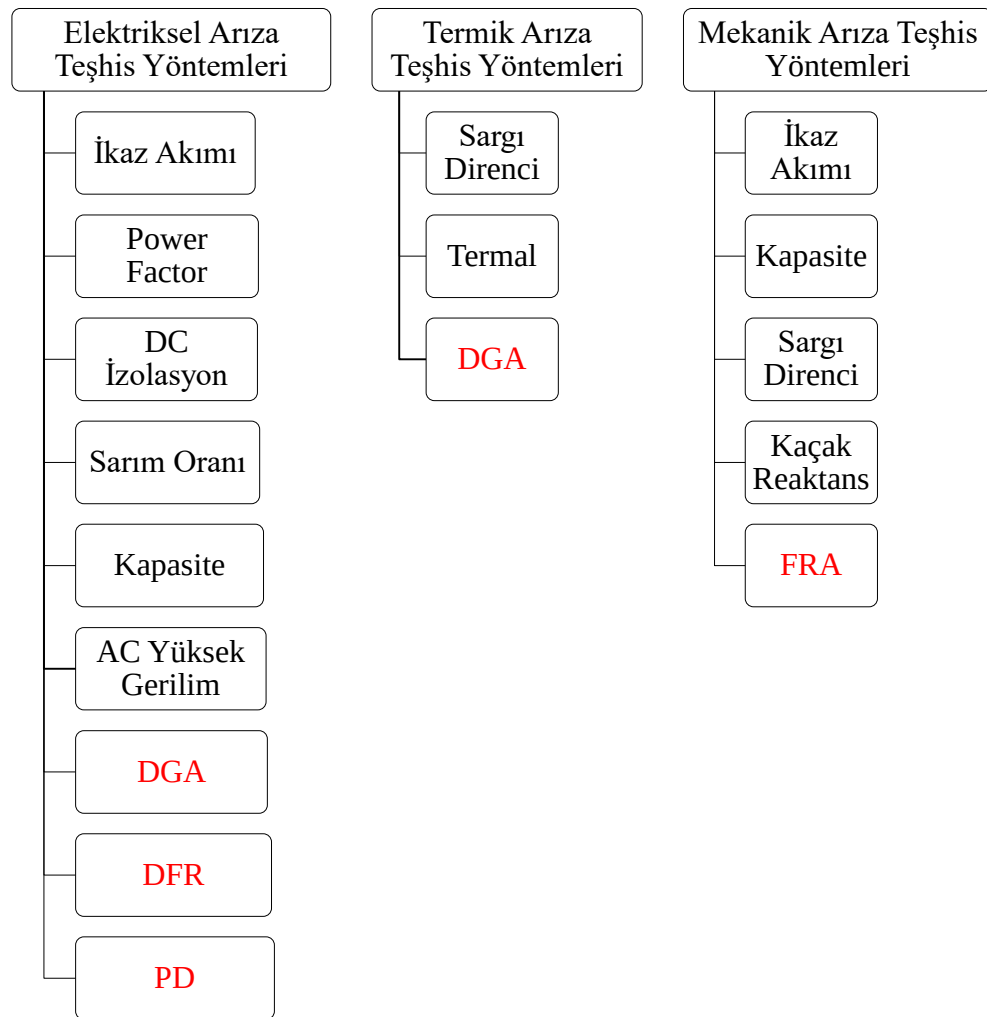


(b)

Şekil 2.8: (a) Transformatör rezerve tankı üzerinde yağ seviyesi göstergesi, (b) Yağ seviye göstergesi yakından görünüşü

2.2 Transformatörlerde Meydana Gelen Arızalar

Statik bir transformatörde elektrik aparat parçalarının her biri asgari bozulmaya maruz kalmakta ve zaman zaman çeşitli nedenlerle arıza oluşturmaktadır. Fakat oransal olarak arıza sayısı, işletmede bulunan transformatör sayısının yanında oldukça küçüktür. Yardımcı donanımlarda meydana gelen mekanik arızaları, elektrik arızalarından ayrı değerlendirmek gerekir. Güç sistem işletmeciliğinde sıklıkla görülen arızalar genelleştirilerek sınıflandırılacak olursa, arızaları elektriksel, mekanik ve termik arıza olmak üzere üç kısma ayırabiliriz. Bu sınıflar altında, kısmi deşarj, sargıların rezonansa girmesi, yağdaki nem miktarı, izolasyon hataları, malzeme hataları, yıldırım düşmesi, kısa devre gibi dahili veya harici birçok çeşit olabilmektedir (Dietrich 1983). Transformatörlerde meydana gelen arıza türleri üç başlık altında toplanmış olup, teşhis yöntemleri ile birlikte Şekil 2.9’da verilmiştir.



Şekil 2.9: Arıza türleri ve teşhis yöntemleri

Yapılan bir araştırmada dünyadaki bazı önemli enerji iletim şirket ve kuruluşlarının yüksek gerilim teçhizatlarında meydana gelen hata yüzdelerine ilişkin sonuçların karşılaştırılması verilmiştir. Tablo 2.1’de önde gelen kuruluşların arıza kaynaklarının yüzdeleri verilmiştir. Tablodan görüleceği üzere en yüksek arıza oranları, buşinglerde, kademelerde, ana izolasyon (yağ, kağıt) ve sargılarda meydana gelmiştir (Bjerkan 2005).

Tablo 2.1: Önde gelen kuruluşların hata yüzdeleri tablosu (Bjerkan 2005)

Kusurlu Bileşenler	Transformatör Hata Yüzdeleri				
	CIGRE	CEA	DOBLE	ZTZ	G.Afrika
Buşing	29	29	35	45	14
Kademe	15	39	16	9	24
Ana izolasyon	12	16	9	17	30
Sargı yaşlanması	31	16	16	12	17
Sargı kirliliği	31	16	12	10	17
Çekirdek	2	10	7	7	15
Bağlantı uçları	11	6	5	-	-

2.2.1 Elektriksel Arızalar

Elektriksel kaynaklı arızalar izolasyona zarar veren unsurların başında gelir. Genellikle kalıcı arızalara, enerji kesintisine ve yaralanmalara sebep olurlar. Elektriksel arızalarının genel sınıflandırması aşağıdaki gibi yapılabilir.

2.2.1.1 Aşırı Gerilimler

Aşırı gerilimler sürekli ve geçici olmak üzere iki kısma ayrılır. Geçici aşırı gerilimlerde meydana gelen arızalar önlenabilir durumda olmalarına rağmen izolasyon malzemeleri üzerinde darbe etkisiyle izolasyon ömürlerinin kılmasına neden olurlar. Sürekli aşırı gerilimle işletilen transformatörlerde ise nüve ve sargılar üzerinde meydana gelen elektriksel baskı, titreşim ve sıcaklık belirli bir zaman sonra

malzemelerin yapısını ve şeklini bozmaya başlar. Bunun sonucu olarak kalıcı izolasyon bozulması arızalarına sebebiyet verir.

2.2.1.2 Anahtarlama ve Darbe Gerilimi

Transformatörün tasarım aşamasında bu tür darbelere dayanacak şekilde imal edilme zorunluluğu vardır. Darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi ışıık hızında ilerleyen büyük yürüyen dalgalardan oluşur. Transformator tasarımında temel darbe seviyesi (Basic Impulse Level- BIL) ve özel spifikasyonlar dikkate alınarak imalat yapılmaktadır. Darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi transformatorün yüksek gerilim sargısının anma değeriine göre ayarlanmıştır. Transformatorün BIL’de belirtilen toleransları aşan gerilimlerde çalışması durumunda çok şiddetli arızalar yaşanabilir. Darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi nedeni ile olan arızalar incelendiğinde çoğunlukla transformatorün bağlantı noktalarında, özellikle buşing ve sargı bağlantı noktalarında meydana geldiği görölmektedir (İlkkahraman 2008).

2.2.1.3 Kısmi Deşarj

Bölüm 4’te detaylıca bahsedilen bu durum; izolasyon zayıflığı, imalat sürecindeki hatalar, nem, rutubet, kirlilik gibi nedenlere bağılı olarak gerçekleşir. Kısmi deşarjın sürekli olduğu durumlarda izolasyon malzemesinde delinme olayı meydana gelecek ve kalıcı arızalara sebebiyet verecektir.

2.2.1.4 Statik Elektriklenme

Bu arıza türü genellikle 380 kV ve üzeri gerilim sargısına sahip transformatorlerde meydana gelmektedir. Transformator izolasyon yağı düşük sıcaklıklarda yoğun şekilde hareket etmesinden kaynaklı olarak yağ ile metal aksam arasında statik elektriklenme meydana gelecek ve bu yüklenme izolasyon yağının dielektrik kapasitesini aşması durumunda şiddetli arıza türleri meydana gelecektir.

2.2.2 Mekanik Arızalar

Transformatörü meydana getiren bütün parçaları mekanik unsur olarak değerlendirebilmek mümkündür. Bu parçalardan kimisi hareketli yapıya sahipken, çoğu parça sabit yapılıdır. Mekanik faktörlerin neden olduğu arızalar genelde sargılarda deformasyon olması ile sargıda aşınma, şişme ve bombe gibi fiziksel görünüşte bozulma oluşması sonucu izolasyonun zayıflamasıyla ortaya çıkmaktadır.

Mekanik arızalar şiddetine göre elektriksel arızaya dönüşebilmektedir. Mekanik aksamardan darbe alan transformatörün ne kadar süre işletmede kalacağını tahmin etmek oldukça güçtür. Sargı deformasyonu genelde iki şekilde olmaktadır. Bunlardan birincisi nakil sırasında olanlar ve ikinci olarak elektromanyetik kuvvetlerin tesiri ile olanlardır.

Sargılar arasında oluşan manyetik alandan dolayı radyal ve aksiyal kuvvetler meydana gelir. Radyal kuvvetlerin etkisi ile alt gerilim sargısı çekirdeğe doğru genişlerken üst gerilim sargısı ise dışa doğru genişleme gösterir. Aksiyal kuvvetin etkisi sonucunda ise sargılarda sıkışma meydana gelmektedir. Bu durum çökme, devrilme dediğimiz yapısal bozukluklar oluşturarak arızaların oluşmasına sebebiyet verir. Şekil 2.10'da radyal kuvvetlerin etkisi sonucu dışa doğru genişleme yapan bir sargı görülmektedir.



Şekil 2.10: Radyal kuvvet sonucu dışa doğru bombeleşen sargı (Lynch ve Missouri 2011)

Transformatörün nakli sırasında meydana gelen arızalar genellikle, boyunduruk tutucu tertibatın gevşemesi sonucu sargıların kayması nedeni ile devreye

alma esnasında büyük çapta arızalar yaşanabilmektedir. Bazı durumlarda transformatörlerin bağlantı (giren-çıkan) uçlarında açıklık, kopma, aşınma ve zayıf bağlantı olabilir. Bu şekilde zayıf bağlantı ile sargılardan ayrılan uçlar veya destekleme elemanları arızaya neden olur. Bu şekilde arızaların gelişim hızı izolasyonda oluşturacağı bozulmaya bağlı olarak; transformatörün ne kadar sürede arızalanacağını belirler. Bu nedenle transformatörün nakil esnasında darbe kayıt cihazı kayıtlarının incelenmesi ile imalatçı ve kullanıcının belirlediği limit değerlerine uygunluğu kontrol edilmelidir.

2.2.3 Termik Arızalar

Transformatörleri de aynı insanlar gibi düşünmek gerekir. Transformatörün imalatı (doğumu) ve sonrasında kullanılmaya başlaması ile zamanla önlenemez yaşlanmalar ve izolasyonda zayıflama meydana gelecektir. Sıcaklık, izolasyon malzemesinin ömrünü kısaltan bir etkidir. Çalışma şartlarına bağlı olarak aynı tipte iki transformatörün birisi 20-25 yıl kullanılabilir durumda olmasına rağmen bir diğeri 5-10 yıl dayanabilir. Sıcaklıkla zayıflayan izolasyon, meydana gelebilecek elektriki ve mekaniki darbelere karşı daha dayanıksız durumda olacak ve bu durum birkaç kez tekrar ettiğinde kalıcı arızalara sebep olacaktır. Zayıflayan kağıt izolasyon kısımları mekanik zorlanmalara dayanamayacaktır.

Genelde termik arızalara;

- Transformatörün uzun sürelerle kapasitesinin üzerinde çalıştırılması,
- Transformatör soğutma tertibatından kaynaklı aşırı sıcaklıklarda çalışma,
- Transformatörün aşırı gerilim veya düşük frekans şartlarında çalıştırılmasıyla nüve etrafında meydana gelen aşırı ısınmalar sonucu izolasyonun zayıflaması,
- Transformatörün içinde bulunduğu çevre şartları nedeniyle (toz, kir, nem), soğutmanın verimli şekilde yapılamaması,

gibi unsurlar sebebiyet vermektedir.

2.3 Transformatör Saha Testleri

Transformatör üretimleri tamamlanıp, fabrika testlerinden sonra ihtiyaç olan bölgeye kara, hava veya deniz yolu ile sevk edilir. Ulaşacağı noktaya sorunsuz şekilde varması için gerekli tüm tedbirler alınır. Transformatör yerine ulaştıktan sonra çalışmaya hazır hale getirilerek, ilk saha testleri yapılır.

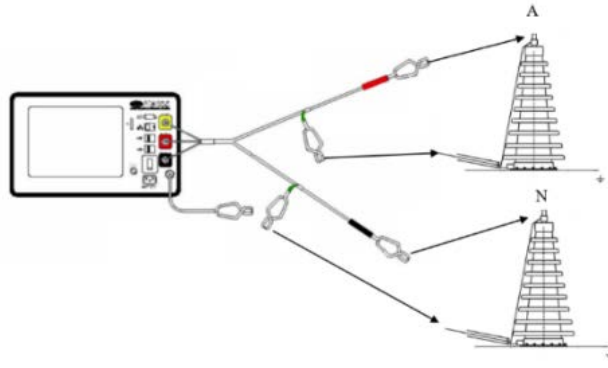
Güç transformatörleri kabul işlemlerinden önce, yalıtkan malzemelerin durumu, sargı bağlantılarının durumu, nüvenin yerinden kayıp kaymadığının tespiti, sargılarla toprak arası mesafenin değişip değişmediğinin tespiti, sargı kopukluğunun tespiti, sargı sipir kısa devrelerinin tespiti, kademe değiştiricinin durumu, sargıların yerinden kayıp kaymadığının tespiti, transformatör izolasyon yağının durumu hakkında bir dizi teste tabi tutulur. Ayrıca bu testler saha testleri olarak adlandırılıp transformatörlerde rutin olarak uygulanmaktadır.

Bu test değerleri sayesinde güç transformatörlerinde arıza oluşmadan önleyici tedbirler alınması ve enerji kesintilerinin önüne geçilmesi kolaylaşır. Saha testleri aşağıda maddeler halinde açıklanmıştır.

2.3.1 Frekans Tepkisi Analizi Testi

Bölüm 5' te detayları verilen bu test, sahada ilk olarak yapılması gereken testlerden birisidir. FRA ölçümünde değerleri etkileyen en önemli sorunlardan bir tanesi çekirdekte bulunan artık mıknatısiyettir. İlk olarak bu testin yapılmasının nedeninde nüveye herhangi bir akım gerilim uygulamadan testi yapabilmek ve önceki değerleri ile uyumu yakalayabilmektir.

Yeni nesil demagnetizasyon cihazları ile nüve artık mıknatısiyetten temizlendikten sonra da bu testler yapılabilir. Testlere başlanırken transformatöre ait eski FRA testleri hazır bulundurulur. Yapılan bağlantıların gevşek olmamasına dikkat edilir. Bağlantı için genellikle üç adet uç bulunur. Bunlardan birisi referans ucu, bir diğeri sinyalin gönderildiği canlı uç, diğeri ise ölçüm ucudur. Referans ucu toprağa bağlanırken ölçüm yapılan transformatör ile aynı noktaya irtibatlı olmasına dikkat edilir. FRA ölçümü temel bağlantı şeması Şekil 2.11'de verilmiştir.



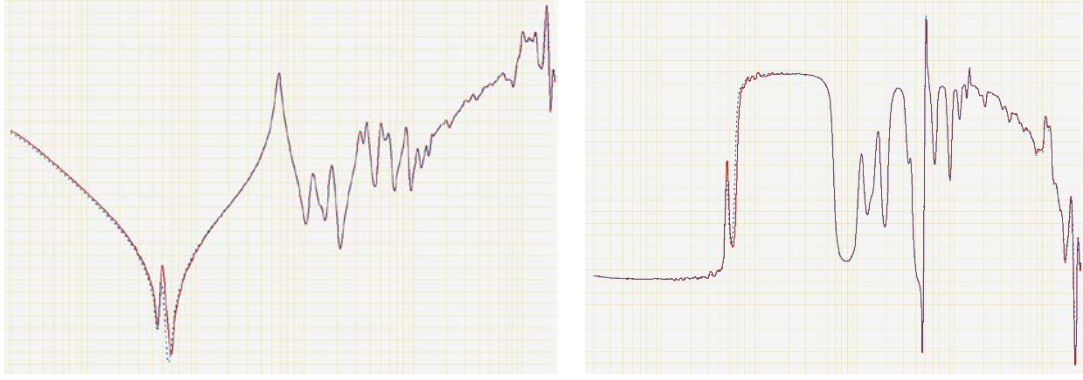
Şekil 2.11: FRA ölçümü temel bağlantı şeması (Doble 2011)

Ölçümler genellikle nominal kademelerin yanı sıra en büyük ve en küçük kademelerde tekrar edilir. YNyn0 bağlantılı 50 MVA gücündeki bir transformatör için FRA ölçüm tablosu Tablo 2.2’de verilmiştir.

Tablo 2.2: YNyn0 bağlantılı 50 MVA gücündeki bir transformatör için FRA ölçüm tablosu

Kademe	Gerilim (V)	Primer	Sekonder
1	138600	A-N, B-N, C-N	Açık
		A-N, B-N, C-N	Kısa devre
		Açık	a-n, b-n, c-n
9	154000	A-N, B-N, C-N	Açık
		A-N, B-N, C-N	Kısa devre
		Açık	a-n, b-n, c-n
17	169400	A-N, B-N, C-N	Açık
		A-N, B-N, C-N	Kısa devre
		Açık	a-n, b-n, c-n

Ölçümler her faz için ayrı ayrı ve istenilen kademelerde tamamlandıktan sonra ölçüm sonuçları karşılaştırılarak önceki değerler ile uygun olup olmadığı kontrol edilir. Dyn1 bağlantı grubuna sahip 25 MVA bir transformatörde en yüksek kademede ölçülen tek faza ait örnek bir FRA ölçümü Şekil 2.12’de verilmiştir. Kesik çizgilerle gösterilen ölçüm bir önceki durumu düz çizgilerle gösterilen ölçüm ise son durumdaki değerleri göstermektedir. FRA sonuçlarında her iki ölçüm arasında hangi bir sapma olmaması transformatörde anormal bir durumun olmadığını ifade eder.



(a)

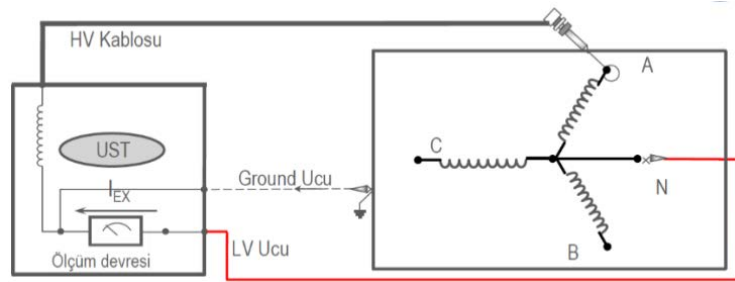
(b)

Şekil 2.12: FRA ölçümü (a) genlik ve (b) faz açısı

2.3.2 İkaz Akımı Testi

Bu testin amacı sargı kopukluğu, sipir kısa devresi, nüve ile ilgili olan problemleri tanılamak için yapılan bir ön testtir. Ölçümler her faz için ayrı ayrı tüm sargıları kapsayan kademede veya tüm kademelerde yapılır. Test değerleri bir önceki değerler ile aynı olmalıdır. Farklı çıkan durumlarda nüve demagnetize edilmeli, yine farklı bir değer bulunuyorsa araştırma testleri yapılmalıdır.

İkaz akımı testiyle transformatör sargılarının deformasyonu, sipir kısa devresi, sargı kopukluğu ve nüve arızalarının tespiti yapılabilmektedir. İkaz akımı ölçümü için prensip bağlantı şeması Şekil 2.13'te gösterilmiştir.



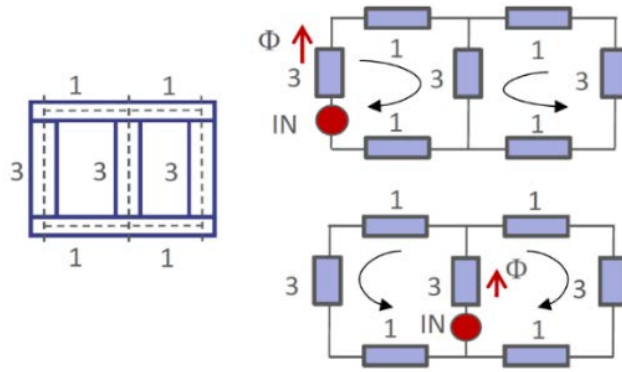
Şekil 2.13: İkaz akımı ölçüm şeması (Brusetti 2016)

Manyetik devreler için ohm kanununda; Amper-Sarım oranı = $Ak_i \times$ Relüktans ile alakalı olup, bobinin relüktansı içerisinde geçen akıma bağlıdır. Bobinden geçen akımı bulmak için eşitlik (2.1)'den I_L çekilirse, eşitlik (2.2) elde edilir.

$$I_L \cdot N = \Phi \cdot R \quad (2.1)$$

$$I_L = \frac{\Phi \cdot R}{N} \quad (2.2)$$

Manyetik devrenin eşdeğer şemasını çıkarırsak nüve bacaklarını ve sargıları aşağıdaki gibi ohm cinsinden gösterebiliriz. Şekil 2.14'te nüve için ikaz akımı eşdeğer devresi gösterilmiştir.



Şekil 2.14 Nüve için ikaz akımı eşdeğer devresi (Brusetti 2016)

Bu durumda sağ ve sol bacaklarda bulunan A ve C fazlarından geçen akımın değeri eşitlik (2.3)'te hesaplanmıştır.

$$R_{A-C} = (1 + 3 + 1) + \left[\frac{3 \cdot (1 + 3 + 1)}{3 + (1 + 3 + 1)} \right] = 6,875 \quad (2.3)$$

Orta bacakta bulunan B faz sargısından geçen akımın değeri sağ ve sol bacakta bulunan dirençlerin toplamına paralel olur ve eşitlik (2.4) yardımı ile hesaplanabilir.

$$R_B = 3 + \left[\frac{(1 + 3 + 1) \cdot (1 + 3 + 1)}{(1 + 3 + 1) + (1 + 3 + 1)} \right] = 5,5 \quad (2.4)$$

$$R_{A-C} \cdot \%80 = R_B \quad (2.5)$$

Bu da gösteriyor ki eşitlik (2.5)'te olduğu gibi, B fazdan geçen akım A ve C fazlardan geçen akımın % 80'ine tekabül etmektedir. Bu durum gerçek saha şartlarında da teyit edebilir. Tablo 2.3'te primeri yıldız bağlı 25 MVA gücündeki bir transformatörden okunan ikaz akımı değerleri verilmiştir.

Tablo 2.3: 25 MVA gücündeki bir transformatörün ikaz akımı değerleri

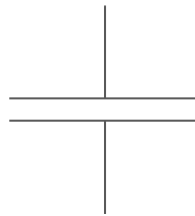
Kademe	Gerilim	Faz	Test kV	Okunan mA
17	169400	A-N	10	16.2
		B-N	10	12.5
		C-N	10	16.1

Ölçülen değerler teorideki değerleri desteklemektedir ancak unutulmamalıdır ki saha şartları, ölçüm cihazı ve personel kaynaklı hatalar ölçüm sonuçlarını etkileyecektir. A ve C fazlardan okunan ve değeri 50 mA'den küçük olan ikaz akımı ölçümlerinde fazlar arasındaki tolerans % 10'u, 50 mA'den büyük olan ölçümlerde ise % 5'i geçmemelidir.

2.3.3 AC İzolasyon Testleri

Transformatörü oluşturan yalıtım malzemelerinin izolasyon durumunu öğrenebilmek için bu testler yapılmaktadır. Pratikte hiçbir malzeme tam izolasyon sağlayamaz. Üretim, işçilik, malzeme vb. gibi nedenlerden dolayı her maddenin bir izolasyon kaybı olacaktır.

İzolasyonun geçmişi 1836 yılında Michael Faraday'ın kapasitörü keşfi ile başlamıştır. Kondansatör plakalarının arasına farklı malzemeler konularak kapasitenin değiştiğini fark etmiştir. İdeal bir kapasitörde akım ile gerilim arasındaki açı doksan derecedir. İzolasyon kaybı yoktur (%PF=0). Şekil 2.15'te ideal bir kapasitör gösterilmiştir.



Şekil 2.15: İdeal kapasitör prensip şeması

Pratikte hiçbir zaman bu durum sağlanamaz. Kondansatörde kullanılan malzemelerin bir dielektrik sabiti vardır. Tablo 2.4'te izolasyon malzemeleri ve Tablo 2.5'te bazı malzemelerin dielektrik sabiti verilmiştir.

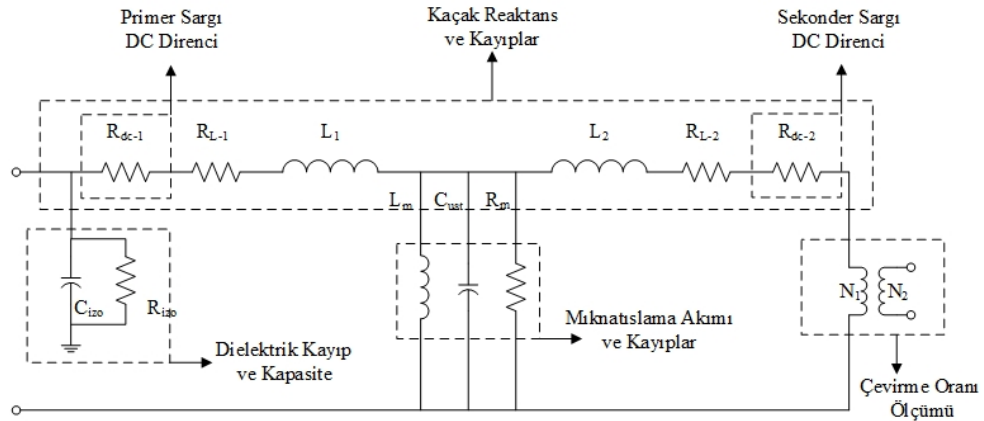
Tablo 2.4: İzolasyon malzemeleri (Short 2016)

Katı	Sıvı	Gaz
Selüloz	Mineral yağ	Yüksek vakum
Porselen	Silikon yağ	Hava
Polimer	Distile edilmiş su	Kükürt Hekzaflorür (SF6)

Tablo 2.5: İzolasyon malzemelerine ait dielektrik sabitleri

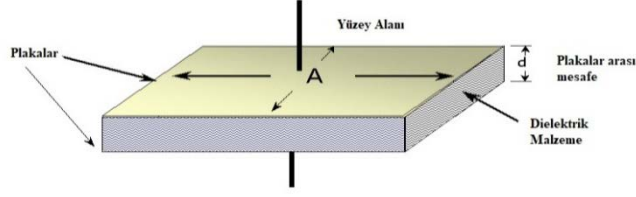
Malzeme	Dielektrik Sabiti
Vakum	1.0
Hava	1.000549
Mika	5.4
Kuru kâğıt	2
Porselen	7
Yağ	2.2
Silikon akışkanlar	2.75
Su (20 °C)	80

Transformatörü gerçek koşullara indirgeyebilmek için eşdeğer devresi oluşturulmaktadır. Şekil 2.16’da transformatöre ait genişletilmiş eşdeğer devre şeması gösterilmiştir (Short 2016).



Şekil 2.16: Transformatöre ait genişletilmiş eşdeğer devre şeması

Elektriksel izolasyonu modellemek için kapasitör bu sistem için yeterli olacaktır. Normal şartlarda kapasite Şekil 2.17’deki elektriksel izolasyon modelinden faydalanılarak eşitlik (2.6) ile hesaplanır.



Şekil 2.17: Elektriksel izolasyon modeli (Short 2016)

$$C = \frac{A \cdot \varepsilon}{d} \quad (2.6)$$

Plakaların yüklenebilmesi için, iki plaka arasında potansiyel fark bulunmalı ve plakalar bağlı iletkenlik içerisinde olmalıdır. Gerilim ve yük arasındaki ilişki (2.7) eşitliği ile hesaplanır.

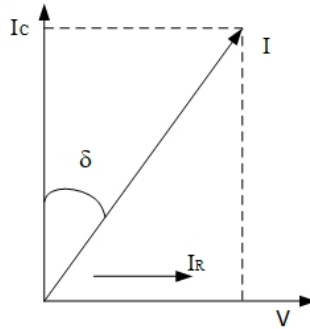
$$Q = E \cdot C \quad (2.7)$$

Akım ile kapasite arasındaki ilişki ise eşitlik (2.8)'den faydalanılarak hesaplanır.

$$I_C = V \cdot \omega \cdot C \quad (2.8)$$

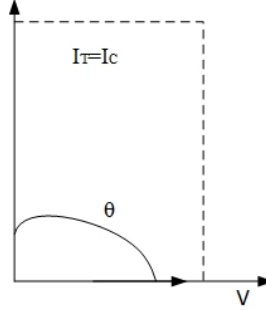
Eşitlik (2.8)'den yola çıkarak, uygulanan gerilim $V = 10 \text{ kV}$ ve frekans $\omega = 2\pi f$ olarak alınırsa, kapasite $C = 318 \cdot I_C$ değerlerine sahip olacaktır.

Pratikte dielektrik kayıplar olacağından dolayı bu kayıp modellemeye direnç ile gösterilir ve akım ile gerilim arasındaki açı doksan dereceden küçük olur. Bu kayıplara kayıp açısı denir ve $\tan \delta$ ile gösterilir. Şekil 2.18'de izolasyon kayıp açısının vektörel gösterimi verilmiştir.



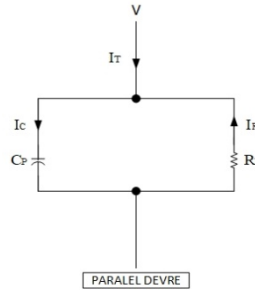
Şekil 2.18: İzolasyon kayıp açısı vektörel gösterimi

Kayıbı olmayan sistem için modellemeye direnç ile gösterilen kayıplar olmayacak ve akım ile gerilim arasındaki açı Şekil 2.19’da görüldüğü gibi doksan derece olacaktır.



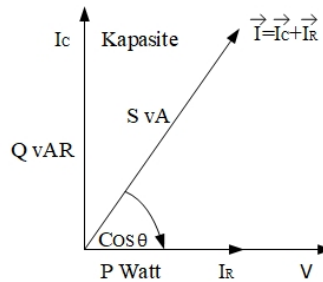
Şekil 2.19: Kayıpsız sistem vektörel gösterimi

Kayıpsız sistemde toplam şarj akımı kapasitif akıma eşit olacaktır. Gerçek sistem modellemesindeki genişletilmiş eşdeğer devre şemasına direnç eklendiği zaman toplam akım hiçbir zaman kapasitif akıma eşit olmaz. Basitleştirilmiş izolasyon elektrik devre şeması Şekil 2.20’de verilmiştir.



Şekil 2.20: Basitleştirilmiş izolasyon elektrik devre şeması gösterimi

İzolasyon toplam akımının vektörel gösterimi Şekil 2.21’de verilmiş olup görüleceği gibi kapasitif akım ve rezistif akımların vektörel toplamı izolasyon akımını verecektir.



Şekil 2.21: İzolasyon toplam akımı vektörel gösterimi

Güç faktörü (Power Factor=%PF) IEEE standartlarında “Bir dielektrik sisteme uygulanan sinüzoidal gerilim ile dielektrik sistemden geçen akım arasındaki açının kosinüsüdür” demektedir. Güç faktörü oran olarak yazıldığından dolayı gerilim ve test objesinin büyüklüğünden bağımsızdır.

Burada genellikle karıştırılan durum, kayıp açısı $\tan\delta$ ile %PF aynı değildir. %PF rezistif akımın toplam akıma oranı iken, $\tan\delta$ kapasitif akımın rezistif akıma oranıdır. Bu durum eşitlik (2.9) ve (2.10)’da gösterilmiştir.

$$PF = \cos \alpha = \frac{I_R}{I} \quad (2.9)$$

$$\tan \delta = \frac{I_C}{I_R} \quad (2.10)$$

Vektörel büyüklüklerde toplam akım eşitlik (2.11)’deki gibi olacaktır.

$$I = \sqrt{I_C^2 + I_R^2} \quad (2.11)$$

%PF hesaplanırken aktif gücün, görünür güce oranı yani gerçek akımın toplam akıma oranı şeklindedir. Eşitlik (2.12)’de aktif güç, eşitlik (2.13)’te reaktif güç ve eşitlik (2.14)’ten görünür güç değerleri elde edilir ve eşitlik (2.15) yardımı ile güç faktörü hesaplanır. Daha açık halde yazarsak;

$$P = U \cdot I_R \quad (2.12)$$

$$Q = U \cdot I_C \quad (2.13)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.14)$$

$$PF = \cos \alpha = \frac{P}{S} = \frac{I_R}{I} \quad (2.15)$$

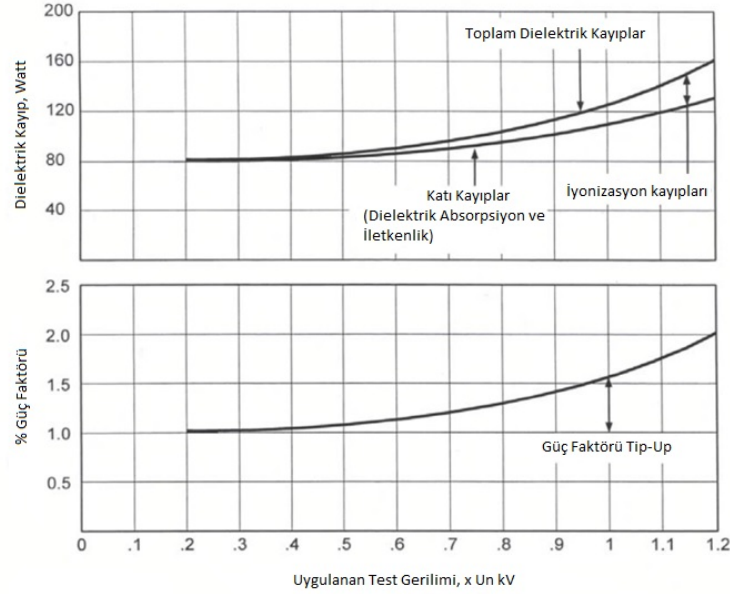
Güç faktörü yüzde olarak eşitlik (2.16)’daki gibi gösterilebilir.

$$\%PF = \frac{\text{Watt}}{V \cdot A} \cdot 100 = \frac{\text{Watt}}{kV \cdot mA} \cdot 100 \quad (2.16)$$

Test gerilimi 10 kV’ta ise eşitlik (2.17)’deki gibi olacaktır.

$$\%PF = \frac{Watt}{10kV \cdot mA} \cdot 100 = \frac{Watt \cdot 10}{mA} \quad (2.17)$$

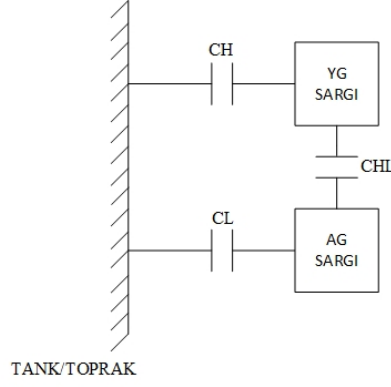
Peki, neden testlerde, 1, 2, 5 değil de 10 kV uygulanır? Gözardı edilmemesi gereken husus, her test nesnesinin normal işletme şartlarında uygulanan gerilimden fazla gerilim verilmemesidir. IEEE 286-2000 standardında, dielektrik kayıpların uygulanan gerilimin bir fonksiyonu olduğu söylenmektedir. Bu da demektir ki biz ne kadar yüksek gerilim uygularsak, dielektrik kayıpları ölçmenin yanı sıra, uygulanan gerilimden kaynaklı iyonizasyon kayıplarında ortaya çıkacaktır. Şekil 2.22’de değişik seviyelerde uygulanan test gerilimi grafiği verilmiştir. Grafikte görüldüğü gibi toplam dielektrik kayıplar 9 ve 10 kV arasındaki gerilim seviyelerinde ortaya çıkmaktadır.



Şekil 2.22: Değişik seviyelerde uygulanan test gerilimi grafiği (IEEE-286 2000)

2.3.3.1 AC İzolasyon Testi

Transformatör üzerinde yapılan izolasyon testleri sargılarla sargılar arasında ve sargılarla tank (toprak) arasında yapılır. Transformatöre ait geçmiş izolasyon verileri bir veri tabanına kaydedilerek izolasyon yönünden takip altında tutulur. İki sargılı bir transformatörün izolasyon durumu prensip şeması Şekil 2.23’te gösterilmiştir.



Şekil 2.23: İki sargılı transformatör izolasyon durumu prensip şeması

Burada;

CH : Primer sargı ile tank/toprak

CL : Sekonder sargı ile tank/toprak

CHL : Primer sargı ile sekonder sargı

arası kapasite olarak ifade edilmektedir.

Tablo 2.6’da, ortam sıcaklığı 20 °C, üst yağ sıcaklığı 22 °C ve nemi % 30 olan bir güç transformatörünün %PF test değerleri verilmiş ve 20 °C ‘ye irca edilmiştir. Sıcaklık irca tablosu EK C Tablo 10.8’de verilmiştir.

Tablo 2.6: Transformatör AC izolasyon ölçüm sonuçları

Ölçülen izolasyon	Test kV	mA	Watt	Ölçülen %PF(22°C)	20°C' ta %PF
CH	10	8,08	0,179	0,22	0,20
CHL	10	14,77	0,363	0,25	0,22
CH+CHL	10	22,86	0,536	0,23	-
CL	10	27,41	1,124	0,41	0,37
CL+CHL	10	42,20	1,479	0,35	-
CH+CL	10	35,50	1,268	0,36	-

Sargı tank arası izolasyon ölçümlerinde elde edilen değerler bir önceki değerlerle kıyaslanarak, değişiklik olup olmadığı kontrol edilir. Bu kıyas ilk fabrika değerine kadar uzanabilir. Eğer değişiklik var ise bu değişikliğin ne ölçüde olduğu ve neden kaynaklandığı araştırılır. Primer sargıda meydana gelebilecek bozulma, primer ile sekonder sargı arasındaki ve primer tank arasındaki kapasiteyi de etkileyecektir. Eğer sorun var ise diğer testler ile de bu durum teyit edilerek bir sonuca varılabilir.

Ayrıca %PF testi izolasyon yağı üzerinde de uygulanmaktadır. Transformatör ağırlığının yaklaşık %25'inde yağ bulunur. Örneğin 100 MVA gücündeki bir transformatörün toplam ağırlığı 122 ton iken bu ağırlığın 27 tonu yağa aittir. Yağ, transformatörlerde izolasyonu sağlama ve soğutma amaçlı kullanılmaktadır. Transformatörlerde mineral yağlar kullanılmaktadır. Yağın izolasyonu, nem, su ve içeriğindeki yabancı kimyasal maddelerin oranına göre değişiklik gösterir. Tablo 2.7'de transformatör ana tankından ve kademe tankından alınan örnek üzerinde yapılan %PF testleri neticesinde ölçülen değerler gösterilmiştir.

Tablo 2.7: Yağ %PF ölçüm sonuçları

Ölçülen İzolasyon	Test kV	mA	Watt	Ölçülen %PF(22°C)	20°C' ta %PF
Tank Yağ(22°C)	10	0,755	0,004	0,053	0,051
Kad. Yağ(22°C)	10	0,725	0,007	0,097	0,094

Transformatörlerde genellikle yük altında kademe değiştiricinin bulunduğu kısım tank içerisinde demir perde ile ana tanktan ayrılır. Bunun nedeni ise kademe değiştirici hareketli bir yapıya sahip olduğundan ve yük altında kademe değiştirme işlemi esnasında oluşan arklardan dolayı, kademeye ait izolasyon yağı daha çabuk kirlenmektedir. Bu nedenle tank yağı ile kademe yağı tank içerisinde ayrı bölmelerde bulunur. Yukarıdaki değerlerden de anlaşılacağı üzere, kademeye ait yağın %PF'si tank yağına oranla nispeten daha yüksek, yani izolasyon yönünden daha zayıf bulunmuştur. Daha eski transformatörlerde bu fark ciddi derecelerde yüksektir.

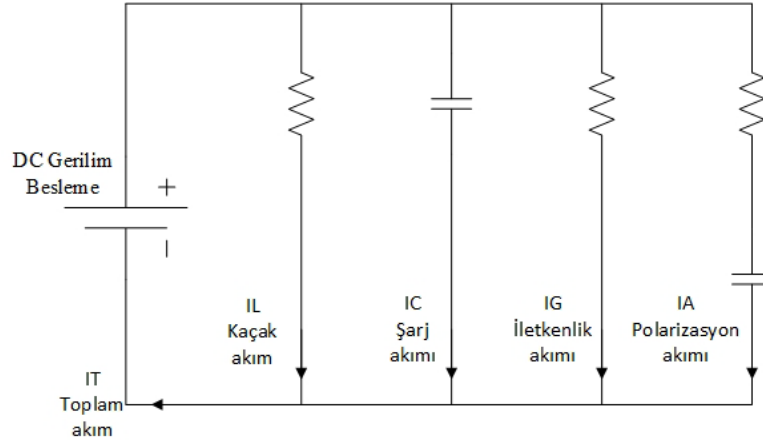
2.3.4 DC İzolasyon Testleri

İzolasyon direnci IEEE standardında “Kullanılan malzemeler ve uygulama teknikleri bakımından izolasyonun tipinin ve durumunun bir fonksiyonudur” şeklinde tanımlanmıştır. Genellikle izolasyon yüzey alanının iletkenliğiyle değeri değişmektedir. Ohm kanununa göre direnç eşitlik (2.18)'deki gibi olduğundan dolayı, direnç değerinin hesabı eşitlik (2.19)'daki gibi olacaktır.

$$U = \frac{I}{R} \quad (2.18)$$

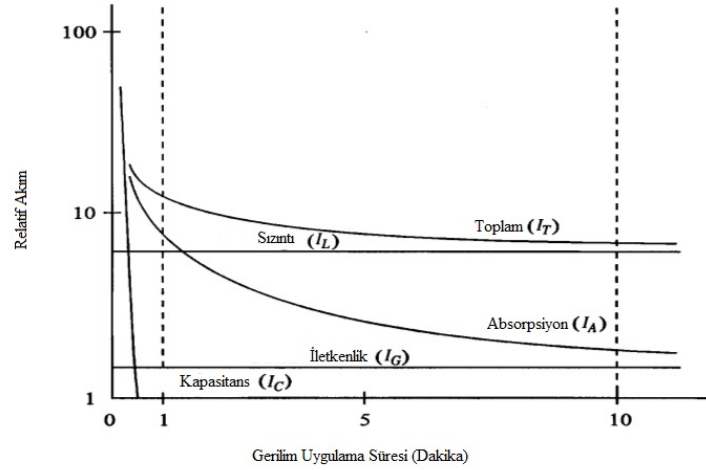
$$R = \frac{U_{DC}}{I_T} \quad (2.19)$$

İzolasyon direnci dielektrik malzemeye uygulanan gerilimin toplam akıma bölünmesiyle elde edilir. Toplam akım ise kaçak akımlar I_L , şarj akımları I_C , polarizasyon akımı I_A ve iletkenlik akımı I_G 'nin toplamından oluşmaktadır. Şekil 2.24'te DC izolasyon prensip elektrik devre şeması gösterilmiştir.



Şekil 2.24: DC izolasyon elektrik devre şeması (IEEE43 2006)

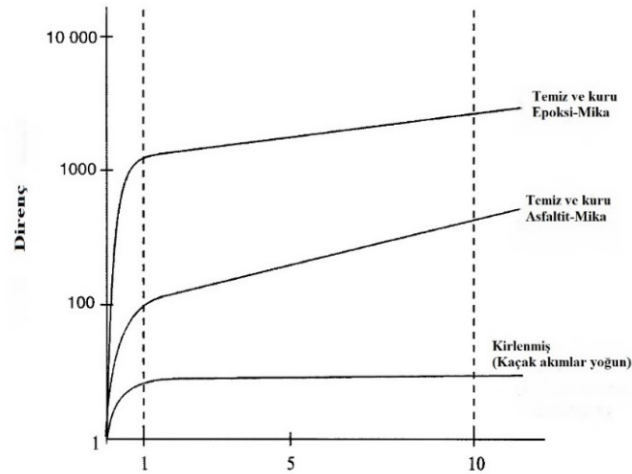
Polarizasyon akımı, moleküler polarizasyon ve elektron sürtünmelerinden kaynaklanan, başlangıçta yüksek ve zamanla neredeyse sıfıra düşen, izolasyon sisteminde kullanılan birleştirme türüne göre değişen akımdır. İletkenlik akımı, zamanla değeri değişmeyen, izolasyon gövdesinin topraklanmış yüzeyinden, yüksek gerilim iletkenine geçen akımlardır. Kapasite akımı ise üssel olarak azalır ve ölçüm cihazının iç direnci ile sargının geometrik yapısına bağlıdır. Kaçak akımlar ise zamanla sabit ve genellikle sargı sonlarında izolasyon malzemesinin yüzeyinden geçen akımlardır. Kaçak akımların genliği, sıcaklık, nem ve izolasyon malzemesine göre değişiklik gösterir. Şekil 2.25'te verilen grafikte izolasyon direncini ölçebilmek için gerekli toplam akımın ve diğer akımların zamanla değişimi gösterilmiştir.



Şekil 2.25: DC izolasyon akımları grafiği (IEEE43 2006)

İzolasyon direnci ilk gerilim uygulandığı anda hızla yükselir ve zamanla değeri logaritmik olarak azalır. Transformatörlerde kullanılan izolasyon malzemesinin yapısına göre bu yükseliş bazen birkaç saat sürebilirken, bazı malzemelerde on, on beş dakika arası sürmektedir. Epoksi mika, polyester mika gibi bazı izolasyona sahip olan yerlerde ise bu eğilim dört dakika civarındır.

Polarizasyon endeksi, onuncu dakika direnç değerinin, birinci dakika direnç değerine bölünmesiyle elde edilir. Bu değer karakteristik direnç eğrisi göz önünde bulundurularak transformatörün izolasyon durumu hakkında karar vermeye yardımcı olur. Dielektrik absorpsiyon oranında ise polarizasyon (absorpsiyon) akımına göre bir değerlendirme yapılır. İlk otuzuncu saniye ve altmışıncı saniye değerlerine göre bir değerlendirme yapılır. Şekil 2.26'da üç farklı izolasyon yüzey durumlarına ait izolasyon direnci değişimleri bir grafik üzerinden verilmiştir.



Şekil 2.26: Yüzey durumuna göre DC izolasyon örnekleri (IEEE-43 2006)

Transformatörlerde izolasyon direnci primer, sekonder sargılarla tank arasında ve primer sekonder sargılar arasında ölçülmektedir. Ayrıca transformatörün nüvesine ait topraklama bağlantıları bir cep içerisinde transformatörün üzerine çıkarılmışsa, çekirdek toprak bağlantısını da ölçmek gereklidir.

%PF ölçümlerinde çıkan sonuçlar DC izolasyon sonuçları ile teyit edilir. %PF'si iyi durumda olan bir transformatörün, izolasyon direncinin kötü çıkması beklenmez, ancak bazı ekstrem durumlarda ikisi farklı değerler verebilir, bu durumda araştırma testleri yapılması uygun olur.

İzolasyon direnci ölçümlerinde, ölçümü etkileyen en önemli faktörler, rutubet, nem, kirlilik ve sıcaklıktır. Kaçak akımlar (I_L) yüzeyin kuru ve temiz olmasına göre değişiklik gösterir. İzolasyon yüzeyi nemli veya yağlı ise I_L artış göstereceğinden izolasyon direnci düşük olacaktır. Dolayısıyla bu durum polarizasyon endeksinde de görülecektir. Aynı şekilde bazı izolasyon malzemelerinin absorbe ettikleri nemin miktarına göre I_G akımı artacak ve bu durum izolasyon direncini kötü yönde etkin şekilde değiştirecektir. Ölçüm direnç olunca, sıcaklık ilk akla gelen etkidir. İki ölçüm arasındaki farklılıkları ortadan kaldırmak için, sargıların sıcaklıkları göz önünde bulundurulur. Elde edilen değerler 20 °C referans alınarak standartta verilen sıcaklık düzeltme katsayısı ile çarpılır ve ölçümler belirli bir sıcaklığa sabitlenir. Sıcaklık düzeltme katsayıları EK C Tablo 10.9'da verilmiştir.

Tüm bu ölçümler sonucunda, ölçülen değerlerin belirli bir limitin üzerinde olması beklenir. Transformatörlerde minimum izolasyon direncini hesaplamak için ise eşitlik (2.20)'den faydalanılır;

$$R_{\min} = \frac{C \cdot V}{\sqrt{kVA}} \quad (2.20)$$

Burada;

R : 20 °C'de ölçülen izolasyon direnci

V : Faz-Faz sargı gerilimi

kVA : Transformatörün gücü

C : Katsayı

olarak tariflenmiştir.

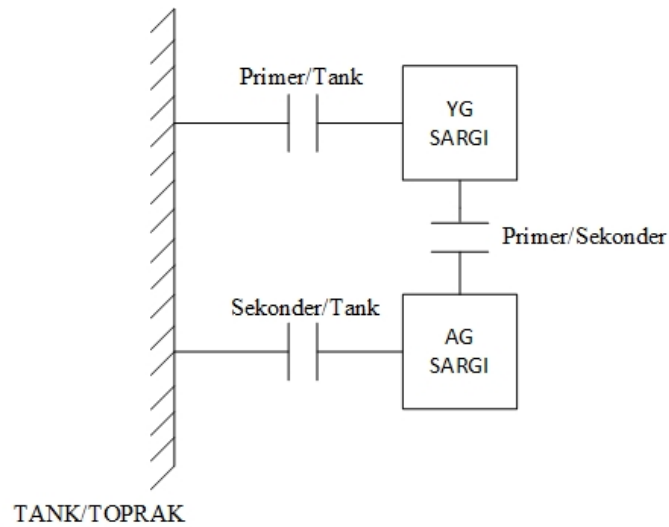
C katsayısı, yağ doldurulmuş transformatörlerde tek faz veya üç faz durumuna göre 0.8* veya 1.6**, kuru tip-kompunt veya sargısı açıkta bulunan transformatörler için 16* veya 30** olarak alınmaktadır. Burada “*” tek faz veya sargıları ayrı ölçülen transformatörleri, “**” ise üç faz veya sargıları birlikte ölçülen transformatörleri temsil etmektedir.

Örneğin 154/11 kV, 35 MVA’lık, Dyn1 bağlı bir transformatör için, primer toprak arası ölçümde olması gereken minimum izolasyon direnci;

$$R_{\min} = \frac{1,6 \cdot 154000}{\sqrt{35000}} = 1317\Omega$$

olarak hesaplanır.

Şekil 2.27’de izolasyon direnci ölçüm prensip şeması gösterilmiş ve gerçek bir transformatörden elde edilen ölçüm sonuçları Tablo 2.8’de verilmiştir.



Şekil 2.27: İki sargılı transformatör DC izolasyon ölçümü prensip şeması

Tablo 2.8: DC izolasyon ölçüm sonuçları

Ölçülen İzolasyon (Mega-Ohm)				
Ölçüm	Primer/Tank	Sekonder/Tank	Primer/Sekonder	Çekirdek/Tank
Yağ Sıc.(°C)	35	35	35	35
Süre (dk.)	10	10	1	1
Test Gerilimi (V)	5000	5000	5000	1000
15. Saniye	20200	26600	72200	-
30. Saniye	23800	30400	89000	-
45. Saniye	27300	34100	96000	-
1. dk.	29700	39900	100000	20000
10.dk	45000	75000	-	-
1 dk. (20 °C)	83160	111720	280000	56000
10 dk. (20 °C)	126000	210000	-	-
*DAR=60/30	1,25	1,31	1,12	-
**P.I.=10/1	1,52	1,88	-	-

*DAR : Dielektrik Absorpsiyon Oranı

**PI : Polarizasyon endeksi

PI ve DAR değerlerine göre standartlarda belirtilen değerlendirme kriterleri göz önünde bulundurulmaktadır. Elde edilen değer Tablo 2.9’da verilen değerlere göre karşılık bulur. Bu değerlendirmelerde çeşitli kaynaklarda farklılık göstermesine karşın en çok kabul gören değerlendirmeler Tablo 2.9’da verilmiştir.

Tablo 2.9: DC izolasyon ölçüm değerlendirme tablosu (Myers ve diğ. 1981)

İzolasyon Durumu	Polarizasyon Endeksi (PI)
Tehlikeli	PI<1
Zayıf	1<PI<1.10
Şüpheli	1.10<PI<1.25
Orta	1.25<PI<2
İyi	PI>2

Bütün teçhizatlar için IEC 60085-1 standardında belirtilen izolasyon sınıflarına göre olması gereken minimum polarizasyon endeksi Tablo 2.10’da verilmiştir (IEEE-43 2006).

Tablo 2.10: İzolasyon sınıfına göre polarizasyon endeksi tablosu

İzolasyon Sınıfı	Minimum Polarizasyon Endeksi (PI)
A	1.5
B	2
F	2
H	2

Bazı firmalar bu detaylandırmayı daha basite indirgeyerek, kendi sınıflandırmalarını yapabilmektedir. Tablo 2.11’de bu sınıflandırmalar verilmiştir (Chauvin-Arnoux 2010, Megger 2006).

Tablo 2.11: Bazı firmalara ait PI ve DAR değerlendirme tablosu

İzolasyon Durumu	Polarizasyon Endeksi (PI)
Problem	PI<2
İyi	2<PI<4
Mükemmel	PI>4
İzolasyon Durumu	Dielektrik Absorbsiyon Oranı (DAR)
Şüpheli	DAR<1.25
Problem yok	1.25<DAR<1.60
Mükemmel	DAR>1.60

2.3.5 Sarım Oranı Testi

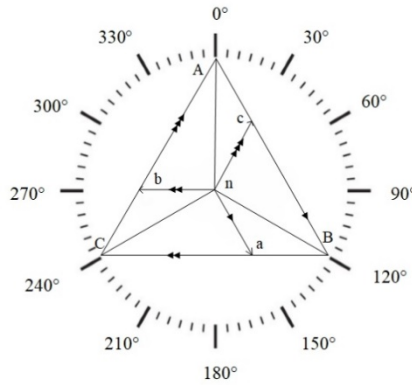
Transformatör sargı sarım sayılarının projeye uygun olup olmadığını, transformatör sargılarında iletken kopukluğu ya da kısa devre arızası olup olmadığını kolayca tespit edebilir. Temel olarak primer (YG) sarım sayısının, sekonder (AG) sarım sayısına oranı şeklindedir. Köprü yöntemi veya dijital cihazlarla ölçümü gerçekleştirilir. Eşitlik 2.21 yardımı ile hesaplanır.

$$\text{Teorik Çevirme Oranı} = \frac{\text{Yüksek Gerilim Sargısı Gerilimi}}{\text{Alçak Gerilim Sargısı Gerilimi}} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.21)$$

Ölçüm tek fazlı olarak sargı çiftleri arasında yapılabilir. Ölçme sırasında aynı magnetik akının aktığı sargı çiftleri arasındaki çevirme oranı ölçülebilir. Yani vektör diyagramında birbirine paralel olan sargı çiftleri arasında çevirme oranı ölçülebilir.

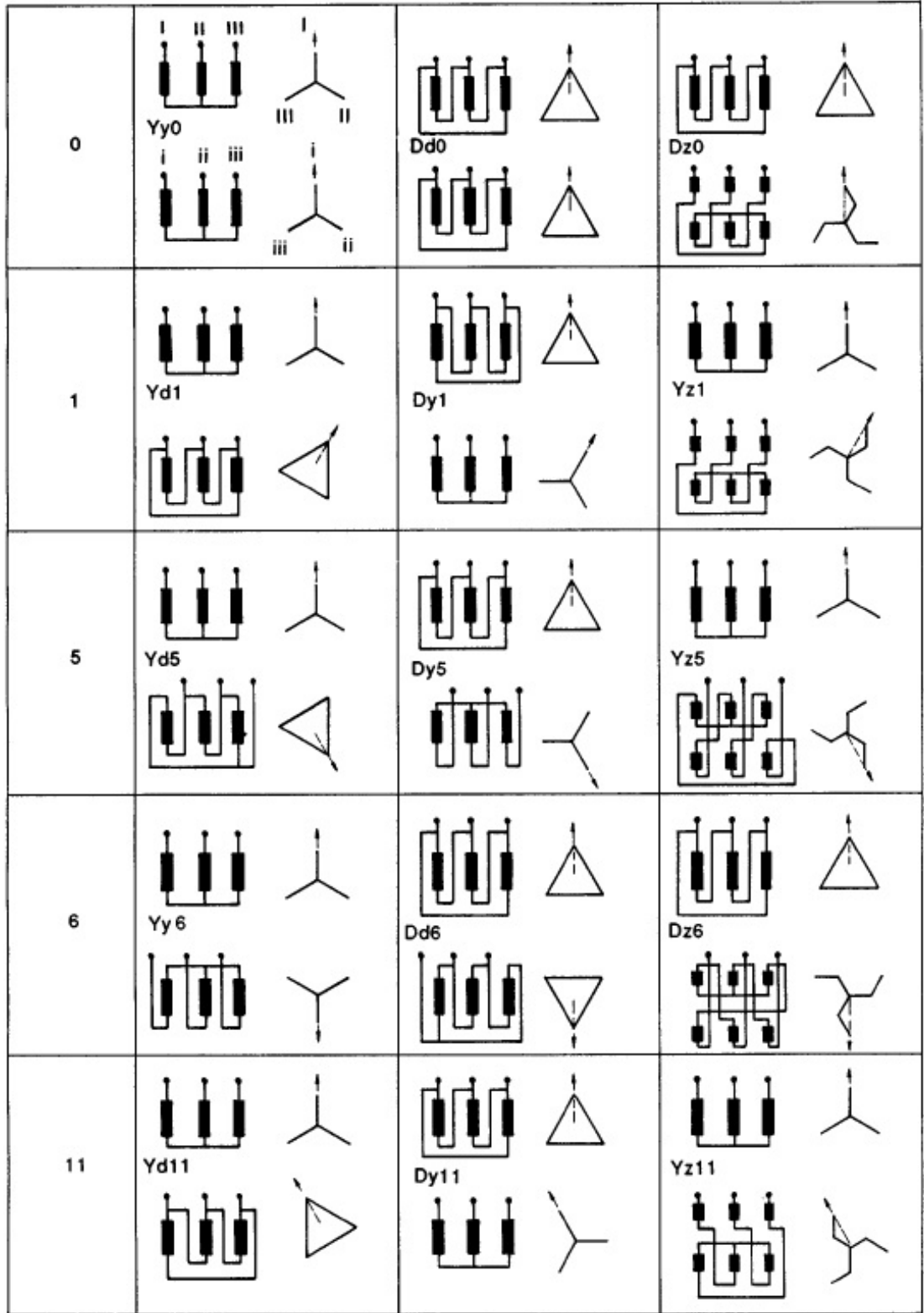
Köprü yöntemi ile test yapılabilmesi için öncelikle transformatörün bağlantı grubunun bilinmesi ve fazör diyagramlarının incelenmesi gerekmektedir. Boşta çevirme oranındaki sapma $\leq \pm \% 0,5$ olmalıdır (IEEE C57.12.90 1987).

Bağlantı grubunun tespit edilmesi için transformatörün bağlantı yapısı incelenmelidir. Transformatör bağlantı şekilleri yıldız, üçgen veya zikzak bağlantı yapısında olabilirler. Primer ve sekonder arasındaki faz açısı 0° ile 360° arasında değişir. Örneğin, saat yönü ve açıları dikkate alındığında, Dyn5 bağlantı grubuna ait bir transformatör için primer sargısı üçgen, sekonder sargısı yıldız olacaktır. Bu iki sargı arasında 150° ($5 \times 30^\circ$) faz farkı vardır. Şekil 2.28’de Dyn5 bağlantı grubuna sahip transformatör vektör diyagramı verilmiştir.

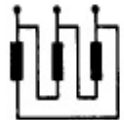
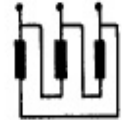
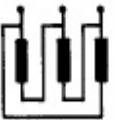
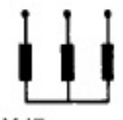
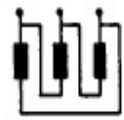
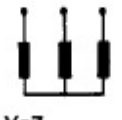


Şekil 2.28: Dyn5 bağlantı grubuna sahip transformatör vektör diyagramı

Şekil 2.28’de üçgen ve yıldız bağlantısı çizilerek, saat yönünde açılar verilmiştir. Üçgen bağlantılı olan primer sargısının A fazını sıfır derece kabul ederek saat yönüne doğru ilerlediğimizde B faz 120° olacaktır. Sekonder yıldız bağlantılı olduğu için a fazı, primer A faza göre 150° ileride olacaktır. Böylece paralel vektör grupları belirlenerek sarım oranı için gerekli akım akacaktır. Dijital cihazlar bağlantı grubunu otomatik olarak saptayabilmektedirler. Benzer yaklaşımlarla diğer tüm vektör grupları da kolaylıkla saptanabilir. IEC-60076-1 standardında üç fazlı transformatörlere ait genel bağlantı şemaları verilmiş olup Şekil 2.29’da gösterilmiştir.



Şekil 2.29: IEC 60076-1 standardında verilen üç fazlı transformatörlere ait genel bağlantı şemaları

2		 Dd2 	 Dz2 
4		 Dd4 	 Dz4 
7	 Yd7 	 Dy7 	 Yz7 
8		 Dd8 	 Dz8 
10		 Dd10 	 Dz10 

Şekil 2.29: IEC 60076-1 standardında verilen üç fazlı transformatörlere ait genel bağlantı şemaları (devam)

2.3.6 Sargı Direnci Testi

Transformatör sargı direnci (DC Direnç) testlerinin amacı, transformatör sargı kısa devrelerini, ek yerlerindeki kötü teması, kademe kontaklarının durumunu, sargı, sipir kopukluklarının tespit edilmesi için yapılır.

Aynı kademede ölçülen DC direnç değerleri, sıcaklık değerleri ile dikkate alınarak fabrika test değerleri veya bir önceki test değerleri ile mukayese edilir. Her kademede fazlar kendi aralarında değerlendirilir. Kademeler arası değerlerin istikrarlı olarak artma veya azalma göstermesi gerekir. Direnç farklılıkları yukarıda belirtilen arızalardan birinin ya da birkaçının göstergesidir. Öncelik sırasına göre detaylı testler ve kontroller yapılarak arıza kaynağı tespit edilir.

Sıcaklık, direncin değişmesinde en önemli etken olduğundan dolayı ölçümleri sıcaklıktan bağımsız hale getirmek için eşitlik (2.22) kullanılır.

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{235 + t_2}{235 + t_1} \quad (2.22)$$

Burada 235 değeri IEC standardında bakır için verilen sabit değerdir.

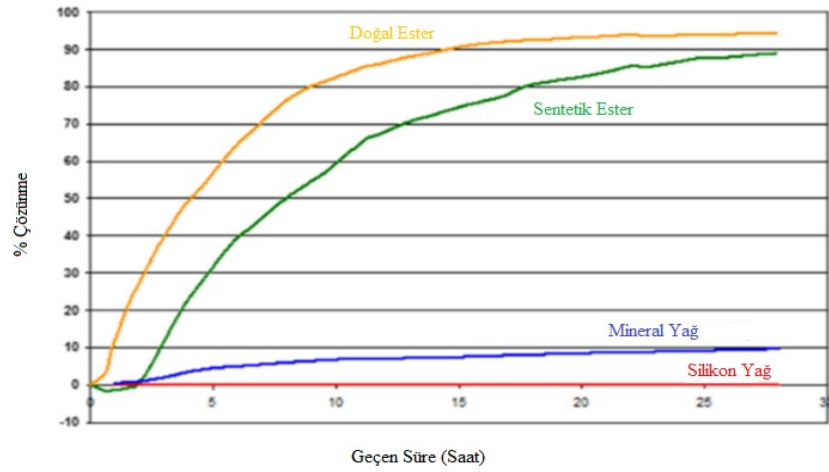
Sargı direnci ölçümleri genellikle köprü tekniği, voltmetre-ampermetre yöntemi veya mikro-ohmmetre'den faydalanılarak ölçülür. Ölçülecek direnç değerleri 1 ohm'un üzerinde ise Wheatstone köprüsü, 1 Ohm'un altında ise Kelvin köprüsü veya mikro-ohmmetre tercih edilmelidir. Ölçülen sonuçlar bir önceki değerler ile karşılaştırılır. Sargılarda herhangi bir gevşeklik veya iç bağlantılarda bir kırıklık var ise değerler yüksek çıkacaktır. Bazı standartlara göre fazlar arası fark veya bir önceki ölçüme göre sıcaklıkla düzeltilmiş değerleri % 5'i geçmemelidir.

2.3.7 Yağ Dielektrik Dayanım Testi

Sahada yapılan testlerden biriside transformatör tankının içerisindeki yağdan numune alınarak, dielektrik dayanım diğer bir adıyla delinme gerilimi testleridir. Yağ deyince akla izolasyon sağlayan sıvılar gelmektedir. Dünyada kullanılan izolasyon

yağları başlıca; mineral yağlar, yüksek moleküler ağırlıklı hidrokarbon akışkanlar, silikon akışkanlar, sentetik ester akışkanlar ve doğal ester akışkanlardır.

Transformatörlerde genellikle mineral yağlar kullanılmakta olup parafin ve nafta bazlı olmak üzere iki çeşidi vardır. Naft bazlı yağlar parafin bazlı olanlara göre daha çabuk oksidasyona uğrar. Bu oksidasyon sonucu oluşan ürünler, (çamurlaşma gibi) daha çabuk çözünür ve transformatörün dibine çökmez. Bu durumda transformatörün içerisinde sirküle olan yağ ile birlikte dolaşır ki bu da istenmeyen bir durum oluşturur. Dolayısıyla parafin bazlı yağlar daha çok tercih edilmektedir. Transformatörlerde kullanılan yağ çeşitlerinin bir gün içerisindeki yüzde çözünürlük durumları Şekil 2.30’da gösterilmiştir.



Şekil 2.30: Yağların gün içindeki çözünürlük grafiği (Boss Online)

Transformatör içerisinde bulunan yağ, zamanla izolasyon özelliğini yitirir. Transformatörün maruz kaldığı arızalar veya kademe şalterinin hareketleri sonucu oluşan arklardan kaynaklı bozucu etkiler yağın izolasyon özelliğini yıpratır. Bu durumu takip edebilmek için sahada veya laboratuvarlarda yağın dielektrik dayanım testi yapılır. Ayrıca bununla birlikte gaz ve kimyasal analiz testleride yapılmaktadır. Şekil 2.31’de yağların kirlilik durumuna ait bir görsel verilmiştir. Görüldüğü gibi izolasyonu iyi olan bir yağ ilk başta açık sarı renkte olup zamanla oluşan karbonlar vb. durumlardan dolayı koyu bir renge dönüşüp kötü bir hale gelmektedir.



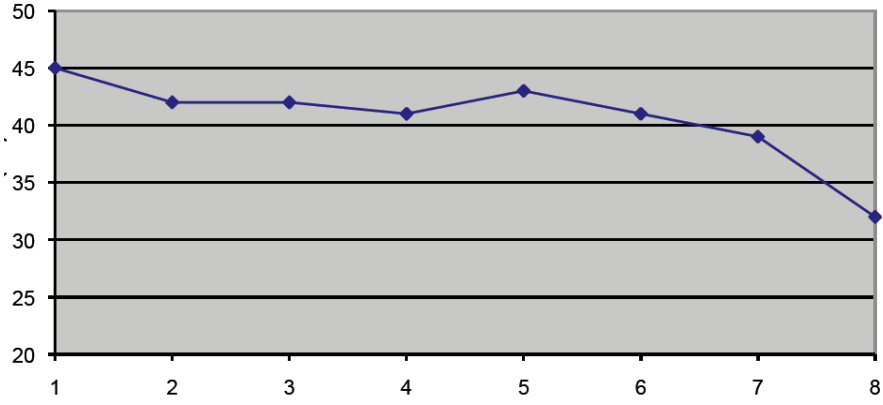
Şekil 2.31: Yağların giderek kirlenmiş hali (açık renkten koyu renge doğru)

Dielektrik dayanım testi yapılış itibarı ile hem çok basit hem de çok dikkat isteyen bir testtir. Transformatör tankından test kabına yağ numunesi alındığı esnada içerisine yabancı bir cisim, su, toz, nem vb. girmemesine dikkat edilmelidir.



Şekil 2.32: Dielektrik dayanım cihazı yağ test kabı

Test kabına alınan yağ numunesi ölçüm cihazının içerisine yerleştirilir. Yağ en az bir saat dinlendirilmelidir. Şekil 2.32’de görüldüğü gibi bir kap içerisine iki elektrot belirli bir mesafede yerleştirilerek içerisine yağ doldurulur ve elektrotların uçlarına doğru akım uygulanarak bir atlama oluşana kadar gerilim yükseltilir. Atlama oluşunca akım hemen kesilir. Bu gerilimin atlama anındaki değeri testin sonucu olup standardın verdiği değerlerle karşılaştırılır. Bu değerler, değişik normlarda veya yağın üreticisinin kataloğunda bulunabilir. Bu normlarda ayrıca elektrotların büyüklükleri, şekli, uygulanacak gerilim, uygulama sayısı, yağın test sırasına karıştırılıp karıştırılmayacağı ve aralarındaki mesafe belirtilmiştir. Ölçülen değerler kayıt altına alınarak yağın yaşlanması takip edilir. Delinme gerilimi belirlenen limit değer altına düşünce, temizleme işlemi veya işletme şartlarına göre yeni yağ ile değiştirilir. Şekil 2.33’te bir izolasyon yağına ait delinme geriliminin zamanla değişimi gösterilmiştir.



Şekil 2.33: İzolasyon yağının zamanla delinme geriliminin düşmesi (Megger 2006)

Standartlarda testlerin nasıl yapılacağı açıkça belirtilmiş olup yeni yağ dolu transformatörlerde delinme gerilimlerine ait sınır değerler Tablo 2.12’de verilmiştir.

Tablo 2.12: Yeni yağ dolu transformatörlerde, izolasyon yağının sınır değerleri (Sezer 2014)

ÖZELLİKLER	Yüksek Gerilimli Donanımlar İçin (kV)		
	<72.5	72,5-170	>170
Görünüş	Temiz olacak, tortu ve asıltı maddeler bulunmayacak		
Renk	≤2.0	≤2.0	≤2.0
Delinme Gerilimi (kV)	>55	>60	>60
Su Miktarı (ppm)	<20	<10	<10
Asitlik (mg KOH/g)	≤0.03	≤0.03	≤0.03
%PF 90 °C	≤1.5	≤1.5	≤1.0
Dielektrik kayıp faktörü (90 °C ve 40 Hz ile 60 Hz)	≤0.015	≤0.015	≤0.015
Direnç (90 °C’ de GΩm)	≥60	≥60	≥60
Oksidasyon Kararlılığı	IEC 60296’ ya uygun olmalıdır.		
İç Yüzey Gerilimi (dyn/cm)	≥35	≥35	≥35
Toplam PCB*	Toplam PCB<2 veya hiç bulunmamalıdır.		
Partikül	Büyüklik ve miktar belirlenir.		

* PCB: Poliklorlu Bifenil: PCB’li yağlar daha önceleri transformatörlerde izolasyon yağı olarak kullanılmakta iken çevreye ve kişiye olan zararları nedeniyle ilgili bakanlık tarafından kullanımı yasaklanmıştır. Yeni izolasyon yağlarında olması istenmez veya eser miktarda bulunmalıdır.

3. YAĞDA ÇÖZÜNMÜŞ GAZ ANALİZİ VE DEĞERLENDİRME YÖNTEMLERİ

3.1 Yağda Çözünmüş Gaz Analizi

Transformatör günümüz koşullarına göre ekonomik sayılmayan fiyatlarda üretilmektedir. Bu durum karşısında test, koruma vb. gibi uygulamalar önem kazanmaktadır.

Transformatörlerde kullanılan mineral yağlar üzerinde gaz analizi ve kimyasal analiz testleri kimya yönünden incelemeyi esas alır. 100 MVA'lık bir transformatörde yaklaşık 22 ton yağ olduğu düşünülürse ve yağın litresinin ortalama 6 dolar olduğu kabul edilirse, ortaya çıkan tutar 132 bin dolar olur ki bu bile transformatörün ekonomik boyutunu ortaya koyar.

Gaz analizleri, arızaların tespiti ve transformatörlerin rutin kontrolleri ile ileride oluşabilecek arıza ve hasarların erken teşhisi için oldukça önemlidir. Yeni ve onarılmış transformatörleri kontrol etmek, işletmedeki kullanım hatalarını belirlemek ve erken uyarı bilgileri almak amacıyla yapılır.

Yağda çözünmüş gaz analizi (Dissolved Gas Analysis-DGA) testi resmi veya ticari laboratuvarlarda ASTM yöntemine göre gaz kromatograf cihazı ile yapılmaktadır. Şekil 3.1'de (a) gaz kromatograf cihazı ve (b) tüp yardımı ile gazların cihaza verildiği düzenek görülmektedir.



(a)

(b)

Şekil 3.1: (a) Gaz kromatograf cihazı ve (b) tüp yardımı ile gazların cihaza verildiği düzenek

DGA testleri ile transformatörlerde; Kısmi deşarj, elektriksel deşarj, kontakların kömürleşmesi, selülozik bozunma, yerel aşırı ısınmalar, kademe tankından ana tanka olan sızmalar, malzemelerin katalitik reaksiyonları, yeni oluşmaya başlayan arızalar ve 150 °C altında seyreden uzun soluklu sıcaklıklar belirlenebilir (Atanasova 2012). Transformatör kapalı bir sistem olduğundan dolayı, çeşitli nedenlerle oluşan gazlar yağın içerisinde çözülmüş halde ya da serbest halde bulunurlar. Transformatörden alınan yağ numunesi tüm bu gazları içerisinde barındırmakta ve çeşitli test yöntemleri ile içerisindeki gazlar tespit edilerek farklı değerlendirme yöntemleri ile transformatör hakkında sağlıklı kararlar verilmektedir.

3.1.1 Gazların Oluşumu

İşletme sırasında transformatör ve diğer elektrik donanımında meydana gelen; kimyasal, fiziksel, elektriksel, termik ve mekanik olaylar sonucunda, yağ, kâğıt ve tahta gibi yalıtım maddeleri bozunur. İzolasyon malzemeleri bir dizi kimyasal reaksiyonlardan geçtiği esnada veya sonrasında ortaya yeni bileşenler çıkar. Gazların oluşumuna neden olan başlıca olaylar;

- Elektriksel arızalar (ark ve kısmi deşarjlar),
- Termik arızalar (sıcaklığın aşırı yükselmesi),
- Yağın bozulması (yüksek sıcaklık ve yağ ömrü),
- Selülozun bozulması (yüksek sıcaklık veya yaşlanma),
- Diğer gaz oluşumları,

şeklinde sıralanabilir.

DGA neticesinde açığa çıkan gazlar ve sembolleri Tablo 3.1’de verilmiştir;

Tablo 3.1: DGA neticesinde ortaya çıkan başlıca gazlar ve sembolleri

Kullanılan Semboller ve İsimleri		
Nitrojen (N ₂)	Oksijen (O ₂)	Hidrojen (H ₂)
Karbon monoksit (CO)	Karbondiyoksit (CO ₂)	Metan (CH ₄)
Etan (C ₂ H ₆)	Etilen (C ₂ H ₄)	Asetilen (C ₂ H ₂)

3.1.2 Yağın Bozunması

Mineral izolasyon yağları, farklı hidrokarbon moleküllerin içerdiği CH_3 , CH_2 , CH gibi kimyasal grupların moleküler bağ kurmasıyla oluşurlar. Elektriksel veya termal deşarjlar neticesinde karbon-hidrojen veya karbon-karbon bağlarının kopmasıyla ortaya H , CH_3 , CH_2 , CH vb. gibi birçok kombinasyonda serbest moleküller çıkmaktadır. Bu moleküller hızlı bir şekilde tekrar bir kompleks kimyasal reaksiyona girerek, hidrojen (H-H), metan ($\text{CH}_3\text{-H}$), etan ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), etilen ($\text{CH}_2\text{-CH}_2$), asetilen (CH-CH) veya karbon katı parçacıkları oluştururlar.

Kısmi deşarj veya korona deşarjı gibi düşük enerjili deşarjlar, C-H bağlarını (338 kJ/mol) kopararak hidrojen artışına sebep olurlar. Karbon-karbon bağlarını koparmak için ise daha yüksek sıcaklıklara ve enerjiye ihtiyaç duyulur. Örneğin C-C tek bağ yapısını koparabilmek için 607 kJ/mol gibi bir enerji gerekirken, C=C çift bağlı yapısını koparabilmek için 720 kJ/mol enerji gerekir. Etilenin oluşma sıcaklığı, metan ve etana göre daha yüksektir ($> 500\text{ }^\circ\text{C}$). Asetilenin oluşabilmesi için yağ sıcaklığının 800-1200 $^\circ\text{C}$ ye kadar yükselmesi gerekir. Bu nedenle asetilen gazı sadece yüksek enerjili deşarjlarda (arklarda) oluşur. Bu esnada iyonize olan iletken kanallarının sıcaklığı birkaç bin dereceye kadar çıkabilir.

Oluşan gazlar yağ içinde çözünmeye başlar. Eğer gaz miktarı fazlaysa veya yağ doyuma ulaşmışsa, gazların büyük bir kısmı çözünmeden yağı terk ederek transformatörün üst kısımlarında Bucholz rölesinde toplanmaya başlar. Tablo 3.2’de gazlar ve oluşum sıcaklıkları verilmiştir (Çalı ve diğ. 2014).

Tablo 3.2: Gazların oluşum sıcaklıkları

Gaz	Sıcaklık $^\circ\text{C}$
H_2	<500
CH_4	<500
C_2H_6	<500
C_2H_4	>500
C_2H_2	$>800\text{-}1200$
CO	$>105\text{-}300$
CO_2	$>105\text{-}300$
Karbon parçacıklar	$>500\text{-}800$

3.1.3 Selülozik Malzemenin Bozunması

Selüloz yapıdaki kâğıt, tahta ve presbort gibi katı yalıtım maddelerinin polimetrik zincirinde, çok sayıda anhidroglikoz halkalar vardır. Bu halkalarda bulunan C ve O atomları arasındaki moleküler ve glikosidik bağlar fazla güçlü değildir. Bu bağlar daha düşük sıcaklıklarda koparlar. Eğer sıcaklık 105 °C'nin üzerine çıkarsa polimer zincirde önemli oranda kopmalar başlar. Sıcaklık 300 °C'yi geçtiğinde kopmalar tamamlanır. Bu olaylar sırasında CO ve CO₂ gazları ile su oluşur. Açığa çıkan CO ve CO₂ gazlarının miktarı sadece sıcaklık artışına bağlı değildir. Aynı zamanda kâğıttaki nem oranı ve yağ ile ilgilidir. Kâğıttaki bozulma polimerizasyon derecesi ile ilgilidir. Ayrıca polimerizasyon derecesini belirlemek için transformatörün üst kapağı açılarak kâğıttan küçük bir örnek alınmalıdır. DFR testi tam bu noktada devreye girmekte ve izolasyon yapının nemini ölçerek bilgi vermektedir.

3.2 Hata Türleri

Transformatörlerde arıza sonucunda ortaya çıkan gazlar farklı gaz analiz yöntemleri ile değerlendirilerek arızanın kaynağı tespit edilmeye çalışılır. Gaz analiz yöntemlerinin genellikle kullandığı hata türleri deşarj ve ısınma şeklinde iki ana kısma ayrılabilir. Bu kısımlar kendi içerisinde üç gruba ayrılır. Kısmi deşarj, düşük enerjili deşarj ve yüksek enerjili deşarjlar ile oluştukları sıcaklık değerlerine göre termik arıza-1, 2 ve 3 olarak sınıflandırılır.

Kısmi deşarj genellikle izolasyonun delinmesi sonucu oluşan ark atlamalarıdır. Düşük enerjili deşarj (D1) yağın izole özelliğini kaybetmeye başlaması sonucu veya yağın yaşlanması sonucunda oluşan küçük veya bölgesel arklar iken yüksek enerjili deşarj (D2) düşük enerjili deşarjın ileri safhasında oluşan ve kısa devre arızasına götüren büyük çaplı arklardır.

Termik arıza (T1), transformatörün belirli bir süre aşırı yükte çalışması veya soğutmanın yetersiz olması nedeniyle 300 °C altında belirli gazların ortaya çıkması neticesinde oluşur. Termik arıza (T2) 300-700 °C arasındaki sıcaklıklarda nüvedeki saclar arasında, cıvata bulunan bağlantılarda vb. yerlerde görülmektedir. Termik

arıza (T3) ise 700 °C üzerindeki sıcaklıklarda nüve saclarında meydana gelen kısa devre sonucu veya şiddetli sirkülasyon akımları neticesinde ortaya çıkar.

Tablo 3.3'te arıza tanımlamalarında kullanılan terimlerin kısaltmaları verilmiştir.

Tablo 3.3: Arıza tanımlamaları için yapılan kısaltmalar tablosu

Arıza Türü	Anlamı	Oluştugu Sıcaklık
PD	Kısmi deşarjlar	-
D1	Düşük enerjili deşarjlar	-
D2	Yüksek enerjili deşarjlar	-
T1	Termik arıza-1	$T1 < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
T2	Termik arıza-2	$300\text{ }^{\circ}\text{C} < T2 < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
T3	Termik arıza-3	$T3 > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

3.2.1 Kısmi Deşarjlar

Soğuk plazma türü kısmi deşarjlardır. Kâğıt kısımda biriken x mumlarında, eğer kıvılcım şeklinde kısmi deşarj meydana gelirse, bu bölgelerde karbonize yollar açılarak küçük delinmeler yani atlamalar olur. Kontroller sırasında, bu küçük delikleri bulabilmek çok zordur.

3.2.2 Düşük Enerjili Deşarjlar

Yağda ve kâğıtta meydana gelen düşük enerji yoğunluklu deşarjlardır. Kâğıdın yüzeyindeki karbonize yollarda büyük atlamalar olur. Deşarjlar eğer yağda meydana gelirse, aynı yük altında kademe değiştirme şalterinde olduğu gibi karbonik partiküller oluşur.

3.2.3 Yüksek Enerjili Deşarjlar

Yağda ve kâğıtta meydana gelen güçlü deşarjlardır. Kâğıtta aşırı derecede karbonlaşma ve hasarlar oluşur. Çok güçlü deşarjlar sırasında, metal kısım erir ve yağda aşırı derecede karbonlaşma meydana gelir. Bazı durumlarda, arızalı bölgede yüksek enerjili deşarj akımlarının oluşmasıyla birlikte transformatör devre dışı kalabilir.

3.2.4 Termik Arızalar (T1, T2 ve T3)

Termik arıza durumunda sıcaklığın çok yüksek olduğu nokta veya bölgeler meydana gelir. Bu durum izolasyon yağı ve kâğıt kısımların etkilenmesine sebebiyet verir. Sıcaklık yükseldikçe arıza ve hasarın boyutu da büyümektedir.

Genellikle termik bozulma sıcaklık miktarına göre T1, T2 ve T3 olmak üzere üç kısımda sınıflandırılmaktadır. 300 °C'nin altında kâğıt kahverengiye dönüşür. (T1), 300 °C'nin üzerinde; kâğıt karbonize olur. (T2), 700 °C'nin üzerinde; yağ karbonize olur. (T3), 800 °C'nin üzerinde; metal kısım akkor hale gelir. 1000 °C'nin üzerinde metal kısım erir (IEEE-286 2000).

3.3 Temel Gaz Oranları (IEC)

3.3.1 CO₂/CO Oranı

Selülozik maddeler bozulmaya başladığı zaman CO₂ ve CO gazları ile birlikte çok az miktarda diğer yanıcı gazlarda oluşur. Yağ emprenyeli kâğıt izolasyonda, sıcaklık yükseldikçe bu gazların oluşumu hızla artar. Bu gazların oluşumuna neden olan başlıca olaylar şunlardır;

- Yağın normal yaşlanması sırasında oluşur.
- Hava ile birlikte transformatöre girerek, yağ içinde çözünür.
- Aşırı oksijen içeren yağın sıcaklığı yeterli düzeye ulaşırsa oluşur.

Atmosfere tamamen kapalı olan transformatöre normalde hava giremez ancak delik veya kaçak noktalarından sızabilir. CO_2/CO oranını hesaplamadan önce havadan gelen CO_2 miktarı ilave edilmelidir. Eğer CO_2/CO oranı < 3 ise; genellikle yağ kısmında bozulmalar söz konusudur. Transformatör ilk işletmeye alındığı yıllarda, CO_2/CO oranı genellikle < 7 çıkar. Normal yaşlanma sürecinde veya yüksek sıcaklığa bağlı termik arızalarda, arklar meydana geldiğinde bu oranların yükselmesi beklenir.

3.3.2 O_2/N_2 Oranı

Arıza yorumu sırasında, azot ve oksijen gazları kılavuz gaz olarak dikkate alınmaz. Ancak sistemdeki kaçaklar, aşırı basınç, transformatör basıncı ve sıcaklık değişimlerinde çok önemli bilgiler verir. Yağ ve selüloz malzemenin oksidasyona uğramasından, yani yaşlanmasından oksijen sorumludur. Bu nedenle mümkün olan en düşük seviyeye indirilmesi gerekir. Oksijen gazlarındaki yükselmeler, sistemdeki kaçak noktalardan hava girdiğini göstermektedir. Örneğin; genişleme tankındaki diyaframın delinmesi, bağlantı yerlerinin gevşemesi veya contaların bozulması oksijen girişini artırır. Oksijendeki hızlı düşüşler; yağ özelliğinin değiştiğine işaret edebilir. Eğer diğer gazlarda oluşuyorsa, aşırı ısınmaların olduğunu gösterebilir. Atmosfere açık transformatörlerde ise genişleme tankından havayla birlikte oksijen ve azot gazları girer. Ayrıca transformatördeki delik ve kaçak noktalardan hava sızabilir. Denge noktasına ulaştığında, yağdaki O_2/N_2 oranı aynen havadaki gibidir. Yağdaki oran hesaplanırken; azot ve oksijenin Ostwald çözünürlük katsayıları dikkate alınmalıdır. Azot gazının yağdaki çözünürlüğü, oksijene kıyasla yaklaşık iki kat daha fazladır ve bu oran yaklaşık 0,5 olarak bulunur. Özellikle atmosfere açık transformatörlerde O_2/N_2 oranı 0,3'ten küçük ise, bu durum yağın oksidasyona uğradığına işaret eder.

3.3.3 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$ Oranı

Güç transformatörlerinde bulunan yük altında kademe değiştiriciler çalıştıkları zaman, düşük enerjili deşarjlar meydana gelir. Bu sırada bazı gazlar

oluşur. Eğer kademe tankı ile ana tank arasında yağ veya gaz geçişi oluyorsa, ana tanktaki yağ kirlenir. Bu durum yanlış yoruma neden olabilir. Ana tanktaki C_2H_2/H_2 oranı $2/3$ ' ten büyükse yani $>0,67$ ise; bu durum kademe tankından ana tanka gaz veya yağ sızdığını gösterir. Yani şalter kontaklarındaki deşarjlar sonucunda oluşan gazlar, ana tanktaki yağı kirletmiştir. Bu durumu anlamak için ana tank ve kademe tankından ayrı ayrı yağ örneği alınıp çözünmüş gaz analizi yapılmalıdır.

C_2H_2/H_2 oranını ve buna etki eden asetilen miktarını iki durum belirler; birincisi kademe değiştiricinin çalışma sayısı ve ikincisi ana tankın hangi düzeyde kirlendiğidir.

3.3.4 C_3 - Üç Karbonlu Hidrokarbonlar

IEC-60599 standardında, gaz analiz sonuçları yorumlanırken, bir ve iki karbonlu gazlar dikkate alınmaktadır. Bazı değerlendirme yöntemlerinde, bu gazların tamamlayıcı ve yararlı bilgiler verdiği, aynı zamanda arıza tespitinde daha güvenli sonuçlar alındığı belirlenmiştir. Ancak üç karbonlu gazlar yağ içerisinde çok iyi çözündükleri için bunları yağdan çıkarmak oldukça zordur. Bundan dolayı, analiz sonuçları büyük oranda ekstraksiyon yöntemine bağlı kalmaktadır.

3.4 Gaz Analiz Yöntemleri

Analiz aşaması üç farklı teknik üzerine değişik yöntemler uygulanarak yapılmaktadır.

Oran tekniğinde, ölçülen gaz miktarlarının oranlanmasıyla faydalanılır. IEC 60599 standardında beş gaz ve üç oran (Bkz. IEC-60599 Yöntemi) önerilmektedir. Bu gazlar sıcaklıkla ortaya çıkmaktadırlar. Bu tekniğin en büyük dezavantajlarından birisi ise aynı anda farklı hata türleri olduğu zaman analizin hatalı olmasıdır.

Grafikle gösterim tekniği, CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 gazlarının üçgen üzerinde bağlı yüzdeliklerinin hesaplanarak, grafiksel gösterim esasına dayanır.

Kılavuz gaz tekniği ise, yağın ve selüloz malzemenin sıcaklıkla ilişkili olarak, ortaya çıkan gazlardan baskın olan gazlara verilen isimdir. Bu teknik termal ve elektriksel olmak üzere iki ana başlık altında, yağ ve selüloz malzemeyi ayrı ayrı irdelemektedir.

Tablo 3.4'te, tezimizde anlatılan gaz analizi değerlendirme oran yöntemlerinin benzer olanları verilmiştir. Ayrıca Mueller, Schliesing ve Soldner (MSS) yönteminde kullanılan oran limitleri, Rogers gaz oranlarında kullanılan ile aynıdır. Yine benzer olarak IEEE C-57.104 yönteminde, IEC oran yöntemindeki oranlar kullanılarak hata türünü tespit etmekte ve kullanılan gaz analiz limit değerleri Doernenburg gaz oranlarında kullanılan limit değerler ile aynı olduğu görülmektedir.

Tablo 3.4: Benzer yöntemlerin karşılaştırılması

Hata	Yöntem	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
PD	Roger	< 0,1	< 0,01	<0,2	-	-
	IEC	< 0,1	-	<0,2	-	-
	Doern.	-	-		-	-
D1	Roger	0,1-0,5	>1	>1	-	-
	IEC	0,1-0,5	>1	>1	-	-
	Doern.	<0,1	-	-	< 0,3	> 0,4
D2	Roger	0,1-1	0,6-2,5	>2	-	-
	IEC		0,6-2,5	>2	-	-
	Doern.		> 0,75	-	> 0,3	< 0,4
T1	Roger	>1	<0,001	<1	-	-
	IEC		-	<1	-	-
	Doern.		< 0,75	-	< 0,3	> 0,4
T2	Roger	>1	0,01-0,1	1-4	-	-
	IEC		<0,1	1-4	-	-
	Doern.		< 0,75	-	< 0,3	> 0,4
T3	Roger	>1	0,1-0,2	>4	-	-
	IEC		<0,2	>4	-	-
	Doern.		< 0,75	-	< 0,3	> 0,4

3.4.1 IEC-60599 Oran Yöntemi

Bu standart, transformatörlerde oluşan gazların yorumlanmasına ilişkin bir kılavuz niteliğindedir. Zaman içerisinde yeni gelişmelere bağlı olarak güncellenmektedir. Bu kılavuzda ölçülen beş gazın birbirlerine oranlanması ile altı hata durumu göz önünde bulundurulmuştur ve ölçülen gaz oranları belirli bir seviyenin üzerine çıktığı zaman o değeri gösteren hataya karşılık gelmektedir. Tablo 3.5'te ölçülen beş gaz ve bunların oranlanması ile altı farklı hata türü gösterilmektedir (IEC-60599 2007).

Tablo 3.5: IEC oran yöntemi arıza tablosu

Hata türü	Açıklaması	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	Güç transformatörlerinde kısmi deşarj	-	<0,1	<0,2
	Dağıtım transformatörlerinde kısmi deşarj	-	<0,2	-
	Buşinglerde kısmi deşarj	-	<0,7	-
D1	Düşük enerjili deşarj	>1	0,1-0,5	>1
D2	Yüksek enerjili deşarj	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Termal hata $T < 300^{\circ}C$	-	>1	<1
T2	Termal hata $300^{\circ}C < T < 700^{\circ}C$	<0,1	>1	1-4
T3	Termal hata $T > 700^{\circ}C$	<0,2	>1	>4

3.4.2 IEEE C-57.104 Yanıcı Gaz Yöntemi

Bu yöntemde ölçülen gazların toplam yanıcı gaz miktarlarına bakılarak normal işletme şartları ve dört farklı hata türü gösterilmektedir. Hata türlerini analiz ederken IEC-60599' da olduğu gibi gaz oranlarından yararlanılmaktadır. Olası hata türlerini tahmin etmek için Doernenburg yöntemini referans almaktadır. Bir nevi diğer yöntemleri kullanarak kendi hata sınıfını oluşturmaktadır. Tablo 3.6'da bu hata sınıfları ve toplam yanıcı gaz miktarları verilmektedir.

Tablo 3.6: IEEE C-57.104 yanıcı gaz yöntemi arıza tablosu

Durum	Yağda çözünmüş kılavuz gaz konsantrasyon limitleri $\mu\text{L/L}$ (ppm)							
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	TYG
Normal	100	120	1	50	65	350	2500	720
Termal hata	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Düşük enerjili deşarj	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Yüksek enerjili deşarj	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

3.4.3 Rogers Gaz Oranları Yöntemi

İngiltere ve Galler merkezi elektrik üretim birimi (CEGB- Central Electricity Generating Board) tarafından geliştirilen bu yöntem, 1978 yılında Rogers tarafından yayınlanmış ve Rogers gaz oranları olarak bilinmektedir. Özellikle yağın sıcaklığına bağlı olarak hidrokarbonlar fazlalaşarak, asetilen/etilen ve etilen/etan oranını doyuma götürebilmektedir. Bu yöntemde üç oran kullanılmaktadır. Bu oranlara göre kodlama yapılmakta ve olası hata türlerini işaret etmektedir (IEEE C57-104 2008).

Tablo 3.7: Rogers gaz oranları yöntemi arıza tablosu

Arıza türü	Arıza Tanımı	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
PD	Kısmi Deşarjlar	< 0,01	< 0,1	< 0.2
D1	Düşük Enerjili Deşarjlar	> 1	0,1 - 0,5	> 1
D2	Yüksek Enerjili Deşarjlar	0,6 - 2,5	0,1 - 1	> 2
T1	Termik Arıza $T < 300\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,01	> 1	< 1
T2	Termik Arıza $T < 300\text{ }^\circ\text{C} < 700\text{ }^\circ\text{C}$	0,01 - 0,1	> 1	1 - 4
T3	Termik Arıza $T > 700\text{ }^\circ\text{C}$	0,1 - 0,2	> 1	> 4

Tablo 3.7'ye göre genel arıza tanımlamaları yapılırken gazlardan elde edilen değerlere göre Tablo 3.9'da kodlama yapılarak Tablo 3.8'da arızanın teşhisi daha kolay yapılabilir.

Tablo 3.8: Rogers gaz oranları yöntemi kod açıklamaları

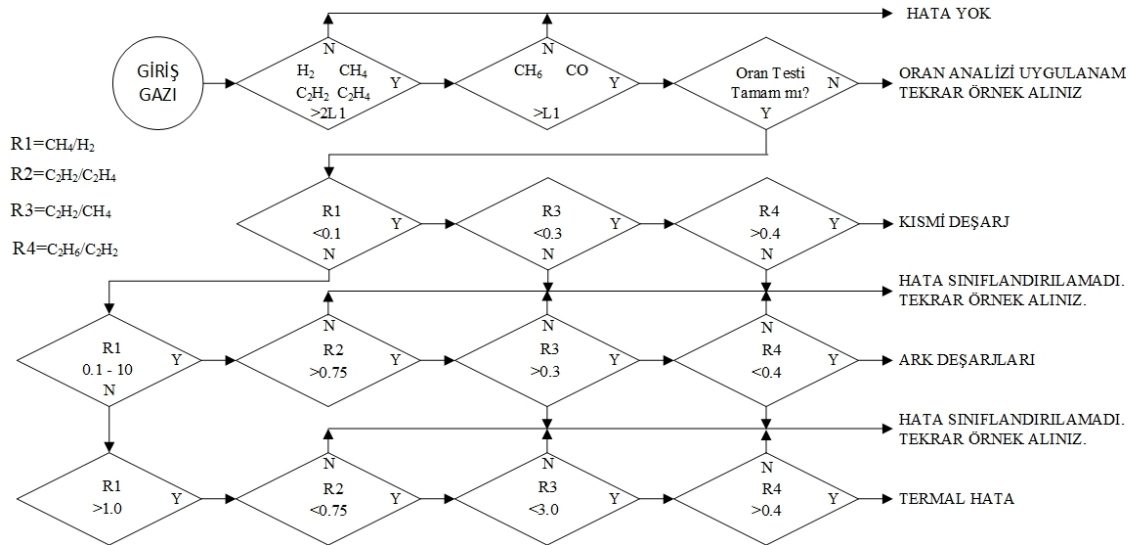
Arıza Türü				Açıklama
Arıza Yok	0	0	0	Normal yaşlanma
Düşük Enerjili Kısmi Deşarjlar	1	1	0	Kabarcıklardaki elektriksel deşarjlar ve kabarcıklar, izolasyonda boşluklara neden olur. Yağın gazlarla aşırı oranda doyması veya yüksek miktarda nem içermesi kabarcıklar meydana getirir. Pompadaki kaçaklar kabarcık veya oyuklar oluşturur.
Yüksek Enerjili Kısmi Deşarjlar	1	1	0	Düşük enerjili kısmi deşarjların nedenlerine ek olarak ayrıca selülozik yalıtımda atlamalar veya arklar sonucu oluşan yollarda delinmeler meydana gelir.
Düşük Enerjili Deşarjlar	1-2	0	1-2	Farklı gerilime sahip kötü bağlantılar veya dalgalı gerilimler arasındaki yağda devamlı atlamalar olur. Katı yalıtım maddeleri arasındaki yağın delinmesi.
Yüksek Enerjili Deşarjlar	1	0	2	Güçlü deşarjlar. Sargılar veya nüveler arası arklarla yağın delinmesi. Nüve ve toprak arası deşarjlar. Arklar sonucu aşırı şekilde bozulan şalter yağının ana tanka sızması.
Termik Arıza < 150 °C	0	2	0	Yalıtkanla kaplanan iletkenlerin aşırı ısınması. Genellikle selüloz yapılı yalıtkanlar kullanıldığı için, CO ve CO ₂ gazları oluşur.
Termik Arıza 150 - 300 °C	0	2	0	Düzensiz akılar sonucu nüvede aşırı sıcak bölgelerin meydana gelmesi. Sıcaklığın yükselmesine neden olan faktörler aşağıda belirtilmiştir;
Termik Arıza 300-700 °C	0	2	1	Nüvedeki sıcak noktalar, nüvedeki levhalarda oluşan kısa devreler, girdap akımları sonucunda bakır iletkenin aşırı ısınması, sargı uçlarındaki kötü bağlantılar.
Termik Arıza > 700 °C	0	2	2	Şalterdeki kötü temaslar. Nüvedeki sirkülasyon akımları. Tanktaki düzensiz akıdan dolayı tank ve nüvede meydana gelen sirkülasyon akımları.

Tablo 3.9: Rogers gaz oranları yöntemi arıza kodları tablosu

Oranlar→	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Oran Limiti↓	Kodlama↓		
< 0.1	0	1	0
0.1 - 0.3	1	0	0
1 - 3	1	2	1
> 3	2	2	2

3.4.4 Doernenburg Gaz Oranları Yöntemi

Doernenburg gaz oranları yöntemiyle çok ayrıntılı gaz analizi yapılamamaktadır (Megger 2006). Tablo 3.10’ da görüldüğü gibi termik arıza, düşük enerjili arıza ve yüksek enerjili arıza tanıları konulabilmektedir. Ölçülen gazlardan özel konsantrasyon miktarlarına göre analizleri oranlamaktadır. Şekil 3.2’de akış şeması, konsantrasyon ölçüleri ve hata sınıflandırmaları verilmiştir.



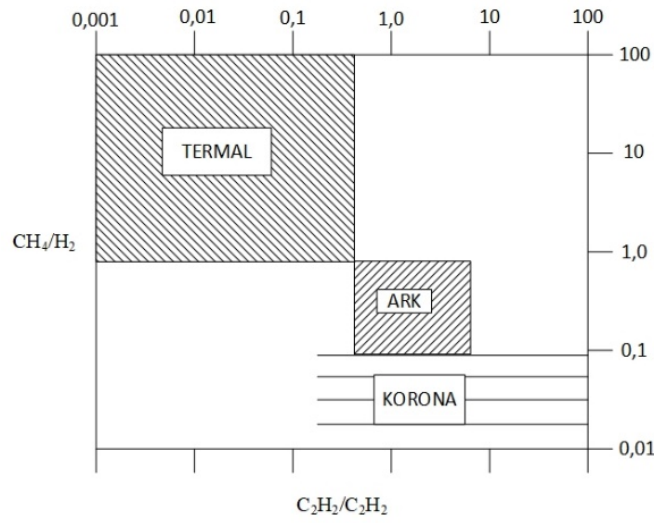
Şekil 3.2: Doernenburg gaz oranı yöntemi işlem akış şeması (IEEE-C57.104 2008)

Şekil 3.2’de verilen Doernenburg işlem akışına göre ilk adımda gaz kromotograf cihazı ile ölçülen değerler elde edilir. Gazlardan en az birisi limit değerini iki katına ulaşırsa ve diğer gazlardan ikisi $L1$ limitine ulaşırsa hata tanımlaması yapabiliriz. Her bir gaz oranı ($R1$, $R2$, $R3$, $R4$) limit değere ulaştığı takdirde prosedür geçerlilik kazanır aksi takdirde tekrar örnek alınarak yeniden değerlendirme yapılmalıdır. Prosedür geçerli olduğu takdirde Tablo 3.10’da verilen arıza tanımlamaları yapılabilir.

Tablo 3.10: Gaz oranı konsantrasyon limit değerleri ve arıza türleri

Arıza Türleri	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Termik Arıza	> 1	$< 0,75$	$< 0,3$	$> 0,4$
Düşük enerjili Deşarj	$< 0,1$	-	$< 0,3$	$> 0,4$
Yüksek enerjili Deşarj	$0,1 - 1$	$> 0,75$	$> 0,3$	$< 0,4$

Doernenburg gaz oranları yönteminde Şekil 3.3'te görüldüğü gibi logaritmik eksenler kullanılarak gaz oranları değerlerinin eksenlerle kesiştiği yerlere göre arıza tanımlaması yapılmaktadır (Sezer 2014).

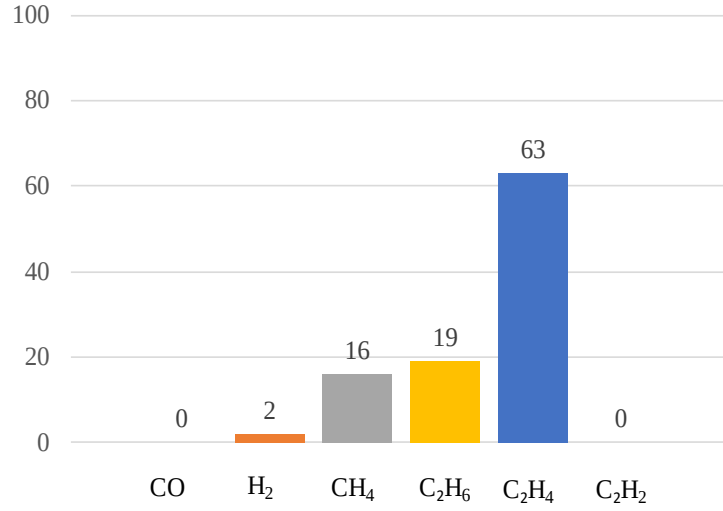


Şekil 3.3: Doernenburg gaz oranı yöntemi arıza tanımlama şeması

3.4.5 Kılavuz Gaz Yöntemi

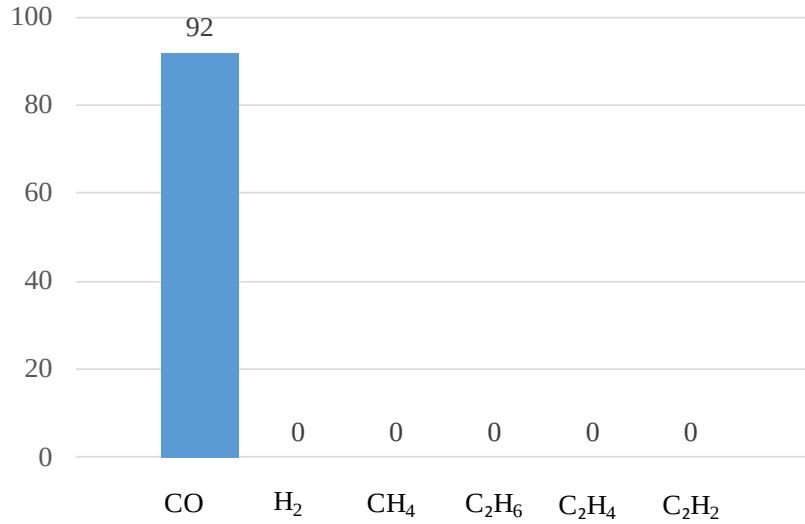
Kılavuz gaz yönteminde, ppm olarak değerleri esas alınan karakteristik "kılavuz gazlar" belli arızaların saptanmasında kullanılmaktadır. Farklı sıcaklıklarda yağ ve selüloz malzemelerde ortaya çıkan baskın gazlar diğer adıyla kılavuz gazlar dört durumda incelenir.

Kılavuz gaz etilen (C_2H_4) - İlk durumda yağda meydana gelen aşırı ısınma sonucu etilen gazı fazla miktarda ortaya çıkar. Bununla birlikte etan ve metan gazları ile az bir miktar hidrojen gazı da açığa çıkmaktadır. Bu durumda asetilen (C_2H_2) gazı ortaya çıkarsa kontaklardaki aşırı ısınmalara bakılmalıdır. Şekil 3.4'te örnek ölçüm grafiği verilmiştir.



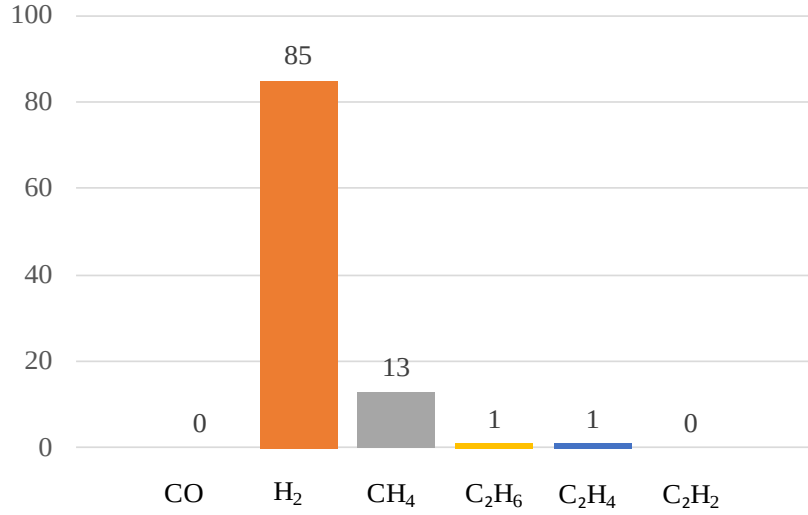
Şekil 3.4: Etilen kılavuz gazı grafiği

Kılavuz gaz karbon monoksit (CO) – ikinci durumda selüloz yapıdan oluşan izolasyon malzemelerinde meydana gelen aşırı ısınmalarda karbon monoksit ve karbondioksit gazı fazla miktarda ortaya çıkmaktadır. Metan ve etilen gibi hidrokarbon gazları ortaya çıkarsa yağ emdirilmiş kâğıtlar kontrol edilmelidir. Şekil 3.5’te örnek ölçüm grafiği verilmiştir.



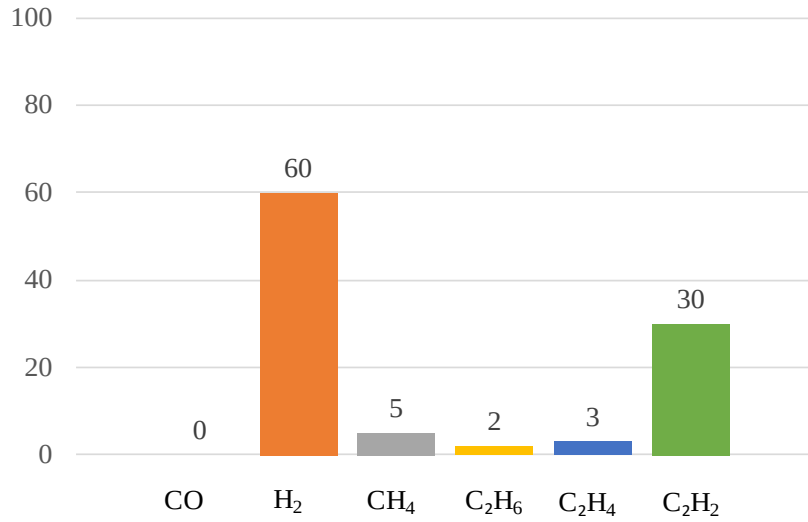
Şekil 3.5: Karbon monoksit kılavuz gazı grafiği

Kılavuz gaz hidrojen (H₂) – Düşük enerjili elektriksel kısmi deşarjlarda ortaya hidrojen ve metan gazı ile az miktarda etan ve etilen gazları açığa çıkmaktadır. Karbondioksit ve karbon monoksit gazları karşılaştırılabilir derecede ortaya çıkarsa kısmi deşarjların selüloz yapıda meydana geldiğini söyleyebiliriz. Şekil 3.6’da örnek ölçüm grafiği verilmiştir.



Şekil 3.6: Hidrojen kılavuz gazı grafiği

Kılavuz gaz asetilen (C₂H₂) – Yüksek enerjili elektriksel kısmi deşarjlarda bol miktarda hidrojen ve asetilen gazları ile az miktarda metan, etan ve etilen gazları açığa çıkar. Karbon monoksit ve karbondioksit gazları da ortaya çıkarsa kısmi deşarjın selüloz yapıda olduğu söylenebilir ve ayrıca bu durumda yağ karbonize olmuş olabilir. Şekil 3.7’de örnek ölçüm grafiği verilmiştir.



Şekil 3.7: Asetilen kılavuz gazı grafiği

3.4.6 Mueller, Schliesing ve Soldner (MSS) Yöntemi

Rogers gaz oranları yöntemine benzer olarak Schliesinger ya da MSS yöntemi olarak bilinir. Bu yöntem ile birden fazla hatanın ayrımı yapılabilmektedir.

Tablo 3.11’de gazların ölçülen değerlerine göre kodlaması ve işaret ettiği hata sınıfları verilmiştir.

Tablo 3.11: Analiz edilen gazların oranlanması ve oran limit değerlerine göre kodlama yapılması

MSS	Gaz Oranı				
	C_2H_2/C_2H_6	H_2/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_4/C_3H_6	CO_2/CO
Oran Limiti↓	Kodlama↓				
< 0,1	0	0	0	0	1
0,1-1	1	0	0	1	1
1-3	1	1	1	2	1
> 3	2	2	1	3	0
>= 10	2	3	1	3	2

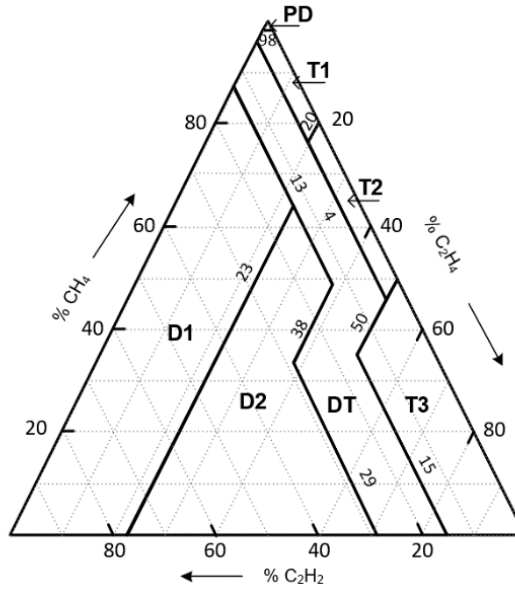
Tablo 3.11’den bulunan gaz oranlarının belirlenen limit değerlerine göre kodlama yapıldığında Tablo 3.12’de verilen arıza türlerinden hangisine karşılık geldiği tespit edilir ve elde edilen diğer test sonuçları ile karşılaştırılarak doğruluk sağlanması yapılabilir.

Tablo 3.12: MSS metodu kod değerleri ve hata türü tablosu

No	Hata türü	Kod				
1	Normal	0	0	0	0	0
2	Yüksek enerjili deşarj	2	1	1	2/3	1
3	Düşük enerjili deşarj	2	2	1	2/3	1
4	Yüksek enerjili kısmi deşarj	1	3	0	-	0
5	Düşük enerjili kısmi deşarj	0	3	0	-	0
6	Termal hata $T < 300^{\circ}C$	0	0	0	1	2
7	Termal hata $300^{\circ}C - 1000^{\circ}C$	0	0	1	2	2
8	Termal hata $T > 1000^{\circ}C$	1	0	1	2/3	2
9	Termal hata + deşarj	1	1	1	2	2
10	Termal hata + kısmi deşarj	0	3	1	2	2

3.4.7 Duval Üçgen Yöntemi

İlk olarak 1974 yılında Michel Duval tarafından geliştirilmiştir (Duval 2006). Duval üçgeni kullanılarak grafik gösterimi yönteminde; metan, asetilen ve etilen konsantrasyonu (ppm olarak), toplam bir oranda (metan + etilen + asetilen) olarak ifade edilir. Şekil 3.8’de gösterildiği gibi 6 farklı bölgeye ayrılmış olan, üçgen şeklinde bir diyagram olarak temsil edilir ve gaz oranlarına göre koordinat sisteminde gaz oranının karşılığı olan noktanın tanımlaması yapılır. Her bir bölgenin hatası belirli bir tür ile ilgilidir. DT ile gösterilen bölge ise hem termal hem elektriksel arızaların ortak noktasıdır.



Şekil 3.8: Duval üçgeni (Köroğlu 2016)

Bağıl yüzdelere ise eşitlik (3.1), (3.2) ve (3.3) kullanılarak hesaplanır;

$$\%CH_4 = \frac{100 \cdot x}{x + y + z} \quad (3.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100 \cdot y}{x + y + z} \quad (3.2)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{100 \cdot z}{x + y + z} \quad (3.3)$$

Burada yüzdelik ifadelerde $x=[CH_4]$, $y=[C_2H_4]$ ve $z=[C_2H_2]$ göstermekte olup ppm değerleriyle tariflenmiştir.

Tablo 3.13'te belirtildiği gibi gazların yüzde değerlerine göre sınır değerleri belirlenmiştir (Sezer 2014). Belirlenen bu sınır değerlere göre arıza tespiti yapılmaktadır.

Tablo 3.13: Duval yöntemi arıza tanımı ve gazların yüzde sınır değerleri

Arıza Türü	Arıza Tanımı	CH ₄ %	C ₂ H ₄ %	C ₂ H ₂ %
PD	Kısmi Deşarjlar	98	-	-
D₁	Düşük Enerjili Deşarjlar	-	23	13
D₂	Yüksek Enerjili Deşarjlar	-	23-38	13-29
T₁	Termik Arıza T < 300 ° C	-	10	4
T₂	Termik Arıza T	-	10-50	4
T₃	Termik Arıza T > 700 ° C	-	50	15

Yağ numunesi üzerinde yapılan testler neticesinde çeşitli gazların ölçümü yapılmakta ve bu ölçüm değerlerine göre çeşitli arıza tahminleri veya başka bir testi teyit edici tahminler yapılabilmektedir. Gazların ölçümü özel olarak kurulan laboratuvarlarda yapılmakta iken artık transformatörün üzerine monte edilen cihazlarla belirli periyotlarla otomatik olarak analiz edilebilmekte ve bu sonuçlar online olarak takip edilebilmektedir. Herhangi bir arıza durumunda kullanıcıya sms bilgilendirilmesi vb. gibi özelliklere sahip bu cihazlar ülkemizde henüz deneme aşamasında olup, laboratuvar ve cihazın yapmış olduğu analizler karşılaştırılarak aşama aşama ilerlenmektedir. Şekil 3.9'da kullanılan izleme sistemine ait ana sayfa ekran görüntüsü verilmiştir.



Şekil 3.9: Uzaktan izleme sistemi ana sayfa görüntüsü

Kullanıcı ara yüzünde ölçülen gazların aynı zamanda değerlendirmeleri de yapıp kullanıcıya gösterilmektedir. Şekil 3.10’da uzaktan izleme sistemi gaz analizi değerlendirme sayfa görüntüsü verilmiştir. Burada Duval Üçgen değerlendirme yöntemi seçilmiş olup, arıza olduğu takdirde görsel olarak belirecektir.



Şekil 3.10: Uzaktan izleme sistemi gaz analizi sayfa görüntüsü

4. KISMİ DEŞARJ

4.1 Giriş

PD tespit uygulamaları henüz yeni ve teknolojiye dayalı olduğundan dolayı, bu testi uygulamadan önce teçhizatın yaşı, kritik bir yerde olup olmadığı, yağlı veya kuru tip olması gibi önceliklere göre bu testin uygulanması fayda/maliyet açısından önemli olacaktır. PD testleri tek başına kullanılacağı gibi diğer test sonuçlarını teyit eder nitelikte de kullanılabilmektedir. Fabrika ve sahada yapılan bu testin dâhili ve harici olmak üzere uygulama çeşitleri mevcuttur. PD olayları online olarak takip edilebildiği gibi transformatörde meydana gelen arızaların erken teşhisi için önemlidir.

Yüksek gerilim altında çalışan teçhizatların izolasyon kalitesi sistemin devamlılığı açısından hayati öneme sahiptir. Elektriksel kesintilere sebebiyet veren en büyük etken kuşkusuz izolasyonda meydana gelen bozulmalardır. Tablo 4.1’de yüksek gerilim teçhizatları ve izolasyon hataları yüzdeleri verilmiştir (IEEE-493 2007).

Tablo 4.1: Yüksek gerilim teçhizatları ve izolasyon hataları yüzdesi

Teçhizat	İzolasyon Hatası
Transformatör	84 %
Kesici	21 %
Ayırıcı	15 %
İzoleli baralar (sistem)	95 %
Bara kanalı	90 %
Kablo	89 %
Kablo bağlantıları	91 %
Kablo terminalleri	87 %

Eylül 1944'te A.E.W. Austen ve W. Hackett tarafından yayınlanan bir çalışmada dielektrik malzemenin dahili deşarjlarından bahsedilmiş ve bu fenomen günümüzde geniş çaplı bir kabul görerek dielektrik malzemelerin ölçümünde kullanılan kısmi deşarj terimini almıştır (Application Bulletin 1995).

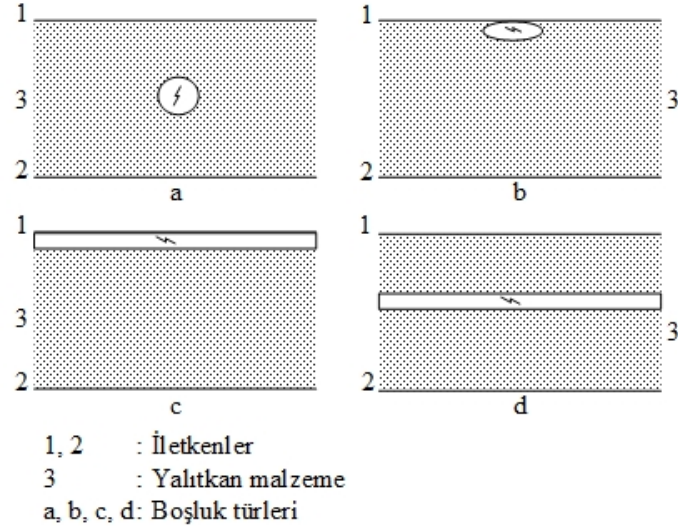
Güç sistemlerinde PD tespiti, izolasyon durumu hakkında bilgi alabilmenin en etkin yollarından birisidir. PD oluşmaya başladığında, izolasyon içerisindeki boşluklarda küçük akımlar oluşur ve müdahale edilmediği takdirde zamanla izolasyonu delerek daha büyük zararlara ve enerji kesintisine sebebiyet verir.

PD çeşitli yollarla saptanabilen kendine özgü davranışlara sahiptir. Meydana gelen bu aktivitenin tespit edilebilmesi ile düzeltici eylemler gerçekleştirilerek sonradan oluşabilecek geniş çaplı kalıcı bir arızanın önüne geçilebilir. Özellikle orta ve yüksek gerilim teçhizatları, kalıcı arızaların önlenmesi ve çalışma güvenliği amacıyla, düzenli olarak PD tespiti için test edilmelidir.

IEC 60270'e göre kısmi deşarj; "Yerel elektrik deşarjının iki iletken arasında bulunan yalıtkan üzerinde iletkenlere bitişik veya bitişik olmayan kısmi bir köprü oluşturmastır" şeklinde geçmektedir. Buna ek olarak kısmi deşarjı, dahili ve harici olmak üzere iki gruba ayırabiliriz. Dahili kısmi deşarj izolasyon malzemesinin içerisinde meydana gelirken, harici kısmi deşarj, yalıtkan yüzeyin dış kısmında meydana gelir. Harici kısmi deşarj çeşitleri içerisinde korona deşarjları, elektriksel ağaçlanma şeklindeki deşarjlar ve dielektrik bariyer deşarjları eklenebilir. Dahili kısmi deşarj izolasyon malzemesinin kalitesi, üretim süreci, işçilik gibi etmenlere bağlıdır. Harici kısmi deşarj ise çevresel sorunlardan (kir, nem vb.) kaynaklı yüzeysel deşarjlar, keskin uçlardan kaynaklı korona deşarjları, izolasyonun muhtelif yerlerinde oluşan dielektrik boşlukların birleşmesiyle veya açık havada sivri uçlarda aşırı elektriksel yüklenmeyle meydana gelen elektriksel ağaç şeklindeki deşarjlar olarak çeşitlendirilebilir.

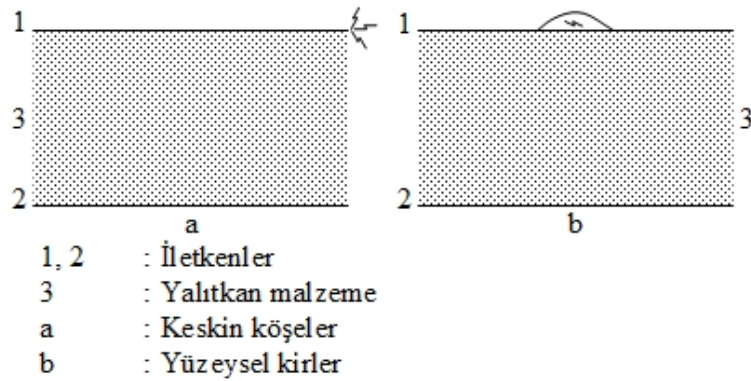
Sonuç olarak dahili ve harici olarak betimlenmesi yeterlidir. Şekil 4.1' de dahili PD örneği , Şekil 4.2'de harici PD örneği ve Şekil 4.3'te elektriksel ağaçlanma türü gösterilmiştir.

Dahili PD genellikle gözle görülmeyen, izolasyon malzemesinin iç kısmında veya kimyasal yapısında bir değişiklik olduğu zamanlarda meydana gelir. En tehlikeli olan hata türüdür. Genellikle kullanılan malzeme kaynaklı ve üretim sürecinden kaynaklı olmaktadır.



Şekil 4.1: Dâhili PD örnekleri

Harici PD bazı durumlarda gözle görülüp, kulakla işitilse de bu arızanın çok ilerlediği durumlarda ve uygun ortam şartlarında gerçekleşmektedir. Genellikle arıza başlangıcında ses veya ark gözle görünmezken uygun olmayan çevre koşullarından dolayı izolasyon bozulmaları görülebilir. Doğru yerde doğru malzeme seçimi ve bakımlarla bu hata türü en aza indirgenebilir.



Şekil 4.2: Harici PD örneği

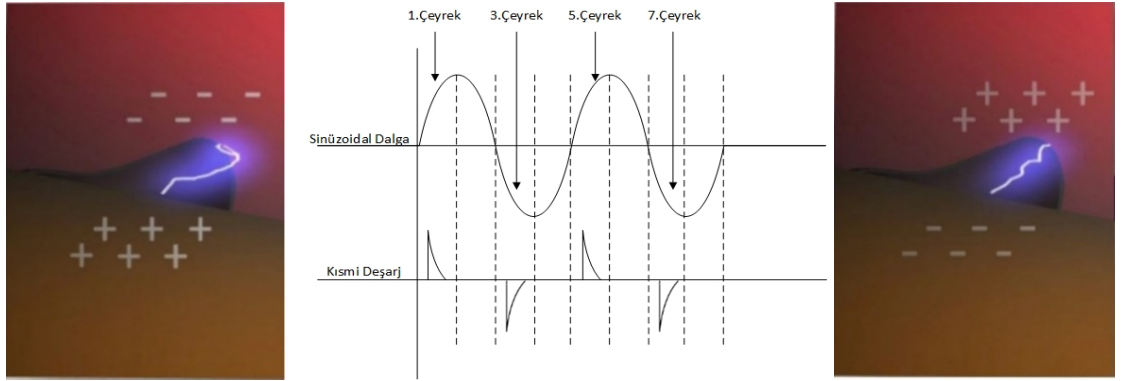
İzolasyon bozulmasının yüzey üzerinde bıraktığı etkiler tıpkı bir ağaç şekline benzemektedir. İzolasyon bozukluğu ilk başta küçük bir nokta bile olsa zamanla giderek daha da büyüyecek ve sonunda patlamaya sebebiyet verecektir.



Şekil 4.3: Harici PD elektriksel ağaçlanma örneği (Hvidsten ve diğ. 2005)

Genel olarak hâkim görüşlerden bir tanesi, kısmi deşarjın karakteristik özellik olarak alternatif akıma ait sinüzoidal dalganın bir periyodundaki birinci ve üçüncü çeyreğinde meydana geldiğidir. Pozitif bölgenin ilk çeyrek periyodunda gerilim artmaya başlayınca bütün kapasitif bileşenler yüklenir. Bu yüklenme izolasyon içerisinde meydana gelen boşluktan atlama oluşana kadar devam eder ve PD oluşur. Aynı durum negatif bölgenin ilk çeyreği içinde geçerlidir (Paloetti ve Golubev 1999).

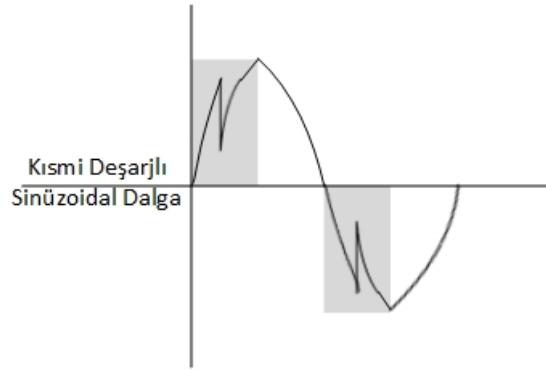
Bu bahsettiğimiz durumun, GHz seviyelerinde bant genişliğine sahip olan osiloskoplarla yapılan ölçümlerde 1-2 ns içinde meydana geldiğini söyleyebiliriz. Şekil 4.4'te elektronların yer değiştirmesiyle meydana gelen kısmi deşarjın sinüzoidal dalgada meydana getirdiği çentikler gösterilmektedir.



Şekil 4.4: AC akıma ait sinüzoidal dalga ve PD olayının kaba gösterimi

İkinci bir görüş ise kısmi deşarjın gerilim sinyali gibi ölçülebildiğidir. Alternatif akıma ait sinüzoidal dalganın pozitif ilk çeyrek periyodunda iken PD oluşur ve oluşan sonuç negatif değerlidir. Bu değer pozitif sinyali aşağı yönlü etkiler. Aynı durum negatif bölgede iken oluşan PD sonucunda pozitif sonuçlar doğurur ve

bu durum sinyali tam tersi yönde etkiler. Şekil 4.5'te sinüzoidal dalgaya ters yönde oluşan PD gösterilmiştir.

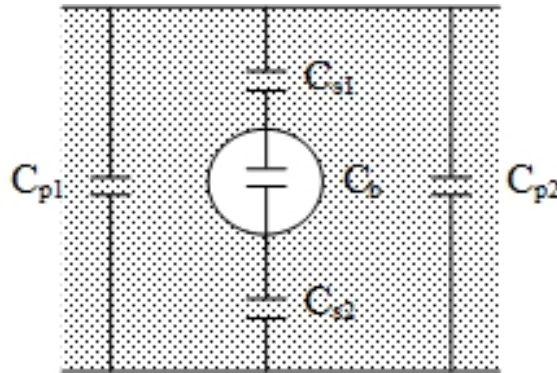


Şekil 4.5: PD sinüzoidal dalga gösterimi (Paloetti ve Golubev 1999)

Kısmi deşarjın genliği, izolasyon malzemesinin durumu ve izolasyon içerisindeki oluşan boşluklardan geçen akıma bağlı olarak artar veya azalır. Boşluklardan geçen akım ne kadar yüksek olursa PD olayı o derece kuvvetli olup vereceği zarar da fazla olacaktır.

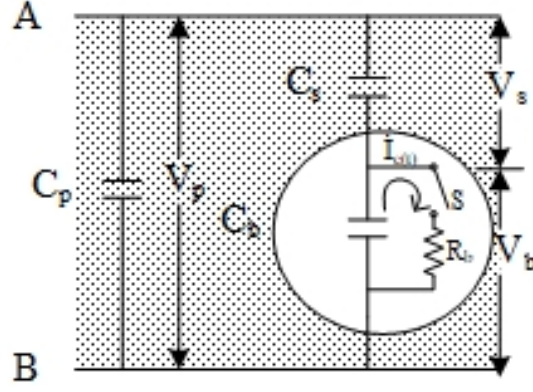
4.2 Kısmi Deşarj Eşdeğer Devresi

İzoleli bir sistem içerisinde meydana gelen dielektrik boşluk C_b olarak Şekil 4.6'da gösterilmiştir. İzolasyon malzemesinin kapasitesini temsil etmek üzere bu boşluğa seri olarak C_{s1} ve C_{s2} , paralel olarak ise C_{p1} ve C_{p2} kapasiteleri verilmiştir.



Şekil 4.6: İzole sistem ve dielektrik boşluk kapasitesinin modellenmesi (Niasar 2012)

A ve B noktaları arasındaki izole sistemin eşdeğer devresi ve kapasitelerini Şekil 4.7' deki gibi gösterebiliriz.



Şekil 4.7: Kısmi deşarj eşdeğer devresi (Niasar 2012)

A ve B terminalleri arasındaki gerilimi artırırsak, dielektrik boşluktaki (C_b) yüklenme artarak kapasite dolacak ve sonunda PD olayı meydana gelecektir. Şekil 4.7'deki S anahtarını kapattığımız zaman kısa süreli bir deşarj akımı (I_c) oluşacaktır. R_b direnci geçen akımı sınırlamaya çalışacaktır. Eğer A ve B noktaları arasına (V_p) alternatif gerilimini uygularsak, kapasiteler üzerinde V_s ve V_b gerilim düşümü oluşacaktır.

V_p gerilimini artırdıkça bütün kapasiteler şarj olacaktır. C_b kapasitörü tam olarak şarj olduğu anda yani kapasitenin gerilimi, uçlarındaki V_b gerilimine eşitlendiği anda (gerçek gerilim) dielektrik boşluk içerisinde bir kısa devre oluşarak PD olayı meydana gelecektir. Deşarj akımı sönümlendiğinde C_b kapasitesi tekrar şarj olmaya başlayacak ve bu durum her alternansta kendini tekrar edecektir. İşte bu durum PD sinyallerini üretecektir.

4.3 Kısmi Deşarj Etkileri ve Ölçüm Yöntemleri

PD oluşumu sırasında ses yayması ile birlikte ısı, ışık ve kimyasal etkileri vardır. IEC 60270'te kısmi deşarjın elektriksel olmayan ölçüm yöntemleri ses, ışık ve kimyasal olarak belirtilmiştir. Buna ek olarak elektriksel ölçüm yöntemi de mevcuttur. Tablo 4.2'de PD etkileri ve ölçüm yöntemleri verilmiştir.

Tablo 4.2: PD etkileri ve ölçüm yöntemleri

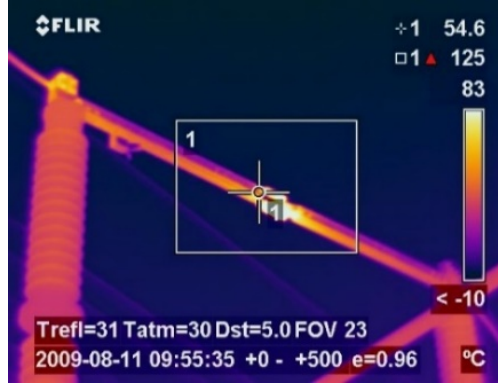
PD Etkileri		
Fiziksel Etkileri	Ölçüm Yöntemleri	
Isı Etkisi	Kızılötesi Ölçüm	
Kimyasal Etki	Kimyasal Ölçüm	
Optik Etki	Optik Ölçüm	
Ses Etkisi	Mekanik Ölçüm	Opto-Akustik Ölçüm
		Akustik Ölçüm
Elektriksel Etki	Elektriksel Ölçüm	HF/VHF/UHF Ölçümü (IEC 62478)
		Elektriksel Ölçüm (IEC 60270)

4.3.1 Isı Etkisi ve Ölçüm Yöntemi

Bu konudaki çalışmalar her izolasyon malzemesi için farklı özellik gösterdiği yönündedir. Isınma olayı kısmi deşarjın kimyasal etkisinin bir parçası sayılabilir. Sıcaklık etkisi aslında kimyasal bozunumdan ve elektriksel etkilerden kaynaklı dalgaların yaydığı ısıların bir süre sonra normal çevre şartlarının üzerine çıkmasıdır.

İzolasyonlu malzemenin bulunduğu ortamın nem, sıcaklık, basınç gibi özellikleri bu etkiyle ilişkilidir. Meydana gelen ısınma izolasyon malzemesine zarar vererek, metal malzemelerde erimeye, silikon veya kauçuk malzemelerde delinmeye ve nihayetinde patlamaya kadar giden bir sonuca gidecektir. Isınmalar daha çok zayıf izoleli yerlerde, bağlantı noktalarında, kablo ek yerlerinde ve keskin köşelerde meydana gelir ki bunun da sebeplerinden bazıları, kalitesiz malzeme, işçilik vb. gibi durumlardır.

Termal kameralar sayesinde özellikle yüzeyde meydana gelen ısınmalar, bağlantı noktaları gibi yerler kontrol edilerek aşırı ısınmaya maruz kalan teçhizata erken müdahale sağlanabilmektedir. Şekil 4.8’de 154 kV’luk bir ayırıcının kontaklarında meydana gelen ısınma gösterilmektedir.



Şekil 4.8: Termal kamera ile tespit edilen 154 kV ayırıcı kontakları

4.3.2 Kimyasal Etki ve Ölçüm Yöntemi

Bir izolasyon içerisinde meydana gelen PD olayında izolasyon malzemesinin yapısında kimyasal değişiklikler oluşur. Katı izolasyon malzemelerinde erime, yanma, sıvı izolasyon malzemelerinde gaz üretimi, gaz izolasyonlu malzemelerde ise nem, sülfür, kükürt gibi değerlerde değişiklik olacaktır.

Katı izole malzemeye sahip sistemlerde kimyasal değişikliği tespit etmek zordur. Termal kameralar ile ısınma başladığı anda tespit edilmesi gerekir. Diğer bir kontrol yöntemi ise gözle izolasyon malzemesinin durumunu kontrol etmektir. Katı izolasyon malzemelerinde, özellikle yüzeysel PD olaylarında koku ve gözle görülebilen deformasyon oluşması beklenir.

Şekil 4.9’da reçineli bir izole mesnetin ısınma sonucu eriyerek yapısında meydana gelen değişiklikler gösterilmiştir.



Şekil 4.9: Katı izolasyonun erime sonucu kimyasal değişimi

Sıvı izole sistemler olarak genellikle izolasyon yağı ile doldurulmuş transformatör tankları kullanılmaktadır. Transformatör tankının içerisinde meydana gelen PD olayı sırasında yağda kimyasal değişiklikler olacaktır. Bu kimyasal değişikliklerin sonuçlarını tespit edebilmek için en etkili yöntem ise transformatör yağından numune alınarak yağda çözünmüş gaz analiz testlerini yaptırmaktır. Neticede üretilen hidrojen gazı PD ile ilişkilendirilir. Hidrojen ve metan gazları PD için kılavuz gazlardır. Yağın içindeki nem miktarı ve polimerizasyon endeksi de bizlere arızanın meydana geldiği nokta hakkında bazı fikirler verir.

Aynı şekilde gaz izoleli sistemler için de bu durum geçerlidir. SF-6 ile izole edilmiş bir gaz izoleli şalt sisteminde gaz kalitesi ölçüm cihazı ile yapılan ölçümler neticesinde sistem içerisinde bulunan gazın, nem durumu, kükürt dioksit miktarı, hidrojen sülfür miktarı, karbon monoksit miktarı vb. ölçümler sonucunda değerlendirmeye tabi tutulurlar. Elde edilen bulgular değerlendirilerek olası bir arızaya erken müdahale sağlanabilmektedir. Şekil 4.10'da gaz izoleli sistemin içerisinde bulunan SF-6 gazına ait ölçüm gösterilmektedir.



Şekil 4.10: SF-6 Gaz ölçüm cihazı ekran resmi

4.3.3 Işık Etkisi ve Ölçüm Yöntemi

PD olayının meydana gelmesiyle birlikte elektrik yüklerinin çarpışması sonucu kimyasal bozunma ve ısı etkisinin yanı sıra elektronların çarpışması sonucu ışık ortaya çıkar. Ultraviyole ışık kimi durumlarda gözle görünmezken, daha yüksek kapasiteli ve uzun süreli deşarjlar esnasında veya karanlık ortamlarda gözle görülebilir. Düşük kapasiteli sistemlerde ışığın fiziki bir zararı yoktur ancak yüksek

kapasiteli sistemlerde veya devamlı deşarj oluşan yerlerdeki ultraviyole ışıkların insan sağlığı üzerindeki etkileri ayrı bir araştırma konusudur.

Işık etkisinin ölçüm yöntemi olarak ultraviyole korona kameraları mevcuttur. Işığın yayılma spektrumuna göre özel lenslerle donatılmış olan bu kameralar sayesinde gece veya gündüz fark etmeksizin yüksek gerilim teçhizatlarının yaydığı ışık gözle görülebilir hale gelmektedir. Türkiye elektrik sisteminde daha çok yüksek gerilim iletim hatlarının kontrolü esnasında UV-korona kameralar kullanılmakta ve olası bir arızaya erken müdahale sağlanabilmektedir. Şekil 4.11’de helikopter üzerinde bulunan korona kamerasıyla çekilmiş bir resim ve kırmızı noktalar halinde görülen korona deşarjları gösterilmiştir.



Şekil 4.11: Korona kamerası ile tespit edilen 154 kV izolatör bağlantılarındaki deşarjlar

4.3.4 Elektriksel Etki ve Ölçüm Yöntemi

Elektriksel etkinin tespiti aslında malzemeden yayılan elektrik sinyallerini yakalama esasına dayanır. Kısmi deşarjın genliği, izolasyon malzemesinin durumu ve izolasyon içerisindeki oluşan boşluklardan geçen akıma bağlı olarak artar veya azalır. Boşluklardan geçen akım ne kadar yüksek olursa PD olayı o derece kuvvetli olup vereceği zararda fazla olacaktır.

Elektriksel tespit cihazlarının ölçüm aralıkları IEC 60270’te belirtilmiştir. Deşarjların genliği piko-kulomb (pC) olarak verilir. Meydana gelen deşarj olayında elektriksel cihazların tespit frekans aralığı genellikle 10-300 kHz arasındır. Elektriksel ölçümleri deşarjın olduğu noktadan direk problemlerle ölçüm veya radyo frekansı ile

ölçüm olarak iki gruba ayırabiliriz. Direk ölçümde kapasitif gerilim bölücü kullanılması gerekirken, radyo frekansında ise antene ihtiyaç duyulmaktadır.

Her iki yöntemde zaman domeninde kayıt yapan cihazlara ihtiyaç vardır. Örneğin PD sinyalini yakalayabilmek için veri kaydı yapabilen osiloskop gereklidir. Elektriksel ölçümlerin sınırları vardır. Bu sınırlar gürültü ve ölçülen teçhizatın tek bir malzemeden oluşmaması yani yayılan deşarj sinyalinin farklı malzemelerden geçerek cihaza ulaşmasıdır. Gürültü gerek ortamdan gerek teçhizatların bağlantılı olduğu yan uygulamalardan kaynaklanabilir.

Örneğin bir transformatörde gürültü çok fazladır. Fanlardan kaynaklanan gürültü, metallere yankılanan ve şalt sahasındaki gürültüler üst üste binerek sağlıklı ölçüm yapmayı engellemektedir. Aynı şekilde transformatörün içerisinde meydana gelen kısmi deşarjdan yayılan elektriksel sinyal farklı yollar izleyerek yayılacaktır. Yağdan, kâğıttan, metallere geçerken aynı sinyal farklı zamanlarda ve farklı seviyelerde ölçülecektir. Güvenilir bir ölçüm yapabilmek için çeşitli filtreler ve matematiksel modellemelerle geliştirilen bilgisayar programları kullanılmaktadır. Deşarj sinyalini gürültü sinyalinden ayırabilmek ve farklı sinyallerin analizini yapabilmek ayrı bir çalışma konusudur.

Elektriksel etkinin ölçüm yöntemleri temel prensip olarak aynı olmakla birlikte piyasada çeşitli özelliklerde cihazlar mevcuttur. Yukarıda da belirttiğimiz gibi yerinden ölçüm yapabilmek için kapasitif gerilim bölücülere ve hassas sensörlere ihtiyaç vardır ve bu yöntem teçhizatın imali aşamasında uygulanabilmektedir. Yaygın olarak kullanılan yöntem ise radyo frekansı ile yayılan sinyali yakalamak ve bunu analiz etmektir.

4.3.5 Ses Etkisi ve Ölçüm Yöntemi

Ultrasonik ses, insanın duyamayacağı kadar (20 kHz'den) yüksek frekanstaki ses dalgalarıdır. İnsan kulağı 15.000 kHz ile 20.000 kHz arası sonik olarak adlandırılan sesleri duyabilmektedir. 20.000 kHz üzeri sesler ultrasonik, 15.000 kHz altı sesler ise infrasonik olarak gruplandırılır.

Elektriksel izolasyon, yüksek gerilim teçhizatlarında manevra sırasında yüksek elektriksel streslere dayanım için önemli rol oynar. Şalt sistemlerindeki arızaların çoğu izolasyonun zarar görerek delinmesiyle meydana gelir. PD, yıllar geçtikçe aşama aşama birikerek izolasyona zarar verecek ve nihayetinde izolasyonu bozarak arızaya neden olacaktır. PD, izolasyonda öncelikle belirtilere neden olur. Bu belirtileri erkenden tespit etmek, tamir etmeye olanak sağlar ve daha büyük zararların oluşmasını engeller.

Yağ ile doldurulmuş yüksek gerilim transformatörlerinde meydana gelen PD olayı sırasında, yüksek frekanslı elektrik sinyalleri ve ultrasonik basınç dalgaları oluşur. Bu dalgalar transformatör içindeki yağdan geçerek transformatör tankına ulaşır. Basıncın bu etkisi piezoelektrik sensörlerle algılanabilir.

Basıncın elektrik akımına dönüştürülme yollarından biri de piezoelektrik olayıdır. Piezoelektrik özellikli algılayıcılarda kuartz (quartz), roşel (rochelle) tuzu, baryum, turmalin gibi kristal yapılu maddeler kullanılır. Piezoelektrik transdüserlerin karşılıklı iki yüzeyine basınç uygulandığında diğer iki yüzey arasında küçük bir gerilim üretilir. Bu özellikten faydalanılarak basınç ve titreşim gibi mekanik büyüklüklerin ölçümünde faydalanılır.

Akustik tespit yöntemi PD olayının ses yayma temeline dayanır. Akustik tespit sistemleri dâhili ve harici sistemler olmak üzere iki kısma ayrılabilir. Harici tespit sistemleri diğerine oranla daha çok kullanılmakta olup, sensörler PD ses sinyalini tespit edebilmek için teçhizatların dışına yerleştirilir. Dâhili tespit sistemleri ise direk olarak donanımın içine yerleştirilerek basınç dalgasını ölçmek için kullanılır.

Akustik tespit sisteminin diğer sistemlere göre avantajlarından birisi, birkaç noktaya yerleştirilen sensörler sayesinde konum bilgisi daha iyi bilinir. Konum bilgisini kullanmakta ki amaç PD çeşidini tanımlamaya yardımcı olması ve izolasyon hatasının şiddetini ölçebilmektir. Elektriksel tespit yöntemine göre bir diğer avantajı ise, akustik tespit sisteminin elektromanyetik girişime (EMI) bağımlı olmasıdır. Bu bağımsızlık online PD tespiti için idealdir çünkü akustik sinyal için, Sinyal Gürültü Oranı (SNR) daha az hatalı sinyal içerecektir. Ancak EMI'ye karşı olan bu bağımsızlık sistemde akustik gürültü olmayacağı anlamına da gelmez.

Akustik gürültünün birincil kaynağı transformator çekirdeğindeki mekanik titreşimlerdir. Ancak çekirdekdeki titreşimin yaydığı frekans, kısmi deşarj akustik sinyalinden daha düşüktür. Elbette akustik tespit yönteminde sınırlamaları vardır. Bu sınırlamalardaki ana problem ses dalgasının izlediği yolun karışık olmasıdır. Ayrıca diğer bir problem akustik ses sinyalini algılamak için çok hassas sensörlere gerek duyulmaktadır. PD'yi algılayabilmek için çok küçük sinyal genliklerini algılayabilmek ve bu değişikliklere sensörün anında cevap verebilmesi gerekmektedir. Akustik tespit sisteminin kullanılabilirliğini sınırlayan diğer birşey ise bu sistemlerin pahalılığıdır.

Birkaç değişik noktaya yerleştirilen sensörlerle, dalgaın yayılma zamanındaki göreceli farklılıktan yararlanılarak deşarj noktası tespit edilebilir. Bu aynı zamanda deşarj noktasının tespiti için basit ve pratik bir online tanılama yöntemidir. Pratikte deşarj noktasının tespiti, kaynaktan yayılan dalgaın yağ ve sargılara çarpması ve sensöre ulaşana kadar, değişik hızlarda ve çeşitli yollardan geçmesi nedeniyle, oldukça zordur. Bu komplikasyonlar, sinyalin kırılmasına, yayılmasına, zayıflığına, yankılanmasına ve birkaç noktadan deşarj olması (çekirdek, sargılar vb.) gibi gelişme gösterebilir.

Doğru nokta tespiti ancak deşarjın yüzeyin hemen yanında veya sargıların dışında meydana gelmesi gibi durumlarda sağlanabilmektedir. Deşarj noktasının doğru tespitinin yapılabilmesi için geniş çaplı araştırmalar devam etmektedir. Ses etkisinin ölçüm yöntemi EK D bölümünde ayrıca verilmiştir.

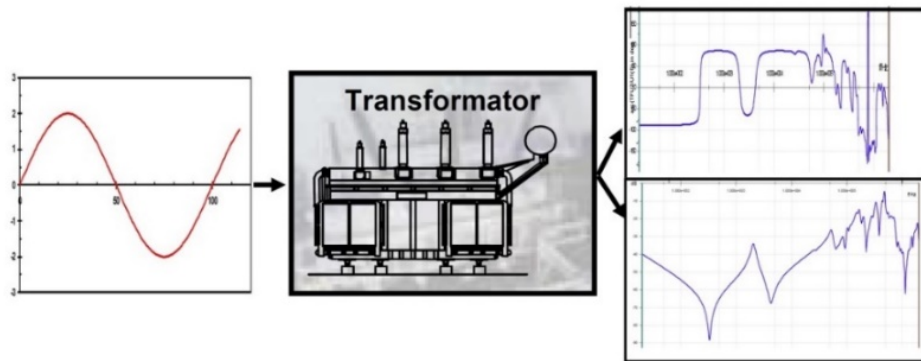
5. FREKANS TEPKİSİ ANALİZİ

5.1 Giriş

Frekans tepkisi analizinin en önemli avantajlarından birtanesi enerji kesintisi yapmadan testlerin yapılmasına olanak sağlamasıdır. Bu durum uzaktan izleme fırsatı da vermektedir. Frekans tepkisi, değişik frekans aralığında test objesinin iki terminalinden, terminal gerilim kaynağı gerilim ile uyarıldığında genlik oranı ve faz farklılığının (açısının) ölçülmesidir. FRA ise frekans cevabı ile ölçülen değerleri kullanarak hasarı tespit etme tekniğidir.

Bu konuda ilk zorunlu standart 1 Haziran 2005'te DL/T 911/2004 adıyla Çin'de yayınlanmıştır. Aynı yıllarda Cigre ve IEEE çalışma grupları oluşturmuş ve test teknikleri geliştirmeye çalışmışlardır. Cigre-A2 2009'da 342 numaralı rapor yayınlamıştır. Sonuçta IEEE C57.149/2012 standardı ortaya çıkmış ve yağlı transformatörlerde FRA testlerine kılavuz olmuştur (Kraetge ve diğ. 2009).

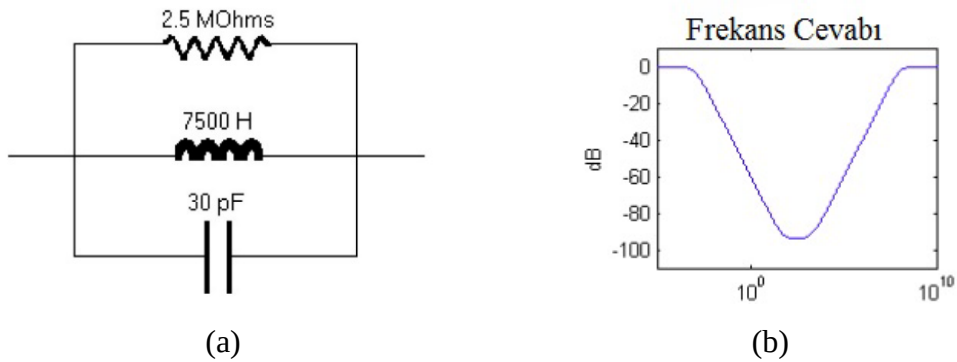
FRA testleri Şekil 5.1'e gösterilen genel prensip şema üzerinden açıklanabilir. Kısaca, transformatörün bir terminaline uygulanan belli frekanslardaki alçak gerilim sinyalinin diğer bir terminalden genlik ve faz açısı olarak ölçülmesidir. Çıkıştaki sinyal küçük olacağından dolayı genellikle dB olarak ölçülür. Ölçüm ulaşılabilir olan bütün terminaller için yapılır.



Şekil 5.1: Ses sinyalinin osilografik gösterimi(Kraetge ve diğ. 2009)

5.2 Frekans Tepkisi Basit Eşdeğer Devresi

Bilindiği gibi elektriksel empedans aktif ve reaktif bileşenler içermektedir. Frekans tepkisi analizi pasif elemanların kompleks bileşenlerine uygulanır. Bir elektrik devresi RLC elemanlarından ve seri, paralel şekilde çok sayıda bağlantılarından oluşabilir. Reaktif özellikler frekanstaki değişikliğe karşı duyarlıdır. Bu yüzden eşdeğer devre, frekansın bir fonksiyonu olarak empedans ile modellenebilir. FRA analizi RLC ile ilişkili olduğundan tipik bir transformatörün yüksek gerilim sargısı ölçülürken düşük frekanslarda oldukça belirgin bir rezonans gösterirler. Şekil 5.2’de ikinci dereceden bir RLC devresi verilmiş ve logaritmik olarak frekans tepkisi grafiği çizdirilmiştir.



Şekil 5.2: (a) RLC devresi ve (b) frekans tepkisi analizi (Sweetser ve McGrail 2003)

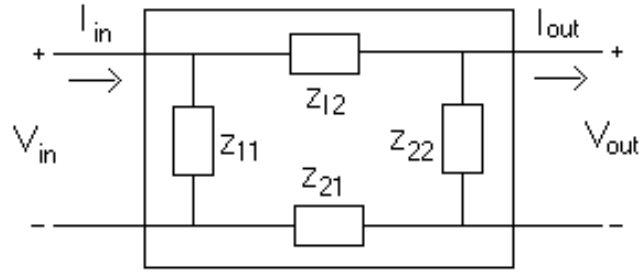
5.2.1 Zaman ve Frekans Domeni

Sistem cevabı zaman ve frekans domenlerinin her ikisinde de gösterilebilir. Sistem cevaplarını uygulayabilmek için çeşitli araç ve teknikler mevcuttur. Örneğin zaman domeninde diferansiyel denklemler veya konvolüsyonlar n. dereceden bir sisteme uygulanabilmekte, frekans domeninde ise çoğunlukla Fourier ve Laplace dönüşümleri kullanılmaktadır. Bu dönüşümler ile zaman ve frekans domenleri arasında geçiş yapılabilir. Frekans domenini $F(j\omega)$ zaman domenini $f(t)$ 'nin Fourier dönüşümüne karşılık gelmektedir. $f(t)$ ise $F(j\omega)$ 'nin ters Fourier dönüşümüne karşılık gelmektedir. Bu durum eşitlik (5.1)'de verilmiştir.

$$F(j\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-j\omega t} f(t) dt \gg f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{j\omega t} F(j\omega) d\omega \quad (5.1)$$

Sistem cevabını zaman domeninde analiz etmek zor olmakla beraber frekans domeninde analizlerin yapılması daha kolay olmaktadır. Şöyle ki, aynı empedans değerine sahip farklı frekans değerleri olabilir ve gürültü, harmonik gibi istenmeyen değerler rahatlıkla analiz edilebilir.

Transformatör eşdeğer devresi, dört uçlu bir empedans devresinde iki uç giriş, iki uç çıkış olacak şekilde modellenebilir. Yani transformatörün bir terminaline yapılan akım ve gerilim kaynaklarının bağlantı uçları diğer terminalinde de aynı şekilde çıkış için bağlanacaktır. Şekil 5.3'te transformatörün iki kapılı empedans devresi modeli verilmiştir.



Şekil 5.3: Transformatörün iki kapılı empedans devre modeli (Sweetser ve McGrail 2003)

Negatif terminaller ve transformatör tankı ile toprak şilt ucu kısa devre edilerek gürültü önlenabilir. Tekrar edilebilir testler için bu önemlidir. Yukarıdaki şekilde Z değerleri açık devre empedansına karşılık gelmekte olup, akımın sıfır değerleri için V değerlerini bulmakta kullanılmaktadır. Eşitlik (5.2)'de bu ifade matrisiyel formda verilmiştir.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

$$Z_{11} = \frac{V_1}{I_1} \Big|_{I_2=0} \gg Z_{12} = \frac{V_1}{I_2} \Big|_{I_1=0} \gg Z_{21} = \frac{V_2}{I_1} \Big|_{I_2=0} \gg Z_{22} = \frac{V_2}{I_2} \Big|_{I_1=0}$$

5.2.2 Transfer Fonksiyonu

Transfer fonksiyonu başlangıç koşullarında RLC devre elemanlarının giriş ve çıkışlarındaki frekans tepkisi oranını vermektedir. Eşitlik (5.3)'te transfer fonksiyonu ifadesi genel manada gösterilmiştir. Genlik ve faz ilişkisi transfer fonksiyonu ile ilişkilidir.

$$H(j\omega) = \frac{V_{\text{çıkış}}(j\omega)}{V_{\text{giriş}}(j\omega)} \quad (5.3)$$

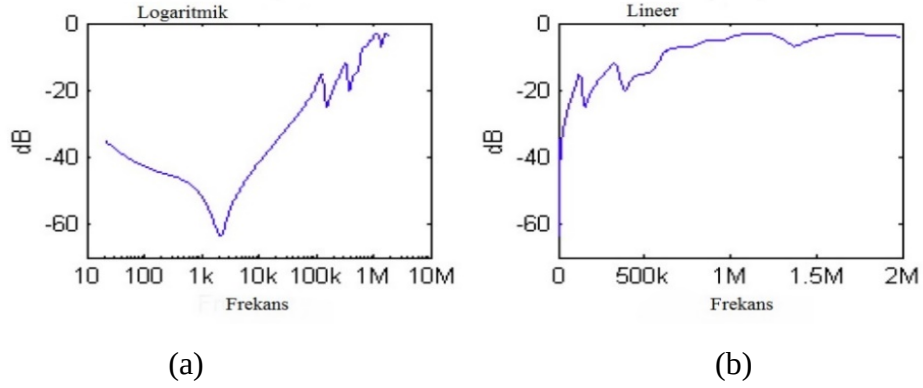
Transfer fonksiyonu basit forma indirgendiğinde, güç ve rezonans gibi ana karakteristikler polinomun köklerinde meydana gelmektedir. Payın kökleri sıfırları, paydanın kökleri ise kutupları oluşturur. Sıfırlar kazançta artış sağlarken kutuplar düşüş sağlamaktadır. Sadece gerilim oranları kullanıldığında $H(j\omega)$ direkt olarak $Z(j\omega)$ ile ilişkili olmayacaktır. Bunun yerine çıkış geriliminde ohm kanunları kullanılarak akım enjekte edilmelidir. FRA cihazları için 50 Ω empedans kullanılmaya başlandığından beri FRA ölçümleri gerilim ilişkisini kullanarak $H(j\omega)$ değeri hesaplamaktadır. $Z(j\omega)$ ve $H(j\omega)$ arasındaki ilişki 50 Ω empedans standart olduğunda hesaplamalar denklem (5.4)'teki gibi olacaktır.

$$H(j\omega) = \frac{V_{\text{çıkış}}}{V_{\text{giriş}}} = \frac{50}{Z(j\omega) + 50} \quad (5.4)$$

Genlik ve faz değerlerini çizdirmek için Bode diyagramı kullanılabilir. Eşitlik (5.5)'e göre bu diyagram çizdirilebilir.

$$\begin{aligned} A(\text{dB}) &= 20 \log_{10}(H(j\omega)) \\ A(\theta) &= \tan^{-1}(H(j\omega)) \end{aligned} \quad (5.5)$$

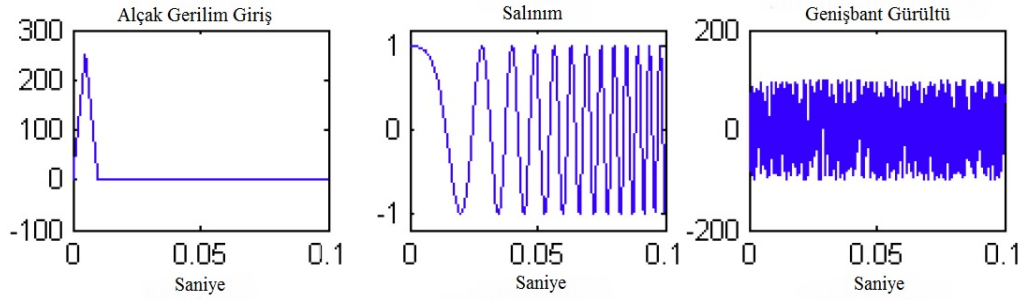
Bode diyagramının avantajı frekans için logaritmik skala kullanarak asimptotik simetri oluşturmastır. Her kökteki sıfırlar ve kutuplar her on birimlik değişimde 20 dB değişim yapmaktadır. Kutuplar -20 dB düşüş sağlarken sıfırlar +20 dB artış sağlar. Çizimde logaritmik skala kullanılarak en düşük ve en yüksek frekanslardaki değişim değerlerini tek bir grafikte görmek mümkün olurken, lineer grafikte bu mümkün olmamaktadır. Bu durum Şekil 5.4'te açıkça gösterilmiş olup kazancın logaritmik ve lineer olarak frekansla değişimi verilmiştir. Lineer grafiğin yüksek frekanslardaki değişimi çok iyi gösteremediği görülmektedir.



Şekil 5.4: Kazancın frekansla değişimi (a) logaritmik ve (b) lineer olarak gösterilmesi (Sweetser ve McGrail 2003)

Frekans domeni karakteristiğinin ölçümünde iki yöntem kullanılmaktadır. Bunlardan birisi frekans spektrumunu tarama ve diğeri Fast Fourier Transform (FFT) tekniğidir. Frekans tarama yönteminde belirli bir bant genişliği girilir ve kaynaktan sabit genlikli sinüzoidal dalga formu üretilerek her bir frekans değeri için çıkıştaki değeri grafik olarak çizdirilir (Sweetser ve McGrail 2003).

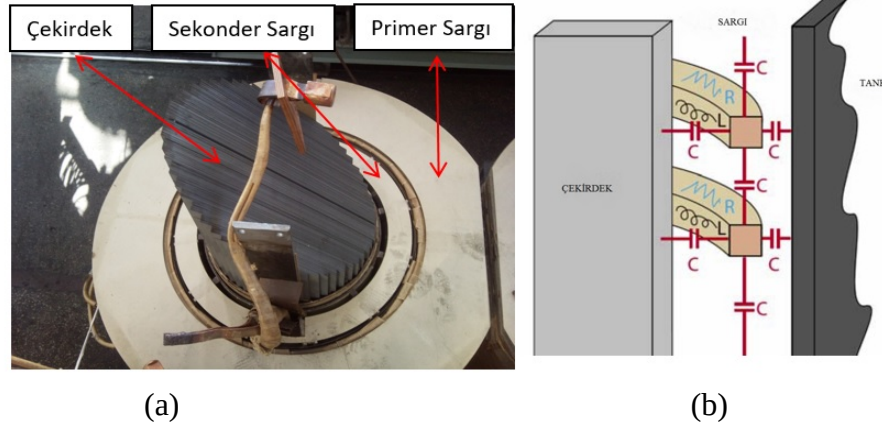
Fourier dönüşümleri kullanılarak yapılan ölçümlerde ise grafikte salınım ve gürültüler meydana gelmektedir. Şekil 5.5'te Fourier dönüşümü ile yapılan ölçümlere ait görseller verilmiştir.



Şekil 5.5: Fourier dönüşümleri ile yapılan ölçümler (Sweetser ve McGrail 2003)

5.2.3 Transformatör Frekans Tepkisi Eşdeğer Devresi

Transformatöre ait frekans tepkisi analizi testine başlamadan önce, onun içyapısı ve neyi nasıl ölçtüğünün bilinmesi önemlidir. Şekil 5.6 (a)'da gerçek bir transformatörün iç kısmı, (b)'de ise eşdeğer devresinin çizimi gösterilmiştir (Kraetge ve diğ. 2009).



Şekil 5.6: Transformatörün (a) nüvesi ve sargıları (b) eşdeğer devresi (Kraetge ve diğ. 2009)

Transformatörün frekans tepkisi analizi tek bir ölçümden ibaret olmayıp, çeşitli bağlantı şekilleri ve ölçümleri mevcuttur. Transformatörde daha sonradan oluşabilecek bir arızayı tespit için, bir önceki ölçümlerinde tüm varyasyonları ölçülmüş olmalı ve sonuçları karşılaştırmada herhangi bir şüpheyi yer bırakılmamalıdır. Frekans tepkisi analizine göre frekans bölgesi ve muhtemel hata tipleri arasındaki ilişki Tablo 5.1’de verilmiştir.

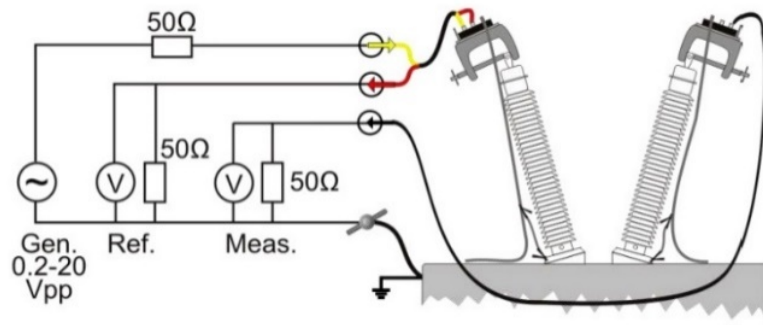
Tablo 5.1: FRA yönteminde temel dalga ve ölçülen dalganın karşılaştırılmasıyla hata türlerinin saptanması (Pandya ve Parekh 2013)

Temel dalga ile ölçülen dalganın karşılaştırılması	Hata
Ölçülen dalga şeklinin 5 Hz altında oransız biçimde değişmesi	Çekirdek hatası
Ölçülen dalga şeklinin 10 kHz üzerinde oransız biçimde değişmesi	Sargı hatası
Temel dalga ile arasında 3 dB’den az değişiklik olması	Normal ve toleranslar içerisinde
5 Hz ile 2 kHz arası +/- 3 dB veya daha fazla değişiklik olması	Sargı kısa devresi, açık devre rezidüel manyetizma veya çekirdek kayması
50 Hz ile 20 kHz arası +/- 3 dB veya daha fazla değişiklik olması	Sargıların tümüyle kayması
500 Hz ile 2 MHz arası +/- 3 dB veya daha fazla değişiklik olması	Sargılarda deformasyon
25 Hz ile 10 MHz arası +/- 3 dB veya daha fazla değişiklik olması	Sargı ucu ile veya test bağlantı ucu ile alakalı hata

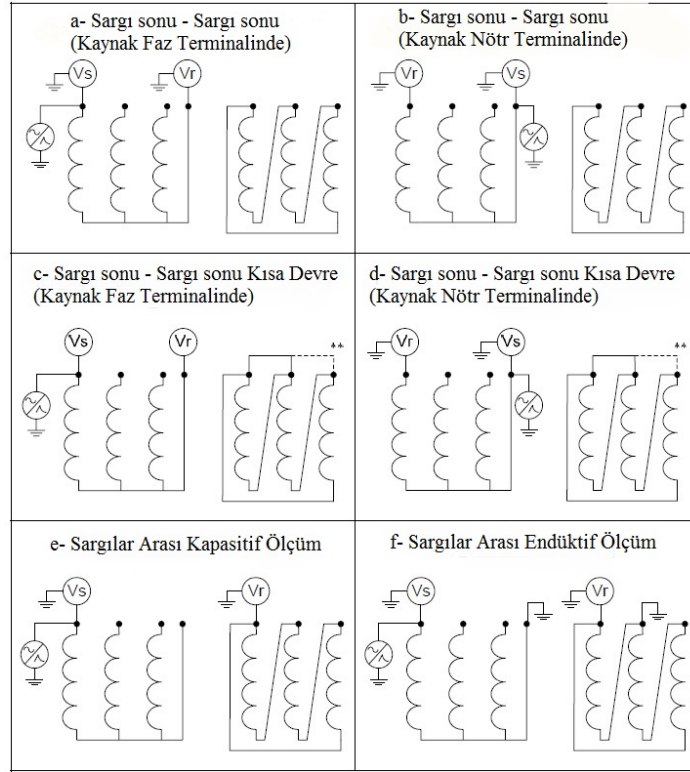
Tablodan da görüldüğü gibi frekans tepkisi analizi transformatörlere özel olarak geliştirilmiş ve bir nevi transformatörün parmak izini çıkartarak gelecek bir zamanda yapılan rutin kontrol testlerinde en ufak bir değişikliği tespit etmeye yöneliktir.

5.3 Frekans Tepkisi Analizi Ölçüm Yöntemleri ve Bağlantı Şekilleri

Frekans tepkisi analizi temel olarak dört ölçümden ibaret olmakla birlikte çeşitli varyasyonlarla bu ölçüm sayıları çoğalmaktadır. Temel olarak sargı sonundan sargı sonuna ölçümler sekonder sargı açık devre ve sekonder sargı kısa devre olmak üzere her iki durum içinde yapılır. Diğer iki ölçüm ise sargılar arası (primer sekonder) kapasitif ölçüm ve sargılar arası endüktif ölçümdür. Sargı sonu-sargı sonu ölçümler, kaynak faz veya nötr terminaldeyken de yapılabilir. Üç faz bir transformatör için kısa devre edilen testlerde ise her faz sırasıyla kısa devre edileceği gibi üç faz kısa devre edilerek de ölçüm yapılabilir. Ayrıca oto transformatörlerde sargı sonu-sargı sonu ölçümler seri sargı ve ortak sargılarla karşılıklı olarak veya seri ve ortak sargı birlikte test edilmelidir. Frekans tepkisi analizine ait temel ölçüm prensip şeması Şekil 5.7’de gösterilmiştir. Yıldız üçgen bağlantılı bir transformatör için tüm ölçüm varyasyonları Şekil 5.8’de verilmiştir (Cigre W.Group A2.26 2008).



Şekil 5.7: FRA ölçüm bağlantıları dış görünüşü (Chhajer ve Naranjo 2013)

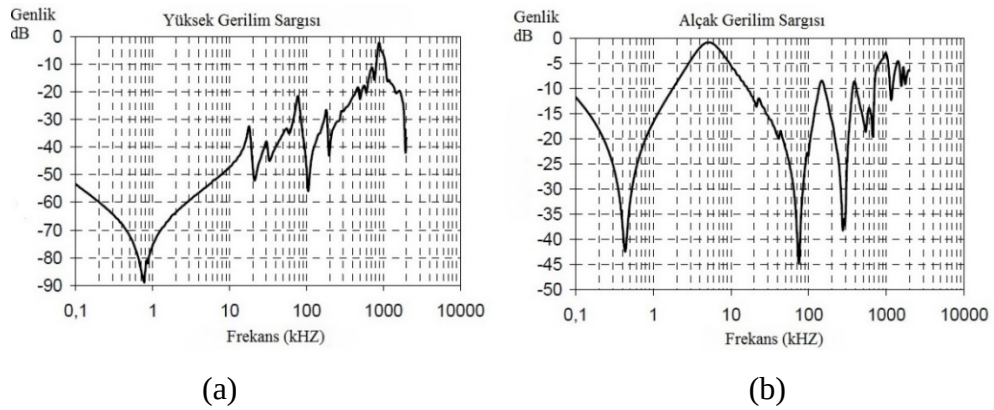


Şekil 5.8: YNd bağlantı grubuna sahip bir transformatöre ait FRA bağlantı şekilleri (Cigre W.Group A2.26 2008)

5.3.1 Sargı Sonu-Sargı Sonu Ölçüm

Sargı sonu-sargı sonu ölçümde sinyal bir fazın sargı ucundan uygulanır ve diğer terminalin sargı ucundan iletilen sinyal ölçülür. Transformatora ait alçak frekanstaki ana parametrelerden bir tanesi mıknatıslanma empedansıdır. Bu test basit ve her faza uygulandığından dolayı daha çok kullanılmaktadır.

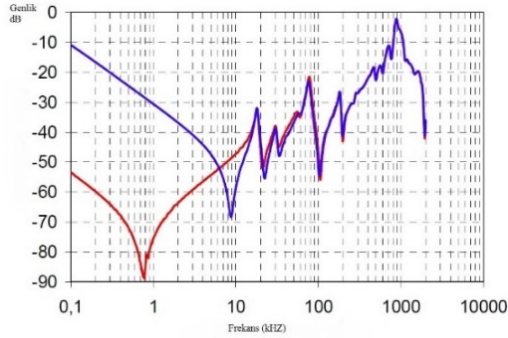
Şekil 5.9’da yıldız üçgen 266 MVA bir transformatöre ait bir faz için yapılan ölçüm gösterilmiştir. Ölçümler üç faz içinde yapılır.



Şekil 5.9: (a) Yüksek gerilim sargısı ve (b) alçak gerilim sargısı sargı sonu-sargı sonu açık devre FRA ölçümü (Cigre W.Group A2.26 2008)

5.3.2 Sargı Sonu-Sargı Sonu Kısa Devre Ölçüm

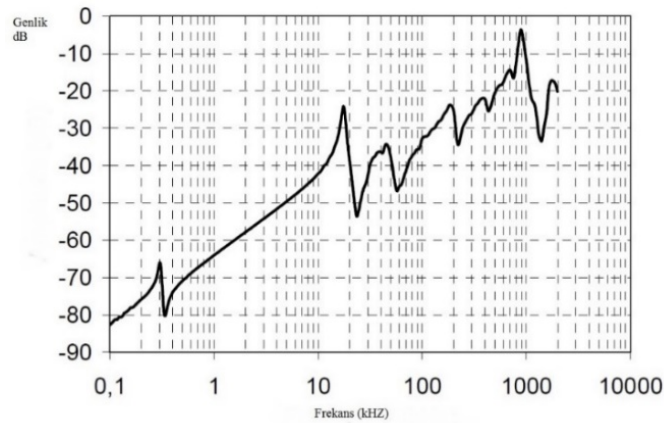
Bu ölçüm sargı sonu-sargı sonu ölçümüyle benzer olup tek fark transformatörün sekonderde aynı faz sargısının kısa devre edilmesidir. Şekil 5.10'da sargı sonu-sargı sonuna ait örnek ölçüm sonuçları verilmiştir. Mavi çizgi ile gösterilen sargı sonu-sargı sonu kısa devre, kırmızı çizgi ise sargı sonu-sargı sonu ölçümü sonuçlarını göstermektedir. Görüldüğü gibi tek farkı alçak frekans bölgesinde olup, yüksek frekanslarda aynı değerlere sahiptir.



Şekil 5.10: Sargı sonu-sargı sonu kısa devre FRA ölçümü (Cigre W.Group A2.26 2008)

5.3.3 Sargılar Arası Kapasitif Ölçüm

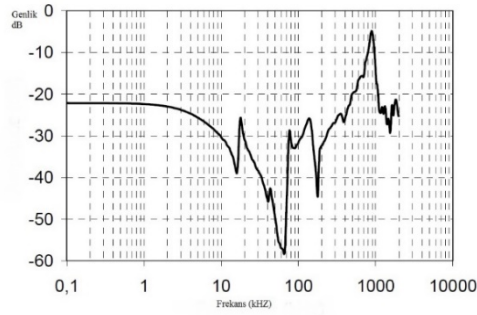
Bu ölçümde sinyal primer sargının bir ucundan uygulanarak sekonder sargının aynı fazından sinyal çıkışı ölçülür. Ancak bu test oto transformatörlerinde seri ve ortak sargılarda uygulanamaz. Frekans tepkisine alçak frekans bölgesi bu test için ağırlık kazanır. Şekil 5.11'de sargılar arası kapasitif ölçüm grafiği gösterilmiştir.



Şekil 5.11: Sargılar arası kapasitif FRA ölçüm grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008)

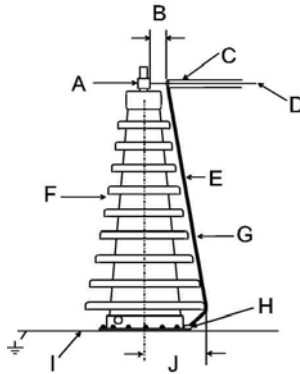
5.3.4 Sargılar Arası Endüktif Ölçüm

Bu ölçümde sinyal primer sargının bir terminaline uygulanırken sinyal çıkışı sekonder sargının diğer ucundan ölçülür. Kapasitif ölçümle arasındaki fark sargı sonlarının topraklanmasıdır. Bu ölçümün alçak frekans oranı transformatörün sarım oranını verir. Şekil 5.12’de sargılar arası endüktif ölçüm sonucunda ortaya çıkan grafik gösterilmiştir.



Şekil 5.12: Sargılar arası endüktif FRA ölçüm grafiği (Cigre W.Group A2.26 2008)

IEC 60076-18/2012 standardında transformatörler, reaktörler, oto transformatörler gibi çeşitli teçhizatlar için bütün sargı şekillerinde (yıldız, üçgen, zikzak) ölçümün nasıl yapılacağına açıklık getirilmiştir. Hatta bağlantılar için çeşitli yöntemler gösterilmiştir.



Şekil 5.13: FRA ölçümü buşing bağlantı gösterimi (IEC 60076-18 2012)

Frekans tepkisi analizi ölçümü için buşing üzerinden yapılan bağlantı düzeni Şekil 5.13’te verilmiştir. Bu bağlantı düzeninde;

- A: Bağlantı ucu noktası,
- B: Şiltlenmeyen bölgenin genişliği mümkün olan en düşük aralıkta olmalıdır,

- C : Ölçüm kablosu şilti,
 D : Merkez iletken,
 E : Örgülü kısa devre iletkeni,
 F : Buşing,
 G : Toprak bağlantısı,
 H : Toprak bağlantı ucu,
 I : Tank,
 J : En küçük kapalı çevrim döngüsü

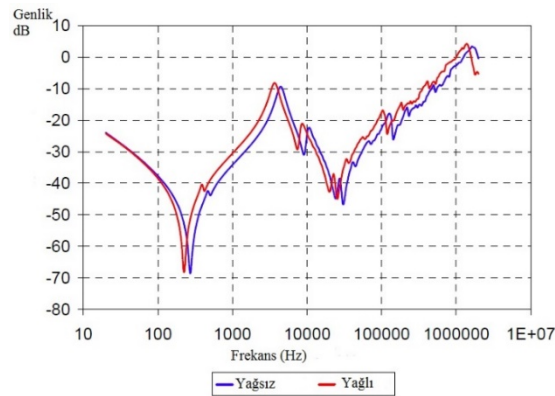
olarak ifade edilmektedir.

5.4 FRA Ölçümlerini Etkileyen Faktörler

FRA ölçümleri yapılırken transformatörün yağlı veya yağsız oluşu, ölçüm şartları, kademe pozisyonu vb. gibi etkenlere dikkat etmek gerekir. Aşağıdaki başlıklarda bu etkenler sıralanmıştır.

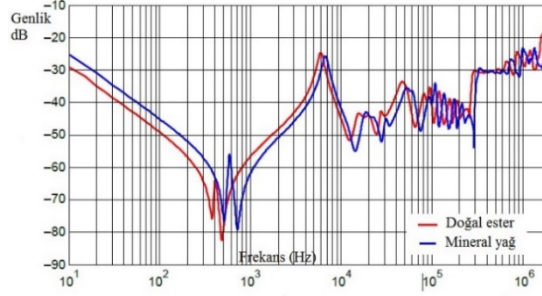
5.4.1 İzolasyon Yağı Etkisi

Bilindiği gibi transformatörlerin içerisinde izolasyonu sağlamak ve aynı zamanda soğutucu görevi yapmak için izolasyon yağı mevcuttur. Ölçümlerin tekrar edilebilirliği açısından bir önceki ölçümle sağlıklı karşılaştırma yapabilmek için aynı şartlar altında olmalıdır. Yağ dolu ve yağsız bir transformatöre ait ölçümler arasındaki fark Şekil 5.14'te verilmiştir.



Şekil 5.14: Yağlı ve yağsız bir transformatöre ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)

Aynı şekilde yağ cinsleri aynı olmalıdır. Farklı izolasyon yağlarında farklı sonuçlar elde edilecektir. Şekil 5.15'te farklı yağlara ait ölçüm sonuçları gösterilmiştir.



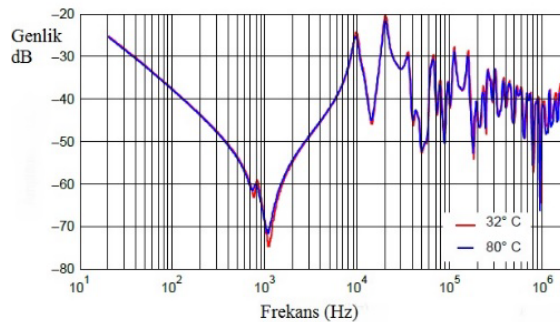
Şekil 5.15: Farklı yağlara ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)

5.4.2 Kademe Değiştirici Etkisi

Ölçüm sonuçlarını etkileyebilecek bir diğer etken ise kademe değiştiricinin pozisyonlarıdır. Standartlarda önerilen kademe değiştiricinin tüm sargıları içerisine alacak seviyede bulunmasıdır. Her kademe için ayrı ölçüm yapılabilir ancak pratik açılarından uygun değildir. Bu nedenle yapılan ölçümlerde kademe değiştiricinin pozisyon değeri mutlaka belirtilmelidir.

5.4.3 Sıcaklık Etkisi

Sıcaklıkla direnç arasındaki ilişkiden dolayı ölçüm anında sargı sıcaklığının ölçümlerde direnci değiştireceğinden dolayı ölçüm sonuçlarında ve genliklerde bir miktar değişimler görülebilir. Şekil 5.16'da yaklaşık 1000 Hz bölgesinde meydana gelen sıcaklık farkı görülmektedir.



Şekil 5.16: Sıcaklığın FRA ölçümüne etkisi (IEC 60076-18 2012)

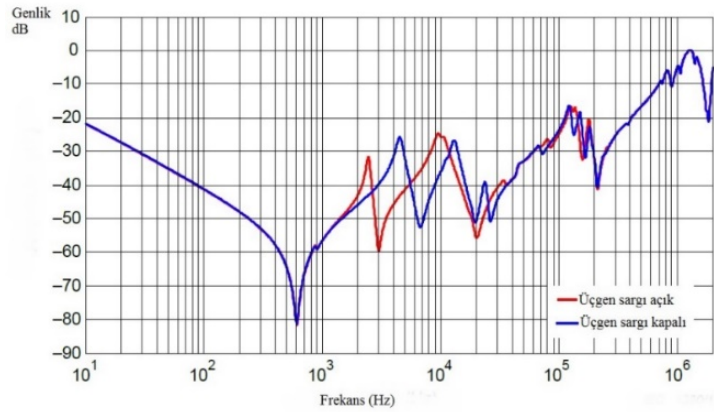
5.4.4 Bağlantı Grubu ve Tersiyer Sargı Etkisi

Bazı güç transformatörlerinde üçüncü bir sargı olarak tersiyer dediğimiz sargılar mevcuttur. Tersiyer sargı yıldız bağlı transformatörlerde kullanılan yardımcı bir sargıdır. Kullanılma nedenleri ise;

- a) Fundamentals gerilimlerin (birinci harmonik) nötr noktasının kaymasını önlemek
- b) Transformatörü ve bağlı bulunduğu sistemi aşırı üçüncü harmonik gerilimlerinden korumak
- c) Hatlarda ve topraktaki üçüncü harmonik akım ve gerilimlerinin sebep olduğu telefon girişimine (enterferans) mani olmak (Cogbill Online)

şeklinde sıralayabiliriz.

Yıldız bağlı transformatörlerde sargı sonları yıldız noktasına bağlı iken üçgen sargılı transformatörlerde sargılar ardı sıra bağlıdır. Şekil 5.17’de tersiyer sargılı üçgen bağlantılı oto transformatörün frekans tepkisi analizi grafiği gösterilmiştir. Üçgen bağlantı uçlarının açık ve kapalı olması özellikle orta frekansta rezonansa sebep olmakta bu da ölçüm sonuçlarını etkilemektedir.



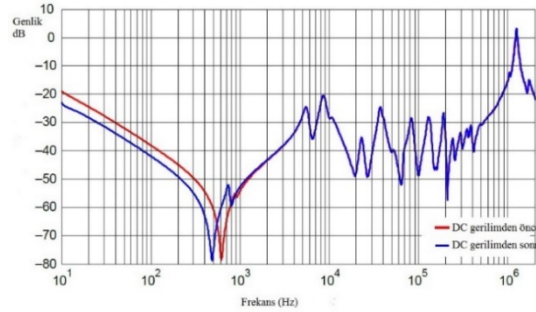
Şekil 5.17: Üçgen bağlı tersiyer sargısı bulunan oto transformatöre ait FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)

Yıldız bağlı transformatörlerde eğer harici olarak yıldız noktası değiştirilebiliyor ise yıldız noktasının bağlı olması veya açık olması da ölçüm sonuçlarını değiştirecektir.

5.4.5 DC Gerilim Etkisi

FRA ölçümlerinde en çok dikkat edilmesi gereken hususlardan birisi DC gerilim etkisidir. Sahada en sık karşılaşılan sorunlardan bir tnesidir. Transformatörün nüvesinde meydana gelen bu mıknatısiyet etkisi, fabrikada veya sahada yapılan testlerden kalan bir durum olabilmektedir. Sahada enerji hatlarının altında boşta bekletilen transformatörlerinde endüksiyon yolu ile nüvede endüklenme olayları meydana gelebilmektedir. Bu durumu bertaraf edebilmenin yolu, yeni nesil dijital cihazlar ile demagnetizasyon yapmaktır. Cihaz bulunmadığı durumlarda primer sargılar kısa devre edilerek sekonderden 400 V civarı bir AC gerilim uygulayarak anti magnetizasyon yapılabilir.

Sahada yapılan ölçümlerde ilk olarak frekans tepkisi analizi yapılması istenir. Nedeni ise diğer test cihazlarından kaynaklanacak olan DC gerilimden etkilenmemesidir. Şekil 5.18’de sargılarda DC gerilim bulunduğunda ölçümü nasıl etkilediği gösterilmiştir. 0-1 kHz bölgesinde meydana gelen kayma mavi çizgi ile gösterilmiştir.



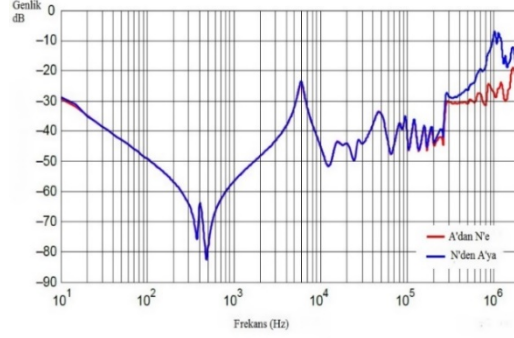
Şekil 5.18: FRA ölçümlerinde DC gerilim etkisi (IEC 60076-18 2012)

5.4.6 Buşing ve Ölçüm Yönü Etkisi

Ölçüm yapılan terminal dediğimiz buşinglerinde bir önceki ölçümle aynı buşing olması gerekir. Farklı izolasyon malzemelerine sahip farklı tip buşinglere ait ölçüm sonuçlarında da farklılık olacaktır.

Ölçüm yönü ise test sonuçlarını etkileyen diğer bir faktör olarak karşımıza çıkmaktadır. A fazından N fazına doğru yapılan ölçümle, N fazından A fazına doğru yapılan ölçüm arasında aşağıdaki grafikte de görüleceği üzere farklılıklar meydana

gelecektir. Şekil 5.19’da yüksek frekans bölgesinde A-N bağlantı şekli ile yapılan ölçüm kırmızı ile gösterilmiş, N-A bağlantısı ile yapılan ölçüm mavi çizgi ile gösterilmiştir. İki ölçüm arasındaki fark açıkça görülmektedir. Ayrıca yük altında kademe değiştiricinin en düşük kademeden en yüksek kademeye doğru gitmesi ile tam tersi yönünde gitmesi arasında yapılan ölçümlerde de farklılıklar olacaktır.



Şekil 5.19: Yüksek frekans bölgesinde A-N (Kırmızı) bağlantısı ile yapılan ölçüm ile N-A bağlantısı (Mavi) ile yapılan ölçüm arasındaki farklılığı gösteren FRA ölçüm grafiği (IEC 60076-18 2012)

5.4.7 Diğer Etkiler

Son olarak ölçümü etkileyebilecek faktörler ise ölçme yapılan cihazın standartlara uygun olup olmaması ve ölçme yapan kişinin bağlantıları ne derece doğru yaptığıdır. Test yapan kişilerin standartlara uygun şekilde testi yapması ve cihazların buna uygun olması test sonuçlarının güvenilirliği ve testlerin tekrar edilebilirliği açısından önemli rol oynamaktadır.

6. DİELEKTRİK FREKANS TEPKİSİ

6.1 Giriş

Dielektrik özellik üzerine ilk sistematik araştırmalar 1870'te yapılmaya başlandı ve 1927'li yıllarda ilk DC izolasyon testi patenti alındı. 1990'da ABB izolasyon materyalleri üzerinde yaptığı dielektrik cevabı ölçümlerini yayınladı. 1993'te Dr. Peter Werelius saha ölçümlerine yönelik dielektrik frekans tepkisi ölçümlerini yapabilen cihazları geliştirdi. 1995'te saha ölçümlerine yönelik DFR test cihazı kullanılmaya başlandı. 1995-2005 arasında uluslararası konferanslarda DFR/FDS kullanılarak izolasyon özelliklerini araştırmaya yönelik konular popülerite kazandı. 2004'te Cigre, "Güç transformatörleri tanıları için dielektrik cevabı yöntemleri" adlı 254 numaralı raporunu yayınladı. 2006'da Cigre, RediTool isimli Avrupa araştırma projesi ile DFR'in transformatörlerdeki nemi değerlendirmek için tercih edilen yöntem olduğunu önerdi. 2010'da Cigre, "Transformatör sargıları için dielektrik cevabı tanıları" adlı raporunu yayınladı. DFR, frekans domenini spektroskopisi olarakta bilinir. Sahada ilk olarak 1995'lerde uygulanmaya başlanmıştır (Ohlen ve Werelius 2010).

DFR ölçümleri transformatörlerdeki katı izolasyon maddelerinin içerisindeki nemi tanılamak için zaman ve frekans domeninde ölçüm yapılan bir test tekniğidir. Frekans domeninde yapılan ölçüme DFR denilmektedir ve sonuçlar kapasitans ve frekansın bir fonksiyonu olan kayıp faktörü olarak veya frekansın bir fonksiyonu olan güç faktörü olarak elde edilir (Patel ve Frimpong 2012).

DFR ölçümü %PF testinin gelişmiş halidir diyebiliriz. %PF ölçümlerinde elimizde bulunan veri mili amper ve watt değerlerine bağlı olarak hesaplanan %PF verisidir. Dielektrik frekans tepkisi ise 0,1 mHz'den 1 kHz'e kadar uzanan geniş bir frekans spektrumunda ölçülen yağ, kağıt gibi izolasyon malzemelerine bağlı olarak elde edilen bir veridir.

%PF testi izolasyon bozukluğunun teşhis edilmesinde kullanılmasına rağmen DFR kadar hassas ve kesin sonuç verememektedir. Ayrıca DFR ile ölçülen değerler izolasyon yapının iletkenliği ve nemi ile doğrudan alakalıdır. DFR testleri ile kısa devre gibi bariz arızalardan daha çok transformatörün içerisindeki nem miktarı takip edilebilmekte ve herhangi bir arızaya sebep olmadan yağ ve selüloz yapının bakımlarının yapılmasına olanak sağlamaktadır. Burada unutulmaması gereken konu, DFR testi dört temel üzerine geliştirilmiştir. Bunlar yağ emdirilmiş selüloz yapı (nem miktarı), izolasyon yağı iletkenliği, sıcaklık ve izolasyon malzemelerinin geometrik yapısıdır. Farklı güçteki transformatörler farklı tasarımlara sahip olacağından ve yağ cinsi farklı olacağından dolayı tüm transformatörler için ortak bir grafik yoktur. Fabrikada ölçülen değerler o transformatöre ait olup, yağ ve selüloz yapı malzemesi değişmedikçe aynı grafik takip edilmelidir.

6.2 DFR Ölçüm Yöntemleri ve Bağlantı Şekilleri

6.2.1 Sistem Modellemesi

DFR ölçüm sonuçlarını değerlendirebilmenin temeli, bilinen bir değerdeki nem ve sıcaklıkta dikkatlice hazırlanmış yağ emdirilmiş kâğıt vs. gibi numunelerden elde edilen sonuçlardan veri tabanı oluşturularak elde edilir. Bir transformatörde izolasyonun temel maddeleri yağ ve selülozdan meydana gelmektedir ki bu maddeler de DFR sonuçlarını etkilemektedir (Patel ve Frimpong 2012).

DFR ölçüm tekniği olarak %PF ölçüm tekniği (50/60 Hz) ile benzerlik göstermektedir. Bu teknikteki farklılık ölçümlerin 50/60 Hz yerine 1 mHz'den 1 kHz'e kadar geniş bir aralıkta yapılması ve yüksek gerilim (10 kV) uygulanmak yerine düşük gerilim (200 V) uygulanarak yapılmasıdır (Robalino 2015). Sonuçlar genellikle kapasite, kayıp faktörü, güç faktörü olarak gösterilir.

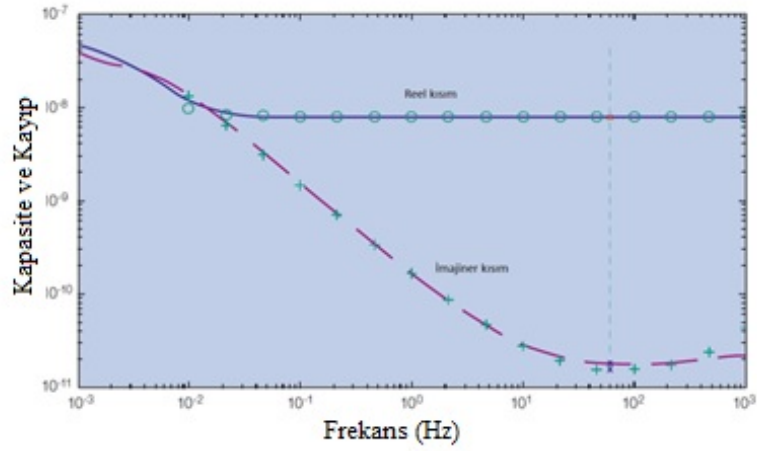
Frekans domeninde her materyal kompleks iletkenlikle (ϵ_r) karakterize edilir. C_x ölçülen kapasitans ve C_0 geometrik kapasitans olmak üzere sistemin matematiksel hesabı eşitlik (6.1)'daki gibi yapılabilir.

$$\varepsilon_r = \frac{C_x}{C_0} = \varepsilon_{r1} - j\varepsilon_{r2} \quad (6.1)$$

Kayıp açısı ise eşitlik (6.2)'deki gibi olacaktır (Cheng ve diğ. 2014).

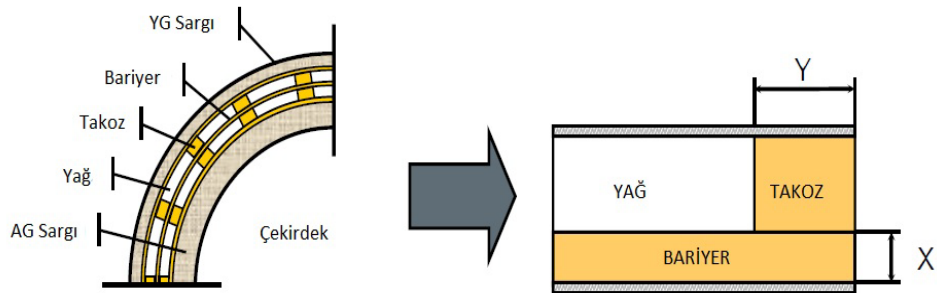
$$\tan \delta = \frac{\varepsilon_{r2}}{\varepsilon_{r1}} \quad (6.2)$$

Transformatöre ait tipik bir DFR grafiği reel ve imajiner kısımların farklı frekanslardaki değerleri Şekil 6.1'deki gibidir.



Şekil 6.1: DFR ölçüm sonucu, reel ve imajiner kısım (ABB 2006)

Güç transformatörlerinde izolasyon sistemi X-Y modeli olarak yapılandırılır ve bu modeldeki geometrik özellikler kullanılarak transformatör sargıları arasındaki yağ ve selüloz miktarı hesaplanır. Yağ emdirilmiş kağıtlar ve izolasyon malzemelerinin hepsi X modeli olarak ve takozların hepsi Y modeli olarak ve yağ ise 1-X ile 1-Y şeklinde bir bütün olarak gösterilir. Şekil 6.2'de transformatörün DFR modeli gösterilmektedir.



Şekil 6.2: Transformatör DFR modellemesi (Patel ve Frimpong 2012)

Sistemin zaman domenindeki basit matematiksel modellemesi ise sırasıyla eşitlik (6.3), (6.4) ve (6.5)'deki gibi olacaktır (Chen ve Guo 2013),

$$\varepsilon_{(\omega,T)izo.} = \frac{Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_{takoz}} + \frac{X}{\varepsilon_{bariyer}}} + \frac{1-Y}{\frac{1-X}{\varepsilon_{yağ}} + \frac{X}{\varepsilon_{bariyer}}} \quad (6.3)$$

$$\varepsilon_{(\omega,t)yağ} = 2,2 - j \frac{\sigma_T}{\varepsilon_0 \omega} \quad (6.4)$$

$$\sigma_T \approx A \cdot e^{(-E_{akt.}/k \cdot T)} \quad (6.5)$$

Burada;

$\varepsilon_{izo.}$:Sistemin elektriksel geçirgenliği

ε_{takoz} :Takozun elektriksel geçirgenliği

$\varepsilon_{bariyer}$:Bariyerin elektriksel geçirgenliği

$\varepsilon_{yağ}$:Yağın elektriksel geçirgenliği

A : İzolasyondaki iyonların hareketlilik sabiti ($A = 1,95 \cdot 10^{-5} \text{ S / m}$)

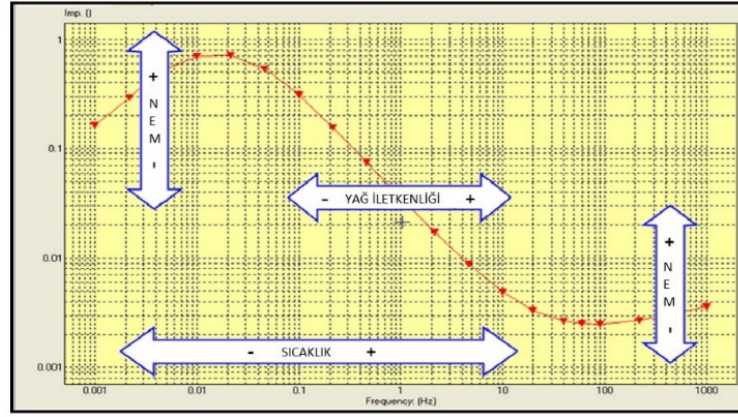
$E_{akt.}$: Aktivasyon enerjisi

k : Boltzmann sabiti

T : Mutlak sıcaklık (Kelvin)

olarak tariflenmiştir.

Yağın, bariyerin ve takozun relatif elektriksel geçirgenliği sıcaklığa, neme ve frekansa bağımlı olarak değişmekte olup DFR ölçüm sonuçları numunenin geometrisi, yağ iletkenliği, sıcaklık ve nem ile etkileşim içerisinde. Ölçülen sonuçlar daha önceden hazırlanmış veri tabanı ile karşılaştırılarak bir cevap eğrisi çıkarılmaktadır. DFR ölçümünün etkilendiği parametreler ve bu etkileşimin yansıması Şekil 6.3'te gösterilmiştir (Ohlen ve Werelius 2010). Sonuçlar sıcaklıkla doğrudan ilişkili olup, sıcaklık düzeltme katsayıları mevcuttur.



Şekil 6.3: DFR ölçümünün etkilendiği parametreler

DFR ölçümlerinde nemin etkisi yapılan bir çalışmada açıkça görülmüş ve ölçüme ait test sonuçları Tablo 6.1’de verilmiştir. Test edilen transformatör 1977 yapımı olup 230/115,5/10,5 kV gerilim seviyesinde ve 200 MVA gücündedir. Transformatör üzerinde yapılan primer sargı ile sekonder sargı arası (CHL) ve sekonder sargı ile tersiyer sargı arası (CLT) testlere ait sonuçlardan görüldüğü üzere transformatörün izolasyon değerleri ($\tan\delta$) nemsiz durumda yarı yarıya düşmüştür. Bir nevi transformatörün ömrü yarı yarıya uzamıştır diyebiliriz. Bu örnek DFR testinin ne derece önemli olduğunu göstermektedir (Krüger ve Hoek 2015).

Tablo 6.1: DFR ölçüm sonuçları

Ölçüm	Nem %	Tan δ %	@50 Hz Kapasite (C)
CHL (1)	2,6	0,81	12,0551 nF
CHL (2)	1,6	0,38	11,6749 nF
CLT (1)	2,4	0,79	14,2284 nF
CLT (2)	1,7	0,38	13,6873 nF
1: Kurutulmadan önce 2: Kurutulduktan sonra			

6.2.2 Ölçüm Yöntemleri

Dielektrik frekans tepkisi ölçüm yöntemlerini üç ana başlıkta sıralayabiliriz (Bigdeli ve Aghajanloo 2016);

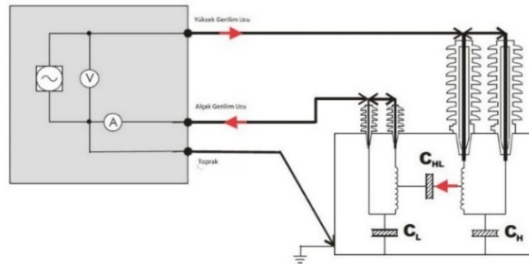
- Polarizasyon ve Depolarizasyon Akım Yöntemi (PDC)
- Toparlanma Gerilimi Ölçümü (RVM)
- Dielektrik Frekans Tepkisi (DFR) veya Dielektrik Frekans Spektroskopi (DFS)

PDC ve RVM yöntemleri DC gerilim uygulanarak ölçümün zaman bölgesinde yapılması temeline dayanmaktadır. Bu yöntemler polarizasyon ve depolarizasyon akımlarını ölçerek izolasyon durumunu tespit etmeye yöneliktir. Aynı zamanda her iki ölçüm zaman domeninde olup denklemler çözüm için karışık olmakla birlikte konvolüsyon integralide içermektedir. Buna karşın DFR yöntemi frekans domeninde olup daha basit işlem adımlarına sahiptir. Bu nedenle zamandan bağımsız olarak ölçüm yapabilen DFR (FDS) tekniği incelenmiştir.

Bu ölçüm tekniklerinin karşılaştırılması ve incelenmesi konusunda araştırmalar devam etmektedir. Omicron elektronik firması ile Stuttgart üniversitesi işbirliği içerisinde yapılan çalışmada tüm ölçüm yöntemleri, örnekler üzerinde denenmiş ve sonuçları paylaşılmıştır. Yine bir diğer çalışmada DFR sonuçlarının yapay arı kolonisi algoritması ile değerlendirilmesi yoluna gidilmiştir (Bigdeli ve Aghajanloo 2016, Koch ve diğ. 2007).

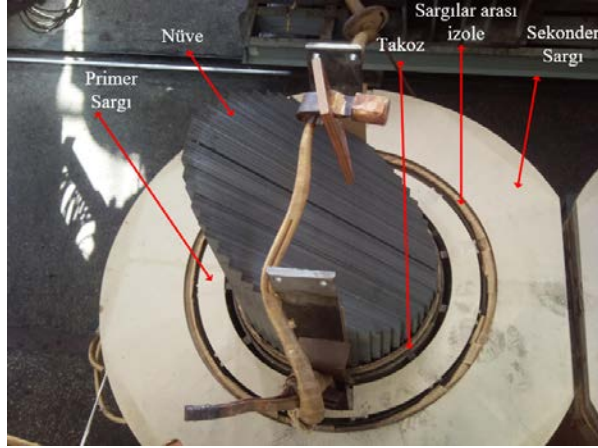
6.2.3 DFR Yöntemi Bağlantı Şeması

DFR ölçüm tekniği açısından %PF ölçümlerine benzemesinin yanı sıra bağlantı şekli yönünden de aynıdır. Transformatörün primer yüksek gerilim sargısı ile tank arasındaki izolasyonu gösteren CH, primer ve sekonder sargılar arası izolasyon CHL, sekonder sargı ve tank arası izolasyon CL'i temsil etmektedir. Şekil 6.4'te DFR bağlantı şeması gösterilmiştir.



Şekil 6.4: DFR bağlantı modeli (Patel ve Frimpong 2012)

Şekil 6.5'te ise 50 MVA gücündeki bir transformatörün sargıları tanktan çıkarılmış ve bir faza ait sargılar ve nüve gösterilmiştir. Örnek olarak sargılar arasında (CHL) bulunan selüloz ve yağın elektriksel geçirgenliği DFR ölçümlerinde grafiksel olarak görülmekte olup, transformatörün izolasyon durumu hakkında etkili bir karar verme potansiyeline sahiptir.

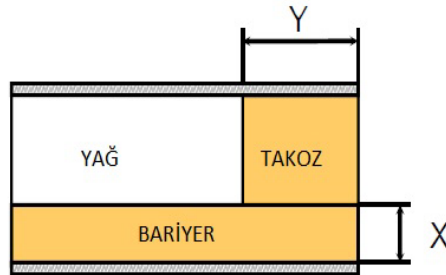


Şekil 6.5: Transformatör sargısı ve nüvesi

6.3 DFR Ölçümlerini Etkileyen Faktörler

6.3.1 Geometrik Etki

Geometrik etkinin etkilerini izolasyon yağı ve kağıt izolasyonun X ve Y değerlerini değiştirerek gözlemleyebiliriz. Gerçek transformatörün modellemesinde X ve Y değerleri sırası ile % 20-50 ile % 15-25 arası değişkenlik göstermektedir. Şekil 6.6'da transformatörün izolasyon maddelerine bağlı olarak geometrik modellemesi gösterilmektedir.



Şekil 6.6: Transformatör geometrik DFR modellemesi (Patel ve Frimpong 2012)

Yapılan bir çalışmada beş farklı geometri durumu için sıcaklık ve nem sabit tutularak incelemeler yapılmıştır ve çalışmaya ait sonuçlar Tablo 6.2’de verilmiştir.

Tablo 6.2: DFR ölçümünde geometrinin etkisi (Noureldeen 2007)

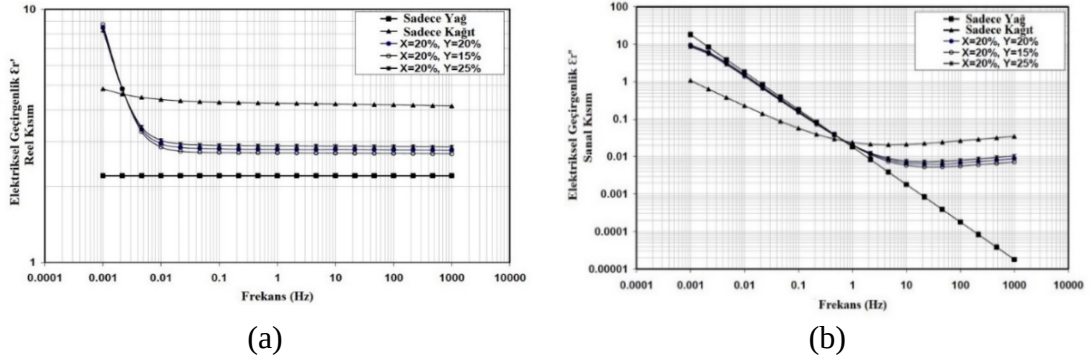
Durum No	Sıcaklık	Nem	X	Y
1 Sadece yağ	20°C	1%	0%	0%
2 Sadece kâğıt	20°C	1%	100%	100%
3	20°C-40°C	1%	20%	20%
4	20°C	1%	20%	15%
5	20°C	1%	20%	25%

Elektriksel geçirgenlik sanal kısım ve imajiner kısım sırasıyla ϵ_{r1} , ϵ_{r2} olarak tanımlanmış olup, $\tan \delta$, MoDS programı ile simüle edilmiştir. Sadece kağıttan oluşan izolasyon durumu Şekil 6.6’da verilmekte olup görüleceği üzere kağıt izolasyon yüzdesi (Y) arttıkça ϵ_{r1} değeri de artmaktadır. En belirgin artış düşük frekanslarda meydana gelmektedir. Bu durum kâğıt-yag ara yüzey polarizasyonunun etkisini teyit etmektedir. İzolasyon malzemesinin iki parçadan meydana geldiği durumlarda (kağıt-yag) makroskobik düzeyde kirli yüzeyler oluşur. Bu yüzeylerde elektriksel alanın etkisi neticesinde, iletkenlik ve elektriksel geçirgenlik arasındaki farktan dolayı yük birikir. İzolasyon malzemesinin sınırında biriken bu yükler düşük frekans değerlerinde PD oluştururlar. Frekans yükseldikçe ϵ_{r1} değeri azalma eğilimi gösterir.

Sadece yağdan oluşan izolasyon durumunda, elektriksel geçirgenlik reel kısım değeri Şekil 6.7’de görüldüğü üzere 2.2 gibi bir değerde sabit kalırken, sadece kağıttan oluşan izolasyonda bu değer frekans artışına bağlı olarak 4.8’den 4.14’e düşme eğilimindedir.

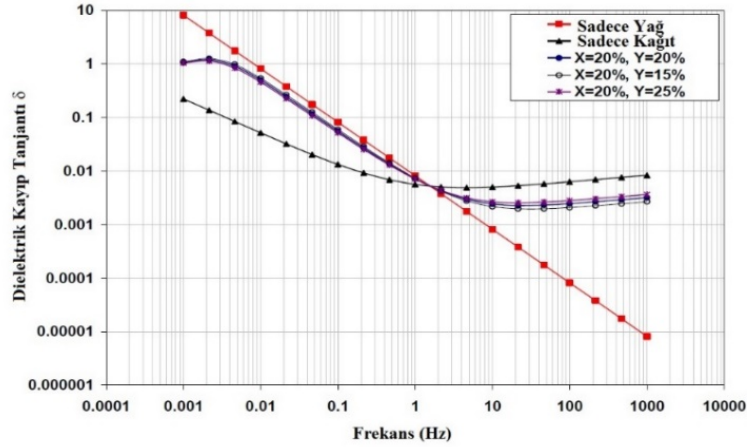
Sanal kısım ile gerçek kısım arasındaki en büyük değişim farklı frekans değerlerinde meydana gelebilmektedir. Çeşitli polarizasyon etkileri nedeniyle dielektrik cevabı frekansa bağımlıdır. Bu nedenin birçok faktörü olabilir. Örneğin elektron orbitallerindeki eylemsizlik ataletinden dolayı elektronik ve atomik polarizasyon meydana gelebilir. Rezonans frekansında ϵ_r'' pik değerine ulaşır.

Sonuç olarak $\mathcal{E}_{r1}$, $\mathcal{E}_{r2}$ ve $\tan \delta$ değerleri transformatörün geometrik etkisi ile yakından ilişkili olup, transformatörde kullanılan malzeme ve transformatörün yapısına göre farklı değerler üretecektir. Şekil 6.7’de farklı geçirgenlik koşullarında yapılan ölçümlere ait reel kısmın ve imajiner kısmın ölçülen değerleri grafik halinde verilmiştir. Bu nedenle aynı transformatörün aynı şartlar altında tekrar test edilmesi, tekrar edilebilirlik açısından uygun olacaktır.



Şekil 6.7: Farklı geçirgenlik koşullarında DFR ölçümü (a) reel ve (b) imajiner kısım (Noureldeen 2007)

İzolasyon malzemesinin durumuna göre ölçülen $\tan \delta$ değerleri de değişkenlik gösterecektir. Şekil 6.8’de farklı $\tan \delta$ değerlerinde DFR ölçümü yapılmış ve ölçülen değerler grafikte verilmiştir.



Şekil 6.8: Farklı $\tan \delta$ değerlerinde DFR ölçümü (Noureldeen 2007)

6.3.2 Nem Etkisi

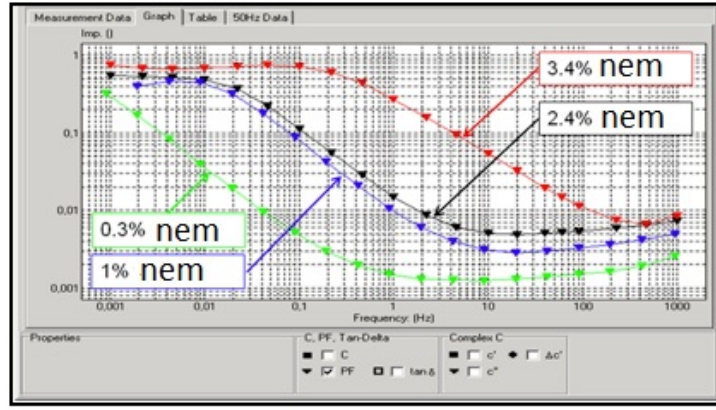
Nem genel olarak bilindiği üzere havadaki su buharıdır. Günlük yaşamda iç ortamda % 35-55 arasındaki bağıl nem oranı normal kabul edilir. % 45 civarındaki

bağıl nem idealdir. % 35'in altındaki ortamlar “kuru” dur ve istenmez. % 55'in üzerindeki ortamlar ise “yaş” olarak kabul edilir. Bina tesisat sistemleri, enerji verimliliği, iç hava kalitesi, sürdürülebilirlik alanlarında çalışan uluslararası bir dernek olan ASHRAE, iç ortam havasında mikroorganizmaların oluşmasına ve yayılmasına engel olacak maksimum bağıl nem oranını % 60 olarak belirlemiştir. Elektriksel olarak ise, izolasyon malzemelerine bozucu etkileri mevcuttur. Örneğin bakır iletkenlerde yeşil renkli küflenmeler meydana getirirken, sac levhalarda beyaz renkli oksitlenmeler meydana getirebilmektedir. Enerji iletim sisteminde kullanılan teçhizatlar açısından bakacak olursak 36 kV akım, gerilim transformatörleri, kesici vb. teçhizatlarda genellikle reçine kullanılarak nemin bozucu etkisine karşı önlem alınmaktadır.

Transformatörlerde ise suni teneffüs tertibatı ve silikajeller havadaki nem miktarı arındırılarak transformatörün nefes alması sağlanmaktadır. Bazı durumlarda transformatör tamiri sahada yapılmakta olup, gerek buşingler gerekse transformatörün üst kapağı açılabilir. Bu arada havadaki nem transformatör içerisinde sirayet etmekte ve kağıt izolasyon ile yağ içerisine karışmaktadır. Bu durum zamanla izolasyonu bozucu bir etkiye dönüşmekte ve nihayetinde arıza ile sonuçlanmaktadır.

Bunun için transformatörler içerisine hava girişi olmayacak şekilde (teneffüs tertibatı hariç) üretilirler. Yağ içerisindeki nemden ve kirlilikten kurtulmak içinde KATO denilen cihaz ile yağ temizleme işlemi yapılmaktadır. Yağ belli bir sıcaklıkta çevrime tabi tutularak çeşitli filtrelerden geçirilerek tekrar transformatöre basılmaktadır.

Transformatörün içerisindeki nemi ölçebilmenin en etkin yolu DFR ölçümü ile gerçekleştirilebilmektedir. Şekil 6.9'da neme bağlı DFR grafiği ve sonuçları açıkça görülebilmektedir.

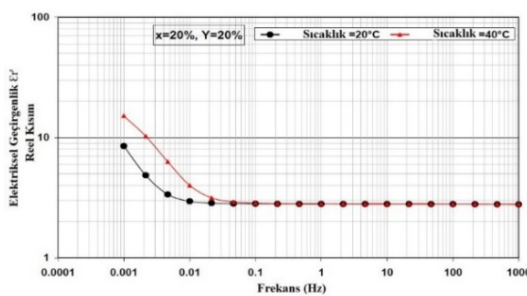


Şekil 6.9: DFR ölçümlerinde nemin etkisi (Ohlen ve Werelius 2010)

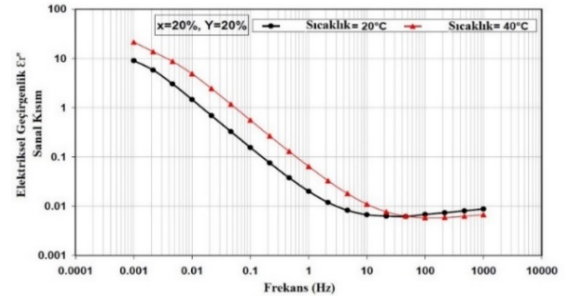
6.3.3 Sıcaklık Etkisi

Şekil 6.10'da görüleceği üzere düşük sıcaklıklarda elektriksel geçirgenlik maksimum seviyesindedir. Bunun anlamı sıcaklık yükseldikçe elektriksel depolama alanında artmaktadır. Ayrıca sıcaklıkla birlikte DC iletkenlikte artmaktadır. 50 Hz ile 1000 Hz arasında 40 derecedeki güç faktörünün değeri 20 derecede ölçülenden daha düşük çıkmaktadır (Noureldeen 2007).

Sıcaklıkla değişen bu ölçümler polarizasyonların bir etkisidir. Elektronik polarizasyon kısmen sıcaklıktan etkilenmezken, atomik polarizasyon yörüngelerindeki atom ve iyonların bağlanma güçlerini etkilediğinden dolayı sıcaklıkla değişebilmektedir. Tüm bunlar bir araya geldiğinde sıcaklıkla DFR ölçümlerin ilişkisi Şekil 6.10'da verilen örnek grafiklerde olduğu gibidir.



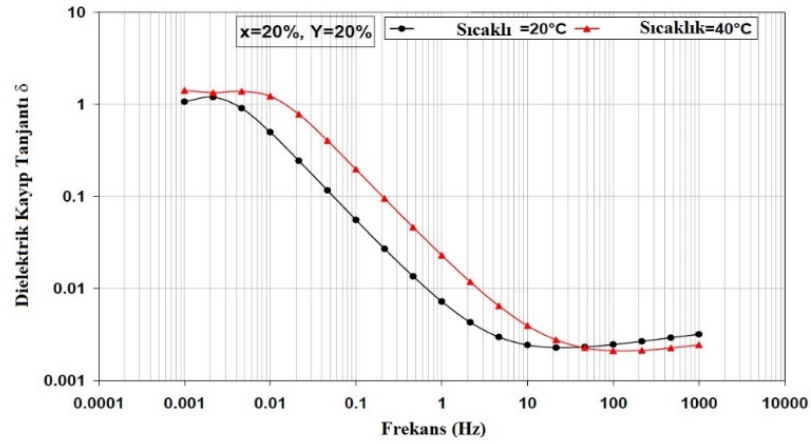
(a)



(b)

Şekil 6.10: DFR sıcaklık ve elektriksel geçirgenlik ilişkisi (a) reel ve (b) imajiner kısım (Noureldeen 2007)

Şekil 6.11’de ise farklı sıcaklıklarda ölçülen kayıp tanjantına ait grafikler verilmiştir.



Şekil 6.11: DFR sıcaklık ve kayıp açısı ilişkisi (Noureldeen 2007)

6.3.4 Diğer Etkiler

Son olarak ölçümü etkileyebilecek faktörler ise ölçme yapılan cihazın standartlara uygun olup olmaması ve ölçme yapan kişinin bağlantıları ne derece doğru yaptığıdır. Test yapan kişilerin standartlara uygun şekilde testi yapması ve cihazların buna uygun olması test sonuçlarının güvenilirliği ve testlerin tekrar edilebilirliği açısından önemli rol oynamaktadır.

7. UYGULAMA SONUÇLARI VE DEĞERLENDİRMELER

Bu bölümde güç transformatörleri arıza tanılama ve teşhisinde kullanılan önemli test yöntemleri uygulama sonuçları ile verilmiştir. Özellikle PD, FRA, DFR gibi yeni nesil yöntemleri detayları ile incelenerek avantajları ve dezavantajları uygulamalar ile açıklanmıştır. Uygulamalarda kullanılan transformatörlerin özellikleri ve yapılan testler Tablo 7.1’de verilmiştir.

Tablo 7.1: Uygulamalarda kullanılan transformatörlerin özellikleri ve yapılan testler

Durumlar	Ugulanan Testler	No	Gerilim (V)	Gücü (MVA)	Bağlantı Grubu	İ.Yılı
Tüm testlerin uygulanması	• Elektriki testler • DGA • PD • FRA • DFR	TR.1	33/20	20	YNd11	2017
Elektriki testler ile tespit edilen arızalar	• Elektriki testler • DGA	TR.2	154/31,5/10	50	YNyn0+d	1980
DGA ile tespit edilen arızalar	• Elektriki testler • DGA	TR.3	154/31,5	25	YNyn0	1985
	• DGA	TR.4	154/33,6	100	YNyn0	2008
PD ile tespit edilen arızalar	• Elektriki testler • DGA • PD	TR.5	154/33,6	50	YNyn0	2005
FRA ile tespit edilen arızalar	• FRA	TR.6	154/33,6	100	YNyn0	2016
	• Elektriki testler • FRA	TR.7	154/33,6	50	YNyn0	1983
DFR ile tespit edilen arızalar	• Elektriki testler • DFR	TR.8	33/11 kV	30	-	2009
		TR.9	33/11 kV	30	-	1998
		TR.10	33/11 kV	30	-	1997
		TR.11	22/6.6 kV	12,5	-	1978

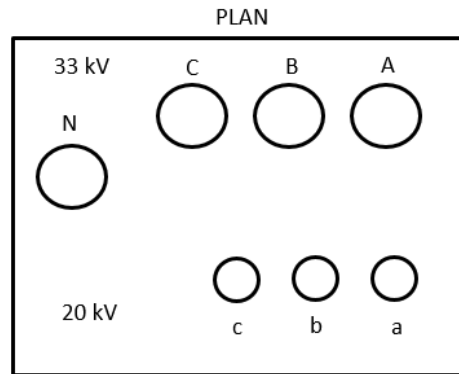
Güç transformatörleri arıza tanı ve teşhisine ait uygulama örneklerinin sistematik incelenmesinde 2 arızasız, 9 arızalı olmak üzere toplam 11 farklı transformatör üzerinde testler yapılmış ve test sonuçları tartışılmıştır. İlk olarak sağlam bir transformatör (TR.1) üzerinden tüm testler sonuçları verilmiştir. İkinci olarak elektriki test yöntemleri ile belirlenen arıza (TR.2) incelenmiştir. Üçüncü olarak DGA yöntemi ile tespit edilen 2 farklı arıza (TR.3, TR.4) ele alınmıştır. Dördüncü olarak PD ölçüm sonuçlarına göre teşhis edilen (TR.5) üzerinden inceleme

ve yorumlar yapılmıştır. Beşinci olarak FRA ölçüm sonuçlarına göre tespit edilen 2 farklı arıza (TR.6, TR.7) irdelenmiştir. Altıncı olarak DFR ölçümü test yöntemi (TR.8, TR.9, TR.10, TR.11) üzerinden tartışılmıştır. İncelenen tüm arıza türü ve yöntemleri için genel değerlendirme yapılarak sonuçlar tartışılmıştır.

7.1 Tüm Testlerin Uygulanması

Transformatöre uygulanan tüm testler, sahada ve laboratuvarında yapılan testlerden meydana gelmektedir. Elektriki testler (İkaz akımı, %PF, DC izolasyon, sarım oranı, sargı direnci), DGA, PD, FRA ve DFR testlerinin tamamı TR.1 üzerinde uygulanmış ve anlatılmıştır. İlk inceleme sağlam ve servise yeni alınan bir transformatör üzerinde uygulanan testler şeklindedir. Fabrikada tüm testleri yapılan transformatör naklin ardından şalt tesisine indirilip tekrar montaj edildikten sonra servise alınmadan önce yeniden tüm testler uygulanmıştır. Ölçümlere ilk olarak FRA testi ile başlanmıştır. Nedeni ise diğer testlerden dolayı nüvede kalabilecek artık mıknatısiyet etkisini ortadan kaldırmaktır.

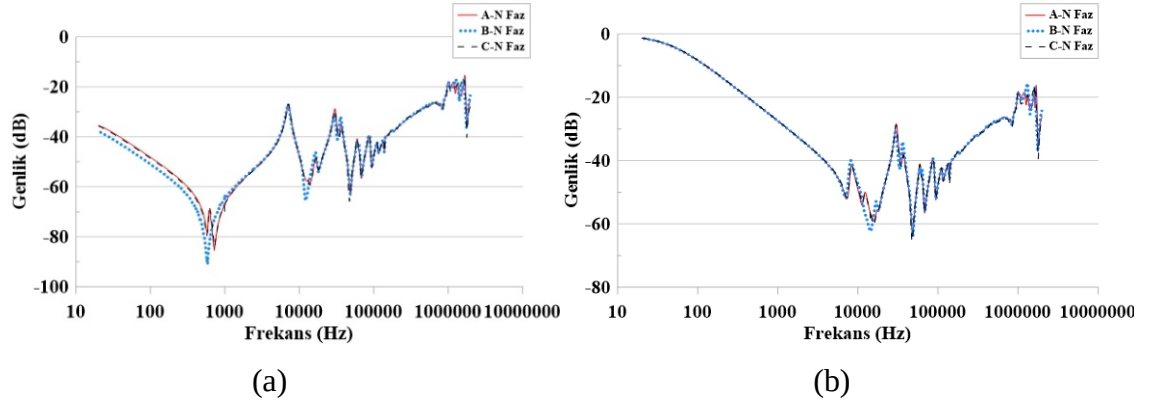
TR.1 transformatörü buşing yerleşim planı üstten görünüm şeması Şekil 7.1'deki gibidir.



Şekil 7.1: TR.1 transformatörü buşing yerleşim planı üstten görünümü

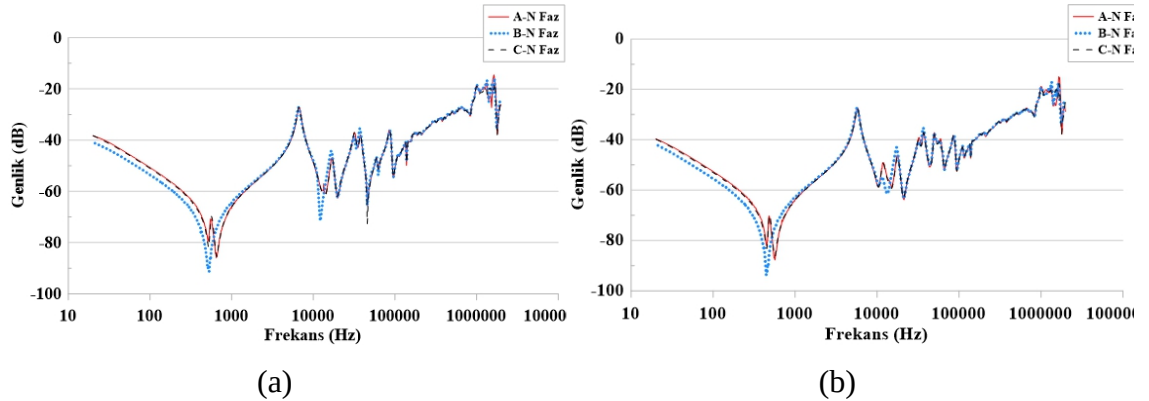
FRA testleri en düşük, orta ve en yüksek gerilim seviyesine sahip kademelerde her faz için ayrı ayrı sekonder açık ve sekonder kısa devre iken yapılmıştır. Kademe 1'de iken primer A-N, B-N ve C-N'e ait FRA ölçümleri sekonder açık ve sekonder kısa devre olarak ölçülmüş ve Şekil 7.2' de ölçüm grafiği verilmiştir. Yapılan diğer testlerde sadece sekonder açık devre ölçümleri ve en

yüksek kademede sekonder ölçümleri verilmiş ve grafikler standartlarda belirtilen aralıklarda bulunmuştur. Standartlarda belirtildiği gibi A ve C faz birbiri ile ve önceki değerleri ile uyumlu, B fazda önceki grafik değeri ile uyumlu olarak ölçülmüştür.



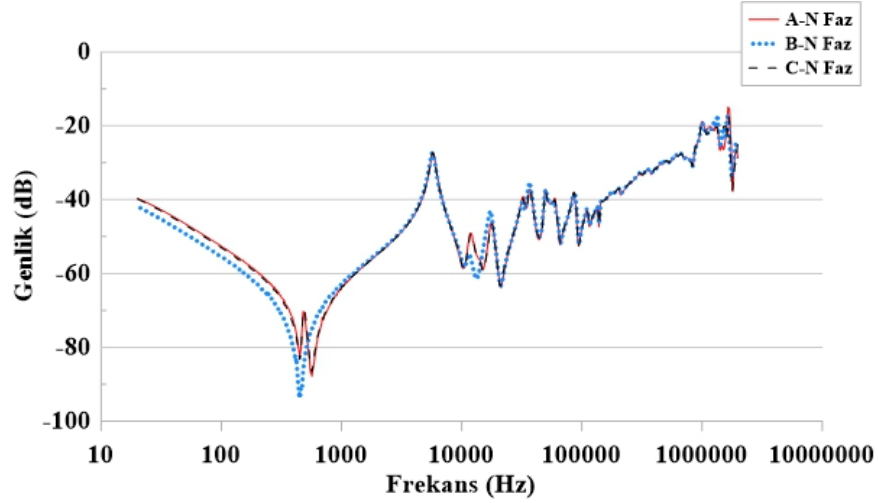
Şekil 7.2: Kademe 1'de sekonder kısa devre iken ölçülen A-N, B-N, C-N, bağlantı için FRA sonuçları (a) sekonder açık devre ve (b) sekonder kısa devre

Kademe durumu orta (9) ve en yüksek (17) olarak yapılan testlere ait ölçümler grafik halinde Şekil 7.3'te verilmiştir. Test sonuçları standartlarda verilen kriterlere uygun olup diğer testler neticesinde de herhangi bir olumsuzluk görülmemiştir.



Şekil 7.3: Sekonder açık devre iken ölçülen A-N, B-N, C-N bağlantı için FRA sonuçları (a) kademe 9 (b) kademe 17

Aynı şekilde primer sargılar için yapılan ölçüm sekonder sargılar içinde yapılmıştır. Kademe 17 seviyesinde iken primer uçları boşta (açık) olup, nötr bağlantısına sahip olmadığı için a-b, b-c ve c-a şeklinde ölçümler yapılmış ve elde edilen grafik Şekil 7.4'te gösterilmiştir. Benzer şekilde herhangi bir sorun görülmemektedir.



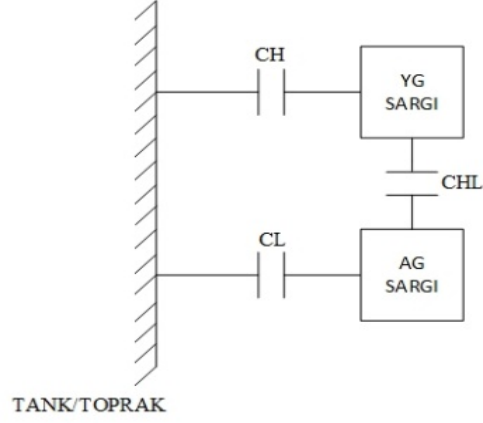
Şekil 7.4: Kademe 17’de primer açık devre iken ölçülen a-b, b-c, c-a, bağlantı için FRA sonuçları

İkaz akımları YNd11 bağlantı grubu için tüm sargıları içine alacak şekilde 17. kademe her faz için ölçülmüştür. Sonuçlar beklendiği gibi A ve C fazlar aynı, B faz düşük oranda bulunmuştur. Tablo 7.2’de ikaz akımı ölçüm sonuçlarına ait değerler verilmiştir.

Tablo 7.2: İkaz akımı ölçüm sonuçları

<u>Kademe</u>	<u>Gerilim(V)</u>	<u>Ölçülen</u>	<u>Test kV</u>	<u>mA</u>
17	36300	A - N	10	15,8
		B - N	10	11,0
		C - N	10	15,6

Transformatörler üzerinde uygulanan saha testlerinden en önemlilerinde biri hiç kuşkusuz AC izolasyon testi olan %PF testidir. Bu testler neticesinde izolasyon kayıpları ölçülerek, transformatör izolasyon yönünden takip altında tutulmaktadır. Ölçümlere ait sınır değerler verilmişse de arızanın içeriğine ve bileşenlerine göre o sınır değerde arıza yapması şart değildir. Bazı arızalar kaçınılmazken, bazı arızalar önlenebilir olmaktadır. Şekil 7.5’te İki sargılı transformatöre ait izolasyon prensip şeması verilmiştir.



Şekil 7.5: İki sargılı transformatör izolasyon prensip şeması

Burada;

CH : Primer sargı ile tank/toprak

CHL : Primer sargı ile sekonder sargı

CL : Sekonder sargı ile tank/toprak

arasındaki kapasite olarak ifade edilmektedir.

Ölçülen değerler fabrika testleri ile karşılaştırıldığında herhangi bir olumsuzluk gözlemlenmemiştir. Tablo 7.3'te verilen %PF ölçüm sonuçlarında bütün değerler % 1 limitinin altında bulunmuştur. Ölçülen izolasyon sıcaklıkla orantılı olduğundan dolayı 20°C referans alınarak EK C'de verilen sıcaklık düzeltme katsayıları ile çarpılmış ve 20°C'ta %PF değerleri elde edilmiştir.

Tablo 7.3: %PF ölçüm sonuçları

Ölçülen İzolasyon	Test kV	<u>mA</u>	<u>Watt</u>	Ölçülen %PF(20°C)	20°C'ta %PF
CH+CHL	10	27,89	0,56	0,20	0,20
CH	10	11,04	0,25	0,23	0,23
CL+CHL	5	48,47	1,16	0,24	0,24
CL	5	31,63	0,84	0,27	0,27
CHL	10	16,84	0,31	0,18	0,18
CH+CL	5	42,73	1,11	0,26	0,26
Yağ (20°C)	10	0,756	0,010	0,13	0,13

Ana izolasyon ölçümlerinden hariç buşinglerin izolasyonlarına ait ölçümlerde yapılmıştır. Buşing C₁ izolasyon değerleri % 1 limit değerinin altında ve fabrika

testleri ile eşdeğer olarak ölçülmüş olup, Tablo 7.4'te Buşing %PF ölçüm sonuçlarına ait değerler verilmiştir.

Tablo 7.4: Buşing %PF ölçüm sonuçları

Faz	Ölçülen	Test kV	mA	Watt	Ölçülen %PF(20°C)
A	C ₁	10	1,041	0,03	0,32
B	C ₁	10	1,045	0,03	0,33
C	C ₁	10	1,043	0,04	0,35
N	C ₁	10	1,251	0,03	0,26

Şekil 7.6'da verilen izolasyon prensip şeması, DC İzolasyon testleri içinde geçerlidir. %PF ölçümleri ile izolasyonun gücü ölçülürken, DC gerilim ile izolasyonun direnci ölçülmektedir. Zamana bağlı olarak elde edilen DC izolasyon ölçüm sonuçları Tablo 7.5'te verilmiş olup, PI değeri 1,25 - 2 aralığında ve 2 üzerinde istenilen seviyelerde ve önceki değerler ile aynı bulunmuştur.

Tablo 7.5: DC izolasyon ölçüm sonuçları

ÖLCÜLEN İZOLASYON (MEGAOHM)			
	Primer/Tank	Sek./Tank	Primer/Sek.
Yağ Sıc. (°C)	20	20	20
Topr. Sür. (Dk.)	10	10	1
Test Volt (V)	5000	5000	5000
15. Saniye	129492	51876	152262
30. "	149094	79002	170676
45. "	160776	96426	187902
1. Dakika	170874	107118	203940
10. Dakika	330660	191664	411840
*DAR	1,15	1,36	1,19
**PI	1,94	1,79	2,02

*DAR: Dielektrik Absorpsiyon Oranı 60/30 sn.

**PI: Polarizasyon endeksi 600/60 sn.

Sarım oranı testlerinde her fazın birbiri ile aynı değerlere sahip olduğu görülmüş olup, ölçülen değerler arasındaki fark % 0.5 limitinin altında bulunmuştur.

Teorik oran hesaplamalarında YNd11 bağlantı grubuna sahip olduğu için primer/sekonder gerilim oranının $\sqrt{3}$ katı alınmıştır. Tablo 7.6’da sarım oranı ölçüm sonuçları ve fazlar arasındaki farklılık verilmiştir.

Tablo 7.6: Sarım oranı ölçüm sonuçları

Kademe	Gerilim (V)		Teorik Oran	A-N/a-b	B-N/b-c	C-N/c-a	% Fark
	Primer	Sekonder					
1	29700	20000	2,572	2,577	2,577	2,577	0,00
2	30113		2,608	2,613	2,612	2,612	0,02
3	30525		2,643	2,648	2,648	2,648	0,00
4	30938		2,679	2,683	2,683	2,683	0,00
5	31350		2,715	2,719	2,719	2,719	0,00
6	31763		2,751	2,754	2,754	2,753	0,01
7	32175		2,786	2,789	2,789	2,789	0,00
8	32588		2,822	2,825	2,825	2,825	0,00
9	33000		2,858	2,860	2,860	2,860	0,01
10	33413		2,894	2,895	2,895	2,895	0,00
11	33825		2,929	2,931	2,931	2,931	0,01
12	34238		2,965	2,966	2,966	2,966	0,00
13	34650		3,001	3,001	3,001	3,001	0,00
14	35063		3,036	3,037	3,037	3,037	0,00
15	35475		3,072	3,073	3,073	3,073	0,00
16	35888		3,108	3,108	3,108	3,108	0,00
17	36300		3,144	3,143	3,143	3,143	0,01

Sargılara ait dirençler her faz için ayrı ayrı olacak şekilde tüm kademelerde ölçülmüş ve değerler % 2 limitinin altında bulunmuştur. Test akımı etikette verilen sargı akımlarının % 10 ila % 15 arası seçilmesi, sargıların kısa sürede doyuma gitmesi ve ölçüm doğruluğu açısından önemlidir. Fazlar arasındaki ölçüm değerlerinin yüzdesi (ölçülen en büyük değer- en küçük değer)/en küçük değer*100 şeklinde hesaplanmıştır. Tablo 7.7’de DC direnç ölçüm sonuçları görülmektedir.

Tablo 7.7: Sargı direnci ölçüm sonuçları

<u>Kademe</u>	<u>Akım (A)</u>	<u>Ölçülen Direnç (mΩ)</u>			<u>%Hata</u>
		<u>A-N</u>	<u>B-N</u>	<u>C-N</u>	
1	20	293,8	293,1	293,2	0,24
2		289,2	289,1	289,9	0,28
3		284,5	285,3	285,6	0,39
4		280,8	280,9	281,0	0,07
5		276,3	276,8	276,7	0,18
6		273,6	273,7	274,0	0,15
7		270,5	269,9	269,6	0,33
8		264,1	263,7	264,0	0,15
9		258,9	258,3	258,8	0,23
10		264,8	264,1	264,2	0,26
11		268,9	268,7	268,8	0,07
12		272,4	272,4	272,7	0,11
13		277,6	277,4	277,6	0,07
14		282,8	281,2	283,0	0,64
15		285,6	285,5	287,2	0,59
16		289,1	288,7	289,4	0,24
17		293,9	294,9	294,1	0,34
<u>Kademe</u>	<u>Akım (A)</u>	<u>a-b</u>	<u>b-c</u>	<u>c-a</u>	<u>%Hata</u>
Sekonder	50	76,66	76,7	76,84	0,23

İzolasyon yağından alınan numune üzerinde yapılan testler neticesinde yağın dielektrik dayanımı 70 kV olarak ölçülmüştür. Yağ henüz yeni olduğu için >55 şartını sağlamış ve rengi açık sarı olup fiziki kirlilik gözlemlenmemiştir.

İzolasyon yağı üzerinde yapılan gaz analiz testleri neticesinde ölçüm sonuçları Tablo 7.8 'de verilmiştir. Yanıcı gazlara rastlanılmamakla birlikte ölçülen değerler tabloda verilen limitlerin altında bulunmuştur.

Tablo 7.8: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları

GAZLAR	NORMAL GAZ LİMİTLERİ (ppm) (IEC-10/418- CDV)	33 kV, 20 MVA
		01.06.2017
HİDROJEN (H₂)	150	0
OKSİJEN (O₂)		2542
AZOT (N₂)		7011
METAN (CH₄)	110	0
KARBON MONOKSİT (CO)	900	3
KARBONDİOKSİT (CO₂)	13000	79
ETİLEN (C₂H₄)	280	0
ETAN (C₂H₆)	90	0
ASETİLEN (C₂H₂)	50	0
Toplam Erimiş Gaz (ppm)		9635
Toplam Erimiş Gaz (%)		9,64
Toplam Yanıcı Gaz (ppm)		3
Toplam Yanıcı Gaz (%)		0,0
CO₂/CO		26,3
Su(H₂O)(ASTM D-1533)(ppm)		5

İzolasyon yağı üzerinde yapılan kimyasal ölçümler aşağıdaki Tablo 7.9’da verilmiştir. İzolasyon yağı üzerinde yapılan kimyasal analiz testleri neticesinde sonuçlar normal bulunmuştur.

Tablo 7.9: İzolasyon yağı kimyasal analizi ölçüm sonuçları

YAPILAN TESTLER		SINIR DEĞERLER	33 kV, 20 MVA
			07.02.2012
% PF ASTM-D 924 M-OIL	25°C	Max. 0.05	0,012
	100°C	Max. 0.50	0,090
20°C' TA %PF (Doble-M2H)		Max. 0.05	,010
Delinme Gerilimi (VDE-0370) kV		Min. 60	73
Viskozite SU- 40°C (ASTM D-88)		Max. 12	-
Renk Sayısı (ASTM D-1500)		Max. 1.0	<0,5
Parlama Noktası (ASTM D-92) °C		Min. 140	-
Yoğunluk(ASTM D-1298) gr/cm ³ °C		Max.0.910	0,803
Asidite (ASTM D-664) mg KOH/gr		Max. 0.02	0,01
İç Yüzey Gerilme (ASTM D-971) dyn/cm		Min. 40	47,5
Su (D-1533) ppm		Max. 10	
Anilin Noktası (ASTM D-611) °C		Min. 63	

Transformatör üzerinde fabrikadan nakil edilmeden önce DFR testleri yapılmış ve sonuçlar istenilen değerlerde bulunmuştur. Tablo 7.10 ‘da verilen değerlerde nem durumu ve 50 Hz’e tekabül eden bölgede ölçülen tanδ değerleri verilmiştir.

Tablo 7.10: DFR ölçüm sonuçları

<u>Ölçülen</u>	<u>%Nem</u>	<u>Tanδ @50 Hz</u>
CH	1,52	0,24
CL	1,61	0,27
CHL	1,57	0,26

Tablo 7.11’de verilen limit değerlere baktığımızda ölçülen izolasyonlara ait % nem değerlerinin 0-2 aralığında olduğu ve bu durumun selüloz-su ilişkisi açısından kuru izolasyona karşılık geldiği görülmekte olup, 50 Hz’de ölçülen tanδ değerlerinin 1 limitinin altında ve sifıra yakın olduğu görülmektedir.

Tablo 7.11: Dielektrik frekans tepkisi selüloz-su ilişkisi

İzolasyon kâğıdı % nem	Durum
0-2	Kuru
2-4	Nemli
>4,5	Çok nemli

Transformatör üzerinde yapılan PD ölçümlerinde her üç fazda da aynı genlik değerine sahip kısmi deşarjlar okunmuş ve değerleri düşük olarak ölçülmüştür. IEC 60076-3’de belirtilen koşullara göre ölçülen değerler 300 pC’tan fazla olmamalı aynı zamanda arkaplan gürültüsü 100 pC’tan az olmalıdır. PD ile tespit edilen arızalar bölümünde de görüleceği üzere herhangi bir fazda ölçülen değerler yükseldikçe arıza olma ihtimali de artacaktır. Tablo 7.12’de PD testi ölçüm sonuçları verilmiştir.

Tablo 7.12: PD testi ölçüm sonuçları

Teçhizat	Sensör	Max. Sinyal Genliği pC	Yük	Süre
TR.1	A Faz	4	%40	-
	B Faz	4		
	C Faz	4		
	A Faz	13	%120	0-1dk
	B Faz	14		
	C Faz	14		
	A Faz	13	%158	1-10 dk
	B Faz	14		
	C Faz	14		

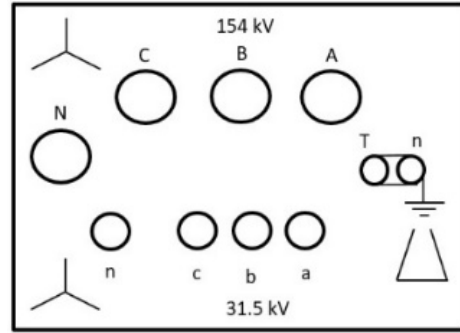
TR.1’de yapılan tüm testler neticesinde elde edilen değerlerin tümü müsaade edilen limitlerin içerisinde bulunmuş olup herhangi bir arıza belirtisine rastlanmamıştır.

7.2 Elektriki Testler İle Teşhis Edilen Arızalar

Bir şalt sahasında serviste olan TR.2 için yapılan ölçümler değerlendirilmiştir. Primer ve sekonder sargıları yıldız, tersiyer sargısı ise açık üçgen bağlı olup, dışarıdan topraklıdır. Şekil 7.6'da üç sargılı transformatörün kendisi ve transformatörün buşing bağlantı üstten görünüşü verilmiştir. Şekil 7.7'de üç sargılı transformatör izolasyon prensip şeması verilmiştir.

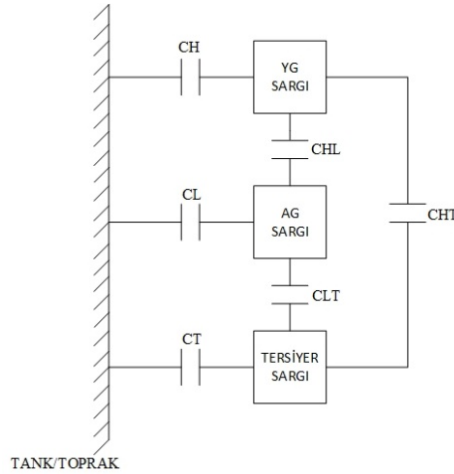


(a)



(b)

Şekil 7.6: (a) Üç sargılı transformatör (b) bağlantı grubunun gösterimi



Şekil 7.7: Üç sargılı transformatör izolasyon prensip şeması

Burada;

- CH* : Primer sargı ile tank/toprak
- CL* : Sekonder sargı ile tank/toprak
- CT* : Tersiyer sargı ile tank/toprak
- CHL* : Primer sargı ile sekonder sargı
- CHT* : Primer sargı ile tersiyer sargı
- CLT* : Sekonder sargı ile tersiyer sargı

arasındaki kapasite olarak tarif edilmektedir.

2012 yılında transformatör sekonder çıkışının bağlı bulunduğu hatta C fazında faz toprak kısa devre arızası meydana gelmiş ve transformatör Diferansiyel ve Bucholz röleleri çalışarak servis harici olmuştur. Arıza üzerine transformatör merkezine gidilerek saha testleri yapılmıştır. İzolasyon problemi arızası genellikle elektriki test yöntemlerinden %PF testiyle anlaşılmaktadır. Bunun yanında aynı problem DC izolasyon, DC direnç, sarım oranı ve gaz analizi yöntemleriyle de teyit edilmiştir. Bu nedenle aşağıda diğer testlerinde değerlendirmesi yapılmıştır.

İkaz akımı testlerinde A ve B fazı eşit ölçülmüş, C fazına ait primer ve sekonder sargılarda yapılan ölçümlerde ise herhangi bir değer ölçülememiştir. C fazında değer okunamamasının sebebi olarak, 154 kV C fazındaki sipir kısa devresi nedeniyle transformatörün akı dağılımının değiştiği bu nedenle A ve B fazların eşit akım değerlerine sahip olduğu görülmüştür. Tablo 7.13'te ölçülen ikaz akımı test değerleri verilmiştir.

Tablo 7.13: İkaz akımı test değerleri

Kademe	Ölçülen	Test kV	mA
12	A - N	10	35,8
12	B - N	10	35,5
12	C - N	Okunamadı. (200 V'ta cihaz sigortası açtı.)	
12	N - A	10	40
12	N - B	10	40
12	N - C	Okunamadı. (250 V'ta cihaz sigortası açtı.)	
-	a - n	2	921
-	b - n	2	921
-	c - n	Okunamadı. (0 V'ta cihaz sigortası açtı.)	
-	n - a	2	1010
-	n - b	2	1010
-	n - c	Okunamadı. (0 V'ta cihaz sigortası açtı.)	

TR.2 için yapılan %PF testi ölçüm sonuçları Tablo 7.14'te verilmiştir. Test aşamasında ortam sıcaklığı 14 °C, üst yağ sıcaklığı 29 °C ve % nem 58 olarak kaydedilmiştir.

Tablo 7.14: %PF ölçüm sonuçları

<u>Ölçülen</u>	<u>Test</u>	-	-	<u>Ölçülen</u>	<u>20°C'ta</u>	<u>11.02.2011</u>
İzolasyon	kV	mA	Watt	%PF(29°C)	%PF	%PF(20°C)
CH+CHL	10	Okunamadı.(330 V'ta HV kesicisi açtı)				-
CH	10	Okunamadı.(250 V'ta HV kesicisi açtı)				0,14
CHL	10	Okunamadı.(250 V'ta HV kesicisi açtı)				0,09
CL+CLT	10	65,5	Okunamadı.			-
CL	10	8,6	Okunamadı.			0,22
CLT	5	56,9	Okunamadı.			0,12
CT+CHT	5	103,2	Okunamadı.			-
CT	5	46,3	Okunamadı.			0,38
CHT	10	56,8	Okunamadı.			0,96
CH+CL+CT	5	67,3	Okunamadı.			-
Yağ (16 °C)	10	0,756	0,0096	0,13	0,15	0,16

Tablo 7.14'teki değerlerden anlaşılan yüksek gerilim sargısının tanka/toprağa karşı izolasyonu olan primer/tank izolasyonunun (CH) girdiği ölçümlerde, gerilim yükseltilememiş ve ölçüm cihazına ait sigorta aşırı yükten açmıştır. Dolayısıyla kapasite akımları ve watt kayıpları ölçülememiştir. 31,5 kV ve 10 kV sargılardan enerjilemek suretiyle yapılan AC izolasyon ölçümlerinde ise kapasite ve akım değerleri ölçülmüş, watt kayıpları ölçülememiştir. Primer/tersiyer sargı izolasyonunda (CHT) ölçülen akım değerlerinde anormal derecede (yaklaşık 200 kat) artış olduğu görülmektedir. CHT kapasite değerinde bu denli büyüme 154 kV sargının 10 kV tersiyer sargıya yaklaştığını göstermektedir. 154/10 kV sargılar arası izolasyon direnç değerinin düşük olması da bu durumu teyit edici niteliktedir. Tüm sargıların toprağa göre izolasyon değeri (CH+CL+CT) ölçümlerinde gerilimin yükseltilmesi nüveye (toprağa) temas olmadığının bir göstergesi olduğu düşünülmüştür.

TR.2 üzerinde yapılan DC izolasyon test sonuçları ise Tablo 7.15'te verilmiştir. Ortam sıcaklığı 14 °C ve % nem 58'dir.

Tablo 7.15: DC izolasyon ölçüm sonuçları

	ÖLÇÜLEN İZOLASYON (MEGA - OHM)					
	<u>154/ Tank</u>	<u>31,5/ Tank</u>	<u>10/ Tank</u>	<u>154/ 31,5(1)</u>	<u>154/ 10(1)</u>	<u>31,5/ 10(1)</u>
Yağ Sıc. (°C)	29	29	29	29	29	29
Topr. Sür. (Dk.)	2	2	2	2	2	2
Test Volt (V)	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15. Saniye	40000	45300	9000	<100 K	220	260
30. "	180000	170000	180000	<100 K	310	370
45. "	270000	220000	190000	<100 K	370	430
60. Saniye	380000	310000	200000	<100 K	420	480
10. Dakika	>1000000	-	390000	-	-	-
*DAR 60/30	2,11	1,82	1,11	-	1,35	1,30
**PI 10/1	-	-	1,95	-	-	-
1. Dk. (20°C)	703000	573500	370000	-	777	888
10. Dk. (20°C)	-	-	721500			
11.02.2011'de						
1. Dk. (20°C)	7850	12168	5888	5888	700000+	4906

(1) : Guard ölçüm ucu topraklı.

*DAR : Dielektrik absorpsiyon oranı 60/30 sn.

**PI : Polarizasyon endeksi 600/60 sn.

Yapılan DC izolasyon ölçümleri neticesinde, her üç sargınında tank ile arasındaki izolasyon seviyelerinin normal olduğu görülmektedir. Ancak sargılar arası ölçümlerde, primer/sekonder arası (154/31,5 kV), primer/tersiyer arası (154/10 kV) ve sekonder/tersiyer arası (31,5/10 kV) DC izolasyon değerlerinin çok düşük değerlerde çıktığı görülmüştür.

Tablo 7.16: DC izolasyon ölçümleri değerlendirme tablosu

İzolasyon Durumu	Polarizasyon Endeksi (PI)
Tehlikeli	PI<1
Zayıf	1<PI<1.10
Şüpheli	1.10<PI<1.25
Orta	1.25<PI<2
İyi	PI>2

PI ve DAR değerlerine göre standartlarda belirtilen değerlendirme kriterleri göz önünde bulundurulmaktadır. Elde edilen değerler Tablo 7.16'ya göre değerlendirilebilir (Myers ve diğ. 1981). Bu değerlendirmeler çeşitli kaynaklara göre değişiklik göstermektedir.

TR.2 için sarım oranı testi uygulanmış ve sonuçları Tablo 7.17'da verilmiştir. Transformatörün sarım oranı testinde çevirme oranları her kademede A ve B fazlarında yaklaşık eşit değerler, C fazı ise diğer fazlara oranla ortalama % 3 gibi bir farkla düşük değerler elde edilmiştir. Bu durum bize C faz sargısında sipir izolasyonlarının zayıflaması neticesinde, birbirlerine yapışması sonucu sipir kısa devresi olduğunu, tüm kademelerde bu farkın olması ise sipir kısa devresinin ana sargıda olduğu kanaatini oluşturmaktadır. Ölçülen fazlar arasındaki hata oranı % E1= % 0,5 değerinden fazla olmamalıdır (IEEE C57.12.90 1987).

Tablo 7.17: Sarım oranı ölçüm sonuçları

Kademe	Gerilim (V)		Teorik Oran	A-N/a-n	B-N/b-n	C-N/c-n	%(E1)*	%(E2)**
	Primer	Sekonder						
1	138600	31500	4,400	4,404	4,403	4,241	3,70	3,84
2	140500		4,460	4,467	4,466	4,309	3,54	3,67
3	142500		4,524	4,525	4,524	4,372	3,38	3,50
4	144400		4,584	4,589	4,588	4,438	3,29	3,40
5	146300		4,644	4,647	4,646	4,501	3,14	3,24
6	148200		4,705	4,708	4,710	4,570	2,97	3,06
7	150200		4,768	4,768	4,767	4,632	2,85	2,94
8	152100		4,829	4,832	4,830	4,700	2,73	2,81
9	154000		4,889	4,880	4,890	4,762	2,62	2,69
10	155900		4,949	4,955	4,955	4,830	2,52	2,59
11	157900		5,013	5,013	5,010	4,893	2,39	2,45
12	159800		5,073	5,077	5,077	4,965	2,21	2,26
13	161700		5,133	5,133	5,132	5,023	2,14	2,20
14	163600		5,194	5,196	5,197	5,090	2,06	2,10
15	165600		5,257	5,256	5,253	5,151	2,00	2,06
16	167500		5,317	5,320	5,322	5,220	1,92	1,95
17	169400		5,378	5,377	5,377	5,284	1,73	1,77

(E1*) : Ölçülen oranlar arasındaki en büyük yüzde hata oranı.

(E2**) : Ölçülen oranla teorik oran arasındaki en büyük yüzde hata oranı.

İzolasyon yağı dielektrik dayanım ölçüm sonuçları Tablo 7.18’de verilmiş olup yaşanan arıza neticesinde yağın fazla etkilenmediği, elde edilen değerlerin istenilen seviyelerde (alt limit = 40 kV) olduğu görülmüştür.

Tablo 7.18: İzolasyon yağı dielektrik dayanım ölçüm sonuçları

<u>İzolasyon Yağ Delinme Gerilimi Testi</u>
Test Standardı : VDE (0370)
Test Sonucu : 63 kV’ ta delindi.

DC Direnç değerleri A ve B fazlarda normal ve buşingler üzerinde yapılan testlerde, test sonuçları normal bulunmuştur. Transformatörden alınıp kimya laboratuvarına analize gönderilen yağ numunesi üzerinde yapılan yağda erimiş gaz analizi testlerinde (EK-A Tablo 10.1); Kılavuz gaz olarak asetilen (C_2H_2) tespit edilmiş olup, bu durum yağda ark olduğunu göstermektedir. IEC standartlarına göre; gerek Duval Üçgen yöntemi, gerekse Roger Gaz Oranları yöntemine göre arıza cinsi yüksek enerji yoğunluklu, akım değeri büyük olan deşarjlar (D2) olarak belirtilmektedir. Kademe ana tank yağı içinde olduğu için gaz analiz değerlerin yüksek seyretmektedir.

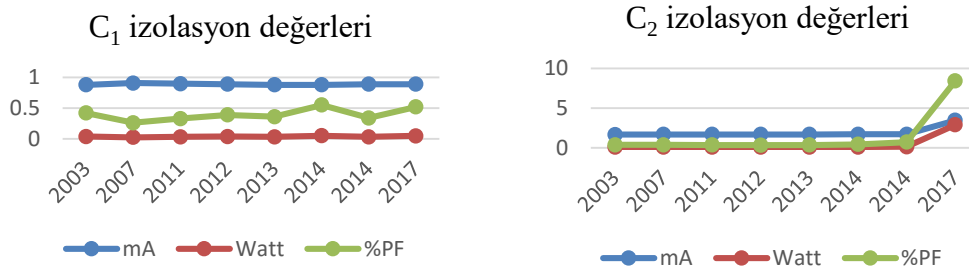
Transformatör üzerinde yapılan testler hep birlikte değerlendirildiğinde; Primer C faz sargı kısa devre tespiti yapılmıştır. Daha sonra tamir atölyesine getirilen ve burada açılarak tamiri yapılan (c fazı tersiyer sargısı komple sarılarak, c fazı alçak gerilim ana sargısı ile ayar sargısı komple yeniden sarılarak, C fazı yüksek gerilim ana sargısı, kaba ayar sargısı ve ince ayar sargısı komple yeniden sarılarak, tersiyer sargı uçları boyunduruk demirlerine bağlanıp topraklanması yapılarak) transformatörün vakum altında fırında kurutulduktan sonra yapılan elektriki ve izolasyon test sonuçları normal bulunmuştur.

Aynı transformatöre ait 1967 yılında üretilen buşingler zaman içerisinde yıpranarak belirlenen limit değerlerin üzerine çıkmış ve herhangi bir arızaya sebep olmadan değiştirilmiştir. Tablo 7.19’da B Faz buşing üzerinde yapılan geçmiş yıllara ait %PF değerleri verilmiştir.

Tablo 7.19: B Faz Buşing %PF ölçüm sonuçları

Tarih	Faz	Ölçülen	Test kV	mA	Watt	%PF
2003	B	C ₁	10	0,88	0,037	0,42
		C ₂	2	1,66	0,059	0,36
2007	B	C ₁	10	0,91	0,024	0,26
		C ₂	2	1,68	0,060	0,36
2011	B	C ₁	10	0,90	0,030	0,33
		C ₂	2	1,67	0,058	0,35
2012	B	C ₁	10	0,89	0,035	0,39
		C ₂	2	1,67	0,055	0,33
2013	B	C ₁	10	0,88	0,032	0,36
		C ₂	2	1,68	0,059	0,35
2014	B	C ₁	10	0,88	0,048	0,55
		C ₂	2	1,70	0,073	0,43
2014	B	C ₁	10	0,89	0,030	0,34
		C ₂	2	1,70	0,120	0,71
2017	B	C ₁	10	0,89	0,046	0,52
		C ₂	2	3,46	2,913	8,42

B faza buşingine ait %PF ölçüm sonuçları grafiği C₁ ve C₂ değerleri Şekil 7.8'de verilmiştir.



Şekil 7.8: Buşing %PF ölçüm sonuçları grafiği C₁ ve C₂

Primer B Faz buşing C₂ %PF testlerinde mA değerlerinde yaklaşık olarak 2 kat, watt değerlerinde ise yaklaşık olarak 250 kat bir artış tespit edilmiştir. Primer B faz buşingine ait tap kapağını açıp, toprakla irtibatını kesmek için içeri doğru bastırılması esnasında yağ kaçağı olduğu tespit edilmiştir. Yağ kaçağı yüksek miktarda olup bu durum test ölçümlerini de etkilemiş ve C₁ izolasyon değeri önceki

yıllara göre yüksek bulunmuştur. C₂ ölçümü için tap kısmından hiç enerji verilememiştir. Buşing tap kapağı kapalı ve açık durumları Şekil 7.9'daki gibidir.



Şekil 7.9: (a) Buşing tap kapağı kapalı ve (b) açık durumları

Şekil 7.10'da tap kapağı ve sızan yağ damlaları görülmektedir. Normal çalışma şartlarında kapak açık olsa bile içerisindeki yaylı irtibat toprakla teması devam ettirmektedir. Ölçüm için ok ile gösterilen kısmı içeriye doğru bastırmak gerekmektedir.



Şekil 7.10: Tap kapağı ve sızan yağ

B faz buşingi değiştirildikten sonra transformatör üzerinde 13.03.2017 tarihinde yeni takılan buşinge ait %PF ölçüm sonuçları Tablo 7.20'de verilmiştir. Sonuçlar limit değerler içerisinde bulunmuştur.

Tablo 7.20: Yeni buşing %PF ölçüm sonuçları

Faz	Ölçülen İzolasyon	Test kV	mA	Watt	Ölçülen %PF(18°C)
B	C ₁	10	0,858	0,038	0,44
	C ₂	2	1,652	0,027	0,16

7.3 Gaz Analizi ile Teşhis Edilen Arızalar

Gaz analizi birçok arızanın teşhis ve tespitinde hem teyit amacıyla hem de takip amacıyla kullanılmaktadır. İzolasyon yağlarının analizi için özel laboratuvarlar kullanılmakta, transformatörden alınan numuneler analiz edilerek her transformatör takip altında tutulmaktadır. Arıza meydana geldiği takdirde bu durum izolasyon yağına da sirayet edecek ve yapılan incelemelerde yanıcı gazların ortaya çıktığı görülecektir. Burada gaz analizi inclemeleri için iki farklı güç transformatöründeki (TR.3, TR.4) arıza kaydı ele alınmıştır.

TR.3 için incelemeler yapıldığında 2012 yılında yapılan testlerinde DC direnç haricinde elektrik testlerde herhangi bir olumsuzluk bulunamamıştır. Transformatöre ait bir önceki test değerlerine bakıldığında 2010 yılında yapılmış olup, saha testleri ve DC direnç testlerinde herhangi bir sorun bulunmamaktadır. 2012 yılında gaz analizi testlerinde aşırı derecede karbonlaşma tespit edilmiş olup, transformatörün kontrolü açısından saha testlerinin yapılmasına karar verilmiştir. Yapılan saha testlerinde DC direnç arızası saptanmış ve hata % 64 bulunmuştur. Arıza bulunduğu zaman ve giderildikten sonra yağ sirkülasyon ve gaz analizi işlemi yapılmıştır. EK-A Tablo 10.2’de görüldüğü gibi karbon monoksit ve karbondioksit değerleri bu karbonlaşmayı işaret etmektedir.

Tablo 7.21’de DC direnç ölçüm sonuçları verilmiştir. 2010 yılında ölçülen sonuçlarda fazlar arası herhangi bir farklılık bulunmazken 2012 yılında ilk yapılan ölçümlerde sekonder a faz DC direnç değerinin bir önceki değere ve diğer fazlara kıyasla %50’den fazla arttığı tespit edilmiştir. DC direnç artışının sebebi sargılarda değişiklik meydana gelmiş olması veya iki ölçüm ucu arasındaki bağlantılarda oluşan gevşekliklerden kaynaklı olabilmektedir. Nitekim yapılan çalışmalarda transformatörün dış kısmında olan sekonder buşing bağlantılarından başlanarak arıza yeri tespit edilmeye çalışılmıştır. Nihayetinde arıza noktası transformatör tankının içerisinde bulunan sekonder 31,5-34,5 kV bağlantı noktalarında tespit edilmiştir. Arıza giderildikten sonra 2012 yılında ikinci olarak yapılan ölçümde a-n arası ölçüm değerinin eski haline döndüğü ve diğer fazlarla aynı olduğu görülmüştür. 2015 yılında kontrol için yapılan testlerde de bu durumun değişmediği gözlenmiştir.

Tablo 7.21: TR.3 için DC direnç ölçüm sonuçları

Tarih	Ölçülen DC Direnç (Ohm)			% Fark
	a-n	b-n	c-n	
2010	0,043	0,043	0,043	0
2012-1	0,069	0,042	0,042	64,23
2012-2	0,042	0,042	0,041	2,44
2015	0,044	0,044	0,043	2,44

Yapılan çalışmalara ait resimler Şekil 7.11'deki gibidir. 2012-1 ölçümünde sekonder a-n arası yapılan DC direnç ölçümündeki yüksek değerlerin gevşeklikten olup olmadığının kontrolü yapılmaya başlanmıştır. İlk olarak sekonder sargı ucunu tank üzerine taşıyan buşinge ait resim Şekil 7.11 (a)'da görülmektedir. Buşingin üzerindeki somunlar sıkılıp temizlenerek ölçümler tekrar edilmiş ancak sonuç yine yüksek bulunmuştur. İkinci olarak sekonder a faz buşingi yerinden sökülmesi ve sekonder tij-sargı bağlantısı Şekil 7.11 (b) üzerinden ölçümler yapılmıştır. Tij sökülerek temizlenmiş yerine yeniden takılarak ölçümler tekrar edilmiş fakat sonuç değişmemiştir. Daha sonra transformatörden belirli bir seviyeye kadar yağ eksiltip, sekonder sargıların bir diğer bağlantı noktası olan 31,5-34,5 kV bağlantı lamalarının Şekil 7.11 (e, f) olduğu kapak sökülerek bu bağlantılara müdahale edilmiştir.

Sekonder bağlantı lamaları sökülüp bakıldığında a faz bağlantı somunlarının gevşemiş olduğu tespit edilmiştir. Somunun tutturulduğu saplama çubuklarında bulunan yivlerin titreşimlerden kaynaklı olarak hasarlandığı ve bu yüzden tekrar gevşeme yapabileceği tespit edilmiştir. Yapılan bakımlarda somunlarla birlikte saplama çubukları da değiştirilerek arıza giderilmiştir.



(a)



(b)



(c)



(d)



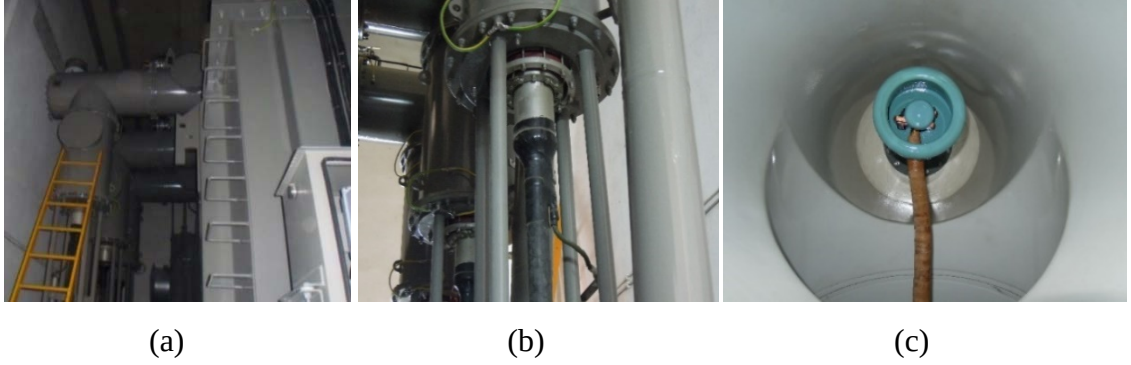
(e)



(f)

Şekil 7.11: TR.3 için (a) sekonder buşing, (b) tij-sargı bağlantısı üstten görünüm, (c) tij-sargı bağlantı noktası alttan görünüm (d) tij sökülmüş hali, (e) 31,5-34,5 kV bağlantı lamaları bağlantı sökülmüş hali, (f) 31,5-34,5 kV bağlantı lamaları bağlantı yapılmış hali

İkinci inceleme TR.4 üzerinden yapılmıştır. Burada kullanılan transformatörlerde diğerlerinden farklı olarak primer buşingler yerine bağlantılar bağlantı kovanı veya dom olarak adlandırılan yağ dolu hazneler içerisinde 154 kV'lık XLPE kabloları ile sağlanmaktadır. Şekil 7.12'de GİS transformatör primer bağlantı domları genel görünümü, XLP kablo bağlantı noktası ve iç görünümü verilmiştir.



Şekil 7.12: GİS transformatör primer bağlantı domları (a) genel görünümü, (b) XLP kablo bağlantı noktası ve (c) iç görünümü

GİS transformatör merkezindeki transformatör üzerinde yapılan saha testlerinde, primer buşingler olmadığından dolayı, domlardan yağ boşaltılarak primer sargılara ulaşılır ve testleri yapılır.

TR.4 transformatörümüz gaz izoleli bir sistemde çalışmaktadır. Transformatör 2010 yılında ilk defa servise alınmış ve günümüze kadar 3 yıllık aralıklarla saha testleri ve yıllık periyodik gaz analiz testleri yapılmıştır. Gaz analizi, tanktan alınan ve A,B,C faz domlarından ayrı ayrı numune alınarak yapılmaktadır.

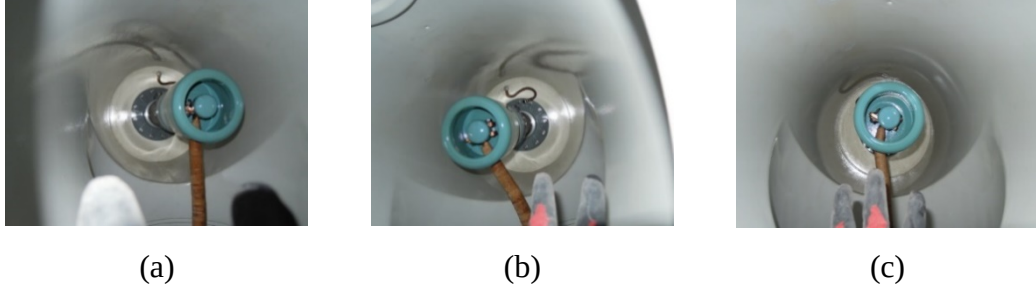
2012 yılında yapılan AC, DC izolasyon, DC direnç ve sarım oranı gibi testlerde hiçbir değerde olumsuzluk görülmemiş, hatta değerler fabrika testlerindeki değerlerle aynı bulunmuştur. Ancak yağ analizlerine baktığımızda 2010 yılından itibaren düzenli olarak yanıcı gazlarda bir artış göze çarpmaktadır. Özellikle 2012 yılında bu artış D2 kısmi deşarj uyarısı vermekte ve müdahale gereği duyulmaktadır. EK-A (Tablo 10.3, 10.4, 10.5, 10.6)'da ana tank ve domlardan alınan yağ numuneleri üzerinde 2010-2012 yılları arasında yapılan gaz analizi değerleri verilmiştir.

Transformatör ana tankından alınan numune yağı, gaz analiz sonuçları normal olmasına rağmen domlardan alınan numune yağı gaz analiz sonuçlarında etilen (C_2H_4) ve özellikle de asetilen (C_2H_2) gaz miktarlarının yüksek olduğu görülmüştür. Yanıcı gaz miktarlarının yüksek düzeyde olması bizlere, domlara ait yağların ark gördüğünü düşündürmekte ve arıza türü olarak yüksek enerjili deşarjlar (D2) olduğunu belirtmektedir.

Domlara ait gaz analiz sonuçlarının olumsuz gelmesi ve garanti süresi içerisinde olması nedeniyle, transformatör üreticisi ile gerekli görüşmeler yapılarak

süpervizör istenmiştir. Süpervizör eşliğinde domlar açılıp, oluşan yanıcı gazların nedenlerinin araştırılmasına ve aynı zamanda da transformatörün elektriki testlerinin yapılmasına karar verilmiştir.

Domlarda fotoğraflarda da görüldüğü gibi gözle yapılan muayenelerde herhangi bir ark izine rastlanılmamıştır. Şekil 7.13'te domlara ait A-B-C fazların dom içi bağlantı noktaları görülmektedir.



Şekil 7.13: Dom içerisindeki (a) A faz, (b) B Faz ve (c) C Faz bağlantıları

Herhangi bir ark izine rastlanılmaması ve yağın karbonize olmamasından dolayı yüksek düzeyde üretilen yanıcı gazların domların içerisinde oluşmadığı kanaatine varılmış ve araştırma çalışmalarına devam edilmiştir. Domlarda herhangi bir ark izinin görülmemesi üzerine, transformatör dizaynı yakından incelenmiş ve domlara ait genleşme deposu ile yük altında kademe değiştirici bölmesi genleşme deposunun müşterek olduğu ve tek bir silikajel ile atmosfere açıldıkları görülmüştür. Gaz analiz sonuçları dikkatle incelendiğinde de, yanıcı gaz miktarlarının müşterek olan rezervlere yakın olan A fazında en yüksek, ve en uzak olan C fazında ise en düşük değerdedir. Yani miktar olarak azalarak giden bir gaz geçişi söz konusudur. Şekil 7.14'te transformatör tankının üzerinde bulunan kademe ve domların ortak genleşme deposu görülmektedir.



Şekil 7.14: Kademe ile domların ortak genleşme deposu

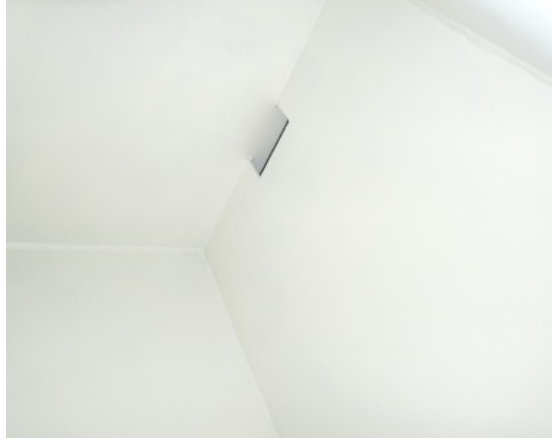
Bunun üzerine yanıcı gazların kademe şalterleme sırasında oluştuğu, oluşan gazların müşterek rezerve tankına geçtiği ve rezervler arasında mutlaka bir geçiş bölmesi olduğu ve gazların bu bölmeden geçiş yaparak difüzyon yoluyla domlara intikal ettiği görüşüne varılmıştır. Bu görüşü ispat etmek amacıyla kademedeki numune yağı alınarak delinme gerilimine ve rengine bakılmıştır. Yağ 37 kV gibi düşük bir gerilimde delinmiş ve yağın karbonize olduğu görülmüştür. Dolayısıyla kademe yağının ark gördüğü kanaatine varılarak, asetilen üretebileceği görüşü kesinlik kazanmıştır. Kademe yağının değiştirilmesine ve ayrıca rezervler arasında geçiş bölmesi olduğunu ispat etmek amacıyla da müşterek olduğu düşünülen rezervin açılmasına karar verilmiştir. Şekil 7.15'te domlardan alınan yağın numunesi görülmekte olup yağın açıkça karbonize olduğu görülmektedir.



Şekil 7.15: Domlardan alınan karbonize olmuş (ark görmüş) yağ

Bu noktada akla şu soru gelebilir. Neden domlara ait Bucholz röleleri çalışmadı? Bucholz rölelerinin çalışmasındaki temel prensip oluşan yanıcı gazların Bucholz rölesinde toplanarak belirli bir miktarın üzerine çıktığında açma paletini iterek çalışmasıdır. Ancak burada oluşan gazlar müşterek olan rezervden yavaş yavaş domlara intikal ettiği için ve yeterli miktarda gaz birikmesi olmadığından dolayı Bucholz röleleri çalışmamıştır.

Domlara ait genleşme deposu açıldığında kademe değiştirici ile bağlantılı olduğu ve aralarında geçiş bölmesinin olduğu görülmüştür. Kademe genleşme deposunda oluşan gazların bu bölmeden geçiş yaptığı sonucu çıkarılmıştır. Şekil 7.16'da ortak rezerv tankının içerisindeki üst geçiş bölmesi görülmektedir.



Şekil 7.16: Rezervler arasındaki üst geçiş bölümü

Rezervler arasında üst kısımda geçiş bölümü olduğu tespit edildikten sonra, transformatörün işletmeye hazır hale getirilebilmesi için domlara yeni yağ (Power Oil 120 UX) vakum altında basılmıştır. Yağ basma ve çevrim işlemlerinin tamamlanmasının ardından her faza ait domlardan gaz analizi testleri için numune yağı alınmıştır. Gaz analiz raporunda toplam erimiş gaz miktarları normal limitler dâhilinde çekilmiştir.

Güç transformatörü üzerinde yapılan elektriki testler neticesinde test sonuçları normal bulunmuştur. Domlardaki gaz artışının nedeni olarak transformatör tasarımından kaynaklı imalat hatası olduğu sonucuna varılmıştır. Transformatör üreticisi imalat hatasını kabul ederek müşterek olan rezervler arasındaki geçiş bölümünün kapatılacağını, ayrı bir silikajel bağlanması işlemleri için sahada modifikasyon yapacağını belirterek transformatörün mevcut haliyle enerjilendirilmesinde herhangi bir sakınca olmadığını belirtmiştir.

7.4 Kısmi Deşarj İle Teşhis Edilen Arızalar

TR.5 transformatörünün fabrika testleri yapılarak sahada montajı yapılmıştır. Yapılan %PF ölçümlerinde primer yüksek gerilim ile toprak arasında (CH) %PF değeri 0.58 çıkmış, önceki test sonuçları ile karşılaştırıldığında 2,5 kat bir yükseliş olmuş aynı zamanda kabul test sınırlarını (0.5) aşmıştır. Tablo 7.22’de fabrikada ve sahada yapılan AC izolasyon testlerine ait %PF sonuçları verilmiştir.

Tablo 7.22: Fabrika ve saha %PF testleri

Yapılan Testler	Fabrika	Saha
Ölçülen	%PF (20°C)	%PF (20°C)
CH	0,21	0,58
CL	0,18	0,21
CHL	0,14	0,15

Bu sonuçlar karşısında tüm testler tekrar edilmiş ancak yine aynı sonuç elde edilmiştir. Üreticinin tavsiyesi üzerine 24 saat yağ çevrimi ve vakum yapılmıştır. Bu işlemlerden sonra testler tekrar edildiğinde değişen bir şey olmamıştır. Bunun üzerine transformatör tekrar demonte edilip fabrikaya gönderilmiş, endüklenmiş gerilim testleri sonucunda PD meydana geldiği görülmüştür. Tablo 7.23'te verilen PD ölçüm sonuçlarından görüldüğü üzere A ve B fazlarında tam yükte uygulanan yüksek gerilim neticesinde PD olayları ortaya çıkmıştır.

Tablo 7.23: PD testi ölçüm sonuçları

Teçhizat	Sensör	Max. Sinyal Genliği pC	kV	Yük	Süre
TR.5	A Faz	0	0	0	-
	B Faz	0			
	C Faz	0			
	A Faz	0	66	25	-
	B Faz	0			
	C Faz	0			
	A Faz	5	132	50	-
	B Faz	5			
	C Faz	0			
	A Faz	18	200	75	-
	B Faz	20			
	C Faz	0			
	A Faz	487	266	100	-
	B Faz	518			
	C Faz	32			
	A Faz	5-20	233	87,5	1 dk
	B Faz	0-8			
	C Faz	0-5			

Fabrikada yapılan gaz analiz testleri neticesinde ortaya az miktarda asetilen gazı ve karbon gazı çıkmıştır. Fabrika testleri uygulanmadan ve bütün fabrika testleri uygulandıktan sonraki gaz analiz durumu Tablo 7.24'deki gibidir.

Tablo 7.24: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları

Gazlar	Gaz Limitleri	2006-1	2006-2
HİDROJEN (H₂)	150	5	16
METAN (CH₄)	110	0	0
KARBON MONOKSİT (CO)	900	10	67
KARBONDİOKSİT (CO₂)	13000	15	153
ETİLEN (C₂H₄)	280	0	1
ETAN (C₂H₆)	90	0	0
ASETİLEN (C₂H₂)	50	0	5

DGA analizi neticesinde bariz bir arızaya rastlanmazken gaz artışı yaşanması olayın ipucunu vermiştir. Ancak sonradan öğrenileceği üzere PD testi arızayı daha bariz olarak belli etmektedir. Fabrikada yağ filtre ve vakum işlemlerine tabi tutulmuştur. Yüksek gerilim testleri neticesinde yağın değerleri kabul edilebilir sınırlar içerisinde bulunmuş ve sahaya gönderilmiştir.

TR.5 Transformatörünün fabrikada demonte edildiği esnada, A ve B faz sargılarının birbirlerine en yakın olduğu noktalar arasında bulunan takozun düştüğü ve yük altında kademe değiştiriciye giden bağlantının kırıldığı görülmüştür. Takoz bulunduğu yerden kaldırılıp izolasyon testi tekrar edildiğinde %PF ve PD değerlerinin düştüğü tespit edilmiştir.

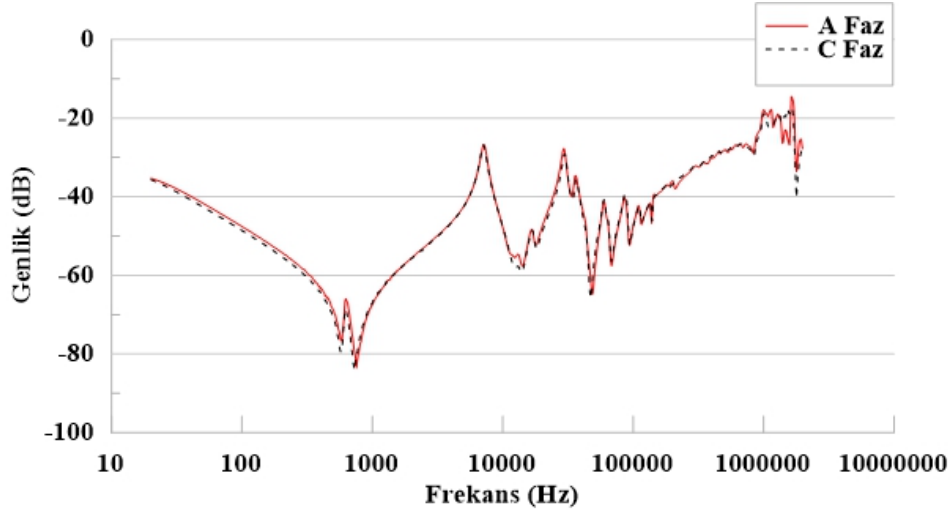
7.5 Frekans Tepkisi Analizi İle Teşhis Edilen Arızalar

FRA testleri transformatörün fiziki yapısı ve kullanılan malzemelere bağlı olarak her transformatör için spesifik değerlere sahip olmasına rağmen genel kalıp itibari ile benzer transformatörlerde benzer sonuçlar vermektedir. Bu test ile sargı ve nüvelerin yerinden kayıp kaymadığının tespiti elektriki testlere kıyasla daha hassas olarak ölçülebilmektedir. Alçak frekanslarda nüve ile ilgili kısımlarda meydana gelebilecek arızalar tespit edilebilirken, yüksek frekanslarda sargı deformasyonları

tespit edilebilmektedir. Burada FRA incelemeleri iki farklı güç transformatörü (TR.6, TR.7) üzerinden yapılmıştır.

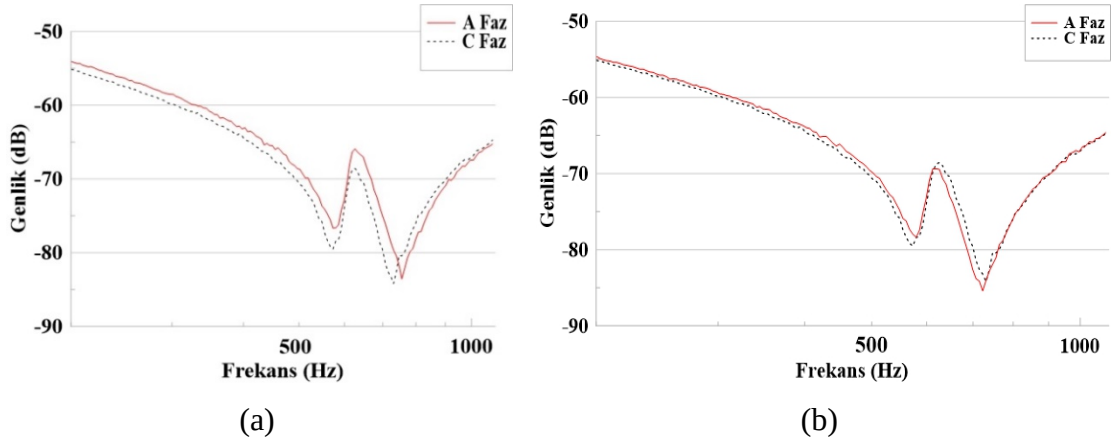
TR.6 transformatörü için saha montaj sonrası tüm testler uygulanmıştır. Yapılan FRA ölçümü sonuçları Şekil 7.17’de görülmektedir. TR.6 transformatörü üzerinde yapılan ikaz akım testlerinde önemli bir sorun görülmemesine rağmen yapılan FRA ölçüm sonuçlarına göre 0-1 kHz bölgesinde kaymaların meydana geldiği görülmektedir. Bu durumun fabrikada yapılan en son test olan DC direnç testinden kaynaklandığı düşünülmüş ve üretici firma ile görüşülerek teyit edilmiştir.

Demagnetizasyon cihazı bulunmadığından dolayı, primer sargılar kısa devre edilerek sekonder sargılara AC gerilim uygulanarak belirli bir süre beklenmiş ve mıknatısiyetin ortadan kalktığı, tekrar yapılan ölçümlerde teyit edilmiştir. 100 kHz ve 1 MHz arasında görülen uyuşmazlığın ise ölçüm yönü ile ilişkili olduğu tespit edilmiştir. Frekans tepkisi ölçümlerinde grafiklerin bir önceki ölçüme uygun olabilmesi için bir önceki testlerle aynı şartlar sağlanmalıdır. Aksi takdirde uyuşmazlık meydana gelmektedir. Yani bu sonucun arıza kaynaklı mı yoksa ölçüm kaynaklı mı olduğu karışıklığına sebep olmaktadır.



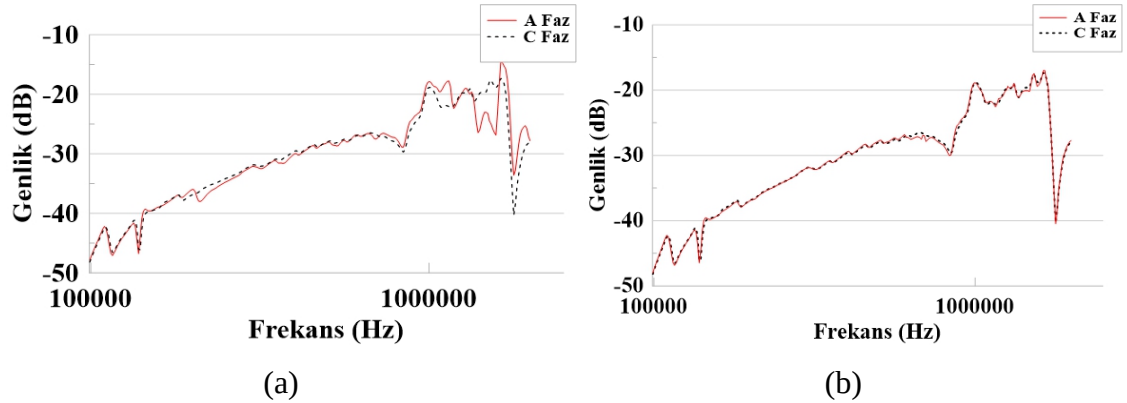
Şekil 7.17: TR.6 için A-C Faz FRA ölçüm grafiği

Grafiğe daha yakından bakacak olursak Şekil 7.18 (a)’da 0-1 kHz arasındaki uyuşmazlık çekirdekte meydana gelen artık mıknatısiyet etkisi ile ortaya çıkabilecek bir durum olduğundan dolayı transformatörün çekirdeği demagnetize edildikten sonra Şekil 7.18 (b)’deki gibi uyumlu hale gelecektir.



Şekil 7.18: 0-1 kHz arasında A-C faz FRA ölçüm sonuçları. (a) demagnetize edilmeden önce ve (b) demagnetize edildikten sonra

Aynı şekilde 100 kHz ile 1 MHz arasındaki bölgede meydana gelen uyuşmazlık ölçüm yönü ile alakalı olabileceğinden dolayı, ölçüm yönü bir önceki test ile aynı şekilde yapıldığında farklılık ortadan kalkmaktadır. Şekil 7.19’da A-C faz 100 kHz - 1 MHz arası FRA ölçüm grafiği ve ölçüm yönü değiştirildikten sonraki FRA grafiği verilmiştir.



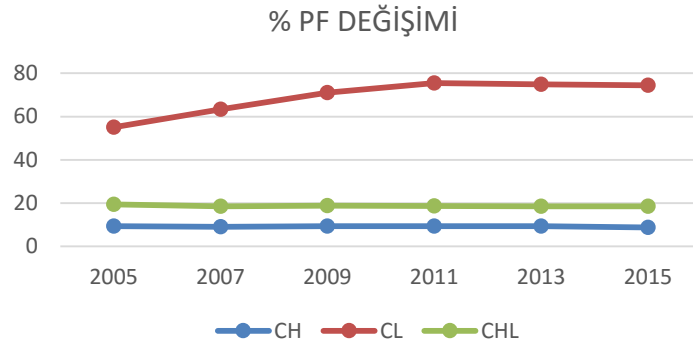
Şekil 7.19: 100 kHz- 1 MHz arası FRA ölçüm sonuçları (a) ölçüm yönü öncekinden farklı ve (b) ölçüm yönü önceki ile aynı

TR.7 ise uzun yıllar serviste olan bir transformatör olup aynı zamanda Türkiye’nin deprem kuşağı olan bir bölgesinde bulunmaktadır. Bu transformatör için 2005 ile 2015 arasına kadar olan zaman diliminde sadece elektrik testler uygulanabilmiştir. Elektriki testlerde sekonder sargı/tank (CL) arasında zamanla artan kapasite artışı gözlenmiştir. Aynı zamanda bu durum DC izolasyon ölçümlerinde de DAR (60/30 sn) oranlarında görülmüştür. İkaz akımlarında da zamanla düşüş meydana geldiği tespit edilmiştir. Bu durumun tam olarak neden kaynaklandığının anlaşılabilmesi için FRA testleri yapılmaya karar verilmiştir.

Tablo 7.25: TR.7 için yıllara bağlı %PF ölçüm sonuçları

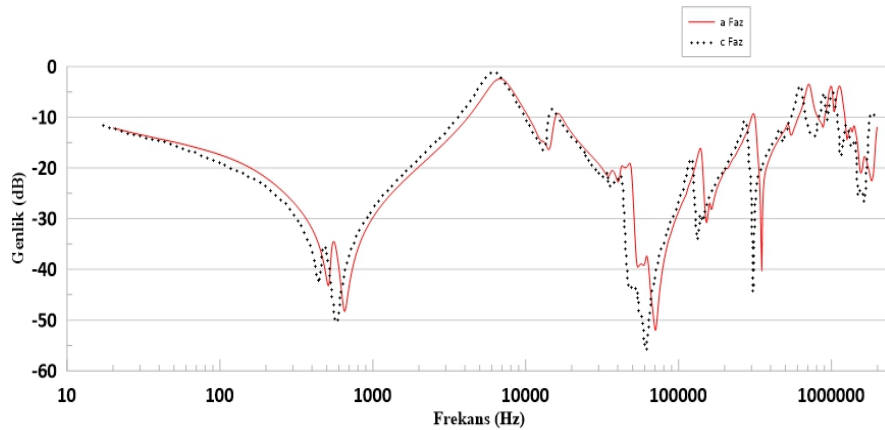
Yıllar	2005		2007		2009		2011		2013		2015	
Ölçülen	mA	%PF	mA	%PF	mA	%PF	mA	%PF	mA	%PF	mA	%PF
CH	9,4	0,20	9,13	0,15	9,4	0,24	9,4	0,28	9,35	0,23	8,84	0,36
CL	55	0,36	63,3	0,49	71	0,57	75,5	0,59	74,9	0,77	74,5	0,93
CHL	19,4	0,16	18,6	0,16	18,8	0,23	18,7	0,25	18,5	0,25	18,5	0,37
DAR	2,20		2		1,9		1,5		1,3		1,2	

Tablo 7.25'te yukarıdan aşağıya sırasıyla CH, CL ve CHL ve DAR ölçümlerinin yıllara göre %PF ölçüm sonuçları verilmiş ve elde edilen %PF ölçüm sonuçları grafik Şekil 7.20'deki gibi olmuştur.



Şekil 7.20: Transformatör %PF ölçüm sonuçları grafiği

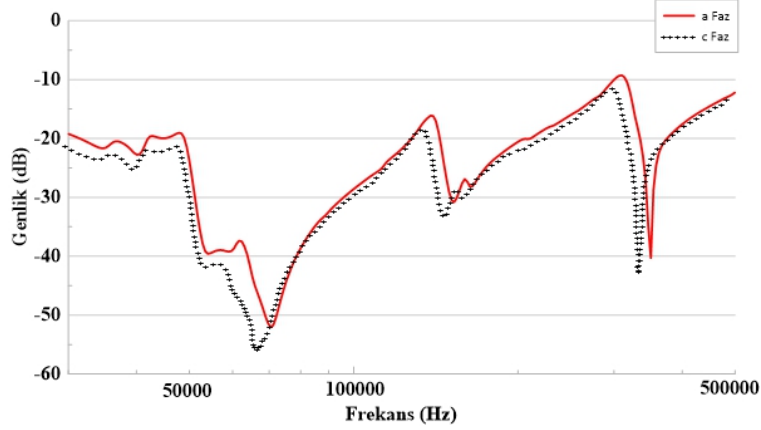
Primer açık devre iken sekonder sargı FRA ölçümleri Şekil 7.21'de verilmiştir.



Şekil 7.21: Primer açık devre iken sekonder sargı FRA ölçüm grafiği

Elde edilen grafikler 30-500 kHz bandı aralığında (ana sargı bölümü) incelendiğinde meydana gelen bu asimetrik yapı sargı kaymasını işaret etmektedir.

IEEE standardı incelendiğinde 50 kHz ile 1 MHz aralığında radyal sargı deformasyonu veya bombeleşme dediğimiz durum meydana gelme ihtimali yüksektir. Şekil 7.22’de ana sargı bölümü yakından incelendiğinde 50 kHz ile 1 MHz arasındaki fark açıkça görülmektedir. Grafikte sekonder a faz kırmızı ve c faz siyah ile gösterilmiştir.



Şekil 7.22: Primer açık devre iken sekonder sargı FRA ölçüm grafiği

Grafiğe bakıldığında ilgili standartta sargı kayması olarak tarif edilen arızayı daha fazla analiz edebilmek için a-n ve c-n ölçümleri yapıp birbiri ile karşılaştırılmıştır.

Transformatörün bu halde devreye alınmaması ve tamir atölyesine gönderilerek açılması ve tekrar sarılması gerektiği belirtilmiş ancak enerji ihtiyacı nedeniyle tekrar devreye alınmak durumunda kalmıştır. Devreye alındıktan bir süre sonra B faz buşingi patlamış ve transformatör sökülerek tamire gönderilmiştir. Tanktan çıkarılan sargılarda üç fazda da sargı deformasyonu olduğu gözlemlenmiştir.

Transformatörün bu duruma gelmesinin nedeni ortalama her yıl 4 ve daha üzeri depremlere maruz kalması sonucu radyal ve aksiyal kuvvetlerin etkisi ile birlikte sargıda meydana gelen deformasyon sonucu sekonder kapasite giderek artmış ve belirli bir noktada sabitlenmiştir. Aynı zamanda sekonder sargı %PF değeri de sınır değerlere yaklaşmış ve sonuç olarak B faz buşing patlaması meydana gelmiştir. Şekil 7.23’te arızalanan buşinge ait resimler verilmiştir.



(a) b) Şekil 7.23: (a) Arızalı buşing ve (b) dom içerisinde kalan kısım

7.6 Dielektrik Frekans Tepkisi Analizi İle Teşhis Edilen Arızalar

DFR testleri yeni nesil test cihazları ile yapılmakta olup henüz sahada yaygın olarak kullanılmamaktadır. Uygulamada anlatılan sonuç ve değerlendirmeler elimizde cihaz bulunmaması nedeniyle literatür bilgisi üzerinden anlatılacaktır. İnceleme, literatürde dört farklı transformatör için yapılan DFR testleri ve onların sonuçları üzerinden yapılmıştır (Sülaıman 2016). DFR testleri yapılan transformatörlerin etiket bilgileri ve değerlendirme sonuçları Tablo 7.26’da verilmiştir.

Tablo 7.26: Ölçülen transformatörlerin etiket bilgileri ve teşhis tablosu (Sülaıman 2016)

Transformatörler	TR.8	TR.9	TR.10	TR.11
Üretici	MTM	MTM	MTM	BONAR
İmal Yılı	2009	1998	1997	1978
Gerilim	33/11 kV	33/11 kV	33/11 kV	22/6.6 kV
Gücü	30 MVA	30 MVA	30 MVA	12.5 MVA
% Nem	1.6	3.6	3.8	4.8
Durum	Kuru	Az nemli	Nemli	Çok Nemli
Yağ iletkenliği (pS/m)	5.4	85	69	88
Durum	Çok iyi	İyi	İyi	Kötü
Bakım	İhtiyaç yok	Yağ filtrele	Yağ filtrele	Kurutulmalı
1 kV' ta Tan δ (%)	0.0098	1.0548	1.5944	4.7964
Durum	Kuru	Nemli	Nemli	Nemli
Bakım	İhtiyaç yok	Yağ filtrele	Yağ filtrele	Yağ filtrele

TR.8 transformatöründe ölçülen değerlerde % 1,6 nem oranı bulunmuş ve yağ selüloz yapısı kuru olarak nitelendirilmektedir. Yağ iletkenliği 5,4 olarak ölçülmüş ve değerlendirme tablosunda çok iyi olarak gruplandırılmıştır. Tanδ 1'den küçük bulunmuştur. Transformatörün durumu iyi olarak nitelendirilmektedir. Bir sonraki TR.9 transformatöründe DFR ölçümleri nem miktarını az olarak tayin ederken yağın iletkenliği iyi olmasına rağmen tanδ ölçümleri 1'den büyük bulunmuş ve yağın filtrelenerek içerisindeki nemin atılması gerektiği belirtilmiştir. TR.10 transformatöründe elde edilen sonuçlara bakılacak olursa DFR ile ölçülen % 3,8'lik değere TR.9 transformatörüne yakın olsa da TR.10 transformatöründe nem yağa sirayet etmiş ve yağ iletkenliği biraz daha düşmüştür. Ölçülen tanδ değerlerinde de bu durum görülmektedir. Yağ hemen filtre işlemine tabi tutularak (TR.9 transformatörüne göre daha uzun süre) iyileştirme çalışmaları yapılabilir. Son durumda TR.11 transformatöründe DFR % nem oranı 4,8 aşırı nemli olarak ölçülmüştür. Yağın iletkenliği iyi durumda olmasına rağmen çok yüksek ölçülen tanδ değerleri yağın filtre işlemine tabi tutulsa da değerlerin istenilen sınırlar içerisine çekilmesinin çok zor olduğunu göstermektedir. Bu durumda yapılacak tek şey transformatörü söküp tamir atölyesine götürülmesi ve kazandan çıkarılarak fırında kurutma işlemidir. Bu işlemler ülkemizde en az 10 gün sürmektedir. Tablo 7.27'de selüloz malzemeye ait değerlendirme kriterleri ve Tablo 7.28'da izolasyon yağına ait değerlendirme kriterleri verilmiştir.

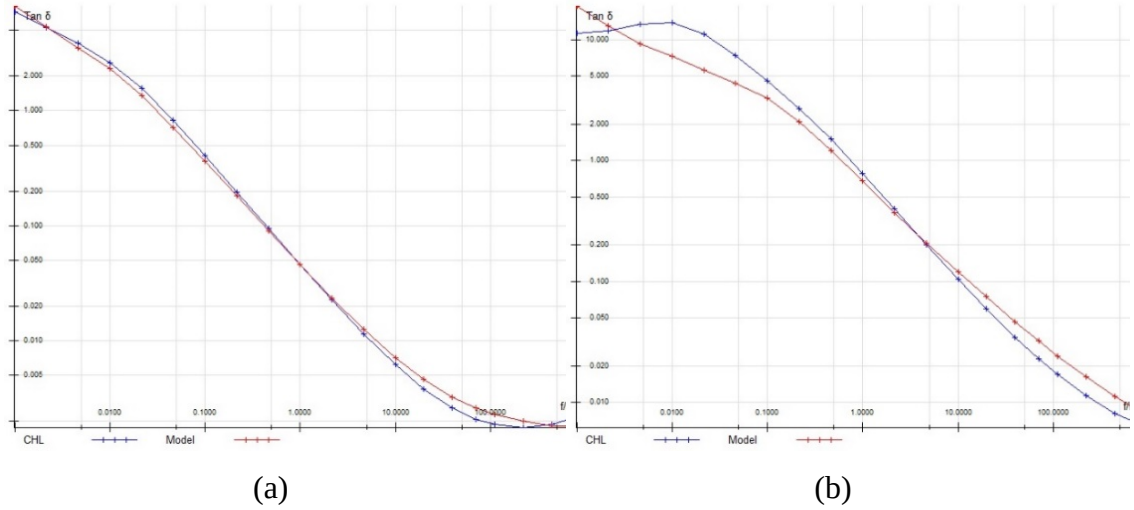
Tablo 7.27: DFR selüloz malzeme değerlendirme kriterleri (Sülaıman 2016)

Transformatör selüloz malzemedeki nem oranları	
Kuru	$\leq 2.2 \%$
Az nemli	2.2 % - 3.7 %
Nemli	3.7 % - 4.8 %
Çok nemli	$\geq 4.8 \%$

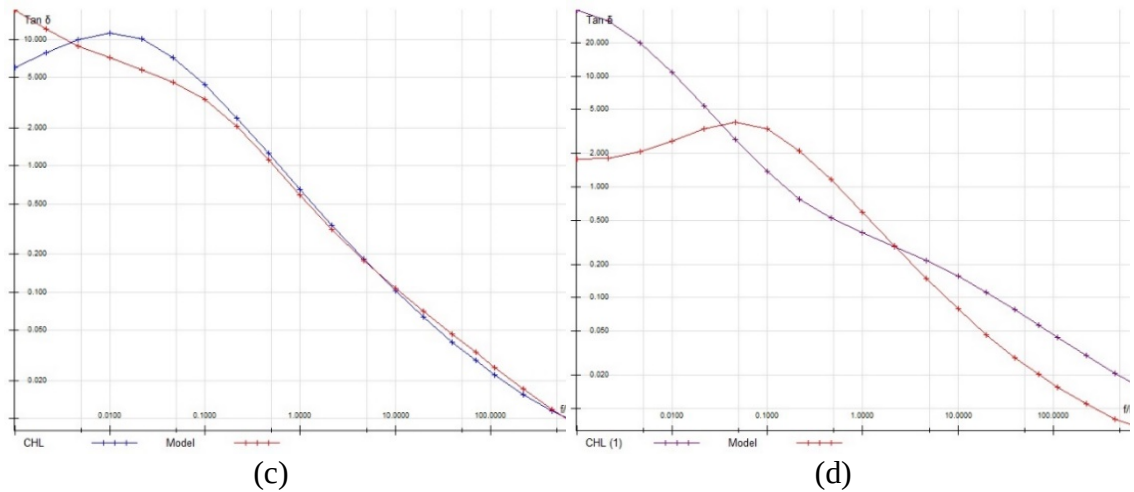
Tablo 7.28: DFR yağ iletkenliği değerlendirme kriterleri (Sülaıman 2016)

Yağ Durumu	Yağ İletkenliği	Renk Kodu
Çok iyi	0 pS/m - 16 pS/m	
İyi	17 pS/m - 110 pS/m	
İdare eder	120 pS/m - 320 pS/m	
Kötü	≥ 330 pS/m	

10 günlük enerji kesintisi ve bu kesintiden etkilenen müşteriler (fabrika, ev vb.)'e ek olarak, bu durumun ekonomik maliyetini de hesaba katarsak, yapılan bu testlerin ne derece önemli olduğunu işlerin bu haddeye gelmeden önlenmesi daha kısa zamanda daha küçük bakımlarla kesintiye sebebiyet vermemek gün geçtikçe önemini artırmaktadır. Şekil 7.24 ve Şekil 7.25'te primer sargının toprağa karşı olan izolasyonu (CHL) DFR ölçüm grafikleri verilmiştir.



Şekil 7.24: (a) TR.8 transformatörü, (b) TR.9 transformatörü CHL izolasyonu DFR ölçüm grafiği (Sülaiman 2016)



Şekil 7.25: (c) TR.10 transformatörü, (d) TR.11 transformatörü CHL izolasyonu DFR ölçüm grafiği (Sülaiman 2016)

7.7 Genel Değerlendirme

Güç transformatörleri arızalarının tanınmasında DGA oldukça yaygın kullanılmaktadır. Bunun yanında özellikle son yıllarda yeni nesil testlerden DFR, PD ve FRA testleri elektriksel, mekanik ve termik arızaların teşhisinde sahada yer bulmaya başlamıştır. Diğer testlere ek olarak geliştirilen bu test yöntemleri, enerji kesmeye ihtiyaç olmadığından dolayı tercih edilmekte ve gün geçtikçe önem kazanmaktadır. Tablo 7.29’da bu tez çalışmasında test edilen transformatörlerin test sonuçları verilmiş olup sonuçları özet olarak değerlendirilmiştir.

Tablo 7.29: Test edilen transformatörlerin genel değerlendirme sonuçları

Durum	Tr. No	Elektriki Testler	DGA	FRA	DFR	PD	Sonuç		
Tüm testlerin uygulanması	TR.1	√	√	√	√	√	Sağlam		
Elektriki testler ile tespit edilen arızalar	TR.2	X	+	-	-	-	Primer C faz kısa devre arızası		
DGA ile tespit edilen arızalar	TR.3	+	X	-	-	-	Sekonder DC direnç arızası		
	TR.4	√	X	√	√	√	Yağ rezervi dizayn hatası		
PD ile tespit edilen arızalar	TR.5	√	+	√	-	X	Takozy kayması ve bağlantı kopukluğu		
FRA ile tespit edilen arızalar	TR.6	+	√	X	-	-	DC akım etkisi		
	TR.7	+	-	X	-	-	Sargıda radyal kuvvetler sonucu bombeleşme		
							Nem durumu	Yağ durumu	İzolasyon durumu
DFR ile tespit edilen arızalar	TR.8	+	-	-	X	-	Kuru	Çok iyi	Kuru
	TR.9	+	-	-	X	-	Az nemli	İyi	Nemli
	TR.10	+	-	-	X	-	Nemli	İyi	Nemli
	TR.11	+	-	-	X	-	Çok Nemli	Kötü	Nemli

“√”: Test uygulandı sonuçlar normal, “X”: Arıza teşhisi, “+”: Teyit edici test, “-”: Test yapılmadı

İlk olarak test yöntemlerinin açıkça anlaşılması ve uygulama sonuçlarının görülmesi için tüm testlerin uygulandığı durumda TR.1 ele alınmıştır. Açıkça görüldüğü üzere tüm test sonuçları normal değerlerde bulunmuş ve herhangi bir sorun görülmemiştir.

İkinci olarak elektriki testlerle teşhis edilen arıza örneği TR.2 üzerinde incelenmiştir. Uygulanan elektriki testlerden ikaz akımı sonucunda TR.2 transformatörünün primer ve sekonder c fazlarından herhangi bir akım değeri okunamamıştır. %PF testlerinde de primer ve sekonder arası izolasyon değeri okunamamış bu durum DC izolasyon testleri ile de teyit edilmiştir. Sarım oranı testlerinde primer c fazın sekonder c faza oranı olması gerekenden düşük değerlerde bulunmuş ve siperlerde kısa devre meydana geldiğini göstermiştir. DGA testlerinde ise kılavuz gaz olarak asetilen (C_2H_2) tespit edilmiş olup, bu durum yağda ark olduğunu göstermektedir. Buna karşın yağın dielektrik dayanımı bozulmamıştır. Transformatör tamir atölyesine götürülüp açıldığında ise primer ve sekonder c fazda arızanın meydana geldiği görülmüştür. Primer ve sekonder sargılar tekrar sarılarak tamir edilmiş ve yapılan testler neticesinde sonuçlar normal bulunmuştur.

Üçüncü olarak DGA ile teşhis edilen arıza örnekleri TR.3 ve TR.4'te verilmiştir. Transformatörlerin gücüne göre rutin elektriki testler üç veya beş yılda bir tekrarlanmaktadır. Gaz analizi testleri ise yıllık periyodik olarak yapılmakta ve yağ takip altında tutulmaktadır. TR.3 transformatörü üzerinde 2010 yılında yapılan rutin elektriki testlerde herhangi bir soruna rastlanılmamıştır. 2012 yılında periyodik olarak yapılan gaz analizi testlerinde 2010 yılındaki değerlere oranla aşırı derecede karbonlaşma tespit edilmiştir. Karbondioksit ve karbon monoksit değerlerinde artış olması transformatörün bağlantı yerlerinde küçük arklar oluştuğunu işaret etmektedir. Bunun üzerine elektriki testler tekrar edilmiş, izolasyon değerlerinde bir sorun olmamasına rağmen DC direnç testlerinde sekonder a fazın direnç değeri diğer fazlara oranla %50 artış göstermiştir. Sekonder a faza ait bağlantı noktaları incelenmiş ve nihayetinde sekonder 31,5-34,5 kV bağlantı lamalarında meydana gelen gevşeklik tespit edilerek sorun giderilmiştir.

TR.4 transformatörü üzerinde yapılan DGA haricindeki tüm testlerde herhangi bir soruna rastlanılmamıştır. Transformatör ana tankından alınan yağ numunesi analiz testlerinde de sonuçlar normal olmasına rağmen domlardan alınan

yağ numunelerinde yanıcı gazlar tespit edilmiştir. Bunun üzerine tüm testler tekrar edilmiş ancak yine herhangi bir sorun bulunamamıştır. Transformatörün periyodik gaz analizi testlerinde domlardan alınan yağ numunelerine ait yağlarda yanıcı gaz artışları devam etmiş, gaz analizi değerlendirme yöntemlerinde D2 kısmi deşarj uyarısı vermeye başlamıştır. Transformatörde her şey normal iken, yağ genleşme deposunun hemen yanında bulunan A faz domunda yanıcı gazlar fazla, B ve C fazlarda giderek azalan bir eğilimde olması, yanıcı gazların kademe genleşme deposundan tank genleşme deposuna geçiş yaptığını düşündürmektedir. Çünkü sağlam bir transformatörde yanıcı gazlar en fazla kademe değiştirici haznesinde bulunur ve kademe değiştirme esnasında meydana gelir. Ayrıca genleşme deposunda tek bir suni teneffüs aparatı olması bu düşüncemizi kuvvetlendirmektedir. Transformatör üreticisi ile yapılan ortak çalışmada yağ genleşme deposu açılarak gözle muayene edilmiş ve iki depo arasında bir pencere bölmesi olduğu görülmüştür. Üretici tasarım hatasını kabul etmiş ve gerekli tadilatları ürettiği tüm transformatörlerde yapmak zorunda kalmıştır.

Dördüncü olarak kısmi deşarj ile arıza tespiti uygulaması TR.5'te ele alınmıştır. TR.5 transformatörü fabrikadan sahaya getirilmiş ve sahada montajı yapılmıştır. Elektriki testlerde primer/tank %PF değeri fabrika değerlerine oranla yüksek bulunmuştur. Sahada birtakım düzeltici faaliyetlerde bulunulmuş ancak sorun giderilememiştir. Garanti kapsamında olan transformatör tekrar fabrikaya gönderilmiştir. Fabrikada yapılan kısmi deşarj testlerinde tam yükte A ve B Fazlarda yüksek derecede kısmi deşarjlar meydana gelmiştir. Bunun üzerine transformatör açılıp kontrol edildiğinde A ve B faz sargılarının birbirlerine en yakın olduğu noktalar arasında bulunan takozun düştüğü ve yük altında kademe değiştiriciye giden bağlantının kırıldığı görülmüştür. Bu durumun taşıma esnasında olduğu sonucuna varılmıştır.

Beşinci olarak FRA testleri ile TR.6 ve TR.7'de anlatılan arıza testleri ele alınmıştır. TR.6 transformatörü fabrikadan sahaya getirilerek montajı ve tüm testleri yapılmıştır. FRA testlerinde sekonder fazlar arası ölçümlerde grafikte farklılıklar olduğu görülmüştür. Grafik incelendiğinde düşük frekans bölgesinde kaymaların meydana geldiği ancak diğer test sonuçlarında herhangi bir sorun olmaması nedeniyle bu durumun nüvede biriken artık mıknatısiyetten kaynaklandığı düşünülmüştür. Grafikte oluşan kayma, ilgili standartlarda belirtilen kılavuz

grafiklerdeki ile örtüşmektedir. Bunun üzerine nüve mıknatısiyet etkisinden kurtarılarak testler tekrar edilmiş ve sonuçların normal olduğu görülmüştür.

TR.7’de ise zaman içerisinde yapılan elektriki testlerde sekonder/tank izolasyonu %PF değeri zamanla artış göstermiş ve kapasite değişikliği belirlenen limitleri aşmıştır. Bu durumu daha hassas olarak tespit edebilmek için FRA testleri yapılmıştır. 20 kHz ile 1 MHz bandında özellikle sekonder a ve c fazlara ait farklılık görülmüş ve elde edilen grafikler 30-500 kHz bandı aralığında (ana sargı bölümü) incelendiğinde meydana gelen bu asimetrik yapı standartlarda da belirtildiği gibi sargı kaymasını işaret ettiği görülmektedir. Enerji ihtiyacı nedeniyle transformatör bu haliyle çalışmaya devam etmiş ve nihayetinde buşing patlaması ile transformatör servis harici olmuştur. Tamir atölyesinde açıldığında ise sekonder sargının bombeleştiği ve zamanla yerinden kaydığı görülmüş, bu durumun nedeni olarak transformatörün deprem bölgesinde olması sonucuna varılmıştır.

Son olarak DFR testi ile arıza teşhisi dört farklı transformatör (TR.8, TR.9, TR.10, TR.11) üzerinde yapılmış ve durumları değerlendirilmiştir. Transformatörler nem, yağ ve izolasyon yönünden incelenerek elde edilen değerlere göre iyiden kötüye doğru sıralanmıştır. TR.8 transformatöründe yapılan DFR testleri neticesinde nem %1.6, yağ iletkenliği 5.4 ve %PF değeri 0.0098 olarak ölçülmüştür. Sonuçlar değerlendirildiğinde transformatörün nem, yağ ve izolasyon yönünden iyi durumda olduğu görülmüştür. TR.9 transformatöründeki sonuçlar değerlendirildiğinde nem yönünden az nemli olduğu, yağ iletkenliğinin iyi olduğu ve bu durumun %PF değerlerine yansıdığı görülmüş, yağ filtreleme işlemi tavsiye edilerek durumun daha iyi olması tavsiye edilmiştir. TR.10 transformatöründe yapılan DFR testleri neticesinde nem %3.8, yağ iletkenliği 69 ve %PF değeri 1.59 olarak ölçülmüştür. Yağ filtreleme işleminin zaman kaybetmeden yapılması ve kötüye gidişin önüne geçilmesi istenmiştir. TR.11 transformatöründen elde edilen değerlerde ise, nem %4.8, yağ iletkenliği 88 ve %PF değerinin 4.79 olduğu görülmüştür. Bu sonuçlara göre sadece yağ filtreleme işleminin transformatörün durumunu iyileştirmeyeceği, transformatörün çok nemli olup kurutulması gerektiği belirtilmiştir. Açıkça bilinmektedir ki her zaman tek bir test her arızayı teşhis etmek için yeterli olmayabilir. Mutlaka bir takım tamamlayıcı testlerde uygulanmalıdır. Uygulamalarda ele alınan transformatörler üzerinde sadece arıza tanısı için gerekli testler yapılmıştır.

Uygulanan test yöntemlerinin enerjili veya enerjisiz olması durumuna göre karşılaştırılması Tablo 7.30’da yapılmıştır.

Tablo 7.30: Test yöntemlerinin enerjili ve enerjisiz olarak karşılaştırılması

Test Yöntemleri		Uygulanabilme yöntemi	
		Enerjili	Enerjisiz
İkaz		-	√
%PF	Sargı	-	√
	Buşing	√	√
	Yağ	√	√
DC İzolasyon		-	√
Sarım Oranı		-	√
Sargı Direnci		-	√
DGA		√	√
PD		√	√
FRA		√	√
DFR		-	√

Görüleceği üzere yeni nesil testlerden DGA, PD ve FRA enerjili şekilde yapılabilmelerine rağmen, buna karşın elektriki testler olarak adlandırdığımız testler enerji kesintisine ihtiyaç duyarlar. Enerjinin giderek önemini artırdığı günümüze paralel olarak enerjili şekilde test etme yöntemlerinin önemide artmaktadır.

Tablo 7.31’de ise elektriki testler ve yeni nesil testlerin arızayı tespit edebilme yeteneğine göre avantaj ve dezavantajlarına ait karşılaştırma yapılmıştır.

Tablo 7.31’den görüleceği üzere nüve ile ilgili arızaları tespit edebilmede yeni nesil testler daha başarılı olmaktadır. Buna rağmen nüve toprak arızasını tespit edebilmede bütün test yöntemleri etkili olmaktadır.

Tablo 7.31: Elektriki testler ve yeni nesil testlerin karşılaştırılması

Olası problemler		Elektriki Testler					Yeni Nesil Testler			
		İkaz	%PF	DC İz.	Sarım oranı	Sargı Direnci	DGA	PD	FRA	DFR
Nüve	Deformasyon	*	-	-	*	*	*	**	***	-
	Nüvede kayma	-	**	*	-	-	-	-	***	-
	Nüve toprak arızası	***	**	*	**	*	**	***	***	**
	Artık mıknaşıyet	**	*	-	*	-	-	-	***	-
Sargılar	Sargı-sargı kısa devresi	**	**	**	***	***	*	***	***	**
	Sargı-toprak kısa devresi	**	***	**	***	***	**	***	***	**
	Kopma	**	**	**	**	**	*	***	**	**
İzolasyon	İzolasyon malzemelerinin bozulması	-	***	***	-	-	**	*	-	**
	Nem	-	*	*	-	-	**	-	-	**
	Takoz kayması	-	*	*	-	-	-	-	***	**
Yağ	İzolasyon bozulması	-	*	**	-	-	***	*	-	***
	Nem	-	*	*	-	-	***	-	-	***
	İletkenlik	-	-	-	-	-	***	-	-	***
	Delinme	-	-	-	-	-	***	-	-	*
Bağlantılar	Gevşeklik	-	-	-	-	**	*	*	**	*
	Kopukluk	**	*	*	*	***	*	**	***	**
	Deformasyon	-	-	*	-	**	*	**	*	*

Test performansı; – yok, * az, ** orta, *** çok

Olası sargı arızalarında geleneksel test yöntemlerinden sarım oranı ve sargı direnci ön plana çıkarken yine buradada yeni nesil test yöntemlerinden PD ve FRA aynı ölçüde etkili olabilmektedir.

İzolasyon malzemelerinin zamanla yaşlanması veya deforme olması durumunda %PF ve DC izolasyon testleri bu durumu tespit edebilirken DGA ve DFR testleri de bu durum hakkında etkili olabilmektedir. Ayrıca izolasyon

malzemelerinden kopan veya kırılan parçaların tespitinde yeni nesil test yöntemleri daha hassas olduğu için diğer testlere göre avantaj sağlamaktadır.

Yağ ile ilgili problemlerde elektriki testlerden %PF ve DC izolasyon testi kabaca bir fikir vermesine rağmen en iyi tespiti DGA ve DFR testleriyle yapmak mümkün olmaktadır.

Bağlantılarda meydana gelebilecek herhangi bir kopuklukta tüm test yöntemleri bu durumu tespit edebilmektedir. Ancak enerjili durumda tespit edebilme avantajlarından dolayı yeni nesil test yöntemleri burada da ön plana çıkmaktadır.

Genel olarak yeni nesil test yöntemleri ile tespit edilebilen arızalar geleneksel test yöntemleri ile de tespit edilebilmektedir. Ancak yeni nesil yöntemleri eskiye göre hem daha hassas sonuçlar vermekte hemde birçok durumda enerji kesintisi yapmaya gerek bırakmamaktadır.

8. SONUÇ

Enerji ihtiyacının giderek artan bir potansiyele sahip olması elektriğin kesintisiz sunulmasının önemini de artırmaktadır. Böyle bir durumda üzerimize düşen görev enerji sistemi içerisinde elektriğin üretildiği noktadan son tüketiciye ulaşana kadar kesintiye sebep olabilecek arızaları teşhis edebilmektir. Hatta bunu yaparken arızayı önceden teşhis edebilmek ve enerji kesintisi yapmadan bu teşhisleri yapabilmek gerekmektedir.

Elektriki testler (İkaz akımı, %PF, DC izolasyon, sarım oranı, sargı direnci) çok eskiden beri transformatör arıza ve bakım çalışmaları için uygulanmakta olup en büyük dezavantajı enerji kesintisi yaparak uygulanmasıdır. Bu durum bazen güç sisteminin enerji akışı için sorun meydana getirmektedir ve enerji kesintilerine neden olabilmektedir. Eski test yöntemlerine alternatif olarak son yıllarda yeni nesil test yöntemleri (PD, DFR, FRA vb.) geliştirilmiştir. Yeni nesil test yöntemleriyle transformatör arızaları enerji kesintisine ihtiyaç duymadan arıza daha hassas, hızlı ve güvenli bir şekilde tanımlanabilmektedir. Böylelikle arızanın nerede olduğu hangi malzemeden kaynaklandığı teşhisi daha kolay yapılabilmekte ve mümkün olan en kısa sürede tadilatı yapılabilmektedir.

Bu çalışmada güç transformatörü arızalarının teşhisinde en yaygın kullanılan test yöntemleri incelenmiştir. Transformatör test yöntemlerinin genel sınıflandırması yapılmıştır. Elektriki testler, DGA yöntemleri özetlenmiş özellikle yeni nesil test yöntemleri ayrıntıları ile ele alınmıştır. Ele alınan tüm yöntemler uygulama sonuçları üzerinden verilerek karşılaştırma ve değerlendirmeler yapılmıştır. Bu değerlendirmeler aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Elektriki test yöntemleri daha ziyade arıza tipine göre oluşturulmuş sipesifik yöntemlerdir. Örneğin ikaz akımı testi sargı ve nüve durumunu gözlemlemek için olup AC ve DC izolasyon testleri daha çok tranformatörün ızalasyon durumunu değerlendirmek için yapılmaktadır.
- DGA ise gelişen arızanın ön tanılmasında kullanılan bir yöntem olup sipesifik arıza durumu hakkında bilgi vermemektedir.

- PD testi özellikle sargılarda meydana gelen arızaların tespitinde etkin olup nüve, izolasyon ve bağlantı gevşekliği hakkında fikir vermektedir.
- FRA testi nüve ve sargı problemlerinin belirlenmesinde oldukça etkindir. Bunun yanında izolasyon problemlerinden olan takoz kayması durumunuda etkin bir şekilde belirleyebilmektedir. Ayrıca bağlantı sorunlarının belirlenmesinde önemli bilgiler vermektedir.
- DFR testi özellikle yağın durumu hakkında bilgi vernekte olup nüve haricindeki tüm arıza durumlarının tespiti hakkında fikir vermektedir.

Tüm bu sonuçlar değerlendirildiğinde yeni nesil test yöntemleri hem enerji kesintisi yapmadan uygulanması hem de birçok sorun hakkında bilgi vermesi açısından öne çıkmaktadır. Bu durum önümüzdeki süreçte bu testlerin daha etkin bir şekilde sahada kendisine yer bulacağına işaret etmektedir. Gelecekte mevcut test yöntemlerinin geliştirilmesi, iyileştirilmesi ve yeni test yöntemlerinin geliştirilmesiyle enerji kesintisi yapılmadan arıza noktasının tespitinin yapılabileceği öngörülmektedir. Daha önemlisi arıza meydana gelmeden başlangıç aşamasında hatanın tanımlanması ve önleyici tedbirlerin alınması oldukça önemli olacaktır.

9. KAYNAKLAR

ABB, "Transformer Handbook", Switzerland 163-164, (2004).

ABB, "ABB Advanced Diagnostic Testing Services Provide Detailed Results", ABB Advanced Diagnostic Testing Services, USA, 163-164, (2006).

Areva, "Transformatör", Gebze-KOCAELİ, 1-49, (2004).

Alboyacı, B., Çınar, M.A., Şengül, M., "Transformatör manyetik devre yapısının boşa çalışma akımına etkisi", Kocaeli, 88-91.

Application Bulletin, "Partial discharge testing: What it is and what it means", *Burr-Brown, USA*, 1-3, (1995).

Atanasova, I., "DGA – Method in the Past and for the Future", Siemens, Germany, 3-33, (2012).

BHEL, "Transformers", Bharat Heavy Electricals Limited, New Delhi: Tata McGraw-Hill, 108-109, (2003).

Bjerkkan, E., "High frequency modelinig of power transformers; Stresses and diagnostics", *Doctoral Thesis, Norwegian University of Science and Technology*, Trondheim, 1-268, (2005).

Bigdeli, M., Aghajanloo, J., "Condition assessment of transformer insulation using dielectric frequency response analysis by artificial bee colony algorithm", Islamic Azad University, Iran, 46-55, (2016)

Boss, P., "Insulating fluids for power transformers *Cigre SC A2* [Online]", (07 Mart 2018),
[https://www.google.com.tr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwib--](https://www.google.com.tr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwib--PeqNrZAhXOhqQKHU5ZBpIQFggsMAA&url=http%3A%2F%2Fa2.cigre.o)

[PeqNrZAhXOhqQKHU5ZBpIQFggsMAA&url=http%3A%2F%2Fa2.cigre.o](https://www.google.com.tr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwib--PeqNrZAhXOhqQKHU5ZBpIQFggsMAA&url=http%3A%2F%2Fa2.cigre.o)

rg%2Fcontent%2Fdownload%2F53853%2F2562254%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInsulating%2Bfluids%2Bfor%2Bpower%2Btransformers%2BP_Boss%2BSCA2.pdf&usg=AOvVaw2on5cBdncgHTc-pCX8Tv1G, 1-8.

Brusetti, R., “Exciting current and loss measurements”, *78rd International Conference of Doble Clients*, USA, 1-36, (2016).

Çalı, M.E., Mıhcı, E., Ünlü, Ö., Yıldız, M., “ Güç transformatörlerinde arıza tespiti ve değerlendirme yöntemlerinin incelenmesi”, *Lisans Tezi, Pamukkale Üniversitesi*, Denizli, 1-139, (2014).

Çalı, K.O., “Partial discharge modeling by simulink”, *Master Thesis, Eastern Mediterranean University*, North Cyprus, 1-48, (2014).

Chauvin-Arnoux Group, “ Insulating Resitance Testing Guide”, Ed.01, 3-8, (2010).

Chen, G., Guo, Y., “Simulation Of Dielectric Frequency Response Of Transformer Insulation System”, *18 th International Symposium on High Voltage Engineering*, Korea, 1-6, (2013).

Cheng, J., Robalino, D., Ohlen M., Werelius P., “Advanced Technique for Moisture Condition Assessment in Power Transformers”, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 185-191, (2014).

Chhajer, D., Naranjo, V., “Sweep frequency response analysis: Failure mode analysis”, *46’th Annual Transmission and Substation Design and Operation Symposium*, Dallas, 30-40, (2013).

Cogbill, B.A., “Bütün yıldız bağlı transformatörlerde tersiyer sargısı bulunmalı mıdır?[Online]”, [07 Mart 2018], http://www.emo.org.tr/ekler/e524bf740dc8cfd_ek.pdf?dergi=286, (Çev: Alparslan, Y.), Ankara, 2-3.

Çubukçu, Z., “YG ve OG Transformatör Merkezleri Teçhizatları”, *Ders Notu*, 13-16, (2007).

Ders notları, “Transformatör imalatı”, (07 Eylül 2017), <http://teknikbilimlermyo.istanbul.edu.tr/elektrik/wp-content/uploads/2015/03/B%C3%B6l%C3%BCm-21.pdf>, (2015)

Dietrich, W., “An international survey on failures in large power transformers in service”, *Electra* (88), 1-29, (1983).

Doble, “Doble test procedures”, *USA*, 259-261, (2009).

Doble, “Sweep Frequency Responce Analyzer – Quick Start Guide”, *USA*, 4-5, (2011).

Duval, M., “Dissolved gas analysis and the Duval Triangle by Michel Duval”, 1-20, (2006).

Ehineni, K.O., “Partial discharge modeling by simulink”, *Master Thesis, Eastern Mediterranean University, North Cyprus*, 1-48, (2014).

Gouda, O.E., El-Hoshy, Saleh, S.M., “Power transformer incipient faults diagnosis based on dissolved gas analysis” *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering Practice*, 10-16, (2016).

Guomin, L., “Transient Earth Voltage (TEV) Based Partial Discharge Detection and Analysis”, *Doctoral Thesis, Nanyang Technological University, Singapore*, 50-56, (2013).

Hamrick, L., “Dissolved gas analysis for transformers”, *Neta World*, 1-3, (2009-2010).

Harlow, J.H., “Electric power Transformer engineering”, (eds: J.H.. Harlow), *USA: CRC Press*, 22-42, (2004).

Hernandez, R.D., Lachman, M.F., Griffin, P.J., Lewand, L., “Dielectric Frequency Response Measurements On In-Service Power Transformers”, *83rd International Conference of Doble Clients, USA*, 1-10, (2016).

Hvidsten, S., Holmgren, B., Adeen, L., Wetterstrom, J., “Condition assessment of 12- and 24-kV XLPE cables installed during the 80s. Results from a joint Norwegian/Swedish research project”, IEEE Electr. Insul. Mag., 17–23, (2005).

IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-62, (1995).

IEEE Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-C57-106TM, (2006).

IEEE Guide for the application and interpretation of frequency response analysis for Oil-Immersed transformers. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-C57-149TM, (2012).

IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed Transformers. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-C57-104TM, (2008).

IEEE Recommended practice for measurement of power factor tip-up of electric machinery stator coil insulation. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-286, (2000).

IEEE Recommended practice for testing insulation resistance of rotating machinery. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-43, (2006).

IEEE Recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-493, (2007).

IEEE Standard Test Code For Liquid Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers and IEEE Guide for Short-Circuit Testing Distribution and Power Transformers. IEEE Power Eng. Soc., IEEE Std-C57.12.90, (1987).

İlkkahraman, M., “Güç transformatör arızalarının incelenmesi”, *Yüksek Lisans Tezi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Gazi Üniversitesi, Ankara*, 1-273, (2008).

İlkkahraman, M., Özdemir, C., Yıldız, M., Ünlü, Ö., “Yüksek gerilim şalt teçhizatları üzerinde meydana gelen kısmi deşarjların ultrasonik/TEV yöntemi ile tespiti ve saha uygulamaları”, *TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü*, Denizli, 1-88, (2016).

İsmailoğlu, H., “Aşırı gerilimlere karşı korumada ark boynuzlarının etkinliği”, EVK 2011- IV. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, EVK 2011- IV. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, 1, 159-163, (2011).

Janus, P., “Acoustic Emission Properties of Partial Discharges in the time-domain and their applications”, Masters' Degree Project, KTH School of Electrical Engineering, Sweden, 11-14, (2012).

Klerk, P.D., “Using Acoustic Emission Techniques To Locate Gassing Source in Large Power Transformers In Service”, *ESKOM Sustainability and Innovation, Resources and Integrity Department*, 1-15, (2010).

Koch, M., Tenbohlen, S., Krüger, M., Kraetge, A., “A Comparative Test and Consequent Improvements on Dielectric Response Methods”, *15th ISH Slovenia*, 4-5, (2007)

Köroğlu, S., Demirçalı, A., Yıldız, M., Çalı, M.E., Mıhçı, G., “Güç transformatörleri arızalarının yağda çözünmüş gaz analizi ile tanınması”, *Eleco 2014 Elektrik – Elektronik – Bilgisayar ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu*, Bursa, 1-4, (2014).

Köroğlu, S., “A Case Study on Fault Detection in Power Transformers Using Dissolved Gas Analysis and Electrical Test Methods”, *J. Electrical Systems*, 12-3, 442-459, (2016).

Kraetge, A., Krüger, M., Velasquez, J.L., Viljoen, H., Dierks, A., “Aspects of the practical application of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) on power transformers”, *Cigre 6'th Southern Africa Regional Conference*, Paris, 1-10, (2009).

Krüger, M., Hoek, S., “New trends of diagnosis on power transformers and associated components”, *Transformer life management symposium*, Merseburg, 1-14, (2015).

Kulkarni S.V. and Khaparde, S.A., “Transformer engineering; design and practice”, *Transformer engineering*, New York: Marcel Dekker, 46-47, (2004).

Liu, C.H., Wang, S.Y., Yao, L., Lin, T.B., “Integrated power transformer diagnosis using hybrid fuzzy dissolved gas analysis” *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 689-699 (2015).

Lucas, J.R., “Historical development of the transformer”, *The Institution of Electrical Engineers Chairman's Lecture*, Sri Lanka, 1-16, (2000).

Lynch, B.E., Missouri, A., “Ameren and Doble engineers prevent Transformer failure, Viaduct substation 115-34 kV 46.7 MVA Auto Transformer 1”, *78th Annual International Conference of Doble Clients*, 1-6, (2011).

Megep, “Sensörler ve transdüserler”, Ankara, 30, (2006).

Megger, “ A stitch in time; The complete guide to electrical insulation testing”, 15-67, (2006).

Megger, “The Megger guide to insulating oil dielectric breakdown testing”, 1-34, (2003).

Minhaz, R., “Transformer manufacturing process”, *Joint event with IEEE Hamilton Section – Power Chapter, Transformer Consulting Services*, Canada 1-78, (2015).

Myers S.D., Kelly, J.J., Parrish, R.H., “A guide to Transformer maintenance”, *Transformer Maintenance Institute*, Ohio, 389-400, (1981).

Niasar, N.G., “Partial Discharge Signatures of Defects in Insulation Systems Consisting of Oil and Oil-impregnated Paper”, Licentiate Thesis, KTH School of Electrical Engineering, Sweden, 11-14, (2012).

Norazhar, A.B., Siada, A.A., “High voltage power transformer dissolved gas analysis, measurement and interpretation techniques”, *High Voltage Maintenance Forum – IDC Technologies*, 1-17, (2014).

Noureldeen, O., “Effect Of Geometrical Arrangement Of Power Transformer Insulation And Its Temperature On Dielectric Response Measurements”, *Journal of Engineering, Sciences*, Assiut University, Egypt, 1455-1465, (2007).

Ohlen M., Werelius P., “Bushing insulation diagnostics based on dielectric response”, Megger, Sweden, 1-8, (2011).

Ohlen M., Werelius P., “Using Dielectric Frequency Response Measurements to Determine Dissipation Factor Temperature Dependence in Power System Components”, *The 8th Regional Conference of Cigre in Arab Countries & GCC Power 2010 Conference*, 7-8, (2010)

Paloetti, G., Golubev, A., “Partial discharge theory and applications to electrical systems”, *IEEE IAS Pulp and Paper Industry Conference*, Washintgon, 1-15, (1999).

Pandya, A.A., Parekh, B.R., “Sweep frequency response analysis (SFRA) an approach to detect hidden transformer faults”, *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, India, 1893-1896, (2013).

Patel, P., Perkins, M., “DFR- An excellent diagnostic tool for power transformers”, *Weidmann annual diagnostic solution technical conference*, 1-16, (2008).

Patel, P., Frimpong, G., “Dielectric Frequency Response (DFR) Task Force – Final Report”, *IEEE Transformers Committee*, 4-6, (2012).

Phung, B.T., Blackburn, T.R., Liu, Z., “Acoustic Measurements of Partial Discharge Signals”, School of Electrical Engineering and Telecommunications.

Ramirez-Nino, J., PAscacio, A., “Acoustic measuring of partial discharge in power transformers”, *Measurement Science and Technology*, Mexico, 1-11, (2009).

Robalino, D.M., “Transformer testing techniques and standard development”, *MEGGER-AVO Training Institute*, 5-7, (2015).

Roizman, O., Davydov, V., “Temperature rise tests”, *IEEE Transformers Committee Meeting*, Miami, 1-25, (2009).

Santos Filho, O.G., Zaghetto, S.L., Pereira, G.O., “Case studies of electric power equipment diagnostic using acoustic emission”, *17th World Conference on Nondestructive Testing*, China, 1-6, (2008).

Saraç, H., Namlı, H., Erdem, E., “Yüksek Gerilim Şalt Teçhizatları”, Ders Notları, Soma, 180-185.

Sezer, M., “Transformatör bakımı ve yalıtım yağı” Balıkesir, 1-376, (2014).

Short, J., “Basic Power Factor & Capacitance Theory”, *83rd International Conference of Doble Clients*, USA, 5-10, (2016).

Smith, C., “Case study distribution Transformer and pd detection”, *Refcomm*, 1-28, (2016).

Standart IEC 60076-1, Power Transformers - Part 1: General, (2004).

Standart IEC 60076-3, Power Transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air, (2000).

Standart IEC 60076-10, Power Transformers - Part 10: Determination of sound levels, (2001).

Standart IEC 60076-18, Power Transformers - Part 18: Measurement of frequency response, (2012).

Standart IEC 60270, High-voltage test techniques – Partial discharge measurements, (2000).

Standart IEC 60599, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis, (2007).

Sülaiman, B.R., “Improvement Of Moisture Assessment In Power Transformer Using Frequency Dielectric Spectroscopy”, *Licentiate Thesis, Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi*, Malaysia, 1-73, (2016).

Sweetser, C., McGrail, T., “Sweep frequency response analysis tranformer applictions”, *A Technical Paper from Doble Engineering*, USA, 27-31, (2003).

TEİAŞ, “Süpergöz Projesi”, (21 Eylül 2016), www.supergoz.com, (2015)

University of New South Wales, Australia *Weidmann annual diagnostic solution technical conference*, 1-16.

Wang, M., Vandermaar, A.J., Srivastava, K.D., “Review of condition assessment of power transformers in service.” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 18, No. 6, 12-25, (2002).

Working Group, A2.26, “Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA)”, *Cigre* (342), 1-29, (2008).

Yuyan, M., Chi, Z., Xiaoguang, X., Minglei, W., Yanwei, D., Zhao, S., Haifeng, Y., Yong, Q., “Simulation analysis of transient earth voltages aroused by partial discharge in switchgear”, *Maxwell Scientific Organization Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 1-8, (2014).

EKLER

10. EKLER

EK A

TR.2’de belirtilen arızaya ait gaz analiz değerleri

Tablo 10.1: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları

Gazlar	Normal Gaz Limitleri(PPM) (IEC-10/418- CDV)	07.02.2012	03.03.2011
HİDROJEN (H₂)	150	857	39
OKSİJEN (O₂)		28349	20741
AZOT (N₂)		55768	62267
METAN (CH₄)	110	204	8
KARBON MONOKSİT (CO)	900	588	589
KARBONDİOKSİT (CO₂)	13000	2537	3482
ETİLEN (C₂H₄)	280	278	75
ETAN (C₂H₆)	90	20	1
ASETİLEN (C₂H₂)	50	625	1
Toplam Erimiş Gaz (ppm)		89226	87203
Toplam Erimiş Gaz (%)		8,92	8,72
Toplam Yanıcı Gaz (ppm)		2572	713
Toplam Yanıcı Gaz (%)		2,88	0,82
CO₂/CO		4,31	5,91
Su (H₂O) (ASTM D-1533) (ppm)		12,5	9
Arıza Türü (IEC-10/418/CDV-1997)		D2	-

TR.3'te belirtilen arızaya ait gaz analiz değerleri

Tablo 10.2: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları

GAZLAR	NORMAL GAZ LİMİTLERİ (PPM) (IEC-10/418- CDV)	Arıza Sonrası Durum	Arıza Durumu	Arıza Öncesi Durum
		25.05.2012	22.05.2012	13.01.2010
HİDROJEN (H ₂)	150	5	10	3
OKSİJEN (O ₂)		20287	16354	20970
AZOT (N ₂)		66994	67053	65554
METAN (CH ₄)	110	1	4	1
KARBON MONOKSİT (CO)	900	58	128	79
KARBONDİOKSİT (CO ₂)	13000	779	1596	787
ETİLEN (C ₂ H ₄)	280	1	1	1
ETAN (C ₂ H ₆)	90	1	1	1
ASETİLEN (C ₂ H ₂)	50	1	1	1
Toplam Erimiş Gaz (ppm)		88127	85148	87397
Toplam Erimiş Gaz (%)		8,81	8,51	8,74
Toplam Yanıcı Gaz (ppm)		67	145	86
Toplam Yanıcı Gaz (%)		0,08	0,17	0,10
CO ₂ /CO		13,4	12,5	9,9
Su (H ₂ O) (ASTM D- 1533) (ppm)		5,07	8,51	9,5

TR.4'te belirtilen arızaya ait gaz analiz değerleri

Tablo 10.3: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları

GAZLAR	NORMALGAZ LİMİTLERİ (PPM) (IEC- 10/418/CDV)	154/33,6 kV, 100 MVA		
		15.02.2012	13.07.2011	08.10.2010
HİDROJEN (H ₂)	150	7	8	12
OKSİJEN (O ₂)		727	1149	1250
AZOT (N ₂)		9647	9315	9101
METAN (CH ₄)	110	4	4	2
KARBON MONOKSİT (CO)	900	311	263	195
KARBONDİOKSİT (CO ₂)	13000	1107	1047	982
ETİLEN (C ₂ H ₄)	280	1	1	1
ETAN(C ₂ H ₆)	90	1	1	1
ASETİLEN(C ₂ H ₂)	50	1	1	1
Toplam Erimiş Gaz(ppm)		11806	11789	11122
Toplam Erimiş Gaz(%)		1,18	1,18	1,11
Toplam Yanıcı Gaz(ppm)		325	278	120
Toplam Yanıcı Gaz(%)		2,75	2,36	1,07
CO ₂ /CO		3,56	3,98	5,03
Su (H ₂ O)(ASTM D-1533) (ppm)		6,8	9	8,5

Tablo 10.4: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom A

GAZLAR	NORMALGAZ LİMİTLERİ (PPM) (IEC-10/418/CDV)	A FAZ BAĞLANTI KOVANI		
		2012	2011	2010
HİDROJEN (H ₂)	150	111	5	5
OKSİJEN (O ₂)		20454	13456	4763
AZOT (N ₂)		45546	26573	12357
METAN (CH ₄)	110	23	1	1
KARBON MONOKSİT (CO)	900	66	27	5
KARBONDİOKSİT (CO ₂)	13000	768	393	126
ETİLEN (C ₂ H ₄)	280	93	2	2
ETAN(C ₂ H ₆)	90	13	1	1
ASETİLEN(C ₂ H ₂)	50	228	2	3
Toplam Erimiş Gaz(ppm)		67302	40460	17263
Toplam Erimiş Gaz(%)		6,73	4,05	1,73
Toplam Yanıcı Gaz(ppm)		534	38	17
Toplam Yanıcı Gaz(%)		0,79	0,09	0,10
CO ₂ /CO		11,6	14,56	25,20
Su (H ₂ O)(ASTM D-1533) (ppm)		11	10,44	17
Arıza Türü (IEC- 10/418/CDV-1997)		D2		

Tablo 10.5: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom B

GAZLAR	NORMALGAZ LİMİTLERİ (PPM) (IEC-10/418/CDV)	B FAZ BAĞLANTI KOVANI		
		2012	2011	2010
HİDROJEN (H ₂)	150	41	5	5
OKSİJEN (O ₂)		16571	10547	5547
AZOT (N ₂)		39106	22416	14724
METAN (CH ₄)	110	20	1	1
KARBON MONOKSİT (CO)	900	67	21	5
KARBONDİOKSİT (CO ₂)	13000	713	329	113
ETİLEN (C ₂ H ₄)	280	70	1	1
ETAN(C ₂ H ₆)	90	10	1	1
ASETİLEN(C ₂ H ₂)	50	163	1	1
Toplam Erimiş Gaz(ppm)		56761	33322	20398
Toplam Erimiş Gaz(%)		5,68	3,33	2,04
Toplam Yanıcı Gaz(ppm)		371	30	14
Toplam Yanıcı Gaz(%)		0,65	0,09	0,07
CO ₂ /CO		10,6	15,67	22,60
Su (H ₂ O)(ASTM D-1533) (ppm)		17	12,35	19
Arıza Türü(IEC- 10/418/CDV-1997)		D2		

Tablo 10.6: İzolasyon yağı gaz analizi ölçüm sonuçları dom C

GAZLAR	NORMALGAZ LİMİTLERİ (PPM) (IEC-10/418/CDV)	C FAZ BAĞLANTI KOVANI		
		2012	2011	2010
HİDROJEN (H ₂)	150	38	5	5
OKSİJEN (O ₂)		12444	8329	11479
AZOT (N ₂)		29626	19088	25251
METAN (CH ₄)	110	11	1	1
KARBON MONOKSİT (CO)	900	54	17	3
KARBONDİOKSİT (CO ₂)	13000	655	325	135
ETİLEN (C ₂ H ₄)	280	40	1	1
ETAN(C ₂ H ₆)	90	6	1	1
ASETİLEN(C ₂ H ₂)	50	101	1	1
Toplam Erimiş Gaz(ppm)		42975	27768	36877
Toplam Erimiş Gaz(%)		4,30	2,78	3,69
Toplam Yanıcı Gaz(ppm)		250	26	12
Toplam Yanıcı Gaz(%)		0,58	0,09	0,03
CO ₂ /CO		12,1	19,12	45
Su (H ₂ O)(ASTM D-1533) (ppm)		13	12,19	17,48
Arıza Türü(IEC-10/418/CDV-1997)		D2		

EK B

Gaz analizi deęerlendirmelerinde kullanılan standartlar

Tablo 10.7: Gaz analizi için standartlar tablosu

Özellikler	Birim	IEC	ISO	ASTM-D	Diğer
Viskozite	mm ² /s	61868	3104	445	-
Akma Noktası	°C	-	3016	97	-
Su Miktarı	mg/kg	60814	-	1533	-
Delinme Gerilimi	kV	60156	-	877-1816	VDE-0370
Yoğunluk	g/ml	-	3675	1298	-
%PF	%	60247	-	924	-
Renk	-	-	-	1500	-
Asitlik	mg KOH/g.yağ	60021-1	-	974-2440	-
İç Yüzey Gerilimi	dyn/cm	-	6295	971	-
Toplam Kükürt	-	-	14596	-	BS-200
Korozif Kükürt	-	-	-	1275	DIN-51353
Katık	%	60666	-	2668-4768	-
2-Furfurol	µg/l.	61198	-	5837	-
Oksidas.Stabil	-	61125	-	-	DOBLE İşlemi
Gaz Emme	-	60628	-	2300	-
Parlama Noktası	°C	-	2719	92	-
Poliaromatikler	%	-	-	-	BS-200
PCB	-	61619	-	4059	-
Anilin Noktası	°C	-	-	611	-
İmpuls Delinme Gerilimi	kV	-	-	3300	-
Karbon Bileşikleri	%	-	-	2140	-

EK C

AC izolasyon (%PF) sıcaklık düzeltme faktörleri

Tablo 10.8: %PF Sıcaklık düzeltme katsayıları

TEST SICAKLIĞI		SICAKLIK DÜZELTME FAKTÖRLERİ		
°F	°C	YAĞLI TRANSFORMATÖRLER	ÖLÇÜ TRANSFORMATÖRLERİ	GAZLI TRANSFORMATÖRLER
33,8	1	1,54	1,64	1,54
35,6	2	1,52	1,61	1,50
37,4	3	1,50	1,58	1,47
39,2	4	1,48	1,55	1,44
41,0	5	1,46	1,52	1,41
42,8	6	1,45	1,49	1,37
44,6	7	1,44	1,46	1,34
46,4	8	1,43	1,43	1,31
48,2	9	1,41	1,40	1,28
50,0	10	1,38	1,36	1,25
51,8	11	1,35	1,33	1,22
53,6	12	1,31	1,30	1,19
55,4	13	1,27	1,27	1,16
57,2	14	1,24	1,23	1,14
59,0	15	1,20	1,19	1,11
60,8	16	1,16	1,16	1,09
62,6	17	1,12	1,12	1,07
64,4	18	1,08	1,08	1,05
66,2	19	1,04	1,04	1,02
68,0	20	1,00	1,00	1,00
69,8	21	0,96	0,97	0,98
71,6	22	0,91	0,93	0,96
73,4	23	0,87	0,90	0,94
75,2	24	0,83	0,86	0,92
77,0	25	0,79	0,83	0,90
78,8	26	0,76	0,80	0,88
80,6	27	0,73	0,77	0,86
82,4	28	0,70	0,74	0,84
84,2	29	0,67	0,71	0,82
86,0	30	0,63	0,69	0,80

87,8	31	0,60	0,67	0,78
89,6	32	0,58	0,65	0,76
91,4	33	0,56	0,62	0,75
93,2	34	0,53	0,60	0,73
95,0	35	0,51	0,58	0,71
96,8	36	0,49	0,56	0,70
98,6	37	0,47	0,54	0,69
100,4	38	0,45	0,52	0,67
102,2	39	0,44	0,50	0,66
104,0	40	0,42	0,48	0,65
105,8	41	0,40	0,47	0,63
107,6	42	0,38	0,45	0,62
109,4	43	0,37	0,44	0,60
111,2	44	0,36	0,42	0,59
113,0	45	0,34	0,41	0,57
114,8	46	0,33	-	0,56
116,6	47	0,31	-	0,55
118,4	48	0,30	-	0,54
120,2	49	0,29	-	0,52
122,0	50	0,28	-	0,51
125,6	52	0,26	-	0,49
129,2	54	0,23	-	0,47
132,8	56	0,21	-	0,45
136,4	58	0,19	-	0,43
140,0	60	0,17	-	0,41
143,6	62	0,16	-	0,40
147,2	64	0,15	-	0,38
150,8	66	0,14	-	0,36
154,4	68	0,13	-	0,35
158,0	70	0,12	-	0,33
161,6	72	0,12	-	0,32
165,2	74	0,11	-	0,31
168,8	76	0,10	-	0,30
172,4	78	0,09	-	0,28
176,0	80	0,09	-	0,27

DC izolasyon (Megger) sıcaklık düzeltme faktörleri

Tablo 10.9: DC izolasyon sıcaklık düzeltme katsayıları

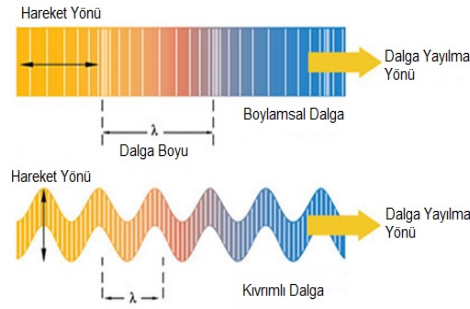
SICAKLIK DÜZELTME FAKTÖRLERİ			
°C	YAĞLI TRANSFORMATÖRLER	A SINIFI İZOL. HAİZ DÖNER MAKİNA	B SINIFI İZOL. HAİZ DÖNER MAKİNA
0	0,25	0,0028	0,0322
1	0,27	0,0030	0,0339
2	0,29	0,0032	0,0355
3	0,31	0,0035	0,0371
4	0,33	0,0038	0,0387
5	0,36	0,0042	0,0403
6	0,38	0,0044	0,0419
7	0,41	0,0049	0,0435
8	0,43	0,0053	0,0460
9	0,47	0,0057	0,0484
10	0,50	0,0062	0,0508
11	0,54	0,0066	0,0532
12	0,59	0,0073	0,0556
13	0,62	0,0078	0,0581
14	0,66	0,0084	0,0605
15	0,70	0,0092	0,0629
16	0,76	0,0097	0,0661
17	0,82	0,0108	0,0693
18	0,86	0,0116	0,0726
19	0,96	0,0127	0,0766
20	1,00	0,0135	0,0806
21	1,08	0,0146	0,0847
22	1,15	0,0158	0,0887
23	1,25	0,0173	0,0927
24	1,33	0,0184	0,0968
25	1,40	0,0200	0,1008
26	1,50	0,0216	0,1113
27	1,60	0,0236	0,1137
28	1,74	0,0251	0,1169
29	1,85	0,0270	0,1210
30	1,98	0,0297	0,1274
31	2,10	0,0317	0,1306
32	2,30	0,0351	0,1371

33	2,45	0,0378	0,1452
34	2,60	0,0405	0,1532
35	2,80	0,0438	0,1613
36	3,00	0,0473	0,1693
37	3,20	0,0507	0,1774
38	3,40	0,0554	0,1855
39	3,70	0,0594	0,1935
40	3,95	0,0649	0,2016
41	4,20	0,0703	0,2097
42	4,50	0,0757	0,2177
43	4,80	0,0811	0,2258
44	5,10	0,0878	0,2339
45	5,60	0,0959	0,2540
46	5,95	0,1027	0,2661
47	6,20	0,1108	0,2766
48	6,80	0,1189	0,2903
49	7,20	0,1311	0,3024
50	7,85	0,1412	0,3210
51	8,40	0,1527	0,3306
52	9,00	0,1648	0,3468
53	9,50	0,1770	0,3629
54	10,20	0,1919	0,3790
55	11,20	0,2094	0,4032
56	11,80	0,2230	0,4234
57	12,50	0,2432	0,4435
58	13,50	0,2635	0,4597
59	14,50	0,2838	0,4839
60	15,85	0,3082	0,5000
61	16,50	0,3338	0,5242
62	17,50	0,3582	0,5484
63	19,00	0,3851	0,5726
64	20,00	0,4189	0,5968
65	22,40	0,4595	0,6290
66	23,00	0,4932	0,6613
67	24,50	0,5270	0,6935
68	26,50	0,5676	0,7258
69	28,50	0,6216	0,7581
70	31,75	0,6757	0,7903
71	33,00	0,7297	0,8306

EK D

Ses etkisi ölçüm yönteminin anlaşılabilmesi için aşağıdaki bilgilerin verilmesi yararlı olacaktır.

Ultrasonik Sinyal Yayılımı: Boylamsal ve kıvrımlı dalga olmak üzere iki çeşit basınç dalgası mevcuttur. Şekil 10.1’de dalga boyları ve yayılma yönü verilmiştir.

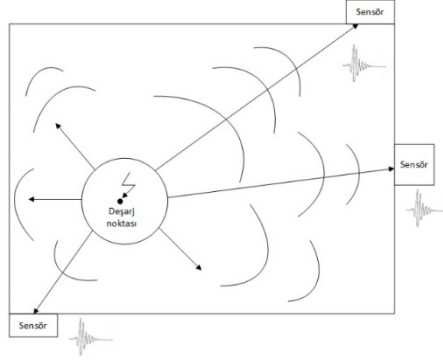


Şekil 10.1: Boylamsal ve kıvrımlı dalga

Boylamsal dalgada hareket yönü, bütünüyle dalga yönüyle aynıdır. Kıvrımlı dalgada ise hareket yönü eninedir.

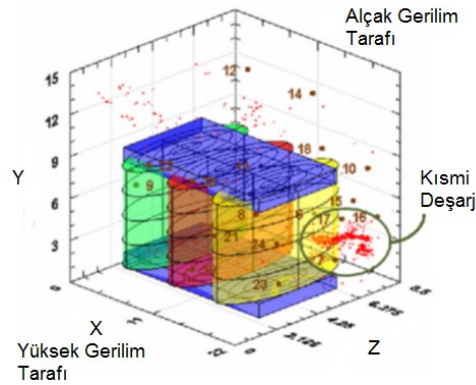
Sıvılar sadece boylamsal dalgaları destekler. Normal işletme şartlarındaki yağ dolu transformatörde dalga yayılma hızı $V_l \cong 1400 \text{ m/s}$ 'dir. Çelikten yapılan transformatör tankında boylamsal dalga kıvrımlı dalgadan daha hızlı hareket eder. $V_l \cong 5900 \text{ m/s}$, $V_s \cong 3200 \text{ m/s}$

PD sinyali transformatör tankının içinde yuvarlak basınç dalgaları oluşturur ki bu basınç boylamsal ve kıvrımlı dalgaların temelidir. Şekil 10.2’te transformatör tankının içerisinde meydana gelen PD noktasından yayılan dalağalar ve sensörler tarafından ölçülmesine ait basit şema gösterilmiştir.



Şekil 10.2: Transformator tankı içerisinde deşarj oluşumu

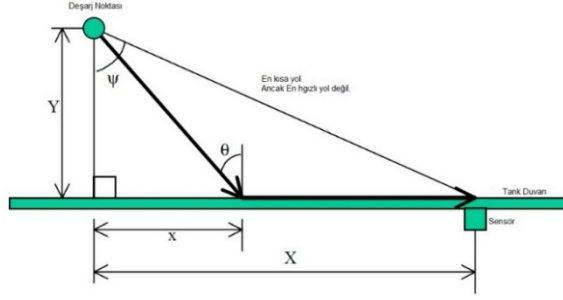
Deşarj olduğu noktadan her yöne farklı açılarda sonsuz sayıda benzer ışınlar yayılır. Deşarj noktasından sensöre doğru giden yoldan hariç farklı yolları takip edip sensöre ulaşmayan çok sayıda deşarj sinyali vardır. Transformator içerisinde bulunan farklı malzemelerin farklı geçirgenlikleri olduğundan dolayı deşarj noktası ile sensör arasındaki en kısa mesafe düz bir çizgi olmasına rağmen arada bulunan malzemelerden dolayı en hızlı yol olmayabilir. Şekil 10.3'te transformatora ait üç boyutlu modelleme gösterilmiştir.



Şekil 10.3: Transformatorde deşarj oluşumu 3D (Klerk 2010)

Şekil 10.4' e göre dalganın sensöre ulaşmak için izleyeceği yol Ψ açısıyla izleyeceği yoldur. Buna göre dalganın sensöre ulaşması için gereken süre eşitlik (10.1)' de verilmiştir;

$$t = \sqrt{\frac{x^2 + Y^2}{V_{yağ}}} + \frac{x - X}{V_{çelik}} \quad (10.1)$$



Şekil 10.4: Deşarj noktasının sensöre ait izleyeceği yol (Phung ve Blackburn 2001)

En hızlı yol ise, yolun zamana göre türevi alınarak ($d_t / d_x = 0$), $x=0$ için hız bulunabilir. θ Kritik kırılma açısına karşılık gelir ve buradan eşitlik (10.2) elde edilir;

$$\alpha = \sin^{-1} \left(\frac{V_{yağ}}{V_{çelik}} \right) \quad (10.2)$$

Dalganın en hızlı yayılma zamanı eşitlik (10.3)' teki gibi olur,

$$t_{ehy} = \frac{Y}{V_{yağ} \cdot \cos \alpha} + \frac{(X - Y) \cdot \tan \alpha}{V_{çelik}} \quad (10.3)$$

(10.3) numaralı denklem $\psi > \alpha$ olduğunda geçerlidir. $\psi \leq \alpha$ için, en hızlı yol = en kısa yol ($\theta = \psi$) olacaktır. Bu durumda en kısa yol için dalga yayılma zamanı eşitlik (10.4)'teki gibi olacaktır.

$$t_{eky} = \frac{\sqrt{X^2 + Y^2}}{V_{yağ}} \quad (10.4)$$

Yukarıdaki denklemlerde $V_{yağ}$ ve $V_{çelik}$ sırasıyla boylamsal dalga yayılmasındaki hızları temsil etmektedir.

Burada;

t_{ehy} : en hızlı yolda geçen zaman

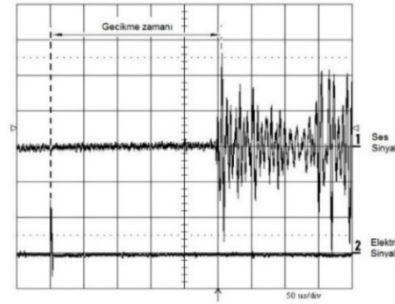
t_{eky} : en kısa yolda geçen zaman

t : zaman,

olarak ifade edilmektedir.

Tüm bunların sonucunda karışan sinyaller üst üste binerek ve farklı yollardan geçerek sensör tarafından algılanacaktır. Bununla birlikte üst üste binen sinyaller

içerisinden sensöre en hızlı ulaşan sinyal kritik öneme sahip olacaktır. Ulaşan ilk sinyalle birlikte Şekil 10.5'teki gibi yayılma zamanı ölçümü başlamış olacaktır.



Şekil 10.5: Ses sinyalinin osilografik gösterimi (Phung ve Blackburn 2001)

PD noktasının tespiti için iki ana teknik vardır. Bunlardan birincisi en yaygın yöntem olup, elektriksel ve ultrasonik sinyali eş zamanlı olarak kaydetmektir. Elektriksel sinyali referans alarak ultrasonik sinyalin yayılma zamanı hesaplanabilir. Böylece en kısa yol baz alınarak sensör ile deşarj noktası arasındaki mesafe ölçülebilecektir. Muhtemel deşarj noktası kürenin içinde bir nokta gibi düşünülebilir. Tankta bulunan sensörlerin ölçüm alanı kürenin sınırlarını belirleyecektir. Diğer sensörlerle ölçülen zamanlar arasındaki farktan PD noktasının yeri hesaplanabilecektir. En kısa yol baz alınarak yayılma zamanının ölçümündeki hata değerlendirilecek olursa, mutlak hata eşitlik (10.5) yardımı ile hesaplanabilir.

$$\Delta_t = t_{ehy} - t_{eky} \quad (10.5)$$

Hatanın büyüklüğünü daha kolay göstermek açısından; PD noktası tank duvarına yakın olursa $X \gg Y$ olacaktır. Denklem (10.3) ve (10.4)'ü denklem (10.5)'te yerine yazarsak;

$$\Delta_t \approx \left(\frac{1}{V_{yağ}} - \frac{1}{V_{çelik}} \right) \cdot X \quad (10.6)$$

Nısbî hata ise eşitlik (10.7)'daki gibi olacaktır;

$$\frac{\Delta_t}{t_d} \approx \frac{V_{çelik} - V_{yağ}}{V_{çelik}} \quad (10.7)$$

Mutlak hata normalde mesafeye bağlı olarak lineer şekilde artarken nısbî hata sabit kalacaktır.

11. ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Mustafa YILDIZ

Doğum Yeri ve Tarihi : Sivas 10.02.1984

Lisans Üniversite : Gazi Üniversitesi (2009)

Pamukkale Üniversitesi (2014)

Elektronik posta : yildizmustafa@msn.com

İletişim Adresi : TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü/DENİZLİ

Yayın Listesi :

• Köroğlu, S., Demirçalı, A., Yıldız, M., Çalı, ve M. E., Mıhçı, G., “Güç transformatörleri arızalarının yağda çözünmüş gaz analiziyle tanılanması”, *Elektrik-Elektronik-Bilgisayar ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu (ELECO)*, Bursa, Türkiye, (2014).

• İlkahraman, M., Özdemir, C., Yıldız, M., Ünlü, Ö., “Yüksek gerilim şalt teçhizatları üzerinde meydana gelen kısmi deşarjların Ultrasonik/TEV yöntemi ile tespiti ve saha uygulamaları”, *TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü*, Denizli, (2016).