

**GÜÇ TRANSFORMATÖR ARIZALARININ  
İNCELENMESİ**

**Murat İLKKAHRAMAN**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**Ocak 2008  
ANKARA**

Murat İLKKAHRAMAN tarafından hazırlanan GÜÇ TRANSFORMATÖR ARIZALARININ İNCELENMESİ adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER .....  
Tez Danışmanı, Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. M. Cengiz TAPLAMACIOĞLU .....  
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi  
Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER .....  
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi  
Doç. Dr. Mehmet Ali AKCAYOL .....  
Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Tarih: 10 / 01 / 2008

Bu tez ile Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Nermin ERTAN .....  
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

## **TEZ BİLDİRİMİ**

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada orijinal olmayan her türlü kaynağa eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Murat İLKKAHRAMAN

**GÜÇ TRANSFORMATÖR ARIZALARININ  
İNCELENMESİ  
(Yüksek Lisans Tezi)**

**Murat İLKKAHRAMAN**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**Ocak 2008**

**ÖZET**

Güç transformatörlerinin arızalarının analizi bu çalışmada detaylı olarak incelenmiştir. Bu çalışmada transformatör arızalarının incelenmesine dair arıza analizinde kullanılacak prosedürün ortak kullanılması amaçlanmıştır. Bu prosedür özellikle elektrik iletim sistemlerinde kullanılan güç trafolarında uygulanmaktadır. Ancak herhangi bir AC trafonun arızasının belirlenmesinde de yardımcı olabilir. Burada bahsedilen trafo arızaları ile işletme de kullanılan trafolardaki olası arızaların sebepleri konusunda bir metodoloji oluşturulması hedeflenmiştir. Ayrıca iletim sisteminde kullanılan trafoların arızaların incelenmesinde rutin ve tek tip data toplama prosedürünün otutturulması, arızanın adlandırılmasında tutarlılığı ve diğer iletim sistemi şirketlerince kullanılan terminolojiye uyumluluğun sağlanması geliştirilmeye çalışılmıştır. 1995-2007 yılları arasında ülkemizde arızalanan 240 adet güç transformatörü arızası incelenerek arıza istatistiği oluşturulmuştur. Bu çalışmada; güç transformatörlerinin arızalarının incelemesinde bilgisayar yazılımı ile optimum değerlendirme yöntemlerine ulaşılmaya çalışılmıştır. Olası trafo arıza durumları ve koruma sinyalleri değerlendirilerek güç trafosu arızalarının incelenmesine yardımcı olacak bilgisayar yazılımı ile güç transformatörü arızalarının incelenmesinde analitik analizler yapılmıştır.

**Arıza incelemesinde bulunanlara yaklaşımlar açısından yardımcı olabilecek farklı farklı güç trafo arızalarından örnekler verilmiştir. Güç trafosu arızalarında önemli rol oynayan nedenler açıklanmaya çalışılmıştır.**

**Bilim Kodu : 608.0.035**  
**Anahtar Kelimeler : Transformator, arıza, inceleme, analiz**  
**Sayfa Adedi : 250**  
**Tez Yöneticisi : Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER**

**INVESTIGATING POWER TRANSFORMERS  
FAILURES  
(M. Sc. Thesis)**

**Murat İLKKAHRAMAN**

**GAZİ UNIVERSITY  
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY  
January 2008**

**ABSTRACT**

**In this study, we investigated power transformer failures in detail. Our aim is to develop some common techniques that can be used in power transformer failure analysis. This procedure is primarily focused on power transformers used on electrical utility systems, but it may be also helpful for the investigation of any ac transformer failure. We aimed to form a methodology about the most probable failures at the transformers using in utilities and former transformer failures. In this study, it is also intended to encourage the establishment of routine and uniform data collection procedures at failures on the transformers used in transmission systems, consistency of nomenclature and compatibility with similar efforts by other organizations, and cooperative efforts by users and manufacturers during the failure analysis was tried to be developed. Failure statistics are constructed by analyzing 240 power transformer failures in Turkey between the years of 1995 and 2007. In this study, our aim is to determine optimum evaluation methods for power transformer failures by processing the collected data with a computer. Software based analysis is performed to investigate power transformer faults by evaluating probable transformer fault situations and protection signals.**

**Examples are provided from various power transformer faults that can help people in similar situations to identify the faults by employing the techniques developed in this thesis. Some of the most common reasons for power transformer failures are also explained.**

**Science Code : 608.0.035**  
**Key Words : Transformer, failure, investigating, analyze**  
**Number of Pages : 250**  
**Adviser : Prof. Dr. M. Sezai DİNÇER**

## TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın ortaya çıkmasında yardım ve katkılarını esirgemeyen, ışıkları ile şahsıma yol gösteren ve yönlendiren değerli hocalarım Prof. Dr. Sezai DİNÇER başta olmak üzere Gazi Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölüm Başkanı Prof. Dr. M. Cengiz TAPLAMACIOĞLU'na, kıymetli tecrübelerinden faydalandığım ve her türlü doküman konusunda samimi destek sağlayan TEİAŞ İletim Şebekeleri İşletme Bakım Dairesi Test Müdürü Sn.Nuri KANDEMİR'e, manevi destekçim İTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi öğretim üyesi Yrd.Doç Dr.Ömer GÜL'e, yazılım hususunda gönülden yardım ve katkı sağlayan TEDAŞ Genel Müdürlüğü Bilgi İşlem Dairesi Başkanlığında çalışan Sn. İbrahim DALASLAN'a ve tüm mesai arkadaşlarıma ve katkılarını esirgemeyen AREVA, ABB ve BEST Transformator İmalatçı firmalarının çok değerli yetkililerine teşekkürü bir borç bilirim.

Bu çalışmayı; anlayışı ile sürekli destekçim olan nişanlım, Dr.Feyza TÜRKMEN'e armağan ediyorum.



## İÇİNDEKİLER

	<b>Sayfa</b>
ÖZET .....	iv
ABSTRACT .....	vi
TEŞEKKÜR .....	viii
İÇİNDEKİLER.....	ix
ÇİZELGELERİN LİSTESİ .....	xv
ŞEKİLLERİN LİSTESİ .....	xvii
RESİMLERİN LİSTESİ .....	xix
SİMGELER VE KISALTMALAR .....	xx
1. GİRİŞ .....	1
2. TRANSFORMATÖR TEMEL DEĞERLERİ .....	5
2.1. Temel Yasalar .....	5
2.2. Akı Devresi ve Temel Kavramları .....	6
2.3. Demir Doldurma Katsayısı ve Endüklenme Yasasının Uygulanması .....	7
2.4. Transformatorün Çalışma İlkesi .....	8
2.5. Transformatorlerde Anma Değerleri .....	10
2.6. Aşırı Akımlar ve Transformator Üzerine Etkileri .....	11
2.7. Güç Transformatorlerinde Kısa Devre Empedansı .....	11
2.8. Simetrik Bileşenler ve Kısa devre Akımları .....	12
2.9. Kısadevre Akımları Sonucunda Oluşan Baskılar ve Elektromekanik Kuvvetlerin Hesabı .....	13
2.9.1. Radyal kuvvetlerin hesabı .....	13
2.9.2. Aksiyal kuvvetlerin hesabı .....	15

**Sayfa**

2.10. Transformator Aksesuarları .....	18
2.11. Transformator Koruması .....	19
3. TRANSFORMATÖR KONSTRİKSİYONU .....	21
3.1. Transformator Sargılarının Tipleri .....	21
3.1.1. Sargı dizaynı .....	21
3.1.2. Nüve yapısındaki bobinler .....	22
3.1.3. Shell yapısındaki bobinler .....	30
3.2. Nüve Yapısındaki Trafolarda Mekanik Tutucu Sistemi .....	32
3.3. Shell Yapılı Trafolarda Mekanik Tutucu Sistemi .....	33
3.4. Transformator Konstrüksiyonunda Elektriksel Koruyucular .....	33
3.4.1. Sargı koruyucuları .....	33
3.4.2. Bağlantı koruyucuları .....	33
3.4.3. Bushing koruyucuları .....	34
3.4.4. Yüksüz kademe değiştiriciler .....	34
3.4.5. Yük altında kademe değiştiriciler .....	34
3.4.6. Tank koruyucuları .....	34
3.4.7. Faz-Faz izolasyonu .....	34
4. TRANSFORMATÖR ARIZALARININ İNCELENMESİ .....	35
4.1. Güç Transformatoründe Arızanın Yaşanması ve Belirlenmesi .....	37
4.1.1. Şüpheli arızaların takip edilmesi .....	37
4.1.2. Arızalı transformator hakkında bilgi toplama .....	37
4.1.3. Hazırlık .....	38
4.1.4. Sahada yapılacak inceleme .....	39

	<b>Sayfa</b>
4.1.5. Elektriki testler .....	41
4.1.6. Yağ kimyasal testleri ile gaz analizi testleri ve yağ numunesinin alınması .....	48
4.1.7. Test sonuçları .....	56
4.2. Ana Tankda ve Kademe Değiştiricide Dahili İnceleme .....	57
4.3. Trafo Merkezi Dışındaki İncelemeler .....	61
4.3.1. Arızalı trafonun imalatına ait bilgiler .....	61
4.3.2. Trafonun nakliyesi ve montajına ait geçmiş bilgileri .....	62
4.3.3. Arızalanan transformatörün işletme geçmişine ait bilgiler .....	62
4.3.4. Arızalanan transformatöre uygulanan bakımlarla ilgili bilgiler .....	62
4.3.5. Arızalanan transformatöre dair işletme biriminin arıza hakkındaki tespitleri .....	63
4.4. Sargıların Tank Kazanından Çıkarılması ve Sökme veya De montaj .....	63
5. TRANSFORMATÖR ARIZALARININ ANALİZİ .....	65
5.1. Bilgilerin Sistemik Analizi .....	65
5.2. Analiz Edilen Bilgilerin Bilinen Arıza veya Problemlerle Karşılaştırılması .....	66
5.2.1. Mekanik sargı arızalarının analizi .....	66
5.2.2. Nüve yapısındaki trafolarda sargı arıza modları .....	67
5.2.3. Shell yapısındaki trafolarda sargı arıza modları .....	69
5.2.4. Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekaniki arızalar .....	70
5.2.5. Bobin sıkıştırma sistemlerinin arızalanması .....	70
5.2.6. Yerinden kaymış giren-çıkan trafo bağlantılarındaki arızalar .....	71
5.3. Elektriki Arızaların Analizi .....	71

**Sayfa**

5.3.1. Transformatör sargılarının gerilimi ve ortak kısımlar .....	73
5.3.2. İzolasyon sisteminin fonksiyonu .....	74
5.3.3. İzolasyon delinmesinin mekanizması .....	76
5.3.4. İzolasyon deformasyonun nedenleri .....	77
5.4. Termal Faktörlerden Kaynaklanan Arızalar .....	78
5.5. Diğer Elektriki Arızaların Analizi .....	80
5.6. Transformatör Koruma Algoritmasının Analizi .....	80
5.6.1. Transformatör korumada kullanılan parafudr .....	80
5.6.2. Transformatör korumada kullanılan aşırı akım koruma .....	80
5.6.3. Transformatör korumada kullanılan diferansiyel koruma .....	81
5.6.4. Akım ve gerilim dalga yapılarının analizi .....	81
5.6.5. Arıza/olay kayıt cihazlarının kayıtlarının analizi .....	82
6. TRANSFORMATÖR ARIZALARI VE ÖRNEK ARIZALAR .....	83
6.1. Transformatörlerde Aşırı Gerilimler ve Etkileri .....	84
6.2. Trafolarda Mıknatıslanma Akımı ve Ferrezonans Olayı .....	86
6.2.1. Mıknatıslanma akımının yüksek olması nedeniyle transformatörün servis harici olması .....	88
6.2.2. Transformatörde kesicinin bir kutbunun kapama esnasında açık kalması ile ilgili yaşanan ferrezonans olayı .....	89
6.3. Bushing ve Tij Bağlantı Arızaları .....	90
6.4. Kademe Değiştirici ve Mekanizmasına ait Arızalar .....	91
6.5. Nüve, Boyunduruk ve Tutucu Sistem Arızaları .....	93
6.5.1. Nüve topraklaması kopuk transformatörlerde kapasite değişikliği .....	100

**Sayfa**

6.5.2. Nüve topraklamasının dışında oluşan arızı topraklama .....	102
6.5.3. Tutucu eleman veya sıkıştırma elemanlarında meydana gelen arızalar .....	103
6.6. Transformatörün Elektrik Devresinde Meydana Gelen Arızalar .....	105
6.6.1. Transformatörlerde sargı izolasyon arızalar .....	110
6.6.2. Sargısı deforme olmuş veya Rutubet almış trafolar da kapasite değişikliği .....	111
6.6.3. Transformatör elektrik devresinde bağlantıların aşırı ısınması ve kesit küçüklüğü arızaları .....	114
6.6.4. Transformatör bobininde aksiyel dağılma .....	116
6.6.5. Transformatör bobininde sargı bükülmesi (Hoop buckling) arızaları .....	118
6.6.6. Transformatör bobininde sipir kısa devresi .....	119
6.6.7. Transformatör sargılar arası toprak ekranı arızaları .....	119
6.7. Transformatörün Dielektrik Devresinde Yaşanan Arızalar .....	123
6.7.1. Transformatör izolasyon elemanlarının arızaları .....	126
6.8. Transformatörlerde Çeşitli Yapısal Bozukluklar ve Diğer Nedenlerden Dolayı Meydana Gelen Arızalar .....	131
6.9. Çeşitli Arıza Örnekleri .....	136
6.9.1. Transformatörde yıldırım darbe arızasının olması .....	136
6.9.2. Dielektrik arızası .....	138
6.9.3. Nemli izolasyon arızası .....	139
6.9.4. Mekanik arıza .....	141
6.9.5. Aşırı ısınan iletkenler .....	142
6.9.6. Kademe değiştirici probleminin arızaya dönüşmesi .....	144

**Sayfa**

6.9.7. Aşırı sıcak bağlantı noktaları .....	145
7. TRANSFORMATÖR ARIZA İSTATİSTİĞİ .....	147
8. GÜÇ TRANSFORMATÖR ARIZALARINI İNCELEME PROGRAMI.....	154
9. SONUÇ VE ÖNERİLER .....	170
KAYNAKLAR .....	188
EKLER .....	193
EK-1 Yıldırım düşmesi ile arızalanan trafonun arızasının incelenmesi .....	194
EK-2 Transformatorün manevra esnasında servis harici olması .....	198
EK-3 Güç transformatoründe bushing arızasının incelenmesi .....	206
EK-4 Güç transformatoründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi .....	216
EK-5 Nüve topraklamasının kopuk olması ile meydana gelen arızanın incelenmesi .....	223
EK-6 Güç transformatoründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi .....	227
EK-7 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatorlerinin listesi .....	232
ÖZGEÇMİŞ .....	250

## ÇİZELGELERİN LİSTESİ

<b>Çizelge</b>	<b>Sayfa</b>
Çizelge 2.1. 3000A ampersarımın farklı elde ediliş değerleri .....	5
Çizelge 2.2. Transformatörlerin güç ve gerilimine bağlı olarak $u_k\%$ 'nin alabileceği değerler .....	12
Çizelge 2.3. Sargı dizaynda amper sarım dengesini oluşturan bacak uzunluğuna göre minimum kısa devre empedansı .....	17
Çizelge 4.1. Hazırlık kapsamında incelenecek konular .....	38
Çizelge 4.2. Parafudr hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları .....	39
Çizelge 4.3. Harici olarak tavsiye edilen genel inceleme durumları .....	40
Çizelge 4.4. Soğutucu sistem hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları ....	40
Çizelge 4.5. Ana tankın durumu hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları .....	40
Çizelge 4.6. Bushingler hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları .....	40
Çizelge 4.7. Kademe değiştirici hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları .....	41
Çizelge 4.8. Alarım ve açma bilgileri .....	41
Çizelge 4.9. İzolasyon direnci testleri .....	42
Çizelge 4.10. Diğer saha testleri .....	42
Çizelge 4.11. Polarizasyon endeksi değerlendirme kriteri .....	43
Çizelge 4.12. Yağ kimyasal ve yağ gaz analizi testlerinde kontrol edilmesi gereken durumlar .....	49
Çizelge 4.13. IEC'ye göre güç trafolarında normal gaz limitleri (ppm) .....	51
Çizelge 4.14. Yağda çözülmüş gaz analizi değerlerinin yorumlama çizelgesi .....	52
Çizelge 4.15. Gaz artış çizelgesi .....	53
Çizelge 4.16. Trafodaki yanıcı gaz miktarının değerlendirilmesi .....	54

<b>Çizelge</b>	<b>Sayfa</b>
Çizelge 4.17. Güç trafolarında meydana gelen arızalar ve örneklerin gaz analizi değerlerine göre incelenmesi .....	55
Çizelge 4.18. Teşhis testlerinin gaz analizi ile desteklenmesi .....	56
Çizelge 4.19. Saha testlerinin yorumlanması .....	56
Çizelge 4.20. Ana tank içerisindeki inceleme .....	58
Çizelge 4.21. Yük altında kademe değiştirici de yapılacak inceleme .....	61
Çizelge 4.22. Açılan trafo da dikkat edilmesi gerekli konular .....	64
Çizelge 6.1. Gaz analiz sonuçları .....	115
Çizelge 6.2. Gaz analiz test değerleri .....	137
Çizelge 7.1. 14 Yüksek gerilim test laboratuvarında yapılan kısa devre dayanım testine göre trafoların arıza istatistiği .....	147
Çizelge 7.2. İtalya'da 1978-1997 yılları arasında yapılan trafo arıza istatistiği .....	149
Çizelge 7.3. 1975-2007 yılları arasındaki 380 kV trafo arıza istatistiği .....	150
Çizelge 7.4. 1 Eylül 2007 tarihi itibari ile iletim sisteminde trafo sayısı .....	150
Çizelge 7.5. İndirici trafoların arıza istatistiği .....	150
Çizelge 7.6. HSB Şirketinin arıza istatistiği .....	152



## ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Yükte çalışan transformatörde akı dağılımı .....	6
Şekil 2.2. Güç transformatörlerinde alçak gerilim ve yüksek gerilim sargılarının boyutları .....	12
Şekil 2.3. Trafo sargılarında radyal kuvvetlerin gösterilişi .....	14
Şekil 2.4. Eşit yükseklikte ve uniform ampersarım dağılımında aksiyal kuvvetler ve radyal manyetik akı .....	15
Şekil 2.5. Kısadevre akımının ilk yarım periyodunda sargılarda aksiyal kuvvetlerin dağılımı .....	18
Şekil 3.1. Tabakalı sargılar .....	25
Şekil 3.2. Sipiral (Heliksel) sargı dizaynı .....	27
Şekil 3.3. Disk sargı .....	28
Şekil 3.4. Tabakalı ince sarımlı bobinler .....	30
Şekil 4.1. İzolasyon malzemesinin matematik modeli .....	45
Şekil 4.2. Power faktör için transformatörlerin eşdeğer devresi .....	46
Şekil 6.1. Ferrerezonans olayının yaşandığı transformatör ve kesiciye ait devre .....	89
Şekil 6.2. İki sargılı trafoya ait kapasitif eşdeğer devre .....	101
Şekil 6.3. İki sargılı transformatörde nüve topraklaması koptuğundaki kapasitif eşdeğer devre .....	102
Şekil 6.4. İzolasyon akımlarının vektörel gösterilimi .....	111
Şekil 6.5. Sargı kapasitelerinin benzetimi .....	112
Şekil 6.6. Transformatör kapasitif eşdeğer devresi .....	114
Şekil 7.1. 1995-2007 yıllarında arızalanan güç trafolarının arızaları .....	152
Şekil 7.2. Cigre trafo çalışma grubunun 13 ülkeden elde ettiği verilerle yapmış olduğu trafo arızalarının dağılımı .....	153

<b>Şekil</b>	<b>Sayfa</b>
Şekil 8.1. Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması .....	155
Şekil 8.2. Güç trafosu arıza inceleme programının çalıştırma sayfası .....	163
Şekil 8.3. Güç trafosu arızalarının incelenmesi programın açılış sayfası .....	165
Şekil 8.4. Arızalanan trafonun programa kaydedilmesi .....	165
Şekil 8.5. Programa tanıtılan trafonun arıza incelenmesi için arza kayıt kütüğüne eklenmesi .....	166
Şekil 8.6. Arıza incelemesi için uygulanacak kontrollerin seçimi .....	166
Şekil 8.7. Yapılan her uygulama rapor sayfasına ve çalışma sayfasına sonuçları ile birlikte otomatik olarak kaydedilmesi .....	167
Şekil 8.8. Yapılan çalışma periyodik kontrol ise testlerin seçilmesi .....	167
Şekil 8.9. Toplanan bilgilerin yorumlanması ile genel değerlendirme kütüğü .....	168
Şekil 8.10. Standart test verilerinin otomatik analizinin yapıldığı kısım .....	168
Şekil 8.11. Arızası incelenen trafonun rapor sayfasının hazırlanması .....	169
Şekil 8.12. Raporun kaydedilerek yazıcıdan bastırılması .....	169

## RESİMLERİN LİSTESİ

<b>Resim</b>	<b>Sayfa</b>
Resim 2.1. Üç fazlı bir transformatörde etkin kısım, manyetik devre ve sargılar .....	9
Resim 2.2. Ülkemizde imal edilen 380/154 kV 250 MVA güç transformatörü .....	10
Resim 3.1. Tek tabakalı ve paralel iki kısımlı tabakalı sargının sarılması .....	26
Resim 3.2. Sipiral (Heliksel) sargının sarılması .....	27
Resim 3.3. Disk sargının sarılması .....	29
Resim 3.4. Pancake sargı .....	31
Resim 6.1. Trafonun üst baskı elemanlarında kırılma meydana gelmesi .....	104
Resim 6.2. Aksiyal dağılma yaşamış trafo bobini .....	117
Resim 6.3. Aksiyal kuvvetler etkisi ile dağılan sargının yakından görünümü .....	117
Resim 6.4. Radyal kuvvetlerin tesirinde meydana gelen sargı bükülmesi .....	118
Resim 6.5. Transformatör bobininde yaşanan sipir kısa devresi .....	119

## SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
<b>A</b>	Faydalı demir kesiti [ $\text{cm}^2$ ]
<b>A<sub>g</sub></b>	Geometrik kesit [ $\text{cm}^2$ ]
<b>a<sub>1</sub></b>	Sekonder sargının çapı [cm]
<b>a<sub>2</sub></b>	Primer sargının çapı [cm]
<b>Ac</b>	Bobindeki iletken yüzeyinin etkin kısmı [ $\text{cm}^2$ ]
<b>ā</b>	Sargıdaki aksiyel kuvvetin uygulandığı uzunluk [cm]
<b>B</b>	Akı yoğunluğu [Tesla]
<b>B<sub>ax</sub></b>	Manyetik alanın aksiyal bileşeni [Tesla]
<b>B<sub>rad</sub></b>	Manyetik alanın radyal bileşeni [Tesla]
<b>B<sub>M</sub></b>	Maksimum manyetik yoğunluk [Tesla]
<b>C</b>	İzolasyon direnci katsayısı
<b>CH</b>	Yüksek gerilim sargısı ile nüve arasındaki kapasite [Farad]
<b>CHL</b>	Yüksek gerilim ile alçak gerilim sargı arasındaki kapasite [Farad]
<b>CL</b>	Alçak gerilim sargısı ile nüve arasındaki kapasite [Farad]
<b>CO</b>	Karbonmonoksit
<b>CT</b>	Tersiyer sargı ile nüve arasındaki kapasite [Farad]
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metan
<b>C<sub>1</sub></b>	Bushing üst tap ucu ile toprak arasındaki kapasite [Farad]
<b>C<sub>2</sub></b>	Bushing alt tap ucu ile toprak arasındaki kapasite [Farad]
<b>CO<sub>2</sub></b>	Karbondioksit
<b>C<sub>2</sub>H<sub>2</sub></b>	Asetilen

<b>Simgeler</b>	<b>Açıklama</b>
$C_2H_4$	Etilen
$C_2H_6$	Etan
$dl$	İletken uzunluk parçası [cm]
$D_m$	İki sargı arasındaki boşluğun nüveye mesafesi [cm]
$D_w$	Sargı çapı
$d_1$	Eşdeğer kanal genişliği
$E_1$	Primer özendükleme
$f$	Frekans [Hz]
$F_{ax}$	Aksiyel kuvvetler
$F_{rad}$	Radyal kuvvetler
$H_2$	Hidrojen
$I$	Akım [Amper]
$I_c$	Kısa devre akımı [Amper]
$I_d$	Motor yol alma akımı [Amper]
$I_{eff}$	Faz arası akımın efektif değeri [Amper]
$I_{max}$	Sargı bacaklarındaki maksimum akım [Amper]
$I_n$	Güç trafosunun anma akımı [Amper]
$I_o$	Güç trafosunun boşa akımı [Amper]
$L$	Endüktans [H]
$N_1$	Primer sargıya ait sarım sayısı
$N_2$	Sekonder sargıya sarım sayısı
$P_A$	Üç fazlı trafoda ki aksiyel kuvvet
$P_c$	İç ve dış sargılardaki maksimum aksiyel baskı
$R$	İzolasyon direnci
$RI$	Kısa devre empedansının omik bileşeni
$S$	Görünür güç [MVA]
$U$	Faz-faz arası gerilim [kV]
$u_k$	Kısa devre empedansı
$V$	Faz-toprak arası gerilimi [kV]
$W$	İletkenlere gelen toplam baskı kuvveti

<b>Simgeler</b>	<b>Açıklama</b>
$w$	Bobin içindeki izolasyonun aksiyel uzunluğu
$X_I$	Kısa devre empedansının endüktif bileşeni
$Z_t$	Trafonun eşdeğer empedansı [ $\Omega$ ]
$\Phi$	Manyetik akı [Amper]
$\Phi_h$	Ortak akı
$\Phi_M$	Azami faydalı akı
$\Phi_1$	Primer manyetik akı
$\Phi_2$	Sekonder manyetik akı
$\Phi_{1\sigma}$	Primer kaçak akı
$\Phi_{2\sigma}$	Sekonder kaçak akı
$\Theta_1$	Primer amper sarım
$\Theta_2$	Sekonder amper sarım
$\Psi$	Halkalanma akısı [Amper]
$\varepsilon$	Dielektrik katsayısı
$l_{eff}$	Radyal akının efektif yol uzunluğu
$\mu$	Manyetik geçirgenlik
$\mu_0$	Boşluk magnetik geçirgenliği [ $\mu_0 = 1,256 \cdot 10^{-6}$ [Tm/A]]
$\sigma$	Kasnak baskısı
$\sigma_{mean}$	Kısa devre anında sargılara uygulanan radyal baskı
$\omega$	Radyal hız [Hz]

<b>Kısaltmalar</b>	<b>Açıklama</b>
<b>AG</b>	Alçak gerilim
<b>ANSI</b>	Amerika ulusal standart enstitüsü
<b>ASTD</b>	Amerikan malzeme testi topluluğu
<b>BGTO</b>	Büyük güç trafoları tamir onarım
<b>d</b>	Yağın yoğunluğu (kg/m <sup>3</sup> )

<b>Kısaltmalar</b>	<b>Açıklama</b>
<b>D1</b>	Düşük Enerjili Deşajlar
<b>D2</b>	Yüksek Enerjili Deşajlar
<b>EİH</b>	Enerji iletim hattı
<b>ENH</b>	Enerji nakil hattı
<b>FRA</b>	Frekans cevabı analizi
<b>g<sub>1</sub></b>	Önceki analiz tarihi
<b>g<sub>2</sub></b>	Son analiz tarihi
<b>g<sub>2</sub>-g<sub>1</sub></b>	İki analiz arasındaki süre(gün)
<b>IEC</b>	Uluslar arası elektrik komisyonu
<b>IEEE</b>	Elektrik elektronik mühendisleri enstitüsü
<b>m</b>	Yağın ağırlığı (kg)
<b>OG</b>	Orta gerilim
<b>OLTC</b>	Yük altında kademe değiştirici
<b>PD</b>	Kısmi Deşajlar
<b>PF</b>	Güç faktörü, kayıp açısı
<b>ppm</b>	Milyonda partikül sayısı
<b>SFRA</b>	Frekans cevabı analiz taraması
<b>TM</b>	Trafo merkezi
<b>TTR</b>	Sargı çevirme oranı
<b>TYG</b>	Toplam yanıcı gaz
<b>T1</b>	Termik Arıza $T < 300^{\circ}\text{C}$
<b>T2</b>	Termik Arıza $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$
<b>T3</b>	Termik Arıza $T > 700^{\circ}\text{C}$
<b>YG</b>	Yüksek gerilim
<b>y<sub>1</sub></b>	Referans analiz
<b>y<sub>2</sub></b>	Son analiz
<b>y<sub>2</sub>-y<sub>1</sub></b>	Gazdaki artış (ppm)

## 1. GİRİŞ

Transformatör 19.ncu yüz yılın başında geniş çapta geliştirilmiş ve kullanılmıştır [1]. Manyetik devre ile sargıları içeren kazanı, genleşme kabı, bushingleri, soğutma radyatörleri ve vantilatörleri ile basit bir yapıya sahiptir. Konuyu yakından izlemeyenler için transformatör tekniği artık yenilik beklenmeyen bir saha gibi gözükebilir. Gerçekte ise transformatörler giderek gelişmekte ve ilginç yenilikler görülmektedir. Yönlendirilmiş kristalli soğuk haddelenmiş saçlar ile büyük bir ilerleme sağlanmıştır . Bu saçların geliştirilmesi sürdürülmekte ve gürültü düzeyini düşürücü önemli sonuçlar elde edilmektedir. Diğer yandan transformatörleri deneme koşulları giderek sertleşmektedir: Büyük darbe gerilimlerine dayanma, 70 i geçen ardarda kısa devreye dayanma sayısı, iyonizasyon ve gürültü için belirli düzeylerin geçilmemesi gibi üzerinde araştırmaların sürdürüldüğü bu konuların yanında yağ analizi ile arıza olasılığının saptanması, yönlendirilmiş soğutma, alan dağılımının bulunması, özel kurutma yöntemi uygulamaya giren diğer bazı ilginç konulardır.

Transformatör zamanla değişen bir ortak akı ile halkalanan iki veya daha fazla sabit sargıdan ibarettir. Sargıdan herhangi biri bir alternatif akım enerji kaynağına bağlanırsa, geçen alternatif akımın oluşturduğu zamanla değişen akı, Faraday yasasına göre, diğer sargıda değişik büyüklükte bir alternatif gerilim endükler. Bu sargı ile tüketeçler veya ayrı bir şebeke beslenebilir. O halde, bir sargı dışardan belli bir  $U_1$  geriliminde güç almakta, bu güç elektromanyetik yoldan diğer sargıya geçmekte, geçiş esnasında gerilim değişmekte ve güç  $U_2$  geriliminde transformatör dışına statik bir düzende verilmektedir. Transformatörün dizayn ihtiyaçları; uygulamanın gerekliliklerine göre belirlenir. Güç transformatörlerinde ise belirlenen güç frekansında gerilim bir seviyeden diğer bir seviyeye değiştirilerek güç transferinin minimum güç kaybında gerçekleştirilmesi istenir [2].

Güç sistemlerinin temel görevi enerjiyi en ekonomik şekilde, kabul edilebilir bir güvenilirlik ve kalite seviyesinde nihai kullanıcıya kadar sağlamaktır. Sistemin güvenilirliği de sistemi oluşturan elemanların güvenilirliğine bağlıdır. Bilindiği üzere güç sistemlerinde en temel ve önemli donanım güç transformatörleridir. Arızaların



önlenmesi ve trafoların iyi işletme şartlarında çalıştırılması enerji sistemlerinde çok önemlidir.

Elektrik piyasa yapısının yeniden düzenlenmesi ile liberal piyasa yapısına doğru hızla ilerlerken elektrik sektöründe piyasa yapıcılarını farklı zorlukları kontrol altında tutmaları ve bu zorlukların üstesinden gelmeleri kaçınılmaz hale gelmiştir. Elektrik üretim, iletim, dağıtım ve diğer piyasa yapıcılarının son yıllarda ekonomik işletmeciliğin gereği olarak finansman dengelerini iyi sağlayabilmeleri için geçmiş yıllara nazara sektör içinde daha az yatırıma pay ayırmaları halihazırdaki mevcut envanterlerinden optimum fayda arayışı ile işletmecilik yapmaları, sektör içinde gerek mali gerekse teknik önemi tartışılmayacak kadar fazla olan güç transformatörlerine duyulan dikkati daha da arttırmıştır. Enerji talebinde her yıl önceki yıla göre en az %2 daha fazla talep olması, yaşlanan transformatörlerin yüklenmesinde artışı da yanında getireceği bir gerçek olarak karşımıza çıkmaktadır. Mevcut teçhizattan elde edilecek faydanın artırılmasının gün geçtikçe sektör içinde istenmesi, yatırımların ertelenmesi, bakım ve işletme masraflarının azaltılması isteği modern elektrik piyasa yapıcılarının ana stratejisi haline gelmiştir.

Enerji sisteminde yatırımlar yapılarak güvenli sistem alt yapısı için varlıkların oluşturulması ne kadar önemli ise oluşan varlıkların etkin ve verimli bir şekilde yönetilmesi de oldukça önemlidir. Bu varlıkların içersinde en kıymetli yeri işgal eden güç trafolarının; hem fonksiyonları hem de ekonomik değerleri diğer varlıklarla karşılaştırıldığında en büyük bedeli oluşturmaktadır. Modern yöntemlerle işletmecilik ve yönetim yapılan güç sisteme işletmelerinde tüm mal varlıklarının etkili yönetimi finansal performans açısından son derece önemlidir. Bunun gerçekleştirilmesi için izlenebilecek stratejiler, risk değerlendirmeleri, demirbaşların sağlamlılığı özellikle trafoların kalan kullanım ömür değerlendirmesi ve duruma dayalı veya arızaya dayalı bakımların çok ciddi takip ve uygulamalarının yapılması gerekecektir. Özellikle güç transformatörlerinde çok büyük arızalarla karşılaşmanın ve bu arızaların meydana getirdiği çok ciddi finansal ve teknik problemlerden korunmanın yolu, uygun teknik cihazlarla donanmış ekip ve

ekipmanlarla önceden hataları saptama ve gidermeyi ilke edinmiş bir çalışma ortamının oluşmasını sağlamaya bağlıdır.

Güç trafolarının ömrü, tasarımlarına göre teorik olarak 20 ile 35 yıl arasında değişmektedir. Pratikte, bir trafonun ömrü uygun bakımlarla 60 yıla kadar çıkarılabilmektedir. Yapılan araştırmalarda güç transformatörlerinde imalat prosesine bağlı problemler nedeni ile ya işletmeye alındıkları ilk beş yılda ya da işletmede uygulanan bakım ve kontrollere bağlı olarak yirmi yıldan sonraki ömür periyotlarında arızalandıklarını göstermektedir [3]. Trafolar yaşlandıkça malzemenin zayıflamasıyla arıza riski de artmaktadır. Yeni trafoların sistemdeki anormal çalışma şartlarına karşı elektriki ve mekaniki dayanımı, dizayn problemi olmadığı sürece yeterlidir, ancak yaşlandıkça izolasyon seviyeleri sistemdeki kısa devre arızaları veya geçici aşırı gerilimler gibi arızalara dayanamayacak bir seviyeye düşebilir.

Güç sisteminde problemleri önlemek ve trafoların güvenli bir şekilde çalışmasını sağlamak için düzenli olarak testler ve koruyucu bakımlar standartlara uygun olarak yapılmasına rağmen zaman zaman güç trafolarında problemler yaşanmakta veya yaşanabilmektedir. Burada ki arızaların sınıflandırılmasında, arıza analizi için doğru teşhis senaryosunun hazırlanması ve önleyici tedbirlerin alınması durumunda, analiz bilimsel nitelikte sağlam nedenlerle açıklanması için gerekli verilerin sağlıklı bir şekilde toplanarak, güç trafosunda yaşanan arızanın trafo kullanıcıları tarafından tekrar karşılaşılmasını engelleme ihtimalini arttıracığından, güç transformatör arızalarının incelemesinde;

- ✓ Sistemde saptanan herhangi bir transformatör arızasına sebep olabilecek en muhtemel nedenlerin metodolojisini oluşturmak,
- ✓ Transformatör arıza analizinde farklı işletme birimlerinde aynılığı sağlamak için yeterli kılavuz olması bakımından örnek arıza ve olay örnekleri sağlamak,
- ✓ Rutin ve tek tip data toplanmasında prosedürü belirlemek,
- ✓ Güç transformatörü arıza analizi sırasında; trafo imalatçıları ve kullanıcıları arasında işbirliğinin ne derece önemli olduğunun,

ortaya konulması, bu çalışma da amaçlanmıştır.

Bunun için güç transformatörlerinin temel çalışma yapısı, konstrüksiyonu, işletme esnasında karşılaşılabileceği muhtemel kötü olay setleri ve bu olay setlerinin analizi için gerekli teşhis testlerinin önemi ve amacının açıklanması ile güç transformatörlerinde arıza incelemesinde izlenecek yol haritasının oluşturulması çalışma kapsamında ele alınmış, arıza incelemesinde kılavuz prosedür için bilgisayar yazılımı gerçekleştirilmeye çalışılmıştır.

Burada geliştirilmek istenen prosedür özellikle elektrik iletim sistemlerinde kullanılan güç trafolarında uygulanmaktadır. Ancak herhangi bir AC trafonun veya reaktörün arızasının belirlenmesinde de yardımcı olabilecek içeriktedir.

Ülkemizde elektrik iletim sisteminde 1995 ile 2007 yılları arasında arızalanan 240 adet güç trafosunun arızaları incelenerek arıza istatistiği oluşturulup, bu konuda yapılan benzer çalışmalar ile karşılaştırılması ile güç trafosu işletmeciliğinde güvenlik düzeyimiz belirlenmeye çalışılmıştır.

## 2. TRANSFORMATÖR TEMEL DEĞERLERİ

### 2.1. Temel Yasalar

Transformatörler iki temel yasaya dayanır, bunlar; Ampere yasası ve Faraday yasasıdır [2].

Ampere yasası manyetik alan şiddeti H ile onu oluşturan amper sarım  $\Theta$  arasındaki bağıntıyı belirler.

$$\oint H \cdot dl = \Theta \quad \Theta = \sum I = NI \quad \Theta = \int \vec{S} \cdot d\vec{A} = \int S \cos \alpha \cdot dA \quad (2.1)$$

Manyetik alanın belirleyici büyüklüğü olan NI çarpımına amper sarım adı verilir. Bu kavrama toplam akım veya manyetik alanla halkalanma akımı da denebilir. Akım değerleri küçük alınırsa sarım sayısı büyür, akım değerleri büyük alınırsa sarım sayısı küçülür, örneğin gerekli amper sarım 3000 A ise, Çizelge 2.1'deki akım ve sarım sayısı değerleri alınabilir. Uygun uyarma akımı genellikle mevcut uyarma gerilimine göre seçilir.

Çizelge 2.1. 3000A amper sarımın farklı elde edilmiş değerleri

I= 1	5A	10A	50A	100A
N=3000	600	300	60	30

Faraday yasası manyetik akı değişimi ile elde edilen kaynak gerilimini belirler.

$$e = -d\Psi / dt = -N d\Phi / dt \quad \Psi = \sum \Phi = NI \quad (2.2)$$

$$\Phi = \int \vec{B} \cdot d\vec{A} \quad d\Phi = \vec{B} \cdot d\vec{A} = B \cdot \cos \alpha \cdot dA \quad (2.3)$$

Bir sarımda endüklenen gerilim sarım yüzeyinin her bir noktasındaki endüksiyonun değil, sarımdan geçen akının değişmesine bağlıdır.

B magnetik akı yoğunluğu  $\mu$  magnetik geçirgenliği ile H magnetik alan şiddetinin çarpımına eşittir. Magnetik alanın iki temel etkisi vardır:

1. Akıma uygulanan kuvvet  $F=B.l.I$ ,

2. Manyetik endükleme.

Manyetik geçirgenlik skaler bir büyüklüktür. Boşluk magnetik geçirgenliği  $\mu_0$  bir doğa sabitidir.

$$B=\mu.H \quad \mu = \frac{B}{H} \quad (2.4)$$

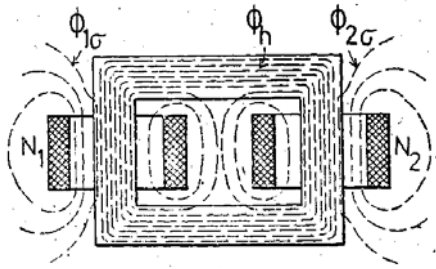
$$\mu_0=4.\pi.10^{-7} \text{ [H/m]} \quad \mu_0=1,25602.10^{-6} \text{ [H/m]} \quad \mu_0=1,256.10^{-6} \text{ [Tm/A]} \quad (2.5)$$

## 2.2. Akı Devresi ve Temel Kavramları

Akının elektrik enerjisi tekniğinde en önemli büyüklük olma nedeni, korunumlu yani kapalı bir yüzeyde toplam akının daima sıfır olmasıdır. Halkalanma akısı  $\Psi$  ise endükleme ve L endüktansı belirler.

$$\int H.dl = \Theta \quad e = -d\Psi / dt \quad L = \Psi / I \quad (2.6)$$

Endüksiyonun büyüklük mertebesi transformatörlerde manyetik devrelerinde 1.7 T kadardır [2]. Transformatör sargılarının her ikisinden akım geçtiğinde oluşan akılar Şekil 2.1'de basitleştirilmiş olarak gösterilmiştir.



Şekil 2.1. Yükte çalışan transformatörde akı dağılımı [2]

İki sargıya da ortak olan faydalı akı  $\Phi_h$  hem primer ve hem de sekonder sargı ile halkalanır ve her iki sargıda birer kaynak gerilimi endükler. Kaçak akı birincil ve ikincil sargıdan yalnız biri ile halkalanır ve yalnız halkalandığı sargıda endükleme yapar. Buna göre iki ayrı kaçak akı vardır;

- a) Birincil amper sarım  $\Theta_1 = N_1 \cdot I_1$  tarafından oluşturulan birincil kaçak akı,  $\Phi_{1\sigma}$   
 b) İkincil amper sarım  $\Theta_2 = N_2 \cdot I_2$  tarafından oluşturulan ikincil kaçak akı,  $\Phi_{2\sigma}$

Bir sargı ile halkalandıktan sonra diğerine giden yoldan saptığı için kaçak akı veya dağılma akısı denen bu akılar manyetik devre dışında manyetik direnci çok büyük olan uzun bir yol gittiklerinden, genellikle zayıftırlar. Pratikteki değerleri faydalı akının %5 inden daha küçüktür. Kaçak akılar transformatörler için çok tehlikeli olan kısa devre akımlarını azaltmada ve paralel çalışmayı kolaylaştırmada en etkin araçlardır. Kaçak akıların istenen küçüklükte olmasını sağlamak için primer ve sekonder sargılar birbirine yakın olacak şekilde üst üste veya yanyana konur. Sargıların birbirlerine göre konumları kaçak akı miktarını saptar. Birincil kaçak akı transformatörün boшта ve yükte çalışmasında, ikincil kaçak akı ise yalnız yükte çalışmasında mevcuttur [4].

$$\Phi_1 = \Phi_h + \Phi_{1\sigma} \qquad \Phi_2 = \Phi_h + \Phi_{2\sigma} \qquad (2.7)$$

### 2.3. Demir Doldurma Katsayısı ve Endükleme Yasasının Uygulanması

Transformatör saçlarının yalıtkanla kaplı olması ve dalgalı yüzeylerinin arasında boşluklar kalması nedeniyle, akının geçtiği faydalı veya etkin demir kesiti geometrik olarak ölçülen demir kesitinden daima daha küçüktür. Demir doldurma katsayısı  $A$  faydalı demir kesitinin  $A_g$  geometrik kesitine oranı olarak tanımlanır.

$$f_{FE} = A/A_g \qquad A = f_{FE} \cdot A_g \qquad (2.8)$$

Transformatörün pirimer sargısı şebeke alternatif gerilimi ile beslenince, bu sargıdan bir alternatif akım geçer. Standart ve yönetmeliklerde şebeke geriliminin sinüs biçimli olması öngörülmüştür. Pirimer sargıdaki gerilim düşümleri ihmal edilirse, sinüs biçimli bir gerilimle beslenen bir transformatörde ortak akı ve endüksiyonda daima sinüs biçimlidir. Bu önemli sonucun doğruluğunu göstermek için ortak veya karşılıklı akıyı önce sinüs biçimli kabul edelim ve  $N_1$  sarım sayılı sargıda endüklenen gerilimin daima sinüs biçimli olduğunu gösterelim. Güç transformatörlerinde her

zaman çok küçük olan gerilim düşümleri  $\Delta u$  ihmal edildiğinde, besleme gerilimi endükleme gerilimine eşit olur ve zamanla aynı şekilde değişir.

$$\Phi_h = \Phi_M \cos \omega t \quad \Delta u \cong 0 \quad u_1 \cong 0 \quad (2.9)$$

$$e_1 = -d\Psi_1 / dt = \omega N_1 \sin \omega t = E_{1M} \sin \omega t \cong u_1 = U_{1M} \sin \omega t \quad (2.10)$$

$$E_M = \omega \Psi_M = \omega N \Phi_M = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot N \cdot \Phi_M \quad \Phi_M = A \cdot B_M \quad (2.11)$$

$$E = E_M / \sqrt{2} = \omega \cdot N \cdot \Phi_M / \sqrt{2} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot N \cdot \Phi_M / \sqrt{2} \quad [2 \cdot \pi / \sqrt{2} = 4,44] \quad (2.12)$$

Temel gerilim formülünde akı ifadesi yerleştirilecek olursa, bir transformatör sargısında endüklenen gerilimin tüm değişkenlerini gösteren bağıntı elde edilir [5].

$$\Phi_M = A \cdot B_M \quad E = 4 \cdot K_f \cdot f \cdot N \cdot A \cdot B_M \quad (2.13)$$

#### 2.4. Transformatörlerin Çalışma İlkesi

Transformatör sargılarından birisine uygulanan bir alternatif gerilim elektromanyetik endüksiyon yolu ile diğer sargılardan aynı frekansta fakat değişik gerilimde ve akımı da dönüştüren ve hareketli parçası olmayan elektrik makineleridir. Hareketli parçaları olmadığından ve manyetik kayıpları konstrüksiyon yapısı ile en aza indirgenmesi ile elektrik makineleri içersinde verimleri en yüksek olan elemanlardır.

Transformatörün üç ana fonksiyonu vardır:

- a) Gerilim veya akımı düşürmek ya da yükseltmek,
- b) Empedans uygunlaştırmak,
- c) İki sistemi birbirinden yalıtılmak.

Manyetik devreye ve sargılara transformatörün etkin kısmı denir. Etkin kısım, transformatör kazanında özel transformatör yağı içinde bulunur. Sargıların uçları kazanın dışına izolatörler içinde çıkar. Bushinglerin uzunluğu transformatör gerilimine bağlıdır.

Manyetik nüvenin yapılışı şekline göre :

- a) Nüve (çekirdek) tip,
- b) Shell (mantel) tip
- c) Dağıtılmış nüve tipi

olmak üzere imal edilirler. Resim 2.1’de üç fazlı bir transformatörde manyetik devreyi ve sargıları göstermektedir.



Resim 2.1. Üç fazlı bir transformatörde etkin kısım, manyetik devre ve sargılar [6]

Nüve (çekirdek) tipinde; manyetik devre dikdörtgen biçimli olup, sargılar bacak denen düşey kısımlarda bulunur. Bacakları birleştiren yatay kısımlara boyunduruk denir. Shell (Manto) tipinde manyetik devre üç bacaklıdır ve sargılar yalnız orta bacakta bulunur. Yalıtımı kolaylaştırmak için transformatörlerde üst gerilim sargısı çekirdek tipinde daima üst tarafa, manto tipinde daima iç tarafa konur ve böylece manyetik devreden uzaklaştırılır.



Transformatör sargılarından belli birinin yalnız giriş, diğerinin yalnız çıkış sargısı olması için fiziksel bir neden yoktur. Sargılardan hangisi beslenirse, o giriş sargısı , diğeri çıkış sargısıdır. Kademeli sargı gerilim ayar uçları bulunan bir sargıdır. Kademeli bir sargıda kaba ve ince kademeli birer sargı bulunabilir. Açık sargılar çok fazlı transformatörlerin içinde birbirine bağlanmamış ve uçları tamamen transformatör dışına çıkarılmış faz sargılarıdır.

## 2.5. Transformatörlerde Anma Değerleri

Anma değerleri bir transformatörün yapılışında esas alınan ve işletmede garanti edilen değerlerdir. Gerilim ayar uçları varsa, transformatörün anma değerleri esas uçları için geçerlidir. Anma değerleri transformatörün üzerinde bulunan plakada belirtilir. Resim 2.2’de ülkemizde imal edilmiş 380/154 kV, 250 MVA gücünde transformatör görülmektedir.



Resim 2.2. Ülkemizde imal edilen 380/154 kV 250 MVA güç transformatörü [6]

## 2.6. Aşırı Akımlar ve Transformator Üzerine Etkileri

Trafolar tasarımı aşırı akım ve elektro dinamik kuvvetlere dayanabilecek yapıda dizayn edilirler, bu nedenle kısa devre akımlarına kısa süreli; 2 ile 10 saniye arasında trafonun imalatına bağlı olarak değişmektedir ki, maruz kalmalarında dahi normal anma akımlarının iki ile yirmi beş katı kadar bir akıma tekabül eden bir akım da sorunsuz çalışmaları beklenmektedir. Her ne kadar dizayn aşamasında trafonun işletme şartlarında karşılaşılabilecek çalışma şartları tam olarak bilinmese de öngörülen tahmine göre temel bir mekanik dayanım dizaynı söz konusu olur. Aşırı akımın transformatörlere etkisini üç ana başlıkta sıralayabiliriz;

- a) Elektro dinamik kuvvetler oluşturacağı için trafo sargılarına yüksek baskı uygularlar,
- b) Sargı sıcaklığını aşırı derecede arttırırlar,
- c) Trafonun sekonder tarafında gerilim düşmesine neden olurlar [7].

## 2.7. Güç Transformatörlerinde Kısa Devre Empedansı

Transformatörlerde kısa devre empedansını  $u_k$  ile gösterirsek, bu değer ile kısa devre akımını ve trafonun aşırı akıma maruz kalındığında gerilim düşümünü hesaplanmasını sağlayabiliriz.

$$u_k = \sqrt{(RI\%)^2 + (XI\%)^2} \quad (2.14)$$

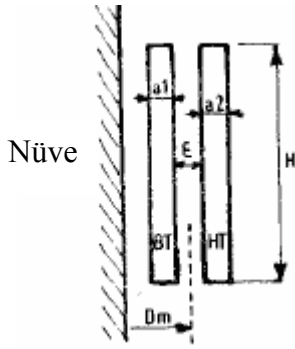
eşitlikteki vektörlerden faydalanılarak hesaplanır.  $u_k$ 'nin reaktif bileşeni XI% için;

$$XI\% = K \cdot \left( \varepsilon + \frac{a_1 + a_2}{3} \right) \cdot \frac{D_m}{H} \quad (2.15)$$

Güç transformatörlerinde  $u_k\%$ 'nin, RI% bileşeni çok küçük olduğundan pratikte  $u_k\%$ 'nin XI% değerine eşit olduğu kabul edilerek sistem planlanır. Eşitlik 2.15'den de görüleceği üzere  $u_k\%$ 'nin parametre değerleri trafomuzu sınırlamakta ve tasarımı tamamıyla etkilemektedir. Bu değerlerin ayarlanması trafo tasarımcısının maliyetlerini tamamıyla etkilemektedir, bu nedenle tasarımı teknik ve ekonomik avantajları ele

alınarak XI %'nin değeri dolayısı ile de  $u_k\%$ 'nin değeri belirlenir [7]. Şekil 2.2'de XI %'deki parametreler gösterilmiştir.

Yüksek gerilim ile alçak gerilim sargısı arasında belirli dielektrik baskıya dayanım için (BIL'göre)  $\varepsilon$  izolasyon söz konusudur. Ayrıca istenilen güç için; ekonomik optimizasyon bakımından  $D_m/H$  oranına ve  $a_1$  ve  $a_2$  radyal kalınlıkları oranı göz önünde bulundurulur. Çizelge 2.2'de transformatörlerin güç ve gerilimine bağlı olarak  $u_k\%$ 'nin alabileceği değerler gösterilmiştir.



Şekil 2.2. Güç transformatörlerinde alçak gerilim ve yüksek gerilim sargılarının boyutları [7]

Çizelge 2.2. Transformatörlerin güç ve gerilimine bağlı olarak  $u_k\%$ 'nin alabileceği değerler [7]

S(MVA)	U(kV)	7,2	24	73	170	245	420
0,1-1		4%	5%				
1.-10			7%	9%			
10-100				10%	12%	13%	
100-1000					12%	13%	15%

## 2.8. Simetrik Bileşenler ve Kısa Devre Akımları

Trafonun üç fazından kısa devre akımının *ilk tepe değerinin maksimumu* şöyle ;

$$I_k = \frac{1,8\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \frac{MVA \cdot 10^6}{V \cdot u_k} \quad (2.16)$$

olacaktır [7]. Trafonun üç fazlı kısa devre arızasında sekonder tarafından faz başına görülecek eşdeğer empedansı ;

$$Z_t = \frac{U^2}{S} \cdot \frac{u_k \%}{100} \quad (2.17)$$

Bu hesap da omik etki ihmal edildiğinde kısa devre akımı hesabında en fazla %10-20 gibi bir değerde azalma söz konusu olmaktadır. Buna göre kısa devre akımını;

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{\sum Z} \quad (2.18)$$

Burada ki  $\sum Z$  için dikkat edilmesi gereken bir husus tüm empedanslar aynı gerilim seviyesinde hesaplanmalıdır.

$$\sum Z = \frac{U^2}{S \cdot 100} \cdot (u_k \% + \frac{S}{Sk}) \quad (2.19)$$

Kısa devre akımının simetrik olması durumunda;

$$I_k = I_{eff} \cdot \sqrt{2} \quad (2.20)$$

Kısa devre akımının asimetrik olması durumunda ;

$$I_k = 1,8 \cdot I_{eff} \cdot \sqrt{2} = 2,55 \cdot I_{eff} \quad (2.21)$$

olur [8].

## 2.9. Kısa devre Akımları Sonucunda Oluşan Baskılar ve Elektromekanik

### Kuvvetlerin Hesabı

Sargının uç noktalarında B manyetik alanı içerisinde B'nin  $B_{ax}$  ve  $B_{rad}$  bileşenlerinin bilinmesi ile de aksiyel ( $F_{ax}$ ) ve radyal ( $F_{rad}$ ) kuvvetler hesaplanabilir.

#### 2.9.1. Radyal kuvvetlerin hesabı

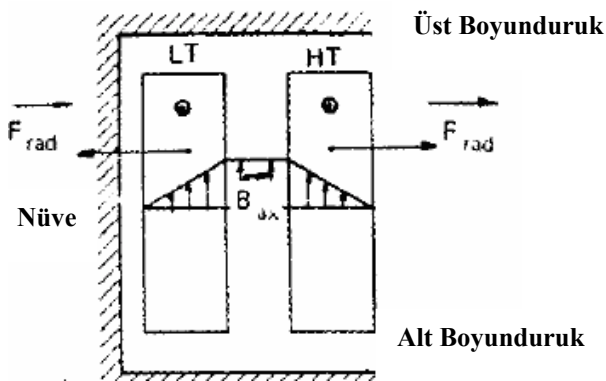
Elektromanyetik kuvvetlerin hesabında belirli bir güvenlik marjının belirlenmesi öncelikle gerekir. Minimum kısa devre empedansı Çizelge 2.3'de belirtilen bobinlerin en iyi amper sarım dengesini oluşturacağı bacak uzunluğuna göre belirlenir, fakat çok büyük güçteki trafolarında sargı bacaklarında amper-sarım dengesi yanında elektromanyetik kuvvetlerin pratik limitler içerisinde kalmasına da dikkat

edilmesi gerekir. Trafoda mekanik baskılar kısa devre akımlarının anma akımına oranı ile alakalıdır. Trafonun kısa devre anında meydana gelen baskılara karşı dayanımını  $I_k/u_k$  belirlemektedir.

Akı sargının orta yüksekliğin deki noktada aşağıdaki Şekil 2.3’de görüleceği üzere oldukça dik olarak gelmektedir. Maksimumu değerini nerdeyse yüksek gerilim ve alçak gerilim sargısının arasındaki boşlukta almaktadır, sargının içinden dışına doğru sıfıra gider gibi lineer olarak azalmaktadır. Akının yatay bileşenin etkisi ile oluşan kuvvetler tamamıyla iki sargıda da radyal olmakta ve sargıları karşılıklı olarak birbirlerinden uzaklaştıracak etki göstererek ; sargıların dış tarafı gerilme kuvvetine maruz kalırken, iç tarafları baskı kuvvetlerine maruz kalır. Akı ile akım arasında birebir ilişki olduğundan, kuvvet ile akım arasında karesel bağlantı vardır. Eğer sistem empedansını ve bağlantıları ihmal edersek, radyal kuvvetler ile kısa devre empedansı arasında şöyle bir bağlantı elde ederiz;

$$F_{rad} \rightarrow \frac{1}{u_k^2} \quad (2.22)$$

Buradan şunu da söyleyebiliriz, kısa devre anında gerilim normal değerinden küçük olacağı için kısa devre akımının sargılardan dolaşmasında tahminimizden daha fazla mekanik baskı oluşturur.



Şekil 2.3. Trafo sargılarında radyal kuvvetlerin gösterilişi (LT: AG sargı, HT: YG sargı)

Bu kuvvetler kasnak baskısı ile dış sargıyı, sıkma ile de iç sargıyı baskı altına alırlar. Kasnak baskı sargının dışındaki iletkenlere kısa devre akımının *tepe değerinin ilk yarım periyodunda etki eder.*

$$\sigma_{\text{mean}} = \frac{0,079 \cdot W_{\text{cu}}}{h \cdot u_k^2} \quad [\text{ton/cm}^2] \quad (\text{tepe değeri}) \quad (2.23)$$

$$W_{\text{cu}} = I^2 R_{\text{dc}} \quad 75 \text{ }^\circ\text{C de tam yükteki kayıplar [kW]} \quad (2.24)$$

Radyal kuvvetler iç sargılarda maksimum değerinden dıştaki iletkenlere sıfıra doğru azalarak etki yapar. İç sargılarda bobin ile nüve arasında eşit mesafe olmasını sağlayan koruyucu bir tabaka var ise sargılar gelen baskı için;

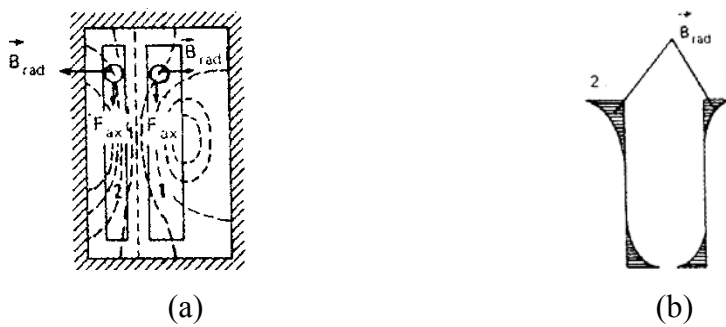
$$W = \frac{2\sigma A_c}{D_w} \quad [\text{ton/cm}] \quad (2.25)$$

$$W = \frac{2S}{u_k \cdot f \cdot d_1} \cdot \frac{1}{\pi \cdot D_m \cdot N} \quad [\text{ton/cm}] \quad (2.26)$$

yazılabilir. Eşitlik (2.26) iletkenlere gelen toplam baskıyı gösterir.

### 2.9.2. Aksiyal kuvvetlerin hesabı

Sargılar eşit yükseklik de ve uniform yapıda ampersarım dağılımı söz konusu ise gerçek sargı uzunluğu Şekil 2.4'de görüldüğü gibi sınırlı olacak, akı yoğunluğunun oluşturacağı kuvvet sargı sonlarında aksiyel olarak sargıları baskı altına alacaktır.



Şekil 2.4. Eşit yükseklikte ve uniform ampersarım dağılımında aksiyal kuvvetler ve radyal manyetik akı a) Aksiyal kuvvetler, b) Radyal manyetik akı dağılımı

Sargılar eşit yükseklik de olmadığında merkezleri kayacağından yukarıda söylenen den farklı olarak aksiyel yönde ilave kuvvetlerin de etkisi görülecektir.

İçte oluşan baskı kuvvetleri ilk başta tespit noktalarına sıkıştırma titreşimlerinden dolayı aşırı basınç uygular, iletken etrafındaki segment tabakaların iletken dış doğru uzaklaşmasına neden olur. Baskı noktalarında kırılma, çatlama oluşturmalarından ve iletken demetini dağıtmalarından dolayı aksiyel kuvvetler arızalara neden olmaktadır.

Aksiyel kuvvetlerin iç ve dış sargı da oluşturacağı maksimum baskı;

$$P_c = \frac{2S}{u_k \cdot f \cdot h} \quad [\text{ton}] \quad (2.27)$$

eşitliği ile hesaplanabilir.











Bu kuvvet kısa devre veya arıza akımının *tepe değerinin ilk yarım periyodunda etkilidir*. Şekil 2.5'de aksiyel kuvvetlerin sargıda dağılımı görülmektedir.  $NI_{\max}$ , amper sarıma sahip üç fazlı trafo daki aksiyel kuvvet şöyle hesaplanır;

$$P_A = \frac{2 \cdot \pi \cdot a \cdot (NI_{\max})^2}{10^{11}} \cdot \frac{\pi \cdot D_m}{l_{\text{eff}}} \quad [\text{ton}] \quad (2.28)$$

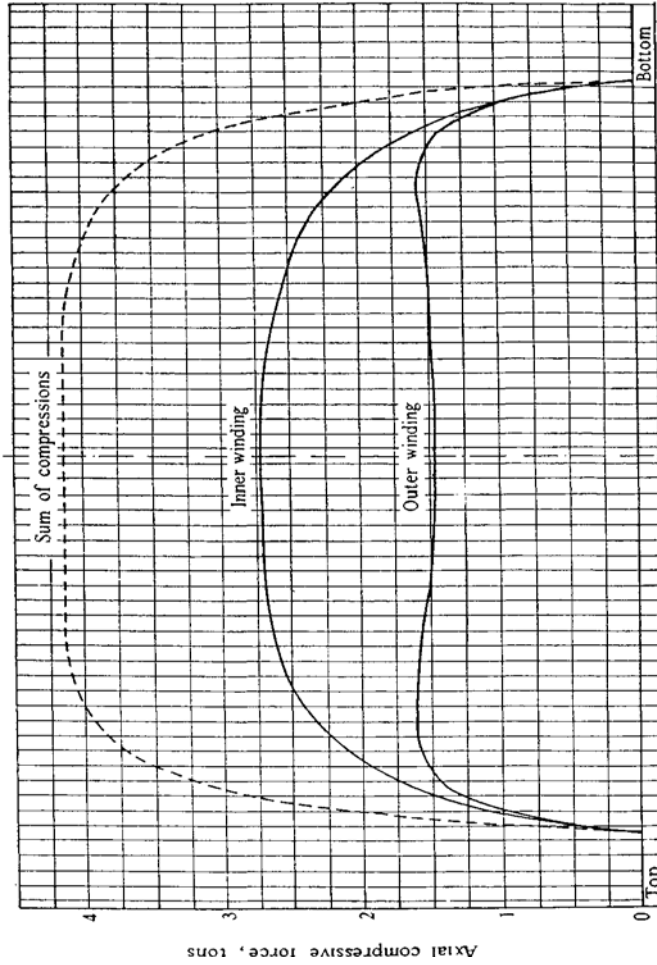
Üç fazlı trafoda en büyük aksiyel kuvveti orta bacakta olur, aksiyel kuvvetler iç sargı ile nüve arasını etkiler, nüve ve sargı birbirine yaklaştıkça aksiyel kuvvetlerde artar. Bobinlerde iç sargılar dış sargılara nazaran daha fazla aşırı baskıya maruz kalırlar. Sargılarda veya bobinlerde aşırı baskı, büyük elektromanyetik kuvvet; bobin kademe değiştirici bağlantılarının olduğu kısımlara maksimum bükme baskısı oluşturur. Bobin veya sargıya gelen baskı bitişik aralıklar için;

$$P_A = 0,773 \cdot q \cdot P_r \cdot \log \left( \frac{2\bar{a}}{w} + 1 \right) \quad [\text{ton}] \quad (2.29)$$

Çizelge 2.3. Sargı dizaynda ampersarım dengisini oluşturan bacak uzunluğuna göre minimum kısadevre empedansı [8]

Arrangement of tappings	Residual ampere-turn diagram	$P_A$ , tons	$\Lambda \left( \frac{\text{Window height}}{\text{Core circle}} = 4.2 \right)$	$\Lambda \left( \frac{\text{Window height}}{\text{Core circle}} = 2.3 \right)$
A 		$\frac{2\pi a(NI_{max})^2 \Lambda}{1011}$	5.5	6.4
B 		$\frac{\pi a(NI_{max})^2 \Lambda}{2 \times 1011}$	5.8	6.6
C 		$\frac{\pi a(NI_{max})^2 \Lambda}{4(1 - \frac{1}{2}a) \times 1011}$	5.8	6.6
D 		$\frac{\pi a(NI_{max})^2 \Lambda}{8 \times 1011}$	6.0	6.8
E 		$\frac{\pi a(NI_{max})^2 \Lambda}{16(1 - \frac{1}{4}a) \times 1011}$	6.0	6.8





Şekil 2.5. Kısa devre akımının ilk yarım periyodunda sargılarda aksiyal kuvvetlerin dağılımı [8]

## 2.10. Transformatör Aksesuarları

Güç transformatörleri istenilen amaçlar doğrultusunda ve sınırlar içerisinde tam olarak görev yapabilmeleri ve de iyi bir işletmeciliğe imkan sağlamaları gayesiyle bazı yardımcı ünite ve aksesuarlarla donatılmışlardır [9].

Bunlar sırasıyla şunlardır;

- 1) Ana Tank,
- 2) Yağ Rezerve Tankı
- 3) Yağ Seviye Göstergesi
- 4) Teneffüs Tertibatı

- 5) Emniyet Borusu (Genleşme Borusu: Deve Boynu)
- 6) Bucholz Rölesi
- 7) Yağ Isıl Göstergesi
- 8) Sargı Isıl Göstergesi
- 9) Gaz Basınç Rölesi
- 10) Gaz Kontrol Göstergesi
- 11) Bushingler
- 12) Kademe Değiştirici
- 13) Radyatörler
- 14) Vantilatörler (Fanlar)
- 15) Devir daim pompaları
- 16) Yangın Söndürme Tertibatı
- 17) Ark Boynuzları
- 18) Tekerlekler
- 19) Raylar

Yukarıda saydığımız elemanların hepsinin bir güç trafosunda bulunması mümkün değildir, transformatörün kullanılma maksadı bunda etkindir.

### **2.11. Transformatörün Korumaları**

Transformatörlerde herhangi bir arıza vuku bulduğunda koruma elemanlarının sistem güvenliğinin sağlanabilmesi oldukça kısa bir sürede arızanın izole edilmesi için görev yapması beklenir [10]. Bunun yanın da son yıllarda transformatörlerde arıza başlangıcının tespit edilmesi için izleme cihazları da kullanılmaktadır. Transformatörlerde koruma ve izleme cihazlarının uygulamada kullanılma algoritmaları trafonun güç ve gerilim seviyeleri ile ilişkilidir. Genel olarak 5 MVA'dan büyük güçteki trafolarda uygulanan koruma algoritması aşağıda ki koruma elemanlarından oluşmaktadır;

- a) Bucholz koruma,
- b) Aşırı yük koruma,

- c) Aşırı akım koruma,
- d) Toprak arıza koruma,
- e) Diferansiyel koruma,
- f) Kademe bucholz koruma,
- g) Trafo zati korumaları,
- h) Parafudr ve ark boynuzları

5 MVA'dan daha düşük güçteki trafolarla uygulanan koruma algoritması ;

- a) Bucholz koruma,
- b) Aşırı akım koruma,
- c) Toprak arıza koruma,
- d) Trafo zati korumaları,
- e) Parafudr ve ark boynuzları

oluşmaktadır. Transformatör koruma felsefesine dair zati koruma algoritmalarını transformatör aksesuarları içerisinde bulunan; yağ ısı göstergesi, yağ seviyesi göstergesi ve sargı ısı göstergesinin yardımı ile sağlanır [11].

### 3. TRANSFORMATÖR KONSTRÜKSİYONU

#### 3.1. Transformator Sargılarının Tipleri

Bu kısımda sadece, nüve yapısındaki trafolar için; dairesel konsantrik ve dikdörtgen bobin sargılı tipler ile shell yapısındaki trafolar; pankake tipi sargılar kullanıldığından bu tip sargılar incelenmiştir. Dairesel konsantrik sargılarda tabakalar silindirik kullanıldığından, disk ve sipiral (heliksel) tipleri de incelememize dahil edeceğiz. İncelememiz sargılarda arıza anında meydana gelen baskıları içermektedir.

##### 3.1.1. Sargı dizaynı

Transformator imalatçıları son zamanlarda bilgisayar analizi ile radyal ve aksiyal kuvvetleri hesaplayarak kısa devre akımlarına dayanımı belirlemektedirler. Aynı zamanda imalat aşamasında sağlam malzeme seçimi, çok dikkatli dizayn ile bobinlerin ve ekipmanların kısa devre akımlarına dayanıklılığını arttırmaktadırlar.

Nüve yapısındaki trafolar sargı dizaynının da genellikle aşağıdaki hususlara dikkat gösterilir;

- a) İletkenler arasındaki demet baskının minimum olması için boşluk bloklarının yeterliğine,
- b) Tüm sipirler (kısmi değil),
- c) Uniform sargılar,
- d) Sargıların aksiyel uygunluğu,
- e) Sargıların manyetik merkezlerinin uygunluğu,
- f) Amper sarım dengesinin dağılımı iç ve dış sargılarda amper sarımın kademe kısımlarındaki uygunluğu,
- g) İletken hareketini engelleyen termik dayanımlı yapışkan kullanılması.

Shell yapısındaki trafolar sargı dizaynının da genellikle aşağıdaki hususlara dikkat gösterilir;

- a) İletkenler arasındaki demet baskının minimum olması için pankake bobinleri arasındaki izolasyon rondelalarında yeterli boşluk blokları,
- b) Çoklu çok düşük bobin grupları kullanılarak manyetik kuvvetlerin azaltılması,
- c) Kapalı tank kısımları ile demir tabakaların ve bobin gruplarının hareketinin engellenmesi,
- d) Bobin sıkıştırma düzeneğindeki sıklık dizaynı ile bobinlerin sıkıştırılması,
- e) İletken hareketini engelleyen termik dayanımlı yapışkan kullanılması ile zayıf kuvvet noktalarının az etkilenmesinin sağlanması.

### 3.1.2. Nüve yapısındaki bobinler

İki sargılı nüve yapısındaki trafolar, kaçak akı alanı konsantrik sargıların arasında kısa devre akımı sargılarda oluşmuş gibi davranır. Prensip olarak kaçak akımın aksiyel bileşeni, sargının dairesel çevresinde dolaşır ve radyal kuvvetler oluşturur ve bu radyal kuvvetler dış sargıda dışarı yönde, iç sargıda içeri yönde davranır. Tabakalı tipteki sargılarda radyal kuvvetlerin maksimum değeri, sargı sipirlerinin genelde veya sıklıkla, sargı yüksekliğinin ortasında oluşur. Buralardaki kaçak akı aksiyeldir. Sargı sonlarına yakın, kaçak akı demeti nüve bacağına doğru ve dönüş yolu kısa devredir. Bu durumda radyal akı bileşenin varlığını oluşturur. Bu etkileşimdeki radyal akı bileşeni sargı dairesinde akım üretir, aksiyel kuvvetler söz konusu olur, bu aksiyel kuvvetlerde sargı iletkenlerine dikey eksende baskı kuracak gibi davranış sergiler. Genelde tüm dengesiz amper sarım dağılımı, iç ve dış sargılarda, sargının aksiyel uzunluğunca aksiyel kuvvetleri arttırır. Amper sarım sargı üzerindeki etkisi, kademe değiştiriciden kaynaklanır, genelde amper sarımın dengeye gelmesi için diğer sargıda zıt kademeler ile amper sarım düzenlenir. Yanlış manyetik merkezler iki sargı arasında çok güçlü radyal akı oluşmasına ve aksiyel kuvvetlerin etkisinde kalmaya neden olur. Her küçük yanlışlık önemli aksiyel kuvvetlere neden olur. Aksiyel kuvvetler sargılarda ortaya çıkması durumunda çeşitli bileşenlerin ortaya çıkmasına sebep olurlar, bu bileşenler kuvvetleri içerir ve çapraz akı üretir ve arıza akımının sargılarda dolaşmasına neden olur, ayrıca iletkenlerin uygun olmayan yerleştirilmesi de istenmeyen kuvvetlerin oluşmasını sağlar. Gerçekte trafolarda, tüm işletme şartlarında, bu kuvvetler dengelenmez, çünkü kendi kuvvetleri dengesizdir,

sargılar aksiyel yönde hareket etmeye çalışır, buda sargı kaymalarını arttırır. Sargılarda son noktaların yeterli destekleme yapıları dizaynı ile bileşke kuvvetler engellenir. Eğer statik yüzeyler veya korona tabakaları sargı sonlarında var ise bunların oldukça katı yapılması ile sipir sonlarındaki kuvvetler engellenir. Uygun işletme şartlarında eşit baskı dağılımı sağlanabilmesi için destekleme elemanları uygun seçilmelidir [12].

### Konsantrik dairesel sargılar

Aksiyel kuvvetler dikey doğrultuda olarak ve demir nüveye uygulanır. Radyal kuvvetler yatay doğrultuda olarak ve demir nüveye dikey olarak etki gösterir. Dairesel bobinlerde, herhangi radyal kuvvetler bobinin dairesi boyunca uniform olarak dağılır. Dikdörtgen veya eliptik şekildeki bobinlerde radyal kuvvetler bobinin köşelerine konsantre olacak şekilde davranır ve buralarda büyük baskı uygularlar.

Konsantrik dairesel sargılarda, akım dış sargıda aktığı yönün tersine iç sargıda dolaşır. Bu zıt akımlar radyal elektromekanik kuvvetler üretir ve bu kuvvetler dış ve iç sargıyı birbirinden uzaklaştıracak şekilde etki gösterecek eğilimde olur.

Aksiyel yönde, sargı kuvvetleri üst ve alt sargıların içine doğru, manyetik merkezine, yaklaşık olarak uzunluğunun ortasına doğrudur. Eğer mükemmel yerleştirilmiş iç sargı ve dış sargı manyetik merkezi, gerçekte mümkün değil aksiyel kuvvetler doğurur. Yanlış yerleştirilme ile elde edilen manyetik merkezler aksiyel kuvvetlerin etkisi ile bir bobin veya bobinin bir kısmını yukarı doğru, diğer bobin veya bobinin kısmını aşağı doğru hareket ettirme eğilimindedir.

a) Radyal Kuvvetler: Sargı iletkenlerinin dayanımı ile mukavemet gösterir, bazı durumlarda; sargı tüplerinde. İletkenlerdeki baskılar aksiyel boşluklardaki uzaklığa bağlıdır.

b) Aksiyel Kuvvetler: Radyal boşlukların sıklığı ve iletkenlerin dayanım demeti ile sınırlandırılır.

İletken gruplar sürekli transpoze iletkenler içeriyorsa, aksiyel kuvvetler altında çok az kararlılık gösterecek şekilde davranırlar. Termik dayanımlı yapışkan iletkenleri bireysel olarak sararak katı dikdörtgen gruplara yardımcı olur.

Aksiyel kuvvetler tutucu levhalarla sınırlandırılır, buda; son çatı, bağlantı çubukları, radyal sıkıştırma boşluğu, iletken dayanım yapısına bağlıdır.

### Konsantrik dikdörtgen sargılar

Mekanik kuvvetler dikdörtgen bobinli trafolarla dairesel bobinli trafolardakine benzer şekilde ortaya çıkar. Dikdörtgen trafolar demir nüveli, dikdörtgen köşeli sargıların izolasyonu dikdörtgen formuna uygun olarak yapılmıştır. Aksiyel yönde, dikey ve nüveye paralel yöndedir. Radyal yönde ise yatay ve nüveye dikey yöndedir.

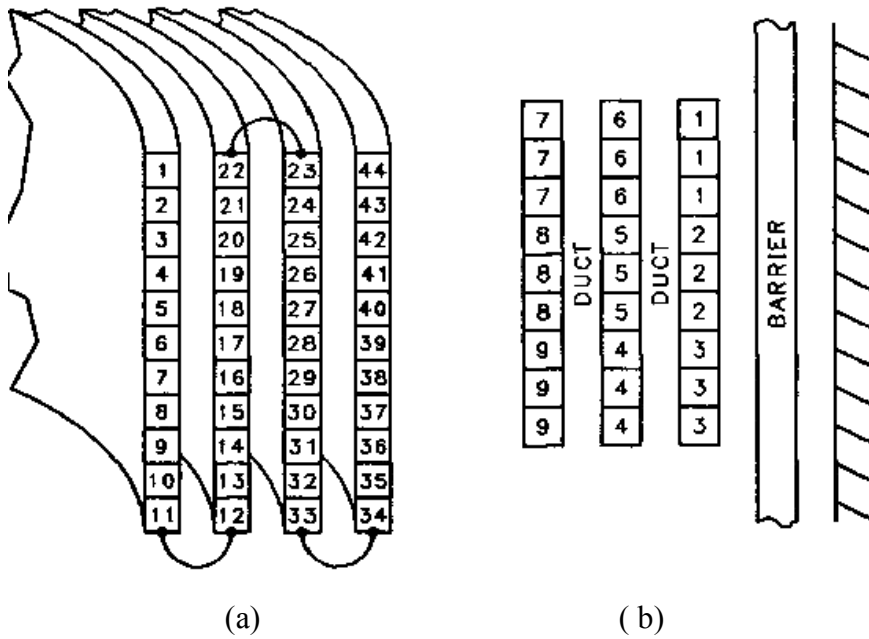
Dikdörtgen bobin konstrüksiyonunda sargılar sipiral sarılmış levha iletkenli, çok tabakalı bobin iletkenli veya bireysel izoleli iletkenli olur. Alüminyum ve/veya bakır iletkenler kullanılabilir, bu dizaynın gerekliliğine bağlıdır.

a) Radyal Kuvvetler: Radyal kuvvetler iç sargının dış sargıdan uzaklaşması yönünde davranır. İç sargılar dikdörtgen izolasyon yapısını ezecek şekilde davranır. Dış sargı kemer yapacak veya diz yüzeyi kavileşecek şekilde iç sargıdan uzaklaştırmaya çalışır. Bu davranış trafonun empedansını arttıracak şekilde ortaya çıkar ve mekanik baskı yerleri; son noktalarda ve faz-faz izolasyonun da olur.

b) Aksiyel Kuvvetler: Aksiyel kuvvetler bir sargıyı yukarı doğru kaldırmaya diğerini aşağı doğru kaldırmaya çalışır. Sadece mekanik dayanım yukarı doğru harekete üst boyunduruk ile karşı durur. Üst boyunduruk tutucuları, bloklama tutucuları veya nüve boşluklarındaki üyeler bu dayanımı belirler, ayar mekanizması kullanılmamaktadır. Bazı imalatçılar termik dayanımlı yapıştırıcı/tutucular kullanarak izolasyonu sağlar ve bobin iletkenlerini beraber tutarlar ki AG sargısı tabakası aksiyel kuvvetleri minimuma indirebilsinler.

### Tabakalı sargılar (Silindirik şekilde olanlar)

Sargı bir veya birden çok tabakalardan, izolasyonlu iletkenlerin üst üste silindirik sarılması ile elde edilir. Sarım şekli ipliklerin makaraya sarılmasına benzer, iletken bir veya daha fazla paralel tabakalı ve transpoze şeklindedir. Gerilim dengesinin sağlanması için tabakalar birbirinin üzerine sarılır. İki sargıdan daha fazla tabakalar seri bağlanır, gerilim baskısının tabakalarda dağılımı sadece hat gerilimi olarak kesirli dağılır. Bunun yanında küçük parçalar anma gerilimine dayanabilmesi için tabaka-tabaka izolasyonu uygun yapılır. Tabakalı sargının temelinde yüksek elektromekanik kuvvetlere dayanım ve dielektrik dayanımıdır. İletkenler aksiyel basınç ile sürekli gerilerek sıkıca tabaka sipirleri işleminde sarılır. Bazı tabakalar arasında yağ kılcalları yapılır. Tabakalar sonlarında yüksek baskılara dayanımla sonlandırılır. Alçak gerilim, yüksek akımlı tabaka sargılar çok sayıda katmanlı tabakalardan oluşur. Sarım esnasında az açılı sarım ile sargılar dairesel bir yarıçap düzeninde sarılır ki sipirleri sarmadaki gerekli eğim elde edilebilsin. Özel bloklama metodu sargı sonlarında kullanılması ile sipirler için uygun eğim elde edilir. Bu özel metod sayesinde aksiyel çökme arızası engellenmiş olur. Radyal boşluklar tabakalı sargılarda kullanılmaz.



Şekil 3.1. Tabakalı sargılar a) Çok tabakalı sargı, b) Üç kısımlı tabakalı sargı [13]

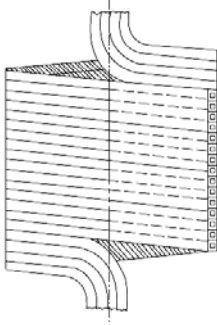




Resim 3.1. Tek tabakalı ve paralel iki kısımlı tabakalı sargının sarılması [14]

### Sipiral (Heliksel) sargılar

Bu sargılar izolasyonlu çok iletkenlerin paralel, çoğu zaman çift katmanlı sarımlı ve çok katmanlı yüksek sipiral sarılmış izolasyonu silindirik yapıda biri diğeri ile biten bağlantı ile oluşturulmuştur. Sürekli transpozeli bağlantı kullanılır. Sipiral sargı dizaynı, tek tabaka, çift tabakalı olarak, gerilim sınıfına göre sıklıkla seri bağlı yapıdadır. Alçak gerilim sargısında kullanılır, yüksek akım gerektiren uygulamalarda tercih edilir. Yüksek kaçak akıları önlemek için paralel iletkenlerdeki akım dengesinin sağlanması katmanların transpoze olarak radyal sipiral olarak sarılması gerekir. Bu sargılarda yıldırım darbe gerilim dağılımını anma gerilim karakteristiğinde seçilir. İletkenler aksiyel boşluklu, rijit olarak yağ kılcallı iki bobbin arasında silindirik olarak sarılır. Radyal boşluklar bireysel sipirleri ayırmak için kullanılır. Arıza akımlarında dayanıklılık sağlanması için bağlantı sonları sargı tüpüne kilitleyerek bobinde sipiral sıklık ile dayanım artırılır.



Şekil 3.2. Sipiral (Heliksel) sargı dizaynı [15]



Resim 3.2. Sipiral (Heliksel) sargının sarılması [15]

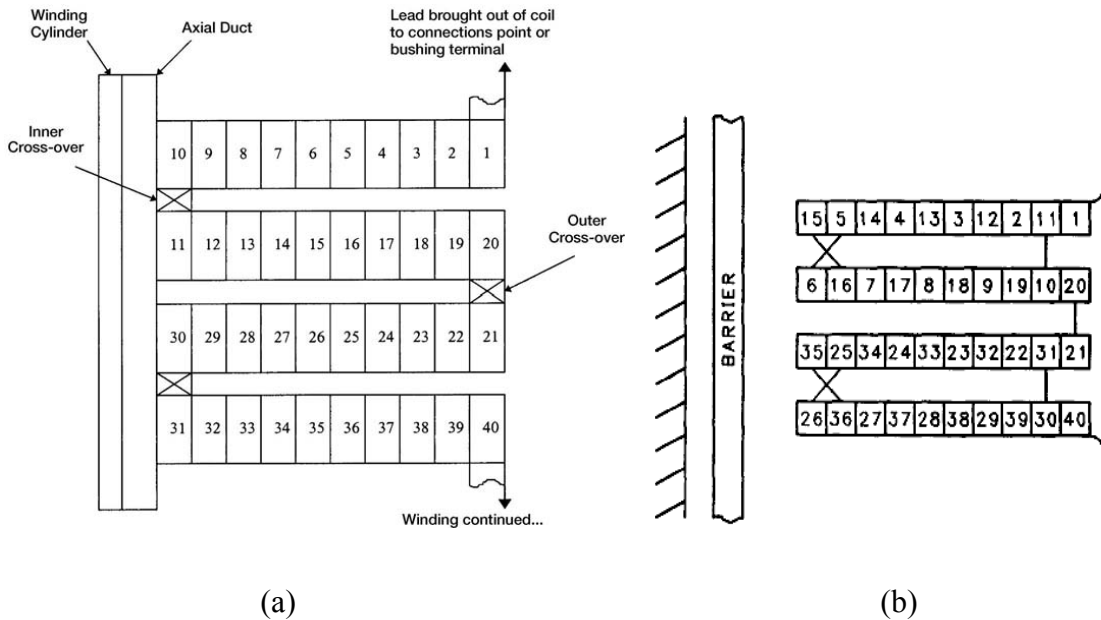
### Sürekli disk sargı

Bu sargılar izolasyonlu iletkenlerin radyal olarak bir birinin üzerine silindirik izolasyonlu sarılması ile elde edilir. Dıştaki sipir bir disk kısmı diğer disk kısmının üzerinden geçirilir. Fakat son zamanlarda sipirler dıştan içe doğru kullanılarak basit sargı tekniği kullanılmaktadır. Bu şekildeki imalat ile diske süreklilik ile sargı tamamlanır. Sipiral sargıya benzer olarak, iletkenler sürekli disk sargılarda ince aksiyal boşluklu sarılır, radyal boşluklar disk kısımlarını ayırmak için kullanılır. Sipiral sargıların tersine, her bir disk kısmı parçasında dış tarafta atlamalar olur. Düzgün izolasyon yapılması ile mekanik olarak sağlamlık önem arz eder.

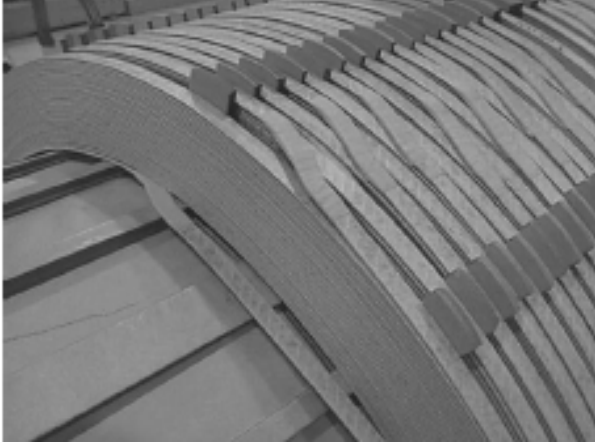
Disk bobini iki veya daha çok tabakaların paralel bağlanması ile sarılmışsa; tabakaların köşelerinde transpoze yapılarak tabakalar arasında akım dağılımı dengelenir.

Sürekli disk sargı yüksek bobin-toprak kapasitesine sahiptir. Bu durum yüksek darbe gerilim baskısının ilk disk bağlantısı hatta buna yakın olana gelmesine neden olur. Dalga geriliminin dağılımının düzelebilmesi için hatta yakın yerlere elektrostatik tabakalar yerleştirilir. Bu da hattın efektif seri kapasitesini artırır. Oldukça büyük seri kapasite etkilerinin tüm diskte üstesinden gelmek için, ortadan ayrılmış iletken bobbin sargı tekniği kullanılır. İki iletken paralel sarılır, fakat seri olarak bağlanarak birbirine eşit şekilde yerleştirilirse, sonuç olarak yüksek efektif seri kapasite sargıda olur.

Sonuç olarak dalga gerilim dağılımı oldukça uniform olur ve her bir diskte eşit olarak baskılar dağılır. Birbirine eşit şekilde birbirinin üzerine yerleştirilmiş disk sargı sürekli disk sargıda farklı çeşitte, iletkenler birbirinin pozisyonunda kullanılabilir. Bu sargı tekniğinde yüksek seri kapasite sipirler arasında oluşur ve birçok uniform dalga gerilim derecesi sargı boyunca elde edilir. Disk sargının dahili tabakaları ortadan ayrılmış sargılara yerleştirilerek kullanılır.



Şekil 3.3. Disk sargı a) Sürekli disk sargı dizaynı, b) Ayrılmış disk sargı dizaynı [15]



Resim 3.3. Disk sargının sarılması [15]

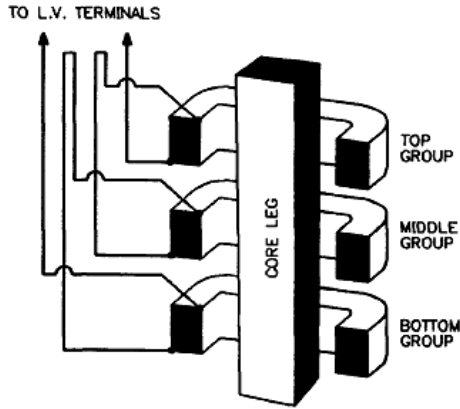
#### Yaprak sarımlı bobinler

Bu sargı tek tabakalı alüminyum veya bakır iletkenlerin spirale olarak izolasyon formunda sarılmasından elde edilir. Tabaka izolasyon malzemesi iletkenler arasında sarılır. Termik dayanımlı yapıştırıcılar ile izolasyon malzemesi birbirine tutturularak yakın iletkenler bağlanır. Tabakanın kalınlığı bobin yüksekliği boyunca uzanır. Tabaka sargı konstrüksiyonu genelde alçak gerilim sargılarında kullanılır.

Dahili radial kuvvetler tabakalı sargılarda katı izolasyon yapısı ve tabakalı izolasyon kağıtları ile sınırlandırılır. Tasarım anında; tabaka iletken çekmesi ve izolasyon tabakalarının boşlukları ve katı sargı yapısı sağlanarak, harici radyal kuvvetlere karşı mukavemet elde edilir. Yaprak sarımlı sargı dairesel bağlı sarımlara göre daha fazla aksiyel çekme kuvvetlerine karşı dayanım gösterir. Fakat dairesel bağlı sarımlı bobinlere göre aksiyel yöndeki baskılara karşı daha zayıftır. Termik dayanımlı tutucular harici aksiyel baskı kuvvetleri ve radyal kuvvetlerin ikisine birden rijitlik katar. Soğutucu yağ sirkülasyonu sağlanabilsin diye yağ kılcalları boşluğu sargı içlerinde dizayn edilir. Tabakalı sargılı bobinlerde arıza akımının düzenli dağılmasından dolayı aksiyel kuvvetlerin sargı üzerindeki etkisi minimuma indirilmiş olur.

### *Tabakalı ince sarımlı bobinler*

Bu şekilde tabakalı sargı tek veya birçok tabakalı iletkenlerden oluşur. Sipiral olarak izolasyon formunda iletkenler arası tabaka izolasyonu kullanılarak sarılır. İnce sargılı sargıda ise tek iletkenlerin sipiral olarak izolasyon formunda iletkenler arasında tabaka izolasyonu kullanılarak sarılır. İletkenler her sargıda alüminyum veya bakır olabilir. Her bir tip sargı iki veya daha çok grupların elektriksel olarak paralel bağlanması ile elde edilir. Tabakalı ince sarımlı bobinler genelde alçak gerilim sargılarında kullanılır.

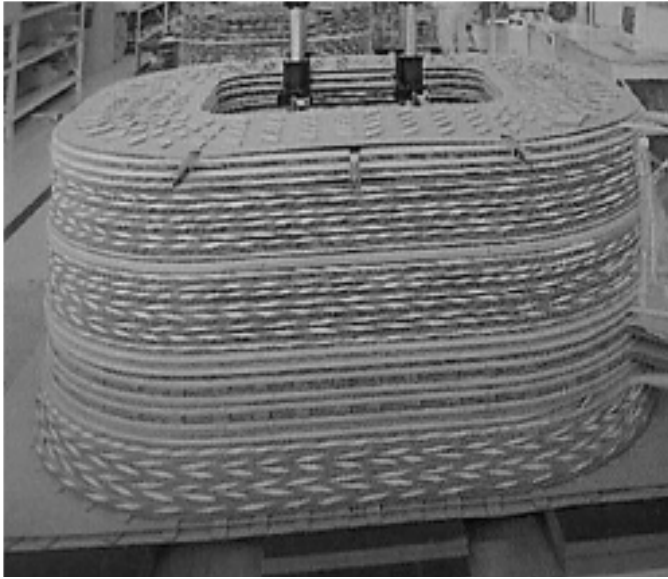


Şekil 3.4. Tabakalı ince sarımlı bobinler (Üç tabakalı) [15]

### **3.1.3. Shell yapısındaki bobinler**

Shell yapılı trafolar, bireysel dikdörtgen pancake bobinlerin sarılması ile akımların aynı yönde akması sağlanır, bu durumda baskıcı, etkin kuvvetlerin iletkenlerin üzerinde olması söz konusu olur. Bobin grupları oluşturulurken, eşit numaralı pancake bobinler zıt yöndeki tek numaralı bobinlerle sarılır. Bu şekildeki yapıda bireysel pancake bobinleri arasında baskıcı kuvvetler oluşur. İzolasyon rondelaları ve katı boşluk blokları yakın bobinleri ayırır, baskılara karşı kısa devre kuvvetlerinden korur. Bobin grubu içine giren baskın kuvvetler, her bir bobin grubunu tutturmaya verim için ince paket yapılıdır. YG ve AG bobin grupları yüksek-alçak bariyerden kuvvetler uzaklaştıracak şekilde ayarlanarak oluşturulur. Bu kuvvetler aksiyel ve

radyal olarak pancake bobin yüzeyinden uzaklaştırılır. Saf aksiyel kuvvetler bobin grubundan ve izolasyon sisteminden geçerek nüve tabakalarına iletilir. Nüve tabakaları tank duvarı ile sonlandırılır. Sağlam mekanik yapı ile kısa devre kuvvetlerine dayanım elde edilir. Shell trafolarında sadece düz bacaklı pancake bobinler kuvvetleri nüveye iletir. Dairesel alt ve üst bobin kısımları diğer kuvvetleri mekanik basınç yüzeylerine tank sonlarında faz arasında iletir.



Resim 3.4. Pancake sargı [15]

#### Dikdörtgen pancake sargı

Shell yapıları trafolarında kullanılır. İzolasyonlu iletkenlerin düz masa etrafında dikdörtgen olarak sarılır. İlk sipir birçok iletkenlerinin paralel veya sürekli transpoze kablolardan, küçük yarıçaplı eğrilerin dikdörtgen köşegenlerinde kullanılmasından oluşur. İzolasyon tasmaları köşe yapılarının korunmasında yardımcı olur. İlave sipirler kullanılarak köşelerde yarıçapın büyütülmesi sağlanarak, demet iletkenlerin köşelerde kolaylıkla kullanılmasını sağlar. Pancake bobinler yüksek seri kapasite içerir. Pancake bobin trafoya dikey olarak yerleştirilir, yakın bobinler birbirine bağlanır, katı boşluk bloğu, nüve tabakası sürtünmesi, tanka uygunluğu mekanik kuvvetlere dayanımı belirler. Pancake bobinlerin elektriksel bağlantısı sürekli disk

bobinlerindeki gibidir. Dış bağlantılar veya atlamalarda bir bobbin parçası ile bağlanır, iç bağlantılarda gelecek bobin parçasına bağlanır.

Radyal boşluklar pancake bobinlerde kullanılmaz. Bunun yerine yakın pancake bobinler birbirinden ayıran boşluk bloklarını ayırmayan izolasyon rondelası yağ akışına izin verir ki bobin yüzeyi ve bobin bobin izolasyonu bu şekilde sağlanır.

### **3.2. Nüve Yapısındaki Trafolarda Mekanik Tutucu Sistemi**

Nüve tutucuları major yapı üyeleri olup, nüve tabakalarına gelen baskı kuvvetlerini karşılar. Sargılara katılık, sabitlik sağlar ve üst sargı tutucu sistemine rijid olarak destek olur.

Alt boyunduruk tutucu sargı ağırlığını destekler, statik kuvvetleri üst sargı baskı yüzeyinde karşılar, dinamik aksiyel kısa devre kuvvetlerine dayanır. Alt tutucular, tabakalar ve bunları sıkıştıran, sabitleyen baskı civatalarının kenar tutucu bağlantı yapıları ile yerleştirilir. Alt bobin destekleri dikey kuvvetleri tutucular ile düzenli dağıtır. Alt destekler genelde tabakalı ağaçtan, yüksek yoğunlukta izolasyondan veya permit dolaşımli soğutucu yağdan yapılırlar. Üst boyunduruk tutucuları ayarlanır tutucu system ve demir bağlantı yerlerinden desteklenir. Bağlantı barası bobinin içinde ve nüve bacağına yakın yerlere yerleştirilir. Bağlantı çubukları bobin dışına yerleştirilir. Her ikisinde aynı işe yarar.

Üst bobbin basınç yüzeyi, tabakalı ağaçtan, yüksek yoğunluklu izolasyoda, fiber glass, epoksi veya metal yüzeye elektriksel olarak karşılayan özel izolasyon yapılmış olarak kullanılır. Nüve gözüne gelen baskılara karşı yüksek dirençli olmak zorundadır.

Bazı dizaynlarda nüve tutucu sistemi ayarlanabilir, sargılara gelecek baskı kuvvetleri önceden hesaplanabilir ki aksiyel kısa devre kuvvetleri kontrol altına alınabilsin. Baskı kuvvetleri sargı çerçevesindeki kaldırma vidaları baskı takozları veya yük makasları, yağ dolu kontrol portları ile eşit olarak dağıtılır [15].

### **3.3. Shell Yapılı Trafoları Mekanik Tutucu Sistemi**

Trafo tankının alt kısımları dikdörtgen pancake bobinlerin bütün ağırlığı ile desteklenir, nüve tabakaları izolasyon materyalleri (yağda dahil) ve üst tank kısımları. En üst ve en alt T-demeti mekanik olarak tank duvarına bağlanır. Üç fazlı dizayn da yüksek yoğunluklu izolasyon materyalleri kullanılır ki çelik ekipmanların izolasyon yapısı sağlansın ve nüve tabakaları kısa devre kuvvetlerinin baskısına dayanabilsin. Tank duvarı ve T-demeti baskılara karşı kuvvetlendirilir, böylece aksiyel kısa devre kuvvetlere dayanım sağlanır. Hareket uygun tank yapısı ve yüksek yoğunluklu izolasyon ile engellenir. Keza üst tank kısımları tüm nüve tabakaları dışındaki bobinin bilinen kısmının baskısı altındadır, bunun için ince tabakalı sürtünme ile radyal kısa devre kuvvetlerini absorbe edecek şekilde pancake bobinler geliştirilmiştir.

### **3.4. Transformatör Konstrüksiyonunda Elektriksel Koruyucular**

#### **3.4.1. Sargı koruyucuları**

Sargıları darbe gerilimleri baskılarına karşı korur, bu amaçla çeşitli metodlar kullanılmaktadır. Sargı tipi ve kullanıldığı anma gerilimine bağlı olarak koruyucu seçilir. Koruyucu birkaç bobin kısmının metalik batlanmasıyla sarılması, metal etrafına koruyucu ile başlağıçtan sona kadar sarılması ile elde edilir. Sargı sonlarına static ekran koruyucu kullanmak ve bunu bağlantılarla birleştirmekle yapılır.

#### **3.4.2. Bağlantı koruyucuları**

Çıplak bağlantılar, akım taşıyan diğer kısımlara karşı iyi bir şekilde izolasyonu yapılmalı, aynı zamanda toprak yapısına karşıda izolasyonu sağlanmalıdır. Gerilim baskıları çıplak bağlantılarda barada, çubukta veya tüpte minimuma indirilmeli ki köşegen noktalar bu amaçla yuvarlaştırılır, uygun çubuk çapı veya tüpü ve bunların dış şekline uygun yuvarlık ile gerilim baskıları minimuma indirilir.



### **3.4.3. Bushing koruyucuları**

Bushinglerin izolasyon mesafeleri tankın genişliği veya yüksekliğine göre belirlenmelidir. Bu yüzden bushinglerin alt terminal kısmı uniform olmaz, pürüzsüz koruyucu çevresi ile gerilim baskıları azaltılır. Bütün izolasyon mesafeleri ayrıca bushing izolasyon koruyucuları ile azaltılabilir.

### **3.4.4. Yüksüz kademe değiştiriciler**

Kademe değiştiricileri ekipmanlarının izolasyon mesafesi yine tank ölçülerine göre belirlenir. Bazı yüksüz kademe değiştiriciler izolasyon koruyucuları ile kuşatılmaktadır.

### **3.4.5. Yük altında kademe değiştiriciler**

Yük altında kademe değiştiricilerin aktif kısmı ayrı bir tankda ve ana tankdan bağımsız bir şekilde izolasyonu sağlanmıştır.

### **3.4.6. Tank koruyucuları**

Topraklanmış tank yüzeylerinin dış çevresinin sargılara, kademe değiştiricili bağlantılara ve bushing bağlantılarına karşı yeterli mesafede korunması gerekir. Özel hazneye yerleştirilmelidir. Bushing konfrigrasyonu özel izolasyon mesafesi ve koruyuculara ihtiyaç duymayı gerektirebilir.

### **3.4.7. Faz-Faz izolasyonu**

Nüve yapılı trafolarında, faz-faz izolasyon bariyerleri nüve pencere boşluğunun azalmasına yardımcı olur. Etkin yağ hacmi açıklığı içine, küçücük yağ odacıkları ile bu durum sağlanır. İzolasyon bariyerleri ayrıca şarjlı partiküllerin faz-faz doğru kolayca hareketini engeller. Bu şekilde şarjlı partiküller yıldırım düşmesi veya anahtarlama anında oluşabilmektedir.

#### 4. TRANSFORMATÖR ARIZALARININ İNCELENMESİ

Trafo arızalarının incelenmesi birçok yönden doktorun hastasını tedavi etmede uyguladığı prosedüre benzer. Günümüzde trafonun sağlıklı bir şekilde işletilmesi için birçok metot ve cihaz geliştirilmiştir. İhmal edilecek küçük bir problemin ilerleyerek şiddetli bir arızayı vuku bulduğu tecrübelerle kesinleşmiştir. Trafonun işletme yaşadığı olaylara ait bütün doküman ve kayıtlar ile teşhis testlerine ait bilgiler trafo arızasının değerlendirilmesinde yardımcı olacaktır. Trafoda yaşanan sorunun erken fark edilmesi problemin gelişim sürecini yavaşlatır. Birçok trafo işletmecisi ve imalatçısı trafo işletmesinde kazanmış oldukları farklı uygulamalara ve dizaynlara sahip tecrübeleri karşılıklı olarak paylaşma suretiyle trafolarla ait optimum performans oluşturma gayreti içerisindeyler.

Bu paylaşımlar trafo dizayn ekipmanları, uygulama ve işletme arıza incelemesini kapsamaktadır. İncelenecek arızada ilgisi varsa problemin belirlenmesi için dizayn elemanları önem taşıyabilmektedir. Arızanın gerek gördüğü ölçüde trafoya ait tüm komponentler genelde incelenmesi gerekir. Arıza analizi oldukça kompleks ve kapsamlıdır. İnceleme safhasın da arızanın birçok detayı içermesi arızada kesin bir tanımlamaya imkan tanımaz. Gerçekten bir arızanın tüm detayları ile incelenip belirlenmesi için oldukça kapsamlı inceleme içeriğini bir araya getirmek gerekebilir. Burada arıza inceleme prosesi anlatılacaktır.

Arıza incelemede mükemmel referans ANSI/IEEE C57.117, IEEE Guide for Reporting Failure Data for Power Transformers and Shunt Reactors an Electrical Power Systems, ve ANSI/IEEE C57.125,IEEE Guide for Failure Investigation, Documantation and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors kullanılmıştır. Bu standartlar arıza incelenmesinde önemli tüm faktörler için metodoloji oluşturarak değerlendirme imkanı sağlar. Arıza incelemesi görevinde olan mühendisler için bu standartların tanımladığı şekilde kötü durum planı hazırlayabilmelerinde vazgeçilmez kaynak olmaktadır [16].

Trafo arızasında koruma rölelerinin çalışması veya trafo çalışma performansında duyulan şüphe ile araştırma başlar. Trafonun servis harici olmasından sonra gelişen arıza incelenmesi güç sistem işletmesinde çalışan mühendisler için her şeyden daha önemlidir. Arıza durumunu açıklayıcı bulguların dikkatlice toplanması, arıza değerlendirmesi yapacak personele aktarılmasının güç sistem işletmecilerinin kesinlikle sağlaması gerekir. Aynı zamanda arıza anında ekiplerin mümkün olduğunca koordineli çalışması ve bilgi alış-verişinin de şeffaf olması gerekir. Arızaya teşhis için doğru karar vermede en alt çalışandan en üst yönetimine kadar arıza ile bilgilerin sağlıklı bir şekilde paylaşılması arıza incelemedeki isabeti artıracak şüphe duyulmayacak kadar açıktır.

Arıza incelemesi dört ana bileşenden teşekkül eder; hazırlık, test, inceleme ve sonuç raporunun düzenlenmesi ile son bulur [17].

Hazırlık aşamasında arıza hakkında hızlı bir şekilde bilgi, doküman toplanır, aynı anda arızaya ait bulgular kaybedilmeyecek şekilde test çalışmaları da gerçekleştirilir. Bazı durumlarda tecrübeye bağlı olarak arıza incelemesinde çalışan; hızlıca sonuca götürecek testlerin uygulanmasını talep edebilir. İnceleme ise üç adımdan oluşur, şöyle ki; harici inceleme, dahili inceleme ve nihayetinde gerek duyuluyorsa trafonun tankından çıkarılarak, açılarak incelenmesi ile araştırma tamamlanır. Arızayı değerlendirmek için yeterli veri toplandığında ve test sonuçlarına göre arıza inceleme mühendisleri incelemelerinin ardından arıza kaynağı olan faktörleri tespit edebileceklerdir. Aşağıdaki adımlar arıza ve problemin belirlenmesinde kullanılmalıdır.

- Arızası incelenecek trafoya ait geçmiş kayıtların ve bilgilerin toplanması,
- Arıza mahalline gidilerek uygulama ve işletme bilgilerinin elde edilmesi,
- Arızanın veya problemin vuku bulmasına şahit olmuş tüm personelle görüşmek,
- Trafonun incelenerek gerekiyorsa kısmi veya tümüyle de monte edilmesini sağlamak,
- Elde edilen bilgilerin ve trafonun geçmişine ait kayıt ve raporların analiz edilmesi,
- Ön rapor hazırlayıp, katkı sağlama imkanı olan personelle paylaşarak, raporun

gözden geçirilmesi ve kontrolü ile varsa ilave bilgi veya raporda değişiklik ihtiyacını gidermek,

- Final raporunun hazırlanması

Genel kural olarak hiçbir detay ihmal edilmemelidir. Tecrübeler göstermiştir ki bazen çok basit ve hafife alınan bir detayın, ipucu teşkil ederek arızanın veya problemin çözülmesine yardımcı olmuştur. Bu nedenle arızaya ait bütün bilgilerin toplanması arızanın çözümlenmesinde oldukça önem taşımaktadır [16].

#### **4.1. Güç Transformatoründe Arızanın Yaşanması ve Belirlenmesi**

##### **4.1.1. Şüpheli arızaların takip edilmesi**

Arıza incelemesinde bulunan kişinin, trafonun koruma ekipmanı ile anormal işletme durumunda uygulayacağı prosedürlerin tahmin edilmesini içerir. Arızalı durum veya trafoda karşılaşılan olaya karşı uygulanacak yonteme karar vermek gerekir.

Uygulamada, ilk önce trafonun izolasyon testleri trafonun ilk işletmeye girme sırasındaki durumundan başlayarak son elde edilen test değerlerine göre kontrol yapılır. Koruma ekipmanı ile servis harici olan veya anormal işletme şartlarında çalışan trafonun hasarının büyümemesi veya hasar görecekle arızayla karşılaşılmaması için tekrar enerjilendirilmeden bu kontrolün yapılması gerekmektedir. Trafo enerjilendirilmeden veya enerjilendirildikten sonra koruma ekipmanınca çalışan rölelere ait sinyallerin kaydedilmesi gerekir. Bu şekilde güç trafolarında bilgilerin toplanması ile işletmede arıza değerlendirilmesinde yardımcı olacaktır [18].

##### **4.1.2. Arızalı transformator hakkında bilgi toplama**

Bilgilerin toplanması için işletmede çalışanların tüm seviyelerde işbirliği içerisinde incelemede bulunan kişiye hızlı ve doğru bir şekilde arıza ile ilgili trafoya ait bilgileri geçmişiyile beraber ulaştırmalıdır. Aynı zaman da imalatçı da arıza hakkında bilgilendirilmelidir. Özellikle garanti kapsamında bir trafoda arıza söz konusu ise

imalatçı fabrika testleri, trafonun geçmişine ait bulguları, trafo projeleri ve normalin dışındaki veriler ile arızayı aydınlatmasına fayda sağlayacağı düşünülen bilgiler toplanmalıdır. Bu şekilde arıza analizi yapacak bilgiler bir araya getirilerek, üreticiye veya onarım ekibine tavsiyede bulunacak kararlar elde edilir. Böylece işler hızlılık kazanır, arıza teşhisi için isabetli kararlar alınabilir [18].

#### 4.1.3. Hazırlık

Bazı hazırlıklar öncelikle arıza mahalline seyahat ile incelemeye başlamak ile olmaktadır. Arıza mahallinde inceleme dedektif mesleğine benzer bir iş şeklinde merak duyulan ve canlı tanıkların bilgilerinden yararlanan mülakatlar ile devam eder. Arıza mahalline gitmeden önce arızalı trafoya ait dosyanın elde edilmesi ve incelenmesi daha fazla işe yarar. Bazı bulgular ile mevcut bilgiler analizi hızlandırır. Çizelge 4.1 hazırlık aşamasında kontrol edilmesi gerekli konuları göstermektedir.

Çizelge 4.1. Hazırlık kapsamında incelenecek konular [18]

-Trafoya ait işletme kullanım kılavuzu (Trafoya ait bilgileri içermeli, trafo resimleri, trafo ekipmanlarını anlatmalı ve fabrika fotoğraflarını içermelidir.)
-Trafo test raporları
-Fabrika test raporları
-Saha testleri
-Rutin test raporları
-Trafo Merkezine ait tek hat diyagramı
-Koruma/sekonder projeleri
-Geçmişe dönük çalışmalara veya arıza durumlarına ait raporlar
-Koruma ve Ölçü sistemlerine ait ayarlar
-Kamera
-Şerit metre
-Koruyucu giysi (baret v.s)
-Saha gözlüğü, koruyucu gözlük
-Kayıt cihazı (recorder)
-Mercek
-Işıldak, el feneri
-Mıknatıs (Manyetik partikül parçalarını arıza yerinde belirleyebilmek için)
-Yağ numune şişesi ve Şıngası
-Oksijenmetre

#### 4.1.4. Sahada yapılacak inceleme

Zaman kaybetmeden arızalı trafoda incelemeye başlamak oldukça önemlidir. Bulgular geç incelemeye başlanıldığında kaybolabilir, sistemin çalışması için arızalı trafo yerinden hareket ettirme ihtiyacı söz konusu olabilir. Bu nedenle bulguların toplanması ve testlerin uygulanması mümkün olduğunca çabuk şekilde yapılmalıdır. Bazı durumlarda işletme birimleri arıza incelenmesinde bulunan kişiden daha önce sahada bulunabilmektedirler. Her ne kadar pratik olmasa da incelemeyi yapan kişi trafo merkezine ulaşmadan sistem toparlanma çalışmaları bitmiş olabilir. Bu nedenle işletme elemanları yapacakları çalışmalarda bulguların mümkün olduğunca kaybolmamasına dikkat etmelidir. İmkanlar dahilinde mümkün mertebede işletme ekipleri arıza incelenmesi yapıldıktan sonra çalışmalarına başlamalıdır. Fotoğraf çekmeli, görsel inceleme yapılmalı, gerekli notlar alınmalı, gerekli testler uygulanmalı ki yapılacak analiz için yardımcı olacak bilgiler elde edilmiş olabilsin.

Transformatör, trafo merkezi ve genel bölge oldukça önemlidir. Trafonun geçmişinde işletmecisi ve bakımını yapan personelin arıza durumunda bulguları değerlendirmede oldukça yardımcı olabilecek bilgileri sağlamaları söz konusudur. Tercihen trafonun en az iki incelemeci tarafından incelenmesi uygun olmaktadır. İki incelemeci birbirlerini destekler, bulgular üzerinde tartışır, acil olarak uygulanması gereken gelecek adına kararları almaları hızlanır [18].

Arıza olduğunda bazı konuların; arızanın tarihi-saati, fiziksel olarak trafonun durumu, arıza ile beraber trafonun durumu, aşağıda çizelgelerde belirtilen konular göz önüne alınarak genel inceleme durumları değerlendirilmelidir [18].

Çizelge 4.2. Parafudr hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları [18]

-Parafudr çalışmış mı?
-Parafudr sayacı kontrol edildi mi?
-Parafudrun fiziksel durumu normal mi?
-Parafudrun elektriksel durumu nasıl?
-Parafudr toprak bağlantısı kontrol edildi mi?

Çizelge 4.3. Harici olarak tavsiye edilen genel inceleme durumları [18]

-Yıldırım Düştüğüne dair iz var mı?
-Yıldırım veya şimşek Trafonun olduğu bölgeye düşmüş mü?
-Beklenmedik sesler,durumlar söz konusu mu?
-Trafo üzerinde veya aksesuarında enkaz,artık var mı?
-Trafo üzerinde hayvan ölüsü var mı?
-Herhangi bir hayvan teması var mı? (Ölmemiş de olabilir.)
-Yabancı cisim var mı?
-Kızarıklık ,atlama izi var mı?
-Işıma v.s var mı?
-Trafo su sisteminde anormallik var mı?
-Tablocu ve/veya arızaya şahit olan kişilerle görüşüldü mü?
-Arıza durumunda trafonun yükü?
-Sistemdeki olaylar hakkında bilgi toplandı mı?
-Terör saldırısı söz konusu mu?
-Trafonun arızalanma anına ait arıza kayıtları incelendi mi?

Çizelge 4.4. Soğutucu sistem hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları [18]

-Fanların ve pompaların çalışması normal durumda mı?
-Radyatör vanaları tamamı ile açık mı?
-Soğutma sisteminde artık veya korozyon var mı?

Çizelge 4.5. Ana tankın durumu hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları

-Kazanda şişme,bombe,çıkıntı var mı?
-Tank da çatlak var mı?
-Tank da kaçak var mı?
-Aşırı ısınmaya dair iz var mı?
-Konservatuardaki yağ seviyesi normal mi?
-Conta,bushinglerde, kapaklarda anormallik var mı?
-Gaz basıncı açık mı?
-Kontrol panosunda olumsuzluk var mı?

Çizelge 4.6. Bushingler hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları [18]

-Kaçak var mı?
-Porselen kırığı var mı?
-Taplerde delik var mı?
-Atlama izi var mı?
-Yağ seviyesi normal mi?

Çizelge 4.7. Kademe değiştirici hakkında tavsiye edilen genel inceleme durumları

-Kademe değiştirici pozisyonuna bakıldı mı? (Eğer varsa)
-Maksimum kademe değiştirme pozisyonu?
-Minimum kademe değiştirme pozisyonu?
-Yüksüz kademe değiştiriciyse şayet pozisyonu?
-Kademe değiştirici yağ seviyesi normal mi?
- Kademe değiştirme sayaç kaydı alındı mı?

Çizelge 4.8. Alarım ve açma bilgileri [18]

-Diferansiyel çalıştı mı?
-Aşırı Akım Rölesi çalıştı mı?
-Aşırı yük rölesi çalıştı mı?
- Toprak arıza rölesi çalıştı mı?
- Yönlü toprak rölesi çalıştı mı?
- Aşırı ikaz rölesi çalıştı mı?
- Ölçüm indikatörleri (aşırı yük,dengesizlik ,açık faz) çalıştı mı?
- Basınç rölesi çalıştı mı? (Bucholz gibi.)
-Likid veya yağ sıcaklığına bakıldı mı?
-Sargı veya sıcak nokta izi var mı?
- Ana tankda yağ seviyesinin durumu?
-Kademe değiştirici de yağ seviyesinin durumu?
-Konservatuar da yağ seviyesinin durumu?
-Gaz algılama rölesi bilgileri, kontrol edildi mi?
-Gaz toplama rölesi bilgileri, kontrol edildi mi?
-Yağ hareket rölesi, kontrol edildi mi?
-Anansiyatör sinyalleri, kontrol edildi mi?
-Sigorta atmış mı?
-Arıza kaydedici kayıtları, kontrol edildi mi?
-Osilograf kayıtları, kontrol edildi mi?

#### 4.1.5. Elektriki testler

Transformatör arıza teşhis testlerinde ilk önce herhangi bir testin uygulanmadan önce, trafonun sistemden ve yardımcı kaynak noktalarından bağlantılarının ayrıldığına ve düzgün bir şekilde topraklanmış olduğuna dikkat edilmelidir. Elektrik testleri yanıcı gazlar uzaklaştırılmadan, güvenlik önlemleri alınmadan uygulanmamalıdır. Elektrik testlerine başlamadan önce temizlik yapma ihtiyacı da gerekli olabilir. Bu testlere imalatçının tavsiye ettiği testlerin uygulanması yerinde



bir yaklaşım olur. Çizelgelerde uygulanacak elektrik testlerinin amaçları belirtilmiştir.

Çizelge 4.9. İzolasyon direnci testleri [19]

Sargı-sargı	Ana izolasyon ve hasar noktasının tespitini sağlar.
Sargı-Toprak	Ana izolasyon ve hasar noktasının tespitini sağlar.
Tüm Sargıların toprağa göre	Ana izolasyon ve hasar noktasının tespitini sağlar.
Nüve toprak	Nüve toprak arızasının tespitini sağlar.
Polarizasyon Endeksi	Ana izolasyonun kontrolünü sağlar.

Çizelge 4.10. Diğer saha testleri

Sarım Oranı	Yardımcı izolasyon ve hasar noktasının tespitini sağlar.
Power faktör	Ana izolasyonun kontrolünü sağlar.
Sargı DC direnç	Yardımcı izolasyon ve hasar noktasının tespitini sağlar.
YağınDielektrik Dayanımı	Hasar noktasının tespit edilmesini sağlar.
İkaz	Yardımcı izolasyon, mekanik hasar ve hasar yerinin tespitine yarar.
Düşük gerilim impulse	Mekanik hasar, hasar yerinin tespiti, yardımcı izolasyon kontrolü.
Endüksiyon gerilim testi	Yardımcı izolasyon kontrolü
Empedans	Mekanik hasar, hasar yerinin tespiti, yardımcı izolasyon kontrolü
Frekans Cevabı Analizi	Mekanik hasar, hasar yerinin tespiti, yardımcı izolasyon kontrolü

Megaohm ölçüm testleri; izolasyon direnci ölçümü kaçak akımların fonksiyonudur, şöyle ki; bu kaçak akımı izolasyondan akar veya harici kaçak yüzeylerden geçer. İzolasyon direnci ölçümünde; sıcaklık, nem, harici kaçak yollar, mesela kirli izolasyon, bushingler ölçümü etkiler. Sargı ve toprak (nüve) veya iki sargı arasındaki izolasyon ölçülür. Eğer baskı altındaki izolasyon anma değerine yakın gerilime maruzsa, izolasyon direncini, durmadan zamanla azalan eğilimindeki sabit gerilimle belirlenir, bu durum izolasyon arızasının indikatörüdür. Eğer 500-2500 V arasında %25 den fazla farklı değer okunursa, ilave olarak polarizasyon endeksine, izolasyon power faktörüne, yağ içindeki nem miktarı, dielektrik testler ve diğer testlerinde

kontrol edilmesi gerekir. Güç trafolarında minimum izolasyon direnci değeri, bir dakika direnç ölçümünde aşağıdaki formül kullanılır;

$$R = \frac{C.E}{\sqrt{kVA}} \quad (4.1)$$

Megaohm test sonuçlarında minimum değerın altında ölçüm muhtemel bir izolasyon delinmesini indike eder. Eğer megaohm testi sıfır veya aşağı değerde ölçülürse sargı-toprak, sargı-sargı kısa devresi veya ağır karbon izlerinin olduğunu indike eder.

Polarizasyon endeksi testlerinde amaç ekipmanın uygun işletmede veya aşırı gerilim testine uygun olduğunu belirlemektir. Polarizasyon endeksi 10 dakika sonunda ölçülen megaohm direncinin 1 dakikalık ölçülen megaohm direncine oranı ile sabit gerilimde ölçümüdür. Çizelge 4.11’de ki değerler trafo izolasyon polarizasyon endeksini değerlendirmede referans alınır.

Çizelge 4.11. Polarizasyon endeksi değerlendirme kriteri [20]

Polarizasyon Endeksi	İzolasyon Kondisyonu
1 den küçük	Tehlikeli
1,0-1,1	Zayıf
1,1-1,25	Şüpheli
1,25-2,0	İyi
2,0 nin üzerinde	Çok iyi

Çevirme oranı testinde amaç; küçük problemlerin yani sargıda sipir-sipir ve izolasyon kısım-kısım problemlerinin trafoda temel olarak belirlenmesidir. Bu test öncelikle, iç sargı kısa devreleri veya kademe değıştirici de istenmeyen problemlerin belirlenmesine yardımcı olur. Ayrıca uyartım akımı ölçülür, şöyle ki; zayıf bağlantılardan yüksek direnç var mı veya toprak iletkenleri kontrol edilir. Trafo etiketinde yazan değerler ile ölçülen değerler karşılaştırılarak, çevirme oranı hatası hesaplanır. Bu değer  $\pm$  %0,5 aralığında ise herhangi bir problem söz konusu değildir. Eğer sargılardaki sipirlerin numarası biliniyorsa, çevrim oranı hatası testi ile ilgili hatalı sipir tespit edilebilir. Açık sipirler uyartılan sargıda çok düşük ikaz akımı ve çıkış gerilimi vermeyerek kendilerini gösterirler. Açık sipirler çıkış sargısında ise

normal ikaz akımı çekilir, fakat hiç veya çok az kararsız çıkış gerilimi elde edilerek kendini gösterir. Çevirme oranı testi tüm kademelerde uygun bağlantılar ile yapılmalıdır. Yük altında kademe değiştiricili trafolarla, kademe değiştirmede iki kontak aynı anda devreye girebilir, bunun için kademe değiştiricinin etiket değerleri kontrol edilmelidir. Bu test ile ayrıca yüksek dirençli bağlantılar veya yüksek kontak dirençli kademe değiştiriciler, yüksek ikaz akımı ve dengesizliği tespit edilebilir [21].

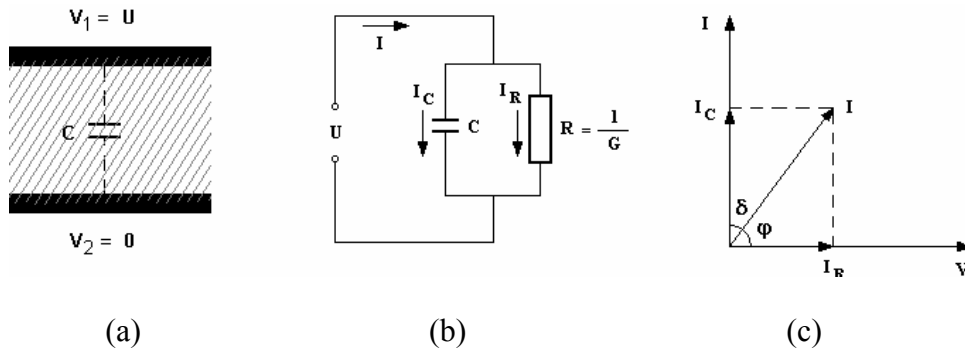
Tek faz düşük gerilimli 50 Hz ikaz akımı testi trafonun mevcut durumunun tespiti için oldukça önemlidir. Özellikle arıza yerinin belirlenmesinde, sargıda mı veya manyetik devre olduğunun belirlemek için iyi bir testtir. Bu test değerleri ilerde referans alınması için test aleti, bağlantı grubu, test bağlantıları, sıcaklık ve uygulanan gerilimin kaydedilmesi gerekir. Akım ve gerilim okumaları, watt akımları ile sargılarda veya nüve yapısından kaynaklanan arızaların yerini belirler. Watt akımları nüvenin rezidüel manyetiğinden az da olsa etkilenir. Fakat aşırı etkilenmeleri arıza akımlarında sargıda veya manyetik devreden kayıplardan dolayı olmaktadır. Ölçüm sonuçları benzer ünitelerde %10 dan fazla değişmemelidir. Sonuçlar karşılaştırılarak önceki testlerin yapıldığı ortam şartlarında %5 den fazla değişmemelidir [19].

İzolasyon power faktörü ölçümü 50 Hz AC gerilimde, uygulanan gerilimin genliği ile izolasyon sisteminin belirlenmesidir. Herhangi bir izolasyon sistemi paralel kapasite ve dirençten teşekkül eder. Power faktör testi izolasyon sistemi için kaçak akımların izolasyon sistemi direncin de ki kaybı ölçülür. Düşük kaçak akım, düşük power faktör ve iyi bir izolasyon sistemi demektir.

Power faktör ölçümünün DC direnç ( $m\Omega$ ) değerine göre avantajları vardır. DC direnç testi iyi izolasyonla kötü izolasyon seri olduğundan, sonuç kötü çıkabilir. Keza power faktör ölçümünde izolasyon sisteminde hacim değişiminden değişim söz konusu değildir. Negatif power faktör izolasyonda atlamaya işaret edebilir. İzolasyon sisteminin power faktörü uygulanan AC gerilimin artması ile de artmaz. Eğer uygulanan AC gerilim artması ile power faktör artıyorsa izolasyon sisteminde problem vardır.

Power faktör ölçümünde ayrıca boşluk, izolasyon sisteminde yüksek kısmi boşalmalara neden olacak yerlerin tespit edilmesini sağlar. Bu testte kullanılacak ölçüm setinin trafo merkezinin elektrostatik enterferansından etkilenmeyecek yapıda olması önem arz eder. Yüksek frekans kullanmak enterferans etkisine iyi bir çözümdür. Test sonucunda elde edilen değerler ile fabrika test değerleri ve önceki test değerleri karşılaştırılarak izolasyon sistemindeki bozulma ve miktarı tespit edilir.

Karşılaştırmalı testler içerisinde en iyi indikatör olanı Power Faktör testidir. Karşılaştırma durumunda yanılığın ortadan kaldırmak için sargı sıcaklığı ve nem bilinmelidir. Şekil 4.1’de görüldüğü gibi toplam akım  $I$  ile kapasitif akım  $I_C$  arasındaki açı  $\delta$  direkt olarak yalıtkanlıkla ilgili bir değerdir. Kayıp açısı yalıtım malzemesinin kalınlığına, yüzeyine ve malzeme içerisindeki iyonizasyona, yabancı madde ve partiküllere, hava boşlukları v.b. etkenlere bağlıdır. Bu nedenle kayıp açısı ölçümleri yalıtım malzemelerinin yalıtkanlığını değerlendirebileceğimiz sonuçlar verir [20].



Şekil 4.1. İzolasyon malzemesinin matematik modeli a) Yalıtkan madde, b) Eşdeğer devre, c) Eşdeğer devredeki akımların vektör diyagramı

Şekil 4.1’deki devrede aktif kayıp;

$$P = U.I.\cos\varphi = U^2.C.\omega.tg\delta \quad (4.2)$$

olur.

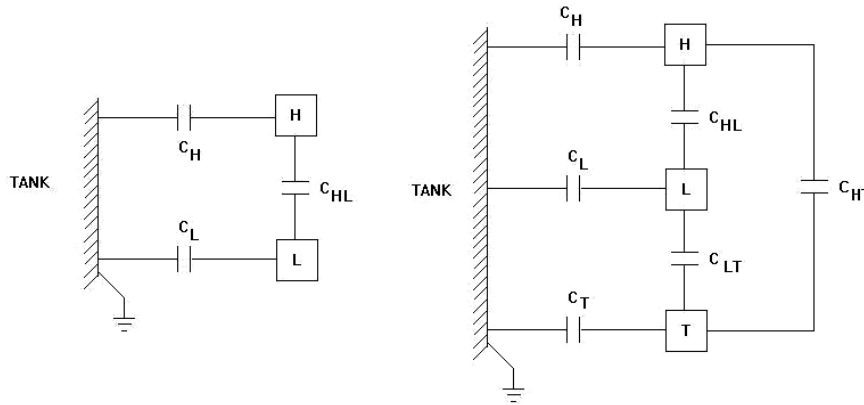
Ölçülen P.F.% değeri  $\text{Cos}\phi$  ye tekabül etmektedir. Diğer bir deyişle :

$$\text{Cos}\phi = P / U.I \quad (4.3)$$

formülünde eşitliğin her iki tarafını 100 ile çarparsak;

$$100.\text{Cos}\phi = 100. P / U.I = \text{P.F. \%} \quad (4.4)$$

olarak isimlendirilir. Şekil 4.2'de iki ve üç sargılı transformatörlerin eşdeğer kapasiteleri gösterilmiştir.



Şekil 4.2. Power faktör için transformatörlerin eşdeğer devresi a) İki sargılı trafo, b) Üç sargılı trafo [21]

Sargı direnci ölçümleri, düzgün bağlantı yapıldığının kontrolü ve belirlenmesi, şayet paralel iletkenli sargılarda açık devre durumu veya yüksek dirençli bağlantı varsa tespitini sağlar. Üç fazlı trafolarında, bu ölçüm her bir faz-nötr arası uygulama yapılır. Üçgen bağlı trafolarında genelde ölçülen sargıya paralel şekilde iki sargı seri olur, bu şekildeki üçgen bağlı sargılarda üç ölçüm yapılarak, hesapla bireysel sargıların direnci belirlenebilir. Şayet test esnasındaki değerler fabrika test değerleri ile karşılaştırıldığında %5'lik fark var ise değerler normal kabul edilebilir, bunun dışındaki DC direnç okumaları problem olduğunu indike eder.

Düşük gerilim impulse testi, kısa devre veya trafonun nakli sonucunda sargıların mekanik hareketinin tespiti için bu test uygulanır. Genel de sargılarda iki temel olay göz önüne alınır, farklı devre kullanılarak genlikte büyük değişim gözleniyorsa

radyal hareketin olduğuna, fazda değişme gözleniyor ise fazlardan biri aksiyal olarak hareket etmiştir şeklinde yorumlanabilir [19].

Endüklenen gerilim testi ile kısmi boşalmalar izolasyonda belirlenir. Trafo test için hazırlandığında, uygulanan testte ikaz akımı aşılmadığı ve başka bir arıza gösteren işaret yoksa, gürültü, duman, yağ tanecikleri veya kabul edilmeyen boşalma seviyesi yoksa, test başarılıdır.

Kısmi deşarj testi ile transformatörlerde sargı iletkenleri ve bağlantı iletkenlerinin diğer metal kısımlardan ( kazan, kapak, çekirdek saç paket v.s. ) yalıtılması için farklı tür ve özellikte yalıtım malzemeleri kullanılması ve bu malzemelerin yapısında bulunabilecek bazı yabancı partikül ve bozukluklar, transformatörler işletmeye alındığında gerilim altında kısmi boşalmalara neden olabilmesi nedeniyle belirli periyotlarla oluşan bu kısmi boşalmalar zamanla transformatörün yalıtımını bozmakta ve ileri safhalarda büyük arızalara neden olmasından dolayı imalat bitiminde transformatör içerisinde kısmi deşarj oluşturan bu tarz bozuklukların olup olmadığının araştırılması yapılır.

Radyo etkileşim gerilim testi (RIV) saha testi  $500\mu V$  veya daha azdır. Mikrovolt seviyesi 1 dakikalık periyotta %25'den fazla artırılmamalıdır. Tüm test sürecinde okunan seviyede veya aşağısında olmalıdır [18].

Akustik emisyon testi yağ izolasyonlu güç trafolarında uygulanır. Saniyedeki 10.000 pulse'ın endüklenen test esnasındaki sayısı belirlenir. Arıza anında uygulanacak incelemeye açıklayıcı bilgi sağlar.

Tek faz empedans testinin üç fazlı trafolarında uygulanması ile trafo sargılarında herhangi bir hareket yok ise bu test sonucu fabrika test sonucuna eşit olmalıdır.  $\pm\%2$ 'lik değişim kabul edilebilir.

Nüve toprak direnci testi ile yapılan ölçmelerde yeni bir trafoda nüve toprak arasında izolasyon direnci 1000 M $\Omega$  olarak ölçülmelidir. Bu değerin 50 M $\Omega$  aşağısında bir değer de, eğer herhangi bir nüve hareketi veya mekanik hasar yoksa kabul edilebilir.

Yüksek potansiyel testi (Uygulanan gerilim testi) ile major izolasyonun temel baskıları belirlenir. Ayrıca bu test ile izolasyon-toprak arasındaki akım taşıma yolları; kademe değiştirici bağlantıları, akım trafoları ve bushingler test edilir, bu test de nüve ikazlanmamalıdır. Sisteme zarar verici riski bulunan, trafonun servise alınıp alınmayacağını belirler.

Frekans Cevabı Analiz testi genelde FRA veya SFRA olarak bilinmektedir. Bu test yeni bir test tekniği olmasına rağmen güç transformatörlerinde kondisyon veya durum tespiti yapmak amacıyla hızla kullanılmaktadır. Bu testin en büyük avantajı diğer testlerle anlaşılması çok güç olan; sargılarda kısa devre arızaları sonucu olabilecek mekanik bozulmayı açıkça gösterebilmesidir. Frekansın trafoda RLC devresindeki davranış şekli ile trafo kısımlarının yapısal durumunun kontrolüne imkan sağlar. Frekans cevabı analizi trafoların çalışma performanslarının izlenmesi, trafo arızalarının etkin ve kesin bir şekilde tespit edilebilmesi, trafolar için önleyici bakım çalışmalarının yapılabilmesi ve arızalanan trafonun tekrar servise dönmeden önceki durumunun izlenmesi bakımlarından önemli bir testtir [22].

#### **4.1.6. Yağ kimyasal testleri ile gaz analizi testleri ve yağ numunesinin alınması**

Yağ numunesinin alınması ve yağ kimyasal testleri için sahada ve laboratuarda inceleme ile trafonun açılması veya arıza sonrası uygulanacak herhangi bir elektrik testinin uygulanmasından önce yapılması gerekir. Çizelge 4.12'de yağ kimyasal analizi ve yağ gaz analizi için kontrol edilmesi gereken durumlar belirtilmiştir.

Dielektrik dayanımın ölçülmesinde likid izolasyonun minimum delinme gerilimi iki metal elektrod arasında belirlenir. Düşük dielektrik dayanım, sıvı izolasyonun kirlendiğine veya su, karbon ve/veya diğer yabancı maddelerin varlığına işaret eder.

Şunu belirtmek se fayda olacak, yüksek dielektrik dayanımda sıvı izolasyonun kirlenmediğini garanti etmez. Yağ testi uygulanacak arızalı trafoda arızadan öncesi yağ kalitesi hakkında bilgi vermez, arıza anında karbon ve döküntüler yağ içine yayılabilir. Test sonucunda yağın dielektrik dayanımı minimum 50 kV/inch olması beklenir, aksi halde yağın dielektrik dayanımında problem olduğunu indike eder[20].

Çizelge 4.12. Yağ kimyasal ve yağ gaz analizi testlerinde kontrol edilmesi gereken durumlar [18]

-Saha ölçümlerinde toplam yanıcı gaz değeri veya gaz detektör rölesinde toplanan gaz miktarı belirlenmeli.
-Gaz miktarının kontrolü yapılalı.
-Laboratuarda toplam yanıcı gaz değeri ölçülmeli.
-Yağ içinde çözünmüş gaz miktarı belirlenmeli.
-Yağ kimyasal analizi ile yağın kalitesine dönük testler uygulanmalı.
-Yağ içerisinde ki çeşitli partikül ve materyallerin tespiti için testler yapılmalı.
-Yağ içerisindeki PCB miktarı ölçülmelidir.

Yağın iç yüzey delinme gerilimi (N/cm), kuvvetin yağ filmi üzerindeki su kabarcığının bükülmesi olarak tanımlanabilir. Yüzeysel delinme yağın yaşlanmasının habercisi bir testtir. Belirli kirlenme, sabunlaşma, boya, vernik ve oksidasyon üreten durum yağda söz konusu ise yağın film dayanımı zayıflar, delinme için düşük kuvvet yeterli hale gelir. Yağ servis de iken kirlenmede artış, oksidasyon üretilmiş veya her ikisi birlikte oluyorsa yüzeysel delinme değeri düşer. Arıza incelemesinde Ülkemizde bu değer minimum 20 N/cm olarak kabul edilmektedir [20].

İzolasyon sistemleri için düşük su miktarı, elektriki dayanımın sürekliliği için istenir ve dielektrik kayıpların az olması beklenir. Mevcut yağın su miktarı elektriki testler ile belirlenemez. Ağır su miktarı, metallerde korozyonu hızlandırır ve ayrıca selüloz izolasyonunun ömrünü kısaltır. Yağ içerisindeki su miktarı ünitenin gerilim seviyesine bağlı olarak belirli limit değer de tutulması gerekir. Su miktarının belirlenmesinde yağın numunesinin alınışı ve testi oldukça önemlidir. Ülkemizde arıza analizinde yağ içerisinde ki su miktarı 170 kV gerilim seviyesinde 20 ppm, 380 kV gerilim seviyesinde 15 ppm olarak uygulanmaktadır [20].



Yeni yağın rengi genellikle saydamlık derecesi endeksine göre kabul edilir. Yeni yağın genelde açık ve temiz olması beklenir. Servis de ki trafonun yağının renginin değişmesi kirlenme ve/veya bozulmanın habercisidir. Temiz yağ, düşük renk numaralılar olarak tanımlanır ve dahili ekipmanların görsel olarak incelenmesine imkan sağlar. İlave testler yağın işletme için güvenliği bakımından yapılmalıdır. Arıza analizinde renk değerinin maksimum 0,3 değerini aşmaması beklenir [20].

Bir hastalığın tanısında kan testlerinin büyük önem taşıması gibi, bir trafo arızasının saptanmasında da gaz analizleri çok önemli bilgiler içerir. Trafoların durumlarını izlemek için uzun yıllardan beri yağda erimiş gaz analizleri bir arıza belirleme yöntemi olarak kullanılmaktadır.

Trafodaki termik ve elektriksel arızalar sırasında yağ molekülleri ve diğer katı yalıtım malzemeleri parçalanarak yeni kimyasal oluşumlar meydana gelir. Anormal elektrik ve ısı stresi maruz kalan izolasyon yağlarının delinmesi sonucu çeşitli gazlar açığa çıkar. Bu gazların bileşimi arızanın tipine bağlıdır ve analizleri yapılarak arızanın durumu hakkında bilgi edinilebilir. Donanımda meydana gelen ark, korona ve yüksek sıcaklık arızaları sırasında yağ molekülleri parçalanarak bazı gazlar açığa çıkar. Bu gazlar zamanla yağ içinde çözünmeye başlar. Diğer bir deyişle yağ tarafından absorbe edilir. Erimeyen kısım serbest halde bucholz rölesinde birikmeye başlar.

Yağdaki gaz analizinde çoğunlukla Hidrojen ( $H_2$ ), Metan ( $CH_4$ ), Asetilen ( $C_2H_2$ ), Etilen ( $C_2H_4$ ), Etan ( $C_2H_6$ ) ve Karbonmonoksit ( $CO$ ), Karbondioksit ( $CO_2$ ), Azot ( $N_2$ ) ve Oksijen ( $O_2$ ) miktarları tespit edilir. Arızaların belirlenmesinde izolasyon yapısı ile birlikte numunelerden elde edilen gazların yoğunlukları, oranları ve toplamları kullanılmaktadır [24]. Analiz sonuçları bazı kriterler doğrultusunda değerlendirilerek trafo arızaları hakkında önemli bulgular elde edilir. Böylece arızanın türü, yeri ve şiddeti saptanabilir. Çoğu zaman donanımın açılmasına gerek kalmadan çok yavaş gelişen küçük boyutlu arızaların önüne geçilerek olası büyük arızalar önlenir, plansız kesintiler ve istenmeyen zararlar engellenmiş olur.

Özel yapılmış şırıngalarla, donanım servis dışı bırakılmadan yağ numuneleri alınır. Ekstraksiyon ünitesinde yağda çözülmüş olarak bulunan gazlar çıkarılıp toplam gaz miktarı ölçülür. Bu gaz karışımı kromatograf cihazına verilerek kalitatif ve kantitatif analizleri yapılır. Bulunan sonuçlar değerlendirilerek donanım hakkında bilgi edinilir. Gaz analiz sonuçlarının yorumlanması ve arızaların teşhisi için kullanılan başlıca yöntem IEC 60599 Standardına göre gaz analizi değerlerine göre arıza analizi metodudur. Bu metot da malzemenin maruz kaldığı sıcaklığa göre gaz oluşma karakteristiklerindeki değişimler esas alınmaktadır [25].

Bu gazların aşırı derecede oluşması arızanın belirtisidir. Bu kılavuz gazlarla arıza tipleri arasındaki ilişki aşağıda ki gibi özetlenebilir:

H<sub>2</sub>.....Korona

O<sub>2</sub> & N<sub>2</sub>.....Arıza ile ilintili olmayan gazlar

CO & CO<sub>2</sub>.....Selülozik izolasyonda delinme

CH<sub>4</sub> & C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>..... Düşük sıcaklıkta yağın delinmesi

C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>..... Yüksek sıcaklıkta yağın delinmesi

C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>..... Ark

Yorumlamada kullanılan kılavuz gazlar;  $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$  oranı,  $\frac{CH_4}{H_2}$  oranı ve  $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

oranı'na bakılarak gaz analizi değerlerine göre arıza yorumlanır. Şöyle ki; bu oranlardaki gazların öncelikle Çizelge 4.13'de belirtilen limitleri aşıp aşmadığı kontrol edilir.

Çizelge 4.13. IEC'ye göre güç trafolarında normal gaz limitleri (ppm) [25]

Trafo Yapısı	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
<b>Kademe tankı</b>							
<b>ana tankdan bağımsız</b>	60-150	540-900	5100-13000	40-110	50-90	60-280	3-50
<b>Kademe tankı</b>							
<b>ana tankla ortak</b>	75-150	400-800	5300-12000	35-130	50-70	110-250	80-270

Çizelge 4.13’de birinci değerlerin altı güvenli bölge, birinci ve ikinci değerlerin arası normal bölge ve ikinci değerlerin üstü kritik bölge olarak gösterilmiştir.

Limit değerler kontrol edildikten sonra, Çizelge 4.14’deki altı arıza türünün her biri, karakteristik hidrokarbon gaz çiftleri ile gösterilir. Bu çizelge, yağda erimiş gaz analiz sonuçlarını yorumlamak üzere IEC tarafından hazırlanmıştır [25].

Çizelge 4.14. Yağda çözülmüş gaz analizi değerlerinin yorumlama çizelgesi [25]

Arıza Türü	Arıza Tanımı	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Kısmi Deşarjlar	<0,01 (önemsiz)	<0,1	<0,2
D1	Düşük Enerjili Deşajlar	>1	0,1-0,5	>1
D2	Yüksek Enerjili Deşajlar	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Termik Arıza T< 300°C	<0,01	>1	<1
T2	Termik Arıza 300°C<T< 700°C	<0,1	>1	1 -4
T3	Termik Arıza T> 700°C	<0,2	>1	>4

Not 1:  $\frac{CH_4}{H_2} < 0,2$  (ölçü trafolarındaki kısmi deşarjlar için)

$\frac{CH_4}{H_2} < 0,07$  (bushingteki kısmi deşarjlar için)

Not 2 (\*) : Asetilen miktarındaki yükselmeler, arıza bölgesinde meydana gelen sıcaklığın 1000 °C'den büyük olduğunu gösterir.

Aşağıda ki verilerin ışığında bir kez daha durum değerlendirmesi yapılır.

- Toplam yanıcı gaz miktarı hesaplanır.
- Gaz artış hızları bulunur (günlük, haftalık ve aylık).
- İlgili trafo için belirlenen normlarla kıyaslanır.
- Arıza gazlarındaki artış oranına bakılır.
- Bulunan değerler önceki sonuçlarla karşılaştırılır.
- Trafodaki diğer arıza kaynakları araştırılır.
- Başka yöntemler de uygulanarak bulunan sonuçlar doğrulanır.

Sonuçların doğruluğu saptandıktan sonra diğer gaz oluşum kaynakları araştırılır. Bunun için şimdiki gaz değerlerinden bir önceki değerler çıkarılarak gaz oranları yeniden hesaplanır ve yeni duruma göre tekrar yorumlama yapılır. Özellikle CO ve CO<sub>2</sub> için bu işlemin yapılması gerekir. Önceki analiz değerlerine göre gaz artış hızlarında önemli yükselmeler varsa ve arıza gelişme gösteriyorsa, gerekli işlemlere hemen başlanır. Ayrıca arızanın kağıt kısmında olup olmadığı araştırılır. Aylık, haftalık hatta günlük numuneler alınarak analizlere devam edilir ve donanım gözlem altında tutulur.

Günlük, haftalık veya aylık gaz artış hızları, arızanın büyüklüğü ve siddeti hakkında çok yararlı bilgiler verir. Trafodaki yağ miktarının gaz artış hızına herhangi bir etkisi yoktur. Ancak gaz artış hızları hesaplanırken, trafodaki toplam yağ miktarının bilinmesi gerekir. Aşağı da güç trafoları için hazırlanan, normal gaz artış hızlarını gösteren bir çizelge görülmektedir. Ayrıca hesaplamalar için de bir denklem verilmiştir. Bu denklemle, herhangi bir gazın günlük artış miktarı mililitre olarak bulunabilir. Sonra Çizelge 4.15'deki normal gaz artış hızlarıyla kıyaslanır.

$$\text{Günlük Gaz Artış Hızı (ml/gün)} = m \frac{y_2 - y_1}{d \cdot (g_2 - g_1)} \quad (4.4)$$

$y_1$  = Referans analiz

$y_2$  = Son analiz

$g_1$  = Önceki analiz tarihi

$g_2$  = Son analiz tarihi

$m$  = Yağın ağırlığı (kg)

$d$  = Yağın yoğunluğu (kg/m<sup>3</sup>)

$(y_2 - y_1)$  = Gazdaki artış (ppm)

$(g_2 - g_1)$  = iki analiz arasındaki süre(gün)

Çizelge 4.15. Gaz artış çizelgesi [24]

Gazlar	Normal Gaz Artış Hızı (ml/gün)
H <sub>2</sub> = Hidrojen	< 5
CH <sub>4</sub> = Metan	< 2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = Etan	< 2
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = Etilen	< 2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> = Asetilen	< 0,1
CO = Karbonmonoksit	< 50
CO <sub>2</sub> = Karbondioksit	< 200

Eğer gaz artış hızları limit değerleri aşıyorsa, analiz süreleri kısaltılarak trafo gözlem altına alınır. Artış hızına göre aylık, haftalık hatta günlük periyotlarla gelişmeler devamlı izlenir. Gaz miktarındaki aylık %10'dan fazla artışlar genellikle normal karşılanmaz. Daha yüksek artışlar, örneğin haftalık %50 gibi artış yüksek enerjili arızaya doğru gidişi gösterir ve bu oldukça ciddi bir durumdur [24].

Arıza ve diğer nedenlerle oluşan gazlar yanıcıdır. Bu gazların yorumlama sırasında önemli bilgiler verir. Bu amaçla Doble Engineering firması tarafından Çizelge 4.16'daki toplam yanıcı gaz limitleri hazırlanmıştır. Bu değerlendirme, yanıcı gazların toplamı alınarak yapılır [24].

Çizelge 4.16. Trafodaki yanıcı gaz miktarının değerlendirilmesi için çizelge [19]

<b>Toplam Yanıcı Gaz(ppm)</b>	<b>Değerlendirme</b>
<b>0-500</b>	Herhangi bir kılavuz gaz normal limit değeri aşmadıkça trafonun çalışmasında bir sorun yoktur.
<b>500-1500</b>	Trafonun yalıtımında bazı bozulmalar olmuştur. Bir arıza olasılığına karşı gerekli önlemler alınmalıdır.
<b>1500-2500</b>	Trafonun yalıtımında büyük bozulmalar olmuştur. Trafoda bir arıza olabilir. Eğer durumda kötüye doğru bir gidis varsa, gerekli işlemler hemen yapılır.
<b>&gt; 2500</b>	Trafonun yalıtımında önemli bozulmalar meydana gelmiş olabilir. Gaz oluşum hızı ve gaz oluşum nedenleri araştırılır. Gerekli önlemler alınarak uygun işlemler yapılır.

Gaz analiz değerleri sonucunda elde edilen gaz değerlerinin oranlanması ile elde edilen arıza türleri içerisinde barındırdıkları muhtemel arıza indikasyonları Çizelge 4.17'de gösterilmiştir.

Çizelge 4.17. Güç trafolarında meydana gelen arızalar ve örneklerin gaz analizi değerlerine göre incelenmesi [24]

Arıza Türü	Arıza Tanımı	Arıza Örnekleri
PD	Kısmi Deşarjlar	-Yetersiz emprenye sonucu oluşan gaz dolu oyuklarda, aşırı nemli kağıtta, aşırı doymuş yağda, yağdaki boşluklarda ve x-mumlarının oluşturduğu iletken hatlarda meydana gelen deşarjlar.
D1	Düşük Enerjili Deşarjlar	-Farklı potansiyele sahip kötü bağlantılarda, ekran halkalarında, toroidlerde, bitişik sargı disk veya iletkenlerinde, kopmuş kaynak veya lehimlerde, nüvedeki kapalı halkalarda meydana gelen ark veya atlamalar (şerare). -Bağlantı parçaları, bushing-tank, yüksek gerilim-toprak hattı (nüve, tank, boyunduruk) arasındaki deşarjlar. -Tahta malzeme, yalıtım tutkalları ve sargılar arası yalıtkanların üzerinde oluşan yollarda meydana gelen deşarjlar. -Yağın delinmesi, Yük altında kademe değiştirici seçici şalteri, kesme akımı.
D2	Yüksek Enerjili Deşarjlar	-Atlamalar, iletken yollardaki deşarjlar, yüksek enerjili lokal arklar ve bunların güçlü şekilde devam etmesi. - Alçak gerilim-toprak, busing-tank, sargı-nüve, bakır bara tank arasında, bağlantılarda, sargılarda, yağ kanalları ve borularda meydana gelen kısa devreler. - iletkenler arası yalıtım malzemelerinde, nüve izolasyon civatalarında ve nüve kollarını tutan metal halkaların çevresinde meydana gelen manyetik akılar.
T1	Termik Arıza $T < 300^{\circ}C$	-Acil durumlarda trafonun aşırı yükte çalışması. -Sargılar arası tıkanmalar ve yağ akısının azalması -Boyunduruk baskı demirindeki düzensiz kaçak akı.
T2	Termik Arıza $300^{\circ}C < T < 700^{\circ}C$	-Kademe seçici şalterinde civatalı bağlantılar arasındaki hasarlı kontaklarda kötü temaslar, kontaklardaki kaymalar, karbon oluşması, kablo ve bushing bağlantılarındaki kötü temaslar. -Boyunduruk bağlantıları ve civataları arasında, saçlar ve bağlantılar arasında, topraklama telinde, manyetik ekranlardaki kötü kaynaklarda veya bağlantılarda (baskılarda) meydana gelen sirkülasyon akımları. - Sargıların yanyana olan paralel iletkenlerinin arasında bulunan yalıtım malzemesinin yıpranması.
T3	$T > 700^{\circ}C$	-Tank ve nüvede oluşan büyük sirkülasyon akımları. -Dengesiz yüksek manyetik alanların, tank duvarında meydana getirdiği daha küçük akımlar. -Nüve saçlarında meydana gelen kısa devreler.

#### 4.1.7. Test sonuçları

Gaz analizi test sonuçları trafonun sahip olduğu problemin kategori edilmesi için bilgi sağlar. Çizelge 4.18’de elektrik ve yağ testleri ile belirlenen problemin gaz analizi ile desteklenmesi gerekir. Test sonuçları ile sadece arıza tespiti değil aynı zamanda ekipmanın performansı hakkında olası durumların tespit edilmesi imkanı da sağlanır.

Çizelge 4.18. Teşhis testlerinin gaz analizi ile desteklenmesi [18]

Arıza Tipi	Elektrik arki	Korona	Termal seliloz	Termal yağ
<b>Testin Önemi</b>	Yağın Fiziksel Testleri	Yağın Fiziksel Testleri	Yağın Fiziksel Testleri	Yağın Fiziksel Testleri
	İzolasyon Direnci ve Çevirme oranı.	İzolasyon Direnci ve Çevirme oranı.	İzolasyon Direnci ve TTR	İzolasyon Direnci ve Çevirme oranı.
	Power Faktör	Power Faktör	Direnç	Direnç
	LV ikaz	RIV	Power Faktör	LV ikaz
	Empedans	LV İkaz	LV İkaz	Power Faktör
	Direnç	Empedans	Empedans	Empedans
	RIV	Dirrenç	RIV	RIV

Çizelge 4.19. Saha testlerinin yorumlanması [18]

ŞÜPHENİLEN PROBLEMİN KATAGORİSİ	Test Bilgilerinin Önemi		
	Birinci Öncelik	İkinci Öncelik	Üçüncü Öncelik
Sargıda sipir kısa devresi yardımcı izolasyon	Çevirme oranının dışında değer	Düşük sargı Direnci	İkazda artış
Açık Sargı devresi Kopukluk	Çevirme oranının dışında değer	Yüksek sargı Direnci	Yüksek RIV
Ana izolasyon sorunu	Yüksek izolasyon Power Faktörü	Düşük izolasyon Direnci	Yüksek RIV
Nem	Yüksek izolasyon Power Faktörü	Yağ testlerinde düşük dielektrik, Yüksek nem	Düşük izolasyon Direnci
Mekanik Hasar	İkaz akımında değişim yüksek empedans	Yüksek RIV	LV impulse değişimi
Nüve ısınması	Anormal gaz analizi değerleri	Düşük nüve toprak direnci	İkazda artış

Çizelge 4.19'daki problemler genel olmakta, test sonuçları ile desteklenmeli, öncelikle, Çizelge 4.19'da gösterilmektedir ki, her bir şüphelenilen problem katagorisi birden fazla test ile doğrulanmalıdır. Bu çizelgede bulunandan daha fazlasını ancak sahip olunan bilgi birikimi ile açıklamak mümkündür.

Tüm arıza durumlarında, gaz analizi ve yağ analizi belirtilen arıza durumunu desteklemelidir. Eğer arıza için tam olarak katagori belirlenemiyorsa, gaz analizi ve yağ analizi bulguları öncelikle değerlendirilmelidir.

#### **4.2. Ana Tankda ve Kademe Değiştiricide Dahili İnceleme**

Dahili inceleme yapmak arızalı trafoda genelde arıza yerinin garantili olarak belirlenmesi ve hasar boyutunun saptanmasına imkan sağlar. Tüm güvenlik önlemleri her zaman olduğu gibi alınmalıdır, mesela oksijen miktarı minimum %19,5 olmalıdır. Trafo havalandırılmadan trafo kazanına girilmemelidir. Trafo içerisindeki yanıcı gazların tahliyesi sağlanmalıdır. Bu çalışmaya başlamadan önce varsa imalatçının tavsiyesine uyulmalıdır.

Öncelikle dışardan gözle kontrol yapılmalı, üst kapak açılmadan yağ seviyesine dikkat edilmeli, gerek görülüyorsa çalışmaya imkan sağlayacak yağ miktarı kazandan uzaklaştırılmalıdır.

Düşük yağ seviyesi kirliliğin yayılmasına, nüve ve bobinin içine işlemesine neden olabilir, eğer kirlilik veya yağ yüzeyindeki birikinti kazandan dışarıya atılmalıdır. Görsel incelemede bu hususa dikkat edilmelidir. Belki de trafonun saha da tamir edilme imkanı olacağından, büyük arızalara imkan sağlamayacak şekilde incelemede bulunmak gereklidir.

Trafo kazanından yağ tahliyesi söz konusu ise süzgeç kullanarak döküntü, yağ pompasını tıkayan parçalara filtre kullanarak ipucu olabilecek bulgulara ulaşma imkanı olabilir. Yağ tasfiye işlemi pozitif basınç da kuru hava ile yapılmalıdır. Yağ içerisinde bulunabilecek PCB'ye karşıda gerekli önlem alınmalıdır.



Tank dan yağ tahliyesi yapıldığında, sargıların ve nüvenin nem almaması için mümkün mertebe en kısa sürede işlem bitirilmelidir. Trafo içerisine girilmeden, trafo içine ait resim ve projeler üzerinde çalışmak, trafo içerisinde yapılacak inceleme ve hareket önceden planlanmalıdır. Saha incelemeleri tamamlandığı zaman, trafo kazan kapağı kapatılmalı ve içerisine kuru hava basılmalıdır. İnceleme de tespit edilen konular, kazan içerisindeki tespitler çalışma bitiminde kayıt altına alınarak raporlanmalıdır [18].

Bu çalışmalarda mümkün olduğunca temizliğe dikkat edilerek, gelecekte ki büyük arızalar önlenmelidir. Bu çalışmalarda büyük hasarlara neden olacak durumlardan mümkün mertebe sakınılmalıdır. Çizelge 4.20’de olası ana tank kontrolü ve Çizelge 4.21’ de kademe değiştirici kontrol konuları belirtilmiştir.

Trafo tankı içerisinde çalışma yapacak personelin kazana girmeden evvel yüzük, saat, tarak, herhangi ufak materyal, cüzdan v.b gibi eşyalarını tank içerisinde düşürme ihtimaline karşı üzerinde bulundurmaması gerekmektedir. Mümkünse tank içerisine sadece kamera, kalem, not defteri ve ışıldak ile girilmelidir. Tüm bunlar kazana girilmeden kaydedilmeli, tank dışına çıkıldığında da teyid edilmelidir. Örneğin trafo kazanında ışıldak unutulmuşsa sonucu felaket olabilir. Arızalı trafo içerisinde hemen hemen her şeyin bulunması mümkün olmaktadır. Mesela tornavida, kerpeten, kaynak çubuğu ve daha önce içerisinde çalışma yapmış ekip elemanına ait iş gözlüğü v.s gibi. İlginç bir örnek verecek olursak; oldukça büyük güçte bir trafo kazanında fabrikada ağaç merdiven unutulmuş, trafo 20 yıldan fazla süre bu şekilde servis de kalmış arızalandığında yapılan inceleme sonucunda farkına varılmıştır.

Çizelge 4.20. Ana tank içerisindeki inceleme [18]

-Yağın kokusu (nadiren),
-Yağın rengi,
-Nem belirtileri ve nem yerleri,
-Tank içerisindeki serbest su miktarı.

Çizelge 4.20 (Devam). Ana tank içerisindeki inceleme [18]

- Döküntü için yapılacak incelemede miktarı
- Döküntü için yapılacak incelemede yeri
- Döküntü için yapılacak incelemede analiz için numune
-Tank çevresinde ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu
-Bushing terminallerinde ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu
-Korona tabakası ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu
-Bakır bağlantılarda ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu
-Ana barada ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu
-Çeşitli partiküllerin listesi ark etkisi veya kaçak akı ısınması gibi yanık, renk değişikliği veya tortu.
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme kademe bağlantı uçları
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme bushingler
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme terminal bloğu
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme halka
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme boşluklar
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme nüve toprak bağlantısı
- Zayıf bağlantılar veya bağlantı yerleri için yapılacak inceleme nüve bağlantı açılımları (destekler)
- Yüksüz kademe değiştiricide yapılacak inceleme Kontaklar
- Yüksüz kademe değiştiricide yapılacak inceleme Hareket mekanizması
- Yüksüz kademe değiştiricide yapılacak inceleme Kavrama Şaftı
- Yüksüz kademe değiştiricide yapılacak inceleme Muhafaza
- Karbon izleri için yapılacak inceleme ;Yeri
- Karbon izleri için yapılacak inceleme ;Miktarı
- Karbon izleri için yapılacak inceleme ;Porselen Hasarı
- Karbon izleri için yapılacak inceleme ;Bakır veya alüminyum sıçraması
- Karbon izleri için yapılacak inceleme;İzolasyonda veya bağlantılar da ki emicilik

Çizelge 4.20 (Devam). Ana tank içerisindeki inceleme [18]

- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Bağlantı tutucuları
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Sargı destek sistemi
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Tutucular
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Sargı bozulması
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Sargı hareketi
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme İzolasyon renk değişikliği
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Bağlantı bozukluğu
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Bağlantı hareketi
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Seri bobinin durumu
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Lokal sıcaklık noktalarının izi
- Sargıların ve bağlantıların durumu için yapılacak inceleme Bağlantılardaki aşırı ısınma
-Akım trafosu incelenmeli
-Sıcaklık ölçüm tertibatı incelenmeli
-Bağlantılar, kablaaj incelenmeli
-Diğer destek aparatları incelenmeli
-Tank duvarına işlenmiş blok incelenmeli
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Elektriki bağlantısı
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Aşırı ısınma
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Nüve toprak direncinin anormal değerinde olması
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Tank içerisindeki yağ seviyesi
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Tank duvarındaki kaçak akı hasarının izi
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Nüve toprak bağlantısının kontrolü
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Nüve üzerindeki paslanma miktarı ve yeri
-Nüve boyunduruk tutucularının durumu
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Nüve saçlarındaki gevşeklik
- Nüvenin durumu için yapılacak inceleme Nüve hasarına ait tespit,deformasyon,kaynama v.s ipuçtu

Çizelge 4.21. Yük altında kademe değiştirici de yapılacak inceleme [18]

-Kontaklarda yanık izi
-Kontaklar arasında ark
-Kontak ile toprak arasında ark
-Mekanik arızalı kısım
-Yanlış pozisyonda bulunan parçalar
-Vakum tüpünde arıza
-Motor kumanda devresinin durumu
-Yağ seviyesi
-Kademe bloğunu durumu
-Elektriki ve mekanik olarak hareketin doğruluğu
-Kırık parça bilgisi
-Hasarlı parça bilgisi
-Değişim dirençlerinin durumu
-Seri trafonun durumu
-Tank kapağının durumu
-Silikajel tenefüssünün durumu
-Karbon artıklarının mevcudiyeti
-Parça yanlışlığı
-Parçalar arasında gevşeklik olması
-Önleyici ototrafonun (varsa) durumu
-Vakum switch (kullanılmışsa) durumu
-Kontakların pozisyonu
-Nem miktarı
-Sabit kontakların durumu
-Hareketli kontakların durumu
-Ters switch'in durumu

### 4.3. Trafo Merkezi Dışındaki İncelemeler

#### 4.3.1. Arızalı trafonun imalatına ait bilgiler

Dizayn bilgileri, iç şemaları, özellikleri, konstrüksiyon bilgileri objektif arıza analizi için gereklidir. Bu bilgiler genellikle arıza üzerine imalatçı ile yapılacak görüşmelerde analizin sağlıklı yapılmasını sağlar. Kayıtlar, imalat raporları, test sonuçları, karakteristik bilgiler ve dizayn şpefikasyonları gözden geçirilmelidir [18].

#### **4.3.2. Trafonun nakliyesi ve montajına ait geçmiş bilgileri**

Nakliye esnasındaki darbe kayıtları, ambarda veya saha da beklemişse, buna ait bilgiler, yağ basılması ve sahaya geliş durumuna ait kayıtlar, enerjilenme bilgileri, montaj çalışmalarına ait hava durumu, montaj testleri ve fabrika kabul testlerine ait bilgilere ulaşılmalıdır.

#### **4.3.3. Arızalanan transformatörün işletme geçmişine ait bilgiler**

Trafonun dizayn kriteri olarak yüklenme limiti bilinmelidir. Bu değer etiket bilgilerinde verilmiş olabilir, verilmemişse de imalatçıdan öğrenilmesi gerekmektedir. Yüklenme bilgileri kapsamlı olarak, aşırı yüklenmesine ait bilgiler temin edilmelidir. Koruma sistemine ait detaylar, ayar değerleri, çalışan röleler, fonksiyon testleri elde edilmelidir. Arıza durumunda sisteme ait bilgiler, benzer veya eşdeğerine (muadili) ait sistem bilgileri (karşılaştırmak için) oldukça önemlidir, elde edilmelidir. Gerilim değişimine ait kayıtlar, sitem ve parafudr bilgileri elde edilmelidir.

Kayıtların yüklenme, servise alınma zamanı, kısa devre akımları ve sayısı, sistem tranzientleri (frekans ve gerilim) veya anahtarlama (kesici açma-kapama) işlemleri, arıza anına ait hava durumu, koruma bilgilerini içerecek şekilde elde edilmiş olması gerekir.

#### **4.3.4. Arızalanan transformatöre uygulanan bakımlarla ilgili bilgiler**

Rutin bakımlar, tarihleri ve bakım tipleri işletme de trafo için önemli kayıtlardır. Bu kayıtlar kesinlikle temin edilmelidir. Herhangi bir tamir ve değişikliğe ait raporlar elde edilerek, arıza analizinde değerlendirilmelidir.

#### **4.3.5. Arızalanan transformatöre dair işletme biriminin arıza hakkındaki tespitleri**

İşletme birimince hazırlanan arıza raporları benzer arızaların oluşmasını tanımlamayı veya eşdeğer trafoların arızalanmasını engelleyici bilgileri içerebilir. Özellikle arızalanan üniteye ait kayıtların ve hasarlanan trafonun etkisinde, oturan bölgenin toparlanmasında arıza incelenmesinde yardımcı olabilecek bilgilerin aktarılması ve değerlendirilmesi için önem arz eder.

#### **4.4. Sargıların Tank Kazanından Çıkarılması ve Sökme veya De montaj**

Arıza nedeninin belirlenmesinde trafonun çekilmesi ve açılması ihtiyacı söz konusu olabilir. Planlayarak, böyle bir ihtiyaç söz konusu ise sistematik yaklaşımla bu işlemler yapılmalıdır. İmalatçı ve tamir ekiplerinin görüşü alınarak en uygun yöntem belirlenmelidir, saha da mı, atölyede mi veya fabrika da mı trafonun açılmasının tayin edilip, tamir imkanı neye müsaade ediyorsa ona göre karar verilmelidir.

Açılma işlemi için bir ön plan ile yapılarak, gerek görülüyorsa bir çalışma komisyonu oluşturularak yapmakta fayda vardır. Trafonun açılmasından sonra kritik kısımların fotoğrafının çekilmesi kalıcı kayıt imkanı sağlar, bu fotoğraflar bakım işlemlerinde de fayda sağlayabilir. Trafonun açılmasına karar verildiğinde arıza incelenmesi için önem arz eden bulguların kaybolmaması ve değişmemesine dikkat edilmelidir. Çizelge 4.22’de trafonun açılması durumunda dikkat edilmesi gereken konuları göstermektedir [18].

Toplanan bulguların sistematik analizi ile arıza incelemesinde öne sürülen hipotezler doğrulanmaya çalışılır. Bulgular farklı bir yaklaşım gerektiriyorsa şayet hipotezde değişiklik ile arıza incelenmesine devam edilir [16].

Çizelge 4.22. Açılan trafo da dikkat edilmesi gerekli konular [18]

- Nüve izolasyonunun delinmesi durumu için Nüve toprak akımı
- Nüve izolasyonunun delinmesi durumu için Aşırı ısınma,yoğun manyetik akı sebebi ile
- Nüve izolasyonunun delinmesi durumu için Nüve tabakalarının kaynaması
- Termik arıza bulguları Arıza olmayan faza ait izolasyonun renk değiştirmesi
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Nem
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Kirlilik
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Temizlik Problemleri
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Gaz miktarı
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Statik elektriklenme
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Korona (kısmideşarj)
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; uzunluğu,yolu
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Yanma,çatlama ve izolasyonda renk değişikliği
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; İzolasyonda patlak
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Yanık iletkenler
- Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Erimiş iletkenler
-Dielektrik delinmeden dolayı atlama izi; Radyal boşluktaki iletkenlerde oyuk
- Mekanik arıza bulguları, iletken izolasyonunun mekanik aşınması
- Mekanik arıza bulguları, iletkenlerin ekseninden çıkması
- Mekanik arıza bulguları, yabancı madde,yeri
- Mekanik arıza bulguları nüve desteklerinde atlama,delinme
- Mekanik arıza bulguları aşırı ısınma, yoğun manyetik akıdan dolayı
- Mekanik arıza bulguları Tutucuların yapısal bozukluğu veya hareketi
- Mekanik arıza bulguları Sargı eksenin nüve ekseninden kayması,sargılardaki gevşeklik
- Mekanik arıza bulguları Sargıların uygun yerleştirilmemiş olması
- Mekanik arıza bulguları Gevşek veya hasarlanmış nüve toprak bağlantısı
- Radyal arıza bulguları iletkenlerin uzaması
- Radyal arıza bulguları içe dönük radyal çöküş
- Radyal arıza bulguları iletkenlerin içice geçmesi
- Aksiyal arıza bulguları iletkenlerde eğilme
- Aksiyal arıza bulguları demet arızası
- Aksiyal arıza bulguları sargı tutucularında çökme,yıkılma

## 5. TRANSFORMATÖR ARIZALARININ ANALİZİ

Öncelikle tatmin edici bilgiler sahadan ve saha dışından arıza incelemesinin de bulunan kişi veya kişiler tarafından toplanmalıdır. Bilimsel metotlar ışığında çeşitli hipotezler geliştirilmelidir. Aceleci analiz muhtemelen kötü teşhis kararı vermeye neden olacaktır. Bu husus da tavsiye edilen toplanan bilgiler üzerinde iyice düşünülüp, çalışma yapıldıktan sonra final yorumu yapılmalıdır. Genelde serviste bulunan bir ünite mekanik hasar veya elektrikli arızalar muhtemeldir. Böyle durumda sebep ve etkileri iyi incelenmelidir.

Arıza incelemesinde ortaya konulan hipotezlerin toplanan bilgiler ve diğer sistem ekipmanlarınca da doğrulanması gerekmektedir. Bunun için arızaya şahit olanlarca sahip olunan bilgiler paylaşılmalı, gerek görülüyorsa yorum aşamasında şahitlerle tartışarak, gözlemleri ile öngörülen hipotez doğrulanmalıdır. Eğer herhangi bir yanlış bilgi söz konusu ise doğrusu ile değiştirilecek imkanlar aranmalıdır. Çalışmalar laboratuvar testleri ile desteklenmeli, fabrika ve atölye de simülasyon imkanı bulunuyorsa hipotezin doğruluğu test edilmelidir. Eğer toplanan datalar hipotezi desteklemiyorsa, hipotez revize edilerek geliştirilip test edilmelidir. Desteklenmeyen hipotezler rapordan çıkarılmalıdır.

Bu kısım trafo arızalarının incelenme prosesinde toplanan bilgilerin değerlendirilmesi için çok önemlidir. Arızanın belirlenerek tekrarının olmaması için oldukça sağlıklı yorumların yapılmasını gerektirir. Bunun için aşağıda ki iki adım sonuca ulaşmamıza yardımcı olur.

- Toplanan veya elde edilen bilgilerin sistematik analiz edilmesi,
- Analiz edilen bilgilerin bilinen arıza veya problemlerle karşılaştırılması [16].

### 5.1. Bilgilerin Sistematik Analizi

Bilinen elde edilmiş bilgilere ait liste hazırlanmalı, ayrıca bilinmeyen ve arıza incelenmesinde kesinlikle önem arz edecek bilgilerin listesi hazırlanmalıdır.



-Bilinen bulguların analizi ile sorun tespit edilmeye çalışılır.

-Test verilerine ait şablon oluşturulur, değerlendirilir, incelemeler ve yeni bilgi akışı varsa eklenir. Bu kısım da yapılacak çalışmalar arızanın bulunması hususunda oldukça faydalı bilgiler içerebilir [16].

## **5.2. Analiz Edilen Bilgilerin Bilinen Arıza veya Problemlerle Karşılaştırılması**

### **5.2.1. Mekanik sargı arızalarının analizi**

Güç trafolarının arıza analizinde, elektromekanik kuvvetlerin mekanik deformasyona neden olduğunun anlaşılması gerekmektedir. Nüve yapısında ve shell yapısındaki trafolarında kuvvetlerin yönüne göre mekanik arızalar farklılıklar gösterir. Bunun yanında farklı sargı tiplerinde; tabakalı, disk ve pancake tiplerde, olması gereken farklı destekli iletkenlerin, kısa devre akımında oluşan kuvvete farklı hareketi olmaktadır. İzolasyon sistemindeki zayıflık, sargı tutuculuk sistemindeki rijitlik, iletkenlerin dayanıklılığı, sargının tamamına ait elastikiyeti elektromanyetik kuvvetlerin sargı üzerindeki rolünü belirlemektedir.

Mekaniki faktörlerin neden olduğu arızalar da genelde sargılarda deformasyon olması ile sargıda aşınma, şişme ve bombe gibi fiziksel görünüş de bozulma sonucunda selüloz izolasyonun arızalanması ile ortaya çıkmaktadır. Eğer çok şiddetli olur ise elektriksel arızaya dönüşebilmektedir.

Bu şekilde darbe alan trafonun daha ne kadar süre işletme de kalacağını tahmin etmek oldukça güçtür, bu ancak arızanın şiddetine bağlı olarak belirlenebilir. Sargı deformasyonu genelde iki şekilde olabilmektedir; nakil sırasında olanlar ile elektromanyetik kuvvetlerin tesiri ile olanlardır. Arıza değerlendirmesinde şunu göz önünde bulundurmalıyız; tüm arızalar aşağıda saydıklarımız gibi mekaniki problemlerden herhangi birini indike edecek yapıda olmayabilir. Arıza herhangi bir nedenle vuku bulmuş olabilir, bazı durumlarda aşağıda ki durumlara benzer çerçeve içerisinde olup, bazı durumlarda ise çok basit sebeplerle olabilmektedir.

### 5.2.2. Nüve yapısındaki trafolarla mekanik sargı arıza modları

#### Radyal Çekme Arızası (Hoop Gerilme Arızası)

Elektromanyetik kuvvetlerin dışarıya doğru yönde radyal olarak etkilemesi durumunda iletkenlerde gevşemeye neden olabilmektedir. En az deformasyonu aksiyel kararsızlık oluşturarak sargının çökmesine sebep olmaktadır. Aynı zaman da iletkenlerin izolasyonunda yırtılma veya birbirinden ayrılmasına da neden olabilmektedir. Çok ender de rastlansa iletkenlerin uzaması ile kopmasına, bu yüzden de malzemenin elastikiyet limitinin aşılmasına neden olabilmektedirler.

Radyal kuvvetlerin baskısı en içteki sargıda bükülme oluşturur, sonucunda iletkenlerde nüveye doğru bükülme olur, bu nedenle nüve ile iletkenler arasında yatay boşluk da nüve izolasyonu eşit yapılmaya çalışılır, bükülme de bu boşluk da nüve izolasyonu delinirse arıza söz konusu olur.

#### Radyal Sıkıştırma Arızası

Radyal kuvvetlerin içe doğru etkisi ile burulma veya sargı silindirin mekanik arızanın ortaya çıkmasına sebep olabilir. Bu şekilde arızalar çoğunlukla helezon sargılı trafolarla olmaktadır. Bu şekilde sargılı trafolarla iletkenlerin belirli bir sıklıkta transpoze edilmesi gerektiğinden aksiyel kuvvetler transpoze bükülme yerlerinin dayanacağı baskıdan daha fazla baskı uygulandığında iletken demetinde bükülme olacaktır. Sargıdaki iletkende bükülme ile kağıt izolasyon yırtılacak, bunun sonucunda da yakın iletkenlerin birbirine teması sonucunda siper kısa devresi arızası ortaya çıkarak, sonuçta elektrik arızasına dönüşecektir [18].

#### Aksiyel Sıkıştırma Arızası

Zıt yöndeki aksiyel doğrultudaki kuvvetlerin sargı merkezine etkisi ile sargılarda çökme söz konusu olmaktadır. Eğer iletkenlerde eğilme varsa, sargı kararsızlaşarak, çökebilmektedir.

### Aksiyel Çekme Arızası

Zıt yöndeki aksiyel doğrultudaki kuvvetler tutucu noktalarının eğilmesine veya kopmasına neden olabilir veya eğilen kısmın yerinden çıkmasına ve kesmesine ya da ayrılmasına neden olabilir. Bu durumda sargının kararsızlığı artar. Uygun olmayan tutucular veya sabitlemeler, muhtemelen sargı iletkenlerinin aksiyel olarak kaymasına sebep olabilmektedir.

Amper sarım dengesizliği, uygun kademelendirilememeden ve farklı kademelerde empedans değişimi kontrol edilmelidir. Değişik bağlantılardaki manyetik dengesizlik kontrol edilmelidir.

### Aksiyel İçice Geçme Arızası

Bunu iki şekilde tanımlayabiliriz. Birincisi, bağımsız sargıların birbirine göre hareket etmesi ile dış sargının iç sargıya göre yukarı veya aşağı doğru hareket etmesidir. İkincisi, aksiyel kararsızlıktan dolayı tek bir sargının hareketi, dış sargı sipirleri yukarı veya aşağı yönde iç sipirlere göre hareket etmesidir. İçice aksiyel arızada tutucu sistem, sargıya göre zıt yönde dikey doğrultuda birbirine göre hareket etmesi sonucu mekanik arızaya dönüşür.

Bağımsız bir sargıda aksiyel kararsızlık sonucunda radyal gevşeme arızası ortaya çıkabilir, radyal sıkıştırma arızası veya aksiyel çökme olabilir. Bu şekildeki arızaların sonucunda iletkenlerde aşağı ve yukarı yönde birbirine doğru kayma oluşur ve içte çökme ile içice aksiyel arıza ortaya çıkar.

Bu türden arızalar tabakalı (katmanlı) sargıya sahip trafolarla çoğunlukla olmaktadır. İnce düz iletkenler kullanılarak iletkenlerin bitiş noktaları desteklenmiş bu türden sargılı trafolarla şiddetli aksiyel kuvvetlere söz konusu olduğunda paralel iletkenler birbirlerinin üzerine doğru hareket edebilir, bu şekilde baskılar oldukça sargı mekanik olarak kararsızlaşır, sonucunda kağıt izolasyonun zarar görmesi ile trafoda

arıza vuku bulur. Kağıt izolasyonun hasar derecesine göre arızanın birden mi veya zaman içerisinde ne kadar sürede olacağı belli olur.

#### Sipir Sonu Arızası

Bu arıza tecrübeler göre aksiyel ve radyal kuvvetlerin bileşkesi ile oluşur. Bu tip arızada dıştaki sipirlerde eğilme, sargı sonlarında nüve bacaklarına doğru içte bükülme şeklinde kuvvetler etkilerini gösterir.

#### Sipiral Sıkıştırma Arızası

Aksiyel ve radyal kuvvetlerin bileşkesi ile iç sargıların sipiral olarak sıkıştırılması ortaya çıkabilmektedir. İletkenlerin sarım merkezinden kayması ve radyal boşluğa dağılması ile arıza ortaya çıkmaktadır.

### **5.2.3. Shell yapısındaki trafolar da mekanik sargı arıza modları**

#### Radyal Arızalar

Küçük radyal bileşenli elektromanyetik kuvvetler bobin kenarlarında gelişir, etkisini gösterirler. Eğer bobinin yüksek yerlerinde yeterince izolasyon sağlanmamışsa, radyal kuvvetler genel durumdan daha şiddetli olabilir. Keza radyal bileşenli kuvvetler sargının tap bağlantılarında da kendilerini gösterirler. Elektromanyetik kuvvetler radyal olarak dışa doğru yönde iletkenleri uzatmaya çalışırlar [18].

#### Aksiyel Arızalar

Bobin grubunun içinde yüksek gerilim sargı grubunda aksiyel kuvvetler etkindir. Şöyle ki; iletkenlerin yerleştirildiği, izolasyon boşluk bloğu baskı altında kalır. Bu kuvvetler iletkenlere demet halinde baskı yapmaya çalışır, öyle ki iletken boşluk bloğu arasında bükmeye çalışır. Farklı sargı bobinleri (Yüksek gerilim sargı grubu ve alçak gerilim sargı grubu) arasındaki aksiyel kuvvetler darbeli kuvvetler ile bobinleri nüve

tabakalarının boşluğuna karşı çarpmaya zorlar, ana izolasyon üzerinde baskı oluşturarak, nüve ve sargı arasındaki, nüveden trafo tankına doğru genişletmeye çalışır. Aksiyel kuvvetlerin bobin gruplarındaki yüklenmesine göre değişen darbeli kuvvetler, tank içinde, nüve içinde ve bobin tutucu demeti arasında etkisini göstermektedir.

#### **5.2.4. Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekaniki arızalar**

Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekaniki arızalar; her ne kadar trafo iç boyunduruğu imalatçılar tarafından taşıma esnasında maruz kalacakları baskılara karşı dayanacak şekilde imal edilmiş olsa da, yetersiz boyunduruk yapısında, taşıma anında veya nakliyyede yaşanan kazalar sonucunda bu tür arızalar söz konusu olabilmektedir. Bu nedenle trafonun nakil esnasında darbe kayıt cihazının kayıtları incelenmesi ile imalatçı ve kullanıcının belirlediği limit değerlerine uygunluğu kontrol edilmelidir [16].

#### **5.2.5. Bobin sıkıştırma sistemlerinin arızalanması**

Bobin sıkıştırma sistemleri bobinlere sürekli sabit sıkıştırma kuvveti uygulamak amacıyla bobinin mekaniki olarak kararlı olması için yapılırlar. Trafo aniden aşırı akıma maruz kalırsa (örneğin yük artışının birden olması veya kısa devre akımlarına maruz kalması durumunda) elektromanyetik kuvvetler bobinleri ayırmayı deneyecek şekilde etki gösterirler, bobin sıkıştırma sistemi ise bu kuvvete karşı mukavemet gösterecek şekilde tavrı sergiler. Eğer bobin sıkıştırma sisteminde bir sorun söz konusu ve elektromanyetik kuvvetlere karşı sınırlayan direnç ortadan kalkmış ise büyük miktarda akım artmasında, darbeli yük durumunda, bobinler mekaniki olarak kararsızlaşacak ve bobinler yayılacaktır. Bu hareket birden ve şiddetli olacağından selüloz izolasyonun zarar görmesi ile şiddetli deformasyon söz konusu olacaktır. Bu şiddetli deformasyon sonucunda elektriksel arıza kaçınılmaz olacaktır.

### 5.2.6. Yerinden kaymış giren-çıkan trafo bağlantılarındaki arızalar

Bazen de trafoların bağlantı (giren-çıkan) başlarında 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; trafonun ne kadar sürede arızalanacağını belirler.

### 5.3. Elektriki Arızaların Analizi

Yıldırım darbesi ile trafonun arızalanabilmektedir. Bu tip arızalarda trafonun izolasyon dayanımının, parafudrun delinme gerilimine uygunluğu, izolasyon koordinasyonu ile kontrol edilmelidir. Yıldırım, aşırı uyartım, şimşek, anahtarlama darbe gerilimi, sargı rezonansı, sipir-sipir kısa devresi, nüve tabakalarının kısa devresi, bobin-bobin kısa devresi, kısmi boşalma, izolasyon delinmesi, yağdaki statik elektriklenme ve atlamaların tamamı elektriki arıza modundadır. Sistemde işletmede bulunan bir trafoda elektriki arıza söz konusu ise manyetik alan bozulur ve elektromanyetik kuvvetler vektörü anormal hal alır. Bu durumda baskının olduğu noktanın bilinmesi mümkün değildir. Böyle hallerde arıza analizi oldukça kompleks hal alır. Sıklıkla, ipuçları, birincil nedenler ve gerçek kanıtlar dahili bir hasarın belirlenmesi için yeterli olmayabilir. Arıza kayıtlarından, çalışan rölelerden, osilo çıktılarında ve trafo aksesuarlarının indike ettiği bilgiler genellikle arıza analizi için ipuçlarını içerir.

Elektriksel faktörlerden kaynaklanan arızalar genelde izolasyona zarar verir, genel olarak bu arızalar şöyledir;

#### Transformatörün Geçici veya Sürekli Aşırı Gerilim Çalışma Şartlarında İşletilmesi

Geçici ve sürekli aşırı gerilim altında işletilen trafolarda; izolasyon üzerindeki aşırı baskı ve nüvede aşırı ısınma meydana gelmesi ile arızalar olmaktadır.

### Darbe Gerilimi ve Anahtarlama Dalga Gerilimine Trafonun Maruz Kalması

Trafo dizayn aşamasında elektriksel ve mekaniki olarak darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimine dayanacak şekilde imal edilir. Her iki çalışma koşulu da trafonun tamamında elektriksel ve mekaniki şiddetli zararlar oluşturabilirler, darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi ışık hızında ilerleyen büyük yürüyen dalgadan teşekkül olmaktadır. Trafo dizaynının da BIL (Basic Impulse Level) ve özel spefikasyonlar dikkate alınarak imalat yapılmaktadır. BIL’de darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi trafonun yüksek gerilim sargısının anma değerine göre belirtilmiştir, BIL’de belirtilen toleranslar içinde kalmak üzere trafo dizayn edilmezse trafonun bu şartlarda çalışması durumunda çok şiddetli arızalar yaşanabilir. Ayrıca parafudr tasarlanan değerinde sadece görev yapması gerektiğinde çalışacak şekilde dikkatle seçilmesi gerekmektedir.

Darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi nedeni ile olan arızalar inceliginde; çoğunlukla trafonun geçiş noktasında yani trafo bushing’i ile sargı bağlantısı noktasında zuhur ettiği görülmektedir.

### Kısmi Boşalma

Korona olarak da adlandırılan kısmi boşalma; zayıf izolasyon sisteminin dizaynından, hatalı imalattan, izolasyonun kirlenmesinden (yağ ve katı izolasyon) dolayı olmaktadır. Kısmi boşalma da düşük yoğunlukta ark meydana gelir, sonucunda da izolasyona ve iletkenlere lokal olarak zarar verirler. Trafoda selüloz izolasyonda ve iletkende oyukların ortaya çıkması korona olduğunun göstergesidir. İlerlemiş kısmi boşalmada izolasyon üzerinde yaygın olarak karga ayağını andıran siyah izler oluşur. Bu izler iletkenlerde ve izolasyon bağlantılarının çevresinde, etrafında kısmi boşalmanın olmasından kaynaklanır. Kısmi boşalmada yağ izolasyonunda karbonize olması söz konusudur.

### Statik Elektriklenme

Bu olay genelde 345 kV 'un üzerindeki yüksek gerilim sargısına sahip trafolarla ortaya çıkar. Trafo izolasyon yağının oldukça düşük sıcaklıkta olduğu olduğu bir işletme çalışma şartlarında yoğunlaşmış yağın hızlıca hareket etmesi durumunda yağ ve metal aksam arasında statik yüklenme meydana gelir. Bu statik yüklenme izolasyon yağının dielektrik kapasitesinin üzerine çıkması durumunda trafo tankı içerisinde şiddetli arızaların vuku bulmasına neden olmaktadır. Bu arızanın vuku bulduğunun kanıtı; izolasyon koruma bandlarında iz oluşturmasıdır.

Bu saydığımız arıza çeşitleri; birbirinin kombinasyonu veya termik ve mekanik olayların kombinasyonu sonucunda gerçekleşir. Arıza incelemede önemli olan arızanın tam olarak doğru bir şekilde açıklığa kavuşturulması için tüm bulguların sağlıklı toplanması sonucunda değerlendirilmesi ile oluşan seneryonun iyi okunmasıdır.

#### **5.3.1. Transformatör sargılarının gerilimi ve ortak kısımlar**

Bu analiz de amaç, trafonun farklı gerilim sargılarına sahip sargıları ve ortak kısımlarının analizini yapmaktır. Bunlar;

1. Normal düşük frekanslı sistem işletme gerilimleri; Trafo terminallerinde ki şebeke AC gerilimleridir. Trafo bağlantı grubuna göre bu gerilimler RMS değerinde veya tepe değerinde ve faz-faz (üçgen/yıldız) veya faz-toprak gerilimleri olarak tanımlanır.
2. Normal düşük frekanslı endüklenen gerilimler; Bu gerilimler sargılarda endüklenir, komşu sargılarda akım devresi ile trafonun iletken kısımlarında veya arıza anındaki DC bileşen nedeni ile kendilerini gösterirler.
3. Anormal düşük frekanslı sistem işletme gerilimleri; Bu gerilimler kısa dönemli AC gerilimlerdir. Aşırı uyartım, dengesiz yüklenme ve sistemdeki arızalı durumlarda meydana gelir. Koruma rölelerinin çalışması ile sistemden temizlenirler.
4. Anormal yüksek frekanslı sistem gerilimleri; Bu gerilimler geçici gerilimlerdir. Şöyle ki; yıldırım, sargının kısmi rezonansı, anahtarlama gerilimi veya parafudrun



çalışma durumlarında sistemde bulunurlar. Yüksek frekans sistem gerilimleri genellikle düşük frekans gerilimlerden daha fazla sargı içlerindeki trafonun bağlantı noktalarına yakın sipirlerinde dielektrik baskı oluştururlar.

5. Anormal yüksek frekans ve düşük frekans gerilimleri ve diğer nedenler; bunlara örnek olarak harici solar etkiler veya DC bozulmalar veya dahili akışkan olayı, şöyle ki, izolasyon yüzeyinde delinmelerin olması, izolasyon yağındaki partiküllerin elektrik alan içerisinde delinmeye başlangıç yapması veya zaman içinde sargıda ilerleyen sipir-sipir arızaları neden olmaktadır.

Bu nedenle izolasyon sisteminin kalitesini belirlemek için fabrika kabul testlerinde aşırı gerilimler uygulanmaktadır [18].

### **5.3.2. İzolasyon sisteminin fonksiyonu**

İzolasyon sisteminin amacı; sargıları elektriki olarak izole etmek ve ilgili canlı kısımlardaki farklı gerilim seviyelerini birbirinden ayırmak, toprağa karşı herhangi bir akım akmasını engellemek ve trafonun kabul edilebilir bir ömür içerisinde çalışmasını sağlamaktır. İzolasyon sistem arızasında dielektrik delinme şeklinde canlı kısımlara akım akması söz konusu olur.

İzolasyon sisteminin dielektrik delinmeye karşı direnci kullanılan malzemenin dielektrik dayanım kabiliyeti ile ölçülür. Dielektrik dayanım kV/cm olarak tek izolasyon materyali veya farklı materyallerden oluşmuş izolasyon sisteminin ölçülmesi ile belirlenir. Özel koşullarda gerilim (kV) ve izolasyonun kalınlığı (cm) dielektrik delinmenin önlenmesi için bilinmesi gerekir.

Tek bir izolasyon malzemesinin dielektrik dayanımının belirlenmesi için faydalı basit veya uniform elektrik alanlarda ölçüm yapmak gerekir. Bazı malzemelerin dielektrik dayanımı gerilim (kV) ve kalınlığının (cm) fonksiyonu olarak malzemenin kalitesini belirler.

Dielektrik dayanımı test edilecek izolasyon sistemi ve canlı kısımların uniform ve nonuniform elektrik alan altında kaldığının test dizaynı açısından bilinmesi gerekir. Değişik elektrik alanda (kV/cm) uniform veya nonuniform izolasyon bölge oluşturur. Malzemenin kalitesi veya temizlik dielektrik dayanımı belirler.

Uniform elektrik alanında, gerilim baskısının oranı her bir izolasyon sistem materyalinde, iki malzemedan oluşmuşsa farklı malzemelerin zıt ilişkili bir oranda birbirlerinin dielektrik sabitleri etkilenir. Gerilim baskısı yağ içindeki katı izolasyonlu malzemeye iki katı etki eder [18].

Nonuniform sistemlerde, yüksek dielektrik sabiti katılarda yüksek elektrik alanı içerisinde düşük dayanımlı alanda ziyade büyük azalma olan dayanımı gösterir. Nonuniform alanlarda, yağların dielektrik dayanımı (kV/cm) kalınlığının kompleks fonksiyonu olan faktörünün n katlarıncadır. Bu alan faktörü ölçümsüz kısımlarda alanın uniform yapıda kabulü ile aynı kabul edilir. Zira kısa kısımlar içeren keskin kenarlar eşdeğer dielektrik dayanımda, uzun kısımlar ile elektrot elde edilir.

Arıza analizinde amaç, izolasyon bileşenlerinin kalitesinin oldukça yüksek ve bakımın iyi yapılmış olması durumunda Bölüm 5.3.1'de belirtilen gerilimlere dayanımlı malzeme kullanılması, yeni kullanılacak malzemelerinde yeterli test bilgileri ile etkinliklerinin uygun olması istenir. Canlı kısımlardaki keskin kenarlar için yeterli dayanımda izolasyon kullanılması gerekir. Çıplak iletkenler yüksek baskı altında olduğundan yuvarlaştırılarak keskin kısımları azaltılmalıdır. Özellikle çıplak iletkenlerde derin tahriş olmuş veya bilinmeden unutulmuş keskin kenarlar varsa çıplak iletkenler kısmi deşarj ve delinmelerin muhtemel başlangıç noktalarıdır. Baskı durumlarında uzun dönem arızaya karşı dayanım gösterebilmeleri için katı malzemeler uygun sınıflandırılmalıdır.

Arıza analizi içinde, malzemelerde ki kayma, malzeme seçimi ve malzemelerdeki şekiller aşağıdaki durumlara göre değerlendirilmelidir.

- a) Elektriki baskılara karşı dielektrik sabitinin yeterli olması,
- b) İzolasyon malzemesinin kullanım amacına uygun olması,
- c) Elektrot konfigürasyonu pürüzsüz, yuvarlaklaştırılmış olmalı yüksek baskı konsantrasyonuna karşı koyabilsin. Tahriş olmuş veya keskin kenarlar kısmi boşalmaların veya delinmelerin başlangıçlarını oluştururlar [18].

### 5.3.3. İzolasyon delinmesinin mekanizması

Güç trafolarında izolasyon aniden delinmez. Gerilim belirli kritik değerlere ulaştığında, delinme prosesi başlar. İzolasyon sıvılarının içerisinde delinme mekanizması iki prensipte; serpatin ve dielektrik delinmedir. Serpatin yapısında yağ elektriksel olarak yüklü iletkenlerden yüklenir. Serpatin yapısının yüklenmesi engellenemezse, başka bir serpatin yapısı gelişir. Serpatin yetersizleşirse gittikçe yüklü elektrot halini alır, netice olarak da delinme vuku bulur.

Katı izolasyon yapısı içinde, delinme mekanizması iki prensiple; kısmi boşalma ve çığ delinmesi şeklinde kendini gösterir. İzolasyonun patlaması delinme ile olabilir veya izolasyon yüzeyindeki kara izlerle kendini gösterir. Kısmi deşarj (korona) yeterli enerji veya yeterli sıcaklığa sahip ise izolasyon malzemesinde kimyasal ayrışma ortaya çıkar. Malzemenin lokal noktalarında karbonizasyon yapısal olarak ilerleyerek izolasyonun bozulması şeklinde gelişir.

Kirlenmiş izolasyon sistemi içerisinde, mesela iletken partiküller veya yapıya işlemiş kirlenmeyle, dielektrik konsantrasyonu kısmi delinmeler üretir ve er veya geç delinme gerçekleşir. Bu problemle genelde tabakalardaki izolasyonda karşılaşılır. Çeşitli kirlilik nedenleri arasında genelde küçük ve ölçü olarak oldukça küçük istatistiksel olarak uygun olmayan ender delinme şeklidir. Eğer izolasyon malzemesi yeterli dielektrik dayanıma sahip ise geçici rejim aşırı gerilimleri hariç, çok sorun oluşturmaz.

### 5.3.4. İzolasyon deformasyonunun nedenleri

İzolasyon materyalleri; nem, iletken yapıdaki partikül kirlenmesi veya kimyasal solventlerle, termik yaşlanma, kısmi deşarj (korona) ve mekanik hasar veya titreşim ile zayıflamadan dolayı görevini yapamaz. Dielektrik arızalar gerçekte mekanik, termik veya kimyasal ya da bunların kombinasyonun faktörleri sebebi sonucunda ortaya çıkar.

İzolasyon noksanlıkları, uygun olmayan kullanılmış teknikler veya yetersiz materyal noksanlıkları sonucunda olabilir. Bu noksanlıklar iletkenin çıplak yeri ile birleşince, kaba kenarlı kötü bağlantı veya iletkende istenmeyerek oluşturulan hasarlardaki izolasyon şeklinde olabilmektedir. Bu izolasyon noksanlıkları bobin titreşimlerinde kayma veya normal işletmede gelişir, yaşlı trafolarında kullanılan radyal boşluklardaki keskin kenarlar, eninde sonunda iletken izolasyonunda hasara neden olmaktadır.

Nüve yapısındaki trafoların elektrik arızaları sargı bileşenlerinin bir veya daha fazla dielektrik delinmesi olarak aşağıdaki gibidir.

1. Bobin-bobin
2. İletken-iletken
3. Sipir-sipir
4. Sargı-toprak
5. Parçalardan oluşan sargının kısımları arasında
6. Tabaka-tabaka
7. Disk-disk
8. Kademe değiştirici-tapleri arasında
9. Sargı-sargı
10. Transformatör komponentlerinin bazı nedenlerden dolayı kirlenmesi

Başlangıç tutuşma gerilimi sargının çeşitli kısımlarda sargının kapasite dağılımına göre yayılmaktadır. Toprağa karşı büyük kapasite ve küçük kapasite ile sipirler arasında büyük gerilim baskıları sargı sonları ile hat bağlantılarına yakın (bushing

bağlantı noktaları) noktalarda oluşur. Sargıların elektrostatik tabakalarının hattaki noktaları büyük kapasite değerine sahiptir ve ilk bir kaç sipirde düşük gerilim baskısı uygulanır. Bu durum özellikle ayrışmalı sargılarda görülür. Tamamı ile ayrılmış sargılarda, bağlantı yüzükleri ve dahili koruyuculu disk sargılarda fazla görülür.

Shell yapısındaki trafolarla elektriki arızalar bir veya daha çok şekilde aşağıda belirtilen sargı bileşenlerinin dielektrik delinmesi tipindedir.

1. Bobin-bobin
2. İletken-iletken
3. Sipir-sipir
4. Pancake-pancake
5. Bağlantı-bağlantı
6. Sargı grubu-sargı grubu
7. Sargı-toprak
8. Yukarıda bahsedilen durumların kombinasyonu

Ayrıştırılmış pancake sargı konstrüksiyonunda toprağa göre kapasite yüksek değerde ve seridir. Bu durum baskı geriliminin uniform yapıda dağılmasını sağlar.

Sargılardaki arıza durumunda, sargının şematik diyagramları imalatçıdan temin edilmeli, bu diyagramlar pancake bobinlerin pozisyonunu gösterir, seri, genel ve tersiyer sargı grupları veya yüksek gerilim ve alçak gerilim sargı grupları çeşitli sargı grupları içerisindeki sipir numaraları da imalatçıdan temin edilmelidir. Bu şekildeki diyagram bilgileri ve elde edilen sayısal veriler kalıcı durumdaki sargı gruplarının sonları ve başlarında veya yol üzerindeki bağlantılardaki gerilim değerinin hesaplanmasına imkan sağlar [18].

#### **5.4. Termal Faktörlerden Kaynaklanan Arızalar**

Trafo servise girmesinden sonra zaman içerisinde selüloz izolasyonda azalma beklenir. Trafonun yüklenmesi ile normal sıcaklık artışı ve saha şartlarında maruz

kalacağı çalışma şartları izolasyonu termal olarak azaltır. Termal azalma sonucunda izolasyonda fiziksel dayanımda kayıp olacaktır. Trafonun işletme şartlarında içinde yaşanacak sarsıntı ve mekanik harekete karşı zayıflayan kağıt izolasyon kısımları mekanik zorlanmalara dayanamayacaktır. Trafo dizayncıları her ne kadar bu sorunun farkında olsa ve dizaynlarında göz önünde de buldursalar dahi; iyi dizayn edilmiş, iyi işletilmiş, iyi bakımı yapılmış trafo bile en fazla 20-30 yıl veya çok az daha fazla işletme de kalabilmektedir.

Bu şekil de vaktinden evvel bir sorun trafoda genellikle zayıf işletme ve yetersiz bakım pratiği bulunması durumunda veya hatalı işçilik, hatalı materyal kullanılmasında söz konusu olur. Genelde termal nedenlerle meydana gelen arızalar şöyledir;

- Uzun süreli trafo dizayn kapasitesinin üzerinde aşırı yüklenmesi,
- Trafonun soğutma sisteminden kaynaklanan arızalar nedeni ile termal arıza söz konusu olabilir. Mesela radyatörlerde ve soğutucularda tıkanma veya kirlenme, yağ pompasının arızalanması ve yağ dağıtım direk akışında arıza olduğunda termal arıza söz konusu olabilir.
- Yatay yağ damar alanlarının blokajı ve sınırlı miktarda yağın sargılara direk temas etmesi durumunda termal arıza yaşanabilir.
- Trafonu aşırı uyartım durumunun işletilmesi (aşırı gerilim veya düşük frekans şartlarında çalıştırılması) genelde başıboş aşırı manyetik akı nüveye oldukça yakın yerlerde izolasyonun şiddetlice aşırı ısınması veya diğer yapısal elemanların etkilenmesi sonucu olabilir.
- Trafonun aşırı nemli şartlar altında sürekli işletilmesi sonucu termal arıza olabilir.

Eğer arıza incelemesinde termal nedenlerden kaynaklanan arıza bulguları söz konusu ise, diğer tamamlayıcı bulgular ile de birleştirilerek mekanik veya elektriksel arızaları belirleyecek arıza senaryosunu tamamlayıcı değerlendirmeyi yapmak gerekecektir [16].

### **5.5. Diğer Elektriki Arızaların Analizi**

Diğer elektriki arızalar sıklıkla; nüvenin çok yerden topraklanmış olması, nüve tutucularındaki kısa devre, sargı bağlantılarında yüksek direnç, arızalı bileşenler veya ekipmanlar, kademe değiştirici, bushing, bağlantı yapıları ve dahili gerilim tutucu atlamalarıdır. Ayrıca yardımcı trafo, pompa ve fanlarda arıza oluşabilmektedir. Bu saydıklarımızdan herhangi birinin vuku bulması trafoyu servis harici edebileceği gibi, sargı arızasına da neden olmayabilir.

Diğer bir arıza çeşidi de transformatör tankının deformasyonu ve kaynak bağlantılarındaki hatalardan kaynaklanabilmektedir [16].

### **5.6. Transformatör Koruma Algoritmasının Analizi**

Trafonun koruma şekli trafonun etiket bilgilerine göre kabul edilen koruma felsefesi oldukça önemlidir. Arıza incelenmesinde bütün koruma bilgileri, koruma felsefesine ait bilgiler toplanmalı ve arıza anında çalışan rölelerin doğru çalışıp çalışmadığı analiz edilmelidir [16].

#### **5.6.1. Transformatör korumada kullanılan parafudr**

Kullanılan parafudrun koruma seviyesi trafonun BIL düzeyi ile koordinasyon sağlamalıdır. Kullanılan parafudrdan trafonun darbe gerilimine ve yüksek frekanslı geçici rejim koşullarına karşı koruması beklenir. Parafudr geçici rejim koşullarını ayırt edemez. Parafudrun çalışma gerilim seviyesi trafo izolasyon sisteminin tolerans tanıdığı seviyede olmalıdır. Ancak, tekrarlanan darbe gerilimleri trafonun izolasyonunda zarar verecek etki oluşturabilir [17].

#### **5.6.2. Transformatör korumada kullanılan aşırı akım koruma**

Aşırı akım rölesi trafoyu kısa devre akımlarına karşı yeterince koruma sağlayabilecek yapıda olması beklenir. En uygun koruma ayarı, akım-zaman koruma

karakteristiği trafonun kısa devre dayanım koordinasyonu sağlanmalıdır. Bu karakteristik IEEE C57.109-1993,Guide for Liquid Immersed Transformer Through-Fault Current Duration standardında belirtilmiştir. Aşırı akım koruma basit bir gúc sigortası olduğu gibi çok gelişmiş aşırı akım röllesi de olabilmektedir. Modern aşırı akım röleleri arıza anına ait kayıtları yapabilmekte ve arıza incelenme esnasında oldukça açıklayıcı bilgiler sağlayabilmektedir [16].

### **5.6.3. Transformatör korumada kullanılan diferansiyel koruma**

Diferansiyel koruma varsa kısa devre akımı ile koordinasyon sağlanmalıdır. Trafonun çevirme oranı, bağlantısı ve akım trafoları diferansiyel korumada önemli rol oynar. Eğer diferansiyel rölemiz doğru çalışmışsa, koruma bölgesi içerisinde arızanın olduğunun göstergesi olduğundan zaman kaybedilmeden trafonun teşhis testlerinin uygulanması gerekebilir. Yalnız burada koruma bölgesi içerisinde trafodan başka teçhizat varsa, bara ekipmanı, kesici veya diğer ekipmanlar söz konusu olması durumunda diferansiyel rölenin çalışması trafo dışındaki teçhizattan da olabileceği göz önünde bulundurulmalıdır.

### **5.6.4. Akım ve gerilim dalga yapılarının analizi**

Üç fazlı veya tek fazlı bank şeklinde işletilen trafoların kısa devre neticesinde servis harici olmalarındaki arızalı fazı veya fazları belirlemek oldukça önemlidir. Gelişmiş ölçme ve örnekleme imkanı olan cihazlar kullanarak bazı koruma felsefelerinde bulunan ve modern trafo montajındaki yüksek hızda kayıt yapabilen cihazlar, osilograf veya dijital arıza kaydediciler; arıza öncesi, arıza anı ve arıza sonrası akım ve gerilimin dalga şeklini kaydetme imkanı sağlarlar. Bu cihazlardan bir kısmı akımın genliğini ve faz açısını referans değerlere göre kaydetmektedirler. Bu şekilde arıza akımının genliğini ve faz açısını bilinmesi ve hangi fazda gerilimde çökme olduğunun bilinme imkanı elde edilir. Bu bilgiler ışığında trafo bağlantı şeklide göz önünde bulundurularak sargılarda dolaşan akım hesaplanabilir. Bu nedenle arıza incelemesinde bulunan kişinin ilk çalışmaya başlamasında elde edilecek verilerden biride arıza ve olay kaydedicilerin kayıtlarıdır [16].



### **5.6.5. Arıza ve olay kayıt cihazlarının kayıtlarının analizi**

Beklenmedik bozulmalar veya olaylara ait kayıtlar muhtemel bir problemin aydınlatılmasında oldukça fayda sağlamaktadır. Çalışan röleler veya koruma ekipmanları üzerinde çalışma imkanı sağlar. Trafo kullanıcısı bir arıza ile karşılaştığında olay kaydedicilerin kayıtları ile arıza kaydedicinin kayıtları arıza ile ilgili kısımları mutlaka elde etmelidir. Osilograf veya arıza kaydedici kayıtlarındaki değişimler veya ani açma bilgileri genelde ilerleyen bir arızanın final kısmına ait bilgileri bulundurur. Trafo merkezinde, çalışan rölelere ait açma ve bayrak bilgileri, arıza/olay kayıtları, varsa monitoring izleme cihazı kayıtları ile Scada kayıtları zaman kaybedilmeden incelenerek trafo kondisyonu ve ekipmanlarının durumu üzerinde çalışılmalıdır.

Elde edilen arıza/olay kayıtları ve çalışan rölelere ait bilgiler analizi yapılmalıdır. Trafo arızasının olmasında durumunda arıza/olay kayıtlarındaki ilişkisi kurulmalı, şayet yanlış değerlendirme veya uygulama söz konusu ise kullanıcın diğer trafoları içinde büyük bir risk söz konusu olacağına gerekiyorsa koruma felsefesinin gözden geçirilerek değiştirilmesi sağlanmalıdır.

Başlangıç incelemeleri, kayıtlar ile yapılarak öncelik oluşturan nedenlerin belirlenmesi sağlanabilir. Elde edilen mevcut test bilgileri ve geçmiş testlerle de arıza/olay kayıtlarından tespit edilen nedenlerin desteklenerek kanıtlanması gerekir [16].

## 6. TRANSFORMATÖR ARIZALARI VE ÖRNEK ARIZALAR

Başta da söylediğimiz gibi güç trafosu; aslında manyetik bir devre, primer ve sekonder bobinleri bulunan, bağlantı noktasını bushing ile sağlayan, soğutma düzeneği ve bu düzeneğe ait bir devre, izolasyon yapısı olan ve bir de gerilim ayarını stabil halde tutmayı sağlayan kademe değiştiriciden teşekkül etmiş bir yapıdadır. Yukarıda saydığımız her bir eleman başlıca arıza kaynağı olmaya neden olmaktadır.

Statik bir transformatörde şüphe göstermeyecek olan elektrik aparat parçalarının her biri asgari bozulmaya maruz kalmakta iken zaman zaman çeşitli nedenlerle arıza meydana getirmektedirler.

Fakat oransal olarak arıza sayısı sistemde işletme de bulunan trafo sayısının yanında oldukça küçüktür. Yardımcı ekipmanlarda meydana gelen mekanik arızaları elektrik arızalarından ayrı değerlendirmek gerekir. Güç sistem işletmeciliğinin de sıklıkla görülen arızaları genelleştirerek aşağıdaki gibi sınıflandıracak olursak, her ne kadar genişletirsek de farklı arıza türlerinin birbirlerine göre farklı durumu söz konusudur.

- a) Manyetik devre de meydana gelen arızalar; nüve arızaları, boyunduruk arızaları, yakın bağlantı yapısında kaynaklanan arızalar,
- b) Sargı arızaları; bobin arızaları, sipir kısa devresi, sargı kopması, tali izolasyon arızaları, bağlantı düzeneğinde meydana gelen arızalar,
- c) Dielektrik devresinin de meydana gelen arızalar; yağda meydana gelen arızalar, ana izolasyondan kaynaklanan arızalar,
- d) Yapısal arızalar [28].

Yapısal arızalar aşağıdaki nedenlerden de kaynaklanabilir;

- 1) İmalat hatasından kaynaklanabilir. Bunlar; zayıf dizayn, arızalı malzeme ve kötü işçilik nedeniyle olan arızalar,

2) Anormal işletme şartlarından kaynaklanan arızalar;trafonun nem alması, izolasyonun yeterli düzeyde kontrolünün yapılamaması,anormal geçici ve darbeli işletme de çalışma koşullarından kaynaklanan arızalardır.

### **6.1. Transformatörlerde Aşırı Gerilimler ve Etkileri**

Güç trafolarından yük altında uzun süre hizmet vermesi beklenir. Bu nedenle sargılar ve akım taşıyan kısımlar anma frekansında sürekli bir gerilime ve aşırı gerilim darbelerine geçici maruz kalırlar. Nominal gerilimin %110 katına kadar olan gerilimlere maksimum gerilim, bu gerilim değerinin üzerindeki gerilimlerde aşırı gerilim denir [29].

Genel olarak, aşırı gerilim istisnai bir gerilim olup, trafonun çalışma geriliminden çok fazladır ve yalıtkan kısımlar için zararlıdır. Aşırı gerilim deyişinden, genellikle atmosfer şartlarının zorlamalarından oluşan aşırı gerilim darbeleri anlaşılır. Bunlar, açma-kapama gerilimleri gibi, yalıtkanı şiddetli bir şekilde etkiler. Açma-kapama gerilimleri, yani manevra gerilimleri enerji iletim hatlarında alışlagelmiş açma-kapama işlemleri sırasında, trafonun yükte ve yüksüz açma-kapama gibi iletim hatlı çalışma koşullarında ani değişiklikler sırasında oluşabilir. Bu gerilim dalgaları, faz geriliminin 3-4 misli büyüklükte ve saniyenin bir kesirinin yüzdeleri kadar bir zaman sürer (kural olarak 0.1 saniyeyi geçmez). Ayrıca hattaki açmalar ve kısa devreler, açma-kapama dalga geriliminden daha yüksek çökme gerilimine sebep olabilir.

Olumsuz koşullarda trafoya ulaşabilecek yıldırım gerilim dalgaları, faz geriliminin 10 katı değerinde ve birkaç mikrosaniye sürecek aşırı gerilimlere neden olabilir.

Trafo yalıtımı iç ve dış kısımlar olarak sınıflanır. Dış yalıtım, sargıları birbirinden ve topraktan ayıran kısmı, iç yalıtım, sargılarının kendi içindeki yani sarımlar, katmanlar ve bobin arası kısmı kapsar [29].

Normal çalışma gerilimi ve açma-kapama gerilim dalgası daha çok dış yalıtımı, yıldırım ise özellikle iç yalıtımı etkiler. Manevra aşırı gerilimlerinden dolayı atlama

riski transformatörlerde özellikle yüksek gerilim terminallerindedir. YG sargı terminaline, dik başlangıçlı darbe dalgasının ulaştığında, trafo güvenliğinin büyük ölçüde darbe genliğinin sargı iç yalıtımı içinde düzenli (üniform) dağılmasına bağlı olduğunu göstermektedir. Gerilim dağılımı sargıda düzenli oldukça, yalıtım dayanımı artmaktadır.

Trafonun emniyetli çalışması onun yalıtım seviyesine bağlıdır. Bu seviye, anma frekansındaki gerilime ve aşırı gerilim dalgalarına dayanabilme kapasitesi olarak anılır. Trafo yalıtımının seviyesi ve yalıtım dayanımı trafonun hizmet türüne ve hangi gerilim sınıfına göre tasarlanmış olmasına göre değişir. Bu seviye çalışma tecrübeleri göz önüne alınarak seçilir ve standartlar halinde belirlenir.

Yalıtım boşluklarının doğru seçimi, yalıtım malzemelerinin uygunluğu ve yalıtımın yapılması trafonun emniyetli çalışmasına ve uzun ömürlü olmasına yardımcıdır. Ancak, yalıtım dayanımının çok yüksek derecelerde yapılması, gereksiz ağır masrafa, boyutların büyümesine ve toplam trafo maliyetinin artmasına neden olur.

Şiddetli ve ani arızalar bir yıldırım darbesi sonucu ortaya çıktığında yüksek enerji yoğunluklu (kilowatt-saniye) arızalar olup, arıza sırasında ark nedeniyle çok fazla gaz oluşmakta ve trafo büyük dinamik zorlamalara maruz kalmaktadır. Atmosferik deşarjlardan meydana gelen dik cephele darbe gerilimleri, kısa uzunluktaki sargılarda çok büyük potansiyel fark oluşturur ve bunun neticesinde sargı izolasyonu delinebilir. Atmosferik deşarjlardan meydana gelen aşırı gerilimlerin sargılarda sargı başlarını kopardığı görülmüştür. Normal işletme gerilimlerinde bushing normal olarak çalışır, fakat sonradan gelen aşırı gerilimler deşarjlara sebep olurlar. Bushinglerde meydana gelen bu tür arızalar, ark boynuzu ilavesiyle önlenir. Yalnız ark boynuzlarının bushingten kafi miktarda uzak olması ve meydana gelecek arki bushingten uzak tutması gerekir [30].

Arıza akımı daha büyük olduğundan, boştaki transformatörün enerjilenmesi sırasında konsekutif arıza ihtimali, boştaki bir hattın enerjilenmesine oranla daha büyüktür. Transformatörün nötr noktası topraklanmadığı hale oranla, teorik aşırı gerilimlerden

daha yüksek manevra aşırı gerilimleri oluşabilir. Boştaki transformatörlerin açılması sırasında oluşan aşırı gerilimler, boştaki hattın açılmasındaki gibidir fakat “takip eden arıza” kesiciye yakındır ve kısa devre gücü açma kapasitesinin %60’ını aşabilir. Bu konuda yıldırım düşmesi neticesinde yaşanan arızaya ait rapor EK-1’de gösterilmiştir [31].

## 6.2. Trafolarda Mıknatıslanma Akımı ve Ferrerezonans Olayı

Bir transformatörle beslenen veya bir transformatörde nihayetlenen az yüklü bir hattın tabii frekansı bu transformatörün mıknatıslama akımı harmoniklerden biri ile çakışırsa harmonik osilasyonlar ve belirgin aşırı gerilimler meydana gelebilir. Transformatör “inrush” akımlarının zaman sabitlerine bağlı olarak, enerjileme işlemlerini takiben bu ferrerezonans tesiri kalıcı veya güç frekansının birkaç periyodu boyunca devam edebilir. Şebeke geriliminin nominal değerinin üstünde olması ve trafo geriliminin uygun seçilmeyişi sonucunda, sekonder tarafta yük olmasa bile, kapama esnasında trafonun aşırı akım rölesinin çalıştığı görülmüştür. Bu konuyla ilgili yaşanan bir arıza EK-2’de gösterilmiştir [32]. Trafo devreye girerken kapama darbe akımları meydana gelir. Trafo primer geriliminin aşırı yüksek olması demir nüvenin doymaya ulaşmasına neden olarak mıknatıslanma akımını artırmaktadır. Bu arada kapama darbe akımlarının süresinin uzun olması halinde aşırı akım rölesi çalışabilmektedir.

Trafo uçlarında gerilim yükselmesi, nüvenin doyumu ve aşırı mıknatıslama akımlarının çekilmesine neden olur. Bara geriliminin yükselmesi, artık mıknatıslanma ve anahtarlama dediğimiz manevra anlarındaki geçici rejim döneminde bu olaya sık sık tanık oluruz.

Bir trafo enerjiliyken sistemden, gerekli mıknasiyeti sağlayabilmek için akım çeker. Bu akımın mıknatıslama ve nüve kayıplarını ihtiva eden iki bileşeni mevcuttur. Akım eğrisi 3.,5.,7.,... harmonikleri ihtiva edeceğinden, bozukça bir sinüs şeklindedir. Çekirdekte oluşan mağnetik akı uygulanan gerilimle orantılıdır. Trafo saçlarının B

değeri 1,65-1,75 Tesla'dan onra mıknatıslama eğrisi doğrusal özelliğini kaybeder, harmoniklerinin değerleri büyür ve mıknatıslama akımı sinüsü iyice bozulur [33].

Nüvenin doyumunu neticesinde meydana gelen aşırı ve dengesiz akı devresini nüve dışındaki boşluktan tamamlayacağından (sargılar arası, nüve kazan arası ve kazandan) hem nüvede hemde konstrüksiyon üzerinde aşırı ısınmalara neden olacaktır. Bu durumda, nüve plakaları arasındaki kağıt, lak v.b gibi izolasyon malzemeleri bozulacak, kazan, nüve sıkıştırma plakaları üzerindeki civataları kaynaklayacak ve de değerleri büyük mıknatıslama akımı harmonikleri sargı iletkenini deri olayı nedeniyle aşırı ısıtıp kağıt izolasyonunun hasarlanmasına neden olabilecektir. Bu kayıplar, trafonun nominal yük kayıplarının çok büyük katları kadar olabilecektir. İmalatçı firmalar trafo kazan kayıpları, kazanın iç cidarına sargı boyu yüksekliğinde koydukları trafo saçı veya bakır, alüminyum levhalarla azalmışlardır. Böylece kaçak akılara yol temin edilmiştir. Aşırı akı, nüve ve konstrüksiyondan devresini tamamladığından bazı sıcak noktalar trafo yağını yakarak, aşırı mıknatıslama akımı sargıyı ısıtarak gaz oluşmasına neden olmuştur. Bir transformator sargısında endüklenen gerilim eşitlik 2.13'de verilmiş idi. YG sargısına kademe değiştirerek sarım ilave etmek (N'yi artırmak) mıknatıslama akımlarının değerini düşürecek, tabiatıyla eşitlikteki akı dağeri değiştirilecektir. Bu temel endükleme formülünce de manevra anaları ve arıza anlarındaki frekansdaki değişimlerin etkisi kolayca irdelenebilmektedir.

Elektrik güç sistemlerindeki transformator ve reaktörlerin oldukça yüksek indüktansı ile iletim sistemlerinin yayılı kapasitansları ferrezonans koşulların kolayca meydana gelmesine sebep olurlar. Örneğin; kesici kontaklarının aynı zamanda açma ve kapama yapmaması, hat iletkeninin kopması ve bir sigortanın atmasının hemen akabinde, güç sistemindeki transformatorlerde yüksek gerilimler meydana gelebilir. Bu aşırı gerilimler sisteme bağlı teçhizatın hasarlanmasına neden olur. Oldukça indüktüf transformator sargıları, sistem kapasitansları ile birlikte yukarda ki anormal gerilimlere ve aşırı ısınmalara sebep olan bir ferrezonans devresi oluşturabilir. Transformator primer sargısının iletim hattının toprak kapasitansı ile seri olarak irtibatlandığı zaman ferrezonans devresi oluşur. Güç sistemlerinde normal çalışma

koşullarında ferrerezonans meydana gelmez. Ferrerezonans, bir kesici veya anahtarın açılıp kapanması, kesici veya anahtar kontaklarının aynı anda açılıp, kapamaması, bir sigortanın atması veya bir hat iletkeninin kopması durumundaki tetiklemeler ile meydana gelen bozulmalar sonucu oluşur. Ferrerezonansın meydana gelmesine, transformatörlerin devreye girmesi esnasında oluşan transient akımlarda sebep olur [33].

### **6.2.1. Mıknatıslanma akımının yüksek olması nedeniyle transformatörün servis harici olması**

Transformatörde garanti edilen sıcaklık yükselmelerini geçmeksezin, trafo tam yüklü iken %5 fazlasını, yüksüzken %10 fazlasını geçmemelidir. Literatürde, trafonun %20 fazla gerilimde 1 dk. dayanabileceğini söyler. Ancak işletmecilere, trafo herhangi bir kademedeki geriliminin %110'una çıkması halinde, trafoları servis harici edecek rölelerin kullanılması önerilir. Ferrerezonans ve doğrusal olmayan (non-linear) osilasyonlara meydan vermemek için, yüksüzken, YG sargısının herhangi bir kademesinin maksimum %110'unda, doyum eğrisinin diz noktası altında işletilmesi istenir [34].

Sistem arızası sonrası YTM manevraları esnasında istasyonlar yüklenmeden baralarına gerilim alınmış, hat uzunluğu artan uç noktada bara gerilimi 180 kV iken bu istasyonda 154/34,5 kV, 100 MVA bir trafo devreye alınmak istendiğinde, diferansiyel ve buchholz rölesi çalışması ile trafo servis harici olmuş. İşletmece yapılan kontrol da buchholzda toplanan gazın yanıcı olup olmadığı layiki ile anlaşılammış. Trafoda yapılan testlerde trafonun durumu normal olarak değerlendirilmiş, bu duruma trafonun boştaki gerilim kademesinin çok üzerinde (%15 fazla) bir gerilimin trafo terminaline uygulanması yol açmıştır. Aşırı akı, nüve ve konstrüksiyondan devresini tamamladığından bazı sıcak noktalar trafo yağını yakarak, aşırı mıknatıslama akımı sargıyı ısıtarak gaz oluşmasına neden olmuştur. Bu ve benzeri birçok hadise yaşanmaktadır. 154 kV'luk iletim sisteminde bara gerilimleri 160 kV'lar civarındayken bile, trafonun düşük, boştaki gerilimi nedeniyle trafonun diferansiyel veya toprak röleleri çalışması ile servis harici olduğu görülür.





### 6.3. Bushing ve Tij Bağlantı Arızaları

Bushing arızaları yüzeysel deşarj ve izolasyon delinmesi şeklinde olur. Kısa süreli yüzeysel atlamalarda bushing de hemen hemen hiç veya çok az hasar meydana gelir. Porselen bushinglerde sır üzerinde tırmanma akımı neticesinde izler veya madeni flanş üzerinde eriyen noktalar görülebilir. Sert kağıttan veya epoksi reçineden yapılan bushinglerde atlama neticesinde izolatör üzerinde derin olmayan hafif yanıklar meydana gelir. Dielektrik dayanım gerilimi düşmekle beraber normal işletme gerilimlerinde bushing normal olarak çalışır, fakat sonradan gelen aşırı gerilimler deşarjlara sebep olurlar. Bushinglerde meydana gelen bu tür arızalar, ark boynuzu ilavesiyle önlenemez. Yalnız ark boynuzlarının bushingten kafi miktarda uzak olması ve meydana gelecek arkı bushingten uzak tutması gerekir. Bushing yakınındaki madeni konstrüksiyonlar, bushing izolatörünün tırmanma uzunluğundan daha fazla uzakta bulundurulmalıdır.

Komşu bushingler arasında meydana gelen atlamalarda kısa devre gücüne bağlı olarak metal kısımlarda az veya çok yanık izleri olur, fakat bushing üzerinde direkt bir deşarj meydana gelmez. Porselen bushinglerde termik etkiler ve mekanik darbeler neticesinde izolatörlerde çatlaklar olmuşsa veya izolatör içinde hava boşlukları varsa, delinme meydana gelebilir.

Küçük güçlü trafolarla yağ seviyesinin çok düşmesi nedeniyle bushingin altı açığı çıkarsa, bu durumda nakille kazan arasında deşarj olabilir. Zira bushinglerin alt kısımları yağ içinde kullanılacağı düşüncesiyle düz ve kısa tutulur. Büyük güçlü trafolarla buchholz rölesi yağın tehlikeli sınırlara kadar düşmesine müsaade etmez. Yağlı bushinglerde yağın kötüleşmesinden veya yağın alttan akmasından dolayı, normal işletme gerilimlerinde delinme meydana gelmez. Bushingin üst tarafında bulunan camlı yağ göstergesinden yağ seviyesi zaman zaman kontrol edilmelidir.

İzolatör kayması veya sıfır ringlerin bozulması neticesinde yağ seviyesi düştüğünde kondansör katların yağsız kalan üst kısımlarında, folye uçları arasında delinmeler olabilir. Yağın tamamının boşalması halinde, değişen hava şartlarında içeriye giren rutubetli

hava, yüzeysel iç deşarja (flashover) neden olabilir, bu da izolatörün parçalanmasına neden olur. Kondansör katlar arasında, gerek kağıt veya fiber izolasyonda gerekse yağda rutubet olması da delinmelere neden olur. Bushingın yağ içerisinde kalan alt kısmında bu nedenle olabilecek bir hadisede , parçalar trafo içerisine dökülür ki, bu da temizlenmeyi gerektirir.

Şayet üst ve alt kısmı ayıran, flanşa denk gelen izolasyon parçası, izolatör ile birlikte parçalanırsa, bu kez dışarıya çıkacak yağ, kızgın izolatör veya ark ile yüzyüze gelip, trafo içerisindeki yağın dışarıya çıkması ile yangınlara neden olacaktır. Bushinglerdeki korona deşarjının yol açtığı bir arıza örneği EK-3'de verilmiştir [36]. Bushing montaj hatasının yol açtığı arızalar ile GİS TM'lerin de, domlar da ki bushinglerin çok çabuk rutubet aldıkları örneği de iletim sistem işletmeciliğinde yaşanan bir tecrübedir. Arızalı bushingler genellikle yenileri ile değiştirilir.

#### **6.4. Kademe Değiştirici ve Mekanizmasına Ait Arızalar**

Yükte kademe değiştiricinin 154/34,5 kV trafolarında iki tip şalter bulunmaktadır. Biri, trafo kazanı içinde ayar sargılarından (154 kV sargının en dışına sarılıp çeşitli gerilimler için uçlar çıkarılan sargılar) gelen iletkenlerin bağlandığı seçici şalter (selectör switch), diğeri ise yük altında devreyi kesmeden, başka bir gerilim seviyesine geçme imkanı sağlayan dirençli şalter (diverter switch)'dir. Bu şalter seçici şalter üzerine yerleştirilmiş (oturtulmuş) mekaniki ve elektriki bağlantısı vardır. Dirençli şalter ayrı bir odacıkta (fiber tüp) bulunup, içerisi yağ doludur. Trafo kazanı içerisinde kalmakla beraber ana yağdan tamamen ayrıdır. Bu nedenle trafonun bir ana buchholz , bir de şalter odasına bağlı kademe buchholz rölesi mevcuttur. Şalter odasını, rezervuarına (ana tank ile kademe rezervuarları içeriden bir bölme ile ayrılmıştır) bağlayan boru üzerine yerleştirilen kademe buchholz rölesi, kademe şalter odasında meydana gelecek ark neticesinde çalışır. İyi soğutulamayan bu odada ısınan yağ çok çabuk bozulmakta ve yağ asidi ile kontak tahribatını kolaylaştırmaktadır. Bu nedenle ortaya çıkacak tahribatlar; kontaklarda gevşeme, yıpranma ve hatta fiber tüpe zarar verebilecektir. Bu durum, ilerlemiş kötü hali ile kademe şalterini ve hatta trafoyu kullanılsız hale getirip, işletmeden alıkoyabilir. Kademe şalterinin serviste iken periyodik kontrolü, kademe şalteri tipi ve taşıma akımına

göre değişmektedir. Kademe değiştirici katalogunda verilen maksimum çalışma sayısına ulaşılmamışsa bile; yıldız bağlı trafolarla 6 yılda bir, üçgen bağlı trafolarla 3 yılda bir kontrolü yapılmalıdır. Kademe şalteri yağ İçinden çıkartıldıktan sonra 10 saatten fazla atmosferik şartlara maruz bırakılmamalıdır. Kontrol İşlemi sırasında kademe şalter yağı değiştirilir. Şalter odası MR tipine göre 125 - 190 litre yağ ihtiva etmektedir. Bundan başka konik dişli ile beraber tüm kumanda şaftı, motor kumanda mekanizması kontrol edilmelidir [37]. Kademe şalter odasında meydana gelecek ısınmaları bir örnekle açıklayalım;

154/34.5 kV, 100 MVA bir trafo; 154 kV kademesinde 80 MVA yükte çalışırken 300 A akım çeker. Kademe kontaklarında  $100 \mu\Omega$ 'luk bir geçiş direncinde;

$P=R.I^2= 100.10^{-6} \cdot (300)^2=9W$ ,  $1m \Omega$ 'luk geçiş direncinde 90 W'lık güç harcanacaktır. 3 fazda  $3 \times 90=270$  Watt'lık bir enerji açığa çıkar. Kısa devre arıza anında, akımın 10 kat büyümesi halinde (300 - 500 msn arıza akımının aktığı süre içerisinde), 9W - 900W, 90W-9kW olacaktır. Bu da yağın çok kısa zamanda bozulacağını gösterir. Kademe değiştirici arıza örneği EK-4'de verilmiştir [38].

Kademe değiştiricilerde arızalarda kontak kaynamaları ve kumanda mekanizmasında meydana gelen arızalar incelendiğinde;

### Kontak Kaynamaları

Hareketli ve sabit kontakların yüzeyi kaplanmamışsa,yani çıplak bakır ise ,oksijenin etkisi ile bakır oksit tabakası oluşur. Bu oluşma sıcaklıkla hızlanır. Bu kaplanmamış veya korunmamış bakır yüzeyler, normal atmosferik şartlarda çalışan diğer teçhizatla da, örneğin ayırıcılar da, problem oluşturabilir.En çok zarar veren yüzeysel direnç karbon cinsi olanıdır ve asetilenin polimerizasyonu neticesinde oluşur. Asetilen yağın arkla ayrışması sonucunda meydana gelir ve kimyasal olarak çok aktiftir. Siyah tabakanın bakır ve bakır alaşımli kontak yüzeylerine aşırı bir duyarlılığı vardır. Birikinti miktarı, kesilen akımla, kademe değiştirme sayısı, zamanla ve nihayet kademe değiştiricinin ayrı bir yağ bölmesinde olup olmaması ile direkt orantılıdır. Ayrı bir basınçlı bölüm yağın gaz tutma eğilimini ve birikimini artırır. Yüzeysel

direncin artması kontakların ısınmasına ve neticesinde arızalanmasına sebep olur. Araştırmalar karbonlu birikimlerin gümüş, alüminyum ve çelik yüzeylerde olmadığını göstermiştir. Aynı şekilde slikağelli ayrı bölmeli kademe değiştiricilerde de birikim olmadığı görülmüştür. O halde gümüş kaplı kontak kullanmak yerinde olacaktır.

Kademe değiştirici hareketli kontakları sabit kontak yüzeylerine tam olarak paralel değilse, yan basarsa kontak kaynaması olabilir. Zira temas sadece belirli noktalarda olacak ve bundan dolayı direnç artarak, kontakların ısınmasına neden olacaktır.

Kontakt değiştirme zamanı geçmiş, aşınmiş kontaklarda temas yüzeyi azalır. Sonuçta direnç artar ve ısınma neticesinde kontak kaynar [39].

#### Mekanizma Arızaları

Motor kontaktörünün arızalanması, bağlantı civatalarının işletmede çeşitli sebeplerden dolayı gevşemesi, düşmesi, motor sargılarındaki izolasyon bozuklukları şeklinde kendini gösterir [39].

#### **6.5. Nüve, Boyunduruk ve Tutucu Sistem Arızaları**

Demir nüvenin bazı kısımlarının kafi derecede soğutulmaması neticesinde arızalar söz konusu olabilir. Soğutma başlangıçtan itibaren, yani fabrikasyon hatasından dolayı kifayetsiz olabilir ve sonradan nüve içindeki yağ kanallarının kuvvetli şlam (çamurlaşma) teşekkülüyle kötüleşmiş olabilir. Lokal aşırı ısınmalar sonucu saçlar arasındaki izolasyon madde kömürleşerek saçların birbirleriyle temas etmesine ve girdap akımlarının artmasına sebep olabilir. Rutubet nadir olarak nüvede izolasyon bozulmasına neden olur. Nüve izolasyonun bozulması uzun zaman alabilir ve neticesinde nüve yumruk büyüklüğünde delikler meydana gelir. Arıza henüz küçükse, serviste bulunan trafo gürültüsünün artması şeklinde kendisini gösterir. Buchholz rölesinde gaz birikmesi söz konusudur. Arıza büyümüş ve demir nüvede kısa devre meydana gelmişse, aşırı akım ve diferansiyel röleler çalışabilir.

İyi sıkılmayan baskı civatalarının somunları nakliye veya işletme esnasında vibrasyon neticesinde çözülür,saç paketi gevşer ve sonuçta saplama civataların izolasyonu bozar.

Ayrıca saplama civataları somunlarının aşırı derecede sıkılması saplamaların izolasyonunu ezer ve civatanın saç paketi ile temas etmesini sağlar. Birkaç yerde izolasyon bozulmuş ve bir kısa devre meydana gelmişse kısa devre akımının etkisi ile saç erimesi olur.

Boyunduruk ve bacağın birleştiği köşelerde saçlar iyi oturmazsa, buralarda saç paketi arasındaki izolasyon bozulabilir.

Trafo kuvvetli ve uzun süreli aşırı gerilim altında çalışırsa,demir nüve doymaya geçen ve mıknatıslanma akısının önemli bir kısmı baskı saplamaları üzerinden devresini tamamlar. Bunun sonucunda meydana gelen girdap akımları saplamayı ısıtarak etrafındaki izolasyonu bozarlar.

Nüve ve saplamalarda oluşan küçük arızalar, nüvedeki yanıkların giderilmesi ve saplama izolasyonunun değiştirilmesi ile giderilir. Büyük çaptaki yanıklar ve izolasyon arızaları parçaların değiştirilmesi ile ortadan kaldırılır. Saç paketleri arasında çok sayıda soğutma kanalının bulunması, saç paket arızalarının dar çerçeve içinde kalmasını sağlar.

Bazı durumlarda, trafoyu servise aldıktan sonra, nominal gürültüsü yanında, trafonun içinden cızırtı sesleri duyulabilir. Bu topraklanması mümkün olmayan metal parçalar da ki deşarjdan dolayıdır. Deşarj kıvılcımlarının enerjisi düşük olduğundan arıza meydana gelmez. Ekseri bir müddet sonra kıvılcımlar izolasyonu kömürleştirerek kendine bir yol açarlar ve metal aksamı topraklayacak mertebeye gelirler, seste kaybolur. Sesin devam etmesi halinde, metal parçaların bir iletkenle topraklanmalıdır. Bu gibi durumların meydana gelmesini engellemek için, trafo tamirlerinde tüm metal parçaların topraklanmasına bilhassa özen gösterilmelidir.

Baskı parçaları olarak bacakları, boyunduruğu birbirine sıkıştıran nihai saçlar, sargıları sıkıştıran pres parçalar, takozlar ve saplama demirler sayılır. Bütün bu kısımlar meydana gelen kısa devre kuvvetlerini karşılayabilecek mertebede olmalıdır. Büyük güçteki trafolarda sargılar konsantrik ve yuvarlak sarılırlar ki meydana gelen elektrodinamik kuvvetleri sargılar karşılamak durumundadır. Dilimli sargılarda eksen istikametinde gelen kuvvetleri dilimler arasındaki takozlar karşılar. Trafo sargılarını baskı altında tutmak için bir tarafı açık yarım ay şeklinde baskı ringleri kullanılır. Madeni olan bu ringler herhangi bir sebepten dolayı kısa devre olursa, nüve etrafında tek sargılı bir kısa devre sargısı oluşur [39].

Arkla neticelenen kapasitif yükler, baskı parçalarında da meydana gelebilir. Bunları önlemek için bu parçaları topraklanır. Büyük trafolarda birkaç 100  $\Omega$ 'luk direnç üzerinden topraklama yapılır.

Manyetik devrede olabilecek arızaları kısaca özlersek;

1) Bu türden arızalar zaman zaman nüve tipli güç trafolarında plakalar arasında veya etrafında izolasyon delinmesi ile bağlantı noktalarından nüveye ve boyunduruğa doğru tabakalarda izolasyon delinmesinin yol bulması nedeni ile meydana gelmektedir. Bu türdeki arızalar nüve tabakalarında lokal kısa devrelere neden olmakta ve bundan dolayı da nüve tabakasında şiddetli girdap akımları oluşturmakta ilaveten de bu yapıda iki veya daha fazla nüve bağlantısında arızalanmaya neden olmaktadır. Aşırı akımların nüve tabakalarında dolaşmasından manyetik akı çevriminde kısa devre yapısında davranış gösterirler. Nüve bağlantı noktası civarı ile bacak sonunda ki boyunduruk bağlantısı ile eş zamanlı arızalanması; bu tür arızalar trafo için en ciddi arızadır. Şöyle ki iki bağlantı yolu arasını, bütün manyetik akının nüveden boyunduruğa geçişini tehdit eder veya aksine boyunduruktan nüveye manyetik akının geçişini tehdit eder. Manyetik akı yol yapısı, bağlantı yeri ve dıştaki kalın sıkma tabakası düşük empedans özelliği olan bir yerdir ve burası bu şekilde arızalandığında toplam sıcaklık üretir, bunun da bazen tüm nüveyi bozacak mertebelerde büyük yeterlilikte olduğu bilinmelidir. Bu tip arızalarda ısı üretimi keza bobin izolasyonunu kavurarak komşu sargılar arası kısa devreye de dönüşmektedir.

2) Nüve tabakaları arası izolasyonun arızalanması, boyunduruk ve boyunduruk bağlantı yüzeylerinde izolasyonun arızalanması ile ortaya çıkan arızalar. Bu tip deki arızalarda büyük girdap akımları dolaşmakta, bu akımlarda korkunç şiddette ısı üretmekte, bu ısıda nüveyi ve sargı izolasyonuna zarar vermektedir. Sırası gelmişken bu arızanın demir kayıplarını da arttırdığını söyleyebiliriz.

3) Eğer nüve sıkıştırma bağlantılarında, bağlantı elemanı, nüve yapısına karşı çok özel önlemler alınmayıp kilitleme yapılmamışsa (eski trafolarında bu durum söz konusu) trafo servis de iken vibrasyondan dolayı bağlantılarda oynama olacak, bu titreşim zamanla nüve izolasyonunu zayıflatacak (sürtünmeden dolayı) ve yukarıda bahsedilen türden arızanın oluşmasına neden olacaktır.

4) İmalat aşamasında nüve kenarlarında ve boyunduruk tabakalarında vızıltı oluşabilir, yanlış malzeme kullanılmasından kaynaklanır, bu yüzden nüve ve boyunduruk tabakalarının yanlış kesilmesi ve birleştirilmesi uzman personel tarafından yapılmadıkça vızıltılar demir tabakalarında lokal kısa devrelere dönüşebilir ve girdap akımlarına bağlı olarak aşırı ısınmalar ortaya çıkar.

5) Tabakalar arasında metal parçacıklar ve küçük demir talaşı bırakılmadığından imalat aşamasında kesinlikle emin olunması gerekir. Çünkü bunların bırakılması veya unutulmasına bağlı olarak da yoğun girdap akımları oluşmakta ve bundan dolayı da nüvede lokal aşırı ısınma oluşmaktadır.

6) Bu konu ile alakalı olarak bilhassa yüksek gerilim testinde üst boyunduruğu dipçik tipi olan trafoların bağlantısında; eğer nüve ile boyunduruk arasında anormal boşluklar bırakılmış ise dipçik ek yerinde şiddetli girdap akımları oluşabilir, bu yüzden yoğun ısınma meydana gelir, bu ısıda nüve ve boyunduruk civarındaki boşluklarda yanmalara neden olur. Bazı eski tip dizaynlarda bu türden olaylara yoğun olarak boyunduruklarındaki zayıf dizayndan dolayı karşılaşılmaktadır. Bu da girdap akımlarını arttırır bu sorununun yaşandığı güç trafolarında manyetik akıların girdiği ve çıktığı nüvelerde diğer trafo nüvelerinden farklı olarak bağlantılarda açığı oluşur. Alt boyunduruk ta manyetik akılar çizildiğinde bu yapıdaki trafolarında

oldukça dik yukarı yönde veya aşağı yönde manyetik akılar gözlenir bu yüzden giren veya çıkan manyetik akıların açısından dolayı normal güç trafolarinkine göre zorlanarak çok yakın geri dönerler.

7) Yüksek çekirdek kayıpları ve sonucunda aşırı nüve ısınmasını meydana getirir. Buda trafoda endüklenen efektif gerilimin dalga yapısının sırt kısmında arıza meydana getirir. Bunu temel endükleme formülü 2.13'deki eşitlik de; gerilim ve akı yoğunluğu arasındaki bağlantıdan açıkça görebiliriz. Bilindiği üzere sinüs dalga yapısı için  $K_f = 1,11$  olarak kullanılır; endüklenen gerilimin dalga yapısında tepe değerinde  $K_f$  değeri 1,11 den daha büyüktür, bununla ilişkili olarak da  $B_m$  ise tepe değerinde daha küçüktür bundan dolayı da demir kayıpları da daha da küçük olur, bu dalga yapısının sırt arıza noktasında endüklenen gerilimin  $K_f$  değeri 1,11 değerinden daha küçük olur buna bağlı olarak da  $B_m$  değeri aynı dalga yapısında daha büyük olur ki tabiatıyla da demir kayıplarının da normal sinüs dalga şekline göre daha büyük olmasını sağlar, bu yüzden de manyetik akım oldukça büyük olur.

8) Çok nadir olarak da olsa bazı imalatçıların sehven veya istemeyerek dizayn mühendisleri tarafından nüve tabakalarını çok ince kullanmaları da arızaya neden olabilmektedir. Bu durum da çok küçük demir kayıpları olacağından nüvede akı yoğunluğunun dolaşacağı aktif kısmın küçülmesi ile müsaade edilen yada öngörülen akı yoğunluğundan daha fazla akı yoğunluğu birim alanda dolaşacak olması nedeni ile ince tabakalarda yüksek demir kayıpları oluşacak, buna bağlı olarak da şiddetli manyetik akım hasıl olacaktır.

9) Yüksek akı yoğunluğunun manyetik devrede bulunması nedeniyle de sıklıkla karşılaşılan bir sorunda trafo devresinde yük olmamasına rağmen artık manyetik akıdan dolayı trafonun servise alınamamasıdır. Söz konusu olan manyetik akım hızlı bir şekilde sönmelenirken büyük elektromanyetik kuvvetler oluşturacaktır, şöyle ki; şiddetli akım sonucunda oluşan elektromanyetik kuvvetler sargılarda baskı meydana getirecektir. Bu olay özellikle üretim merkezlerine oldukça yakın trafolarında ve generatör çıkışlarındaki trafolarında genelde görülmektedir. Trafolar servise alınmak istendiğinde anahtarlama da ki tekrar arttıkça eninde sonunda sargıların hareket



etmesine neden olmaktadır. Bu olayın yaşanmaması için etüd birimlerinin sistem genişlemesi aşamasında yapacakları hesaplarda üretim noktalarında veya üretim merkezlerine yakın trafo merkezlerinde işletilecek olan güç trafolarının uygun seçilmesini de göz önünde bulundurmaları gerekmektedir.

10) Eğer trafonun sargıları dikkatlice dengelenmemiş ve orta sargısı veya nötrü de DC nötr olarak kullanılacaksa DC amper-sarım trafonun nötr devresinde AC amper sarıma göre ters yönde teşekkül eder ve birbirlerini nötrilize edemezler, AC akı yoğunluğu normal sıfır eksenin deki hareketinin yerine simetrik davranış gösterir, nüve eksenine göre eşit iki farklı ampersarım devre de teşekkül eder. Bileşik akı yoğunluğu DC ve AC akı yoğunluğunun toplamı olacağından neticede toplam AC akı dalgası sıfır eksene göre ters simetrik olacaktır. Bu yüzden nüve yarım periyot da doycak ve buna bağlı olarak da ardındaki yarım periyotta da oldukça düşük manyetik alan oluşturacaktır, bu şekilde diğer çalışma periyotlarında da benzer durum söz konusu olacaktır, netice olarak karşımıza aşırı ısınma sorunu çıkacak, paralelin de ısınma sargı izolasyonunu etkileyecek, izolasyonun kırılğan hale getirerek, yaprak gibi iletken den uzaklaşmasına neden olacaktır. İlaveten de trafo soğutma yağının da çamurlaşmasına neden olabilecek, bu durum da trafo kazanı içerisindeki ısının yayılmasını engelliyecek, ısınan sargıların soğuması sağlanmamış olacaktır.

11) Bilindiği üzere güç sistem işletmeciliğın de gerilim regülasyonunun sağlanması ve yüksek iç reaktans elde edilmesi maksadı ile güç trafoları kademe değıştiricilerle birlikte kullanılmaktadır. Yüksek reaktans manyetik devreye paralel olan primer ve sekonder sargıların arasındaki kaçak alandan elde edilmektedir. Bu kaçak alan yüksek derece de manyetik doyuma sahip özellikte tasarlanmışsa, büyük miktar da ısı üretilmesine neden olacaktır, bu yüzden de sargı izolasyonu hasarlanacak ve yağda çamurlaşma meydana gelecektir. Ayrıca işletme koşullarına bağlı olarak da paralel kaçak reaktansın yüksek saturasyon değerine sahip olması ile yüksek mertebeden harmonik ihtiva edeceğinden ,kademe değıştiricide komütasyon (değıştirme) sıkıntısını zamanla ortaya çıkaracaktır.

12) Yüksek akı yoğunluğunun manyetik devrede bulunması hissedilir derecede yüksek akım ve gerilim harmonikleri meydana getirecek bunlarında çok ciddi sıkıntıları olacaktır. Harmoniklerin içerisinde en önemli etkiyi 3. harmonikden kaynaklanan sıkıntı oluşturacak, 3. harmonik shell tipi trafolarla manyetik devrenin üç fazının bir fazlı shell tipi trafo gibi davranmasına neden olacak, 3. harmonik nüve tipli trafolarla ise genelde ihmal edilmektedir fakat yıldız-yıldız bağlı trafolarla yıldız bağlantı taraflarında etkisini ortaya çıkarmaktadır. Nötrü izole sistemlerde 3. harmonik ana bileşenin %60 veya daha fazlası bir genlikle sistemde görülmektedir. 3.harmoniğin trafo sargısındaki yalıtkanlık da baskıyı artıracak bunun neticesinde de trafo ömrünü öngörülenden daha da kısaltacaktır. Eğer yıldız-yıldız bağlı yüksek gerilim trafosunun sekonder tarafı nötrü topraklı ise 3. harmonik bileşeni manyetik akıyı yükseltecek 3. harmoniğin gerilim bileşeni trafo nüvesin de iyiden iyiye doyma ortaya çıkaracaktır. Satürasyon dan dolayı da demir kayıpları öngörülen değerlerden bir hayli yüksek olacak buna bağlı olarak da böyle bir çalışma şartlarında trafo tehlikeli sıcaklığa kavuşacak neticesinde de sargı ve nüve izolasyonunda bozulma söz konusu olacaktır. Bu şekilde çalışmanın süresine bağlı olarak trafo yağında bozulma başlayacaktır. Bu şekil de trafo yüksüzken anormal ısınma söz konusu olduğunda pratikte demir kayıplarının normal çalışma şartlarına göre üç kat arttığı da bilinmektedir.

13) Eğer trafoya sistem gereği uyguladığımız gerilim değerinde bir artış söz konusu ise ve sistem frekansının da sistem gereği yüksek olduğu çalışma şartları sistemde söz konusu ise bu durumlarda da trafomuzun nüvesinde manyetik saturasyon etkisi oluşturması muhtemeldir. Böyle çalışma şartlarında da demir kayıplarının artması ile nüve aşırı ısınacaktır. Frekans, gerilim ve akının birbirleri ile bağlantısını yine temel endüklenme eşitliği 2.13' den anlayabiliriz, şöyle ki;

$$E=4.K_f.B_m.A.f.N \text{ burdan,}$$

$$B_m= E/ 4.K_f .A.f.N \tag{6.1}$$

elde edilir.

14) İşletme de yıllardır çalışan eski trafoların nüve plakalarının yerinden oynaması da yaşanabilir. Bu sorun nüve tabakalarının zamanla bozulması ile ortaya çıkar, bunun göstergesinde trafoda demir kayıplarını artıracığı için paralelinde de ısınmayı artırmasıdır. Trafonun bu şekilde çalışması sargı izolasyonlarında kısmi veya tamamen bozulmaya neden olacak aynı zamanda yağda çamurlaşma oluşturacaktır.

15) Shell tipi trafoların nüvelerinde dikdörtgen tabakaların birbirleri ile bağlantı köşelerinde oluk olması söz konusu olduğundan; bağlantı da kullanılan dizayna bağlı olarak buralarda başıboş akı yoğunluğu oluşabilmekte ve oluşan bu başıboş akı yoğunluğu da kenarlarda tutuşmaya sebep olmaktadır [28].

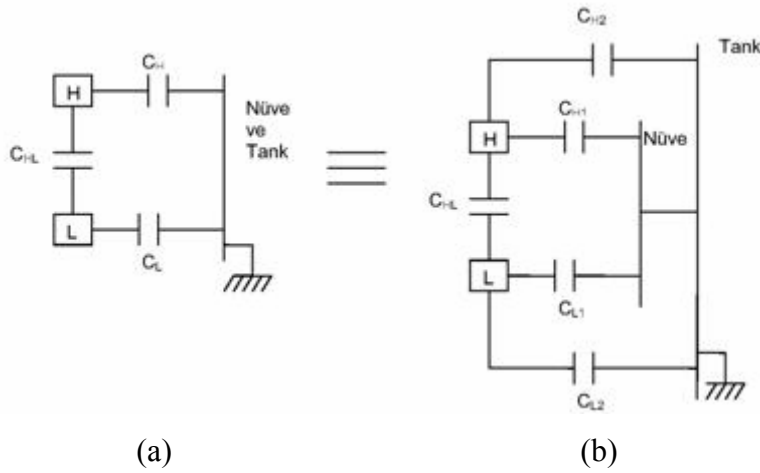
#### **6.5.1. Nüve topraklaması kopuk transformatörlerde kapasite değişikliği**

Trafoların konstrüksiyonundaki sargı baskı demirleri, nüve, v.b. gibi tüm madeni aksam işletmede gerilim kazanıp statik deşarjlara neden olacağından, doğrudan veya direnç üzerinden tanka irtibatlanırlar. Bu topraklama irtibatlarının kopması halinde meydana gelecek statik deşarjlar yağı yakarak buchholzda gaz birikimine neden olurlar.

Bu izole madeni aksamlar trafo kazanı üzerinden topraklanırken, birbirleri üzerinden sirkülasyon akımlarının akmamasına özen gösterilmelidir. Yani tanktan izole madeni aksamlar, birbirlerinden de izole ise ayrı ayrı topraklanırlar, örneğin, şayet nüvenin üst ve alt boyunduruktan birbirinden izole ise her iki parçanın saçları arasına yerleştirilmiş bakır lamalardan alınan iletkenler vasıtasıyla ayrı ayrı topraklanabilir. Bilindiği üzere nüve tanktan izole olup bilahare tanka irtibatlanır. Nüve topraklanmadan önce imalatçı firma tarafından bir dakika 2 kV AC gerilimde test edilir. Diğer izole madeni aksamlar da ayrı ayrı topraklanır.

Şayet nüve toprak irtibatı koparsa bu durum iki sargılı trafolarda kolayca tesbit edilebilir. Üç sargılı trafolarda ise şayet tersiyer sargı dengeleme sargısı olarak kullanılıyorsa ve içeriden topraklanmışsa, toprak irtibat kopukluğunu testlerde görmek oldukça güç, belki de imkansızdır. Şayet tersiyer sargı buşingle dışarıya

çıkarılmış veya bu sargı yük için kullanılıyorsa, yine nüve toprak irtibatının kopukluğunu tespit etmek mümkündür. Yalnız şu var ki şayet trafonun sargılarının kapasite değerlerinde bir değişme yok ve işletmede deşarj sesleri duyuluyorsa bu diğer madeni aksamaların toprak irtibatlarının kopmuş olabileceği ihtimalini ortaya çıkarır. İki sargılı trafolar da nüve toprak irtibatının kopması halindeki durumu inceleyelim. Aşağıdaki Şekil 6.2'deki iki sargılı trafoya ait kapasitif eşdeğer devreyi incelediğimizde;



Şekil 6.2. İki sargılı trafoya ait kapasitif eşdeğer devre a) Nüve topraklaması sağlam devre, b) Nüve topraklaması sağlam devrenin açılımı [40]

Transformatörün YG sargıları ile tank arasındaki kapasitesi ile AG sargıları ile tank arasındaki kapasitesini yazacak olursak;

$$C_H = C_{H1} + C_{H2} \quad (6.2)$$

$$C_L = C_{L1} + C_{L2} \quad (6.3)$$

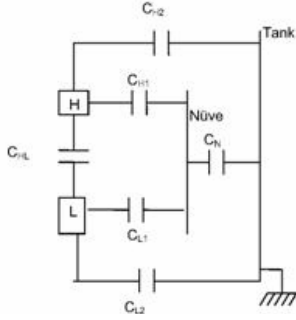
olduğu görülür.

Nüve topraklamasının kalkmasıyla meydana gelen eşdeğer devreden YG sargıları ve AG sargılarına ait kapasitif eşitlikleri yazmak istersek;

$$C_H = \frac{C_{H1} \cdot C_N}{C_{H1} + C_N} + C_{H2} \quad (6.4)$$

$$C_L = \frac{C_{L1} \cdot C_N}{C_{L1} + C_N} + C_{L2} \quad (6.5)$$

olduğu görülür. Yani  $C_H$  ve  $C_L$ 'nin değeri küçülecek,  $C_{HL}$ 'in değeri ise bir miktar artacaktır. Sekonder sargının nüveye daha yakın olması, kapasitesini büyüteceğinden en çok etkilenecek sargı bu sargı, AG sargısı olacaktır. Bu konuda iletim sistemimizde tecrübe edilen örnek bir arıza EK-5'da gösterilmiştir [41]. Nüve topraklamasının kopması durumunda eşdeğer devre Şekil 6.3'deki gibi olur;



Şekil 6.3. İki sargılı transformatörde nüve topraklaması koptuğundaki kapasitif eşdeğer devre

### 6.5.2. Nüve topraklamasının dışında oluşan arızı topraklama

Transformatör nüveleri temel olarak iki nedenle topraklanırlar:

Tasarlanmış gerilim dağılımının sağlanması birinci neden olarak söylenebilir. İkincisi ise, topraklanmama halinde nüvede oluşabilecek elektrostatik gerilimlerin önlenmesidir. Böylece nüvede şarj birikimi ve birikmiş şarjın nüveden trafo tankına boşalması önlenmiş olacaktır.

Topraklama sistemi yapıldıktan sonra herhangi bir nüve izolasyon arızası çıkmadıkça artık ilginizi çekecek bir sorun kalmadığı düşünülebilir. Ancak arıza indikasyonları nedenlerinin çeşitliliği arızaya doğrudan nüve izolasyonu arızası teşhisinin konması

zorlaşacaktır. Bundan dolayı nüve izolasyonunun durumu zaman zaman kontrol edilmeli ve özellikle arıza tespitinde göz önünde bulundurulmalıdır.

Maksatlı olarak yapılmış bir nüve topraklamasının dışında ikinci bir topraklamanın (istenmeyen, arızı topraklama) meydana gelmesi mümkündür. Birinci durumda nüve-toprak arızasının yeri, sorunun önemini artırmakta veya azaltmaktadır. Söz gelimi; manyetik alan çizgileri içinde bulunan bir nüve civatasının toprakla temas haline gelmesi, tek bir plakanın iki noktasından toprakla kısa devre olmasından daha önemlidir. Toprak arızasının olduğunu tespit etmenin ötesinde arızanın yerini bulmak ve muhtemel sonuçlarını tayin etmek zorunluluğu vardır. İmkansız olmasa bile bunun güçlüklerinin varlığı şüphesizdir.

Nüve-toprak arızalarının uygun yerlerde oluşması pek de önemli bir sorun yaratmazlar (en fazla nüve izolasyon testine engel olurlar). Ama uygun olmayan noktalarda oluşabilecek arızalar (kısa devreler) aşırı sirkülasyon akımlarına neden olduklarından sıcak bölgeler oluşacak, bu da yanıcı gazların ortaya çıkmasını hızlandıracaktır. Arızanın devam etmesi halinde trafonun tahrip olması işten değildir. Kapalı devre içinde, manyetik olarak endüklenecek sirkülasyon akımı çok yüksek düzeylere ulaşabilirki bu da aşırı sıcaklık yükselmelerine yol açacaktır. Arızanın devam etmesi halinde iş, nüve ve izolasyonun tahribatına kadar varır [28-40].

### **6.5.3. Tutucu eleman veya sıkıştırma elemanlarında meydana gelen arızalar**

Sıkıştırma elemanı arızaları trafo içerisinde sargı hareketi sonucu boyunduruk ve benzeri görevdeki elemanların fonksiyonunu kaybetmesi neticesinde ortaya çıkar. Sargıların şaftının kayması ile tutucu ya da baskı elemanları kırılabilir. Bu esnada sargılarında zarar görmesi mümkün olduğu gibi çözülmüş gaz değerlerinde de artış söz konusudur. Bu tip arızalarda trafo yapısal özelliğini kaybettiğinden trafonun karşılaşacağı bir sonraki arızaya karşı mukavemeti oldukça zayıf düzeydedir. Şayet bu şekilde arızası bulunan trafonun herhangi bir röle ile servis harici olmaması elektriksel olarak henüz bir sorunun olmadığını gösterse bile küçük kısa devre akımlarına karşı dahi trafo sargıları risk altında bulunur.



Resim 6.1. Trafonun üst baskı elemanlarında kırılma meydana gelmesi [42]

Sıkıştırma veya tutucu eleman arızaları, sargı oranı, ikaz akımı, sargı DC direnci, power faktör testleri ile tespit edilmesi mümkün değildir. Kaçak reaktans ve kapasite testleri ile belki tespit edilebileceği gibi yağda çözülmüş gaz analizi ve SFRA testi ile tespiti mümkündür fakat teyid için dahili incelemeye de ihtiyaç duyulabilmektedir. Arızanın durumuna göre transformatör belirli bir süre daha ızdırap çekerek işletmede kalabilir, lakin trafonun işletme içerisinde yaşayacağı kısa devre akımına da bağlı olarak tamir edilmeyecek derecede hasarlanması ihtimal dahilindedir [42].

## 6.6. Transformaörün Elektrik Devresinde Meydana Gelen Arızalar

Kısa devre kuvvetleri nedeni ile sargı Şekil bozukluğuna uğramış,154/34,5 kV trafoların hala çalıŐmakta olduğu, ancak mekanik yapısı değişen 34,5 kV sargıların her an siper (veya sarım) kısa devresi veya nüveye teması Şeklinde arızaya dÖnüşebildiği görÖlmüşür. Fider kısa devre arıza akımlarının büyüklüğu, hadisenin abuklaşmasına neden olmaktadır. İşletmede, radyal yönden bozukluğa uğramış trafo sargılarının arıza öncesi tespiti mümkündür. Silindirik sargılar arasındaki kapasitenin değişimi biçimsel bozulmanın başladığını göstermektedir.

Kısa devreler neticesinde; bazı trafo sargılarında radyal, bazılarında ise aksiyel bazılarında da hem radyal hemde aksiyel yönde bozulmalar olabilmektedir. Ancak, testlerde kesin yargı içteki sargıların (34,5 kV) radyal yönde bozulmasının tespiti yönündedir. Bu hadise yavaş yavaş gelişmekte olabilir. Birden bire de ortaya çıkması mümkündür. İmalatçı firmanın dizayn kriterini, dinamik dayanımına, yoksa termik dayanımına göre seçtiğine, sargılar üzerindeki baskı kuvvetlerinin uygun yerleşimine ve kullandığı baskı izolasyon malzemesinin (fiber,ağaç veya presbant cıta ve takozlar) ile ilgilidir.

Düzgün bir sargıda (sargı boyları eşitse ) aksiyel yöndeki kuvvetler sıkıştırma Şeklinde olmaktadır. İçteki sargının bir miktar kısa veya kayık yerleştirilmesi halinde; içteki sargı yukarıya, dıştaki sargıda aŐađıya doğru itilecek, aksiyel yönde olumsuz kuvvetler oluşacaktır.

Transformaörün elektrik devresinde meydana gelen arızaları kısaca özetlersek;

1) Bakır iletkenin keskin kenarlarının yan yana gelmesi nedeni ile genelde yüksek gerilim bobininde komşu siperler arası kısa devre söz konusu olabilmektedir. Trafomuz yüklendiğinde titreşim oluyor veya sargılarımız sıklıkla kısa devreler veya anahtarlama neticesinde elektromanyetik kuvvetlerin etkisinde kalıyor ise bobinimizdeki iletkenlerin keskin kenarları izolasyonu zamanla delerek komşu



iletkenlerin birbirleri ile metalik temasını sağlayarak siper kısa devresine neden olmaktadır.

2) Aşırı kısa devre akımlarının bobinden geçmesi ile bir veya daha fazla sargıların zamanla yerinden oynaması söz konusu olacaktır. Bu durumda da bir den bire kısa devre olmayacak fakat zamanla trafonun yüklenmesi ile ortaya çıkan titreşimine de bağlı olarak veya trafonun maruz kalacağı elektromanyetik kuvvetlere de bağlı olarak yerinden kaymış sarımların birbirleri arasında zamanla izolasyon da aşınma oluşturarak kısa devreye neden olmaktadır.

3) Bazen bobinlerdeki iletkenlerin izolasyonunun sıklığına göre de sargılarda şişmeler söz konusu olmaktadır. Doğru dizaynlarda bu durum maskelenmiş olabilir, bu durumun olması sargıların dizayn değerine göre daha fazla alan kullanmasını gerektireceğinden ve bobinde çıkıntı oluşturacağından bu burulma noktasında zamanla aşınma ile birlikte komşu iletkenler arasında siper kısa devresi oluşturmaktadır. Bu nedenle sargılarda keskin kenarlı iletken yerine yuvarlak kenarlı iletken kullanımını tercih etmekte fayda vardır.

4) Büyük güçte elektrik sistemlerinde kullanılan güç trafolarında genellikle trafo serviste iken izolasyonunda çekme büzülme olduğu taktirde ayarlanabilen bobin sıkıştırma düzenekleri kullanılmaktadır. Fakat bu ayarı da ehil kişilerin bobin yapısına bağlı kalarak bobinin aşırı mekanik baskıya kalmaması için el ile çok dikkatlice ayarlaması gerekmektedir. Bu trafolarında sargıların yerinden oynadığı zamanla da aşınma ile birlikte komşu iletkenler arasında siper kısa devresi oluşturduğu da bilinmektedir.

5) Siper kısa devresi bobinlerin imalat aşamasında sargıların nem almasında dolayı da er veya geç yaşanmaktadır. Bu şekilde oluşan arızalarda sargıya nüfuz eden nemin bulunduğu yeri veya yerleri yağ ile doyumak yetersiz olmaktadır. Yağ sargı içlerinde bobin katmanlarında yeterince ulaşamayınca söz konusu arıza kaçınılmaz olmaktadır.

6) Trafonun işletme şartlarında nem alması durumunda, kurutma işleminin iyi yapılamaması ve trafonun bakımının ve işletmesinin uygun olmasının neticesinde güç trafosu arızaya maruz kalmaktadır, şöyle; trafo test esnasında sargı izolasyon direnci oldukça düşük bulunabilir, yakın sipirler arasında arıza oluşturacak kadar çok hassaslaşmış izolasyon durumu söz konusu olabilir, nem almış noktalarda atlamalar meydana gelerek sipir kısa devresini oluşturur veya diğer arıza kaynağı olacak noktalarda nem zuhur edebilir.

7) Spiral tip sargılarda izolasyonla direk temas eden ince şerit iletken kullanıldığı durumlarda sargıların silindirik yüzeyleri palangaya hassas olarak asılarak tutturulur ki, bu durum da bobin mekanik olarak zayıf olmakta böyle bobinler kısa devreye maruz kaldığında hassas yapılarından dolayı zarar görmeleri muhtemeldir.

8) Eğer trafonuzun bağlı olduğu şebekede çok hızla büyük ve küçük değişen yük durumu söz konusu ise sargı iletkenlerinde; yükün durumuna göre dönüşümlü olan mekanik etkiden dolayı uzama ve kısalma yaşanacaktır, bunun etkisiyle de izolasyon seviyesinde artma ve azalma yaşanabilir; izolasyon dayanımının mekanik baskı sonucu değişmesiyle sargıların elektrik veya manyetik bir darbeye maruz kalmasında kolayca arızaya dönüşebilmektedir .

9) Eğer her bir bobin; özellikle yüksek gerilim sargısı geçit tipinde dizayn edilmiş trafolarında; bunlarda sargıların radyal derinliği yüksekliğine göre oldukça fazla olmaktadır ki, bu yapıda imal edilen bobinlerde iletkenlerin izolasyonu kısa devreye maruz kaldığında kırılma yapıda davranmaktadır, netice de sipir kısa devresi söz konusu olmaktadır. Bu şekilde bobine sahip trafolarında soğutma sistemi çok iyi görev yapmalıdır, bu türden arızalanan trafoların genelinde yağ sirkülasyon damarlarının çok daraldığı ve yağ sirkülasyonunun yeterince gerçekleşmediği görülmüştür.

10) Genellikle alçak gerilim sargısında birçok iletkenin birbiri ile paralel bağlanmış olmasından dolayı girdap akımlarının dolaşması muhtemeldir. Bu sargılar genelde dikdörtgen şeklinde ve kısa kenarında primer ve sekonder devre arasında dolaşan kaçak akı için açıklık bırakılmıştır. Bunlara nüve tipinde trafolarında denmektedir ki

kısa kenar kaçak akı yolu üzerinde uzun kenar ise buna paralel olarak eş merkezli bir şekilde sargılar yerleştirilmektedir. Eğer imalat hatası olarak bunun tersi yapılırsa yoğun girdap akımları iletkenlerde ve sargılarda sorunlu noktalar oluşturacaktır. Bilindiği üzere her bir fazın paralel kısımlarının farklı pozisyonlarında eşit olması ve her bir sargının eşit yüklenmesi için bobinler sarılırken transpoze yapılmaktadır. Eğer bir şekil de imalat da bobinler de transpoze yapılmamışsa, sargılar eşit yüklenmeyecekleri gibi eşit de ısınmayacaktır, buda sargılar üzerinde harmoniklerin etkisi ile yukarda bahsedilen sıkıntıya benzer bir arıza oluşturacaktır.

11) İşletmenizde olan trafo bobinlerinde oldukça kötü lehim yerleri varsa; bu noktalar yüklenme ile birlikte aşırı ısınacak, neticesinde de yağ da lokal karbonizasyon başlayacaktır. Ek yerlerinde ortaya çıkan sıcaklık bobinin o bölgesi boyunca bulunan iletkenin ısınmasına neden olacak, oradaki izolasyonun zamanla bozulması ile sipir kısa devresi söz konusu olacaktır. Ayrıca böyle kötü ek yerleri barındıran sargılar harici kısa devre arızalarında kopma göstererek bobin içerisinde açık devre oluşmasının da nedeni olabilirler.

12) Bobin iletkenleri şiddetli kısa devre akımlarına maruz kaldığında içte oluşan dengesiz elektromekanik kuvvetler sonucunda yer değiştirirler, eş merkezli sarılmış primer ve sekonder sargılar yatay eksende çakışmazlar ise bu durumda dikey kuvvetler radyal kuvvetlere ilaveten etki göstererek bobin sonlarında bozulma hasıl ederler, özellikle eski dizaynlı trafolar da bu sargıların empedansı oldukça küçüktür. Kademe değiştirici bağlantılarında genellikle elektromanyetik kuvvetlerin dengelenmesi oldukça zordur ve genellikle dengesiz elektromekanik kuvvetlere maruz kalması kaçınılmazdır. Sandeviç tipli primer ve sekonder sargılarda; nüve ile sargı arasında her bir sargının ekseninde meydana gelecek elektrik hesaplarında diğer sargı alanın çakışması çok nadir olmaktadır. Bu imalattan kaynaklanan simetrisizlik maruz kalınan radyal kuvvetlerin etkisi bobin taraflarında bozulma oluşturur. Öyle ki nüve içinden sargıya doğru kuvvetler sargıları nüveden uzaklaştıracak şekilde bobin tarafının eksenine ve maruz kaldığı kısa devre akımının şiddetine bağlı olarak zorlar.

13) Sarımlar arası kısa devre bobin ile toprak arasında atlama oluşturabilir, bu da izolasyonda delinme meydana getirir. Bu durum aşağıdaki olaylara bağlı olarak gerçekleşir;

a) Trafoya uygulanan anahtarlama gerilimi veya trafonun yıldırıma maruz kalması durumunda trafo ile hat arasında geçiş noktasında dalga empedansının değişimine bağlı olarak yansıyan dalga da gerilim ve akım geçişi olur, bu durum trafo sargılarında yüksek gerilimi artırabilir, bobin sonuna ulaştığı anda kalıcı yanık oluşturur, delinmeye karşı sargı bağımsızlık gösteremez ve burada ki yüksek gerilim sargının herhangi bir kısmında zuhur edebilir.

b) Yıldırımdan kaynaklanan aşırı gerilime trafo maruz kaldığında sargı bağlantılarındaki açık-kapalı noktalarında veya dalga empedansının değişim gösterdiği (kademe bağlantıları, bushing bağlantıları, seri bobinler arasındaki alanlarda vs.) nötr veya orta noktalar da aşırı gerilim gözükebilir, bu noktalarda izolasyonun adam akıllı yapılması, karşılaşılabilecek muhtemel siper kısa devresini engelleyebilir.

c) Trafonun primer tarafı enerjili iken sargılar indüktif davranış gösterirken devrenin açılması durumunda manyetik akım ve buna bağlı olarak manyetik akı yoğunluğu düşme eğilimindedir. Fakat çeşitli nedenlerle akı yoğunluğu düşmeyebilir, bazen de normal periyottaki beklenenden daha fazla hızla düşebilir buda yüksek gerilim sargısında gerilim yükselmesine neden olabilir. Arkın hızlı bir şekilde kesilmesi sonraki yarım periyot da olur bu durum da sargıların aşırı gerilime maruz kalmasına neden olabilir.

14) Trafonun aşırı yüklenme durumuna bağlı olarak oldukça aşırı sıcaklık trafoda zuhur edebilir; bu durumda sargı izolasyonlarında kırılma ve muhtemelen de iletken yüzeylerinde pullanma ortaya çıkacaktır, neticesinde de spirler arası kısa devre yaşanacaktır. Trafo yağındaki tortu, çamurlaşma trafo tankının alt kısmında sargı yüzeyinde ve nüve yapısında kendini gösterecektir. Bu durum sargı ve nüveyi baskı altına alarak kendini gösterebilir, aşırı ısınmada toplam etkisi olarak ortaya çıkar. Dar yağ damarlarında aşırı ısınma sebebidir. Bu durum trafonun aşırı yüklenmesine veya etiketinde belirtilen anma yükünde çalışmasına engel olur, buna karşın trafoda

yüksek oranda bakır kayıpları ile demir kayıpları trafonun aşırı yük uygulanmasına daha az engel teşkil etmektedir.

15) Trafo kademe değiştirme bağlantı takozu yağ seviyesinin altında kullanılmaktadır, burada dikkat edilmesi gereken bir konu da yanlış kılavuz kullanılması ile ek yerlerinin sargılarda bulunan kısmında ( kötü temas vs.) kısa devre yaşanabilir. Eğer böyle bir durum söz konusu olursa sargılarda aşırı akım aktığı anda spirler arası kısa devreye neden olabilir [28-39].

16) İşletmede bulunan trafonuzda kötü bağlantı noktaları var ise buralarda akım geçtikçe sıcaklığı yükseltecek, beklide küçük bir titreşimde dahi kopma eğilimi gösterecek, trafo da kalıcı arızalara neden olabilecektir.

#### **6.6.1. Transformatörlerde sargı izolasyon arızaları**

Sargı izolasyon arızaları, ekseri iç ve dış aşırı gerilimler neticesinde oluşur. Anahtarlama aşırı gerilimleri, atmosferik deşarjlardan meydana gelen dik cepheli darbe gerilimleri, kısa uzunluktaki sargılarda çok büyük potansiyel fark oluşturur ve bunun neticesinde sargı izolasyonu delinebilir. izole sistemlerde toprak temasları aynı neticeye götürür.

Ayrıca sargı arızaları dinamik kuvvetler neticesinde yetersiz baskı sonucu normal işletmede de olur. Aynı şekil de trafo içine su sızarsa veya trafo rutubet alırsa sargı arızaları oluşur. Sargı izolasyonu zedelendiği takdirde bir veya birkaç sipir kısa devre olabilir ve bu arada çıkan arktan oluşan gaz Bucholz rölesini çalıştırarak trafoyu servis harici ettirebilir. Yağ içinde oluşan arktan dolayı yağın tutuşması söz konusu değildir. Zira ark yağ içinde, havasız yani oksijensiz bir ortamda olmaktadır. Trafo korumaları yetersiz ise sipir arızaları büyüyebilir, hatta sargı kullanılmaz hale gelebilir.

Her durumda sargı arızalarının sebebinin bulmak kolay olmayabilir. Birçok durumda trafonun aşırı yüklenmesi veya çok geç bertaraf edilen kısa devre sipir izolasyonuna

zarar verir. Aşırı ısınma, aşırı yüklenme olmadan, normal yüklerde, fakat arızalı yağ akışında, örneğin yağ çamuru teşekkülünde de olabilir.

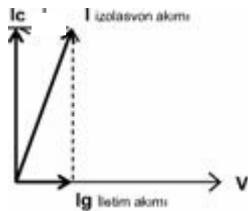
Asitli yağlarda izolasyonu bozabilir ve arızalara sebep olabilir. Yağda veya sargıda bulunan rutubet zararlı neticeler verebilir. Onun için yağın zaman zaman test edilmesi gerekir.

Yabancı madeni parçalar, tel parçaları, rondela ve lehim gibi montajda ve tamirde unutulmuş veya düşürülen parçalar arızalara neden olurlar. Çok küçük olsa bile yabancı maddeler, örneğin demir talaşı manyetik alanın etkisiyle hareket eder ve izolasyonu testere gibi keserek kısa devreye sebep olurlar.

Atmosferik deşarjlardan meydana gelen aşırı gerilimlerin sargıları tehlikeye soktuğundan daha önce bahsetmiştik, bu tür arızaların sargı başlarını kopardığı görülmüştür [29].

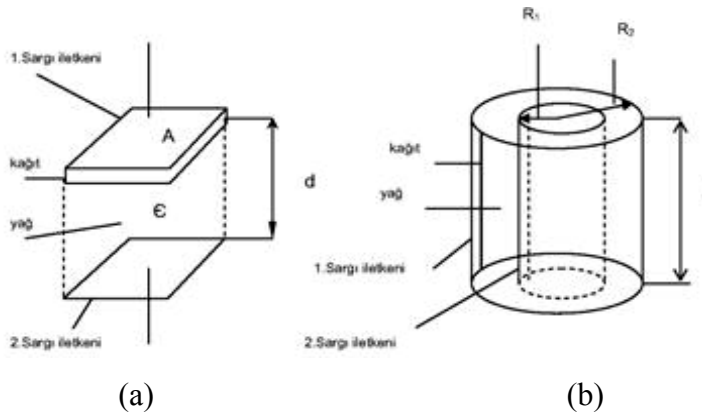
#### 6.6.2. Sargısı deforme olmuş veya Rutubet almış trafolarda kapasite değişikliği

İzolasyon akımındaki değişiklik, Şekil 6.4'den de görüldüğü gibi;  $I_g$  ve  $I_c$ 'ye bağlıdır. Sargının çok rutubetli olması kirlenmesi ve karbonize olması halinde iletim akımı bileşeni ve watt kayıpları artar. Sargıların yine çok rutubetli olması veya sargılar arası mesafelerin, yüzeylerinin değişmesi ise kapasitif akım bileşenini değiştirir. Yalnız, izolasyon iletimi akım bileşeni, kapasitif akım bileşeni yanında çok küçüktür.



Şekil 6.4. İzolasyon akımlarının vektörel gösterilimi

Sargıların birbirleri arasında, sargıların nüveye veya tanka olan kapasiteleri, küçük bir yüzey için paralel iki düzlemsel elektrot olarak düşünüldüğü gibi konsantrik iki silindirik elektrot olarak da düşünülebilir. Bu durumu Şekil 6.5’le açıklayabiliriz [43].



Şekil 6.5. Sargı kapasitelerinin benzetimi a) Düzlemsel , b) Silindirik

Düzlemsel iki elektrot arasında kapasite;

$$C_{\text{ikidüzlem}} = \frac{\epsilon \cdot A}{d} \quad (6.6)$$

Konsantrik iki silindir arasında kapasite;

$$C_{\text{konsantriksilindir}} = \frac{2 \cdot \Pi \cdot \epsilon \cdot l}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \quad (6.7)$$

olarak hesaplanabilir.

Buradan görüleceği üzere, elektrotlar arası kapasitans, dielektrik katsayısı ve yüzeyle ya da boyla doğru orantılı, aradaki mesafe ile ters orantılı olarak artar. Bilindiği üzere trafodaki izolasyonun  $\epsilon$  değeri 2-7 arasındadır. Oysa suyun  $\epsilon$  değeri 81’dir. O halde rutubetli sargının kapasitesi çok büyüyecektir. Deforme olmuş, boyu ve yüzeyi, elektrotlar arası mesafesi değişmiş sargının kapasitesi de bu örnekte olduğu gibi çok değişecektir [43].

Bu iki durumu, trafolarda, sargıları deforme olmuş ve rutubet almış şekliyle incelediğimizde;

İşletmede sıkça rastlanan sargı deformasyonu tersiyer sargıda görülmektedir. Tersiyer sargısı dışarıya bir veya iki bushingle çıkarılarak topraklanmış trafolarında CT veya CLT'deki değişiklikler kolayca tespit edilebilir. Trafo siparişlerinde özellikle bu konu dikkate değerdir. Tersiyer sargının testleri için bir bushingte dışarıya çıkartılması gerekir. Bu durum kaliteli imalatçı firmalarca göz önüne alınmaktadır.

Tersiyer sargısı içeriden topraklı trafolarında CT ve CLT kapasiteleri ölçmelerde gizli kalır. Şöyle ki trafo iki sargılı gibi test edilir ve  $CH_1$ ,  $CL_1$  ve CHL değerleri ölçülür. Aslında yukarıda yapılan ölçmelerde okunan  $CH_1$ 'in gerçek değeri  $CH+CHT$ ,  $CL_1$ 'in gerçek değeri ise  $CL+CLT$ 'dir.  $CH \gg CHT$  (takriben 50 kat) olduğundan  $CH_1$  ölçümü yaklaşık olarak  $CH$ 'e eşittir.  $CLT > CL$  (takriben 10 kat) olduğundan CLT'deki değişiklik görülebilecektir.

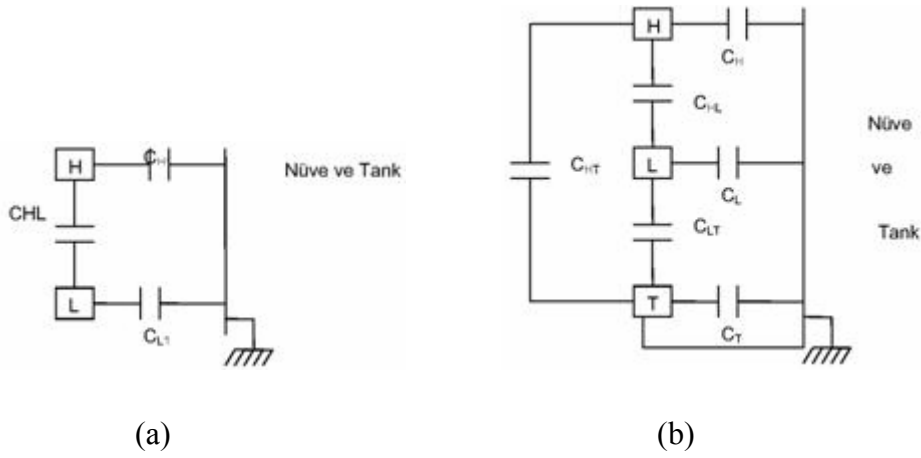
34,5 kV fiderlerden gelen arıza akımları tersiyer sargıyı dinamik kuvvetlerle zorlayarak aksiyal ve radyal bozulmalara neden olacaktır.

Diğer taraftan CL'deki bir değişikliğin, sekonder sargıdan da kaynaklanabileceği akla gelebilir. Bu durumda yağ seviyesi düşürülerek tersiyer sargı toprak irtibatı kaldırılıp, üç sargılı bir trafo şeklinde testler yapılmalı ve mutlaka aynı tip bir trafo ile kıyaslanmalıdır.

Mıknatıslanma akımlarının bir önceki değerlerle kıyaslanması bizi böyle bir deformasyondan haberdar edebilir.

Sargı deformasyonu tespit edilip yaklaşık 20 ay sonra arızalanan 50 MVA, trafo arızası EK-6'de gösterilmiştir [44]. Trafolar üzerinde Doble cihazı ile yapılan ölçmelerde, kapasitif akım değerlerindeki değişiklikler bize sargı defomasyonu, nüve toprak irtibatı kopukluğu, sargıların rutubet aldığı ve topraklanmamış ya da sonradan toprak irtibatı kopmuş tersiyer sargıları haber verir.





Şekil 6.6. Transformator kapasitif eşdeğer devresi

a) Sağlam trafo, b) Sargı deformasyonu yaşamış veya nem almış trafo

### 6.6.3. Transformator elektrik devresinde bağlantıların aşırı ısınması ve kesit küçüklüğü arızaları

Bu tip arızalar bağlantı noktalarındaki kağıt izolasyonun yeteri sıklıkta yapılmamış olmasından kaynaklanır. Deşarj yağ boşluğundan başlayarak kablo yüzeyinden bağlantıya doğru yayılır [45].

Sargılarda kesit küçüklüğü veya soğutulamaması nedeniyle gelişen arızaların elektriki testler ile tespiti mümkün değildir. Zira bu tür arızalar, yavaş gelişen ve toprağa karşı izolasyon bozulmasına neden olmayan arızalardır. Bu tür arızaların gelişimi ve tespiti ancak gaz analizi testleri ile mümkündür. Yağda yapılan gaz analizleri ile daha birçok arıza (nüve, manyetik ekran v.b gibi) önceden tespit edilebilir. Ancak, bu tür arızalar burada verilecek örneklerden de görüleceği üzere trafonun açılması ile görülebilir. Yalnız gaz analizi değerlerinden trafo açıldığında nerelere bakılacağı birikmiş bilgi birikimi ve tecrübelerle mümkündür.

Burada sahada yaşanan iki ilginç örnek incelenecektir. Örneklerde verilen trafolar, bir santral da çalışan bir dizi trafonun aynı yapıda olanlardan açılıp tespit edilebilenlerdir. Tasarım hatası diğerlerinde de olup, zaman içerisinde tek tek fabrikasına gönderilip tamir edilerek, düzeltilenlerde vardır.

### Örnek 1

22,8/220 kV, 850 MVA, General Electric marka, çekirdek tipli, teneffüsü atmosfere kapalı (atmoseal), bir generatör trafosu 1976 yılı Mart ayında devreye alınmış, Toplam Yanıcı Gaz (TYG) analizlerinde büyük bir artış gözlenmiş, (bir ay kadar sonra 19/04/1976 da), Hidrojen, Metan ve Karbondioksit miktarlarındaki artış dikkat çekiciymiş. Gaz alma işlemi sıklaştırılmış, yağda yapılan bu gaz analizi ölçmelerinde, her gün takriben 5 ppm kadar gaz artışı olmaktadır, bu değerler 150 °C'nin altında ısınmaların olduğunu göstermekteymiş. IEC'ye göre Yüksek enerjili deşarjlar söz konusudur. Bu arada mart 1976 dan Şubat 1977 ye kadar ünite 740 MW ta çalışmış. Açılıp incelenmesi için servis harici edilmiş, ancak sistemin ihtiyacı olduğundan tekrar devreye alındığında çok kısa bir müddet sonra, 24/03/1977 tarihinde bucholz rölesi alarm vermiş, gazın yanıcı olduğu tespit edilmiş. Gaz analizi değerlerinde;

Çizelge 6.1. Gaz analiz sonuçları [46]

<b>GAZ ANALİZİ TESTLERİ</b>			
	19/04/1976	24/08/1976	24/03/1977
HİDROJEN (H <sub>2</sub> )	85	115	965
KARBONDİOKSİT (CO <sub>2</sub> )	1720	3340	4960
ETİLEN (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	21	24	1920
ETAN (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	29	57	1100
ASETİLEN (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	2	2	2
KARBONMONOKSİT (CO)	562	699	869
METAN (CH <sub>4</sub> )	100	145	2780
AZOT (N <sub>2</sub> )	52900	31800	29400
OKSİJEN (O <sub>2</sub> )	13900	7130	3060

Trafo açıldığında,nötr noktası iletken kesidinin olması gereken nominal dizayn kesitinin %50 si kadar olduğu, imalat hatası olduğu tespit edildi. Fiber desteklercede kısıtlanan yağ akışı nedeniyle nötr barasında yeterli soğutma olmamış, nötr barasında ısınma nedeniyle renk değişimi görülmüştür [46].

## Örnek 2

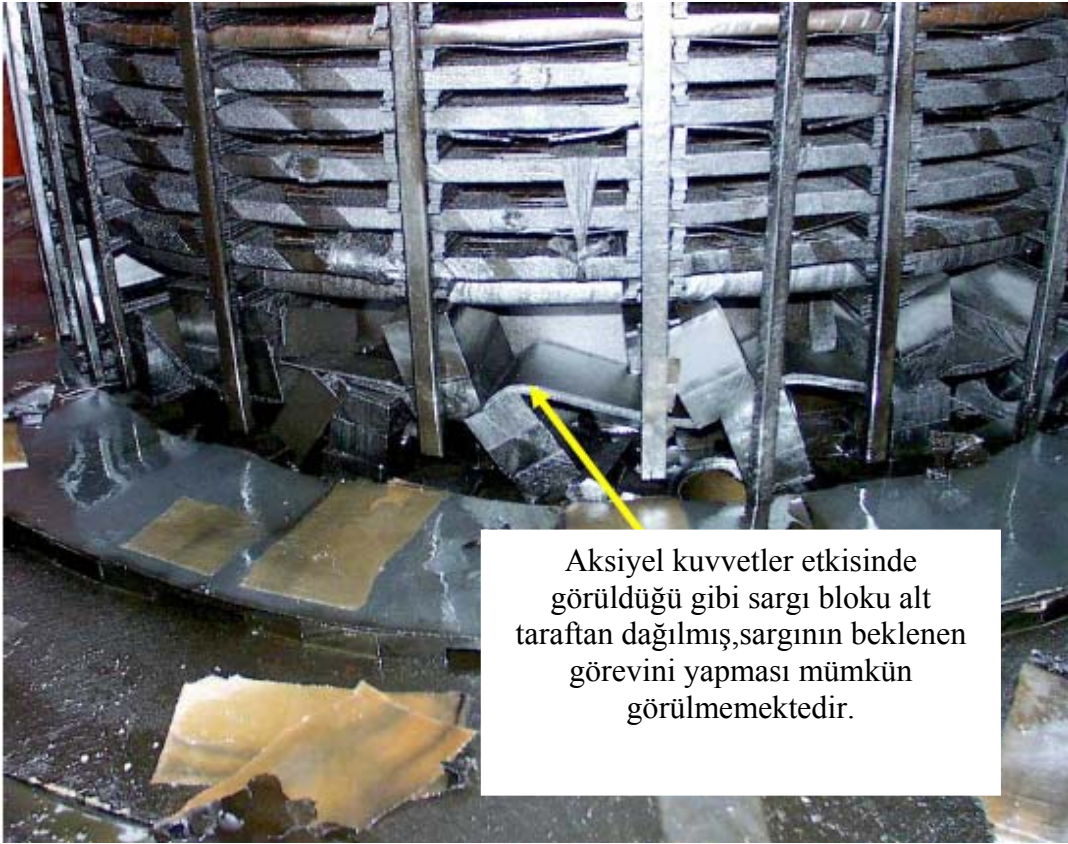
500/13/13,2 kV, 650 MVA, Westinghouse marka bir trafo 1969 yılında devreye alınmış. Trafonun yağda yapılan gaz analizleri neticesinde artış görülmüş, trafonun 1976 yılı Ağustos ayında yağına vakum uygulanarak gazı alınmış, ancak bir yıl sonra gazın yine çok arttığı gözlenmiş. Trafo açıldıktan sonra, AG sargısının 3'er gruplar halinde 28'er iletken oluşturduğu ve bunların bir lama iletkene lehimlenerek izolasyon sarıldığı görülmüş. Birleşme noktasına takriben 15 cm berisinden başlayarak izolasyonun kavrulduğu ve yırtıldığı gözlenmiş. Bu durum bilhassa birleşmenin ortasında görülmüş. Bakırda renk değiştirecek kadar ısınmış. İletkenlerin birbirlerine yakın olması nedeniyle, layiki ile soğutma yapılamadığı anlaşılmış. Gerekli bakım ve tamir uygulanarak arızalı kısım düzeltilmiş [47].

### **6.6.4. Transformator bobininde aksiyel dağılma**

Kısa devre akımlarının etkisinde sargılarda elektromanyetik kuvvetin aşırı derecede aksiyel yöndeki etkisi ile aksiyel dağılma arızası trafo içerisinde kısa devre akımın ve sargı dizayn ve konstrüksiyonuna bağlı olarak aksiyel dağılma arızası ortaya çıkabilir.Bu arıza ile birlikte sargılar birbirine göre kayma gösterir ve neticede gaz değerlerinde artma söz konusu olabilir. Trafonun bütünlüğünde bir bozulma başlar ve trafonun bu şekilde serviste kalması ile tamiri mümkün olmayan arızaların vuku bulması ihtimali artar. Şimdi işletme de aksiyel dağılma arızası yaşamış trafonun sargılarını incelersek, aksiyel kuvvetlerin ne derece etkili olduğunu görme imkanı bulabiliriz.



Resim 6.2. Aksiyal dağılma yaşamış trafo bobini [48]



Resim 6.3. Aksiyel kuvvetler etkisi ile dağılan sargının yakından görünümü [48]

### 6.6.5. Transformator bobininde sargı bükülmesi (Hoop buckling) arızaları

İşletme esnasında trafo sargılarında arıza akımlarına bağlı olarak aşırı baskı uygulayan kuvvetler neticesinde sargının bu kuvvet ile bombe yapması ile bu arıza ortaya çıkması söz konusudur. Şayet bu tip arıza yaşamış bir trafo nun sargılarını izleme imkanı varsa sargının şeklini kaybettiğini ve sargıda bombe şeklinde çıkıntının ortaya çıktığını görmek mümkündür. Gelelim işin ilginç yanına ki bu arızada sargı da herhangi bir kopma söz konusu olmamaktadır. Trafo yağında çözülmüş gaz değerlerinde artış söz konusu olabilir. Trafo bu arızayı görmesinin ardından bir süre sonrada işletmede çalışabilir fakat yapısal bütünlüğünü kaybetmesinden her an büyük bir arıza yaşaması söz konusudur. Bu tip bir arızayı; ikaz akımı, sarım oranı, sargı DC direnci, power faktör testleri ile tespiti mümkün değildir. Kapasite ve yağda çözülmüş gaz analizi ile muhtemelen bulunma imkanı vardır. Fakat en kolay şekil de Kaçak reaktans ve SFRA testi ile tespit edilmesi mümkündür.



Açık bir şekilde sargı bükülmesi yaşamış trafo sargısını görmekteyiz.

Resim 6.4. Radyal kuvvetlerin tesirinde meydana gelen sargı bükülmesi [49]



### 6.6.6. Transformator bobininde sipir kısa devresi

Sipir kısa devresi kısaca, trafo sargıları içerisinde sargı unsuru elemanın birbiri ile teması neticesinde ortaya çıkar. Yakın sipirlerin izolasyonunun zayıflaması neticesinde, kaynarak birbirine yapışması ile arıza gelişimi olur ve nüve çevresinde de oyukların meydana gelmesine neden olur. Sipir kısa devresi; ikaz akımı testi ile tespit edildiği gibi, sarım oranı testi ile de tespiti mümkün olmasına rağmen bazen bu testte yakalanmaması sözkonusu olabilir. Sargı DC direnci testinde de sarım oranı testinde olduğu gibi etkisinin az olmasından dolayı yakalanmama ihtimali vardır. Kaçak reaktans testinde tespit edilmesi mümkündür. Power Faktör testinde tespiti mümkün değildir. Kapasite testinde Power faktör gibi sipir kısa devresinin tespitine imkan sağlamaz. Yağ da çözülmüş gaz analizi testi ile de tespit edilebilir. Fakat SFRA testin apaçık bir şekilde şüphe bırakmaksızın tespit edilme imkanı sağlar [50].



Resim 6.5. Transformator bobininde yaşanan sipir kısa devresi [50]

### 6.6.7. Transformator sargılar arası toprak ekranı arızaları

Bir trafoda aşırı gerilimler, bir sargıdan diğerine taşıma yolu ile geçer. Primerden sekondere taşınan gerilimler, sekondere bağlı cihazlarda hasar verebilirler. Bu

durumda, tasarımcılar ve işletmeciler indüktif taşıma ve kapasitif taşımadan haberdar olmalıdırlar [51].

### İndüktif Taşıma

Bu etki manyetik yolla olup, sarım oranıyla orantılı olarak, yıldırım darbe gerilimleri ve anahtarlama aşırı gerilimlerini primerden sekondere taşırlar. Genellikle YG ve AG sistemleri, transfer edilen bu gerilimlerin teçhizata zarar vermemeleri için uygun olarak tasarımlanırlar.

### Kapasitif Taşıma

Bu ikinci etki, transformatörün işletme prensibine değil sargı düzenlenmesi ile ilgilidir. Bir transformatördeki konsantrik sargıların birbirleri arasında ve manyetik devre (nüve) arasında dağılmış kapasiteleri mevcuttur. YG sargısına U gibi bir gerilim uygulandığında, kapasitif yolla, gerilim bölücü gibi çalışarak, izole sekonder sargı üzerine u gibi bir gerilim transfer edilir.

Şayet, YG sargısı çok dik yıldırım darbesi dalgasıyla karşılaşır, bu dalga YG sargısında lineer dağılmaz ve osilasyonlara girmeye meyillidir. Taşıma faktörü, sargı yapısına bağlı kalır, fakat sınırı geniş tutulur. Bunlar imalatçı firmanın imalat öncesi tasarımlarıdır. Taşıma faktörünü azaltmak ve hatta yok etmek, AG sargısının en az birinin toprak geriliminde olmasıyla mümkündür.

Bu yüzden sargının doğrudan topraklanması veya her faza gerilim sınırlayıcı cihazlar konulması tavsiye edilir. AG sargısında bir hattın varlığı, AG sargısı-nüve ve tank arası kapasiteye ilave edileceğinden, AG sargısı kapasitesi artacağından, transfer edilen gerilimlerin azalmasında önemli rol oynar.

Bu yapı içerisinde, AG sargısı ve teçhizatı üzerindeki hasarlar düşünüldüğünde sargılar arasında elektrostatik ekran uygulanmış özel trafoların kullanılması tavsiye edilir.

Bu statik ekran, metal folye plakalar veya ızgara şeklinde tel iletkenlerden oluşur. Metal ızgara, izolasyon malzemesi içerisine gömülür. Bu ekran, dışarıya çıkarılmış uç üzerinden doğrudan topraklanır (nüveye veya demir konstrüksiyona, klemplere olabilir).

Böylece YG'den transfer edilen elektrik yükleri ekran üzerinden toprağa aktılır. AG sargısında ,YG'den kapasitif yolla transfer edilen gerilimlerden makul sınırlar içerisinde korunmuş olur. Gerisinede, gerilim sınırlayıcı elemanlar konulur.

Statik ekran, sadece kapasitif yolla gerilim transferleri için ve sadece büyük güçteki trafolarında uygulanır. Trafo sargıları arasına toprak ekranı konulması, genellikle sargılar arasında çok küçük mesafe artırımına neden olur.

Benzer bir ekran yapısında, AG sargısı ile nüve bacağı arasında kullanılır. Elektriki alanı düzleştirir, nüvedeki plakaların çıkıntılarının kötü etkilerini gidermek için kullanılır.

Girdap akımlarının meydana getirdiği kayıplar oldukça düşük değerlerde olmalıdır. Trafolarında tüm ekran uygulamalarında, sargı akımlarınca meydana getirilen kaçak manyetik akımların küçük ve büyük bileşenleri, belli bölgelerde ekrana girer. İndüksiyon kanununa göre meydana getirilen girdap gerilimleri ısı kayıplarına neden olan girdap akımları oluşturur.

Bunlar normal işletmede, nominal yükte veya geçici aşırı yüklenmelerde ve kısa devrelerin neden olduğu aşırı akımların meydana getirdiği ısı kayıplarıdır. Arıza anında, arıza akımının nominal akımın 10 katı artması, ısı kayıplarının 100 kat artmasına neden olur.

Toprak ekranı, şerit uçlarında, keskin köşelerde, hatta ekranın, düşük alan bölgelerinde sonlandığı yerlerde, oldukça düşük gerilimde, deşarj başlangıcına önderlik eder.



YG sargı ucu sargıya ortadan giren trafolarında, sivri uçlar nötre yakın yerlere gelir ve ekranda buradan topraklanır [51].

#### Örnek Arıza-1

500-345/13,8 kV, GE marka, 298,667 MVA, tek fazlı bir ototrafoda, devreye alındıktan henüz 3 ay sonra, gaz analizi neticesinde TYG (Toplam Yanıcı Gaz) % 8 bulunmuş. Generatör maksimum yükte iken buchholz da yaklaşık 460 cm<sup>3</sup> gaz toplanmış.

Trafo açıldığında, iki bacakta YG, OG-Tersiyer sargı arasındaki toprak ekranının (elektrostatik ekranın) hasarlandığı görülmüş. Kağıt izolasyon ve alüminyum ekranın hafifçe yandığı ve ekran topraklama şeritlerinin ısındığı görülmüş. Ekranın üçte biri kadar yer üzerinde karbon teşekkül etmiş. Silindir ekran üst kısımdan topraklandığından, alt kısımlarda bir şey olmamıştır [52].

#### Örnek Arıza-2

500 MW'lık bir generatör trafosunda periyodik kontrol testleri esnasında YG-AG sargısı ölçmelerinde negatif Watt kayıpları okunmuş. Ancak gaz analizleri neticesinde bir değişiklik olmadığı tespit edilmiş.

Trafo açıldığında, takriben 5 cm genişliğinde alüminyum bantların, üzerine çepçevre yapıştırıldığı kağıt silindir izolasyonun üzerinde ve dışarıya bir ucla çıkarılan topraklama şeridi üzerinde yanıklar görülmüş.

Bozulan topraklama şeridinin meydana getirdiği kötü temasın sebep olduğu negatif Watt kaybı olayı ortaya çıkarmıştır [53].

## 6.7. Transformaörün Dielektrik Devresinde Yaşanan Arızalar

Trafo servise girmesinden sonra zaman içerisinde selüloz izolasyonda azalma beklenir. Trafonun yüklenmesi ile normal sıcaklık artışı ve saha şartlarında maruz kalacağı çalışma şartları izolasyonu termal olarak azaltır. Termal azalma sonucunda izolasyonda fiziksel dayanımda kayıp olacaktır. Trafonun işletme şartlarında içinde yaşanacak sarsıntı ve mekanik harekete karşı zayıflayan kağıt izolasyon kısımları mekanik zorlanmalara dayanamayacaktır. Trafo dizayncıları her ne kadar bu sorunun farkında olsa ve dizaynlarında göz önünde de buldursalar dahi; iyi dizayn edilmiş, işletilmiş, bakımı yapılmış trafo bile en fazla 20-30 yıl veya çok az daha fazla işletme de kalabilmektedir [3].

Bu şekil de vaktinden evvel bir sorun trafoda genellikle zayıf işletme ve yetersiz bakım pratiği bulunması durumunda veya hatalı işçilik, hatalı materyal kullanılmasında söz konusu olur.

Genelde termal nedenlerle meydana gelen arızalar şöyledir;

1) Nemin trafo yağının içerisine girmesi ki biz buna yağın teneffüs etmesi diyebiliriz, bu durumda yağın dielektrik dayanımı oldukça düşmektedir. Böyle trafolarada bobin bushing bağlantıları ile tank arasında veya nüve yapısında atlamalar olacaktır. Önceki bölümlerde de bahsedildiği gibi oldukça tehlikeli işletme durumudur ki bobin iç kısımlarında da atlamalar bu şekil de çalışma şartlarında kısa devre olmaktadır.

2) Trafonun uzun süreli aşırı yüklenmesine de bağlı olarak trafo yağın da bozulma söz konusu olabilir, bu şekildeki trafolarada iletken bağlantı noktalarında ve açık yerlerinde yardımcı ekipmanlardaki malzemelerde kimyasal tepkimeler yaşanması sonucu yağ sıcaklığı hızla yükselerek trafo yağında çamurlaşma, asid ve su ortaya çıkar.

3) Trafolar da dielektrik malzeme olarak farklı farklı her birinin kendine has permittive özelliği bulunan malzemelerin kullanılması ile teşekkül eder, genelde birbirlerinin permittivesine uygun malzemeler seri olarak kullanılır. Fakat bu malzemelerin farklı kalınlık, inceliği olması dielektrik zorlanmaya maruz kaldıklarında farklı oranlarda anormal olarak zorlanabilirler. Örneğin yüksek gerilim sargısı ile alçak gerilim sargısı arasında izolasyon genelde kağıt, katı izolasyon malzemesi ve trafo yağından oluşmaktadır. Çok yüksek gerilim de çalışan trafolar haricinde katı izolasyon malzemesinin dielektrik sabiti 5 olduğunu ve trafo yağının dielektrik sabitinin 2 olduğunu kabul ettiğimiz için kağıt izolasyonun dielektrik sabiti etkisini ihmal da edilebiliriz. Toplam gerilim böylece katı izolasyon malzemesi ile trafo yağının seri bağlandığı dielektrik yapısında bölünecektir, dielektrik sabitlerinin oranının tersine eşit olarak her bir dielektrik malzemenin eşit kalınlığında dağılacak, fakat ayrı ayrı kalınlıkta dielektrik malzemeler olduklarından orantılı olarak gerilim dağılacaktır. Bu yüzden gerilim dağılımının değişimi her bir dielektrik malzemesinde güvenli çalışma sınırının izin verdiği değer ile sınırlıdır. Burada katı malzeme ve trafo yağı dielektrik malzemesi korona deşarjlarından ve aşırı ısınmalardan dolayı arızalanabilirler.

4) Korona deşarjı keskin iletken kenarlarında ve küçük çaplı iletkenlerin kullanılması durumunda yüzeysel gerilim değişiminin yüksek olmasında yaşanan bir arızadır.

5) İmalat aşamasında sıkıştırılmış kağıt ve reçine ile sarılmış olan izolasyon kısımlarının yüzeylerinde kirlenme veya hatalı işçilikten dolayı içerisinde hava kalması söz konusu olabilir, böyle durumlarda yüzeysel boşalmaların yaşanmasını; yüzeysel kirlenmeden kaynaklanıyor diyebiliriz. Dielektrik malzemenin aşırı ısınması ve içerisinde hava kalması nedeni ile de iyonize olarak dielektrik malzemenin delinmesine neden olabilir. Bu şekilde arızalanma genelde silindirik ve kapasitif bağlantılarda söz konusu olmaktadır.

6) Primer ve sekonder sargılar arasında bulunan topraklama perdesi de bir çok arızanın kaynağıdır. Burada dielektrik baskılar oldukça yoğunlaşmaktadır. Bu bölgede lokal olarak dielektrik malzemedeki topraklama perdesinden yüksek gerilim

sargısına doğru atlama olduğunda yüksek gerilim sargısının bulunduğu bacak da tamamıyla hasar oluşturmaktadır.

7) Dar yağ kanalları trafo ömrünün işletmede kalma süresini çok ciddi bir şekilde tehdit etmektedir. Trafoya uygun soğutma sağlanmadığı için bobin izolasyonu zamanla kırılđan hale gelecek akabinde de sarım kısa devresi kaçınılmaz olacaktır.

8) Nadiren de olsa metalik partiküllerin çeşitli presbandların içerisinde kalması dielektrik malzemenin delinmesine neden olmaktadır.

9) İmalat aşamasında dikkatsiz işçilik sonucu bobin içlerinde ve yüzeyinde lehim parçacıklarının kalması yeterli temizliğin yapılmaması gibi nedenlerle de elektriksel delinme söz konusu olarak arıza oluşturmaktadır.

10) Trafonun serviste kaldığı süre içerisinde belirli periyotlarla trafo yağının takip edilmesi gerekmektedir, şöyle ki yağda yaşlanma, oksidasyon ve buharlaşma olduğundan test edilerek kontrolünün sağlanması gerekir. Aksi takdirde zamanla ışıma yolu ile tank içerisinde azalan yağın uygun işçilik ile takviye edilmemesinde trafo aşırı ısınacak, trafonun tamamıyla kaybedilmesine kadar etkisi olan arızalar zuhur edecektir.

11) İki faz arasında kısa devre söz konusu olduğunda bu fazlara ait sargıların arasındaki açıklık yetersiz ise presbandların ek yerleri iyi yapılmamışsa oluşan dielektrik baskı sonucunda presbandların sınırlarında atlamalar yaşanarak; yağ alanı ile presband arasında delinme yaşanabilir.

12) İmalat da kullanılan ağaç destek takozları iyi kurutulmadığı ve emperye edilmediği taktirde bushing ile sargılar arasında nem den dolayı atlama olacaktır.

13) Primer ve sekonder sargılar arasında ve her bir sargı ile nüve arasında elektrostatik kapasite söz konudur ki, yüksek gerilimde alçak gerilim devresi gibi davranır, trafonun iyi bir şekilde topraklanması ile problem ortadan kaldırılabılır.

14) Trafo yağı içerisinde yabancı iletken parçacıkların askıda kalması trafonun içinde açıkta bulunan kısım ile iletken parçacık arasındaki farklı gerilim seviyesinden dolayı atlamalara neden olabilir. Mesela bushing ile bobin bağlantılarının bulunduğu kısımda böyle bir durum söz konusu olabilir [28].

### **6.7.1. Transformator izolasyon elemanlarının arızaları**

Bir trafoda, trafonun aparatlarından birinde, her nasılsa hava kalmış olabilir. Isınmış yağın hava ile teması neticesinde meydana gelen asit buharı, yağ seviyesinin üzerindeki demir kısımlarda korozyona neden olabilir.

Korozyon ürünleri trafo yağının içerisine dökülerek, yağın bozulmasına ve enerji altındaki noktalardan kısa devrelere neden olabilir. Yağın altında da, korozyona uğrayan kısımlar nadiren de olsa mümkündür. Fakat meydana gelen asitler ve peroksitler, selülozik izolasyon mukavemetini azaltmaktadır. Çamurlaşma, çekirdeğin ve sargıların dış yüzeyinde, tankın ve soğutma radyatörlerinin iç yüzeyinde bıraktıkları artıklar açısından büyük bir sorundur. Şöyle ki; çamur trafo yağ kanallarını tıkayacak, yağın sirkülasyonunu dolayısıyla ısının ortamdaki uzaklaştırılmasını önleyecektir.

Neticede çamurla kaplanan çekirdek ve sargıların sıcaklığı yükselecek, ısının yeterince uzaklaştırılmaması nedeni ile bozulma hızla ilerleyecek ve neticede çamurlaşma hızla artacaktır.

Nem, trafoya çeşitli yollardan girebilir. Bu sargıların ve nüvenin tanka yerleştirilmesi esnasında veya teneffüs yoluyla olabildiği gibi yağın, kendi muhteviyatındaki oksidasyona uğramış ürünler yoluyla da olabilir. İzolasyon yağında çok az miktarda olsa nemin bulunması istenmeyen bir durumdur. Hem, yağın elektriki özelliklerini, özellikle dielektrik dayanımını çok etkiler. Yağın içerisindeki nem, sargılar tarafından kolaylıkla emilir. Sargıların elektriki dayanımını azaltır.

Trafoaların yapısındaki kağıt, pamuk ve diğer izolasyon maddeleri genellikle nötrdür. Fakat yağda eriyebilen asitler ihtiva edebilirler. Bu kısmen verniklenmiş kumaş veya sargılar arasındaki perde tüpten oluşur. Asitli ürünler işletme esnasında selülozun aşırı ısınmasıyla da meydana gelebilir. Çekirdek plakalarını izole etmek için kullanılan verniklerin ve bazı ürünlerinde yağ içinde eridiği bilinmektedir. Sargıların vernikle emperye edilmesi ise, tartışma konusudur.

Vernikle emperye edilmiş sargıların anahtarlama ve kısa devrelerde oluşacak mekaniki kuvvetlere karşı dayanıklılığı artmış, imalatı da kolaylaşmıştır. Verniklenmiş sargılar imalat ve montaj esnasında kolaylıkla kirlenmeyecektir. Verniğin kullanımındaki diğer bir üstünlük, sargılar üzerindeki iplikçikler üzerindedir. Trafoya yüksek gerilim uygulandığında, elektrostatik alan, mevcut, küçük iplikçiklerin yağ içerisinde dizilmesine neden olacaktır. Bu ise tehlike kaynağıdır.

Zira elektriki deşarjlar, yüzeydeki iplikçiklerin sivri uçundan topraklanmış kısımlara doğru olacaktır. Gevşek iplikçikler kısmen de olsa nemli ise, enerjili kısımlarla topraklanmış kısımlar arasında köprü teşkil edecek ve delinmeye neden olacaktır. Bu etki; iplikçiklere reçine emdirilerek sabitlendirildiğinde minimuma inecektir. Fakat tasarımcılar 66 kV ve üzerindeki gerilim seviyelerindeki trafolarda sargıları verniksiz bırakmayı daha uygun görürler. Zira yağ ile emprenye edilmiş kağıtların, vernikle emprenye edilenlere nazaran elektriki mukavemetleri çok daha yüksektir.

Zira verniğe yağ nüfuz ettirilmezse çok riskli bir iş olur. Şöyle ki; sargılarda meydana gelebilecek boşluklarda, enerjinin uygulanması ile iyonizasyon ve delinme olacaktır. Ayrıca az da olsa verniğin yağın oksidasyonuna imkan hazırlayacağı da söz konusudur. Hatta eriyen parçaların, artıkların bucholz rölesine takılacağı ve onu çalıştırmayacağı ve yağın altındaki enerjili kısımlarla topraklanmış kısımlar arasında köprü dahi oluşturacağı söz konusudur.

Bazı vernik çeşitlerinin yağın oksidasyonuna etkisi olmamakla birlikte, bazı çeşitlerinin ise verniğin kurutulması esnasında kullanılan metalik tuzların etkisinden dolayı oksidasyon etkisi olduğu bilinmektedir.

Bu durumlarda verniğin çeşidine veya uygulanma yöntemine bağlı olarak, sargılarda yeşil bir renk bozukluğu olabilir. Bu renk bozulması emprenyeyi takip eden zamanda, bakırın ve verniğin yapılmasındaki nesnelere arasındaki ilişkiye bağlıdır. Netice de bakır sabunları oluşur. Oluşan sabun yağda erir ve yağın çok çabuk oksitlenmesine öncülük eder. Ayrıca yükten dolayı ısınmalardan da yağda sabunlaşma olabilir.

Trafo içine rüzgarla; gözlem ve bakım esnasında giren toz, rutubet, kuru yağın kirlenmesine ve rutubet almasına neden olur. Sargılardaki iplikçikler toz ve rutubetli yağ içerisinden absorbe edip kendi bünyelerine alırlar. Neticede elektrikli alan içerisinde köprü oluşturup, yağın delinmesine neden olabilecekleri gibi, yağın oksitlenmesine de neden olabilirler.

Trafonun kendi imalatındaki bazı materyallerin kendisine zarar verdiği anlaşılmaktadır.

Örneğin ; yağ ile emprenye edilmiş kağıt izolasyon sistemin temel iki yapı malzemesidir. Kağıdın, mekanik ve dielektrik dayanımını sağlamak için kullanılır. Kraft kağıdının, yağ içinde asitlerin oluşmasında katalizör etkisi vardır. Bu etki yok edilemez ancak kontrol edilebilir. Zira bu bozulma kendi kendine cereyan eder.

Kağıdın yaşlanmasının kontrolü zamanında yapılırsa trafo uzun süre servis de kalacaktır. Trafonun ömrü, kağıdın ömrüdür. Aşırı yükler trafonun ömrünü kısaltır. Trafoların ömrü işletme sıcaklığına bağlıdır. Bakım mühendislerinin ana problemi izolasyon sistemidir.

Kağıdın dielektrik dayanım değeri, orijinal değerinin %50 altına düştüğünde, trafo ömrünün sonuna gelmiş demektir. Kraft kağıdının üç çeşit karakteristiği bilmekte yarar vardır. Birincisi, kraft kağıdında bulunan hayli fazla gözenek, yağın bozulması neticesindeki ürünleri öncelikle absorbe eder. İkincisi, kağıdın suya karşı zaafi yağınkinin 600-800 katı mertebesindedir. Üçüncüsü ise, kağıt, trafo yağındaki

hidrokarbonların oksidasyona uğramasına katlizör olarak etki eder. Trafonun toplam ağırlığının % 10-15'i kadarı kağıttır.

Trafo yağlarının oksijene karşı zaafi vardır. Oksijen, yağdaki hidrokarbonlarla birleşerek bozulmuş ürünler ortaya çıkarırlar. Trafolar vakuma tabii tutulduklarında, içlerinde hacimlerinin %0,5'i kadar hava ihtiva etseler dahi, oksijenin varlığı söz konusudur. O halde kraft kağıdı, trafoya yağ konulduğundan itibaren yaşlanmaya başlar. Bu olayı hızlandıran katalizörde bakırdır. Elbette diğer malzemeler; demir, su ve selüloz kağıtta, oksidasyonda etkindirler. Trafonun içerisinde kullanılan her ürünün birbirleri üzerindeki etkileri, trafonun kendi kendine bozulmasına neden olur. Trafo yağının bozulma ürünleri; asitler, peroksit, alkol, su, metalik sabunlar ve çamurlaşmalardır.

Peroksit ilk bozulma ürünüdür ve kraft kağıdınca absorbe edilir. En son ürünü oksiselülozlardır. Oksiselüloz, kahverengi, kuru, parlak ve kırılğan bir yapıya sahiptir. Peroksit, pamuk gibi malzemelerin yıllarca güneş ışığında beklemesi neticesinde küçük bir darbe ile yırtılmasında da görülebilir. Bu trafolarında istenmeyen durum oluşturur. Bazen bu çok uçucu peroksit gaz yağın üzerindeki boşluğa kaçır, oksijenle karışır ve elektrik arkı mevcudiyetinde müthiş patlamaya neden olur. Bu yüzden bazı trafoların üst kapakları birçok kattan yapılmış veya azot gazı ile yastıklanmıştır.

Asitler iki tipte oluşurlar. Birincisi, uçucu veya suda eriyebilen asitlerdir. Bunlar selüloz kağıt tarafından absorbe edilirler ve yağın üzerindeki boşluğa kaçarlar. Burada, kapağın altında havanın nemi ile tepkimeye girerek paslanmaya neden olurlar. Sargılarca alınan asit, selülozun moleküllerine anında hücum eder ve onların gelecekte bozulmasına neden olurlar. İkincisi ise yağlı asitlerdir. Bu asitler görünürdeki her şeyin üzerini kaplarlar. Organiktirler ve organik olarak selüloz kağıt üzerinde etkindirler. Sargıların gerilme kuvvetini ve dolayısıyla ömrünü etkilerler. Alkol yağın bozulma ürünü olup yağdaki asitlerle ve suyla birleşip yağın altında ciddi bir biçimde paslanmalara neden olur. Birçok trafoda bu sonuç için yeterli oksijen mevcuttur.



Çamurlaşma ise daha önce bahsedildiği gibi yağın bozulma ürünü olup asfalt kökenlidir. Yüksek elektrik alanının bulunduğu bölgelerde (sargılarda) trafonun en soğuk kısımlarında (soğutma kanallarında, radyatör çıkıntılarında ve trafonun dibinde) depolanır. Çamur suyu sever, enerjili kısımlarla enerjisiz kısımlar arasında köprü teşkil eder ve neticede trafoyu hasarlar. Çamur aynı zamanda ısı bariyeri olarak etkindir. 0,35 cm kalınlığını geçen çamurlaşmalar, trafonun normal çalışmada olması gereken sıcaklığının 20 °C üzerine çıkmasına neden olurlar.

Her ne kadar su trafo için tehlike unsuru da olsa kraft kağıdındaki suyun tamamının kurutulması istenmez.

Yaşlanma süresinde selüloz, oksidasyon neticesinde su kaybedecek ve büzülecektir. Yapısı zayıflayacak ve neticede aktif bir trafonun elektriki termik ve mekanik darbelere karşı mukavemeti azalacaktır.

Trafo yağının ısı kapasitesi bakır sargıların ısı kapasitesinin yaklaşık beş katıdır, bunun anlamı ince bir yağ tabakası çok hızlı bir biçimde hareket ederek, selüloz, bakır sargıdan dışarıya çıkıyor, böylece ısınan trafo yağının suya olan isteği ile sargılardan çıkan nem yağ ile birlikte yukarıya doğru yükselir. Sargılardan nemin çıkması sargılardaki bakır kayıplarından kaynaklanır. Bu yağ aldığı taze nemle soğutucu yüzeylere doğru gider, trafo yağı soğurken içindeki bu suyu soğutma yüzeylerinin oyuklarında (radyatörlerde), konstrüksiyon girintilerinde, aşağılarda bırakacaktır. Yalnız elektriki gerilimin yüksek olduğu noktalarda su iyonize olacak ve elektriki alandan dolayı sargılarda veya hemen ayrıldığı noktalarda kalacaklardır.

Şayet soğutma işlemi çok hızlı bir biçimde olursa yağ suyu bırakmayıp tekrar sargılara taşıyabilir veya yağdaki oksidasyon ürünlerine bırakabilir [54].

## **6.8. Transformatörlerde Çeşitli Yapısal Bozukluklar ve Diğer Nedenlerden Dolayı Meydana Gelen Arızalar**

Trafo kazanının aşırı yağ kaçırması trafo yönünden büyük arızalara sebep olur. Zira yağın sargı seviyesine kadar inmesi bushingler de ve sargılarda arızalar meydana getirir. Yağla kapak arasında biriken yanıcı gazlar, deşarjla ani olarak patlayarak trafonun kullanılmaz hale gelmesine neden olabilir. Büyük güçlü trafolarla koruyucu üniteler çalışarak trafoyu servis harici ederler ve muhtemel bir yangını önlerler. Bazı durumlarda kaynak noktalarından yağ sızdırabilir. Kalın cidarlı kazanlarda bu sızıntılar bir çekiçle dövülerek giderilir. Sızıntı sadece bir noktada ise, sızan yerin yakınındaki sağlam yere bir nokta kalemiyle vurularak delik kapanır. Yağ sızıntısı bir çatlaktan geliyorsa çatlak yer keski ile dövülerek kapatılır veya kalayla lehimlenir, büyük çatlaklar kaynakla kapatılmalıdır. Acil durumlarda, yağ sızıntısı aşırı değilse, yağ dolu trafoda elektrik kaynağı yapılır. Fakat oksijen kaynağı yapılacaksa kazan daima boş olmalıdır. Kaynak sırasında kazan içinde biriken yağ buharlarının veya gazların patlamasını önlemek maksadıyla, kazan çok iyi havalandırılmalıdır. Yağ vanalarındaki damlamalar, vana önüne kör tapa veya kapak koyarak önlenir.

Kazan kapağı yağ kaçırmayacak şekilde kazanla irtibatlandırılmıştır. Conta olarak mantar veya daha iyisi yağa dayanıklı lastik kullanılır. Yeni tip mantar contaların sonraki kapak açılmalarında baskı yüzeyine yapışmaması için, her iki yüzeyi vazelinle yağlanır. Son zamanlarda trafolarla bushing flanşı ile kapak arasına conta konulmakta, flanş civataları kapağa tutturulmaktadır. Küçük ebattaki bushinglerde kapağa tutturma tırnaklı civatalarla sağlanmaktadır. Bushing contasından yağ kaçması halinde, trafodaki yağ seviyesi kapak altına kadar indirilir ve bushing sökülerek conta yenilenir. Kazan cidarında yağın çamurlaşmasından dolayı ısı iletimi düşebilir, bunun neticesinde trafo ısınabilir. Trafo kazanı daima topraklı olmalıdır. Aksi takdirde yüksek gerilim sargılarının potansiyel tesiriyle kazan kapasitif olarak (kondansatör gibi) yüklenebilir ve can güvenliğini tehlikeye sokabilir. Radyatörler mekanik tesirlerle yağ sızdırmaya başlarsa, kazanda yapılan uygulamanın aynısı yapılır. Radyatörler, trafo servis de iken titreşirler, bunun sonucu olarak civata

somunlarının çözülmesi ile bağlantı noktalarından yağ sızar. Bunun için somunların gevşemesi yaylı rondela v.s ile engellenmelidir. Montaj esnasında radyatörlerde veya genel olarak ısı farkında çalışacak metal parçalarda, borularda mümkün olduğu kadar mekaniki gerilmeler olmamasına dikkat edilmelidir. Radyatörlerde, yağ içinde bulunan çamurun (şlam ) boru cidarlarına yapışmasıyla ısı iletimi düşer. Çamur, yağın oksitlenmesi neticesinde meydana gelen polimerizasyon ürünlerinin düşük sıcaklıklarda yoğunlaşmasıdır. Isı iletimi azaldıkça yağın soğuması azalır ve yağ ısındıkça ısı farkı artar, neticesinde daha fazla çamur boru içinde çökelir. Başlangıçta sıcaklıkta çözülen çamur, sürekli olarak ısınmakta, çözülmeyen zifte benzer bir ürüne dönüşmektedir. Sonuçta radyatör görevini yapamaz olur. Bu durum zamanından önce tespit edilmezse, neticesi tehlikeli olabilir. Çamur daha yeni ise yani uzun müddet sıcak yağın etkisinde kalmamışsa, radyatör borularını benzolle temizlemek mümkündür. Zifte benzer bir madde oluşmuşsa ve bu uzun müddet yüksek sıcaklıklara maruz kalmışsa, oluşan kabuk o kadar serttir ki bu maddeyi benzolle temizlemek mümkün değildir. Bu durumda çökelti mekanik olarak uzaklaştırılır.

Soğutma sisteminde yer alan pompa ve fanlardaki arızalar daha ziyade yatak aşınması neticesinde meydana gelen sürtünmeler ve sargıların yanmasıdır. Bundan dolayı aşınan yataklar daha büyük arızalara neden olmadan değiştirilmelidir. Tamir edilen fan ve pompaların montajında dönüş yönüne dikkat edilmelidir. Aksi durumda soğutma etkinliğini kaybeder.

Burada oluşabilecek arızaları özetlersek;

1) Trafo sargı izolasyonunda büzülme, çekme veya çökme olduğu zaman gerekli önlem olarak tespit noktası yapısının herhangi bir kısmının veya kısımlarının kısa devre arızasına karşı güçlendirilmesi gerekir. Hele birde bağlantı noktalarında çelik yapıda bağlantı elemanları kullanılmış ise trafoda, bu kısımlarında uygun malzeme ile izolasyonunun sağlanması gerekir. Bir şekilde bunlar yapılmazsa şiddetli kısa devre akımlarının vuku bulması kaçınılmaz olacaktır. Bu olayın vuku bulduğu trafolarında boyunduruk bağlantılarında oluşan oyukların köprü vazifesi yapması, direk veya bağlantı elemanın yardımı ile iletken bağlantı elemanı kullanılmışsa erimesi ile

arızanın tuttuğu belirlenmiştir. Bu olayın trafolarla yaşanmaması için; bağlantı elemanlarının iletken olmayan malzemelerden seçilmesi ve bağlantı ya da sabitleme elemanlarının iki eşit kısma ayrılmış bağlantı yapısında bulunması imalat da tercih edilmelidir.

2) Sargılar ile kademe değıştirici arasında kullanılan destek elemanlarının yetersiz olması zamanla harici kısa devrelerin etkisi ile arızaya neden olduğu da bilinmektedir. Özellikle büyük güçteki trafolarla bu noktalarda meydana gelen arızalarda çok şiddetli kısa devre akımlarının aktığı tespit edilmiştir.

3) Trafo tanklarında zayıf veya kötü kaynağın bulunması iyi montajın yapılmamış olması yağ kaçağının ortaya çıkmasına neden olmakta; böyle durumlarda hızlıca önlem alınmaz ise trafoda aşırı ısınma ve atlama gibi arızalara da zemin hazırlamaktadır. Genelde trafo tank işçiliğinin iyi yapılmamış olmasından kaynaklanmaktadır.

4) Eğer trafomuz gaz koruma röleleri ile teçhiz edilmişse bu durumda tank da ki yağ seviyesinin belirli sıcaklık değeriinde doğru seviyeye ayarlanmamış olması veya trafo tankında yağ kaçağının olması durumlarında hatalı işletme sorunu olarak bucholz rölesi çalışarak trafoyu servis harici etmesi muhtemeldir. Fakat gaz koruma rölesi kullanılmadığında yağ seviyesinin uygun olmamasında ve yağ kaçağının yaşanmasında daha vahim arızalar da yaşanabilir.

5) Aşırı akım, düşük gerilim ile uzun süre beslenen güç trafoları, örneğın elektrikli ark ocağının beslemesinde kullanılan trafolar gibi genelde büyük kesitli iletkenlerin paralel bağlanması ile bobinleri oluşturulmuş olmalarından bunların alçak gerilim sargılarının bağlantı noktası ile aralarındaki paralel iletkenlerin her birinin empedansının eşitliğinin sağlanması gerektiğinden dizaynı da oldukça zordur. Eğer bu trafo da alçak gerilim sargılarının bağlantı noktası ile aralarındaki paralel iletkenlerin her birinin empedansının eşitliği sağlanamazsa yük eşit olarak paylaşılmayacağından sargının bazı kısımları aşırı ısınarak kaçınılmaz olarak arıza oluşmasını da sağlayacaktır.

6) Güç sisteminizde trafoları paralel çalıştırma gibi bir ihtiyacınız söz konusu ise paralel çalıştıracığınız trafoların çevirme oranlarının, kısa devre empedanslarının ve eşit gerilim düşümünü sağlayan reaktanslarının aynı olmasına dikkat edilmesi gerektiğini bilmekteyiz. Eğer bu saydıklarımızdan herhangi biri farklı olur ise bir trafo en azından aşırı yüklenme sorunu ile karşılaşabilir, bu durum da aşırı yüklenen trafonun zamanla arızalanmasına neden olmaktadır.

7) Güç sisteminizde elektrik ark ocağı besleme noktalarınızda aşırı akım ve azalan artan yük talebi ile trafonuzda uygulanan gerilimde düşme ve yükselmenin yaşanması söz konusu olabilir. Bu nedenle güç sistem işletmeciliğindeki etüt birimleri elektrikli ark ocaklarının empedanslarını güç sisteminin gerekli kıldığı limit değerlerde olmasını sağlamalıdır aksi takdirde başarılı güç işletmesi yapılamaz. Sisteminizde bu şekilde bir sorun söz konusu ise buradaki adasal besleme bölgesinin güç yönünden desteklenmesi elektrikli ark ocaklarının empedanslarında gerilim düşümünün azaltılması ile sorun çözülebilir.

8) Şehir fiderlerini besleyen trafo merkezlerindeki güç trafolarının birbirlerine yakın olması yer darlığından yeterli alanın olmaması, ısınan trafo tankının ısınıp yeterince dağıtamaması gibi sorunları ortaya çıkarır. Bu şekilde işletilen güç trafolarında yavaş yavaş ısınma sorunu yaşanabilir bu da sargı izolasyonu ile trafo izolasyon yağını tehlikeye atar. Buralarda uygun soğutma düzenleri oluşturularak trafonun hava ile temas yüzeyi mümkün mertebe artırılmalıdır. Şayet trafonuz bir elektrikli ark ocağına çok yakın bir yerde işletiliyor ise trafo ile ark ocağı arasında özel yalıtım önlemlerini almanız gerekebilir.

9) Eğer trafo tankınızın içerisinde yağ üzerinde bir şekilde gaz sıkışması olmuşsa patlayıcı etkisi olacağından kesinlikle ateş ile kontrolünün yapılmaması gerekir. Önlem alınmadığında insan hayatını riske sokabilir.

10) Dışardan suni olarak soğutma düzeneklerinde zaman zaman sorun yaşanabilir, eğer bu yardımcı soğutma sisteminde sorun çözülmez ise trafonuzun aşırı ısınması söz konusu olabilir bu durumda trafonuzun yüklenmesinde sıkıntı yaşanabilir, bu

nedenle trafo soğutma sistemlerinin uygun bakımının yapılarak trafoyu aşırı sıcaklık altında çalışmaya maruz bırakmamamız gerekir.

11) Yağ ile soğutmada zamanla elektrolitik korozyon baş gösterebilir, bu durumun yaşandığı metal kontakların muadilleri ile değiştirilmesi gerekir. Bunun için elektromekanik muadil metal kontak seçimi standartlarında belirtilen en yakın değer de metal kontağın kullanılmasına dikkat edilmelidir.

12) Su ile soğutmalı bir trafo işletiyorsanız şayet; su yollarında zamanla kireçlenme veya yabancı parçacıkların birikmesi ile tıkanma yaşanabilir. Bu durum da soğutma için su kılcallarında yeterli su dolaşmayacağı için trafonuzun soğutmasından dolayı sıcaklıkta artma söz konusu olacak ve trafonuz aşırı ısınarak izolasyonda ve yüklenme de zamanla sorun yaşamanıza neden olacaktır.

13) Su ile soğutulan trafonuz da keza su kılcallarından trafo yağına su kılcallarının zaman içerisinde korozyona uğraması nedeni ile su geçişi de yaşanabilir. Bunun için bu şekilde soğutulan trafolarda su kılcallarının da demir yerine bakır malzeme kullanılmasına dikkat edilmesi gerekir. Bu şekilde sorun yaşanan trafoda suyun trafo yağına geçmesinin önlenmesi için trafo soğutma suyunun basıncını sağlayan sistemin devamlı basınç kontrolünün yapılması bize kaçak hakkında önemli ipucu verir, tersi yani yağın basıncının kontrolü ile anlaşılması mümkün değildir. Ancak yağın kimyasal analizi ile tespit edilir.

14) Su ile soğutulan trafolarda diğer bir sorunda su kılcallarının sıcak noktalarla temas ettiği yerlerde yoğunlaşma yaşanması ile yağ içerisinde nemlenmenin oluşmasına neden olur. Trafo etrafına teçhiz edilmiş olan su kılcalları trafonun yüklenmesi ile beraber devir daim eden suyun kılcallarla trafonun temas eden noktalarında ısı transferi olacaktır. Yoğunlaşma ile geçiş sağlayan su partikülleri trafo izolasyonuna yerleşecek zamanla izolasyonda delinmelerin yaşanmasına neden olarak arıza oluşturacaktır [28-39].

## 6.9. Çeşitli Arıza Örnekleri

### 6.9.1. Transformatorde yıldırım darbe arızasının olması

Bu olay 380/154 kV, 400 MVA ototrafoda yaşanmıştır. Trafo yaklaşık olarak 5 yaşındadır.

#### Transformatörün Servis Harici Olması

Trafo diferansiyel rölesinin çalışması ile otomatik olarak servis harici oluyor. Arıza anına kadar herhangi bir olumsuzluk bildiren bir olay veya bulgu yoktur. Periyodik elektriki testlerinde ve gaz analizi sonuçları normaldir.

Yalnız trafonun mazisi ile ilgili yapılan araştırmada, trafonun imalat esnasında aşırı ısınmaya maruz kaldığı bilgisine ulaşıyor ki, bu da izolasyon hakkında yeterince bilgi sahibi olmamızı sağlıyor, bu bilginin arıza incelenmesinde hesaba katılması gerekiyor.

#### Bilgi Toplanması

Trafo şiddetli darbe ile arızalanıyor. Bunun için arıza kayıtları, osilo çıktıları üzerine çalışılarak, üç faz toprak arızasının 154 kV tarafta var olduğu bilgisi elde ediliyor. Bu arada trafo merkezi çalışanlarından ark boynuzlarında ark izi olduğu bilgisine ulaşıyor. Trafo diferansiyel rölesi ile beraber mesafe koruma rölesinin de trip yaptığı bilgisine ulaşıyor. TTR test sonuçları sipir kısa devresi olduğunu indike ediyor. Megaohm ölçümleri üç faza ait oldukça düşük okunuyor. Çünkü arıza başlangıcı yıldırım etkisi ile dışardan başlıyor. Parafudrlar test edilmesi için imalatçısına gönderiliyor. Trafonun arızalı fazına ait parafudr test sonuçları iyi çıkıyor.

Yanıcı gaz testleri ile çözülmüş gaz analizi yapılıyor ve Çizelge 6.2'deki değerler elde ediliyor.

Çizelge 6.2. Gaz analiz test değerleri [18]

<b>GAZ ANALİZİ TESTLERİ</b>	
	19/04/1976
HİDROJEN (H <sub>2</sub> )	508
KARBONDİOKSİT (CO <sub>2</sub> )	520
ETİLEN (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	232
ETAN (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	22
ASETİLEN (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	503
KARBONMONOKSİT (CO)	116
METAN (CH <sub>4</sub> )	196
AZOT (N <sub>2</sub> )	64992
OKSİJEN (O <sub>2</sub> )	1661

Devam eden elektriki ve yağ testleri sonucunda, trafonun iç kısımlarının incelenmesine karar veriliyor. Üç fazlı sargının seri seri sargılarında yanma ve bozulma bulunuyor. Herhangi bir iletken partikül görülüyor, fakat yüksüz kademe değiştiriciye ark izleri görülüyor. Trafo tamir için fabrikaya götürüldükten sonra, açılarak uygulanan incelemede, iki adet yakın pancake bobinin seri sargılarının kademe değiştiriciye yakın kısımlarında, harici taraflarında kömürleşme bulunuyor. Kopuk ve yanık tabakalar ayrıca kademeler arasındaki kısımlarda da bulunuyor.

### Analiz

Hava şartları ve arıza kayıtları ile osilo çıktıları analiz edildiğinde 154 kV hatta arıza olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Trafoya ait röle bayrak ve sinyallerinin analizi, elektriki testlere uygun olarak üç fazda da dielektrik arızası olduğunu açıklamaktadır. Başlangıç hipotezi olarak arızaya dair, mekanik hasar üzerinde durulmuş, bunun sonucunda dielektrik arızası vuku bulmuştur. Gaz analizi sonuçları ark olduğunu göstermiştir. Dahili inceleme ile de üç faz sargıların tekrar sarılması gerektiğini



ortaya çıkarmıştır. Diğer fazlara ait sargılar tekrar kullanılabilir durumdadır. Hasarlı sargıda büyük sargı deformasyonu tesbit edilmiştir.

Trafo imalçısı ve kullanıcısı arasında trafonun açılması hususunda bazı anlaşmazlık yaşanmıştır. Bulgular sipir-sipir ve bobin-bobin yanığının rezonans aşırı gerilim ile olduğunu söylediğinden, benzer dizayndaki trafolarda, benzer durumlarda benzer arıza olabileceğinden, bu arıza rezonans aşırı gerilim olayı ile açıklanmıştır. Rezonans aşırı gerilim teorisi sargı bozulması ile açıklanmış, ortadaki 10-12 sipirlere sinip herbir bobinle sınırlı kalmıştır, dizaynın iyi yapılmamış olması arızayı tekrarlayacaktır. Bilgisayar simülasyonu yapıldığında, sonuçlar bu hipotezi desteklemiştir [18].

### Sonuç Olarak

Trafonun yaşının düşük olması ve hasarın az olması, diğer fazların sağlam olmasından arızalı sargılar tekrar sarılarak, fabrika testlerinin tamamının uygulanmasından sonra trafo tekrar servise alınmıştır.

### **6.9.2. Dilektrik arızası**

Bu arıza 380/154 kV, 280 MVA shell yapısındaki trafoda yaşanmıştır.

### Trafonun Servis Harici Olması

İstasyona yıldırım düşmesinin akabinde trafo bakım ekibince, trafo servis harici edilmiştir.

### Bilgi Toplama

Yıldırım düşmesinden sonra trafo servis harici edilmiş, shell yapısındaki trafoda arıza bulgularına rastlanmıştır. Trafo servis harici edilmeden önce aşağıdaki bulgular tespit edilmiştir.

- 1) Pancake sarguların etrafına yerleştiriliren, “U” şeklindeki bariyerler yerinde olmadığı, (Pancake sargı ile bariyerler arasında sũrtũnme sadece birbirlerine tutturulan yerlerde olmaktadır).
- 2) Yıldız tersiyerin atlama bağlantılarında çıplak noktalar gũzlenmiř ve buraların sıcak ve etrafında karbon izine rastlanmıştır,
- 3) Nũtr izolasyon başında patlaklık olduğu gũrũlmũřtũr,
- 4) Bũyũk hasarın ve sargı bozulmasının,YG seri sargularının ortalarında olduğu gũrũlmũřtũr.

### Analiz

Yukardaki bulgulara gũre elektriki arkın YG sargısından tersiyer sargısına geçtiği ve ordanda nũtr bağlantısı ile sũnũmlendięini işaret etmektedir. Trafonun açılması anında,başka hasarlanma izine rastlanmamıştır. Herhangi bir korona bulgusu yoktur. Açılma ile birlikte U şeklindeki bariyerin yerindeki uygulanan kuvvete ait bulgularla, U şekli bariyer yerinden pancake sargının sonuna doğru boşlukta serbestçe hareket ettiğini gũstermiřtir. Bu başlangıçta herhangi bir arızaya neden olmamış, fakat zaman içinde izolasyon hasarlanarak, ark ortaya çıkmıştır.

### Sonuç

Başka bir hasar olmadığından, korona bulgusu yoktur. Sonuç olarak U şeklindeki bariyerin yũrũmesi veya sıçraması zaman içinde geçmişte olmuş, hareketin pancake sarguların sonun da olması iki sargı arasında şiddetli ark için yeterli olarak bũyũk hasar oluşturmuştur. Őnitedeki arızalı fazlara ait sargılar tekrar sarılarak, U şeklindeki bariyerler yerleştirilmiş, testlerden sonra tekrar servise alınmasına karar verilmiştir.

### **6.9.3. Nemli izolasyon arızası**

Bu arıza bize arıza için toplanan bilgilerin analizine ihtiyaç duymamızı açıklayan bir arızadır.

### Servis Harici Olması

Trafo basınç rölesinin görev yapması ile servis harici olmuştur.

### Bilgi Toplama

Arıza başlangıcının gaz analizi değerlerindeki yavaş yavaş yükselen değerlerin normal seviyesinin yakınlarında olması ile farkına varılmıştır. Fakat değerlerin kritik seviye değerlerinin altında olduğu görülmüştür. Yağ numuneleri alt numune vanasından alınmış,sonuçta yüksek miktarda su konsantrasyonu bulunmuştur. Polarizasyon endeksi, izolasyon direnci ve PF testleri yeterli bulunmuş, fakat yağın tasfiyesine karar verilmiş, dahili inceleme yapılmasına karar verilmiş ve yapılmış, tekrar yağ basılarak nemden arındırılmıştır.

Testlere hazırlık yapılırken, basınç rölesi trafonun üstüne monte edilmiştir. Su mikro swith çemberinden küçük delik holünden içeriye alta yerleşmiş, burada trip kontağını kısa devre etmiştir. Kapak açılarak su tahliye edilmiştir. Üç faza ait bağlantılardan ikisinin terminallerinde korozyondan dolayı kopukluk olmuş, röle tekrar yerleştirilmiştir. Dahili incelemede sargılarda bir olumsuzluk görülmemiş, kademe değiştirici ve nüvede de bir probleme rastlanmamıştır. İçerideki bir adet akım trafosunun bağlantısında zayıflık tespit edilmiş, sıkılaştırılmıştır. Bazı yabancı materyaller (kağıt,ip,bant) tankın altlarında görülmüş. Tank yağ taziğinde ve vakumunda tutularak yabancı materyallar tanktan uzaklaştırılmıştır. Yağ seviyesi ölçü aleti kolu tank içine asılmış, yağ sıcaklığı göstergesi yerleştirilmiş, bunların ayarlarının doğru olduğu görülmüştür.

### Analiz

Arıza inceleme işlemi süresince uzman şunları takip etmiştir. Zaman kaybetmeden arıza nedenini tesbit ederek belirlemiştir. Analiz bulguları öncülüğünde röle çalışması dışında başka bulgu olmaması kısa sürede sonuca götürmüş ve rölenin arızalı olduğu hususunda karar verilmiştir. Diğer toplanan bilgilerle beraber dikkatli

olarak basınç rölesi incelenirse arıza açıklanabilir bir hal almış oluyor. Raporda rölenin hatalı çalıştığı yazılmıştır.

### Sonuç

Çalışmalar tamamlandıktan ve trafo tankı mühürlendikten sonra trafonun tüm sargılarına nem testi uygulanmıştır. Test sonuçları uygun bulunmuştur. Yağdaki tüm nem vakumla alınarak, tekrar vakum altında yağ basılmış, trafonun yeterince kurutulduğuna kanaat edildikten sonraki günlerde trafo tekrar servise alınmıştır.

### **6.9.4. Mekanik arıza**

Bu arıza 380/154 kV, 168 MVA'lık bir ototrafo da yaşanmıştır.

### Servis Harici Olma

Ototrafo iletim hattında meydana gelen arıza ile birlikte servis harici olmuştur. Kullanıcı şirket servis harici olan trafoya standart analiz testlerini uygulamadan tekrar servise almama gibi bir uygulamaya sahiptir.

### Bilgi Toplama

Arıza kayıtları ve osilo çıktıları toplanmış, bu kayıtlarda 154 kV'luk hatta faz-toprak arızası olduğu görülmüştür. Arızanın 4 periyotluk bir süre sonunda temizlenmiş olduğu, arıza akımının 7 periyotdan fazla bir süre içerisinde sistemde dolaştığı tespit edilmiştir. Trafonun harici incelemesinde herhangi bir hasarın olmadığı görülmüştür. Trafoya ait diferansiyel röle B fazında bayrak düşürmüştür. Elektriki testler uygulanmış, analiz için yağ numunesi alınmıştır. Megaohm okumaları ve TTR test sonuçlarıncı B fazında problem bulunmuştur. Gaz dedektör rölesinde toplanan gazında yanıcı olduğu tespit edilmiştir. Yağ seviyesi düşürüldükten sonra dahili inceleme yapılmış, bu inceleme esnasında B fazı ayar sargılarında hasarlanma

görülmüştür. Yanık bağlantılar ve bakır parçaları diğer A ve C fazı üzerinde görülmüştür.

### Analiz

Arıza kayıtları ve osilo çıktıları incelendiğinde B faz-toprak arızası olduğu görülmüş, arıza yerinin istasyondan 51 km ötede olduğu kayıtlardan anlaşılmıştır. Arıza akımı yaklaşık 10000A'dır. Sargı Çevrim oranı ve Megaohm testleri de B faza ait arızayı desteklemiştir. Yanıcı gaz analizi sonuçları ark olduğunu ve selülozun hasarlandığını işaret etmiştir.

Dahili incelemede arızanın seri sargılarda olduğu ortaya çıkmıştır. Başlangıç hipotezi için bu arızada hat arızası ile beraber mekaniki arızanın sargılarda ortaya çıktığı düşünülmüştür.

### Sonuç

Yukarıda ki bulgular ve analiz sonuca varmak için yeterli görülmüş, başka analiz yapılmamıştır. Tank ve bobinler iyi durumdadır. Trafonun hasarlı sargısının tekrar sarıldıktan sonra test edilerek servise alınmasının uygun olduğuna karar verilmiştir.

### **6.9.5. Aşırı ısınan iletkenler**

Söz konusu trafo; 115/17,1 kV, 300 MVA, nüve yapılı, FOA soğutmalı generatör step-up trafosudur.

### Servis Harici Olma

Bu trafo üretim merkezinde generatör çıkışında bulunmaktadır. Hava şartlarından dolayı soğutucularda problem yaşanmış, soğutucuların sıklıkla yıkanması gerekiyor. Trafo mazisinde aşırı ısınmaya maruz kalacak şekilde çalıştırılmıştır. Yanıcı gaz analizi değerleri (150°C den daha az) çok az aşırı ısınmada çalıştığı, selülozda

bozulma olmadığı görülmüştür. Sonradan yanıcı gaz analizi arıza akabinde uygulandığında, aşırı ısınmanın 200°C'yi bulduğunu ve yine selülozda bozulma olmadığını göstermiştir.

### Bilgi Toplama

Ünite servise alındıktan 1,5 yıl sonra yavaş yavaş artan gaz değerleri nedeni ile servis harici edilmiştir. Dahili inceleme uygulanmış, trafo içinde kirlilik bulunmuş, yağ kılcallarında tıkanıklık tespit edilmiştir. Sargı kayıplarının arttığı, nüvede, bobin üzerinde, artık ve kirlilik görülmüştür. AG sargılarına ait iki fazda cilalı izolasyon bağlantısında radyal bükülme bulgusuna rastlanmıştır. Nüve üzerinde hafif den kararmış bölgelerin varlığı da kaçak akımın ısınma oluşturduğuna işaret etmiştir.

### Analiz

Uzun dönem aşırı sıcaklıkta çalışmış olması (sargı sıcak nokta dedektörleri ile görülebilir, Termovizyon gibi) nedeni ile problemin asıl kaynağının soğutucular olduğunu söylememizi sağlar. Düşük seviye ısıma bulgusunu metan/hidrojen oranının düşük olmasından, düşük seviye gaz oranı sonucunda küçük kaçak akı problemini de, nüve tutucu yüzeylerindeki kararmadan analiz edebiliriz. Karar verirken bu durumun nüve izolasyonunda çok ciddi hasarlanmaya neden olmayacağını da söyleyebiliriz.

AG sargılarda radyal bükülme ,trafonun işletme hayatında arıza akımlarına maruz kaldığını göstermektedir. Bu arıza ile alakası bulunmamaktadır. AG sargılardaki cila izi, CO veya CO<sub>2</sub> gazının olmamasından dolayı yağın bozulmasından kaynaklanmaktadır.

Yağ kılcallarındaki arıza ise arıza akımlarının bobinleri aksiyal doğrultuda hareket ettirmesi (aksiyal bloğu zayıflatması) ile tutucu baskı ile kılcallarında hareket etmesi, bobin altına doğru kayma sergilemesi, bunun sonucunda yağ akışına engel

oluşturması ve nüve ile bobinlere akan yağda azalma olmasına neden olması neticesinde sıcak noktaların ortaya çıkması söz konusu olmuştur.

### Sonuç

Bulgular hali hazırda çok büyük bir problemin ortaya çıkmadığını, fakat bu şekilde ünitenin çalışması durumunda çok büyük sorunların ortaya çıkacağını göstermesinden,trafonun canlı kısımların kazandan çıkarılarak uygun teknik ile tamirine müteakip servise alınmasına karar verilmiştir.

### **6.9.6. Kademe değiştirici probleminin arızaya dönüşmesi**

Bu arıza 13,2/4,4 kV, 7,5 MVA'lık, 55°C , yük altında kademe değiştiricili ototrafoda yaşanmıştır.

### Servis Harici Olma

2 Nisan 1982 tarihinde saat 05:23 de hava açık, sistem şartları normal iken, trafodan genel açma sinyali alınarak ototrafo 13,2 ve 4,4 kV tarafların ikisi birden açarak servis harici oluyor. 4,4 kV tarafta ki genel açma resetleniyor fakat 13,2 kV taraftaki röle resetlenemiyor.Yük tevzi kayıtlarından 13,2 kV tarafta yük olmadığı kaydedilmiş. Bunun üzerine trafo merkezine işletme elemanları gönderiliyor.

### Bilgi Toplama

Tablocu kayıt defterine 13,2 kV fider ve 13,2/4,4 kV ototrafo fiderinin servis harici olduğunu not etmiştir. Söz konusu açma anında, C faz aşırı akım rölesinin bayrak düşürmüş olduğu görülüyor. Trafo test ekibi yapmış olduğu incelemede trafoda yanıcı gaz değerlerinde artış tespit ediyor. Çevrim oranı testinde ise A ve B fazlarının durumunun iyi olduğu, C fazının ise toprak temaslı olduğu tespit edilmiş.

### Analiz

Trafo tamir atölyesine naklediliyor, burada dahili inceleme uygulanıyor. Dahili incelemede tamir imkanın mümkün olduğuna, yük altında kademe değiştiricinin arızayı başlatığı ,kaymış, yanlış oturmuş kontakların C fazında selektör switch'inde mekanizmada bükülmeye neden olduğu tespit ediliyor. Buradaki C fazı selektör switch kontak geçiş zayıflığı zaman içinde oluştuğuna karar verilmiştir.

### Sonuç

Kademe değiştirici tamir edilmiş, trafo C faz sargıları tekrar sarılarak trafo tekrar devreye alınmıştır.

### **6.9.7. Aşırı sıcak bağlantı noktaları**

Bu arıza 154/34,5 kV, 16/16/20 MVA'lık, 1967 imali trafoda yaşanmıştır.

### Servis Harici Olma

Bu trafo seneler önce gaz üretmeye başlamış, son zamanlarda, gaz üretim hızı düşündürücü derece de artış göstermiş,nerdeyse trafoyu uçuracak değerlere ulaşmıştır. İlk önce kullanıcı şirket asetilen değerlerini takip altına almış, asetilen değerlerinde aşırı yükselme ile servis harici etmeye karar vermişlerdir. Trafonun canlı kısmının kazandan çıkarılarak incelenmesine karar vermişlerdir.

### Bilgi Toplama

Trafonun canlı kısmının kazandan çıkarılarak yapılan incelemede, trafonun mekanik yapısında düşündürücü derecede kayma olduğu, yapısal bozukluk gözlenmiştir. Benzer üniteler incelenmiş, kayma miktarı 3 cm olarak AG sargısı ve YG sargısı arasında alt taraflarda dikey olarak bulunmuştur. Bu durumun ortaya çıkardığı dengesiz basınç ile tutucu sistem bobini destekleyemez hale gelmiştir. Bu probleme



rağmen gaz üretimine herhangi bir katkısı olmamıştır. Bazı direnç okumalarından sonra, kötü bağlantı noktası kademe değiştiricide tespit edilmiştir. Bu noktanın yanmış ve izolasyonun tahrip olduğu gözlenmiştir. Doğrusu çok vahim durumda olduğu görülmüştür. İzolasyon kaldırıldığında, olay daha da açık bir şekilde ortaya çıkmıştır. Çok kötü derece de yanık izleri oluşmuş, uzun süreden beri trafonun gaz üretimine neden teşkil etmiştir.

### Analiz

Üç faza ait tüm kademe bağlantıları kontrol edilmiş, trafo imalat aşamasında bazı işlem hatalarının yaşandığına kanaat erdirilmiştir. İyi bir dizayn yapılmamış, imalat hatası, tüm bağlantılarda kötü işçilik gözden kaçmamıştır. Bağlantı noktaları oldukça kısa kesilmiş, yerleştirme ve bağlantı doğru yapılmamış, bu noktaların tek tek düzeltilmesine ihtiyaç duyulmuştur. Başkada olumsuz bir durum gözlenmemiştir.

### Sonuç

Trafonun yaşıda göz önünde bulundurularak yapılan değerlendirme sonuçunda,trafonun tamir edilmeden hurdaya ayrılmasına karar verilmiştir

## 7. TRANSFORMATÖR ARIZA İSTATİSTİĞİ

Birçok ülkede elektrik işletmecilerinden elde edilen çeşitli verilere göre Cigre'nin yapmış olduğu araştırmada trafo arızalarında zayıf kısa devre performansına sahip trafoların oldukça az olduğu görülmüş, bu araştırmaya göre trafo arızasında kısa devre performansı asıl arıza nedeni olarak değerlendirilmemiştir [55].

Fakat diğer taraftan diğer ülkeler den gelen kötü tecrübeler, ülkemizde de olduğu gibi Cigre'nin araştırmasının tam tersine büyük çoğunlukta trafo arızalarının sebebinin kısa devre performansı ile ilgili, sıklıkla sistemde meydana gelen darbeleri akımlar karşısında trafoların yetersiz olduğunu göstermiştir. Dünyanın farklı yerlerindeki 14 yüksek gerilim laboratuvarından elde edilen bilgilere göre de trafoların kısa devre %40'ın üzerinde azımsanmayacak bir değer de 100 MVA'nın üzerindeki güç trafolarının arızalandığı görülmektedir [55].

Çizelge 7.1. 14 Yüksek gerilim test laboratuvarında yapılan kısa devre dayanım testine göre trafoların arıza istatistiği [55]

Anma Gücü MVA	Test edilen trafo Sayısı (a)	Testlerde arızalan trafo sayısı (b)	Arıza Yüzdesi $100*b/a$ [%]
2,5-100	867	186	21,40%
>100	31	13	41,90%

100 MVA'nın üzerindeki trafoların arızaları oldukça düşündürücüdür. Trafo imalatçıları kısa devre testine gönderdikleri test edilecek numune trafonun imalatları içinde en iyi şekilde dizayn edilmiş olmasını isterler ki kısa devre testini sorunsuzca geçsinler diye. Fakat yukarıdaki Çizelge 7.1'de açıkça göstermektedir ki yüksek arıza oranı diğer kabul testlerinin durumu hakkında bizim oldukça düşünmemiz gerektiği konusunda uyarı yapmaktadır.

Bu durum dikkatle göz önüne alındığında da ülkemiz gibi bazı hızla gelişen ülkelerde, orta ve büyük güçteki trafoların çok kısa bir zaman diliminde sistem işletmesine girmesine ihtiyaç duyulması; gerçekten trafoların kısa devre performansı bakımından büyük risk taşıdığını göstermektedir. Trafo imalat pazarının sınırlı olması, rekabetin

getirdiği koşullar, güvenli dizayn kriterini yerine getirilmemesi, imalatçıların tecrübe eksikliği ve kısa sürede işletmeye alma talebi v.s ve ekonomik durum bizi iyi bir trafoyu servise almamız için sınırlamaktadır. Bu şartlar güç trafosunun güvenliğini zayıflatmakta, kısa devre ile karşılaşan güç trafosuna düşen görev sistemin büyümesiyle daha fazla artmakta olduğundan sisteme yeni girecek güç trafolarının kısa devre performansı açısından oldukça yüksek dayanımda olmasının gerektirmektedir.

Güç sistem işletmesinde aşağıdaki gibi oldukça farklı uygulamalar söz konusudur.

- Nötrü direk topraklı trafo merkezi işletme uygulaması,
- Trafolarda düşük değerlerde kısa devre empedansı ,%u<sub>k</sub> seçilmesinin ve kademe değiştiricilerin çok sınırlı bir gerilim aralığında gerilim değişimine imkan sağlaması ile yapılan uygulama,
- Çok yüksek gerilim ile yüksek gerilim arasındaki şebekede ototrafoların kullanmak ile nötrü direk topraklamaya izin veren şebeke uygulaması,

1970 yılından beri ülkemizde uygulanan bu son kriter ile üretim, iletim ve dağıtım şebekelerinde üç farklı gerilim seviyesi söz konusudur; 380 kV, 154 kV ve ağırlıkta dağıtımda 34,5 kV gerilim seviyelerinde işletme yapılmaktadır. Gerçektende çok yüksek gerilim ile yüksek gerilim arasında sistemde işletilen ototrafoların kademe değiştiricileri ana sargılarının nötr tarafında ve değişken akı regülasyonu ile dizayn edilmiş olmaları ile aşırı gerilime maruz kalmaları durumunda, ana sargı ile seri sargı arasındaki ayar sargılarında oldukça güvenli çözüm oluşturmaktadır. Akı değişim oranı nüvede kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalmaktadır.

Trafo arıza istatistiğini hesaplarken aşağıda ki eşitliği kullanacağız;

$$\text{ArızaOranı}\% = 100 \frac{\text{SistemdeArızalanan.Trafo.Sayı.sı}}{\text{SistemdeServisdekiToplamTrafoSayısı.ToplamServisdeKaldı.Yu}}$$

İtalya’da 1978-1997 yılları arasında yapılan trafo arıza istatistiğinde durum;

Çizelge 7.2. İtalya’da 1978-1997 yılları arasında yapılan trafo arıza istatistiği [55]

Değerlendirme Periyodu	1978-1988	1989-1997	1980-1997*	1989-1997**
<b>Toplam Arıza Oranı, a [%]</b>	4,1	2,5	1,3	0,97
<b>Kısa Devre Arızalarının Payı, b[%]</b>	2,46	1,6	0,35	0
<b>(bx100)/a [%]</b>	60	64	27	0

(\*) Buradaki trafolar genelde 1964-1978 yılları arasında işletme girmiştir.

(\*\*) Buradaki trafolar genelde 1988 yılından sonra işletme girmiştir.

Ülkemizde bir çok trafo 1960’lı ve 1970’li yıllarda Doğu Avrupa ve Balkan ülkelerindeki imalatçılardan temin edilmiş durumdadır. 1980’li ve daha sonraki yıllarda sisteme giren trafolar çoğunlukla Türkiye deki imalatçılardan sağlanmıştır. TEİAŞ’ın 154/31,5-34,5 kV indirici trafolarındaki arıza oranı ve 380/154 kV ototrafolardaki arıza oranı 1975-2007 yılları arasında aşağıdaki Çizelge 7.3’de gösterilmiştir. Trafoların arızası incelendiğinde farklı noktalarda arızaların yaşandığını söyleyebiliriz, sargı içlerinde görülen arızalı trafolar genelde 1990 yılı öncesi imalatına ait olduğu görülmektedir. Diğer arızalar büyük çoğunlukta kısa devre arızalarının etkisinde olmaktadır. Arızalarda ikinci ve üçüncü etken olarak HV ve EHV yük altında kademe değiştiriciler ve bushingler olduğunu söyleyebiliriz. Kısa devre dayanım testine giderek testten sonra işletmeye giren trafoların durumu sistemde oldukça iyidir. Bu güne kadar bu teste giden ototrafolarda herhangi bir sorun yaşanmamıştır. Bu teste gitmiş iki adet indirici trafoda arıza yaşandı, bu arızalarda trafonun sargılarında herhangi bir hasar söz konusu olmamıştır. Türkiyedeki üretim santrallerindeki step-up generatör çıkışlarındaki trafolarda arıza oranı oldukça düşük değerdedir. 1999 yıllarının sonlarından günümüze kadar üretim noktalarında sadece 5 adet büyük arıza oldu, arıza oranı indirici trafoların ve ototrafoların arıza oranı ile karşılaştırıldığında %0,166 şeklinde oldukça küçüktür. Bunu da şu şekilde açıklayabiliriz;

- HV ve EHV şebekede meydana gelen arızalarda generatörlerin subtransient reaktansları tarafından sınırlandırıldığı için arıza akımları üretim merkezlerine küçük

genliklerle etki etmektedir. Generatörlerin subtransient reaktansları trafoların reaktansından genelde büyük olmaktadır.

- Generatör çıkış trafolarında yük altında kademe değiştirici yerine nötr tarafı direk topraklı yüksek gerilim sargılarında yüksüz kademe değiştirici kullanımı uygulanmaktadır.

1 Eylül 2007 tarihi itibari ile iletim sisteminin trafo merkezi sayısı,trafo adeti ve kurulu gücünü Çizelge 7.4’de gösterilmiştir.

Çizelge 7.3. 1975-2007 yılları arasındaki 380 kV trafo arıza istatistiği [56]

<b>380/154 kV Ototrafoların Yıllara Göre Arıza Oranı</b>			
<b>Değerlendirme Periyodu</b>	1975-1989	1990-1994	1995-2007
<b>Toplam Arıza Oranı [%]</b>	1,9	1,25	1,45

Çizelge 7.4. 1 Eylül 2007 tarihi itibari ile iletim sisteminde trafo sayısı [57]

<b>Gerilim (kV)</b>	<b>Merkez Adedi</b>	<b>Trafo Adedi</b>	<b>Güç (MVA)</b>
380	61	151	28215
154	454	951	51590
66	15	56	662
<b>Toplam</b>	530	1158	80467
<b>Müşteriye Hitap Eden Kurulu Güç</b>			51952

1995 yılından 2007 yılına kadar iletim sisteminde arızalanan 240 adet güç trafosunun binden fazla trafo test ve arıza araştırma raporu taranarak oluşturulan listesi EK-7’de gösterilmiştir. Çizelge 7.5’de İndirici merkezlerdeki trafoların arıza istatistiği gösterilmiştir.

Çizelge 7.5. İndirici trafoların arıza istatistiği

<b>İndirici Trafolar(154/31,5-34,5)10MVA-100MVA gücünde Arıza Oranı</b>					
<b>Değerlendirme periyodu</b>	1975-1989	1980-1984	1985-1989	1990-1994	1995-2007
<b>İşletmedeki Üç fazlı trafo sayısı</b>	240	365	486	605	1007
<b>Toplam arıza oranı [%]</b>	3,91	3,83	3,09	3,54	2,38

Arıza istatistiği ülkemizdeki trafolar için hesaplanırken en kötü işletme şartlarında trafonun işletmede kaldığı süre yirmi yıl alınmıştır. Arızalanan trafoların yaşlarına ait sağlıklı veriler bulunamamıştır. EK-7'deki 1995 ve 2007 yılları arasında 240 adet güç trafosu arızası incelendiğinde; aynı seri numarası ile verilen trafoların tamir görüp işletmeye girmelerinden sonra tekrar arızalandıkları, tersiyer sargılı trafoların çoğunlukla arıza istatistiğinde ağırlıklı yer aldığını ve önemli derecede 34,5 kV yani orta gerilim seviyesinden gelen arızaların trafolarında ağır hasarlanmalarla son bulduğu görülmektedir.

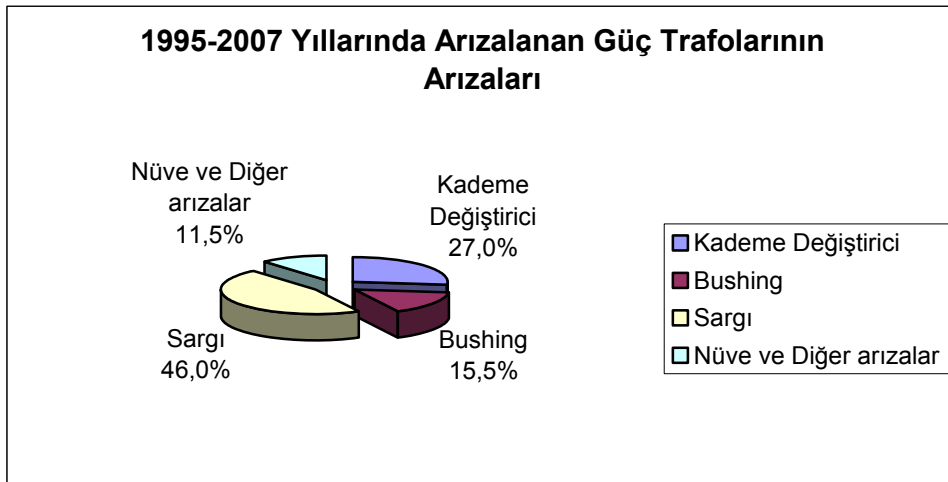
1995 ve 2007 yılları arasında arızalanan trafoların arızalarının giderilmesi çalışmalarına dair kayıtlar incelendiğinde: Sargı arızalarına dayalı trafo onarımlarında %46 gibi çok yüksek bir oran dikkat çekmektedir. Kademe şalteri arızaları da % 27 ile azımsanmayacak bir yer tutmaktadır. Sadece kademe şalteri yağında zamanında yağ değişimleri ile bu oran azaltılabilecektir. Hatta kademe şalterindeki başlangıç arızası çoğu kere trafonun tüm gerilim ayar sargıları kademe şalterine geldiği için sargı arızasına dönüşmüş de olabilmektedir. Konu buşing ve tij bağlantıları arızaları açısından incelendiğinde ise % 15,5 gibi bir oran gözükmektedir. Buşing arızaları çoğu kere yangına sebep olması nedeniyle trafonun onarılmayacak kadar hasarlanmasına yol açmaktadır. Bu yüzden buşing arızalarının önüne geçecek en önemli unsurun tekniğine uygun testler yapmak olduğu unutulmamalıdır. Nüve, boyunduruk, tutucu sistem ve diğer nedenlerden kaynaklanan arızalar açısından incelendiğinde ise % 11,5 gibi bir oranda arızalanma ağırlığı olduğu göze çarpmaktadır [59].

Amerika'da Hartford Steam Boiler (HSB) şirketi 1866 yılından günümüze kadar güç sistemindeki ekipmanları sigortalamakta ve 1866 yılından günümüze kadar sigortaladıkları binlerce güç transformatörlerinin arızalarını görevleri gereği incelemektedirler. 2000 yılında DOBLE Client Toplantısında yayınladıkları raporda 20 yıllık bir periyotta yapmış oldukları incelemede; trafo arızalarında ağırlığı hat arızalarının (anahtarlama aşırı gerilimi, fider arızaları, atlamalar, iletim ve dağıtım trafolarında anormal şebeke işletimi durumu, gerilimdeki bozulma,v.s) oluşturduğu Çizelge 7.6'da görülmektedir.

Çizelge 7.6. HSB Şirketinin arıza istatistiği [17]

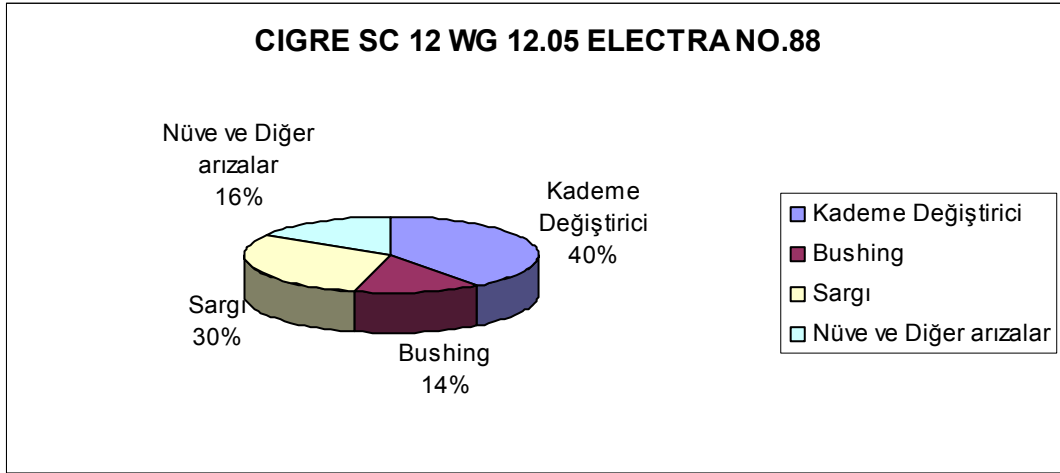
Elektriksel Bozulma	29,43%
Yıldırım	17,32%
İzolasyon Ekipmanları	9,80%
Elektriksel Bağlantı zayıf veya yüksek direnc	7,38%
Bakım,Hatalı işletme	5,91%
Nem	4,03%
Aşırı Yük	2,01%
Sabotaj	2,01%
Diğer	1,24%

Bu durumda ülkemizdeki arızaların dağılımını Şekil 7.1’de gibi özetlersek;



Şekil 7.1. 1995-2007 yıllarında arızalanan güç trafolarının arızaları

Cigre transformatör çalışma grubunun 13 ülkeden topladıkları verilerle yapmış olduğu benzer çalışmada ise trafo arızalarının Şekil 7.2’de ki gibi olduğu görülmektedir [58].



Şekil 7.2. Cigre trafo çalışma grubunun 13 ülkeden elde ettiği verilerle yaptığı trafo arızalarının dağılımı [58]

İki çalışmayı karşılaştırdığımızda; ülkemizde sargı arızalarının oldukça yüksek olduğunu, bununda sistem etüd verilerine göre trafo seçiminde kısa devre empedans değerinin sistem ihtiyacına cevap verecek şekilde olmamasından veya trafo dizayn kriterlerinden kaynaklandığını söyleyebiliriz. Bushing arızaları yönünden iki çalışmada da yaklaşık eşit değerlerin ortaya çıkması, bushing arızalarının belirleyici şartlarının tüm iletim sistemlerinde benzer olmasından kaynaklanmaktadır. Cigre’de ki kademe değiştirici arızalarının çok yüksek oranda olması veri toplanan ülkeler arasında enterkonnekte sistem işletilmesi nedeni ile gerilim regülasyonun önemli rol oynayan kademe değiştiricilerin sık sık görev yapmasından kaynaklandığını, biz de ise bakım politikasının kademe değiştiricilerde yeterince uygulanmamasından kaynaklandığını söyleyebiliriz. Nüve ve diğer arızalar yönünden Cigre çalışma grubunun sonuçunun ülkemizdeki arızalara göre yaklaşık % 50 daha fazla olması malzeme ve dizayn nedenlerinden ve özellikle kazan için el işçiliğinde ülkemizdeki imalat prosesinin daha tutarlı olmasından kaynaklanmaktadır.



## 8. GÜÇ TRANSFORMATÖR ARIZALARINI İNCELEME PROGRAMI

Bir çok iletim şirketi, transformatör imalatçısı ve transformatör kullanıcısı trafo arızalarında uygulanacak testleri standartlaştırmak istemektedir. Şekil 8.1’de ki akış diyagramı trafo arızalarının incelenmesi belirlenmesinde kullanılmak için geliştirilmiştir [18-35]. Bu akış diyagramı arıza incelenmesinde esas teşkil etmektedir.

Bu akış diyagramında iki bakış açısı vardır.

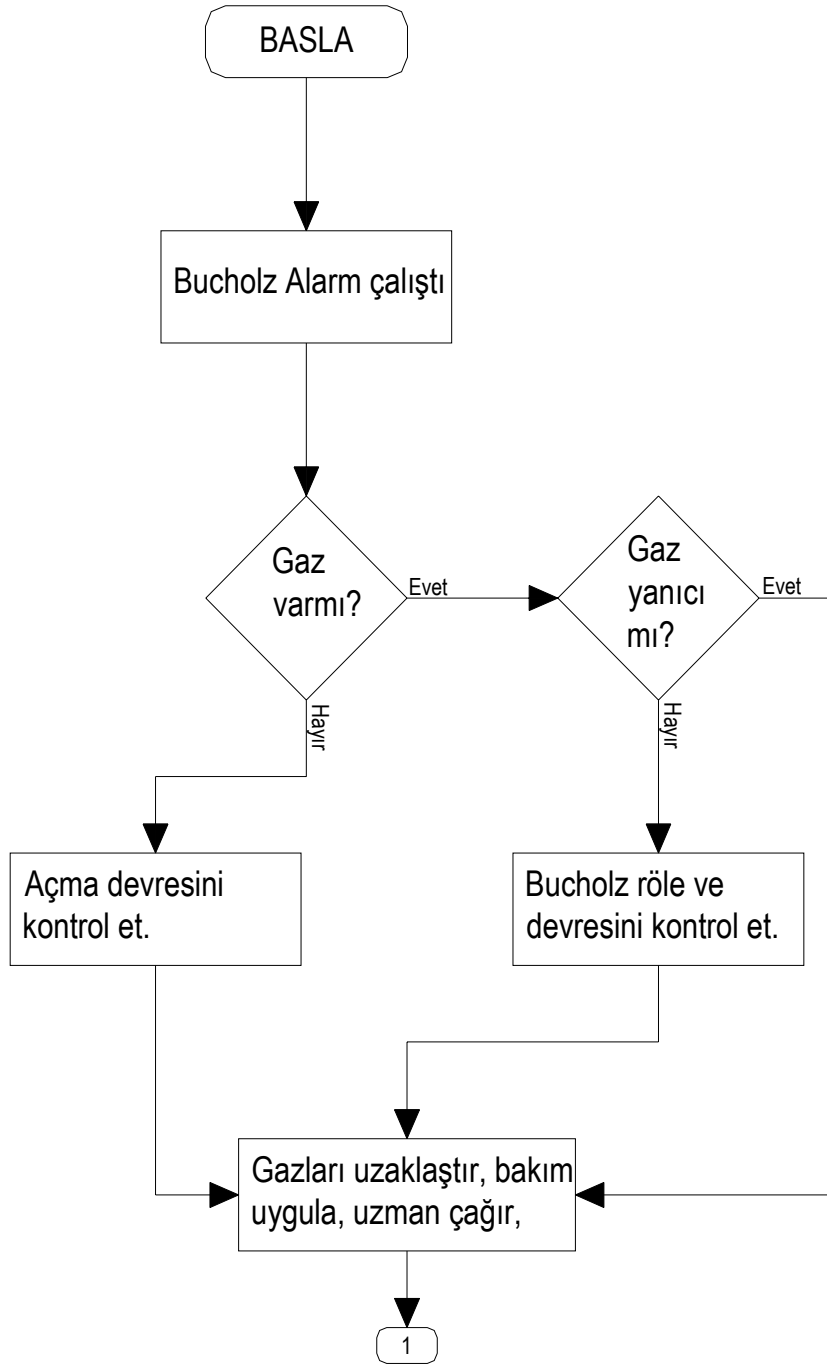
- 1) Güç transformatörünün servis harici olması veya hatalı işletilmesi,
- 2) Güç transformatörünün rutin testlerindeki geçmişi ile son testi arasındaki değişiminin kontrolü.

Arıza değerlendirme akış diyagramında servisten çıkarma veya tekrar servise alma kararları vardır. Öncelik olarak tekrar servise dönme için uygulanan istenen tatmin edici, güven verici sonuca göre tekrar servise alma, tekrar servise aldıktan sonra trafonun periyodik testlerle ve yağ kimyasal testleri ve gaz analizi ile takip edilmesi gerekir.

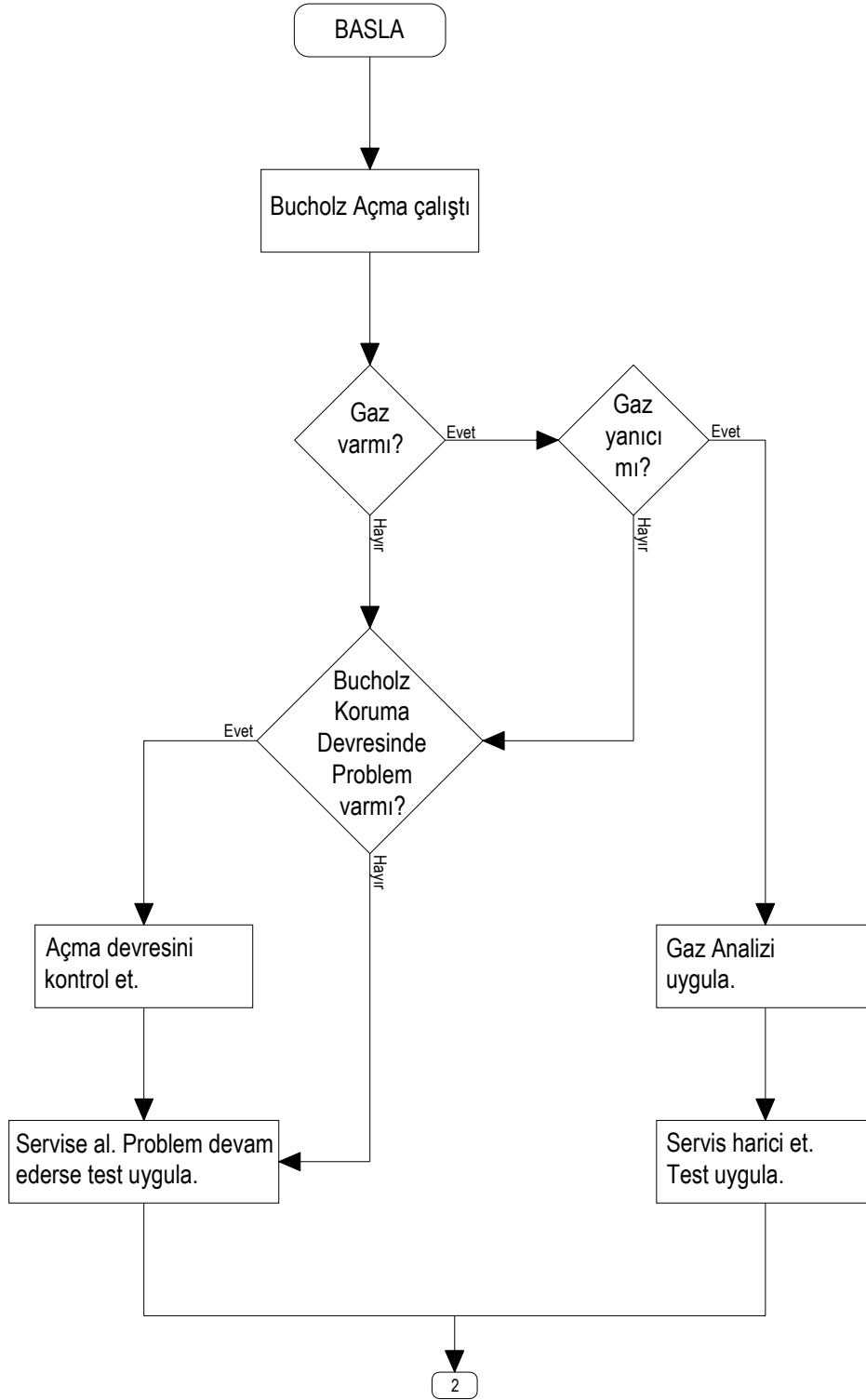
Arıza durumunda harici inceleme veya açık bir şekilde görünen hasar söz konusu ise Bölüm 4’de belirtilen (Bkz. Çizelge 4.2 - Çizelge 4.20) durumlar sahada incelenerek, seçilecek testler Bölüm 5’de belirtildiği gibi uygulanmalıdır. Testlerin sonuçlarına göre dahili inceleme, sargıların kazandan çıkarılması v.s gibi hipotezler geliştirilerek uygulanabilir.

Güç trafolarının arızalarının incelenmesine ait programın veri tabanı Microsoft SQL Server Management Studio programında geliştirilmiştir. Görsel programlama için ise Microsoft Visual Studio programından yararlanılmıştır. Programın akış diyagramında güç trafosunun muhtemel koruma fonksiyonları ile servis harici olması ile periyodik testlerde arıza inceleme çalışmalarında sonuca ulaştıracak muhtemel

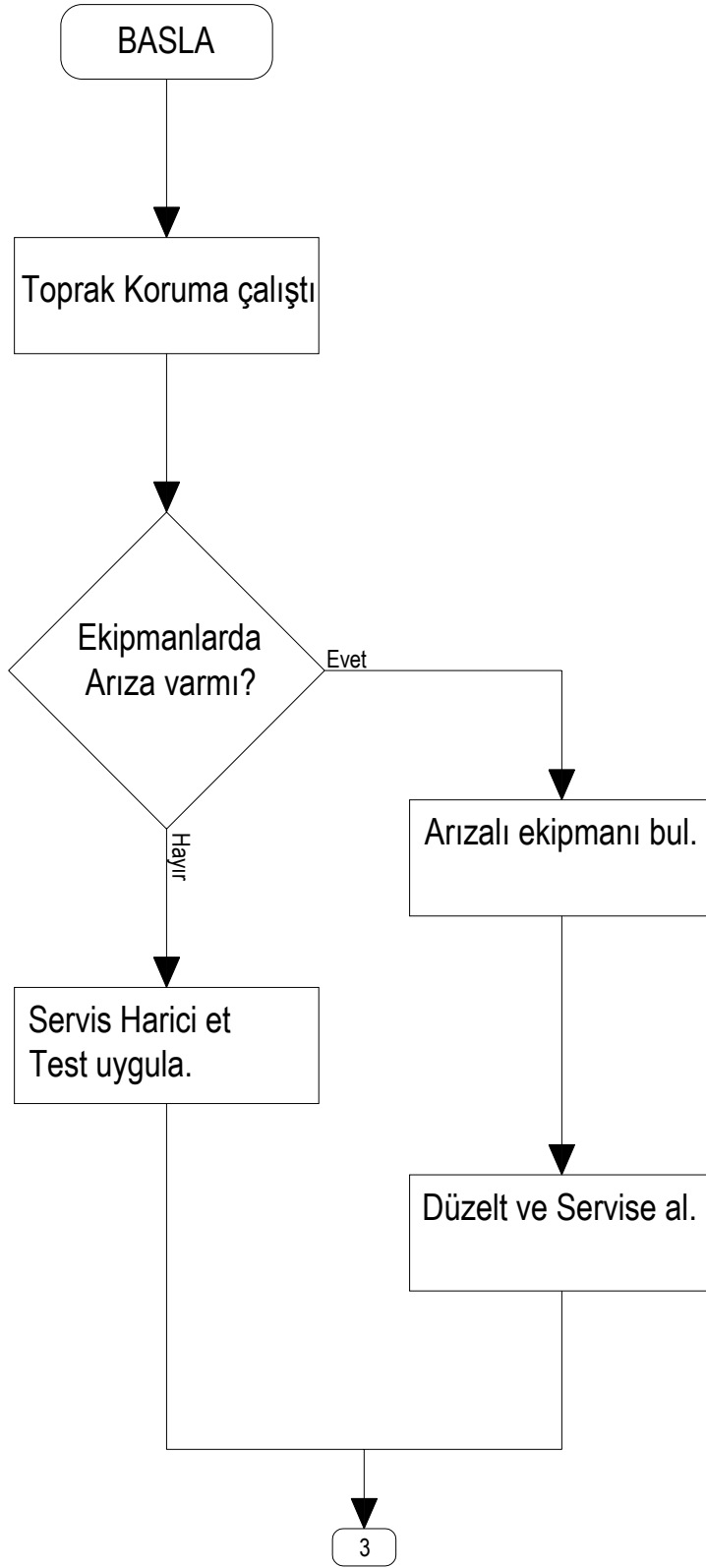
durumların tespiti amaçlanmıştır. Sahadan elde edilecek tecrübelerin geri beslemesi ile program daha da geliştirilerek trafo arızalarının incelenmesinde önemli kolaylıklar sağlayabilecektir.



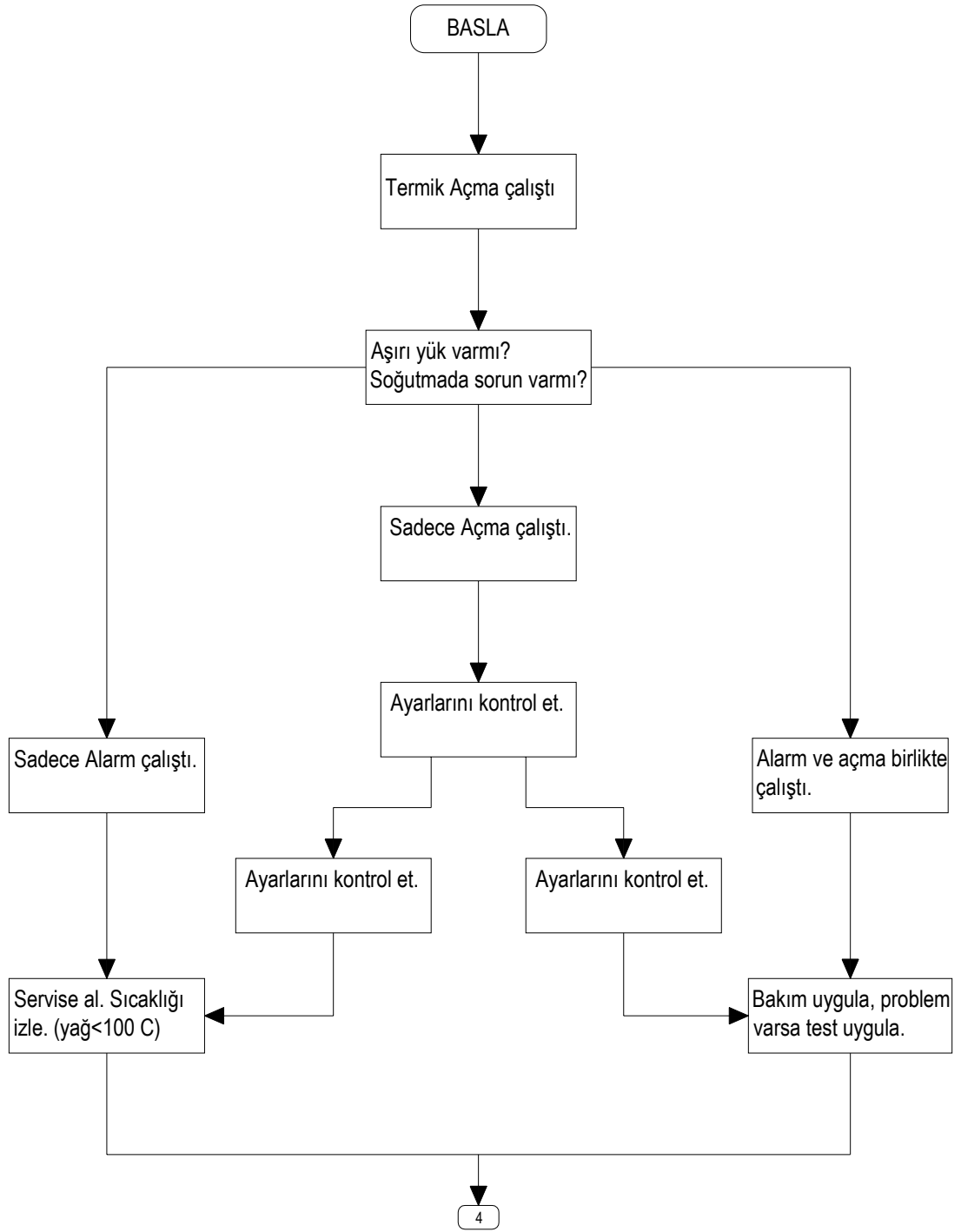
Şekil 8.1. Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması



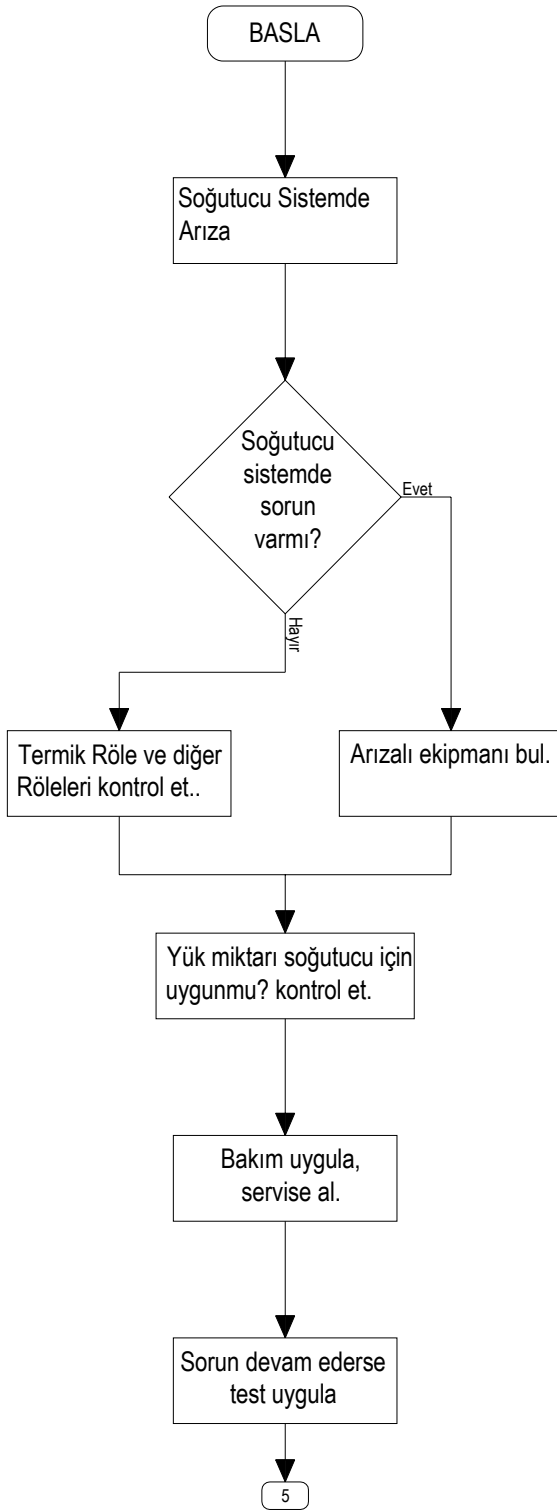
Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması



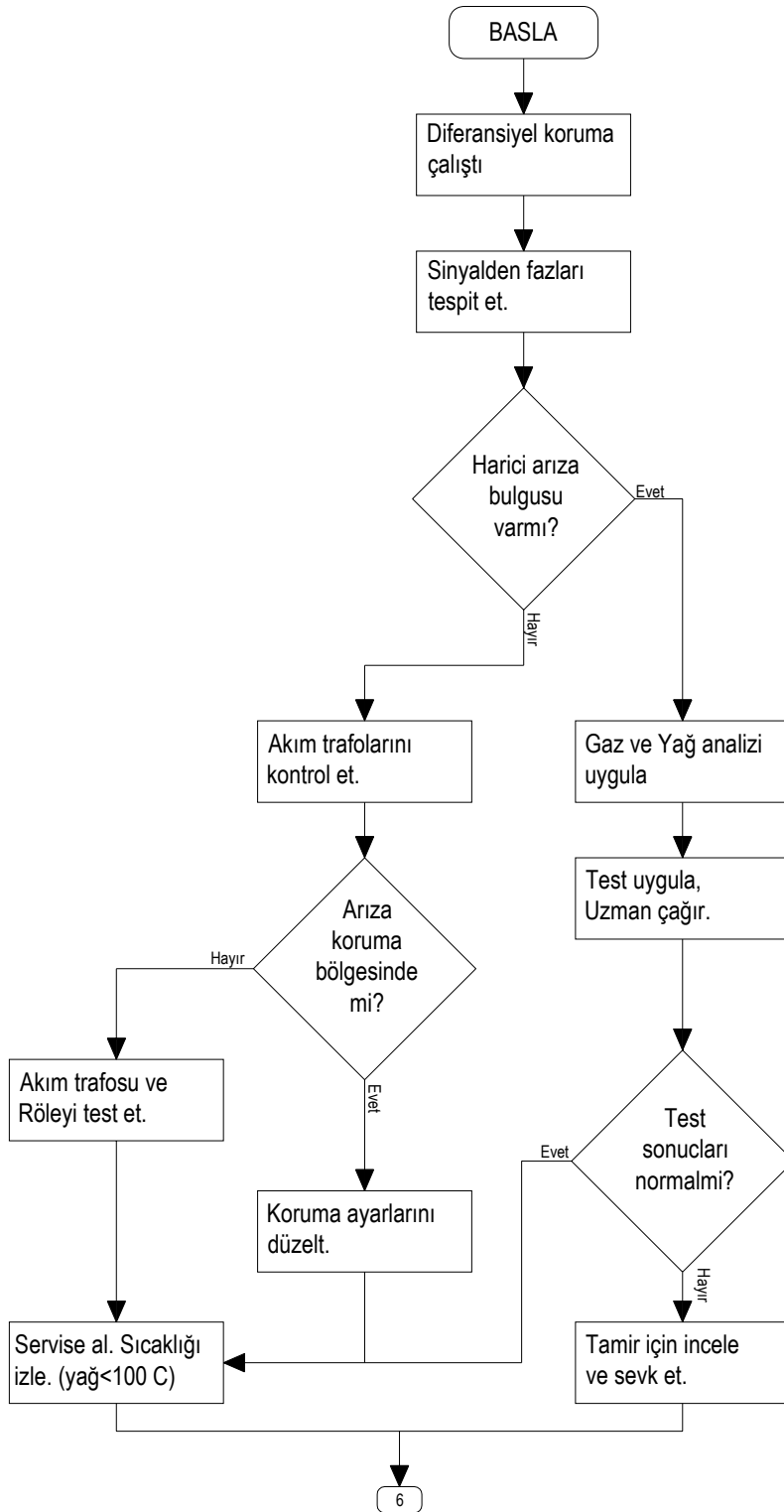
Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması



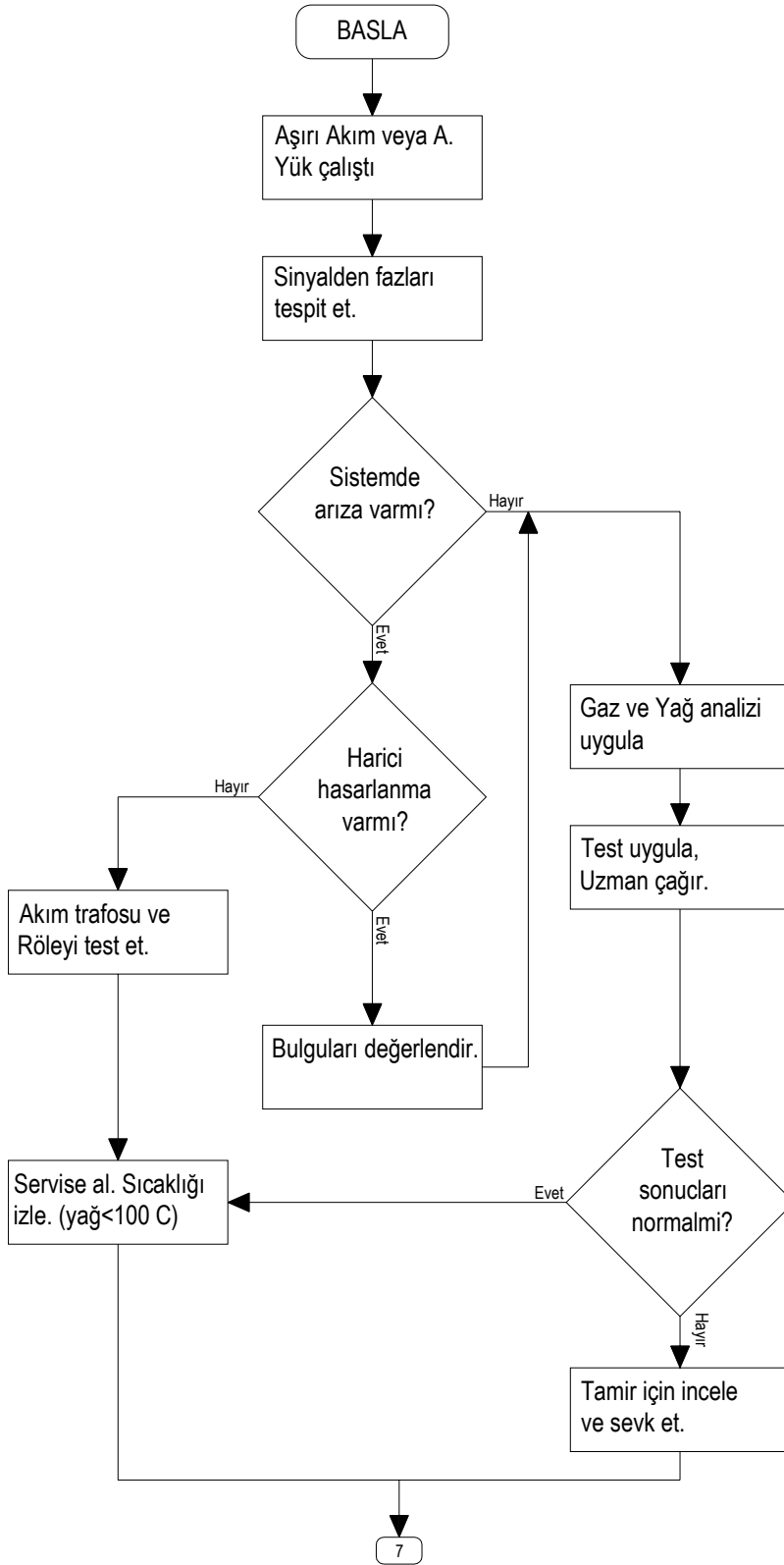
Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması



Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması

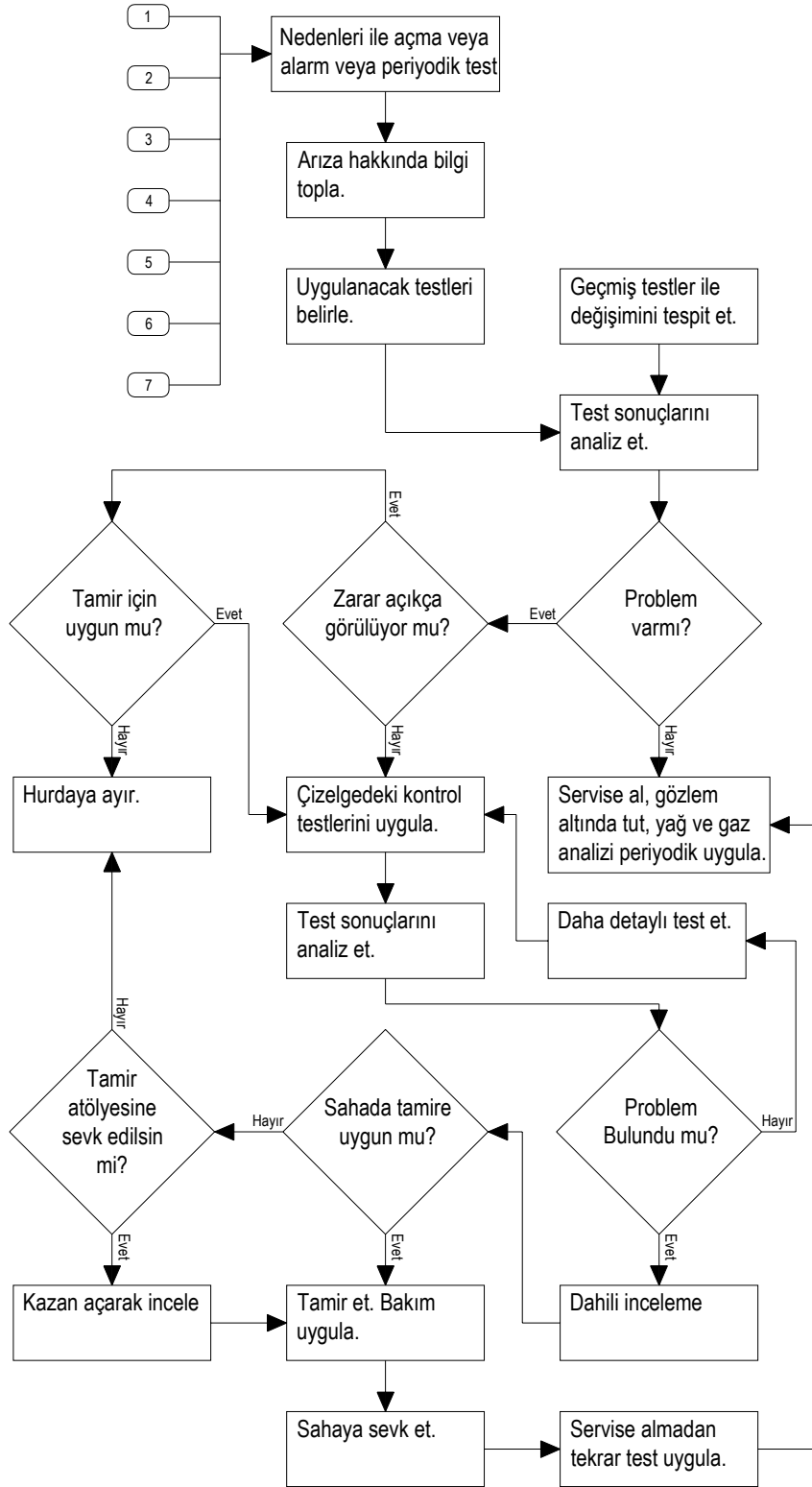


Şekil 8.1 (Devam). Güç transformörü arızalarının incelenmesi için program algoritması



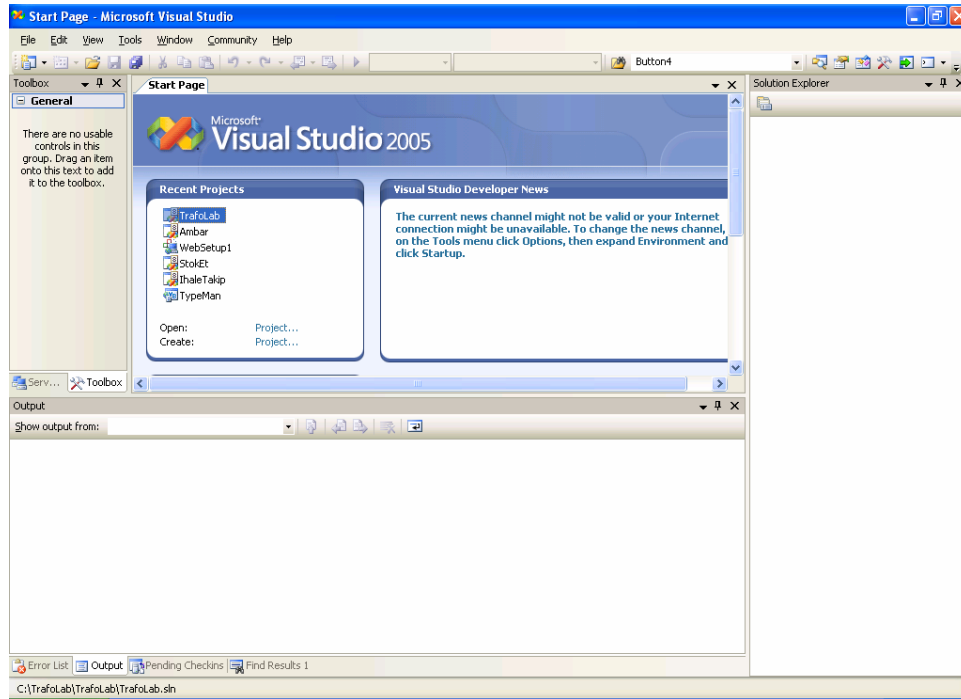
Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması





Şekil 8.1 (Devam). Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritması.

Güç transformatörü arızalarının incelenmesi için program algoritmasında; transformatör koruma bilgileri veya soğutucu sistem problemi olduğunda olası inceleme durumları belirlenmiştir. Bu durumların kontrolünden sonra transformatörün kendisinde olabilecek arıza durumuna göre inceleme ve arızanın belirlenmesine dönük analiz çalışmaları devam etmektedir. Program çalıştırıldığında karşımıza ilk önce Şekil 8.2’deki sayfa açılmaktadır.



Şekil 8.2. Güç trafosu arıza inceleme programının çalıştırma sayfası

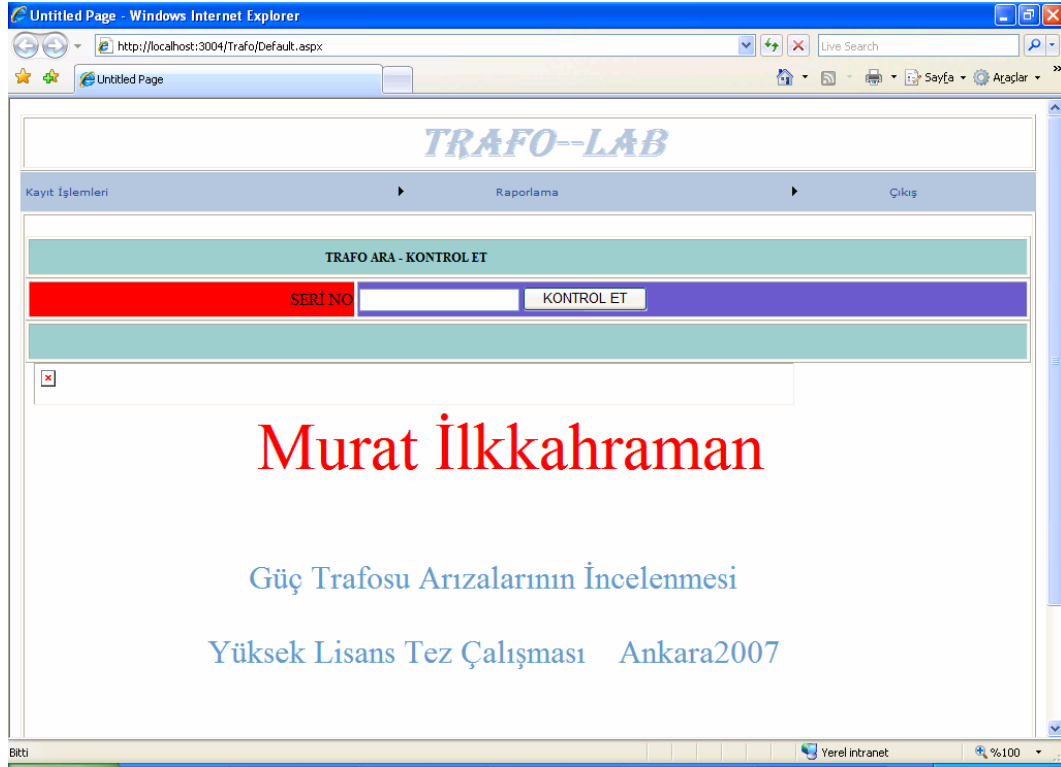
Daha sonra inceleme klasörünü seçerek, Şekil 8.3’den programın görsel kısmına geçme imkanı buluruz. Bu kısımda da yeni bir trafo kaydı yapıyorsak şayet önce trafonun etiket bilgilerini trafomuzla tanıtarak kaydederiz. Daha sonra kaydedilen trafonun test ve kontrol işlemleri için geri çağırarak varsa arıza hakkında toplanan ön bilgiler ile arıza tanımı ve açıklaması yapıp arıza inceleme kısmına geçeriz. Öncelikle trafomuzu servis harici eden herhangi bir koruma elemanı varsa şayet, koruma elemanın çalışmasının doğruluğunu kontrol edip, arıza anında muhtemel gelişmelerin ve bulgularının araştırılması ile incelememize devam ederiz.

Şekil 8.3’de kayıt işleri kısmında trafonun tanımlanması ve yapılacak uygulama için test işlemleri kütüğü bulunmaktadır. Kayıt işlemlerinde trafonun tanımlanması işlemin tercih edersek karşımıza Şekil 8.4’deki sayfa açılacaktır. Bu kısımda trafomuza ait etiket bilgilerini varsa ilave edeceğimiz açıklamaları ekleyerek kaydederek, yine kayıt işlemlerinin altında bulunan test işlemlerinden kaydedilen trafonun çağırılması ile ön verilere göre kontrol çalışmalarına başlarız. Bu kısımda kaydedilen trafo için yapılacak her çalışma sayfanın altına kaydedildiği gibi rapor kütüğüne de kaydedilmektedir. Bu durum Şekil 8.5, Şekil 8.6 ve Şekil 8.7’de görülmektedir. Şayet yapılan çalışma arıza incelemesi değilde periyodik test çalışmaları ise Şekil 8.8’de uygulanacak testlerin belirlenmesi ile çalışma yapılabilmektedir.

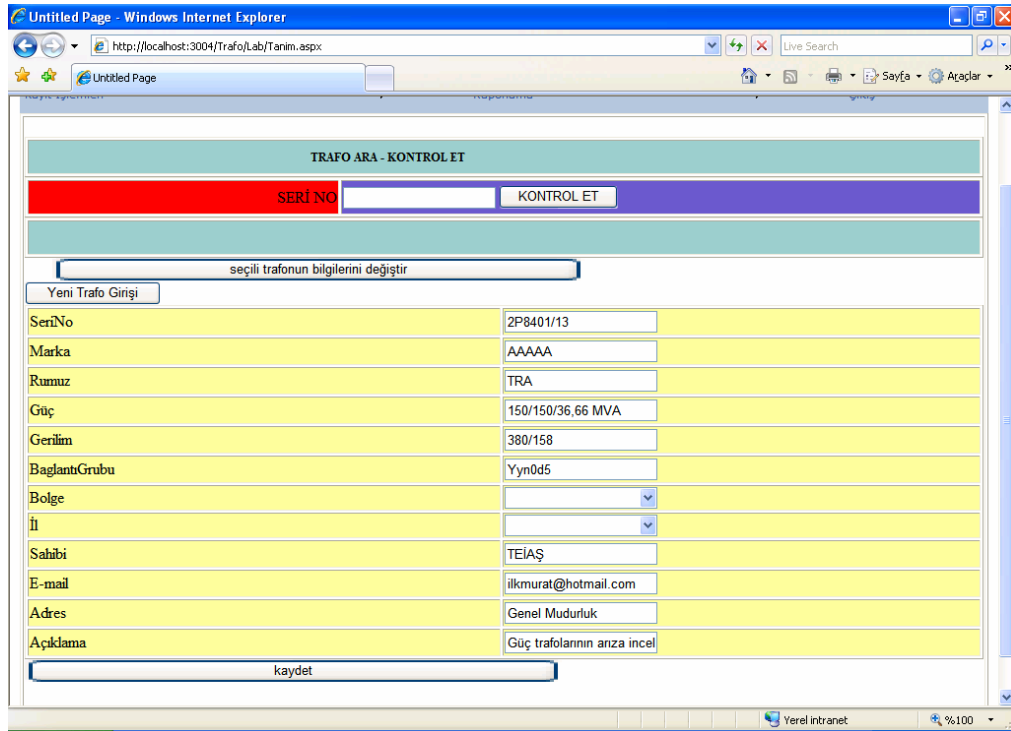
Çalışmanın seyrine göre program algoritmasında da görülen ‘Zarar açıkca görülüyor mu?’ gibi bir arıza bulgusu ile karşılaşırsak, elde edilen bilgilere göre trafonun saha da mı?, tamir atölyesinde mi? tamiri ve bakımının yapılmasına karar vereceğimiz akış Şekil 8.9’da gösterilmiştir.

Standart test verilerinin otomatik analizinin yapıldığı kısım Şekil 8.10’da gösterilmiştir. Bu kısımda güç transformatörleri için standartlarda verilen limit test değerlerine göre elektriki testler ile yağ kimyasal testleri otomatik olarak değerlendirilmektedir. Yağ gaz analizi testlerinin değerlendirilmesinde veri girişi yapılabilmekte, yalnız arıza cinsinin belirlenmesi için açıklama kısmı kullanılarak IEC 60599’a göre Bölüm 4’de bulunan, Çizelge 4.17 yağda çözülmüş gaz analizi değerlerinin yorumlama çizelgesinden yararlanarak yapılmaktadır. Toplam yanıcı gaz değeri için standartta tanımlanan alt değer üzerindeki değerlerde program otomatik olarak problem olduğunu belirtmektedir.

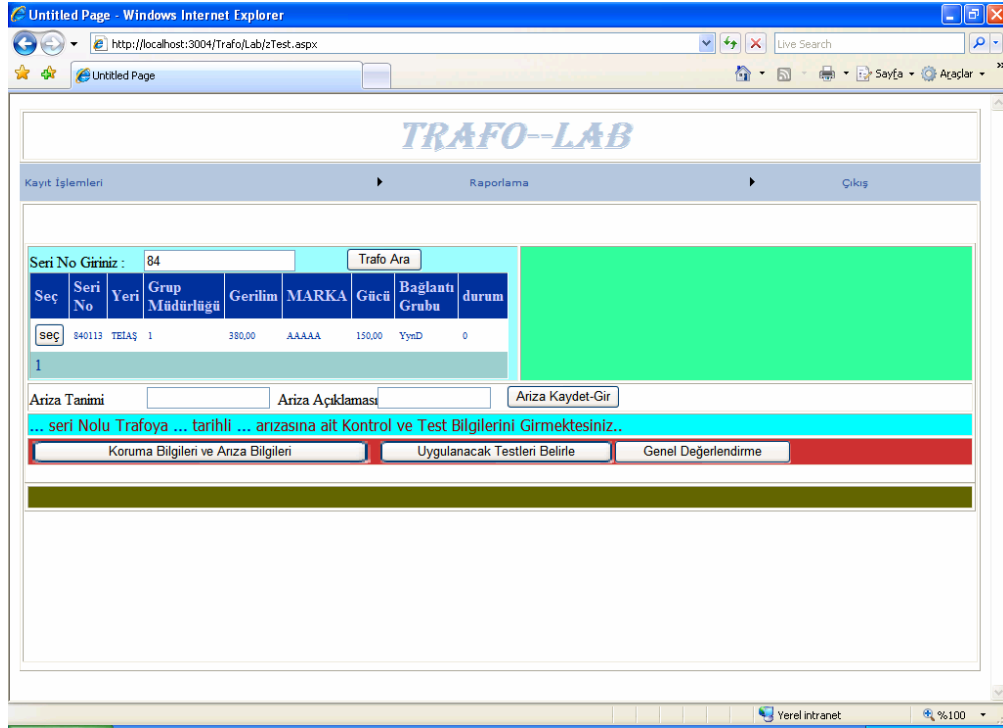
Raporlama kısmında arızası incelenen trafoya ait yapılan tüm çalışmalar bir araya Şekil 8.11’de görüldüğü gibi gelmektedir. Burada elde edilen sonuçların yorumlanabilmesi için bir metin kutucuğu oluşturulmuştur. Bulguların değerlendirilmesi ile metin kutucuğuna ilave notlar alınıp, rapor oluşturularak Şekil 8.12’deki gibi kayıt edilip yazıcıdan çıktı alınabilmektedir.



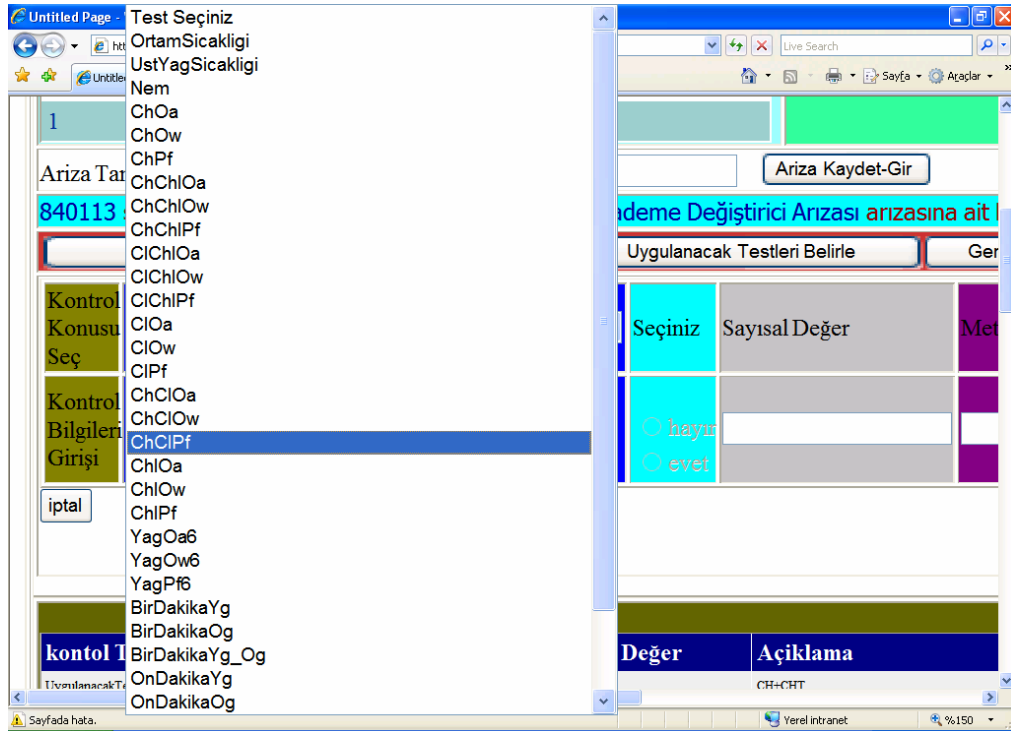
Şekil 8.3. Güç trafosu arızalarının incelenmesi programının açılış sayfası



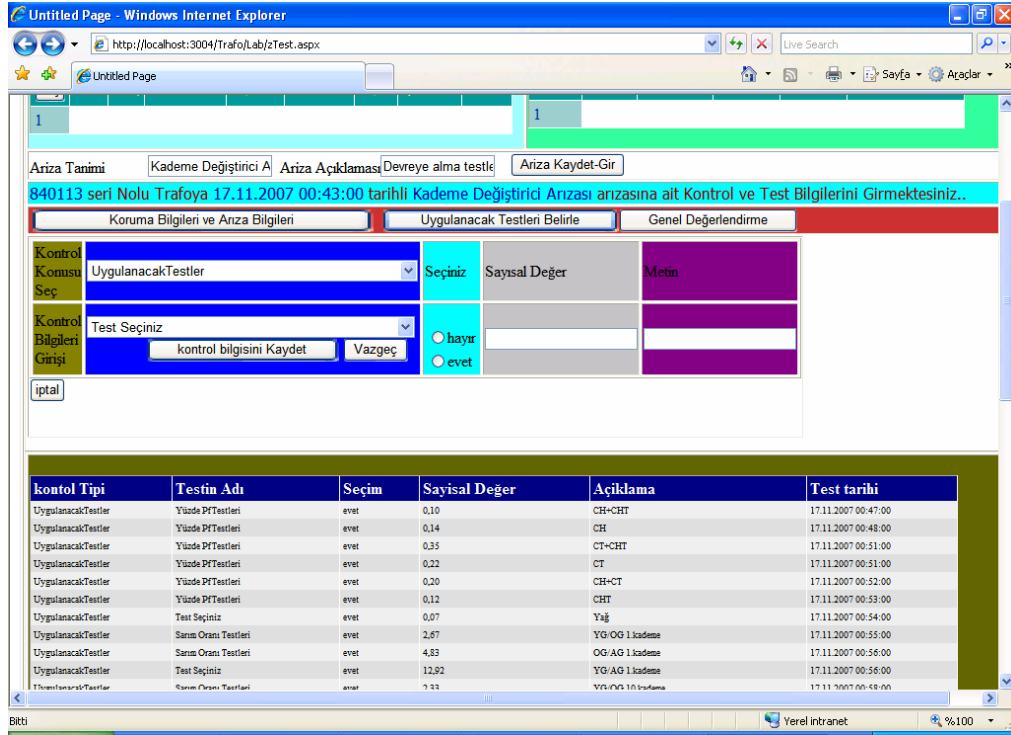
Şekil 8.4. Arızalanan trafonun programa kaydedilmesi



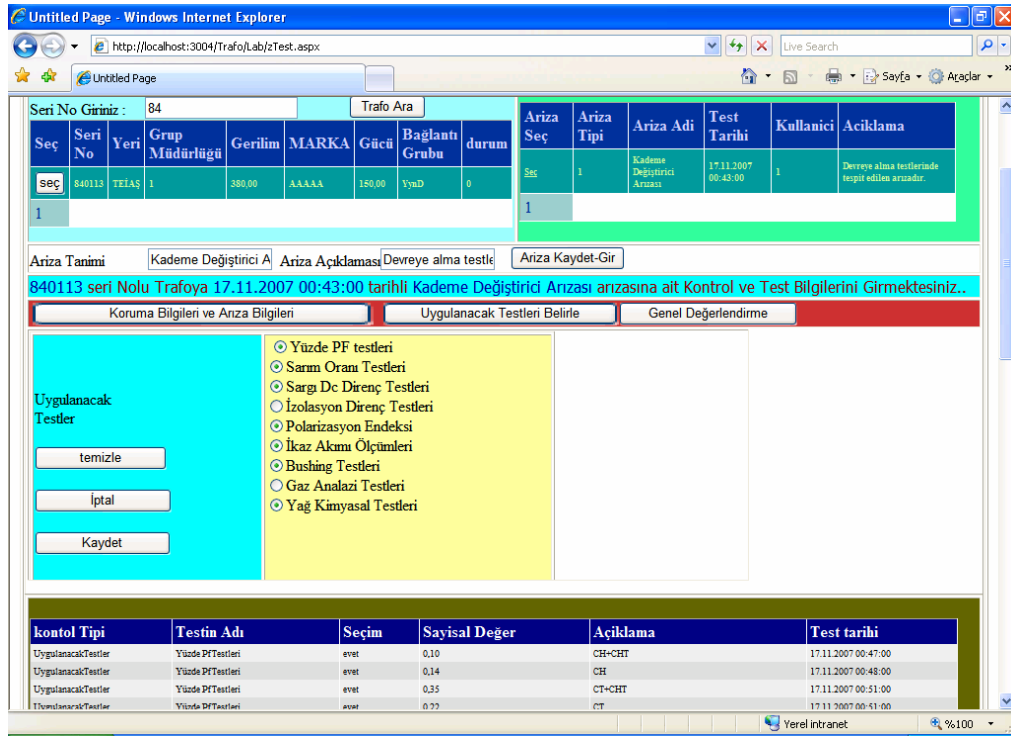
Şekil 8.5. Programa tanıtılan trafonun arıza incelenmesi için arıza kayıt kütüğüne eklenmesi



Şekil 8.6. Arıza incelenmesi için uygulanacak kontrollerin seçimi



Şekil 8.7. Yapılan her uygulama rapor sayfasına ve çalışma sayfasına sonuçları ile birlikte otomatik olarak kaydedilmesi



Şekil 8.8. Yapılan çalışma periyodik kontrol ise testlerin seçilmesi

Şekil 8.9. Toplanan bilgilerin yorumlanması ile genel değerlendirme kütüğü

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama	Test tarihi	Sonuç-Yorum
Analiz	Yüde PFTestleri	evet	0,35	En büyük %PF	17.11.2007 01:29:00	Normal
Analiz	PolarizasyonEndeksi	evet	1,29	En küçük degerPE	17.11.2007 01:30:00	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,37	7.kademe	17.11.2007 01:31:00	Problem
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,40	7.kademe	17.11.2007 01:31:00	Problem
Analiz	Sarım Oranı	evet	6,03	Ölçülen oranlar arasındaki en büyük yüzde hata oranı11,07	17.11.2007 01:33:00	Normal
Analiz	İkazAkımı	evet	62,00	a-n	17.11.2007 01:33:00	Problem
Analiz	İkazAkımı	evet	74,00	c-n	17.11.2007 01:34:00	Problem
Analiz	YağDielektrikDayanımı	evet	70,00		17.11.2007 01:34:00	Normal
Analiz	YağdaSuMiktari	evet	21,00		17.11.2007 01:35:00	Normal
Analiz	YağlıYazayGerilme	evet	43,00		17.11.2007 01:35:00	Normal

The page footer shows 'Yerel intranet' and '%100' zoom level."/>

Şekil 8.10. Standart test verilerinin otomatik analizinin yapıldığı kısım

TRAFOLAB

Kayıt İşlemleri Raporlama Çıkış

Seri No Giriniz: 8 Trafo Ara

Seç	Seri No	Yeri	Grup Müdürlüğü	Gerilim	MARKA	Gücü	Bağlantı Grubu	durum
Seç	840113	TEIAS	1	380.00	AAAAA	180.00	YmD	0

Arıza Seç	Eski	Arıza Tipi	Arıza Adı	Test Tarihi	Kullanıcı
Seç	eski	1	Kademe Değiştirici Anzası	17.11.2007 09:43:00	1
Seç	eski	1	Kademe Değiştirici Anzası	17.11.2007 01:28:00	1

Kademe Değiştirici Anzası ve karşılaştırılması

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama	Test tarihi	Seçim (eski)	Sayısal Değer (eski)	Açıklama (eski)	Test Tarihi (eski)
Uygulanacak Testler	Yüde PTTesteri	1	0.10	CH-CHT	17.11.2007 00:47:00				
Uygulanacak Testler	Yüde PTTesteri	1	0.14	CH	17.11.2007 00:48:00				

Şekil 8.11. Arızası incelenen trafonun rapor sayfasının hazırlanması

Analiz	Sarım Oranı	evet	6,03	Normal	17.11.2007 01:33:00				
Analiz	İkaz Akımı	evet	62,00	Problem	17.11.2007 01:33:00				
Analiz	İkaz Akımı	evet	74,00	Problem	17.11.2007 01:34:00				
Analiz	Yag Dielektrik Dayanımı	evet	70,00	Normal	17.11.2007 01:34:00				
Analiz	Yagda Su Miktarı	evet	21,00	Normal	17.11.2007 01:35:00				
Analiz	Yaglc Yuzey Gerilme	evet	43,00	Normal	17.11.2007 01:35:00				
Analiz	Toplan Yanicı Gaz Miktarı	evet	20,00	Normal	17.11.2007 01:35:00				
Analiz	Asetilen Etilen	evet	0,00	Ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.	17.11.2007 01:36:00				
Analiz	Metan Hidrojen	evet	0,00	Ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.	17.11.2007 01:36:00				
Analiz	Etilen/Etan	evet	0,00	Ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.	17.11.2007 01:36:00				

Devreye alma testlerinde tespit edilen arızadır.Yapılan testlerde trafonun izolasyon durumu normal bulunmuştur. Ancak ikaz akımı, sarım oranı ve sarğı D.C direnç ölçmelerinde trafo kademe değiştiricisinde yanlış bağlantı olduğu saptanmıştır. Adı geçen ölçmelerde B ve C fazlarında kademe 2'de ölçülen değerler kademe 7'ye; kademe 10'da ölçülen değerler ise kademe 15'e tekabül etmektedirler. A fazı ölçmelerinde ise herhangi bir anormallik görülmektedir.Tankın yan yüzeyinde kademe'ye ulaşabilecek bir kapak bulunmamaktadır. Dolayısı ile trafonun açılarak B ve C fazlarında bu iki ucun bağlantılarının değiştirilmesi, sorunun çözümü için yeterli olacaktır. Öte yandan,imalattan kaynaklanan bu durumun imalatçı firma elemanlarına bila bedel yapılması ve bundan sonraki siparişlerinde daha dikkatli olmaları konularında

Raporu Kaydet

Şekil 8.12. Raporun kaydedilerek yazıcıdan bastırılması



## 9. SONUÇ VE ÖNERİLER

Güç transformatörleri güç sistem ekipmanları içerisinde gücün nihai kullanıcıya kadar iletilmesinde çok önemli rol oynamaktadır. Arıza oranları karşılaştırıldığında dünyanın bazı bölgelerinde oldukça yüksek olduğu görülmektedir [55-56,58]. Trafonun arızalanması durumu; yeni ünitenin yerine konulmasının oluşturduğu kayıpların yanında müşterilerinde büyük üretim kayıplarına uğramasına neden olmaktadır. Güç transformatör arızalarının analizinde çeşitli nedenleri sıralayabiliriz, bunlar; dizayn, imalat kusurları, malzeme kalitesi, anormal işletme şartları, uygun olmayan bakım teknikleri, kötü işletme, standart dışı teknikler, uygun olmayan tasarım tekniğinin çevresel etkilerle birleşmesi, yeterli olmayan bakım ve test teknikleri v.s.

Elektrik piyasa yapısının yeniden düzenlenmesi ile liberal piyasa yapısına doğru hızla ilerlerken elektrik sektöründe piyasa yapıcılarını farklı zorlukları kontrol altında tutmaları ve bu zorlukların üstesinden gelmeleri kaçınılmaz hale gelmiştir. Elektrik üretim, iletim, dağıtım ve diğer piyasa yapıcılarının son yıllarda ekonomik işletmeciliğin gereği olarak finansman dengelerini iyi sağlayabilmeleri için geçmiş yıllara nazaran sektör içinde daha az yatırıma pay ayırmaları halihazırdaki mevcut envanterlerinden optimum fayda arayışı ile işletmecilik yapmaları, sektör içinde gerek mali gerekse teknik önemi tartışılmayacak kadar fazla olan güç transformatörlerine duyulan dikkati daha da arttırmıştır. Enerji talebinde her yıl önceki yıla göre en az %2 daha fazla talep olması, yaşlanan transformatörlerin yüklenmesinde artışı da yanında getireceği bir gerçek olarak karşımıza çıkmaktadır. Mevcut teçhizattan elde edilecek faydanın artırılmasının gün geçtikçe sektör içinde istenmesi, yatırımların ertelenmesi, bakım ve işletme masraflarının azaltılması isteği modern elektrik piyasa yapıcılarının ana stratejisi haline gelmiştir.

Enerji sisteminde yatırımlar yapılarak güvenli sistem alt yapısı için varlıkların oluşturulması ne kadar önemli ise oluşan varlıkların etkin ve verimli bir şekilde yönetilmesi de oldukça önemlidir. Bu varlıkların içerisinde en kıymetli yeri işgal eden güç trafolarının; hem fonksiyonları hem de ekonomik değerleri diğer varlıklarla

karşılaştırıldığında en büyük bedeli oluşturmaktadır. Modern yöntemlerle işletmecilik ve yönetim yapılan güç sisteme işletmelerinde tüm mal varlıklarının etkili yönetimi finansal performans açısından son derece önemlidir. Bunun gerçekleştirilmesi için izlenebilecek stratejiler, risk değerlendirmeleri, demirbaşların sağlamlılığı özellikle trafoların kalan kullanım ömür değerlendirmesi ve duruma dayalı veya arızaya dayalı bakımların çok ciddi takip ve uygulamalarının yapılması gerekecektir. Özellikle güç transformatörlerinde çok büyük arızalarla karşılaşmanın ve bu arızaların meydana getirdiği çok ciddi finansal ve teknik problemlerden korunmanın yolu, uygun teknik cihazlarla donanmış ekip ve ekipmanlarla önceden hataları saptama ve gidermeyi ilke edinmiş bir çalışma ortamının oluşmasını sağlamaya bağlıdır.

Güç trafolarının ömrü, tasarımlarına göre teorik olarak 20 ile 35 yıl arasında değişmektedir. Pratikte, bir trafonun ömrü uygun bakımlarla 60 yıla kadar çıkarılabilmektedir. Yapılan araştırmalarda güç transformatörlerinde imalat prosesine bağlı problemler nedeni ile ya işletmeye alındıkları ilk beş yılda ya da işletmede uygulanan bakım ve kontrollere bağlı olarak yirmi yıldan sonraki ömür periyotlarında arızalandıklarını göstermektedir [3]. Trafolar yaşlandıkça malzemenin zayıflamasıyla arıza riski de artmaktadır. Yeni trafoların sistemdeki anormal çalışma şartlarına karşı elektriki ve mekaniki dayanımı, dizayn problemi olmadığı sürece yeterlidir, ancak yaşlandıkça izolasyon seviyeleri sistemdeki kısa devre arızaları veya geçici aşırı gerilimler gibi arızalara dayanamayacak bir seviyeye düşebilir.

Güç sisteminde problemleri önlemek ve trafoların güvenli bir şekilde çalışmasını sağlamak için düzenli olarak testler ve koruyucu bakımlar standartlara uygun olarak yapılmasına rağmen zaman zaman güç trafolarında problemler yaşanmakta veya yaşanabilmektedir. Burada ki arızaların sınıflandırılmasında, arıza analizi için doğru teşhis senaryosunun hazırlanması ve önleyici tedbirlerin alınması durumunda, analiz bilimsel nitelikte sağlam nedenlerle açıklanması için gerekli verilerin sağlıklı bir şekilde toplanarak, güç trafosunda yaşanan arızanın trafo kullanıcıları tarafından tekrar karşılaşılmasını engelleme ihtimalini arttıracığından, güç transformatör arızalarının incelemesinde;

- ✓ Sistemde saptanan herhangi bir transformatör arızasına sebep olabilecek en muhtemel nedenlerin metodolojisini oluşturmak,
- ✓ Transformatör arıza analizinde farklı işletme birimlerinde aynılığı sağlamak için yeterli kılavuz olması bakımından örnek arıza ve olay örnekleri sağlamak,
- ✓ Rutin ve tek tip data toplanmasında prosedürü belirlemek,
- ✓ Güç transformatörü arıza analizi sırasında; trafo imalatçıları ve kullanıcıları arasında işbirliğinin ne derece önemli olduğunun,

ortaya konulması, bu çalışma da amaçlanmıştır.

Trafo arızalarının incelenmesi birçok yönden doktorun hastasını tedavi etmede uyguladığı prosedüre benzer. Günümüzde trafonun sağlıklı bir şekilde işletilmesi için birçok metot ve cihaz geliştirilmiştir. İhmal edilecek küçük bir problemin ilerleyerek şiddetli bir arızayı vuku bulduğu tecrübelerle kesinleşmiştir. Trafonun işletme yaşadığı olaylara ait bütün doküman ve kayıtlar ile teşhis testlerine ait bilgiler trafo arızasının değerlendirilmesinde yardımcı olacaktır. Trafoda yaşanan sorunun erken fark edilmesi problemin gelişim sürecini yavaşlatır. Birçok trafo işletmecisi ve imalatçısı trafo işletmesinde kazanmış oldukları farklı uygulamalara ve dizaynlara sahip tecrübeleri karşılıklı olarak paylaşma suretiyle trafoları ait optimum performans oluşturma gayreti içerisindeyler.

Bu paylaşımlar trafo dizayn ekipmanları, uygulama ve işletme arıza incelemesini kapsamaktadır. İncelenecek arızada ilgisi varsa problemin belirlenmesi için dizayn elemanları önem taşıyabilmektedir. Arızanın gerek gördüğü ölçü de trafoya ait tüm aksesuarlar genelde incelenmesi gerekir. Arıza analizi oldukça kompleks ve kapsamlıdır. İnceleme safhasın da arızanın birçok detayı içermesi arızada kesin bir tanımlamaya imkan tanımayabilir [16].

Arıza incelemede mükemmel referans standartlar; “ANSI/IEEE C57.117, IEEE Guide for Reporting Failure Data for Power Transformers and Shunt Reactors an Electrical Power Systems” ve “ANSI/IEEE C57.125,IEEE Guide for Failure

“Investigation, Documentantation and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors” bu çalışmada kullanılmıştır [18].

Aşağıdaki adımlar güç transformatör arızalarının ve problemlerinin belirlenmesinde kullanılmalıdır.

- Arızası incelenecek trafoya ait geçmiş kayıtların ve bilgilerin toplanması,
- Arıza mahalline gidilerek uygulama ve işletme bilgilerinin elde edilmesi,
- Arızanın veya problemin vuku bulmasına şahit olmuş tüm personelle görüşmek,
- Trafonun incelenerek gerekiyorsa kısmi veya tümüyle de monte edilmesini sağlamak,
- Elde edilen bilgilerin ve trafonun geçmişine ait kayıt ve raporların analiz edilmesi,
- Ön rapor hazırlayıp, katkı sağlama imkanı olan personelle paylaşarak, raporun gözden geçirilmesi ve kontrolü ile varsa ilave bilgi veya raporda değişiklik ihtiyacını gidermek,
- Final raporunun hazırlanması

Genel kural olarak hiçbir detay ihmal edilmemelidir. Tecrübeler göstermiştir ki bazen çok basit ve hafife alınan bir detayın ipuçtu teşkil ederek arızanın veya problemin çözülmesine yardımcı olmuştur. Bu nedenle arızaya ait bütün bilgilerin toplanması arızanın çözümlenmesinde oldukça önem taşımaktadır.

Trafo arızalarını üç katogoride değerlendirmek gerekir;

- ✓ Trafonun işletme esnasında çeşitli nedenlerle arızalanarak servis harici olması,
- ✓ Periyodik arıza inceleme testleri ile trafonun planlı bir şekilde servis harici edilmesi,
- ✓ Trafonun faydalı ömrünün sona ermesinden dolayı servis harici edilerek işletmeden kaldırılmasına karar verilmesi.

Bu gruplar içerisinde trafo işletmecilerinin bugüne kadar ortak karar verdikleri bir değerlendirme proses'i maalesef gelişmemiştir. Servis harici ederek arızalı trafonun belirlenmesine dair uygulamada farklı değerlendirme metotları söz konusudur.

Genel olarak;

- ✓ Transformator koruma elemanlarının çalışması ile servis harici olmasının akabinde uygulanan testler ile toplanan bilgilerin değerlendirilmesi neticesinde elde edilen bulguların değerlendirilmesi ile arıza incelenmesi uygulamasının yapılması,
- ✓ Ya da trafonun faydalı ömrünün azaldığına kanaat getirerek, ya trafonun servis harici edilip tamir bakıp uygulayarak bir süre daha işletmede kalmasının sağlanması veyahut da yapılacak tamir masraflarının trafonun işletmede kalmasında sağlayacağı finansal kazançla karşılaştırılması neticesinde hurdaya ayrılmasına,

karar vermektedirler.

Arıza incelemesinde aşağıdaki olayların iyiden iyiye anlaşılması gerekmektedir [42].

- ✓ Trafolarında Arızaların gelişim sürecinin ve geçmişinin anlaşılması,
- ✓ Arızalarda ortaya çıkan indikatörlerin belirlenmesi,
- ✓ Trafo arızalarında arızaya indikatör görevi yapabilen bulguların değerlendirilmesi, diğer bir deyiş ile trafonun kondisyonun izlenmesi,
- ✓ Trafonun işletilmesinde kötüye giden durumların tespit edilmesi, yani trafonun sağlıklı bir şekilde işletmede gözetim altında tutulması.
- ✓ Etkili varlık yönetimi anlayışı ile arızalanabilecek ünitenin işletmeden çekilmesinin de uygun zamanlama ile karar verme.

Trafo arızalarının işletmelerde maliyet yönünden incelenmesi yapılırsa şayet;

- ✓ Enerjinin iletilmemesinden kaynaklanan kayıp maliyetleri,
- ✓ Bakım maliyetleri,

- ✓ Arızanın getirdiği üçüncü dereceden maliyetler,
- ✓ Arızanın giderilmesi için ortaya çıkan sınırlamaların getirdiği maliyetler,
- ✓ Arızanın ortaya çıkaracağı vahim tablonun temizlenip toplanması için olabilecek maliyetler,
- ✓ Arıza nedeni ile olabilecek ikincil arızaların maliyetleri,
- ✓ Arıza akabinde düzeltme çalışmalarında yeni ünitenin yerleştirilmesi ihtiyacında doğacak maliyetler,
- ✓ Arıza için ayrılan paranın finansal kazancından faiz v.s gibi maliyetler
- ✓ Arızanın etkisi ile yapılacak diğer masraflar

olarak, transformatör arızalarında işletmecilerin karşılaşılabileceği maliyetleri sıralayabiliriz.

İşletme açısından her an risk taşıyan ve ekonomik ömrünü doldurmuş trafonun teknik olarak ömrü tamamlanmış kabul edilmektedir. Trafonun ömrünü işletmede genelde kağıt izolasyon tayin etmektedir [54]. Arıza incelemesinde uzmanlaşanların görüşüne göre anma yüklenmesinde maksimum sıcak noktalar izin verilen değer üzerine çıkmadıkça trafonun işletmede kalmasında sakınca görülmemektedir [42]. IEC'ye göre trafonun 40 yıl işletme hayatından sonra herhangi bir bakım yapılmadan sistemden bertaraf edilmesi tavsiye edilirken, IEEE'ye göre ise dağıtım işletmelerinde bu tanım 19 yıla düşmekte, iletimde ise yine 40 yıl olarak tanımlanmaktadır [42].

Transformatör işletmelerinden elde edilen tecrübelerde birçok trafonun teknik ömrünü tamamlamadan arızalandığı sıkça görülmektedir. Bunun nedeni trafoların işletmeye almakta uyguladıkları spesifikasyon, uygulama, dizayn, imalat tekniği ve arızaların belirlenmesinde uyguladıkları teşhis tekniği olarak belirlenmiştir [42].

Trafolarda Arıza modları genel olarak dört tanedir [18].

- ✓ Termal nedenler,
- ✓ Dielektriki/Elektriki nedenler,

- ✓ Mekaniki nedenler
- ✓ Diğer nedenler

Arıza anında değerlendirmede kesin bir arıza tipinin belirlenmesi oldukça güçtür. Trafonun kompleks yapısı birçok arızayı birden teşkil etme ihtimalinin bulunması, izolasyonun delinmesi sonucu ile karşımıza arıza olarak çıkmaktadır. Trafo arızaları bir faktörden ziyade birçok faktörün etkisi ile oluşmaktadır.

Termal nedenlerle ortaya çıkan arızalar incelendiğinde;

- Yalıtım da kullanılan kağıt izolasyon malzemesinin yaratılışından kaynaklanan yaşlanma problemi,
- Trafoda erken başlayan teknik ömür probleminin bazı lokal noktalarda yaşlanmayı hızlandırması ile ortaya çıkan arızalar,
- Nüve bağlantı izolasyon arızaları, bağlantı izolasyonları ve diğer aktif izolasyon elemanlarının ısınma problemi ile ortaya çıkan arızalar,
- Sargı izolasyon kağıdının kırılma hale gelmesi ile elektriki ve mekaniki baskılara dayanamayacak duruma erişmesi ile ortaya çıkan termal problemler genelde sipir sipir kısa devresi ile son bulmaktadır.
- Uzun süreli trafo dizayn kapasitesinin üzerinde aşırı yüklenmesi, trafo dizayn edilirken ortam sıcaklığında anma yükünde kabul edilebilir bir teknik ömürde işletileceği planlanır. IEEE C57.91-1995'e göre trafonun maksimum anma sıcaklık değişimi 65°C olarak kabul edilmektedir, trafonun işletme başlangıç sıcaklığı yani yağ sıcaklığı 30°C olarak kabul edilirse işletme de yüklenme akabinde yağ sıcaklığının maksimum 95°C' ye çıkmasına izin verilmektedir. İletkenlerde izin verilen maksimum sıcaklık 115°C'dir. Bunun dışında gerçekleşecek sıcak noktalar trafonun teknik ömrünü etkileyecektir.
- Trafolarda lokal sıcak noktalar; iletken demetinin zayıf dizayn edilmiş sıklığı veya tranpozenin uygunsuzluğu, bağlantı bozukluğu, kaçak akıların meydana getirdiği elektrostatik koruyuculardaki zayıflıkla birlikteki sıcak noktalar, eddy kayıpları ve soğutucu sistemin lokal bölgelerde bloke olarak görev yapmamasından dolayı sıcak noktalar oluşabilmektedir.

- Trafonun soğutma sisteminden kaynaklanan arızalar nedeni ile termal arıza söz konusu olabilir. Mesela radyatörlerde ve soğutucularda tıkanma veya kirlenme, yağ pompasının arızalanması ve yağ dağıtım direk akışında arıza olduğunda termal arıza söz konusu olabilir.
- Trafonu aşırı uyartım durumun işletilmesi (aşırı gerilim veya düşük frekans şartlarında çalıştırılması) genelde başıboş aşırı manyetik akı nüveye oldukça yakın yerlerde izolasyonun şiddetlice aşırı ısınması veya diğer yapısal elemanların etkilenmesi sonucu olabilir

Dielektrik nedenlerle ortaya çıkan arızalar;

- Transformatörün geçici veya sürekli aşırı gerilim çalışma şartlarında işletilmesi; geçici ve sürekli aşırı gerilim altında işletilen trafolarla izolasyon üzerindeki aşırı baskı ve nüvede aşırı ısınma meydana gelmesi ile arızalar olmaktadır. Uygun olarak dizayn edilen trafolar normal gerilim işletme şartlarında ve geçici gerilim koşullarında çalışabilecek yapıdadır. İmalattan kaynaklanan uygun olmayan baskı dağılımı,
- Darbe gerilimi ve anahtarlama dalga gerilimine trafonun maruz kalması; her iki çalışma koşulu da trafonun tamamında elektriksel ve mekaniki şiddetli zararlar oluşturabilirler, darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi ışık hızında ilerleyen büyük yürüyen dalgadan teşekkül olmaktadır. Trafo dizaynının da BIL (Basic Impulse Level) ve özel spesifikasyonlar dikkate alınarak imalat yapılmaktadır. BIL’de darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi trafonun yüksek gerilim sargısının anma değerine göre belirtilmiştir, BIL’de belirtilen toleranslar içinde kalmak üzere trafo dizayn edilmezse trafonun bu şartlarda çalışması durumunda çok şiddetli arızalar yaşanabilir. Ayrıca parafudur tasarlanan değerinde sadece görev yapması gerektiğinde çalışacak şekilde dikkatle seçilmesi gerekmektedir. Darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimi nedeni ile olan arızalar inceliğinde; çoğunlukla trafonun geçiş noktasında yani trafo bushing’i ile sargı bağlantısı noktasında zuhur ettiği görülmektedir.
- Kısmi Boşalma; korona olarak da adlandırılan kısmi boşalma; zayıf izolasyon sisteminin dizaynından, hatalı imalatdan, izolasyonun kirlenmesinden (yağ ve



katı izolasyon) dolayı olmaktadır. Kısmi boşalma da düşük yoğunlukta ark meydana gelir, sonucunda da izolasyona ve iletkenlere lokal olarak zarar verirler. Trafoda selüloz izolasyonda ve iletkende oyukların ortaya çıkması korona olduğunun göstergesidir.İlerlemiş kısmi boşalmada izolasyon üzerinde yaygın olarak karga ayağını andıran siyah izler oluşur.Bu izler iletkenlerde ve izolasyon bağlantılarının çevresinde/etrafında kısmi boşalmanın olmasından kaynaklanır.Kısmi boşalmada yağ izolasyonunda karbonize olması söz konusudur.

- Statik Elektriklenme; bu olay genelde 345 kV ‘un üzerindeki yüksek gerilim sargısına sahip trafolarla ortaya çıkar. Trafo izolasyon yağının oldukça düşük sıcaklıkta olduğu olduğu bir işletme çalışma şartlarında yoğunlaşmış yağın hızlıca hareket etmesi durumunda yağ ve metal aksam arasında statik yüklenme meydana gelir.Bu statik yüklenme izolasyon yağının dielektrik kapasitesinin üzerine çıkması durumunda trafo tankı içerisinde şiddetli arızaların vuku bulmasına neden olmaktadır. Bu arızanın vuku bulduğunun kanıtı;izolasyon koruma bantlarında iz oluşturmasıdır.

Aktif kısımlarda yetersiz izolasyon, izolasyonda nemin varlığı, izolasyonun nemli olması ile aşırı yüklenmenin birleşmesi neticesinde yaşanan buharlaşma, yağın sıcak noktalara hızlıca ve soğuk bir şekilde teması, izolasyon içerisinde artık partiküller, kirlenme elemanlar ve yaşlanmanın getirdiği izolasyon zayıflığı nedeni ile elektrik ve mekanik baskılara dayanımın zayıflaması ile ortaya çıkmaktadır.

Mekanik nedenlerle ortaya çıkan arızalar;

- Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekanik arızalar: her ne kadar trafo iç boyunduruğu imalatçılar tarafından taşıma esnasında maruz kalacakları baskılara karşı dayanacak şekilde imal edilmiş olsa da, yetersiz boyunduruk yapısında, taşıma anında veya nakliyyede yaşanan kazalar sonucunda bu tür arızalar söz konusu olabilmektedir.

- Teknik ömründe yaşlanma gösteren ünitenin zayıf dizayn tekniği, yetersiz dizayn uygulaması,
- Tutucu demetteki bozulma, işletmede harici arızaların kabul edilebilir işletme sayısından fazlalığı,
- Trafo izolasyonun da yaşlanma ile birlikte çekmenin başlaması ile tutucu demetin kaybı baskılara dayanımı azaltacaktır.

Sargılarda olabilecek ufak bir deformasyon ile elektromanyetik dengesizlik ortaya çıkacak ve harici bir arızada trafonun arızalanması söz konusu olabilecektir. İşletmede yaşanan kısa devre arızalarının sıklığı ve şiddeti mekanik arızaların sayısını arttırmaktadır. Trafonun manevra esnasında arıza üzerine kapama yapılması sargılarda hareketi ortaya çıkarmaktadır. Kademe değiştirici arızaları ayar sargılarında arızalara neden olmaktadır. Harici arızaların trafoda etkisi genelde sargılarda görülmektedir. Bu arızaların tespitinde yağda erimiş gaz analizi indikatörlük yapmasına rağmen oldukça geç farkındalığı sağladığı için tamir için geçikilmiş olunabilmektedir. Dahili incelemede ise kesin olmayan deliller elde edilebilmektedir. Mekanik arızalar çeşitli elektriki testlerle tespit edilebilmekte iken bazen yanıtıcı test sonuçları da elde edilebilmektedir, buna rağmen teşhis safasında geçikilmiş olunabilmektedir, trafonuz çok ağır hasar ile işletmede kalmış ve bunun farkında olunamayabilinir.

Transformatörün sargı kapasitelerindeki değişim trafo sargılarında hareketin olduğunu açıklamaktadır [43].

Diğer nedenlerle ortaya çıkan arıza modları;

- Nüvenin çok yerden topraklanmış olması,
- Nüve tutucularındaki kısa devre,
- Sargı bağlantılarında yüksek direnç, arızalı bileşenler/ekipmanlar,
- Kademe değiştirici,
- Bushing, bağlantı yapıları ve dahili gerilim tutucu atlamalarıdır,
- Yardımcı trafo, pompa ve fanlarda arıza oluşabilmektedir.

- Transformatör tankının deformasyonu
- Kaynak bağlantılarındaki hatalardan kaynaklanan arızalar

olarak arıza incelemesinde, arızanın adlandırılmasında tutarlılığı ve diğer iletim sistemi şirketlerince kullanılan terminolojiye uyumluluğun sağlanması geliştirilmeye çalışılmıştır.

Bu saydığımız arıza çeşitleri; birbirinin kombinasyonu veya termik ve mekanik olayların kombinasyonu sonucunda gerçekleşir. Arıza incelemede önemli olan arızanın tam olarak doğru bir şekilde açıklığa kavuşturulması için tüm bulguların sağlıklı toplanması sonucunda değerlendirilmesi ile oluşan seneryonun iyi bir şekilde analiz edilmesi gerekir.

Arıza incelemesi görevinde olan mühendisler için arızanın analizi sürecinde, arızanın gelişimi ve oluş şeklinin tespit edilmesinde kötü durum planı hazırlayabilmeleri, yani arıza analizini destekleyecek bulgularla varsayımların geliştirilmesi vazgeçilmez inceleme tekniğidir. Bu şekilde trafo arızasının incelenmesinde öncelikle bir plan yapılmalıdır. Bu plan incelemenin çalışma kılavuzu olabilecek şekilde olmalıdır. Burada yürütülecek çalışmalar esnasında trafo arızasının belirlenmesine dönük hiçbir ayrıntının ihmal edilmeyecek şekilde yapılan planda yer alması gerekir. Plana öncelikle, bilinen elde edilmiş bilgilere ait liste hazırlanarak başlanmalı, ayrıca bilinmeyen ve arıza incelenmesinde kesinlikle önem arz edecek elde edilmesi gereken bilgilerin listesi hazırlanarak başlanmalıdır. Bilinen bulguların analizi ile sorun tespit edilmeye çalışılır. Test verilerine ait şablon oluşturulur, değerlendirilir, incelemeler ve yeni bilgi akışı varsa eklenir. Bu kısım da yapılacak çalışmalar arızanın bulunması hususunda oldukça faydalı bilgiler içerebilir.

Analiz edilen bilgilerin bilinen arıza veya problemlerle karşılaştırılması arıza incelemesinde trafo arızasının tanımlanması için oldukça kullanışlı bir tekniktir. Arıza incelemesinde görevli kişi veya kişilerin daha önceden tecrübe etmiş oldukları veya bilgisine sahip oldukları trafo arıza durumlarının bilinmesi hem arıza analizinde

uygun seneryoların hazırlanmasına hem de değerlendirilen arızanın tanımlanmasında uygun kararlar alınmasını sağlayacaktır. Diğer önemli faktör de arıza analizinde iki farklı uzman personelin görevlendirilmiş olmasıdır. İkisinden biri faraziyesini değiştirdiğinde farklı yaklaşımla diğerine incelemede açılım sağlayabilecektir. Tecrübeler bu şekilde iki farklı uzman görevlendirilerek yapılan arıza incelemesinin en iyi analiz imkanı sağladığını göstermiştir.

Güç transformatörü arızalandığında, trafonun dizayncıları, imalatçıları, arıza inceleme uzmanları ve işletme mühendisleri gibi çalışanlar bir araya gelerek arızayı düzeltecek uygulanabilir yol haritaları oluşturmaları arıza incelemesinde en sağlıklı olan uygulama tekniğidir .

Arıza incelemesi dört ana bileşenden teşekkül eder; hazırlık, test, inceleme ve sonuç olmak üzere.

Hazırlık aşamasında arıza hakkında hızlı bir şekilde bilgi, doküman toplanır, aynı anda arızaya ait bulgular kaybedilmeyecek şekilde test çalışmaları da gerçekleştirilir. Bazı durumlarda tecrübeye bağlı olarak arıza incelemesinde çalışan; hızlıca sonuca götürecek testlerin uygulanmasını talep edebilir. İnceleme ise üç adımdan oluşur, şöyle ki; harici inceleme, dahili inceleme ve nihayetinde gerek duyuluyorsa trafonun tankından çıkarılarak, açılarak incelenmesi ile araştırma tamamlanır. Arızayı değerlendirmek için yeterli veri toplandığında ve test sonuçlarına göre arıza inceleme mühendisleri incelemelerinin ardından arıza kaynağı olan faktörleri tespit edebileceklerdir [17].

Trafo arızaları; hazırlık verileri toplanmadan, inceleme tamamlanmadan, teşhis testleri uygulanmadan ve test sonuçları yorumlanmadan açıklanması veya formüle edilmesi mümkün değildir. Arıza incelemesinde genelde acele kararlar yanlış teşhise yönlendirir. Tüm bilgiler toplandıktan sonra, arıza derinlemesine analiz edilerek, doğru arıza seneryosu hazırlanarak ve çok önemlisi geliştirilmiş uygun tavsiyeler oluşturularak, arızaların tekrar etmesinin engellenmiş olunması sağlanmalıdır.

Trafo arızalarını incelediğimizde arızaların %70-80 ağırlığında bölümünün trafonun bobini ile alakalı olduğu EK-7'deki çalışmayla da görülmektedir, gerek tasarım kusurları gerekse işletme hatalarından kaynaklı arızalar sargıların hassaslığı nedeni ile çeşitli yollarla arızaların kaynağı olmasına neden olduğu görülmektedir. Yalnız bir arıza olduğunda maalesef arıza tipine göre kesin bir şeyler söyleyip arızaya bir çerçeve çizmek mümkün değildir. Arıza değerlendirmede tüm veriler dikkatlice incelenip ancak bunların sunduğu açıklayıcı bilgiler ışığında arıza hakkında kanata varılması mümkün olabilir, yoksa bu söylediklerimizi bir arızada birebir göremeyebiliriz, arıza şartlarının çok iyi bilinmesi gerekir. Sistem işletmesindeki konjektürün bize sağlayacağı verilere göre doğru sağlıklı kararlar veya tahminler yaparak arıza gelişimini önleyebilir, arıza hakkında karar verebiliriz. Genelde bir arızada elde edilen verilere göre verilen kararların arızaya çok yakın olduğu yaşanan tecrübelerde görülmektedir. Burada başından beri anlatılan arıza inceleme teknikleri sistem işletmesinde çalışanlara destekleyici bilgiler olarak değerlendirilmelidir. Trafo işletmeciliğinde asıl önemlisi arıza önleyici bakım politikalarının geliştirilip düzenli olarak dikkatlice uygulanıyor olması, çok iyi koruma sistemleri ile trafolarını işletmeleri ve işletme şartlarına göre uygun tedbirlerin alınması ile trafo arızalarının minimize edileceği bir gerçektir.

Güç sistem işletmecileri sistemde kullandıkları teçhizatın güvenli bir şekilde işletilmesi için farklı bakım politikaları izlemektedir. Önemli olan teçhizatın güvenilir bir şekilde işletilmesi, teçhizat hatası nedeni ile servis harici olmaların mümkün olduğunca asgari zamanda olması ve kısa bir zamanda bakım çalışmalarının yapılmasıdır. Bu durumun da işletmelerde sistemin büyümesi ile artan teçhizat sayısı ve eskiyen teçhizatın yenilenme yatırımlarının ertelenmesi gibi nedenlerle oldukça zordur. Güç sistem işletmelerinde çeşitli bakım stratejileri uygulanmaktadır; periyodik bakım, zamana dayalı bakım, teçhizatın kondisyonuna dayalı bakım veya bunların kombinasyonu ile uygulanan bakım politikaları mevcuttur. Periyodik bakım sistem şartlarının müsaade etmesi durumunda belirli kısa aralıklarla bir plan dahilinde teçhizatın bakımının yapılarak arızası söz konusu ise giderilme çalışmalarının yapıldığı durumudur. Bu politikanın uygulanabiliyor olması sistem güvenliğini oldukça arttıracaktır. Zaman periyodunun uygun olması durumunda

teçhizat da ki sorun büyümeden yakalanarak, sistem işletmesine zarar verecek seviyeye gelmeden çözüme kavuşturulacaktır, fakat bu politika işletmeler için bakım masraflarını oldukça artıracaktır. Kondisyona dayalı bakımda ise belirli bir programa göre test aletleri kullanılarak teçhizatın durumunun tespit edilip uygulanan bakımdır. Diğer bir deyişle teşhis testlerinin uygulanması ile teçhizatın sorunu tespit edilerek uygulanan bakım politikasıdır. Bu bakım politikasının da kısa aralıklarla teçhizata uygulanması teçhizat sorununun ilerlemeden yakalanma ve çare olacak tedbirlerin uygulanma imkanı sağlar. İşletme şartlarının teşhis testlerinin uygulanacağı çalışma şartlarına göre planlanması gerekmektedir. Son zamanlarda modern şirketler tamamıyla kondisyona dayalı bakım politikaları uygulayarak teçhizat ömrünü uzatarak varlıklarını en iyi şekilde işletme ve bakım masraflarını azaltacak tutum içerisindeyler. Bundan sonra transformatör arızaları üzerine yapılacak çalışmalarda arızaların engellenmesi için kondisyona dayalı bakım tekniklerinin geliştirilmesi önem arz etmektedir.

Transformatörlerin arıza istatistiği yönünden değerlendirilmesinde, dünyanın bazı bölgelerinde oldukça yüksek arıza oranının görülmesi, güç sistem işletmeciliğinde önemi tartışmaya gerek duyulmayacak güç trafoları açısından oldukça dikkat çekicidir. Dünyanın farklı yerlerindeki 14 yüksek gerilim laboratuvarından elde edilen bilgilere göre de trafoların kısa devre %40'ın üzerinde azımsanmayacak bir değer de 100 MVA'nın üzerindeki güç trafolarının arızalandığı görülmektedir [55]. Bu durum dikkatle göz önüne alındığın da ülkemiz gibi bazı hızla gelişen ülkelerde, orta ve büyük güçteki trafoların çok kısa bir zaman diliminde sistem işletmesine girmesine ihtiyaç duyulması; gerçekten trafoların kısa devre performansı bakımından büyük risk taşıdığını göstermektedir. Trafo imalat pazarının sınırlı olması, rekabetin getirdiği koşullar, güvenli dizayn kriterini yerine getirilmemesi, imalatçıların tecrübe eksikliği ve kısa sürede işletmeye alma talebi v.s ve ekonomik durum bizi iyi bir trafoyu servise almamız için sınırlamaktadır. Bu şartlar güç trafosunun güvenliğini zayıflatmakta, kısa devre ile karşılaşan güç trafosuna düşen görev sistemin büyümesiyle daha fazla artmakta olduğundan sisteme yeni girecek güç trafolarının kısa devre performansı açısından oldukça yüksek dayanımda olmasının gerektirmektedir.

Cigre'nin üye 18 ülkenin 11'inden 1993-1997 yıllarına ait yapmış olduğu araştırmada trafoların zayıf kısa devre performansı yönünden çok düşük oranda arıza yaşandığı tespit edilmiştir. 20 yaşın altında 70 kV'tan 800 kV'a kadar gerilim seviyesinde yapılan bu inceleme Cigre'yi trafoların kısa devre performansı açısından esas arıza kaynağı olmadığı düşüncesine götürmüştür [55]. Diğer ülkelerden toplanan bilgiler Cigre'nin çalışmasını desteklemez mahiyettedir. Sonuç da hızla büyüyen güç sistem işletmeleri güç trafosu teminin de belirli bir numune trafoda kısa devre akımları nedeniyle elektromanyetik kuvvetlerin tesirine karşı trafonun dayanım kapasitesini belirli bir spesifikasyon ile talep etmeli ve sisteme yeni girecek trafolarda kısa devre dayanım testini mutlaka aranan şart olarak istemelidirler.

Geçen son yıllarda bir çok ülkede, büyük güçteki trafoların arızaları sonucu hasarlanmaları iletim sisteminde çok büyük problemler oluşturmaktadır. Bu nedenle iletim sistemi işletmecileri sargılarda dolaşacak kısa devre akımlarını sınırlamak için ciddi önlemler olarak sistem ekipmanlarının zarar görmesini önlemek istediler, bu amaçla akım teknolojisi bilgisi ve uygun dizayn malzemeleri ile yüksek gerilim test laboratuvarlarının gelişmesi sıkı teknik kondisyonda dizayn edilmiş trafoların; bakım ve testlerinin iyi yapılmış olmasını sağlayarak, güç trafosu tedarikinde kısa devre dayanım testinin talep edilmesi ile güç sistem işletmeciliğinin güvenliğini garanti altına alacak tedbirleri uygulamaya koymak zorundadırlar.

1995 ve 2007 yılları arasında arızalanan trafoların arızalarının giderilmesi çalışmalarına dair kayıtlar incelendiğinde [59]: Sargı arızalarına dayalı trafo onarımlarında % 46 gibi çok yüksek bir oran dikkat çekmektedir. Kademe şalteri arızaları da % 27 ile azımsanmayacak bir yer tutmaktadır. Sadece kademe şalteri yağında zamanında yağ değişimleri ile bu oran azaltılabilecektir. Hatta kademe şalterindeki başlangıç arızası çoğu kere trafonun tüm gerilim ayar sargıları kademe şalterine geldiği için sargı arızasına dönüşmüş de olabilmektedir. Konu bushing ve tij bağlantıları arızaları açısından incelendiğinde ise % 15,5 gibi bir oran gözükmektedir. Bushing arızaları çoğu kere yangına sebep olması nedeniyle trafonun onarılmayacak kadar hasarlanmasına yol açmaktadır. Bu yüzden bushing arızalarının önüne geçecek en önemli unsurun tekniğine uygun testler yapmak olduğu

unutulmamalıdır. Nüve, boyunduruk, tutucu sistem ve diğer nedenlerden kaynaklanan arızalar açısından incelendiğinde ise % 11,5 gibi bir oranda arızalanma ağırlığı olduğu göze çarpmaktadır.

Cigre transformatör çalışma grubunun 13 ülkeden topladıkları 1000 adet arızalı trafo verileri ile yapmış olduğu benzer çalışmada ise trafo arızalarının % 40'ı kademe değiştiriciden, %30'u sargı, %14'ü bushing ve % 16 kadarında nüve ve diğer arızalardan oluştuğunu görmekteyiz [58].

Doble firmasının 1500 arızalı trafo ünitesi üzerinde yapmış olduğu çalışmada ise; sargı arızalarının %43, nüve ve diğer arızaların %22, bushing ve bağlantı elemanı arızalarının %19 ve kademe değiştirici arızalarının % 16 olduğunu belirlemişlerdir [42].

Bu çalışmaları karşılaştırdığımızda; ülkemizde sargı arızalarının oldukça yüksek olduğunu, bununda sistem etüd verilerine göre trafo seçiminde kısa devre empedans değerinin sistem ihtiyacına cevap verecek şekilde olmamasından veya trafo dizayn kriterlerinden kaynaklandığını söyleyebiliriz. Bushing arızaları yönünden tüm çalışmalarda da yaklaşık eşit değerlerin ortaya çıkması, bushing arızalarının belirleyici şartlarının tüm iletim sistemlerinde benzer olmasından kaynaklanmaktadır. Cigre'de ki kademe değiştirici arızalarının çok yüksek oranda olması, veri toplanan ülkeler arasında enterkonnekte sistem işletilmesi nedeni ile gerilim regülasyonun önemli rol oynayan kademe değiştiricilerin sık sık görev yapmasından kaynaklandığını, biz de ise bakım politikasının kademe değiştiricilerde yeterince uygulanmamasından kaynaklandığını söyleyebiliriz. Nüve ve diğer arızalar yönünden Cigre çalışma grubunun sonucunun ülkemizdeki arızalara göre yaklaşık % 50 daha fazla olması malzeme ve dizayn nedenlerinden ve özellikle kazan için el işçiliğinde ülkemizdeki imalat prosesinin daha tutarlı olmasından kaynaklanmaktadır.

Trafo imalatçıları bakış açısı ile işletmede yaşanan olayların hakkında iyi bilgi sahibi olunması neticesinde, tasarımda dizayn ve konstrüksiyon için temel olabilecek



önemli olaylar belirlenmelidir. Buradaki sahip olunan bilgi ile yeni test ihtiyacının belirlenmesine de yardımcı olacaktır. Trafoların işletmedeki durumlarının kontrolü de bu şekilde daha iyi yapılabilir.

İşletme tecrübelerinin geri beslemesi tatmin edici çözümlerin üretilmesine de şüphesiz kaynak oluşturacaktır. İmalatçılar garantileri kapsamındaki trafoların servis harici olması ile tekrar fabrikaya dönmesinden finansal nedenlerle oldukça rahatsız olmaktadır.

Transformatör arızalarının incelenmesi neticesinde; arıza kaynağının nedeni olarak mekanik % 53, dielektrik %31, diğer arıza durumları % 16 olarak belirlenmiştir [58]. Harici bir etki ile trafonun arızalanması yaklaşık % 70'tir. Üretim merkezlerindeki trafoların indirici merkezdeki trafolarına göre arıza oranı oldukça düşüktür. Bunun ana nedeni üretim merkezlerinde çok fazla manevra olmaması, sık sık yük altında kademe değiştiricilerin devreye girip çıkmamaları olarak söyleyebiliriz. Oto trafoların harici etki ile arızalanmaları diğer trafolarına göre daha fazladır, %90 yaşanan arıza harici etki ile olmuştur.

Arızalanan trafolarında tamir süresi yönü ile incelendiğinde genelde manyetik devre ve sargı arızalarının tamiri diğer arızalara göre daha uzun zaman almaktadır. OLTC'li trafolarında OLTC arızası genelde 30 günü geçmemektedir.

Cigre Trafo Çalışma Grubu tarafından yapılan çalışmada elde edilen veriler değerlendirildiğinde büyük arıza oranının, %46'sı dizayn, imalat ve kullanılan materyallerin etkisinde ortaya çıktığına karar vermişlerdir. Bu çalışma ile 700 kV'un altında işletilen trafoların tüm trafolar içerisinde arızalanma oranı %2 olarak belirlenmiştir. Arızanın çoğunlukla indirici merkez trafolarında olduğu ve arıza kaynağının da trafo aksesuarlarının ağırlıkta olduğu belirlenmiştir. Özellikle bushing ve bağlantıları, OLTC'ler olarak belirlenmiştir. Bu trafolarında servis dışı ederek bakım uygulanmasının sınırlı olması trafolarında arıza gelişim sürecinin başlangıcının belirlenmesinde engel oluşturmaktadır. Ana arıza kaynağı olarak mekaniki nedenler olarak açıklanmıştır. Arızanın dizayn, imalat, materyallerden kaynaklanan

nedenlerden dolayı olması durumunda tamir süresi ve tekrar servise girme süresinin uzadığı tespit edilmiştir. Yapılan incelemede arıza oranı trafonun gücü ve gerilimine göre artma eğilimindedir. Bu çalışmada tespit edilen ortalama tamir zamanı 7,88 ay/arıza olarak belirlenmiştir [58].

Arıza incelemesinde kolaylık sağlayacak program bu çalışma ile beraber geliştirilmeye çalışılmıştır. Programın akış diyagramında güç trafosunun muhtemel koruma fonksiyonları ile servis harici olması ile periyodik testlerde arıza inceleme çalışmalarında sonuca ulaştıracak muhtemel durumların tespiti amaçlanmıştır. Sahadan elde edilecek tecrübelerin geri beslemesi ile program daha da geliştirilerek trafo arızalarının incelenmesinde önemli fayda sağlayabilecektir.

Ancak saha şartlarında güç transformatörlerinde yaşanan bir arızanın salt bir yazılım programı ile değerlendirilemeyeceği de bir gerçektir. Bu program arıza incelemesinde kılavuz rolü oynayarak, incelemede bulunan kişi veya kişilere belirli değerlendirme prosesi sağlamaktadır. Diğer yandan güç trafosu arızasının incelenmesinde asıl görev arıza incelemesinde bulunan uzmanın elde edilen bulgular ışığında ortaya koyacağı hipotezin tutarlılığı arıza analizinde yerinde kararlar alınmasını sağlayabilmektedir.

Bu çalışmada geliştirilen program ile yapılan arıza incelemeleri EK-1, EK-2, EK-3, EK-4, EK-5 ve EK-6'da gösterilmiştir. Bu çalışmalar incelendiğinde arıza incelemesinde asıl önemli unsurun incelemede bulunan uzman kişinin ön arıza tecrübelerine sahip olmasının ne derece etkin olduğu görülmüştür. Program ile sistematik arıza bilgileri toplanabilmekte, analiz edilerek arıza hakkında analitik düşünce ile hipotezler geliştirip kararlar verilebilmektedir.

Güç transformatör arızalarının incelenmesine ait yapılan bu çalışmanın arıza tecrübeleri ile geliştirilmesinden sonra özellikle elektrik iletim işletmelerinde kullanılabilir olması ülke ekonomisine fayda sağlayacaktır.

## KAYNAKLAR

1. Jeszenszky, S., “History of Transformers” , IEEE Power Engineering, *Review*, 16 (12): 1-4 (1996).
2. Çetin, İ., “Transformatör”, *Günlük Ticaret Gazetesi Tesisleri*, İstanbul, 2-94 (1987).
3. Prigent, S., Dael, E., Scheurer, D., “Experience and Research”,*Transformer Protector Semineri*, Ankara, 4-12 (2005).
4. Güzelbeyoğlu, N., “Elektrik Makinaları II”, *İTÜ Elektrik Elektronik Fakültesi Yayınevi*, İstanbul, 23-98 (1978).
5. Allan, D., Moore, H., “Theory and Principles”, Electric Power Transformer Engineering, Harlow J., *CRC Press LLC*, USA, 6-14 (2004).
6. Korkut, M., “Güç Transformatör Test Notları”, *BEST AŞ.*, Balıkesir, 23 (2005).
7. Waters, M., “The Short –Circuit Strength of Power Transformer”, *MACDONALD*, London, 33-109 (1966).
8. Martin, J.H., “A Pratical Technology of The Power Transformers”, The J& P Transformer Book, Twelfth Edition, *PLANTA TREE NEWNES*, Oxford, 226-245 (1998).
9. ABB–GROUP, “Transformer Components”, Transformer Handbook, *ABB Power Technologies Management Ltd. Transformer*, Switzerland, 92-95 (2004).
10. “IEEE Guide for Liquid Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration”, *IEEE Std. C57.109-1993*, USA, 9-10 (1993).
11. Rush, P., “Transformer and Transformer Feeder Protection”, ALSTOM, Network Protection&Automation, *Montpellier*, France, 260-268 (2002).
12. Jinsim, H., Digby, S.H., “Power Transformers”, Waukesha Electric Systems, Electric Power Transformer Engineering, *CRC Press*, 36-40 (2004).
13. Wendahl, L.K., Horne I.J., “The Core-Form Transformer-Designed for Strength”, *McGraw-Edison Co.*, USA, 45 (1975).
14. McNutt, J., Ayers, N., “Power Transformer Short-Circuit Strength-Requirements, Design and Demonstration”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS 89*, USA, 8: 1955-1960 (1970).

15. Binder, W., Moore, H., “Wauskeha Electric Systems Instructions Book”, **CRC Press LLC**, USA, 82-196 (2004).
16. Bartley, W.B., “Analysis of Transformer Failures” **International Association of Engineering Insurers 36<sup>th</sup> Annual Conference**, Stockholm, 1-5 (2003).
17. Bartley, W.B., “Investigating Transformer Failures”, **The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co.**, USA, 1-9 (2004).
18. IEEE C57.125-1991, “**IEEE Guide for failure Investigation Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors**, ANSI, USA, 12-60 (1991).
19. Odaoğlu, H., “AREVA Transformatör Test Tekniği”, **AREVA**, İstanbul, 4-47 (2004).
20. Odaoğlu, H., “Transformatör Deneyleri”, **Bileşim Matbaacılık AŞ.**, İstanbul, 49-76 (2006).
21. Türkcan, A., “İzolasyon Testleri”, TEK İletim Şebekeleri İşletme Başkanlığı-Eğitim Daire Başkanlığı, **EDB .79.1.158**, Ankara, 36 (1979).
22. Grosh, P.S., Hashim, H., Muhammedazizi,A., “Frequency Response Analysis of Power Transformer”, Universiti Tenaga Nasional, College of Engineering, **Electrical Engineering Department**, USA, 1-6 (2005).
23. Mcgrail, T., “SFRA BASIC ANALYSIS”, **DOBLE ENGINEERING**, USA, 1: 32 (2003).
24. Sezer, M., “Elektrik Donanımında Gaz Analizi Yöntemiyle Arıza Yorumu”, **TEAŞ**, Ankara, 34-45, 55-64, 72-79, 83-94 (1999).
25. Duval, M., “Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer”, **IEEE Electrical Insulation Magazine**, 5(6): 23 (1989).
26. “Mineral oil-impregnated electrical equipment in service- Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis”, **IEC Publication 60599**, 8-21 (1999).
27. Amaç, A., Saçkesen, E., “Koruma Sistemleri”, **TEİAŞ Soma Elektrik Teknojileri Geliştirme Eğitim Tesisleri İşletme Müdürlüğü**, Soma, 4-74 (2005).
28. Allan, D.J., “Failure and Causes”, The J&P Transformer Book, **Iliffe Books** Ninth Edition, Stafford, 660-680 (1965).

29. Dymkov, A., “Trafoların Yalıtımı ve Yıldırımdan Korunması” *TEK Elektrik Üretim ve İletim Müessesesi İletim Şebekeleri İşletme Grup Müdürlüğü*, Ankara, 88(1): 1-5: 11-13 (1988).
30. Saraçoğlu, Y., “Transformatör Arızaları ve Yanıcı Gaz Analizi”, *TEK Test Başmühendisliği*, İzmir, 1: 11-15 (1978).
31. Taş, R., “Fethiye TM’de Yapılan Testlere ait Rapor”, *TEK İzmir Test Grup Başmühendisliği*, İzmir, 92(60): 2-6 (1992).
32. Sağıroğlu, K., Yile, Ş., “250 MVA ‘lık Güç Trafosunun Manevra Anında Açması ile ilgili ALSTOM Firmasının Raporu”, *ALSTOM*, İstanbul, 1-8 (2000).
33. Aksu, E., “Ferrorezonans”, TEK Eğitim Daire Başkanlığı, *RÖA Grup Başmühendisliği*, Ankara, 10-14 (1988).
34. Çubukcu, Z., “Transformatörlerde Ferrorezonans Olgusunun İncelenmesi”, *TEK Test Grup Başmühendisliği*, İstanbul, 91(34): 4-7 (1991).
35. Hochart, B., “Power Transformer Handbook”, *ALSTOM BUTTERWORTHS*, London, 222-226 (1992).
36. Yeniay, A., “Işıklar TM’de yapılan Testlere ait Rapor”, *TEK Test Grup Başmühendisliği*, İzmir, 97(77): 4-9 (1997).
37. MR- Maschinenfabrik Reinhausen, “On Load Tap Changers Type M&MS” *Operation & Maintenance Catalog*, Germany, 1-6 (2005).
38. Şakrak, Ü., “Aliğa II TM’de Yapılan Testlere ait Rapor”, *TEK Test Grup Başmühendisliği*, İzmir, 85(9): 3-8 (1985).
39. Yılmaz, F., “Trafo Arızaları ve Giderilmesi”, *TEK Batı Anadolu Şebeke İşletme Grup Müdürlüğü Hizmetiçi Eğitim Notları*, İzmir, 1-6 (1983).
40. Saraçoğlu, Y., “Transformatör Nüve Topraklama Sistemi ve Sorunları”, *TEK İletim Şebekeleri İşletmeler Daire Başkanlığı Test Müdürlüğü*, Ankara, 77(001): 3-9 (1977).
41. Şakrak, Ü., “Bandırma II TM’de Yapılan Testlere ait Rapor”, *TEK Test Grup Başmühendisliği*, İzmir, 135(3): 3-8 (1985).
42. Allan, D., “Maintaining Asset Performance”, *Doble Regional Seminars 2005*, *Doble Engineering Co.*, Ankara, 1(3): 6-12 (2005).
43. Çubukcu, Z., “Kısa Devre Neticesinde Sargı Şekil Bozukluğuna Uğramış Transformatörler”, *TEK Elektrik Üretim İletim Müessesesi İstanbul Test Grup Başmühendisliği*, İstanbul, 91(47):1-3 (1991).

44. Yeniay, A., “Bozyaka TM’de Yapılan Testlere ait Rapor”, *TEAŞ Batı Anadolu İşletme Grup Müdürlüğü, Test Grup Başmühendisliği*, İzmir, 97(66): 1-7 (1997).
45. Çubukcu, Z., “Sargılarda Kesit Küçüklüğü veya Soğutulmaması Nedeni ile Olan Arızalar”, *TEK Elektrik Üretim İletim Müessesesi, İstanbul Test Grup Başmühendisliği*, İstanbul, 91(48):1-3 (1991).
46. “Doble Minutes 78/6, 1101 A”, *Doble Engineering Co.*, USA, 4-7 (1979).
47. “Doble Minutes 76/6, 1101 B”, *Doble Engineering Co.*, USA, 8-13 (1977).
48. “SFRA and Axial Collapse”, Doble Engineering SFRA Resource Center, *Doble Engineering Co.*, USA, 1-5 (2003).
49. “SFRA and Hoop Buckling”, Doble Engineering SFRA Resource Center, *Doble Engineering Co.*, USA, 2-7 (2003).
50. “SFRA and Shorted Turns”, Doble Engineering SFRA Resource Center, *Doble Engineering Co.*, USA, 1-3 (2003).
51. Çubukcu, Z., “Yüksek Gerilimli Trafolarında Toprak Ekranı Kullanımı”, *TEK Elektrik Üretim İletim Müessesesi, İstanbul Test Grup Başmühendisliği*, İstanbul, 91(49): 1-4 (1991).
52. Moser, H.P., “Transformerboard”, *Weidmann Co.*, USA, 104-108 (1983).
53. “Doble Minutes 77/6”, *Doble Engineering Co.*, USA, 401 (1978).
54. Çubukcu, Z., “Trafoların ve İzolasyon Yağlarının Kurutulması, Yağların Trafoya Doldurulması ve Yaşlanan Yağların Yenisi ile Değiştirilmesi”, *TEK İletim Şebekeleri İşletme Dairesi Başkanlığı, Ankara Test Müdürlüğü*, Ankara, 5-7 (1991).
55. Dilli, B., Gülyeşil, O., Iliceto, F., Caprio, P., Bergonzi, L., “Power Transmission Reliability-Technical and Economic Issues Relating to The Short-Circuit Performance of Power Transformers”, *CIGRE- 12-107*, Paris, 1-11 (2000).
56. “1994-2007 Yılları Arasındaki Arızalanan Güç Transformatörlerine ait ilk işletme, arıza öncesi, tamir sonrası, yaklaşık 1000 adet Test Raporu”, *TEİAŞ İletim Şebekeleri İşletme Bakım Daire Başkanlığı, Test Müdürlüğü*, Ankara, 2-18 (2007).
57. “Envanter Kayıtları”, *TEİAŞ İletim Şebekeleri İşletme Bakım Daire Başkanlığı, İletim Merkezleri İşletme Bakım ve Koordinasyon Müdürlüğü*, Ankara, 1 (2007).

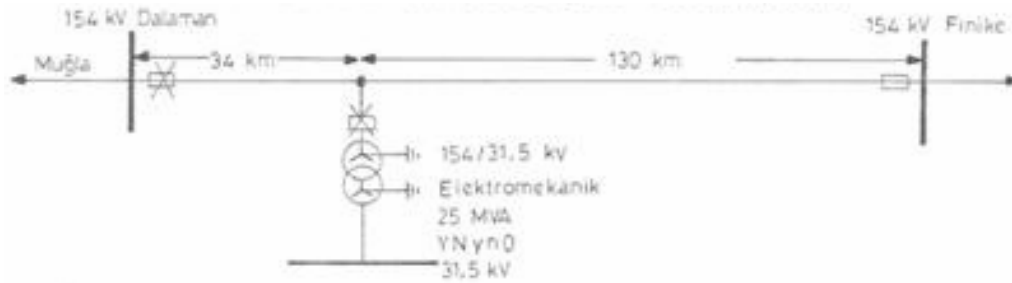
- 58.** Dietrich, W., “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service”, *CIGRE Final Report of Working Group 05 of Study Committee 12, Electra no 88*, France, 23-48 (1983).

**EKLER**



## EK-1 Yıldırım düşmesi ile arızalanan trafonun arızasının incelenmesi

FETHİYE Trafo Merkezinde aşağıda şekil’de tek hat şeması verilen 154 kV Dalaman-Finike Enerji iletim Hattı (EİH)’na saplama olarak giren Fethiye TM’de 20.11.1992 tarihinde saat 11:35’de 25 MVA,154/31,5 kV Güç Transformatörü Bucholz rölesinin alarma ve açma fonksiyonlarının çalışması ile servis harici oluyor. Aynı anda 154 kV Dalaman TM’de 154 kV Finike fideri mesafe koruma rölesi B faz kademe sinyali ile birlikte trip yapmıştır. Karşı trafo merkezi 154 kV Finike TM’de herhangi bir röle sinyali veya açma bilgisi alınamamıştır.



Şekil 1.1. Arıza ile ilgili merkezlere ait tek hat şeması

### İşletme için uygunsuz durum

Güç Transformatörü Bucholz rölesinin alarma ve açma fonksiyonlarının çalışması ile servis harici oluyor.

Arıza ihbarı alınır alınmaz,154 kV Fethiye TM’nin tablocuları ile yapılan görüşmede;TM’nin saplama noktasından Finike tarafına doğru 3. direğine yıldırım düştüğü öğrenilmiştir.Denizli Trafo Bakım ekibince yapılan ilk kontroller de transformatörün açmasını sağlayan bucholz rölesinde toplanan gazın yanıcı olduğu tespit edilmiştir.

### Bilgi toplanması

Trafo şiddetli darbe ile arızalanıyor. Bunun için arıza kayıtları, osilo çıktıları üzerine çalışılarak, 154 kV hatta düşen yıldırım gerilim dalgasının trafo sargılarına ulaştığı,trafo yalıtımının bu darbeye dayandığı ancak darbenin trafo iç yalıtımında kısmi deşarj yol açtığı ,bu deşarj sonucu oluşan gazların bucholz rölesini çalıştırdığı sonucu çıkmaktadır.Trafodaki gaz oluşumunun önüne geçilemeyeceğinden hareketle Dalaman –Finike hattına ait mesafe koruma rölesinin 80-100 msn de görev yapması,

### EK-1 (Devam) Yıldırım düşmesi ile arızalanan trafonun arızasının incelenmesi

diferansiyel rölenin ayarlanmış olduğu değerden daha küçük bir akımın deşarj anında sirküle ettiğini indike etmektedir. Bu nedenle diferansiyel rölenin çalışmadığı görülmüştür. Finike TM’de herhangi bir rölenin çalışmamış olması yürüyen dalganın söz konusu TM’deki rölelerin başlatma sınırının dışında bir arıza oluşturduğu anlaşılmaktadır. Arızada Parafudrlara ait sayaçların değişmediği gözlenmiştir. Parafudur’un hattaki yıldırım gerilim dalgası genliğini sınırlamadığı hat koruma telinin trafoya ulaşan dalganın genliğini bir ölçüde düşüreceği söylenebilir. Arızada B fazı toprak sinyalinin mesafe koruma rölesinden alınmış olması, en azından B fazına ait parafudurların fabrika şartlarında test edilerek görev yapmama nedenleri araştırılmalıdır. Ayrıca Trafo merkezinin topraklamasının etüd edilmesinde yarar mülhaza edilmektedir. Arıza inceleme programında yapılan analiz değerleri incelendiğinde;

Çizelge 1.1. Arıza inceleme program kayıtları

<b>kontrol Tipi</b>	<b>Testin Adı</b>	<b>Seçim</b>	<b>Sayısal Değer</b>	<b>Açıklama</b>	<b>Sonuç- Yorum</b>
Analiz	Yüzde Pf Testleri	evet	0,44	CH	Normal
Analiz	PolarizasyonEndeksi	evet	1,15	1.dakikalık 154/Tank	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	1,75	A-N	Problem
Analiz	Test Seçiniz	evet	1,75	B-N	
Analiz	Test Seçiniz	evet	1,75	C-N	
Analiz	Sargı DC direnci	evet	1,75	B-N	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	1,75	C-N	Normal
Analiz	Sarım Oranı	evet	4,39	A-N/a-n	Problem
Analiz	Sarım Oranı	evet	4,39	B-N7b-n	Normal
Analiz	Sarım Oranı	evet	1,75	C-N/c-N	Problem
Analiz	İkazAkımı	evet	18,00	A-N	Normal
Analiz	İkazAkımı	evet	12,00	B-N	Problem
Analiz	Sarım Oranı	evet	18,00	C-N	Problem
Analiz	İkazAkımı	evet	18,00	N-A	Problem
Analiz	YagDielektrikDayanımı	evet	60,00	üzeri	Normal
Analiz	YagdaSuMiktari	evet	20,00		Normal
Analiz	YagIcYuzeyGerilme	evet	39,00		Normal
Analiz	YagRenk	evet	0,05		Normal
Analiz	ToplamYaniciGazMiktari	evet	8222,00		Problem
Analiz	Asetilen/Etilen	evet	0,38	Yüksek Enerjili Deşajlar (D2)	
Analiz	Metan/Hidrojen	evet	0,02	Kısmi Deşajlar (PD)	
Analiz	Etilen/Etan	evet	4,80	Termik Arıza T> 700°C (T3)	

## EK-1 (Devam) Yıldırım düşmesi ile arızalanan trafonun arızasının incelenmesi

Çizelge 1.1(Devam). Arıza inceleme program kayıtları

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama	Sonuç-Yorum
AlarmAcmaBilgileri	GazAlgılamaRolesi	evet	1	Bucholz açma ve alarm ile trafo servis harici olmuş	
AlarmAcmaBilgileri	AnanSiyatorRolesi	evet	1	Aynı anda 154 kV Dalaman TM'de 154 kV Finike fideri mesafe koruma rölesi B faz kademe sinyali ile birlikte trip yapmıştır	
BucholzAlarm	BucholzAlarmCalisti	evet	1	normal	
BucholzAlarm	GazVarmi	evet	1	yanıcı gaz tespit edilmiş.	
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,44	CH	Normal
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,43	CL	Normal
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,3	CHL	Normal
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,05	Yağ	Normal
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0,71	YG A-Tap	
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0,59	YG B-Tap	
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,59	YG C-Tap	Problem
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0,41	YG N-Tap	
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	evet	1,15	1 dakikalık P.E 154kV/Tank	Normal
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	evet	1,05	1 Dakikalık P.E 31,5/Tank	Normal
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	evet	1,14	154/31,5 1 Dakikalık P.E	Normal
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	18	1. Kademe A-N	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	12	1.kademe B-N	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	18	1.Kademe C-N	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	395	a-n	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	250	b-n	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	395	c-n	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	1,75	A-N	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	1,75	B-N	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	1,75	C-N	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	0,05	a-n	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	0,5	b-n	
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	0,06	c-n	
UygulanacakTestler	Sarım Oranı Testleri	evet	4,39	A-N/a-n	
UygulanacakTestler	Sarım Oranı Testleri	evet	4,39	B-N/b-n	
UygulanacakTestler	Sarım Oranı Testleri	evet	4,39	C-N/c-n	

EK-1 (Devam) Yıldırım düşmesi ile arızalanan trafonun arızasının incelenmesi

### Analiz

Hava şartları ve arıza kayıtları ile osilo çıktıları analiz edildiğinde 154 kV hatta arıza olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Trafoya ait röle bayrak ve sinyallerinin analizi, elektriki testlere uygun olarak elektriki testler herhangi bir arızayı indike edecek bulgu sağlamamıştır. Ancak izolasyon yağı gaz analizi testlerinde çok fazla miktarda Hidrojen (H<sub>2</sub>) ve Metan (CH<sub>4</sub>) gazı önemli miktarda Asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) gazı ayrıştığı hemen dikkat çekmektedir. IEC 60599 standardına göre bu durum trafo da yüksek enerji yoğunluklu kısmi deşarjlar olduğunu göstermektedir. Bucholz da gaz toplanmış olması dikkate değer bir hususdur. Arıza sırasında gazların oluşması açığa çıkan enerji miktarına bağlı olup, kısmi deşarjlarda gazların yavaş oluştuğu ve muhtemelen yağda eridikleri bilinmektedir. Ancak bu arızada çok fazla H<sub>2</sub> gazı ayrışmasının yağın aşırı doyumuna yol açtığı ve sıcaklığında etkisi ile bucholzda gaz toplandığı sanılmaktadır.

Yıldırım Darbe geriliminin yalıtım üzerinde etkisi, bu gerilimlerin tepe değeri ve dalga şekline göre yani dalganın zamanla değişimine ve toplam süresine bağlıdır. Trafo güvenliğinin büyük ölçüde darbe gerilimi genliğinin, sargı iç yalıtımı içinde üniform biçimde dağılmasına bağlı olduğu, gerilim dağılımı başlangıcının sargı kapasiteleri ile orantılı olduğu bilinmektedir. İmalatçı firma ile temasa geçilerek sarguların durumunun tespit edilmesi işletme emniyeti açısından önem arz etmektedir.

### Sonuç

Trafodaki yanıcı gazların tahliye edilmesine müteakip devreye alınmasında bir mahzur görülmemektedir. Trafonun yanıcı gazlarının tahliyesinden sonra gaz analizi yapılarak gaz analizinin ikişer aylık periyotlarla uygulanması ile trafonun müşahade altında tutulmasında fayda görülmektedir.

EK-2 Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

250 MVA Ototrafonun boşta devreye alma anında yaşanan arızada, TR-4 rumuzlu 250 MVA trafo koruma ayarları son zaman kademesine ayarlanmasına rağmen, nötr toprak rölesinin çalışması nedeni ile müstakil veya bank olarak devreye alınamamıştır.

Trafonun servis harici olması;

380 kV bara gerilimi sıfır olmuş , istasyona gerilim alınıp 380/154 kV Bank-B'ye 380 kV taraftan gerilim tatbik edildiğinde, bank da bulunan TR-3 ve TR-4 rumuzlu trafolarla ait nötr toprak röleleri çalışarak Bank-B kesicisini açtırmışlardır.

Bilgi toplama;

Açma anına ait arıza kayıtları incelendiğinde; TR-4 rumuzlu trafo 380 kV taraftan enerjilendiğinde, trafo nötr toprak bağlantısından, 6 saniyeden fazla süre ile primer değerı 98 A'den büyük genlikte akım geçtiği tespit edilmiştir.

Arıza inceleme programında sahadan gelen değerlerin analizi;

Güç trafosu ve yağı üzerinde yapılan testler normal bulunmuştur. Test sonuçlarına göre TR-4 rumuzlu trafonun nötr toprak rölesi ile servis harici olmasını aşırı ikazlamadan kaynaklandığı indike etmektedir. şöyle ki sistem arızası sonrası baraya gerilim alınıp trafo devreye alınmak istendiğinde, gerilimin trafo terminallerine uygulanması sonucu, nüvenin doyuma ulaştığı ve aşırı mıknatıslanma akımları çektiği ve buna bağlı olarak konu olan akımların nötr toprak rölesini çalıştırdığı anlaşılmaktadır. Darbe mıknatıslanma akımı trafonun nominal akımının çok üzerinde olabilmekte, bu akımlar 300-400 msn'de ilk değerlerin bir hayli altına düşmekte ancak tamamen azalması saniyelerce sürebilmekte ve titreşen nüve plakalarından gelen gürültü ile kolayca hissedilmektedir.

## EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

Çizelge 2.1. Arıza inceleme programı kontrol kayıtları

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
ToprakKoruma	ToprakKorumaRolesiCalisti	Evet	98	Amper akım arıza kaydında 6sn nötrde akmış
HariciInceleme	YıldırımDusmelziVarmi	EHayır		Sistem normal
HariciInceleme	SistemdekiOlaylarlaİlgiliBilgiToplandimi	Evet		Anormal durum yok
HariciInceleme	ParafudurunFizikselDurumuNormalmi	Evet		Çalışmamış,normal
HariciInceleme	MaksimumKademeDegistirmePozisyonu	1	16	16.kademede işltiliyormuş
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	1	0,16	CH
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	1	0,09	Yağ
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,36	380 A-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,39	380 B-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,41	380 C-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,47	N-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,36	154 A-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,34	154 B-Tap
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	1	0,33	154 C-Tap
UygulanacakTestler	Yağ Kimyasal Testleri	1	86,6	İzolasyon Yağı Delinme Gerilimi Testi
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	1	1,15	380(154)/Tank P.E
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	1	9,1	1A-N 16.kademe
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	1	9,5	1C-N 16.kademe
UygulanacakTestler	Sarım Oranı Testleri	1	2,18	1A-N/2A-N 16.kademe
UygulanacakTestler	Test Seçiniz	-1	2,18	1B-N/2B-N 16.kademe

## EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

Çizelge 2.1. Arıza inceleme programı kontrol kayıtları

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	1	0,48	380 16 kadme1A-N
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	1	0,47	380 16 kadme1B-N
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	1	0,48	380 16 kadme1C-N
Genel Değerlendirme	Dış Görünüşte Problem Var mı	Hayır		Trafonun dış görünüşünde sorun yok.
Genel Değerlendirme	Elektrik Testleri Yağ ve Gaz Analizi uygulandı mı	Evet		Uygulandı.
Analiz	Yağ Dielektrik Dayanımı	evet	86	Normal
Analiz	Yağda Su Miktarı	evet	20	Normal
Analiz	Yağ İçerisinde Gerilme	evet	40,5	Normal
Analiz	Yağ Renk	evet	0,05	Normal
Analiz	Asetilen/Etilen	evet	1	Düşük Enerjili Deşajlar (D1)
Analiz	Metan/Hidrojen	evet	0,33	Düşük Enerjili Deşajlar (D1)
Analiz	Etilen/Etan	evet	0,5	Termik Arıza T< 300°C (T1)

Diğer yandan nüvenin doyumu sonucunda meydana gelen aşırı ve dengesiz akı devresini nüve dışındaki boşluktan tamamlayacağından sargılar arası, nüve tank arası ve tank gibi hem nüvede hem de konstrüksiyon üzerinde aşırı ısınmalara neden olacaktır. Bu durumda nüve plakaları arasındaki kağıt, lak gibi izolasyon malzemeleri bozulabilecek, kazan ve nüve sıkıştırma plakaları üzerindeki civataları kaynaklayabilecektir.

## EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

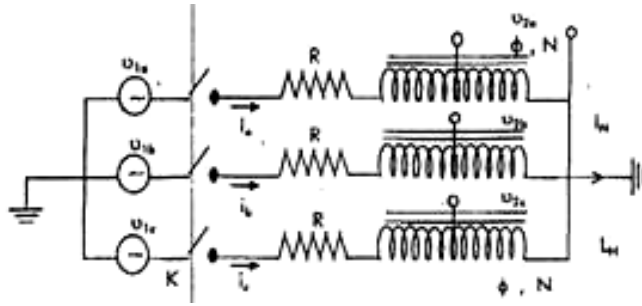
Sonuç;

Trafonun boştaki gerilim kademesinin bara gerilimi ile aynı olması bilhassa trafolar devreye alınırken çok önemlidir. Kademe değiştirerek sarım ilave etmek mıknatıslanma akımlarının değerini düşüreceğinden trafonun son kademelerinde enerjilendirilmesinde fayda görülmektedir. Trafonun tasarımından kaynaklanabilecek bir sorun söz konusu olup olmadığıın anlaşılması için arızanın trafo imalatçısına bildirilmesine karar verilmiştir.

Firmanın Raporu;

250 MVA ,380/158 kV, üç fazlı 50 Hz'lik ALSTOM Ototrafonun Boşta devreye girme olayında şebekeden alınan akımların incelenmesi:

Ototransformatörün boşta devreye alınması 380 kV'luk sargı tarafından yapılmaktadır.Bağlantı şeması aşağıdaki Şekil 2.1'de gösterilmiştir.



Şekil 2.1. Ototrafonun enerjilendirilme anı

Buradaki  $u_{1a}$ ,  $u_{1b}$ ,  $u_{1c}$  gerilimlerini yazacak olursak;

$$u_{1a}=V_m \cdot \sin \omega t \quad , \quad u_{1b}=V_m \cdot \sin \omega t \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad , \quad u_{1c}= V_m \cdot \sin \omega t \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} \right)$$

$N$ =Toplam sarım sayısı:1051

$S$ =Çekirdek Kesidi: $0,5832 \cdot 10^4 \text{ m}^2$

$R=0,45\Omega$

Ototransformatör üç fazlı şebekeye K kesicisi ile bağlandığında ,Kirshhoff gerilim denklemleri olarak ;



EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

$$u_{1a} = V_m \cdot \sin \omega t = R i_a + N \frac{d\Phi_a}{dt} \quad \Phi = B \cdot S$$

$$V \sin \omega t = R i_a + N S \frac{dB_a}{dt} \quad (1)$$

$$V \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) = R i_b + N S \frac{dB_b}{dt} \quad (2)$$

$$V \sin \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} \right) = R i_c + N S \frac{dB_c}{dt} \quad (3)$$

yazılır. Ototransformatörün lineer olmayan boşa ki karakteristiği laboratuarda yapılan deneyden elde edilir. Bu karakteristik eğri aşağıda grafikte gösterilmiştir. Minimum kareler yöntemi ile bilgisayarda bu grafiğin n.ci dereceden bir polinom uydurulabilir. Bu polinom için,

$$B = f(i) = a_9 i^9 + a_8 i^8 + a_7 i^7 + a_6 i^6 + a_5 i^5 + a_4 i^4 + a_3 i^3 + a_2 i^2 + a_1 i^1 \quad (4)$$

yazılabilir. (1), (2) ve (3) denklemlerini,

$$\frac{V \sin \omega t - R i_a}{\frac{dB_a}{di_a} N S} = \frac{di_a}{dt} \quad (5)$$

$$\frac{V \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) - R i_b}{\frac{dB_b}{di_b} N S} = \frac{di_b}{dt} \quad (6)$$

$$\frac{V \sin \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} \right) - R i_c}{\frac{dB_c}{di_c} N S} = \frac{di_c}{dt} \quad (7)$$

şeklinde yazılıp bilgisayarda çözerek  $i_a(t)$ ,  $i_b(t)$ ,  $i_c(t)$  akımları bulunur. Şemadan nötr akımı için;

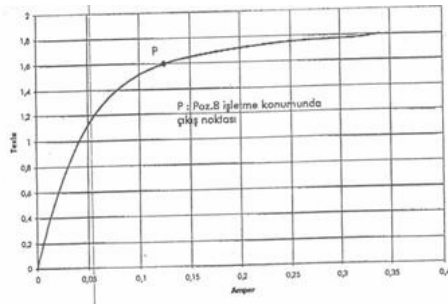
$$i_a(t) + i_b(t) + i_c(t) = i_N(t) \quad (8)$$

bulunur. Faz akımları  $i_a$ ,  $i_b$  ve  $i_c$  zamanda birbirine göre  $\frac{2\pi}{3}$  açılık faz farkında

olmalarına rağmen K kesicisinin kapama anında şebeke gerilimlerinin farklı

EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

değerlerde olması nedeni ile simetrik olmazlar. Devre üç fazlı lineer olmayan bir devre olduğundan, K'nın kapanma anına göre  $i_a$ ,  $i_b$  ve  $i_c$  nin değişimleri farklılık gösterir ve bunun sonucunda da  $i_N$  de değişik değişimler gösterir.



Şekil 2.2. Akım ve akı değişimi

$$B=f(i)=a_9i^9 + a_8i^8 + a_7i^7 + a_6i^6 + a_5i^5 + a_4i^4 + a_3i^3 + a_2i^2 + a_1i^1$$

Yalnız a fazının göz önüne alınması;

$$V_m \cdot \sin \omega t = NS \frac{dB}{dt} \text{ ya da } (V_m \cdot \sin \omega t) dt / NS = dB \quad (9)$$

olur. Heriki tarafın entegralı alınırsa,

$$-\frac{V_m \cos \omega t}{NS \omega} = B + C \quad C: \text{entegrasyon sabiti} \quad (10)$$

bulunur.  $t=0$   $B=0$  kabul ederek, C sabiti için,

$$C = -\frac{V_m}{NS \omega} \quad (11)$$

elde olunur. C, değeri (5)'denklemden yerine yazılır ve anılan ototrafo için sayısal değerler kullanılırsa,

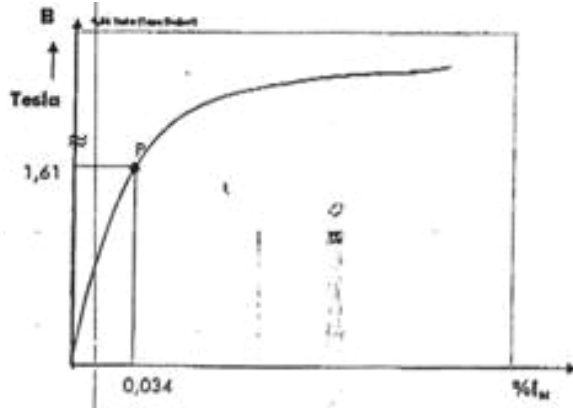
$$B(t) = \frac{V_m}{NS \omega} (1 - \cos \omega t) \quad (12)$$

$$B(t) = (1,616) \cdot (\sqrt{2}) \cdot [1 - \cos \omega t] = 2,28 \cdot [1 - \cos \omega t] \quad (13)$$

Bulunur.  $\omega t = \pi$  ( $t=10\text{ms}$ ) için,  $B(t)$

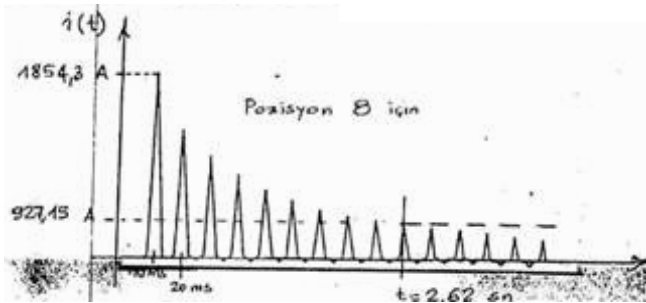
EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

$B(t)=2.2,28=4,56$  Tesla'ya ulaşır.Şekil 2.3 'den de görüleceği üzere bu akım yoğunluğu trafo çekirdeğini doyurur ve trafo sargıları çekirdeği hava olan bobin gibi davranır.



Şekil 2.3. Ototrafonun doyma eğrisi

$t=10$  msn için akımın tepe değeri Şekil 2.4'de görüldüğü gibidir.



Şekil 2.4. Kademe 8 için  $t=10$ msn'de akımın ilk tepe değeri

Akımın tepe değeri;

- 1) (5) nolu denklemin bilgisayarda çözülmesi ile,
- 2) Şekildeki  $B=f(i)$  eğrisini  $B=4,56$  Tesla yatay doğrultusunun kesişmesinden
- 3) Ya da hesapla, trafo sargılarını havalı çekirdekli bobin olarak düşünüp öz endüklemlerinin belirlenmesi ile bulunur.

Trafonun a fazında ,devreye girme gerilimi  $V_m \cdot \sin \omega t$  olarak kabul edilmiştir.B ve C

fazlarında gerilimler ideal bir kesicinin kapanması halinde  $\frac{2\pi}{3}, \frac{4\pi}{3}$  faz farkında

EK-2 (Devam) Transformatörün manevra esnasında servis harici olması

olacaktır. Bu nedenle B ve C fazlarında akı ve akı yoğunluğu (B),A fazında olduğu gibi ( $\sqrt{2}$ ). (2).B değerine ulaşmaz. Sonuç olarak  $i_b$  ve  $i_c$  akımları daha küçük genlikli salınımlarla sürerler. Nötr noktasından geçen akım;

$$i_a(t)+i_b(t)+i_c(t)=i_N(t)$$

eşitliğinden, kesiciyi kapama anındaki şebeke gerilimi değerlerine göre farklı değişimler gösterir.Örneğin kesici kapama anında a fazı gerilimi  $V_m \cos \omega t$  ise;

$$V_m \cos \omega t = NS \frac{dB}{dt} \quad (14)$$

$$\frac{V_m \sin \omega t}{NS \omega} = B + C \quad t=0 \text{ anında } B=0 \text{ } C=0 \text{ olur.}$$

$$B(t) = \frac{V_m \sin \omega t}{NS \omega}$$

olur.Bu halde ,A fazı boştaki akımı büyük genlikte oluşmaz.

Sonuç olarak;

- 1) Trafonun boşta devreye girme olayı açıklandı.
- 2) 250 MVA,380/158 kV,50 Hz'lik trafomuz boşta devreye girmede,en olumsuz koşullarda işletme pozisyonu 8 de tepe değeri  $i_o(t)=1854,3A$  olan bir akım çeker.
- 3) Direnç ve deoir kayıpları nedeni ile bu akım ,belli bir sönüm zamanı sonunda normal boşta çalışma akımı olan 0,125 A'e düşer.
- 4) Akımın yarı değeri olan 927,15 A tepe değerine düşme zamanı  $T=2,62$  sn'dir.
- 5) Ototrafoda tersiyer sargısı yoktur.Tersiyer sargısı olması durumunda boşta devreye girme akımları farklılık gösterir.
- 6) 250 MVA,380/158 kV ototransformatörün değişik işletme konumlarında ,boşta devreye girme akım değerleri aşağıda Çizelge1'de verilmiştir.

Çizelge 2.2. Değişik kademelerde ototrafonun boşta akımı ve yarıya düşme zamanı

Kademe	U1/U2	Akım(A)	Yarı Değere Düşme zamanı (sn)
1	380/142,2	1987,69	2,87
8	380/158	1854,3	2,62
	380/173,8	1727,33	3,169

EK-3 Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi.

380 kV Işıklar TM'de TR-A rumuzlu 154/31,5-35 kV, 100 MVA, YNyn0, Tipi:TTUS-PS, Seri no:97578 trafoda yaşanmıştır.

Bilgi toplama ve analiz;

Yapılan harici incelemede,154 kV A fazı bushing'in kafa kısmının koptuğu,154 kV B fazı bushing'in flanş kısmının gevşediği ve bushing flanşı ile trafo tankı yüzeylerinde ark izleri olduğu tespit edilmiştir.

Parçalanmış 154 kV A fazı bushing'inin sökölüp, merkez iletkenin askıya alınmasından sonra yapılan % PF testleri aşağıdadır.

Çizelge 3.1. % PF testleri

Ölçülen İzolasyon	Test kV	Okunan Akım(mA)	Okunan (Watt)	Ölçülen %PF(40°C)	20 °C'deki %PF	31.05.1991 deki %PF ve mA
CH+CHL	2	51,5	9,80	-	-	- 53
CH	2	15,6	3,55	2,28	1,43	0,71 15,7
CL+CHL	2	105,0	16,75	-	-	- 98,5
CL	2	69,0	10,30	1,49	0,94	0,50 61
CH+CL	2	85,0	13,75	-	-	- 77
CHL	2	36,0	6,40	1,77	1,12	0,55 37,5

154 kV A fazı bushing'i kafa kısmı kopuk vaziyette yapılan testlerde,yüksek gerilim sargısı (CH) % PF değeri çok yüksek bulunmuştur.İzolasyon yağı nüve seviyesine kadar boşaltılarak,A fazı bushing'i sökölüp,tij iletkenlerinin vinç ile askıya alınmasından sonra yapılan testlerde durumun normale döndüğü,dolayısı ile yüksek gerilim sargısı (CH) % PF değerindeki yüksekliğin arızalı bushingten kaynaklandığı anlaşılmaktadır.Arızalanan A fazı bushingi tümüyle demonte edilip incelendiğinde aşağıda Resim 3.1 (a ve b)'de görüldüğü gibi, bushing içinde üst kısımda kondanser katların bittiği noktada, bushing menholünün, bushing izolatörünü yay basıncı altında sabitleyen bushing kafasıyla birlikte koptuğu görülmektedir. İzolatörde herhangi bir parçalanma olmayıp, izolatör içinde boydan boya ark izleri Resim 2 (a ve b)'de görülmektedir.

## EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi



(a)



(b)

Resim 3.1. (a ve b) A fazı bushingi kopan kısmı



(a)



(b)

Resim 3.2. (a ve b)'de A faz bushing izolatöründe ark izleri

### EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

154 kV B fazı bushingi incelendiğinde, Resim 3.2’de görüldüğü üzere A fazı bushingin koptuğu noktada B fazı bushingin de de bilezik şeklinde karbonlaşma tespit edilmiştir. A fazı menholünün koptuğu noktada B fazı bushinginde de bilezik şeklinde karbonlaşma ve korozyon olması, bushingler içinde önceden süre gelen korona deşarjının varlığını göstermektedir.



Resim 3.3. B fazda karbonlaşma



Resim 3.4. A ve B fazı bushing çekirdekleri

Resim 3.4’de 154 kV A ve B fazı bushinglerinin, izolator içine yerleştirilen ve flanş üstü; bushing menholü üzerine kat kat sarılmış kağıt folyelerden meydana gelmiş çekirdeği görülmektedir. Flanş altı ise epoksi türü izolasyon malzemesinden oluşmaktadır. A fazı bushinginde izolator kayması neticesinde bushing yağının tamamen boşalması sonucu, kondanser katların üst kısımlarında yüzeysel iç deşarj oluşmuş, Trafo Bakım Ekiplerince ark yüzeyi kazınıp temizlendikten sonra yapılan % PF ölçmelerinin sonucu normal bulunmuştur.

B fazı bushing çekirdek yüzeyi özel bir boya ile kaplı olup, bu bushingin % PF değeri ise çok yüksek bulunmuştur. Yüksek % PF değerinin kondanser katlarda ve

### EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

menhol iletkenindeki karbonlaşmadan kaynaklandığı sanılmaktadır. B fazı bushinginin işletmede kullanılmayarak yenisiyle değiştirilmesi uygun olacaktır. Bu arada 154 kV C fazı bushinginin de açılarak incelenmesinde büyük yarar bulunduğu inanılmaktadır. Arıza inceleme programında, toplanan bilgiler ve test verileri ile işlem yapıldığında;

TRAFO ARA - KONTROL ET	
SERİ NO	<input type="text"/>
KONTROL ET	
seçili trafonun bilgilerini değiştir	
Yeni Trafo Girişi	
SeriNo	97578
Marka	SSSSSSSS
Rumuz	TRa
Güç	100
Gerilim	154
Bağlantı Grubu	YNynO
Bölge	
İl	
Sahibi	TEAIS
E-mail	
Adres	
Açıklama	Bushing Arızası
kaydet	

Şekil 3.1. Arızalı trafonun programa işlenmesi

Şekil 3.1'deki gibi öncelikle arızalı trafonun etiket bilgileri ile programda çalışmaya başladığımızda, Çizelge 3.1'deki verilerin programa girişi ile elde edilen verilerin analizini yapacağız. Analiz neticesinde trafo hakkında sağlıklı karar verme imkanı elde bularak arızanın değerlendirilmesine dönük sonuç kısmını tamamlayarak arıza incelemesine devam edeceğiz. Şekil 3.2'de arızanın kontrollerinin yapıldığı sayfayı görmekteyiz. Bu kısımda arıza hakkında toplanan bilgiler işlenerek Çizelge 3.2. elde edilmektedir.



## EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

Çizelge 3.2. Programda işlenen test ve kontrol neticeleri

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
AlarmAcmaBilgileri	DiferansiyelCalistimi	evet	1	DOĞRU
BucholzAcma	BucholzAcmaCalisti	evet	1	DOĞRU
HariciInceleme	BusinlerdePorselenKirigiVarmi	evet	1	A fazında var.
izolasyontestleri	ChOa	evet	53,5	mA
izolasyontestleri	ChOw	evet	106	W
izolasyontestleri	ChOa	evet	19,4	mA
izolasyontestleri	ChOw	evet	98	w
izolasyontestleri	ChPf	evet	31,82	
izolasyontestleri	CIOa	evet	69	mA
izolasyontestleri	CIOw	evet	13,7	W
izolasyontestleri	CIPf	evet	1,25	
izolasyontestleri	ChIOa	evet	36	mA
izolasyontestleri	ChIOw	evet	7,2	W
izolasyontestleri	YagOa6	evet	0,76	mA
izolasyontestleri	YagOw6	evet	0,04	W
izolasyontestleri	YagPf6	evet	0,62	
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0,49	YG A fazC1
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0,91	YG A fazC2
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	3,64	YG B fazC1
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	4,3	YG B faz C2
UygulanacakTestler	Yüzde Pf Testleri	evet	0	
UygulanacakTestler	Sarım Oranı Testleri	evet	0	

## EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

Çizelge 3.2 (Devam). Programda işlenen test ve kontrol neticeleri

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	0	
UygulanacakTestler	İzolasyon Direnci Testleri	evet	0	
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	evet	0	
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	0	
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0	
UygulanacakTestler	Gaz AnaliziTestleri	evet	0	
UygulanacakTestler	Yağ Kimyasal Testleri	evet	0	
GenelDegerlendirme	Dış Görünüşte Problem Var mı	evet	0	
GenelDegerlendirme	zarar açıkça görülüyor mu	evet	0	
GenelDegerlendirme	Tamir İçin Uygunmu	evet	0	
GenelDegerlendirme	sahada tamire uygunmu	evet	0	
GenelDegerlendirme	Tamir bakım Uygulandı mı	hayır	0	
GenelDegerlendirme	Elektrik Testleri Yağ ve GAZ Analizi uygulandı mı	evet	0	
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,25	Problem
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,26	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,26	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,93	Problem
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,93	Normal
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,1	Problem
Analiz	Sarım Oranı	evet	4,56	Normal
Analiz	Test Seçiniz	evet	4,56	B-N/b-n12Kademe
Analiz	Sarım Oranı	evet	4,56	Normal

## EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

Çizelge 3.2 (Devam). Programda işlenen test ve kontrol neticeleri

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
Analiz	YagDielektrikDayanimi	evet	75	Normal
Analiz	YagdaSuMiktari	evet	24	Problem
Analiz	YagIcYuzeyGerilme	evet	21	Normal
Analiz	YagRenk	evet	0,65	Problem
Analiz	ToplamYaniciGazMiktari	evet	3202	Problem
Analiz	Asetilen/Etilen	evet	0,01	Termik Arıza (T2)
Analiz	Metan/Hidrojen	evet	1,79	Termik Arıza (T2)
Analiz	Etilen/Etan	evet	2,79	Termik Arıza (T2)

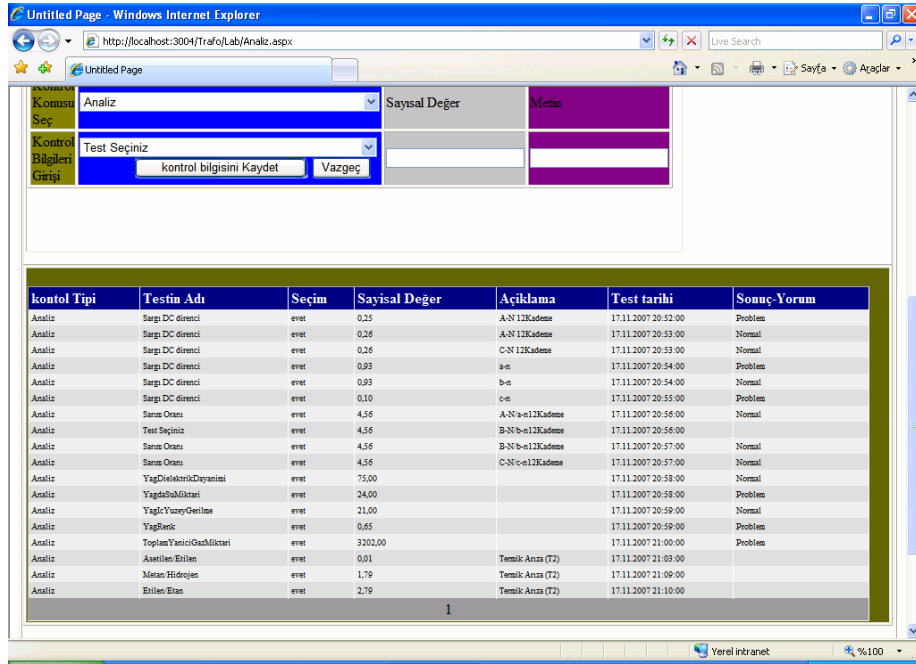
The screenshot shows a web application interface for testing transformer bushings. The main window displays a table of test results for a transformer with serial number 9. The table includes columns for test type, test name, selection, numerical value, and explanation. Below the table, there is a section for 'Arıza Tanımı' (Fault Description) and 'Arıza Açıklaması' (Fault Explanation). The detailed view shows the following test results:

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama	Test tarihi
AlamaAcmaBilgileri	Diferansiyel/Calistimi	evet	1,00	dogru	17.11.2007 20:34:00
BucholzAcma	BucholzAcma/Calistimi	evet	1,00	dogru	17.11.2007 20:34:00
Harcilnceleme	BusinlerdePorselenKiringi/Varsi	evet	1,00		17.11.2007 20:35:00
izolasyonstestleri	ChOa	evet	53,50	mA	17.11.2007 20:36:00
izolasyonstestleri	ChOv	evet	106,00	W	17.11.2007 20:36:00
izolasyonstestleri	ChOa	evet	19,40	mA	17.11.2007 20:38:00
izolasyonstestleri	ChOv	evet	98,00	w	17.11.2007 20:38:00
izolasyonstestleri	ChPf	evet	31,82		17.11.2007 20:39:00
izolasyonstestleri	CI0a	evet	69,00	mA	17.11.2007 20:39:00
izolasyonstestleri	CI0v	evet	13,70	W	17.11.2007 20:40:00
izolasyonstestleri	CIPf	evet	1,25		17.11.2007 20:40:00

Şekil 3.2. Programda kontrol verilerinin kaydedilmesi

### EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

Programda elde edilen veriler Şekil 3.3’de görüldüğü gibi analiz kısmında işlendikten sonra elde edilen tüm veriler ışığında arıza değerlendirilmesi yapılmıştır.



Şekil 3.3. Arıza inceleme programında otomatik analiz kısmı

Programın genel değerlendirme kısmında işlenen veriler Çizelge 3.3’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3. Genel değerlendirme kayıtları

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
GenelDegerlendirme	Dış Görünüşte Problem Var mı	evet	0	Bushing arızası.
GenelDegerlendirme	zarar açıkça görülüyor mu	evet	0	Bushing arızası.
GenelDegerlendirme	Elektrik Testleri Yağ ve GAZ Analizi uygulandı mı	evet	0	Termik Arıza(T2)
GenelDegerlendirme	tamir atolyesinde tamire uygun mu	evet	0	Tamir edilecek.

### EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

Elde edilen veriler değerlendirildiğinde, sonuç olarak:

Yukarıdaki test ve kontrol verileri doğrultusunda arıza etüdü yapıldığında; bushing tepe noktasına yakın bir noktadan korona deşarjı sonucu zayıflayan A fazı bushing menholünün ark teşekkül ederek delinmesiyle birlikte meydana gelen basıncın etkisiyle; trafo yağının rezerve tankına doğru itilmesi sonucu bucholz rölesinin, arıza noktasının her iki yönden beslenmesi sonucu da differansiyel rölenin çalıştığı anlaşılmaktadır. Bu durumda ayrışan gazın bushing tepe kısmında sıkışıp kaldığı ve bucholz rölesinde gaz birikimi olmadığı, trafonun boşta enerjilenmesiyle birlikte arıza noktasının tekrar beslenmesi sonucu bushing infilak ederek bushing kafasının koptuğu, teşekkül eden gazların ise atmosfere blöf olduğu, bu nedenle bucholz rölesi çalışmayıp sadece diferansiyel rölenin çalıştığı sonucu çıkarılmaktadır.

Doğrudan gaz mübadelesine giren yağ kütesinde ki bu kütle bushing tepesinde toplanan serbest gazdan daha büyüktür, serbest gazların analizi amacıyla trafodan alınan numune yağ üzerinde yapılan analizde daha çok Etilen ( $C_2H_4$ ) ve Metan ( $CH_4$ ) gazlarıyla, önemli miktarlarda Hidrojen ( $H_2$ ) ve Etan ( $C_2H_6$ ) gazları ayrıştığı tesbit edilmiştir. IEC 60599 Standardına göre gaz oranları, kodu termik arıza (T2) olup, karakteristik arıza, orta sıcaklıkta ( $300^{\circ}C-700^{\circ}C$  arasında) ısınmaların varlığı olarak belirtilmekte, bağlantı yerlerindeki aşırı ısınmalar tipik örnekler arasında yer almaktadır.

Öte yandan trafonun CL akım (kapasite) değerinde bir önceki test değerine oranla % 13'lük bir artma, CHL değerinde ise %4'lük bir azalma olduğu tesbit edilmiştir. İşletmede zaman zaman 34,5 kV müşterilerdeki arızalar nedeniyle trafonun faz arası kısa devreye maruz kaldığı bilinmektedir. Bu durumda kısa devre akımları ile meydana gelen radyal kuvvetler etkisiyle içteki 34,5 kV sargının 154 kV sargıdan uzaklaşıp, nüveye doğru yaklaşacak şekilde bozulmakta olduğu sanılmaktadır. Bir başka deyişle trafoda sargı deformasyonu şeklinde gelişmekte olan bir arıza türü belirlenmiştir. Trafonun maruz kaldığı faz arası arızaların sıklığı, sargı

### EK-3 (Devam) Güç transformatöründe bushing arızasının incelenmesi

deformasyonunun her an kalıcı bir elektriki arızaya dönüşebileceğinin bir göstergesidir. Bu arıza 154 kV bushing arızasından ayrı değerlendirilmiştir.

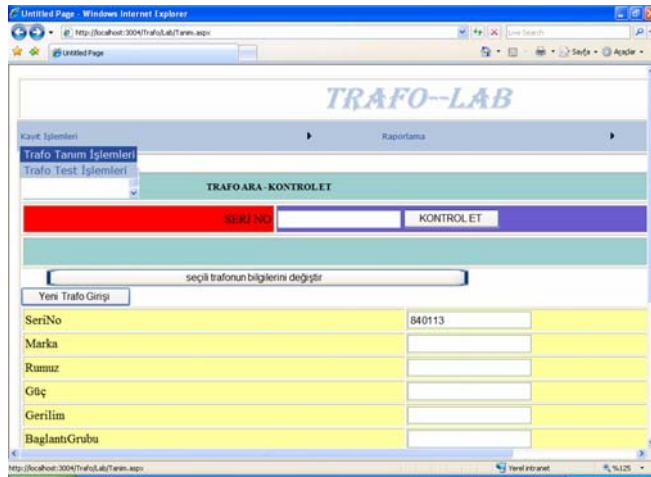
35 kV sargı D.C direnç Ölçmelerinde a fazında diğer iki faza oranla bir miktar yüksek direnç değeri tesbit edilmiştir. Yapılan dahili kontrollerde 34,5 kV a fazı bushingi ile a fazı bobinini irtibatlayan bara bağlantı noktasında yanma sonucu karbonlaşma olduğu tesbit edilmiş olup önlem alınması gereklidir.

Ayrıca trafoda bobin takozları ile 154 kV tij iletkenleri bobin bağlantı noktalarının dikkatlice kontrol edilmesi uygun olacaktır. Bir diğer husus; izolasyon yağı renk sayısı, asidite ve iç yüzey gerilme test sonuçlarından yağın bozulmaya başladığı anlaşılmaktadır. Trafonun izolasyon seviyesinin genel olarak düşük bulunmuş olması yağın yaşlanmasına bağlanmıştır. Tamir sonrası usulüne uygun biçimde izolasyon yağının yeni yağ ile değiştirilmesi uygun olacaktır.

#### EK-4 Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

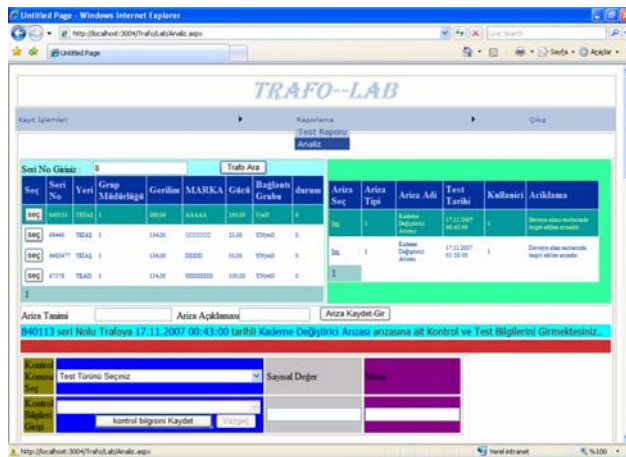
Aliağa-2 TM'de yeni devreye alınacak 380/158 kV,150 MVA güç trafosunun devreye alma testlerinde karşılaşılan arızadır.

Bilgi toplama ve toplanan bilgilerin analiz edilmesi;



Şekil 4.1 Arızalı trafonun arıza inceleme programının tanıtılması

Öncelikle arıza hakkında toplanan test ve kontrol verileri arıza inceleme programına Şekil 4.1'de tanıtılan trafonun Şekil 4.2 ve Şekil 4.3'deki gibi kontrol ve test verileri ile analiz kısmında işlenmesinin ardından, Şekil 4.4'deki gibi rapor kısmında bir araya getirilerek değerlendirilmesi ile arıza incelemesi yapılmıştır.



Şekil 4.2. Arızalı trafo hakkında toplanan verilerinin programa işlenmesi

#### EK-4 (Devam) Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

Seç	Arıza Tanımı	Kontrol Komusu	Kontrol Bilgiler Girişi	Kontrol	Açıklama	Test tarihi
6483477 TEAŞ 1	154,00 DDDD 50,00 Y70y0 0	Analiz	Test Seçiniz	Yüksek Fı Tesitlen	Çİ-ÇİT	17.11.2007 00:43:00
87578 TEAŞ 1	154,00 100,00 Y70y0 0					

Şekil 4.3. Test verilerinin analiz kısmında değerlendirilmesi

Analiz	Sargı DC direnci	Sargı DC direnci	Sarm Oranı	İkaz Akımı	Yağ Dielektrik Dayanımı	Yağda Sülfür Miktarı	Yağda Yüzyüzy Gerilime	Yağ Renk	Toplam Yanıcı Gaz Miktarı	Asetilen/Etilen	Metan/Hidrojen	Etilen/Etan
Analiz	Sargı DC direnci	0,37	Problem	17.11.2007 01:31:00								
Analiz	Sargı DC direnci	0,40	Problem	17.11.2007 01:31:00								
Analiz	Sarm Oranı	6,03	Normal	17.11.2007 01:33:00								
Analiz	İkaz Akımı	62,00	Problem	17.11.2007 01:33:00								
Analiz	İkaz Akımı	74,00	Problem	17.11.2007 01:34:00								
Analiz	Yağ Dielektrik Dayanımı	70,00	Normal	17.11.2007 01:34:00								
Analiz	Yağda Sülfür Miktarı	21,00	Normal	17.11.2007 01:35:00								
Analiz	Yağda Yüzyüzy Gerilime	43,00	Normal	17.11.2007 01:35:00								
Analiz	Toplam Yanıcı Gaz Miktarı	20,00	Normal	17.11.2007 01:35:00								
Analiz	Asetilen/Etilen	0,00	ölçülememiştir	17.11.2007 01:36:00								
Analiz	Metan/Hidrojen	0,00	ölçülememiştir	17.11.2007 01:36:00								
Analiz	Etilen/Etan	0,00	ölçülememiştir	17.11.2007 01:36:00								

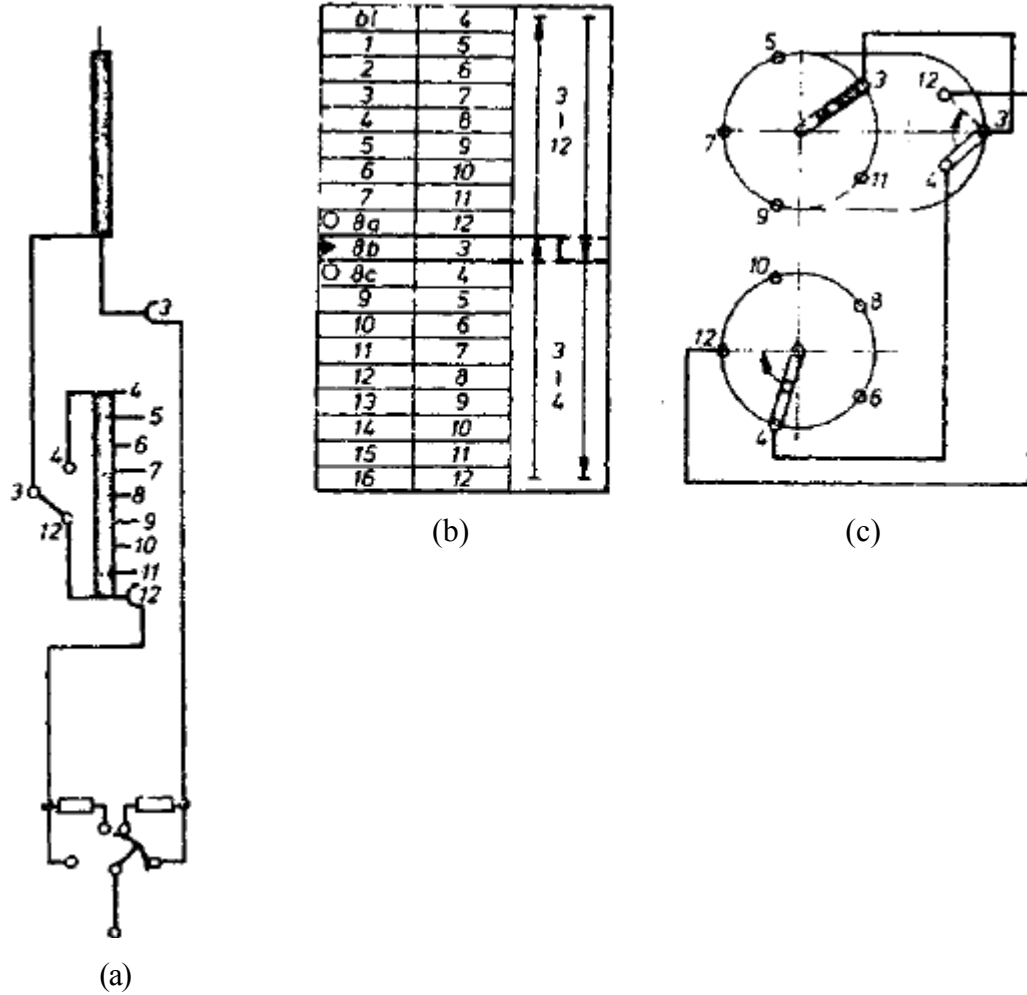
Devreye alma testlerinde tespit edilen arızadır.

Şekil 4.4. Program içerisinde yapılan tüm işlemlerin rapor kısmında değerlendirilmesi

Rapor kısmında toplanan veriler Çizelge 4.1'de gösterilmiştir. Söz konusu veriler ışığında arıza incelendiğinde; yapılan testlerde trafonun izolasyon durumu normal bulunmuştur. Ancak ikaz akımı, sarım oranı ve sargı D.C direnç ölçmelerinde trafo kademe değiştiricisinde yanlış bağlantı olduğu saptanmıştır. Adı geçen ölçmelerde B ve C fazlarında kademe 2'de ölçülen değerler kademe 7'ye; kademe 10'da ölçülen değerler ise kademe 15'e tekabül etmektedirler. A fazı ölçmelerinde ise anormallik görülmemektedir.



## EK-4 (Devam) Güç transformatoründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi



Şekil 4.5. Kademe değiştirici şeması

- (a) Bir faz için açık bağlantı şeması,  
 (b) Kademe tablosu,  
 (c) Ayar sargılarının kademe bağlantısı

Bir faz için Şekil 4.5’de verilen açık şema ve tablo dan görüleceği gibi, bir enversör ayar sargılarını ana sargıya ilave olacak veya ondan çıkarılacak şekilde kullanılmasını sağlamaktadır. Enversör 3-12 konumunda iken, kademe 2’de N-6 irtibatı, kademe 7’de ise N-11 irtibatı sağlanmaktadır. Enversör 3-4 konumuna alındığı zaman kademe 10’da yine N-6 irtibatı ve kademe 15’te yine N-11 irtibatı sağlanmaktadır.

## EK-4 (Devam) Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

Çizelge 4.1. Arıza programında işlenen verilerin rapor kısmında toplanması

Kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,1	CH+CHT
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,14	CH
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,35	CT+CHT
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,22	CT
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,2	CH+CT
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0,12	CHT
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	0,07	Yağ
Uygulanacak Testler	Sarımsız Oranı Testleri	evet	2,67	YG/OG 1.kademe
Uygulanacak Testler	Sarımsız Oranı Testleri	evet	4,83	OG/AG 1.kademe
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	12,92	YG/AG 1.kademe
Uygulanacak Testler	Sarımsız Oranı Testleri	evet	2,33	YG/OG 10.kademe
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	6	OG/AG 10.kademe
Uygulanacak Testler	Sarımsız Oranı Testleri	evet	14,07	YG/AG 1.kademe
Uygulanacak Testler	Sarımsız DC direnc Testleri	evet	0,41	1 142,2kV 38 a-N
Uygulanacak Testler	Sarımsız DC direnc Testleri	evet	0,41	142,2kV 38 b-N
Uygulanacak Testler	Sarımsız DC direnc Testleri	evet	0,41	142,2kV 38 c-N
Uygulanacak Testler	Sarımsız DC direnc Testleri	evet	0,37	10kademe 162,1kV 38 a-N
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	0,41	10.kademe 162,1kV 38 b-N
Uygulanacak Testler	Sarımsız DC direnc Testleri	evet	0,41	162,1kV 38 c-N
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	evet	75	1kademe a-N
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	evet	64	1.kademe b-N
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	evet	74	1.kademe c-N
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	evet	56	7.kademe a-N

## EK-4 (Devam) Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

Çizelge 4.1(Devam). Arıza programında işlenen verilerin rapor kısmında toplanması

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	evet	62	7. kademe b-N
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	70,5	7. kademe c-N
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	evet	1,29	P.E 60/30-380+158/15,8+Tank
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	evet	1,33	P.E 60/30-15,8/380+158+Tank
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	evet	1,2	P.E 60/30-380+158+15,8/Tank
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,36	380 A faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,96	380 A faz C2
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,34	380 B faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,84	380 B faz C2
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,32	380 C faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	1,2	380 C faz C2
Uygulanacak Testler	Test Seçiniz	evet	0,37	154 a faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,63	154 a faz C2
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,35	154 b faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,69	154 b faz C2
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,34	154 c faz C1
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	evet	0,63	154 c faz C2
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	evet	0,01	%PF
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	evet	70	D.E. Dayanım
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	evet	0,05	Renk
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	evet	43	İç Yüzey Gerilme
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	evet	0	Uygulandı
Uygulanacak Testler	Sarımsız Oranı Testleri	evet	0	Uygulandı

## EK-4 (Devam) Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

Çizelge 4.1(Devam). Arıza programında işlenen verilerin rapor kısmında toplanması

kontrol Tipi	Testin Adı	Seçim	Sayısal Değer	Açıklama
UygulanacakTestler	Sargı DC direnc Testleri	evet	0	Uygulandı
UygulanacakTestler	PolarizasyonEndeksi	evet	0	Uygulandı
UygulanacakTestler	İkazAkımıÖlçümleri	evet	0	Uygulandı
UygulanacakTestler	Bushing Testleri	evet	0	Uygulandı
UygulanacakTestler	Yağ Kimyasal Testleri	hayır	0	Uygulandı
Analiz	Yüzde Pf Testleri	evet	0,35	En büyük %PF
Analiz	PolarizasyonEndeksi	evet	1,29	En küçük degerPE
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,37	7.kademe
Analiz	Sargı DC direnci	evet	0,4	7.kademe
Analiz	Sarım Oranı	evet	6,03	Ölçülen oranlar arasındaki en büyük yüzde hata oranı11,07
Analiz	İkazAkımı	evet	62	a-n
Analiz	İkazAkımı	evet	74	c-n
Analiz	YağDielektrikDayanımı	evet	70	Normal
Analiz	YağdaSuMiktari	evet	21	Normal
Analiz	YağIcYuzeyGerilme	evet	43	Normal
Analiz	ToplamYaniciGazMiktari	evet	20	ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.
Analiz	Asetilen/Etilen	evet	0	ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.
Analiz	Metan/Hidrojen	evet	0	ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.
Analiz	Etilen/Etan	evet	0	ölçülmemiş,yağ trafoya yeni basılmıştır.

#### EK-4 (Devam) Güç transformatöründe kademe değiştirici arızasının incelenmesi

Sonuç olarak;

Şekil 4.5. (c) 'den görüleceği üzere, her fazın ayar sargısının uçları iki gruba bölünmüştür. Tek ve çift sayılı uçlar, kademe seçicinin sabit kontaklarının iki ayrı katına bağlanmışlardır.

Bu durumda B ve C fazlarında kademe 2'de ayar sargısının 6 nolu ucunun çift sayılı seçicinin 6 nolu sabit kontağı yerine tek sayılı seçicinin 11 nolu sabit kontağına bağlandığı sonucu çıkarılmaktadır. Keza kademe 7'de, ayar sargısının 11 nolu ucu tek sayılı seçici yerine ,çift sayılı seçicinin 6 nolu sabit kontağına bağlanmıştır. Enversör ve seçici doğrudan trafo yağına daldırılmıştır. Buna karşılık komütatör enerji mekanizması ve geçiş dirençleri ile birlikte üst kısımda trafo yağından ayrılmış bir bölmede yağ içine daldırılmıştır. Tankın yan yüzeyinde kademe'ye ulaşabilecek bir kapak bulunmamaktadır. Dolayısı ile trafonun açılarak B ve C fazlarında bu iki ucu bağlantılarının değiştirilmesi, sorunun çözümü için yeterli olacaktır. Öte yandan, imalattan kaynaklanan bu durumun imalatçı firma elemanlarınca bila bedel yapılması ve bundan sonraki siparişlerinde daha dikkatli olmaları konularında uyarılmaları yararlı olacaktır.

EK-5 Nüve topraklamasının kopuk olması ile meydana gelen arızanın incelenmesi

Periyodik test programı gereğince,154 kV Bandırma TM’de TR-B rumuzlu 154/35 kV, 25 MVA, YNyn0, Seri No:98440 güç trafosu üzerinde yapılan testler aşağıda anlatılmaktadır.

Bilgi Toplama;

Trafo merkezi tablocusundan öğrenildiğine göre işletme esnasında güç trafosu içerisinden ark sesleri işitilmesi nedeni ile trafo servis harici edilmiştir. Ayrıca; alçak gerilim sargısı testlerinde, ölçü aleti ibresindeki dalgalanmalar nedeni ile akım ve watt kayıpları ölçülmemiştir. Bu testler esnasında trafo içerisinden işletme esnasında duyulan deşarj sesleri işitilmiştir.

Ortam Sıcaklığı : 23°C Üst Yağ Sıcaklığı:16°C % Nem: 74

Çizelge 5.1. % PF testleri

Ölçülen İzolasyon	Test kV	Okunan Akım(mA)	Okunan (Watt)	Ölçülen %PF(16°C)	20 °C'deki %PF	03.12.1980 deki %PF
CH+CHL	10	35,0	2,5	-	-	-
CH	10	10,0	1,225	1,225	1,34	1,67
CL+CHL	10	-	-	-	-	-
CL	10	-	-	-	-	-
CH+CL	10	-	-	-	-	-
CHL	10	25,0	1,2	0,48	0,52	0,31
Yağ (18°C)	10	0,670	0,0055	0,082	0,089	0,018

Çizelge 5.2. Bushing testleri

Ölçülen İzolasyon	Test kV	Okunan Akım(µA)	Okunan Watt	Ölçülen %PF(16°C)
154 A faz C <sub>1</sub>	10	520	0,046	0,88
154 A faz C <sub>2</sub>	2,5	5650	0,64	1,13
154 B faz C <sub>1</sub>	10	530	0,045	0,85
154 B faz C <sub>2</sub>	2,5	5400	0,62	1,15
154C faz C <sub>1</sub>	10	505	0,053	1,05
154 C faz C <sub>2</sub>	2,5	4650	0,51	1,10
154 Nötr C <sub>1</sub>	10	520	0,045	0,87
154 Nötr C <sub>2</sub>	2,5	4825	0,505	1,05

İzolasyon Yağı Delinme Gerilimi Testi:

Test Standardı:VDE (0370)

Test Sonucu:54 kV’ta delindi.

EK-5 (Devam) Nüve topraklamasının kopuk olması ile meydana gelen arızanın incelenmesi

Çizelge 5.3. İzolasyon direnç testleri

<b>ÖLÇÜLEN İZOLASYON (MEGAOHM)</b>			
	<b>154/Tanka</b>	<b>35/Tank</b>	<b>154/35</b>
Sargı Sıcaklığı °C	16	16	16
Test Gerilimi V	5000	5000	5000
15.Saniye	4250	2125	4000
30.Saniye	4750	2625	7000
45.Saniye	5000	3250	10000
60.Saniye	5250	4000	14000
P.E 60/30	1,11	1,52	2,00
1dakika 20 °C	4331	3300	11550
1dakika 20 °C	9800	4480	9800

Ortam Sıcaklığı:23°C % Nem:74

Çizelge 5.4. İkaz akımı ölçmeleri

<b>Kademe</b>	<b>Ölçülen</b>	<b>Test (kV)</b>	<b>Okunan(mA)</b>
17	A-N	10	17,6
17	B-N	10	11,3
17	C-N	10	17,4
17	N-A	10	17,6
17	N-B	10	11,3
17	N-C	10	17,2

Not: Ölçmeler esnasında trafo içerisinde ark sesleri duyulmuştur.

Çizelge 5.5. Sargı DC direnç ölçmeleri

<b>Kademe</b>	<b>Sargı</b>	<b>Ölçülen</b>	<b>Okunan(Ω)</b>
17	154 kV	A-N	1,73
17	154 kV	B-N	1,73
17	154 kV	C-N	1,73
-	35 kV	a-n	0,0515
-	35 kV	b-n	0,0515
-	35 kV	c-n	0,0515

EK-5 (Devam) Nüve topraklamasının kopuk olması ile meydana gelen arızanın incelenmesi

Çizelge 5.6.Trafo sarım oranı testleri

Kademe	A-N/a-n	B-N/b-n	C-N/c-n	%E
1	3,959	3,960	3,9595	0,03
2	4,0145	4,0015	4,0145	
3	4,0695	4,07	4,0695	
4A	4,124	4,125	4,124	
5	4,179	4,180	4,1795	
6	4,2345	4,2355	4,2345	
7	4,289	4,2905	4,2895	
8	4,34445	4,3455	4,3445	
9	4,3995	4,4005	4,3995	0,02
9A	4,3995	4,4005	4,3995	0,02
10A	4,554	4,5555	4,5455	
10	4,554	4,5555	4,5455	
11	4,509	4,5105	4,509	
12	4,664	4,5655	4,6645	
13	4,619	4,6205	4,6195	
13A	4,619	4,6205	4,6195	
14	4,674	4,6755	4,674	
15	4,729	4,7305	4,7295	
16	4,785	4,7855	4,845	
17	4,840	4,8405	4,8395	0,02

Test Sonuçlarının Değerlendirilmesi:

Test Sonuçları ve test esnasında ölçümde elde edilen tecrübeler göre, nüveye yakın olan alçak gerilim sargısında dalgalanan % PF ölçmelerinden, bu ölçmeler ile mıknatıslanma akımı ölçmeleri ve de işletme esnasında kulakla işitilebilen deşarj olaylarından, trafo nüve topraklama sisteminin açık devre özelliği gösterdiği anlaşılmıştır. Bu durum nedeni ile, nüvede oluşan elektrostatik gerilimler önlenememekte böylece nüvede şarj birikimi olmakta ve birikmiş şarjın topraklanmış trafo tankına boşalması sonucu, yukarıda açıklanan belirtiler ortaya çıkmaktadır. Ayrıca açık devre özelliği gösteren nüve topraklama sisteminde, tasarlanan gerilim dağılımının bozulabileceği ve nüve ile topraklanmış tank aksamı arasındaki deşarj olaylarının sonucu olarak da trafo izolasyon yağının bozulacağı ve yağ içinde eriyebilen, yüksek oranda yanıcı gazların teşekkül edeceği hususları göz ardı edilmemelidir.



#### EK-5 (Devam) Nüve topraklamasının kopuk olması ile meydana gelen arızanın incelenmesi

Nüve topraklamasının doğrudan direk yapıldığı ve genelde nüvenin üst kısmından topraklandığı bilinmektedir. Aynı imalatçı firmaya ait 10 MVA'lık bir trafoda daha önce benzeri bir durumla karşılaşılmış ve konuyla ilgili imalatçı firma ile protokol düzenlenerek iletim sisteminde bu şekilde çıkabilecek arızaları bedelsiz olarak tamir edecekleri açıklığa kavuşturulmuştur.

Yüksek gerilim bushing'leri tarafındaki, nüve ve boyunduruk sıkma demirinin tanka olan irtibatının yani topraklanmasının konik bir yataklama ve bu yataklamanın içine girdiği kapaktaki tank üzerinde yuva ile sağlanmaya çalışıldığı, ancak bu iki parçanın birbirine temas etmediğinin saptandığı belirlenmiştir. Bu bilgiler doğrultusunda, trafo tamirinin mahallin de gerçekleştirilebileceği görüşü ağırlık kazanmış, imalatçı firmanın tamir çalışmaları akabinde trafo yağının tasfiye işlemi ile gazdan arındırılarak testlerin tekrarlanması uygun olacaktır.

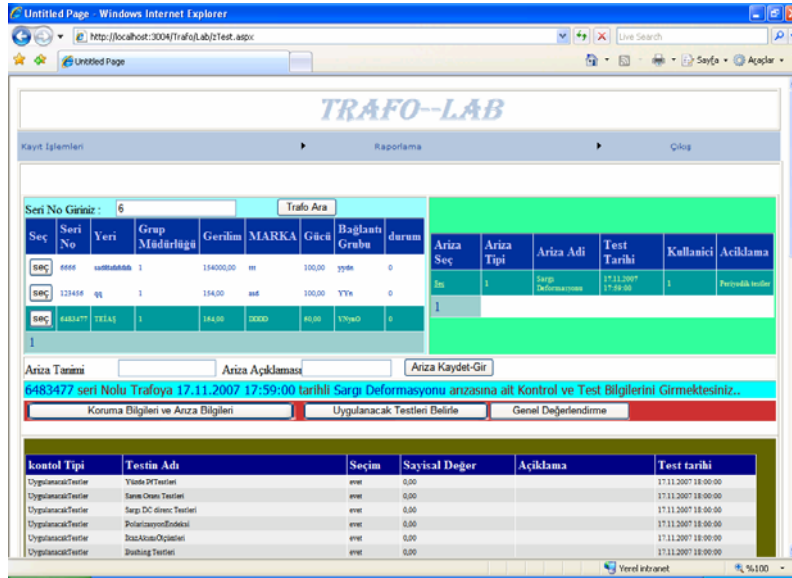
## EK-6 Güç transformatöründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi

154 kV Bozyaka TM'de TR-2 rumuzlu 154/35-31,5/10 kV, 50 MVA, Tip:TMY 43,YNyn0(+d), Seri No:6483477 güç trafosunda yaşanan arızanın incelenmesi.

Trafonun servis harici olması ve bilgi toplanması;

31/07/1997 tarihinde saat 03:30'da 34,5 kV Güzelbahçe fideri aşırı akım A, C fazları, Bara-A aşırı akım ve Buchholz röleleri çalışarak TR-2 rumuzlu güç trafosu servis harici olmuş, yapılan kontrolde Güzelbahçe fiderine sansar girdiği tespit edilmiştir. 31/07/1997 günü saat 06:10'da tekrar enerjilenen TR-2 boşa enerjilenmiş, kesici kapatılır kapatılmaz buchholz rölesi çalışarak servis harici olmuştur. Saat 06:30'da tekrar enerjilenen TR-2'nin buchholz ve diferansiyel röleleri çalışarak servis harici olmuştur.

Toplanan bilgilerin arıza inceleme programında işlenmesi;



Şekil 6.1. Arızalanan trafoya ait toplanan verilerin programda işlenmesi

Arıza inceleme programında Şekil 6.1'de görüldüğü gibi trafonun test ve kontrol bilgileri toplandıktan sonra işlenerek, arıza incelememiz başlar. Şekil 6.2'deki gibi veri girişi tamamlandığında, raporlama kısmında veriler değerlendirilerek

## EK-6 (Devam) Güç transformatöründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi

Şekil 6.3’de görüldüğü gibi elde edilen tespitler raporlamada bulunan metin kutusuna yazılarak rapor kaydedilir. Daha sonra tüm bilgiler sistematik değerlendirilerek arıza hakkında yürütülen hipoteze göre karar verilir.

The screenshot shows a web application interface for reporting transformer data. The main table lists transformer details:

Seri No	Yeri	Grup	Gerilim	MARKA	Güç	Bağlantı	Durum
6666	adanaadab	1	154000,00	ms	300,00	yyde	0
121458	06	1	134,00	ad	300,00	YYd	0
66631**	YERİAŞ	1	144,00	0000	44,00	YYd	0

Below this, there is a table for winding deformation tests:

Arıza	Eski	Arıza	Arıza	Test	Kullanıcı
Seç	Tipi	Adı	Tarihi	Tarihi	
1	1	Sargı	Deformasyonu	17.11.2007	17.11.2007

The bottom section shows a table of test results for winding deformation:

kontrol	Tipi	Testin	Seçim	Sayısal	Açıklama	Test	Seçim	Sayısal	Açıklama	Test
Tipi	Adı	Değeri	Değeri	Değeri	Tarihi	Değeri	Değeri	Değeri	Tarihi	
Uygun	Yüksek	Testler	1	0,00		17.11.2007		18,00:00		
Uygun	Sarık	Osas	Testler	-1	0,00		17.11.2007	18,00:00		
Uygun	Sargı	DC	Testler	-1	0,00		17.11.2007	18,00:00		
Uygun	Polarite	Yeniden	Testler	-1	0,00		17.11.2007	18,00:00		
Uygun	Isıl	Konut	Testler	-1	0,00		17.11.2007	18,00:00		

Şekil 6.2. Arızalı trafo kayıtlarının raporlama kısmında incelenmesi

The screenshot shows a detailed report for a transformer. The main table lists test results:

Uygun	Arıza	Arıza	Arıza	Test	Test		
Tipi	Adı	Değeri	Değeri	Tarihi	Tarihi		
Uygun	Arıza	Testler	1	760,00	CO	17.11.2007	18:20:00
Uygun	Arıza	Testler	1	17,00	CRK	17.11.2007	18:20:00
Uygun	Arıza	Testler	1	86420,00	NC+CO	17.11.2007	18:21:00
Uygun	Arıza	Testler	1	24,00	Sa	17.11.2007	18:21:00
Uygun	Arıza	Testler	1	1128,00	Toprak	17.11.2007	18:22:00
Uygun	Yük	Testler	1	75,00	DIE	17.11.2007	18:23:00
Uygun	Yük	Testler	1	0,25	resk	17.11.2007	18:23:00
Uygun	Yük	Testler	1	28,00	Yük	17.11.2007	18:24:00
Arızlı	Arıza	Testler	evet	0,01	Yüksek	17.11.2007	18:30:00
Arızlı	Arıza	Testler	evet	0,04	Kısmi	17.11.2007	18:31:00
Arızlı	Arıza	Testler	evet	4,00	Tamir	17.11.2007	18:33:00

The text box contains the following analysis:

arazındaki kapasite CLL'nin akım değerinde bir önceki test değerine oranla % 34'lük bir artma, tersiyer sargı ile toprak arasındaki kapasite CT değerinde %3,37'lik bir artma, yüksek gerilim sargısı ile alçak gerilim sargısı arasında CHL değerinde ise % 2,27'lik bir azalma olduğu tespit edilmiştir. İşletme partilerinde zaman zaman 34,5 kV müşterilerdeki arızalar nedeni ile trafonun faz arası kısa devreye maruz kaldığı bilinmektedir. Bu durumda kısa devre akımları ile meydana gelen dinamik kuvvetler etkisiyle, 34,5 kV sargısının yüksek gerilim sargısından uzaklaşarak, tersiyer sargıya nüveye doğru yaklaşacak şekilde bozulmakta olduğunun endike edilmektedir. Bir başka deyişle trafoda sargı deformasyonu şeklinde gelişmekte olan bir arıza türü belirlenmiştir. Trafonun maruz kaldığı faz arası arızaların

Şekil 6.3. Arızalı trafoya ait kayıtların incelenerek raporlama kısmında tespitlerin kaydedilmesi

## EK-6 (Devam) Güç transformatöründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi

Çizelge 6.1. Programda toplanan verilerin analiz edilerek arıza hakkında karar Verilmesi

<b>kontrol Tipi</b>	<b>Testin Adı</b>	<b>Sayısal Değer</b>	<b>Açıklama</b>	<b>Sonuç-Yorum</b>
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Sarım Oranı Testleri	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	Evet	Uygula	
Genel Değerlendirme	Dış Görünüşte Problem Var mı	Hayır		
Genel Değerlendirme	Elektrik Testleri Yağ ve Gaz Analizi uygulandı mı	Evet	Uygula	
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,31	CH	Normal
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,35	CHL	Normal
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,32	CL	Normal
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,38	CLT	Normal
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,42	CT	
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,42	CHT	Normal
Uygulanacak Testler	Yüzde Pf Testleri	0,39	Yağ	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,47	154 A-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,43	154 B-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,42	154 C-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,42	154 N-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,49	35 a-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,48	35 b-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,44	35 c-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Bushing Testleri	0,44	35 n-Tap	Normal
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	1,2	154/Tank PE	Normal
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	1,25	35/Tank PE	Normal
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	1,43	10/Tank PE	Normal
Uygulanacak Testler	Polarizasyon Endeksi	1,33	154/35 PE	Normal
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	32	A-N 11.kademe	
Uygulanacak Testler	İkaz Akımı Ölçümleri	32,5	C-N 11 kademe	
Uygulanacak Testler	Sarım Oranı Testleri	4,51	A-N/a-n 1 kademe	Normal

## EK-6 (Devam) Güç transformatöründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi

Çizelge 6.1(Devam). Programda toplanan verilerin analiz edilerek arıza hakkında karar verilmesi

<b>kontrol Tipi</b>	<b>Testin Adı</b>	<b>Sayısal Değer</b>	<b>Açıklama</b>	<b>Sonuç-Yorum</b>
Uygulanacak Testler	Sarım Oranı Testleri	4,51	B-N/b-n 11 kademe	Normal
Uygulanacak Testler	Sarım Oranı Testleri	4,51	C-N/c-n	Normal
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	0,91	157,9 kV A-N 11 kademe	Normal
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	0,91	157,9 kV B-N 11 kademe	Normal
Uygulanacak Testler	Sargı DC direnc Testleri	0,91	157,9 kV C-N 11 kademe	Normal
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	256	HİDROJEN	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	6519	CO2	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	44	C2H4	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	11	C2H6	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	40	C2H2	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	760	CO	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	17	CH4	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	86428	N2+O2	
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	24	Su	Problem
Uygulanacak Testler	Gaz Analizi Testleri	1128	Toplam yanıcı gaz miktarı	Problem
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	75	DE Dayanım	Normal
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	0,25	renk sayısı	Normal
Uygulanacak Testler	Yağ Kimyasal Testleri	28	Yağ içyüzey gerilme	Normal
Analiz	Asetilen/Etilen	0,91	Yüksek Enerjili Deşajlar (D2)	Problem
Analiz	Metan/Hidrojen	0,06	Kısmi Deşarjlar (PD)	Problem
Analiz	Etilen/Etan	4	Termik Arıza (T2)	Problem

Test sonucunda elde edilen ölçmelerden de görüldüğü gibi, trafonun alçak gerilim sargısı ile tersiyer sargı arasındaki kapasite CLT'nin akım değerinde bir önceki test değerine oranla % 34'lük bir artma, tersiyer sargı ile toprak arasındaki kapasite CT değerinde %3,37'lik bir artma, yüksek gerilim sargısı ile alçak gerilim sargısı

### EK-6 (Devam) Güç transformatöründe sargı deformasyonu arızasının incelenmesi

arasında CHL değerinde ise % 2,27'lik bir azalma olduğu tespit edilmiştir. İşletme şartlarında zaman zaman 34,5 kV müşterilerdeki arızalar nedeni ile trafonun faz arası kısa devreye maruz kaldığı bilinmektedir. Bu durumda kısa devre akımları ile meydana gelen dinamik kuvvetler etkisiyle, 34,5 kV sargının yüksek gerilim sargısından uzaklaşıp, tersiyer sargıya nüveye doğru yaklaşacak şekilde bozulmakta olduğunun indike edilmektedir. Bir başka deyişle trafoda sargı deformasyonu şeklinde gelişmekte olan bir arıza türü belirlenmiştir. Trafonun maruz kaldığı faz arası arızaların sıklığı, sargı deformasyonunun her an kalıcı bir elektrikli arızaya dönüşebileceğinin bir göstergesidir.

Çizelge 6.2. Test sonucundaki %PF değerleri

Ölçülen İzolasyon	Okunan Akım(mA)	Okunan (Watt)	Ölçülen %PF20°C)	Önceki test 20 °C'deki		Son Test 20 °C'deki	
				%PF	mA	%PF	mA
CH+CHL	32,00	3,00	-	-	33,0	-	32,0
CH	12,20	0,85	0,32	0,23	13,0	0,31	12,20
CHL	19,80	2,20	0,50	0,23	20,25	0,35	19,80
CL+CLT	82,00	8,40	-	-	56,0	-	72,25
CL	8,90	1,64	0,83	0,24	8,7	0,32	8,55
CLT	73,50	6,80	0,42	0,22	47,0	0,38	63,0
CT+CHT	51,50	5,00	-	-	45,0	-	46,50
CT	51,50	5,00	0,44	0,23	44,5	0,42	46,00
CHT	0,245	0,023	0,42	0,23	0,24	0,35	0,245
CH+CL+CT	73,00	7,60	-	-	66,0	-	67,00
Yağ (36°C)	0,725	0,064	0,43	0,258	----	0,39	----

Sonuç olarak;

İzolasyon yağı gaz analizi testlerinde, çok önemli miktarda Asetilen ( $C_2H_2$ ) gazı tesbit edilmiştir. İşletme için mümkün olan en kısa zamanda trafo yağının tasfiye edilerek arıza gazlarından arındırılması uygun olacaktır.

Trafonun müşahade altında bulundurularak 3 ayda bir izolasyon yağı gaz analizi testleri, 6 ayda bir ise klasik testlerin yapılması uygun olacaktır. 34,5 kV bushing'lere etkin bakım yapılması gerekmektedir.

## EK-7 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
1	96976	100	154/31.5-34.5 içerden tersiyer sargılı	Bucholz sinyal ve açma devre dışı olmuş.	34,5 kV B fazı sipir kısa devre, trafoda yangın çıktı.B ve C fazındaki 154 kV sargılar hariç tüm sargılar değişti.
2	96976	100	154/31.5-34.5 içerden tersiyer sargılı	Bucholz sinyal ve açma, kademe bucholz açma ve differansiyel roleler çalışarak servis hariçi olmuş	34.5 fiderden arıza geldi. Deve boynundan yağ attı. C fazında sipir kısa devresi, muhtemelen tersiyer sargıda.
3	138775	62.5	154/13.8	Kademe değiştirilmesi esnasında bucholz rolesi çalıştı	Trafo kademesi yüksüz kademe değiştirici, 154 kV A fazı sargısında, kademe ayar sargılarında sorun var, muhtemelen sipir kısa devresi.A fazı sargısı komple sarıldı, kendi yağı ile kurutuldu.
4	6483484	30/50	154/34.5/10	saat:05:25 differansiyel röleden servis harici olmuş, fiderden arıza. Saat:05:40 da boşta denemede bucholz sinyal ve açma	154 kV C fazında sipir kısa devresi, muhtemelen YG sargısından.154 kV C fazı sargısı komple değişti
5	6483485	50	154/31.5-34.5	34,5 kV darıca II toprak korumadan açtı	Saat:00:05'de 35 kV darıca II kapatıldı. Aynı anda patlama sesi ile birlikte darıca II hattına ait kesicide yangın çıktı. Trafo I bucholz alarm ve açma ile servis harici oldu. Tersiyer sargı A fazı sipirler arasında izalasyon bozukluğu veya nüve problemi.35 kV'luk sargının ve tersiyer sargının A, C fazları yeniden sarıldı.
6	6483485	50	154/31.5-34.5	Bucholz sinyal açma ve diferansiyel	A fazında spir kısa devresi ve sargı deformasyonu.154 kV sargının A fazı komple , 34.5 kV sargının A ve B fazlarının alt ve üstten 5'er dilimi sarılmıştır.
7	6483485	50	154/31.5-34.5	Bucholz rolesi çalışmış, devre dışı	Arıza öncesi Turan Köy I, Kestel-I, Volfrom II fiderlerinde toprak arızası oluştu. Bucholz rolesinde biriken gaz yanıcı, 34.5 kV B fazında sipir kısadevresi.Tersiyer sargıları kaldırılarak AG-Ana ve ayar sargıları komple yenilendi. AG-Ana sargıları farklı iletken ve farklı sargı tipinde sarılmıştır.
8	951647	180	380 /154/15.8	Bucholz açma,diferansiyel ve tank koruma	380 kV C faz Mikafil marka buşing patladı.3 adet 380 kV ve 154 kV A faz buşingi değişti.Mikafil marka buşing yerine Pasonivilla buşing monte edildi.380 kV buşinglerin tij boyları 25 cm uzatılmış,154 kV A faz buşingi 13 cm kısaltılmış,radyatör yağının tasviyesi önerilmiştir.
9	951647	180	380 /154/15.8	Diferansiyel röle	Buşingleri patladı.Trafo çıkan yangınla onarılamayacak düzeyde arızalandı.Trafo kayıtlardan düştüldü.
10	30675	25	154/31.5	Diferansiyel koruma ,bucholz sinyal çalışmış, bucholz açma	Muhtemelen YG sargısında sipir kısa devresi.154 kV ABC fazları kaba ve ince ayar sargıları ile (31.5-34.5)' kV'luk tersiyer AG) A fazı sargıları komple
11	6535651	25	154/31.5-35/9.3	Bucholz ve differansiyel çalışmış	31,5 kV B fazı kopuk

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
12	6535651	25	154/31.5-35/9.3	?	31,5 kV B fazı ana sargı komple sarıldı. 5 kez kurululmasına rağmen izolasyon yönünden istenilen seviyeye gelmedi.
13	6535651	25	154/31.5-35/9.3	Aşırı akım ve bucholz açma	Tersiyer sargıda kopma olduğu tespit edilmiş
14	58511	50	154/31.5	?	Büşingleri değiştirilmiş, sargı çıkış iletkenlerindeki kavrulmaların olduğu görülmüş.
15	58511	50	154/31.5	?	TM'de yedek olarak bekletilen kademe yağ kaçağı tespit edilen trafonun kademe şalterine hareket veren milin keçeleri değiştirilmiş.
16	?	16-20	66/11	?	66 kV A,B,C fazları ince ayar sargıları yeniden sarılmış.
17	3G-7099/3	100	154/34.5	Bucholz ve diferansiyel roletler ile devre dışı	35 kV sargının A fazında sipir kısa devresi ve sargı-tank kısa devresi tespit edilmiş.31.5 kV sargının A fazının 5 dilimi ve aynı faz tersiyer sargısı sarılmıştır. 31.5 kV ABC fazları ayar sargıları sarılmış.
18	3G-7099/3	100	154/34.5	Bucholz ve aşırı akım roletleri çalışarak devre dışı olmuş.	A bacağına sipir kısa devresi tespit edilmiş.154 kV ince ayar sargıları yeniden sarılmıştır. AG sargılarının 3 fazında AEG-ETI firmasınınca sarılan bobinlerle komple değiştirilmiş, AG sargıları 33 kV olarak sarılmıştır.
19	641177	80	154/34.5/10	?	Bilgi yok.
20	30182	10	154/31.5	Yağ seviye sinyali , bucholz rolesi sinyal ve açma diferansiyel rolesi çalışmış	A fazında muhtemelen YG sargısında sipir kısa devresi
21	30182	10	154/31.5	Bucholz ve yağ seviye sinyali ile servis harici	Yapılan testlerde herhangi bir arıza belirtisine rastlanmadı. Boşta servise alınarak denemek istediğinde aynı sinyallerin yanında tank-toprak sinyali ile servis harici. Yapılan testler sonucunda YG sargısının dağılırarak tanka yaklaştığı bildirilmiştir.Ağaç konstrüksiyonun üzerinden boğunduruğa deşarjlar oluşmuş , ağaç konstrüksiyon değiştirilmiş
22	549301	100	154/35/11.9	Kademe bucholz rolesi aşırı akım A fazı toprak rolesi ve yağ rolesi çalışmış	A fazında sipir kısa devresi , tersiyer sargıda problem olabilir.35 kV sargının A fazının yıldız noktasına yakın sarımlarındaki izolasyon bozukluğu giderilmiş.
23	549301	100	154/35/11.9	Bucholz korumadan servis harici	OG sargısı B fazında şekil bozukluğu,35 kV'luk sargının B fazı komple sarılmış.
24	549301	100	154/35/11.9	Bucholz rolesi çalışarak servis harici	35 kV C fazında sipir kısa devresi,154 kV sarsının A,B ,C fazları inceayar sargıları ile 34.5 kV sargının A,B,C fazları komple yeniden sarılmış ve tersiyer sargıları iptal edilmiş.
25	549301	100	154/35/11.9	Bucholz ve diferansiyel role çalışmış	36 kV B fazı parafudur patlamışAkyurt fiderinden gelen A ve C fazı aşırı akım arızası, 34.5 kV B fazında sipir kısa devresi ve paralel iletkenlerde kopma



## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
26	HST -24222-3-3	100	380/154	ilk kez devreye alınırken Bucholz açma,bucholz sinyal,basınç sinyali.	154kV.Hat enerjilendirilirken B faz monofaze oto trafo komple yandı.iki paralel sargıdan oluşan sargılardan biri sarıldı 380+154 kV
27	31052	50-63	154/31.5-34.5	Periyodik Test	Bursa III TM de yapılan test de CL kapasite artışı tespit edildi. Trf nakledilerek 34,5 kV sargı bobinlerinin yenilenmesi istenmiş.34,5 kV sargının A,B,C fazları komple sarıldı.
28	106276	25	154/31.5-34.5	Periyodik Test	Uzun süre kullanılmadan bekletilen trafo BGTO'nun Afşin-Elbistan'da bulunan atölyelerde kurutulmuş bilahare BGTO Gölbaşına çekilmiş testleri yapılmış,normal.
29	T-0907/84	50	154/31.5-34.5	?	Soma A TS arızalandıktan sonra BGTO'ya getirilip 154 kV C fazı giriş iletkenlerinin paralel kollarından biri tamir edilen trafonun test sonuçları normal bulunmuştur.
30	T-0907/84	50	154/31.5-34.5	?	Bucholz sinyal ve açmadan servis harici. 154 kV tank arasında bulunan izalasyon maddelerinin bozuk olması trfnun açılıp tamir edilmesi sonucunda saç paketini sıkıştırarak boyundurluk sapmalarının izalasyon fiberleri yenilendi.
31	T-0907/84	50	154/31.5-34.5	bucholz açma,diferansiyel koruma	154 kV A fazında kopma ve sipir kısa devresi tespit edilmiş,154 kV'luk sargının A fazına ait ana sargının 8 dilimi tekrar sarılmış.
32	T-0907/84	50	154/31.5-34.5	bucholz açma diferansiyel servis harici	Trafonun kurutulması tasfiye edildi. Tasfiye den sonra trafo servise alındığında tekrar bucholz ve diferansiyel role açarak trafo devre dışı, 154 kV sargının B fazı 8 dilimi yeniden sarıldı.
33	54929	100	154/35-11.9	bucholz sinyal, bucholz açma	34.5 kV B fazı sipir kısa devresi,34.5 kV A,C fazları 11.9 kV tersiyer A,B ve C fazları komple sarıldı.
34	54929	100	154/35-11.9	34.5 kV fiderden gelen arızadan dolayı aşırı akım diferansiyel koruma	A fazında sipir kısa devresi , tersiyer sargıda problem olabilir.35 kV sargının A fazının yıldız noktasına yakın sarımlarındaki izolasyon bozukluğu giderilmiş.YG sargısı B fazı alçak gerilim ve tersiyer komple sarılmış , 35 kV alçak gerilim sargıları farklı iletken ve sargı tipinde yaklaşık olarak 34.5 kV olarak sarılmıştır.
35	T-3098-83	16	154/6.7	bucholz açma +sinyal, gaz yanıcı	154 kV C fazı kopuk,154 kV C fazı ana sargısının 10 dilimi sarılmış.
36	T-3098-83	16	154/6.7	bucholz açma	154 kV C faz buşingi patladı. Trfnun açılarak gerekli temizlik bakım ve tamiratının uygun olacağına karara verilmiş.Kırılan buşingin parçalarının trafonun içine yayılması nedeniyle trafonun aktif kısmı kazanından çıkarılarak temizlenmiş.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
37	6535657	25	154/31.5-34.5	bucholz açma	31.5 kV B fazı sipir kısa devresi,31.5 ve 10 kV'luk B fazı sargıları komple sarılmış
38	6535657	25	154/31.5-34.5	bucholz sinyal çalışıyor	Elle devre dışı bırakılıyor, gaz yanıcı, 31,5 kV sargı uçlarının buşing tiji ile birleşme noktalarında pimli bağlantılarında ok yerlerinde kötü temas . Ek pimleri değiştirilerek normal duruma getirilmiş.
39	99392	25	66/15	bucholz sinyal + açma	66 kV A fazı kopuk,66 kV YG sargısının A fazı komple sarıldı.
40	3G-7099/2	100	154/34,5	bucholz açma	154 kV A fazı toprak kaçağı,33 kV C faz sargısının nötr çıkışı ile trafonun paket saçlarını sıkıştıran alt boyunduruk arasındaki izolasyon iyileştirilmiş.
41	3G-7099/2	100	154/34,5	?	TM de arızalanan trafo BGTO 'ya gönderiliyor.154 kV B ve C fazları komple, A fazı 7 dilim , 33 kV 'luk sargı ve tersiyer sargılar komple sarılmıştır.
42	3G-7099/2	100	154/34,5	aşırı akım ve bucholz ve yağ seviye düşük sinyali	YG B fazı ince ayar sargısı komple sarıldı, B ve C fazları YG ana sargıları ve şiltleri kısmen onarıldı.
43	87823	50	154/31.5	diferansiyel + bucholz	Bucholz da biriken gaz yanıcı, Testlerde herhangi bir şey görülmemiş, açılmasına karar verilmiş,31.5 kV A fazı sargısı komple sarıldı
44	87823	50	154/31.5	bucholz + diferansiyel role	Gaz yanıcı , tersiyer sargıda arıza olabilir,tersiyer sargının B fazı tij çıkışının kopuk ucu onarılmış tersiyer sargı uçları açık üçgen olarak dışarı çıkarılmış.
45	125115	100	154/31.5-35/7.64	bucholz diferansiyel ısı koruma roleleri çalıştı	Gaz yanıcı ,34.5 kV sargıda sipir kısa devresi,B fazına ait 35 kV ve tersiyer sargıları komple sarılmış
46	2P8401/2	150	380/154/15.8	Termik sinyal,bucholz sinyal ve açma, diferansiyel röle,diyafraam çalıştı.	Bucholzda biriken gaz yanıcı , muhtemelen 15.8 KV A ve B fazında spir kısa devresi var. 3 faza ait tersiyer sargılar değiştirildi.154 KV kademe ayar sargılarının 3 fazı da değiştirildi.Trafonun izolasyon seviyesi istenen değere getirilemediği raporda belirtilmiştir.
47	2P8401/2	150	380/154/15.8	Aşırı akım koruma çalışmış.	380 ve 154 kV buşingler hasarlandı, trafodan çok fazla yağ boşaldığı için izolasyon testleri yapılamadı, bütün sargılarda sipir kısa devresi, kademe arıza tespit edildi.380 KV B faz komple, 154 KV A,B,C fazlarının ayar sargıları komple, 15.8 KV sargının A,B,C fazları komple sarıldı.Bir önceki arızadan farklı olarak 380 KV B fazı komple sarılmıştır.BGTO'da yapılan testlerde tersiyer sargının menholü açılmadığı için tersiyer sargıları ölçülemedi. B faz ina ait tersiyer sargı alt ucu kaynağı yenilendi.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
48	125112	100	154/31.5-35	Aşırı akım toprak	34.5 kV Davutpaşa fiderinde arıza olması nedeniyle , 35 kV sargının tersiyer sargıya yaklaştığı biçimsel bozulmanın olduğu tespit edilmiş.34.5 kV faz ve nötr buşinglerinin diplerinden çatladığı ve kırıldığı görülmüştür. Değiştirilmiş, YG trafosu getirilerek 34.5 kV tarafından nominal gerilim uygulanmış.
49	125112	100	154/31.5-35	Aşırı akım röleleri	Davutpaşa fider kesicisinin patlaması ile birlikte bir önceki arızada olduğu gibi tersiyer sargı OG sargısına daha da fazla yaklaşmış, bundan sonra oluşacak herhangi bir arızada trf arızalanacaktır.
50	125112	100	154/31.5-35	Aşırı akım röleleri	34.5 kV Davutpaşa-1 fiderinden gelen arıza normal işletmede vibrasyondan her an sipir kısa devresi olabilir. Trafo ömrünün oldukça azaldığı tespit edilmiştir.
51	408043	150	380/154/15.8	Bucholz ve aşırı akım	Tersiyer sargı tank arızası, 15.8 kV C fazında sipir kısa devresi.Tersiyer sargılar komple yenilendi.
52	125112	100	154/31.5-35	Diferansiyel, bucholz açma, termik açma	34.5 kV Davutpaşa-2 fider kesicisinin patlamasıyla meydana gelen arıza yapılan testlerde OG biçimsel bozulmaya uğrayarak OG/tersiyer sargı nüve arızası olmuştur. Ayrıca, yapılan ölçümlerde OG B fazında sipir kısa devresi var. Tersiyer ve 34.5 kV sargılar komple sarılmış izalasyon yönünden bir sakınca bulunmamış, ancak; 34.5 kV sargının B fazı ana sargısı (28kV) bir sipir fazla sarıldığından dolayı %E-0.77 bulunmuştur.
53	GT-001-89	50(63)	154/34,5	Bucholz , Diferansiyel	154 kV B fazında arıza,154 kV B fazı ana sargıdan 7 sipir sarılmış
54	6535652	25	154/31.5	Bucholz açma ve sinyal	154 kV Akçakale-Telhamut hattında arıza 154 kV tank izolasyonu zayıflamış ve C fazı sarım oranı kayması olmuş, 154 kV C fazı sargısında dağılma olduğu açılarak tamir edilmesi uygundur.3 faz tersiyer sargıları komple sarılmış, trf 4 kez kurutma işlemine tabi tutulduğu halde CHT %PF değerleri istenilen limitlere gelmemiş diğer test sonuçları normal, İzolasyon direnç değerlerine göre sargının izalasyonu bozulmuş. Tersiyer sargıda dağılma olduğu trf nun açılarak tamir edilmesinin uygun olduğu.35.5 kV sargının B fazı ayar ve ana sargısı ile tersiyer sargının A,B,C fazları komple değiştirilmiş.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
55	GT-005-93	50	154/31.5-34.5	Periyodik Test	Periyodik gaz analizleri testinde gazların yanıcı olduğu tespit edilmiş, trf devre dışı. Arızalanan nüve plakalarındaki kısa devreden kaynaklandığı düşünülmüyor. Aktif kısım kazandan dışarı çıkarıldığında kazan içerisinde imalat sırasında unutulmuş saç parçaları olduğu görülmüştür. Saç parçalarından arındırılan trf nun test sonuçları normal bulunmuştur.
56	125119	100	154/31.5	Termik sinyal ve açma, bucholz sinyal ve açma	C fazı 31,55 kV sargı ve tersiyer sargıda arıza
57	125119	100	154/31.5	Termik , Bucholz ve diferansiyel	35 kV A fazı sargısında sargı toprak ve sarım kısa devresi. AG A fazı ayar sargısı ile tersiyer sargısı A,C fazları komple yeniden sarılmış
58	408042	150	380/154-15.8	Diferansiyel, bucholz açma	15.8 kV A fazı sargısı, sargı çıkış ucuna yakın bir bölgede kopmuş, tanka veya nüveye kısa devre olmuştur. Ayrıca, sipir kısa devresi de mevcuttur. 15.8 kV'luk sargının ABC fazları komple sarıldı
59	549302	100	154/35	Bucholz sinyal ve açma	A fazı A.G sargısında sargı toprak kısa devresi
60	549302	100	154/35	Bucholz role çalışmış servis harici	İzolasyonun bozuk olduğundan devreye alınmadığına karar verildi
61	549302	100	154/35	Bucholz ve diferansiyel roleler çalışarak servis harici	35 kV B fazında sipir kısa devresi, A fazı tersiyer B fazı 34.5 kV luk sargıların tamamı sarılmış
62	549302	100	154/35	Bucholz sinyal+ açma servis harici	34.5 kV B fazı akım trafosu patlamış, A fazı 35 kV sargıda sipir kısa devresi, 154 kV sargının A ve B fazları kısmen onarılmış 34.5 kV sargının A,B,C fazları komple yeniden sarılmış, tersiyer sargı iptal edilmiş.
63	6535650	25	154/31.5	Bucholz sinyal+ açma servis harici	Gaz yanıcı, 31.5 kV B fazı kopuk, Kurutma işlemi yapılmış 3 faz tersiyer sargıları sarılmış
64	6535650	25	154/31.5	Bucholz ve diferansiyel servis harici	Tersiyer sargı nüveye karşı kısa devre, 34.5 kV A ve B fazı sargılarında arıza tespit edilmiş
65	GT-010-89	100	154/31.5	Bucholz sinyal + açma	Bucholz da toplanan gaz yanıcı, YG C fazında sipir kısa devresi, 31.5-34.5 kV C fazı ana sargısı ve ayar sargısı komple sarılmış.
66	GT-010-89	100	154/31.5	Bucholz sinyal + açma	A, C fazları aşırı akım 34.5 kV B fazı arızalı, 154 kV sargının A fazı ince ayar sargısı, B fazı ince ve kaba ayar sargısı, 34.5 kV sargının A fazı komple B fazı ayar sargıları komple sarılmış.
67	GT-010-89	100	154/31.5	Bucholz sinyal + açma	AG C fazında sipir kısa devresi
68	6535646	25	154/31.5	Bucholz açma	35 kV C fazı sargısının ayar sargısı ile tersiyer sargıların A,B,C fazları komple sarıldı.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
69	6535646	25	154/31.5	Bucholz çalışmış, devre dışı	154 kV A fazı sargısının kademeye bağlantı noktalarının birinde kopukluk,154 kV B fazı ana sargı komple sarıldı, ince ayar sargısı ile kısmen onarıldı.
70	T-2610-87	50	154/31.5	?	34.5 kV C fazı komple sarılmış.
71	T-2610-87	50	154/31.5	Bucholz ve diferansiyel roleler çalışmış	154 kV B fazı açık devre, bucholz rolede biriken gaz yanıcı,YG B fazı ince ayar sargısının kademe uçlarının kopmuş olanları tamir edilmiştir.
72	125113	100	154/31.5	Bucholz + diferansiyel + termik roleleri çalışmış	34.5 A fazı sargılarında sargı, toprak ve sarım kısa devresi, tersiyer sargı arızalı,35 kV A fazı ana sargısı tekrar sarılmış.
73	65635634	25	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel	31.5 AG sargısında sipir kısa devresi,AG sargısı C fazı kısmen sarılmış.
74	65635634	25	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel	154 kV C fazında sipir kısa devresi,154 kV sargının C fazı ayar sargısı ile tersiyer sargı A fazı komple sarılmış.
75	308290-01	100	154/31.5	Bucholz açma ve diferansiyel açma	34.5 kV A fazı sargısında sipir kısa devresi,34.5 kV sargının A,B,C fazları komple sarılmış.
76	6535632	25	154/31.5-34.5	Bucholz açma	A fazı 154 kV, 35kV, 10.5kV B fazı 154 kV kademe sargısı ve 31.5kV sargı C fazı 154 kV kademe 31.5 kV sargılar yeniden sarılmış.
77	6483477	50	154/35-10	Bucholz açma, diferansiyel rolesinden servis harici	35 kV sargı B fazında sipir kısa devresi, kademe bağlantılarında bozuk tespit edilmiş,154 kV sargının A,B,C fazları ayar sargısı, 35 kV sargının A,B,C fazları ana sargı ve ayar sargıları ile tersiyer sargıları komple sarılmış.
78	16984	10	154/34,5-15	Bucholz açma,	15.8 kV C fazında sipir kısa devresi,34.5 kV sargının C fazı ana sargı ve kademe sargıları yeniden sarılmış
79	125108	100	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel	A fazında sipir kısa devresi,35 kV sargının A ve C fazları ayar sargısı, tersiyer sargısı, A ve C fazları komple sarılmış.
80	125108	100	154/31.5	Bucholz açma	35 kV sargının arızalı olduğu belirlenmiş, muhtemelen B fazında,35 kV sargı komple , tersiyer sargının A ve B fazları komple sarıldı.
81	T-1432-88	100	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel açma	A fazında sipir kısa devresi ve kopuk ,YG sargılarında A fazı komple, B fazı ince ve kaba ayar sargıları ile AG A fazı yeniden sarılmış.
82	6535644	25	154/31.5	Mesafe koruma ve kademe bucholz çalışmış	Kademe tankı arıza nedeniyle oluşan basınçtan dolayı kasılmış, şişmiş ve tank üzerinde bazı çatlamlar oluşmuş, kademe tankı delinmiş,C fazı kademe sargısı yeniden sarılmış. Aynı fazın kademe kontaklarının üzerinde bulunduğu fiber kısım değiştirilmiş.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
83	3G 7099-1	100	154/33,6	Bucholz çalışmış roledaki gaz yanıcı	154 kV A fazı sargısında sipir kısa devresi ve kopma,154 kV sargının A fazı komple sarılmış.
84	549300	100	154/34,5	?	AG 34.5 kV olarak sarılmış, tersiyer sargı kaldırılmış.
85	6690521	25	154/31.5-35/10	Bucholz açma ve diferansiyel	35 kV sargının A fazında sipir kısa devresi,35 kV sargının A fazı komple sarılmış.
86	30318	16	154/31.5	Diferansiyel aşırı akım, kademe bucholz gaz basınç	Kademe değiştirilirken kademe diyafraımı patlamış, kademe fiberi çatlak,Kademe arızası giderildi.
87	125099	100	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma , diferansiyel role açmış	Tersiyer sargı tanka kısa devre, B fazında sipir kısa devre,AG sargıları ,tersiyer sargı dahil komple sarılmış.
88	125099	100	154/31.5	Bucholz dan servis harici	35 kV C fazı sargısının DC direçleri diğer fazlardan % 19.5 büyük, Sargıların bağlantı kaynakları yenilenmiş.
89	7327/20007	100	154/34.5	Kademe bucholzdan servis harici	Kademesi arızalı bulunmuş,Kademesi tamir edilmiş.
90	97041	100	154/31.5-35	Bucholz açma ve sinyal ile devre dışı	34.5 kV B fazı DC direnci %108.6 büyük, ayrıca kademe kontaklarına acilen bakım gerekiyor.A, B, C fazlarına ait 35 kV alçak gerilim tersiyer sargıları komple sarılmış
91	GT-028-93	50	154/31.5	Bucholz rolesi çalışarak servis harici	34.5 kV sargısında sipir kısa devresi,34.5 kV sargının A, B, C fazları komple sarılmış
92	3K 8002/2	100	154/31.5-6.3	Bucholz dan servis harici	Tersiyer sargı A fazında deformasyon, 31.5 kV olan alçak gerilim sargıları 35 kV olarak yeniden sarıldı, tersiyer sargısı ise komple kaldırıldı.
93	3K 8002/2	100	154/31.5-6.3	Bucholz role çalışmış, gaz yanıcı	154 ve 34 kV sargıların B fazı ana sargıları yeniden sarıldı
94	31164	50	154/31.5	?	YG A fazında sipir kısa devresi,A fazına ait 154 kV ana sargının 10 dilimi yeniden sarıldı
95	31164	50	154/31.5	Diferansiyel role çalıştı	34.5 kV C fazında sipir kısa devresi
96	106278	25	154/31.5	Periyodik Test	Uzun süre kullanılmadan bekletilen trf bakım ve kontroller için BGTO'ya getirilmiştir.% PF değerleri yüksek bulunmuş, bu güçteki trafolarla baskı takozlarının çokluğu bu durumu meydana getirmektedir.
97	B-205252	50	154/34.5-13.8	Diferansiyel rolelerden devre dışı	154 kV sargıya ait ayar sargısı ile 34,5 ve 13.2 sargıları tekrar sarılmıştır.
98	B-205252	50	154/34.5-13.8	Diferansiyel koruma çalıştı	Sıcak yedek olarak bekleyen trf devreye alınır alınmaz arızalandı, 154 kV sargı tank kısa devresi ve 154 kV ayar sargılarının sipir kısa devresi.
99	87420	50	154/31.5	?	Yanıcı gaz artışı var.Kısa devre olan nüve saçlarının kısa devreleri giderildi.
100	6511426	50	154/34,5(31.5)	Bucholz açma	34.5 kV sargısında C fazında tanka kısa devre,Trafonun B ve C fazına ait AG ve tersiyer sargıları komple sarıldı.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
101	6511426	50	154/34,5(31.5)	Bucholz rolesinden servis harici	31.5 kV sargının B fazı kopuk,Tersiyer sargısı kaldırılarak AG ana ve ayar sargıları komple sarıldı. AG ana sargıları farklı iletken ve sargı tipi ile sarıldı.
102	308780	100	154/34,5(31.5)	Bucholz ve diferansiyel korumadan servis harici	AG B fazında sipir kısa devresi,34.5 kV AG sargısının B ve C fazları komple sarıldı
103	30673	25	154/31.5	?	170 kV B fazı akım trafosu patladı, radyotörler arızalı, yükstüz kademe değiştiricisinin detaylı incelenmesi, 34.5 sargı tij bağlantılarının kontrol edilmesi sonucu.Yangınla dış yüzeyi komple yanan trafonun sargılarında herhangi bir arızaya rastlanmamış, yanan kademe şalterinin kumanda panosu komple değiştirildi.
104	1126386	253	400/15.75	Bucholz ve diferansiyel korumadan servis harici	YG C fazında sipir kısa devresi,YG C fazı kademe sargısı değişti.
105	59237	50	154/31.5	?	154 kV A fazı ana sargısı yeniden sarıldı, yük altında kademe değiştirme şalteri komple değiştirilmiş, tersiyer sargılara ait kademe şalteri ise 3 kademe sabitleştirilerek iptal edilmiş.
106	H-65250-01	20	10.5/6	?	Yanıcı gaz çıkardığı için servis harici, kademe şalteri arızalı,Kademesi komple değiştirildi.
107	97035	50	154/31.5	Bucholz açma	Gaz Yanıcı,35 kV A fazında sipir kısa devresi,Tersiyer sargıya ait A fazı komple sarıldı
108	T-2716-83	16	154/6.3	Kademe bucholz servis harici	Kademe arızalı,Komple kademe değiştirildi.
109	T-3090-83	16	154/6.3	Kademe bucholz servis harici	Kademe arızalı,Komple kademe değiştirildi.
110	20573	25	154/31.5	Bucholz açma	Gaz Yanıcı, AG kademe değiştiricisi arızalı,AG sargılarına ait kademe şalterinin kontakları değiştirilmiş.
111	409035	100	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel	34.5 sargıda sargı toprak kısa devresi ve bu sargıların A fazında sarım kısa devresi,A fazı 154 kV ve 34.5kV sargı komple sarıldı.
112	313350-01	100	154/31.5	Bucholz + Diferansiyel	A fazı sargısında sipir kısa devresi,A fazına ait YG sargının çıkış tiji onarıldı.
113	409020	100	154/31.5	Bucholz sinyal açma ve diferansiyel koruma	34.5 kV C fazında sipir kısa devresi,34.5 kV AG sargıları komple sarıldı.
114	31844	32	21/6.5	?	AG sargıları komple sarıldı.
115	30764	50	154/31.5	Bucholz ve diferansiyel koruma	A fazı sargısında sipir kısa devresi, şekil bozukluğu,154 kV sargının A ve B fazları 34.5 kV sargının A, B, C fazları komple sarıldı.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
116	30764	50	154/31.5	Bucholz ve diferansiyel koruma	Bucholzda biriken gaz yanıcı,Nüvenin üst tarafındaki iki boyunduruğu birbirine tutturun izole olması gereken saplamaların nüveye kısa devre olduğu tespit edilmiş, kısa devre giderilmiştir.
117	30764	50	154/31.5	Bucholz sinyal ve bucholz açma	Bucholzda biriken gaz yanıcı,A ve C fazları YG ana sargıları kısmen onarıldı, B ve C fazları YG kaba ayar sargıları ve YG ince ayar sargıları yeniden sarılmıştır.
118	T-0251-85	50	154/66	Bucholz sinyal ve bucholz açma	66 kV B fazı sargısında sipir kısa devresi,66-63 kV olan sekonder sargı gerilimi yeniden dizayn edilerek 34.5 kV olarak tekrar sarıldı.
119	30321	16	154/6.3	?	Kırılan kademe onarıldı, AG A fazı sarıldı.
120	96951	25	154/31.5 (35)	Aşırı akım rölesi	31.5 kV A fazı kopuk, AG 31.5-35 kV kademe bağlantı yerindeki arızalar giderildi.
121	41497	40	380/√3/154	Periyodik Test	Periyodik Testlerde Nem tespit edilmiş,Kurutuldu.
122	18965	25	154/31.5	Aşırı akım ,diferansiyel koruma bucholz açma ve sinyal	Dengesiz yüklenmeden dolayı magnetik akıların devrelerini trafo kazanı üzerinden tamamlayıp ısınmalara neden olduğundan trf kazanının ısınıp boyaları kalkmıştır.Aktif kısmı kazana mesnetleyen pimlerden kopanları yenilenecek AG şalterine bakım yapılmıştır.
123	162064	25	154/6.3	Diferansiyel role	6.3 kV sargı tanka kısa devre,6.3 kV sargının A fazı komple yeniden sarıldı.
124	11505004	183.24	380/154	Bucholz açma , diferansiyel	A fazı buşingi kırıldı, C fazında sargı, tank arızası, C fazı DC direnci yüksek bulundu,C fazı komple yeniden sarıldı.
125	11505004	183.24	380/154	Bucholz açma , diferansiyel	(C) fazı buşingi arızalandı, C fazı bobini arızalı bulundu.Empedans kapasitif akım değeri yüksek bulundu,Açıldığında nüve topraklama devresinde arıza görüldü, C fazı ile B fazı bobinleri yer değiştirdi. Yapılan testlerde B fazı empedans kapasitif akım değerleri diğer fazlara göre yüksek bulundu.Hurdaya ayrıldı.
126	GT-002-89	25	154/31.5	Diferansiyel koruma ve bucholz açma	Gaz yanıcı, 31.5 kV sargıda sipir kısa devresi
127	GT-002-89	25	154/31.5	Diferansiyel koruma ve bucholz açma	31.5 kV sargının C fazında sipir kısa devresi,31.5 kV sargının C fazı komple sarıldı.
128	3K 8003-3	31,5	154/21-6.3	Kademe bucholzdan servis harici	Kademe değiştirici arızalı,21 kV sargının B fazı komple sarıldı.
129	T-0943-88	50	154/31.5-34,5	Bucholz sinyal ve açma, diferansiyel	34.5 fiderden gelen darbe ile birlikte 34,5 kV A fazında sipir kısa devresi, 154 kV ve 31.5 kV sargıların A fazı ayar sargıları komple sarıldı.



## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
130	31167	150	380/154/15.8	Bucholz sinyal ve açma	Gaz Yanıcı,Sargılarda arıza yok , nüvede arıza olduğu sanılıyor.Tespit takozları ve sargılar arası çita yenilendi.
131	31167	150	380/154/15.8	Bucholz sinyal ve açma, diferansiyel	Gaz Yanıcı,380 kV B fazı sargısında paralel kollarda kopma ve muhtemelen bu sargıda sipir kısa devresi,380 kV B fazında sargının 6 dilimi yenilenmiş
132	24791	25	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma, diferansiyel	Gaz Yanıcı,C fazı kademe ana kontağı veya kademe bağlantı noktasında zayıf temas tespit edildi.Boşta kademe değiştiricinin tahrip olmuş kontakları onarılmış.
133	30805	50	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma, diferansiyel	34.5 kV A fazı sargısında sipir kısa devresi,34.5 kV'luk AG sargısının A,B,C fazları komple yeniden sarıldı.
134	7328/20007	100	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma	154 kV sargı dirençlerinde farklılıklar, 154 kV yük altında kademe değiştiricisinin bazı kontaklarının hasarlı olduğu tespit edilmiştir. Arızalı olan kademe ve şalteri onarılmış
135	7328/20007	100	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma, yağ seviye sinyal açma kademe bucholz açma	154 kV C fazında sipir kısa devresi.
136	3K 8002-1	100	154/34,5-31,5	Aşırı akım, bucholz ve diferansiyel koruma	31.5 kV B fazında sipir kısa devresi ve tanka temas, bu sargının tersiyer ile kısa devre olabileceği tespit edilmiştir.154 kV sargı B fazı komple, 31.5 kV AG ana sargısı A; B, C fazlarında 34.5 kV yeniden farklı iletken ve sargı tipinde komple sarıldı.
137	3K 8002-1	100	154/34,5-31,5	Periyodik Test	Rutubetli bulunmuş, kurutulmak üzere BGTO'ya nakil olmuş.Atölyede kurutma işlemine tabi tutulmuş.
138	31403	150	380/154/15.8	?	154 kV B fazı buşingi patladı, sargılarda bir arıza yok imalatçı fabrikasında onarılmış.
139	31403	150	380/154/15.8	Diferansiyel koruma, bucholz açma, basınç açma ventili çalışmış.	Sargılarda herhangi bir arıza görülmedi.380 kV B fazı buşing damu değişti, kopan tij onarıldı.
140	6511425	50	154/31.5-34,5	Bucholz sinyal ve açma	34,5 kV sargının A fazında sipir kısa devresi.34,5 kV sargının A fazı ana sargısı, ayar sargısı B ve C fazları ana sargıları ile 10 kV sargının A fazı yeniden sarıldı. Arızalı kademe onarıldı.
141	14038	47.5	161/10.6	Bucholz sinyal ve açma	154 kV A fazı sargısında sipir kısa devresi.161 kV sargıya ait A ve B fazları onarılmış, 10.6 kV'luk sargının ise A,B,C fazları komple sarıldı.
142	30432	16(20)	154/31.5	Bucholz açma, tank koruma	Trafonun YG tarafındaki B fazı buşingi ve AG tarafındaki B-C-N buşingleri patlamış, YG tank arası izalasyon seviyesi düşük bulunmuştur.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
143	30432	16(20)	154/31.5	Periyodik Test	Kademe hareket kollarındaki sorun ve nenden dolayı BGTO'ya nakil oldu.Kademeye hareket veren elemanlar yenilenmiş, kurutma sonrası yapılan testler normal bulunmuş.
144	2I 8002/4	345	400/21	Bucholz sinyal ve açma	Yüksüz kademe değiştirici yerine oturmadığından bucholz da gaz birikiyor, gaz yanıcı değil.Kademe kontaklarına gerekli bakım yapıldı.
145	T-1525/84	50	154/31.5	Bucholz sinyal ve açma	154 kV B fazında kopukluk tespit edildi, sargılar arası ve tanka karşı kısa devre,B fazı YG ve AG sargılarının birkaç dilimi tekrar sarıldı
146	97038	50	154/31.5	Aşırı akım koruma, Bucholz sinyal ve açma	AG sargısında tanka karşı kısa devre, B fazına ait AG ve tersiyer sargıları komple sarılmış.
147	125101	50	154/31.5	Periyodik Test	DC dirençlerinde farklılık, kademe şalterine bakım (periyodik testlerde tespit edilmiştir),Yük altında kademe değiştirme şalterinin kademe kontaklarının bakımı yapılmıştır.
148	6535642	100	154/34.5/6.3	Diferansiyel koruma	154 kV sargının A fazı ince ayar sargısı ile 34,5 kV sargının A,B,C fazları ayar ve ana sargıları komple yeniden, AG sargısı dizaynı değiştirilerek tersiyeri iptal edilmiştir.
149	31162	50	154/31.5	Diferansiyel koruma, bucholz açma,	C fazında deformasyon tespiti ile 34.5 kV AG sargısının A,B, C fazları komle yeniden sarıldı.
150	6483483	50	154/35/10	Diferansiyel koruma, bucholz açma,	A fazında sipir kısa devresi,35 kV ayar sargısı ile tersiyer sargıların A,B, C fazları sarıldı
151	6483483	50	154/35/10	Diferansiyel koruma	35 kV sargının C fazı ana sargısı kısmen onarıldı
152	6535636	25(31,5)	154/31.5-35/6.3	Bucholz açma	54 kV sargının C fazı ince ayar sargısı ile 31.5 kV sargının B fazı komple sarılmış, izolasyon test sonuçları kurutulma sonrası normal değil, diğer testleri normal bulunmuştur.
153	2 I 8002/3	345	400/21	Bakim Calismasi	YG yüksüz kademe şalterinde sorun var,BGTO'dan gelen ekip sorunu giderdi.
154	31062	25	154/31,5-34.5(15,8)	Diferansiyel koruma	15.8 kV şehir I fiderinde toprak arızası, fider kesici açmamış, 15.8 kV Bara 31.5 kV Baranın üzerine düşerek trf yandı, trf girişi kesici açmamış, 154 kV sargının A ve C fazları kısmen 31.5 kV sargının A,B,C fazları komple sarıldı
155	30765	50	154/33.25	Bucholz açma	Yanıcı gaz birikmiş, elle servis harici, B ve C fazları arasındaki ekranlama bağlantısı alt kısmından karbonlaşarak kopmuş ve bakır eriyerek nüve saçlarının aralarına kaynaklanmıştır. Üst boyunduruktaki saplama fiberi yanarak parçalanmış ve o noktada nüvede karbonlaşmalar oluşmuş.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
156	31216	150	380/154	Diferansiyel koruma, bucholz açma,	B fazı buşingi patladı, yangın çıkmış, su ile söndürüldüğü için trafo nakledilmiş, temizlenip BGTO'da kurutulmuş.
157	218002/2	345	400/21	Periyodik Test	Yapılan testlerde YG yüksüz kademe şalterinde sorun tespit edildi. BGTO'dan gelen elemanlarca onarımı yapıldı, Trafo rutubetli bulunup, kurutuldu.
158	125102	50	154/31.5	Periyodik Test	CL %59 artış var trafo servis harici (periyodik testlerde), ABC fazları alçak gerilim ana sargıları BC fazlarının AG ayar sargıları ve B fazı tersiyer sargıları sarılmış.
159	6535639	25	154/31.5	Diferansiyel , bucholz açma	31.5 kV sargının B fazında sipir kısa devresi, 31.5 kV sargının B fazı komple sarıldı.
160	6535645	25	154/31.5	Bucholz açma	Arıza gazlarındaki artışın devam etmesi nedeniyle test edilmiş, tersiyer sargının arızalı olduğu tespit edilmiş, Tersiyer sargıya ait C fazı komple sarıldı.
161	6535645	25	154/31.5	Diferansiyel , bucholz açma	34.5 kV A fazı sipir kısa devresi, bucholzda bireken gaz yanıcıymış.
162	36941	50	154/33.25	Tasima esnasında	Yere düşürülerek tahribata uğrayan trafonun düşüş yönünde üst boyunduruğun olduğu kısımda bobinlerde oluşan kaymalar düzeltilmiştir
163	HST-24220-1-2	100	154/34.5	Diferansiyel , bucholz açma	Bucholz rolesinde yanıcı gaz birikmiş , 154 kV B faz sargısında kopukluk olduğu tespit edilmiş, B fazı yük altında kademe değiştirici fiberinin kırılan kısmı kesilerek kısaltılmak suretiyle onarılmıştır.
164	HST-24220-1-2	100	154/34.5	Bucholz açma ,kademe bucholz açma, termik koruma	154 kV üçgen sargı C bacağında açık devre
165	31224	150	380/154/15.8	Bütün zati korumalar çalıştı.	154 kV A,B,C buşingleri tamamen parçalanmış, tersiyer buşingleri tamamen parçalanmış, 154 kV parafuduru yanmış. Arıza bilgilerinde belirtilen olumsuzlukların dışında yapılan testlerde sargılarda tersiyer sargılar hariç olumsuzluğa rastlanmadı, tersiyer sargılarda DC direnç değerleri kararlı ölçülememiştir.
166	31224	150	380/154/15.8	Diferansiyel , bucholz açma	380 kV seri sargının A fazında sargı DC direnci yüksek bulundu, A fazı YG seri sargısı kısmen onarıldı.
167	31224	150	380/154/15.8	Diferansiyel , bucholz açma	154 kV C fazı sargısı arızalı, muhtemelen kopuk, 380 kV C fazı kademe sargıları arızalı, 158 kV sargının ayar kademe sargısı bölümünde iki çıkış ucu arasındaki kısa devre sorunu (sargı sökülmeden) giderilmiş.
168	314420	50	154/33.6	Diferansiyel , bucholz açma	154 kV A fazında kopuk, A fazı YG ana sargısı kısmen onarıldı.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
169	GT-034-99	100	154/31.5	Diferansiyel , bucholz açma	154 kV B fazında sipir kısa devresi ve sargı toprak arızası,B fazı YG ana sargısı kısmen, YG ince ayar sargısı kendi iletkeni ile tekrar sarıldı.
170	31259	150	380/154	Bucholz, açma ,diferansiyel koruma, aşırı yük	Tersiyer sargı üçgen bağlantı uçlarında kopukluk veya kısa devre oluştu, bucholzda biriken gaz yanıcı,15.8 kV sargılar komple yeniden sarıldı, tersiyer sargı DC direnç değerleri farklı ölçülmüştür.
171	309270-01	25	154/31.5	?	154 kV A fazı buşingi patladı, her üç faz parafurdurlarında patlamış (34.5 kV) , yangın çıktı, sargılarda hasar görülmedi,YG sargısı tij uçları yenilenecek trafo kazanı boyatılmış.
172	315560-01	100	154/31.5	Diferansiyel , bucholz açma	C fazı ayar sargılarında sipir kısa devresi,154 kV YG sargısının B ve C fazları ince ve kaba ayar sargıları yeniden sarıldı.
173	20571	16	154/31.5	Periyodik Test	Kurutulmak için gelmiş.
174	T-1438-88	150	380/34.5/10	Periyodik Test	Kurutulmak için gelmiş.
175	GM-103100	105	400/15.8	Aşırı akım, bucholz açma	420kV buşing patlayarak servis harici oldu. Yapılan testlerde sargılarda herhangi bir sorun bulunmadı, yeni buşing monte edilerek trafo servise alınmak istendiği an A.A ve bucholz rolesi çalışarak servis harici oldu. Yapılan testlerde izolasyon direnci değerlerinde düşüklük, 420kV sargının DC direnç değerlerinde yükselme gözlemlendi, sarım oran testleri yapılmamıştır, trafonun sargılarında, izolasyon maddelerinde hasarlanmaya bağlı izolasyon zayıflığı olabileceği tespit edilmiştir.420/√3 kV YG sargısının bir bobini komple sarıldı, uzun süre kurutuldu, değerler normal bulundu.
176	93202	100	154/34.5	Diferansiyel , bucholz açma	31.5-35 kV bağlantı terminallerinin ve sargının buşinge bağlantı noktalarının kontrolü 34.5 fiderden gelen arıza ile birlikte trafo servis harici olmuş, B fazı ayar sargısı kısmen onarıldı.
177	T-1438-88	150	380/34.5/10	Diferansiyel koruma, nötr direnci/akım/gerilim koruma çalıştı.	Nötr direnç ve yer altı kablosu yanması ile servis harici olmuş,kurutulmuş.
178	93201	50	154/34.5	Diferansiyel koruma , bucholz , aşırı akım	A fazında sipir kısa devresi
179	170689	33	380/√3/15,8	Diferansiyel , bucholz açma	Gaz analizlerinde ; yanıcı gazlar yüksek bulunmuş. Nüve-kazan arasındaki toprak bağlantısının arızası giderilmiş.
180	HST-24222-6-4	80	380/√3/15,8	Bucholz açma	Bucholz dan yanıcı gaz çıkmış, trafonun sargı iletken ek yerinde bir deformasyon varmış, sargısı kısmen onarıldı.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
181	GT-020-91	25	154/31.5	Diferansiyel , bucholz açma	AG ana sargıları ve ayar sargıları komple yeniden sarıldı , trafo kurutuldu, testleri normal.
182	31049	80/100	154/34.5	Diferansiyel , bucholz açma	AG 34.5 kV B fazı sargısında sargı + toprak ve sarım kısa devresi. Ayrıca, kademe değiştirici arızalı. AG sargıları komple yeniden sarıldı.
183	GT-017-98	80/100	154/34.5	Diferansiyel koruma , bucholz , aşırı akım	154 kV B fazı sargısı sargı + tank ve sipirler arası kısa devre. YG B fazı kaba ayar ve ince ayar sargıları yeniden sarıldı, B fazı YG ana sargısındaki bombe düzeltilmiş.
184	31556001	80/100	154/34.5-31.5	Bucholz açma	Nüve-kazan arasındaki toprak bağlantısının arızası giderilmiş
185	GT-020-91	25	154/34.5-31.5	Bucholz açma ,kademe bucholz açma, termik koruma	Kademe değiştirici yerine oturmadığından bucholz da gaz birikiyor, gaz yanıcı değil. Kademe kontaktlarına gerekli bakım yapıldı.
186	549299	100	154/34.5	Periyodik Test	Kurutulmak için gelmiş.
187	30795	25	154/31.5-34.5	Bucholz açma	31.5 kV C fazı sargısında kopma. 31.5-35 kV AG ayar sargısı bağlantısında meydana gelen gevşekliklerden oluşan kötü temas giderilmiş.
188	GT-037-93	25	154/31.5-34.5	Periyodik Test	Trafo rutubetli bulunmuş, tasfiye edilmiş, kurutulmamış (periyodik testlerde), BGTO'ya nakledilmiş. Kademe kontaktlarındaki karbonlaşmalar giderilmiş, kademe yağı değiştirilmiş, trafo kurutulmuş.
189	30779	25	154/31.5-34.5	Periyodik Test	34.5 kV C fazı DC direnci yüksek kazan yapısı bu durumu görmeye ve iletkenleri değiştirmeye uygun olmadığından BGTO'ya nakli ile 34.5- 31.5 kV AG ayar sargıları bağlantı yerindeki gevşeme ve olumsuzluklar giderilmiş.
190	31120	150	380/158/15.8	Bucholz alarm , açma, yağ seviyesi alarmı , yağ seviyesi açma	154 kV A,B fazı buşingi patlamış, C fazı buşingi çatlamış, 380 kV A ve B fazı buşingleri patlayarak yanmış, sargılarda herhangi bir hasarlanma tespit edilememiş, trafo gövdesi yangında hasarlanmış.
191	409015	100	154/31.5-34.5	Diferansiyel koruma	Arızalı 34.5 kV fiderin arıza üzerine tekrar kapatılması durumunda güç trafosunda kalıcı hasar meydana gelmiş. 3 faza ait YG ince ayar sargıları düzeltilmiş, C-B fazları AG ayar sargıları komple yeniden sarılmış.
192	30319	16(20)	154/31.5-34.5	?	154 kV B fazı sargısının kopuk olduğu tespit edilmiş (devreye alınmadan önce yapılan testlerde). B fazı YG sargısı giriş ucunda meydana gelen iletken kopukluğu giderilmiş.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
193	T-1995-86	25(31.5)	154/31.5-34.5	Periyodik Test	Arıza araştırma testlerinde trafonun arızalı olduğuna karar verilmiş, BGTO'da açılıp onarılması sonucunda kopan nüve topraklaması onarılmış.
194	31949	75(100)	380/158/15.8	Bucholz rolesi çalışarak devre dışı olmuş, 15.8 kV toprak koruma çalışmış	Trafoda 15.8 kV tersiyer sargıda sipir kısa devresi, ayrıca sargı-toprak arasındaki kapasitif akım değerlerinde artış var (özellikle CL'de). bucholz da gaz var.15,8 kV 'luk sargının ayar sargıları yeniden sarılmış.
195	31949	75(100)	380/158/15.8	Bucholz alarm , açma	380 kV tarafından boşa enerjilendiğinde devreye alınmasından 5 dk sonra arızalandı, gaz yanıcı, CL ve CHL kapasitif akım değerlerinde artış var.
196	2P 8401/4	150	380/154/15.8	Periyodik Test	TM'de yapılan testlerde %PF yüksek, izolasyon direnci düşük çıkmış, kurutulması tavsiye edilmiştir.Trafo açılarak kurutulmuş.
197	308210-01	100	154/34.5	Diferansiyel , bucholz açma	34.5 kV Tuzla I-II fiderlerinden gelen arıza ile birlikte trafo servis harici olmuş, OG A fazında sargı sipir kısa devresi oluşmuş.34.5 kV'luk sargının A fazı ana ve ayar sargısı komple yeniden sarıldı.
198	35756	25(31.25)	154/11.1	Bucholz açma	11.1 kV sargının her üç faz DC direnci yüksek bulunmuş.11.1 kV AG A, B fazlarına ait tijlerin sargı bağlantı yerlerindeki gevşemenin neden olduğu kötü temastan dolayı tahrip olmuş tijler değiştirilmiş.
199	97037	50	154/34,5-31.5	Aşırı akım, diferansiyel koruma.	Tersiyer sargı arızalı.AG ayar ve tersiyer sargıları komple yeniden sarıldı, nüve arızası giderilerek nüve tekrar dizilmiş, trafo kazanı boyanmış.
200	T-2694-83	25	154/31,5-34,5	Diferansiyel Koruma,Bucholz sinyal, Bucholz açma	54 kV B fazı DC direnç ölçümlerinde akım çekmediği tespit edildi. B faz sargısında kopukluk bulunmuştur.154 kV B fazı sarıldı.
201	T-1408-78	10	30/15	Bucholz alarm , açma	31,5 kV B faz sargısında kopukluk tespit edildi.Tamir edilecek.
202	31403	150	380/154/15,8	Periyodik Test	Test sonuçlarında ikaz akım değerleri anormal bulundu. 158 kV merkez iletkeninde sorun tespit edildi. İletken çekerken zorlanmıştır. Uç çekilmesi ile ilgili herhangi bir sorun tespit edilmedi.Trafo kazanı tabanında ve trafo aktif kısmı üzerinde bol miktarda pas ve tortuya rastlandı.
203	6535649	25	154/31,5	Diferansiyel Koruma	Üst bağlantı gevşek, takozlar yerinden kaymıştır. Tersiyer sargı kısa devre bulundu.tersiyer iptal edilerek tamir yapıldı.
204	30878	25	154/31,5	Bucholz alarm açma	31,5 kV A faz sargı sipir kısa devresi.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA )	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
205	6535640	25	154/31,5	Diferansiyel Koruma	31,5 kV A faz sargısında kısa devre tespit edildi.Tamir edilecek.
206	549299	100	154/31,5-34,5	Bucholz sinyal ve diferansiyel koruma	34,5 kV Saray-4 fiderinde A faz camperinin koptuğu, Saray-3 fiderinin C faz camperinde hasar meydana geldiği gözlemlendi. Güç trafosunda 34,5 kV C fazında spir kısa devresi tespit edildi. Tamir edilerek devreye alındı.
207	GT-031-93	50	154/31,5	Diferansiyel Koruma bucholz sinyal, bucholz açma	YG ve AG Sargılar arası kısa devre tespit edildi.Tamir edilecek.
208	30880	16	154/34,5	Bucholz açma ve tank koruma	34,5 kV B faz sargısında arıza tespit edildi.
209	GT-035-99	100	154/31,5-34,5	Diferansiyel Koruma,Bucholz sinyal, Bucholz açma	34,5 kV kablo başlığı patladı. AG sargısında A fazında spir kısa devre tespit edildi.
210	316319	250	380/154	Diferansiyel Koruma	Ototrafoda yangın oluştu.Ototrafonun tüm buşingleri parçalandı. Kısmi testler yapıldı.Sargılar sağlam.Aksesuarlar temin edilmeye çalışılıyor.Trafo devreye alınabilir.
211	30805	50	154/31,5	Diferansiyel Koruma	C fazı ana veya kademe sargısında spir kısa devresi var.Tamir edilecek.
212	6688477	50	154/33,6	Diferansiyel koruma , Bucholz açma	34,5 kV A fazında spir kısa devresi tespit edildi.
213	1189057	25	154/15,8	Diferansiyel koruma , Bucholz açma	154 kV A fazında spir kısa devresi.Alçak gerilim A,B,C fazlarında spir kısa devresi.
214	GT-003-89	50	154/31,5-34,5	Diferansiyel Koruma	34,5 kV AG C fazında sargı kısa devresi
215	409020	100	154/31,5	Bucholz alarm , açma	31,5 kV AG B fazında spir kısa devresi
216	125118	100	154/31,5-35	Bucholz alarm , açma	31,5 kV AG C fazında spir kısa devresi
217	31277	100	154/31,5-35	Diferansiyel koruma, kademe bucholz açma	Kademe arızası oluştu.Kademe degistirilerek trafo işletmeye alındı.
218	313260-01	100	154/33,6	Diferansiyel Koruma	154 kV A faz spir kısa devre tespit edildi.
219	308230-01	100	154/34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz açma	36 kV ömerli fideri aşırı akım a-c fazlarından gelen darbeleri arıza ile aynı anda Güç trafosu servis harici oldu.Yapılan testler sonucu 154 kV C faz sargısı kopukluk tespit edildi
220	30670	25	154/34,5	Aşırı akım, diferansiyel koruma	34,5 kV OSB fiderinden gelen arıza sonucu 154 kV A B C faz spir kısa devresi oluştu.
221	20607	10	34,5/15,8	Aşırı akım koruma	Trafo yanmış. Akü grubunda arıza olduğundan kesiciler açmamış.Trafo hurdaya ayırdı.
222	30825	16	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz açma	34,5 kV sargı spir kısa devresi.

## EK-7 (Devam) 1995-2007 yılları arasında arızalanan güç transformatörlerinin listesi

S. N O	SERİ NO	GÜCÜ (MVA)	GERİLİMİ (KV)	ÇALIŞAN RÖLELER	ARIZA ve ONARIM HAKKINDA BİLGİLER
223	549202	100	154/34,5	Bucholz acma	34,5 kV sargı tank spir kısa devresi
224	409013	100	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz acma	34,5 kV AG B faz sargı spir kısa devresi.
225	T-1055-84	25	154/31,5-34,5	Korumalar çalışmamış.	Nötr direnci yanması sonucu servis harici olan trafoda yangın çıkmış. Tamir bekliyor.
226	47912	10	34,5/15,8	Bucholz acma	Trafo yangın geçirdi. 34,5kV C faz buşingi parçalanmış
227	20578	25	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz acma	34,5 kV C fazında kopukluk tespit edildi
228	31051	50	154/34,5	Bucholz acma	154 kV YG Sargısında spir kısadevresi var.
229	T-0718-84	25	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma	Kademe arızalı.
230	037107	100	380/154/15,4	Periyodik Test	İkaz akımları okunamamış. Servise alınması sakıncalı. Sargı deformasyonu var. Trafo acılmayı bekliyor.
231	97035	50/62,5	154/34,5	Periyodik Test	Trafonun test edilmesi sonucunda 34,5 kV C faz spir direncinin çok yüksek çıkması nedeni ile kısa devre olduğu kanaatine varılmıştır.
232	30494	16	154/34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz acma	YG Sargısında rutubet var.
233	30077	16	154/34,5	Kademe bucholz açma	Kademe değiştirici üst diyaframı parçalanmış.
234	106724	25	154/34,5	Açma yok	Trafo yanmış. DC enerji kesildiğinden trafo servis harici olamamış. Trafo hurdaya ayırdı.
235	31248	50	154/34,5	Periyodik Test	ikaz akımları %30, 40 artmış. Gaz analizlerinde D2, T2 arızası var.
236	6535647	25	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma	Yapılan testler neticesinde güç trafosunun 31,5 kV B fazı O.G. sargısında kopukluk olduğu tespit edilmiştir. Arızalı trafonun primer ve sekonder bağlantıları sökülerek, daha sonra Gölbaşı tamir atölyesine gönderilmek üzere trafo platformun sonuna doğru çekilmiştir.
237	125106	50	154/31,5-34,5	Diferansiyel koruma , Bucholz acma	34,5 kV OG B fazında spir kısa devresi oluşmuş.
238	31945	100	380/154	Diferansiyel koruma , Bucholz acma ,Kademe bucholz açma.	154 kV A fazında spir kısa devresi var.
239	20574	25	154/31,5-34,5	Periyodik Test	31,5-34,5 kV boşa kademe bağlantısında kopukluk tespit edildi. Güç trafo Onarım İşletme Müdürlüğünde normale getirilerek işletmeye alındı.
240	136555	100	154/31,5-34,5	Kademe bucholz açma.	Kademe değiştiricide mekanik sorun var. 31,5 kV DC direnç ölçümlerinde, B ve C fazları A fazına göre yüksek direnç değerler ölçülmüş.Tamir edilerek devreye alındı.



## ÖZGEÇMİŞ

### Kişisel Bilgiler

Soyadı Adı : İLKKAHRAMAN, Murat  
Uyruğu : T.C.  
Doğum tarihi ve yeri : 10.04.1974 Adana  
Medeni hali : Bekar  
Telefon (cep) : 0 (505) 315 69 63  
(iş) : 0 (312) 203 83 92  
e-mail : [murat.ilkkahraman@gmail.com](mailto:murat.ilkkahraman@gmail.com).

### Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Lisans	İstanbul Teknik Üniversitesi/ Elektrik Mühendisliği Bölümü	1997
Lise	Adana Merkez Endüstri Meslek Lisesi	1991

### İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
1998-2007	TEİAŞ Genel Müdürlüğü	Elektrik Mühendisi

### Yabancı Dil

İngilizce

### Hobiler

Kitap, Bilgisayar Teknolojileri, Türk Halk Dansları.