

**YAĞLI TİP TRANSFORMATÖRLERİN DOĞRUSAL OLMAYAN
DİNAMİK TERMAL MODELLEMESİ**

Ali MAMIZADEH

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

OCAK 2010

ANKARA

Ali MAMIZADEH tarafından hazırlanan YAĞLI TİP TRANSFORMATÖRLERİN DOĞRUSAL OLMAYAN DİNAMİK TERMAL MODELLEMESİ adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. İres İSKENDER ,
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dal

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

Prof. Dr. Sezai DİNÇER
Elektrik Elektronik Mühendisliği, Gazi Üniversitesi
Doç. Dr. İres İSKENDER
(Elektrik Elektronik Mühendisliği, Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Mecit SİVRİOĞLU
Makine Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Tarih: 22/01/2010

Bu tez ile G.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Bilal TOKLU
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 bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Ali MAMIZADEH

YAĞLI TİP DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİN DOĞRUSAL OLMAYAN DİNAMİK TERMAL MODELLEMESİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Ali MAMIZADEH

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Ocak 2010

ÖZET

Transformatörler, enerji taşıma ve dağıtım sistemleri ile ilgili yatırımın en büyük bölümünü oluşturuyorlar ve onlarda meydana gelen problemler büyük ekonomik kayıplara yol açabilmektedirler. Bu gerçekler dikkate alınarak Elektrik Sistemlerini daha ekonomik ve güvenilir bir şekilde çalıştırmak gerekir. Buna göre, transformatörlerin izolasyon koşulları, faydalı çalışma ömürleri, ve yüklenebilme kapasiteleri iyice bilinmelidir. Transformatörlerin faydalı ömürlerindeki etken en önemli parametre izolasyonun hızlı yaşlanmasına neden olan izolasyonun sıcaklık seviyesidir. Yağlı tip transformatörlerde sıcaklığın değişimi bir üstel denklemle açıklanmıştır. Bu denklemde sistemin zaman sabiti esas alınarak, eşdeğer devrenin zaman sabiti, termal kapasite ve termal direncin çarpımına eşittir. Bu çalışmada yağlı trafoların üst yağ sıcaklığına doğrusal olmayan dinamik bir model sunulmuştur. Bu model de transformatörde kullanılan iletken malzemenin termal özellikleri ve yağın doğrusal olmayan parametreleri dikkate alınmıştır. Model Yağlı tip transformatörlere deneysel çalışmalarla doğrulanmıştır.

Bilim Kodu : 905.1.033
Anahtar Kelimeler : Transformatör, termal modelleme, tepe yağ sıcaklığı, yağlı tip
Sayfa Adedi : 151
Tez Yöneticisi : Doç. Dr. İres İSKENDER

**NONLINEAR DYNAMIC THERMAL MODELING OF OIL-IMMERSED
DISTRIBUTION TRANSFORMERS**

(M.Sc. Thesis)

Ali MAMIZADEH

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY**

January 2010

ABSTRACT

Transformers are the largest part of the investments of transmission and distribution systems and have a considerable economic impact on the operation of an electrical network. It is advisable to know the insulation condition, operating life, and loading capacitance of transformer to ensure its economical operation and secured service. The most important parameter in transformers life expectancy is the insulation temperature level which accelerates the rate of aging of the insulation. The variation of the temperature is described by an exponential equation based on the time constant of the system. In the thermal equivalent circuit model the time constant is equal to multiplication of thermal capacitance and thermal resistance. The aim of this study is to present a nonlinear dynamic thermal model for top oil temperature of oil immersed transformers. The presented model has considered assorted materials as conductor in their windings and the nonlinear parameter of transformer oil. Calculated model is verified by experimental works on oil immersed transformers.

Science Code	: 905.1.033
Key Words	: Transformer, thermal modeling, top oil temperature, oil immersed
Page Number	: 151
Adviser	: Assoc. Prof. Dr. İres İSKENDER

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın ortaya çıkmasında yardım ve katkılarını esirgemeyen, ışıkları ile şahsıma yol gösteren ve yönlendiren değerli hocam Doc. Dr. İres İSKENDER'e sonsuz teşekkür ederim. Ayrıca deneysel faaliyetlerime imkân yaratıp ve katkılarını esirgemeyen EREN Transformatör İmalatçı firmasının çok değerli yetkililerine teşekkürü bir borç bilirim.

Bu çalışmayı; anlayışı ile sürekli mali ve manevi ve her yönden destekçim olan aileme armağan ediyorum.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	xii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xiii
RESİMLERİN LİSTESİ.....	xvii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xviii
1. GİRİŞ	1
2. TRANSFORMATÖRLERİN YAPISI	8
2.1. Yağlı Dağıtım Transformatörleri	9
2.2. Çalışma Prensibi.....	9
2.3. Üç Fazlı Transformatörlerin Genel Yapısı.....	11
2.4. Nüve Yapısı.....	12
2.5. Sargılar	12
2.6. Transformatörlerin Soğutulması	13
2.7. Soğutma Ortamına Göre Soğutma Türleri	13
2.8. Transformatörün Eş Değer Devresi.....	17
2.9. Bağlantı Kümeleri	21
2.10. Yağlı Dağıtım Transformatörlerdeki Kayıplar.....	21
2.10.1. Boştaki kayıplar (no-load losses).....	21
2.10.2. Çekirdek demir kayıplarının azaltılması	25

Sayfa

2.10.3. Transformatörde yükteki kayıplar (on- load loss)	27
2.10.4. Dielektrik kayıpları	30
2.10.4. Transformatörlerde kaçak kayıplar	30
2.11. Kaçak Manyetik Akılar	31
2.12. Kaçak Kayıp Kontrolü	32
3. TRANSFORMATÖR TESTLERİ.....	35
3.1. Rutin Deneyler	35
3.1.1. Çevirme oranı ölçümü	35
3.1.2. Vektör grubunun saptanması.....	36
3.1.3. Farklı vektör grubundan transformatörlerin paralel çalıştırılması	39
3.1.4. Sargı dc-dirençlerinin ölçülmesi	41
3.1.5. Uygulanan gerilim deneyi	43
3.1.6. İndüklenen gerilim deneyi.....	45
3.1.7. Boşta çalışma deneyi.....	49
3.1.8. Yükte kayıp ve kısa devre empedans gerilimi ölçülmesi	50
3.2. Tip Deneyleri	53
3.2.1. Sıcaklık artışı deneyi	53
3.2.2. Darbe gerilimi deneyi.....	55
3.2.3. Duyulabilir gürültü seviyesinin ölçülmesi	58
3.2.4. Kısa devrelere karşı mekanik dayanım deneyi.....	60
3.3. Özel Deneyleri	60
3.3.1. Kapasite ve izolasyon kayıp faktörü ölçümü (doble testi)	60
3.3.2. Yalıtım direnci ölçümü (megger testi)	62

Sayfa

3.3.3. Dielektrik delinme dayanımı ölçümü	64
3.3.4. Güç faktörü (P.F.%) ölçümü	65
3.3.5. Boşta akım harmonikleri ölçümü	65
3.3.6. Kısmi deşarj deneyi.....	66
3.3.7. Sıfır bileşen empedansı ölçümü	69
3.3.8. Yükte kademe değıştirici fonksiyonel testleri.....	69
4. TRANSFORMATÖR ARIZALARI.....	71
4.1. Transformatörün Korumaları	74
4.2. Transformatör Arızalarının Analizi	75
4.3. Bilgilerin Sistematik Analizi.....	75
4.4. Analiz Edilen Bilgilerin Bilinen Arıza Veya Problemlerle Karşılaştırılması	76
4.4.1. Mekanik sargı arızalarının analizi	76
4.4.2. Nüve yapısındaki trafolarla mekanik sargı arıza modları	77
4.4.3. Shell yapısındaki trafolarla mekanik sargı arıza modları.....	79
4.4.4. Nakil sırasında veya trafonun yer değıştirmesi ile meydana gelen mekanik arızalar.....	80
4.4.5. Bobin sıkıştırma sistemlerinin arızalanması	80
4.4.6. Yerinden kaymış giren-çıkan trafo bağlantılarındaki arızalar.....	81
4.2. Elektriksel Arızaların Analizi	81
4.5.1. Transformatör sargılarının gerilimi ve ortak kısımlar.....	83
4.5.2. İzolasyon sisteminin fonksiyonu.....	84
4.5.3. İzolasyon delinmesinin mekanizması	86

Sayfa

4.5.4. İzolasyon deformasyonun nedenleri	87
4.6. Termal Faktörlerden Kaynaklanan Arızalar	88
4.7. Diğer Elektriksel Arızaların Analizi	89
4.8. Transformatör Koruma Algoritmasının Analizi	90
4.8.1. Transformatör korumada kullanılan parafudur	90
4.8.2. Transformatör korumada kullanılan aşırı akım koruma.....	90
4.8.3. Transformatör korumada kullanılan diferansiyel koruma.....	91
4.8.4. Akım ve gerilim dalga yapılarının analizi.....	91
4.8.5. Arıza ve olay kayıt cihazlarının kayıtlarının analizi	91
5. ISI TRANSFERİNE GİRİŞ	93
5.1. Isı Transfer mekanizmaları	93
5.2. Işıma.....	95
5.3. İletim	95
5.4. Konveksiyon	96
6. SICAKLIK ARTIŞ (ISINMA) DENEYİ.....	97
6.1. Deneyin Amacı	97
6.2. Deney Devresi.....	97
6.3. Deney Sırasında Uygulanması Gereken Önlemler	97
6.4. Deneyin Yapılışı	98
6.5. Ortam Sıcaklığının Ölçülmesi.....	101
6.6. Kızılötesi Kamera ve/veya Sıcaklık Algılayıcıları ile Sıcaklıkların Belirlenmesi.....	102
6.7. Yağ Isınmasının / Sıcaklık Artışının Bulunması	102

Sayfa

6.8. Sargı Isınmasının Hesaplanması	102
7. TERMAL MODELLEME	105
7.1. Termal Modellemeye Giriş	105
7.2. Elektrik Termal Benzerlik Teorisinin Esasları (Fundamental Theory Of Thermal-Electrical Analogy)	109
7.3. Transformatörün Üst Yağ Sıcaklık Termal Modellemesi.....	111
7.4. Termal Kapasitans Hesabı - Transformatör Parametreleri Kullanarak	114
7.5. Doğrusal Olmayan Termal Özellikleri Dikkate Alarak Transformatör Termal Direnç Hesaplaması.....	116
7.6. Doğrusal Olmayan Termal Model	119
7.7. Modeli Deneysel Doğrulama	121
7.8. Deneysel sonuçlar	123
8. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	144
KAYNAKLAR	147
ÖZGEÇMİŞ	150

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. En çok kullanılan bağlantı kümeleri	21
Çizelge 7.1. Termal – elektrik benzerliğin niceliği	111
Çizelge 7.2. Alüminyum ve bakırın özel termal kapasitesi	115
Çizelge 7.3. C ve n sabitleri için deneysel değerler	116
Çizelge 7.4. Birinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri	123
Çizelge 7.5. İkinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri	126
Çizelge 7.6. Üçüncü ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri	129
Çizelge 7.7. Dördüncü ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri	132
Çizelge 7.8. Beşinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri.....	135
Çizelge 7.9. Altıncı ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri	138
Çizelge 7.10. Yedinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri ...	141

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. Transformatörler güç sisteminde	2
Şekil 1.2. ONAN Transformatörünün içindeki farklı yerlerinde sıcaklığın dağıtımı	5
Şekil 1.3. ONAF ve OFAF (ODAF da dahil) Transformatörlerinin içindeki farklı yerlerinde sıcaklığın dağıtımı	6
Şekil 2.1. Tek-fazlı bir transformatörün manyetik devresini ve bobinlerini gösteren diyagram	10
Şekil 2.2. Çekirdek tipi transformatör.....	12
Şekil 2.3. Tabii soğutmalı yağlı tip transformatör (ONAN)	16
Şekil 2.4. Yağlı transformatörün zorlanmış soğutması (ONAF)	17
Şekil 2.5. Çekirdek tipi demir gövdeye yerleştirilmiş iki sargıdan Oluşan bir fazlı transformatör ve Sarımlarda kaçak akıların oluşumu.....	18
Şekil 2.6. Primer ve sekonder sargıların doğal ortamlarında kendi Parametreleri, akımları ve gerilimleri ile oluşturdukları ikili devre	19
Şekil 2.7. Primer demir kayıplarının (a) uygulanan gerilime değişimi (b)uygulanan gerilimin karesi ile değişimi	23
Şekil 2.8. Histerizis çevrimi ve çalışma bölgesi	24
Şekil 2.9. Magnetik akı çizgileri dar hava aralığına doğru sıklaşır ; köşelerde ve üst üste bindirme durumunda akı dağılımı.....	26
Şekil 2.10. Yalıtılmış bakır iletken taşıyıcıda akım, girdap akım kayıpları ve deri olayı etkisinin sonuçları	29
Şekil 2.11. Kaçak manyetik alan.....	31
Şekil 2.12. Manyetik çatal kalkanları	33

Şekil	Sayfa
Şekil 3.1. Dyn-5 bağlantı grubu.....	35
Şekil 3.2. İki farklı Vektör grubunun.....	37
Şekil 3.3. Dyn 5 ve Dyn 11 vektör grubunun ölçüm şeması	38
Şekil 3.4. Farklı vektör grubundan transformatörler	40
Şekil 3.5. Farklı vektör grubundan transformatörlerin paralel çalıştırılması.....	41
Şekil 3.6. Direnç ölçmede kullanılan wheatstone ve thomson köprüleri prensip şeması.....	42
Şekil 3.7. Akım-gerilim yöntemi ile ölçme	43
Şekil 3.8. Uygulanan gerilim deneyi prensip bağlantı şeması	44
Şekil 3.9. Üniform yalıtılmış sargılı trafolarla Endüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması	46
Şekil 3.10. Sargıları kademeli yalıtılmış yny-0 grubu güç trafosunda endüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması	47
Şekil 3.11. Sargıları kademeli yalıtılmış ynd-1 grubu güç trafosunda endüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması	48
Şekil 3.12. Boşta kayıpların ölçüm bağlantı şeması	50
Şekil 3.13. Yıldırım darbe gerilimi	56
Şekil 3.14. Kesik dalga darbe gerilimi	57
Şekil 3.15. Yıldırım darbe gerilimi deney bağlantı şeması.....	58
Şekil 3.16. Gürültü seviyesi deneyinde ölçüm noktaları	59
Şekil 3.17. Kapasite ve izolasyon kayıp faktörü ölçümü.....	61
Şekil 3.18. Transformatörlerin eşdeğer kapasiteleri	62
Şekil 3.19. Yalıtım direnci ölçümü prensip bağlantı şeması.....	64
Şekil 3.20. Harmonik ölçümü prensip bağlantı şeması.....	66
Şekil 3.21. Kısmi deşarj deneyi test prosedürü grafiği	68

Şekil	Sayfa
Şekil 3.22. Kısmi deşarj deneyi prensip bağlantı şeması.....	68
Şekil 3.23. Sıfır bileşen empedansı ölçümü prensip bağlantı şeması	69
Şekil 5.1. Isı transfer mekanizmaları	94
Şekil 5.2. Işıma ısı transferi	95
Şekil 5.3. İletim ısı transferi.....	96
Şekil 5.4. Konveksiyon ısı transfer mekanizması	96
Şekil 6.1. Bir transformatörde basitleştirilmiş sıcaklık dağılımı	97
Şekil 6.2. Üst yağ sıcaklık artışı eğrisi ve maksimum artış için ekstrapolasyonu	100
Şekil 6.3. Sargı soğuma eğrisi ve ekstrapolasyonu.....	103
Şekil 6.4. Sargı soğuma eğrisi.....	103
Şekil 7.1. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin faydalı ömür oranının sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi.....	106
Şekil 7.2. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin Yaşlanma faktörüyle sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi	107
Şekil 7.3. Transformatörün içinin farklı yerlerindeki sıcaklık artışı.....	108
Şekil 7.4. ONAF ve ODAF transformatörün içinin farklı yerlerindeki sıcaklık artışı.....	109
Şekil 7.5. Elektrik ve termal-elektrik benzer devreleri. (a) elektrik RC devresi, (b) benzer termal devre.	110
Şekil 7.6. Üst yağ sıcaklığının termal devresi.	112
Şekil 7.7. Basitleştirilmiş üst yağ sıcaklığı termal devre. (a) üst yağ sıcaklığı termal devre, (b) basit eşdeğer termal devre.....	113
Şekil 7.8. Transformatör yağının fiziksel özellikleri sıcaklığa göre değişimi	118
Şekil 7.9. Basitleştirilmiş eşdeğer üst yağ termal modeli	120
Şekil 7.10. Isı artış deneyinin şeması.....	122

Şekil	Sayfa
Şekil 7.11. Isı artış deneyinde ölçüm noktaları.....	122
Şekil 7.12. Birinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli	124
Şekil 7.13. Birinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası	125
Şekil 7.14. İkinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli	127
Şekil 7.15. İkinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası	128
Şekil 7.16. Üçüncü ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli.....	130
Şekil 7.17. Üçüncü ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası	131
Şekil 7.18. Dördüncü ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli	133
Şekil 7.19. Dördüncü ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası..	134
Şekil 7.20. Beşinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli	136
Şekil 7.21. Beşinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası.....	137
Şekil 7.22. Altıncı ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli	139
Şekil 7.23. Altıncı ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası	140
Şekil 7.24. Yedinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli.....	142
Şekil 7.25. Yedinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası.....	143

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 1.1. Yağlı tip dağıtım transformatörü	3
Resim 1.2. Gaz izoleli yüksek basınç transformatör	3
Resim 1.3. Kuru tip dağıtım transformatörü	4
Resim 1.4. Yağlı tip dağıtım transformatörünün iç yapısı	4

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklama
B	Akı yoğunluğu (Flux)
B_m	Maksimum akı yoğunluğu
e	İndüklenen EMK (Voltage)
E	İndüklenen EMK' nın RMS değeri
f	Frekans (Freguency)
H	Manyetik akı şiddeti
I	Akım (Current)
I₁	Primer akımı (Primery current)
I₂	Sekonder akımı (Secondary current)
J	İletkendeki akım yoğunluğu
K	Çevirme oranı (Turn ratio)
N	Sarım sayısı
N₁	Primer sarım sayısı (Primery turns)
P	Güç (Power)
R	Direnç
V₁	Transformatörün girişine uygulanan gerilim
V₂	Transformatörün çıkışına uygulanan gerilim
θ_h	En sıcak- nokta sıcaklığı
Ø_m	Maksimum akı değeri
H_g	En sıcak noktayla Üst yağ arası sıcaklık farkı °C
g	Yağ ortalamasıyla sargıların ortalama sıcaklık farkı °C
Z₂	Primer taraf empedansı

Simgeler	Açıklama
C_{el}	Elektrik kapasitans farad
C_{th}	Termal kapasitans
i	Elektrik akım amper
q	Güç wat
R_{el}	Elektrik direnç ohm
R_{th}	Termal direnç
V	Gerilim volt
θ	Sıcaklık °C
C_{tm}	Transformatör metal aksamının termal kapasitansı
C_{pri}	Primer termal kapasitans
C_{sec}	Sekonder termal kapsitansı
C_{th-oil}	Transformatör eşdeğer termal kapasitansı
C_{oil}	Transformatör yağın termal kapasitansı
c_{oil}	Yağın özel termal kapasitansı
q_{fe}	Transformatör demir kaybı
q_l	Transformatör yük kaybı
q_{pri}	Transformatör primer sargısının resistiv kaybı
q_{sec}	Transformatör sekonder sargısının resistiv kaybı
q_s	Trafo başıboş kayıplar
$R_{th-oil-air}$	Transformatör – ortam arası termal direnç
R_{tm-o}	Transformatör metal aksam yağ arası termal direnç
R_{fe-o}	Transformatör nüve yağ arası termal direnç
R_{w-o}	Transformatör sargı yağ arası termal direnç
θ_{amb}	Ortam sıcaklığı °C
θ_{tor}	Üst yağ sıcaklık artışı °C
θ_u	Son üst yağ sıcaklığı °C

Simgeler**Açıklama**

θ_i	Başlangıç üst yağ sıcaklığı °C
θ_{oil}	Transformatörün üst yağ sıcaklığı °C
$\Delta\theta_{oil}$	Üst yağ sıcaklık farkı °C
$\Delta\theta_{tor}$	Üst yağ sıcaklık artışı anma gücünde °C
τ_{to}	Üst yağ zaman sabiti dakika
n	Yağın yandaşı
g	Yerçekimi sabiti
h	Isı transfer katsayısı
k	Yağın öz termal iletkenliği
L	Boyut özelliği
β_{oil}	Yağın genleşme katsayısı
ρ_{oil}	Yağın yoğunluğu
μ	yağın viskozitesi

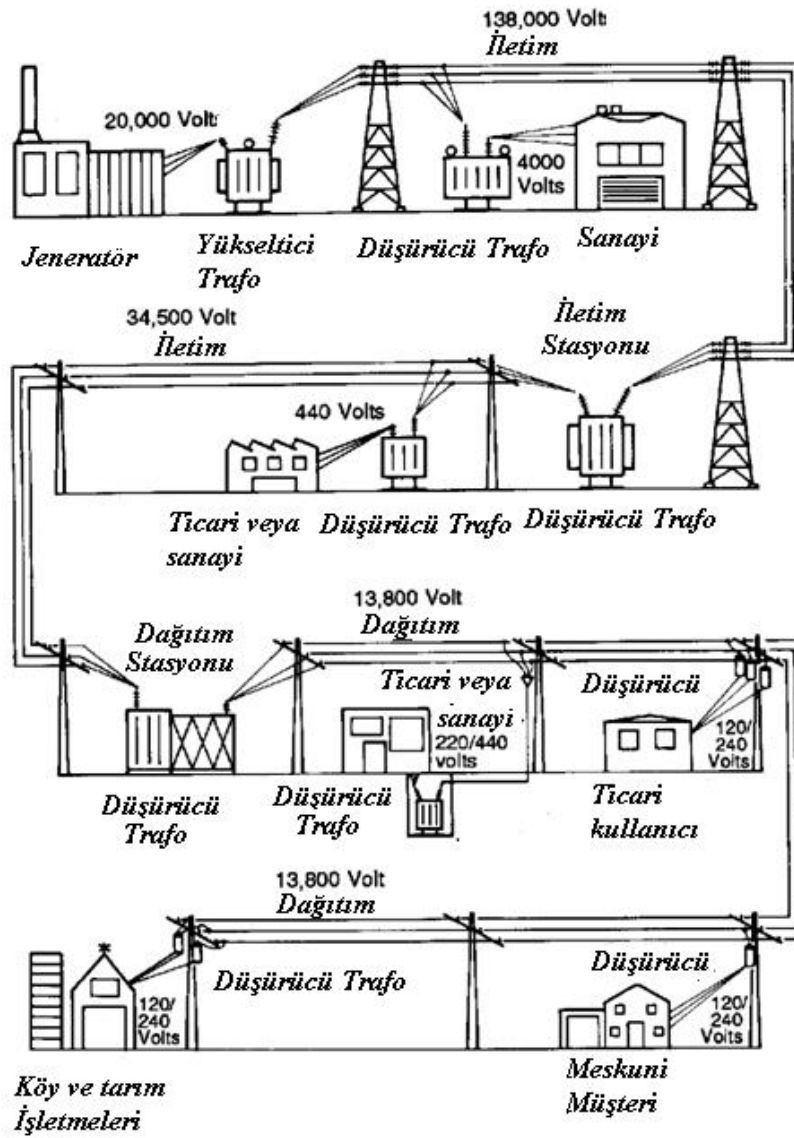
Kısaltmalar	Açıklama
AC	Alternatif akım (alternative current)
AG	Alçak gerilim
ANSI	Amerika ulusal standart enstitüsü
BIL	Temel Darbe seviyesi(basic impulse level)
DC	Doğru akım (direct current)
Gr	Grashof sayısı
IEC	Uluslar arası elektrik komisyonu
IEEE	Elektrik elektronik mühendisleri enstitüsü
kV	Kilo volt
kVA	Kilo volt amper görünür güç
MEGGER	Yalıtım direnci ölçen cihazlar
Nu	Nusselt sayısı
OLTC	Yük altında kademe değiştirici
OG	Orta gerilim
ONAN	Doğal yağ- doğal hava soğutma yöntemi (oil natural- air natural cooling method)
ONAF	Doğal yağ- zorlamalı hava soğutma yöntemi (oil natural- air forced cooling method)
OFAF	Zorlamalı yağ- zorlamalı Hava Soğutma yöntemi (oil forced- air forced cooling)
P.F.	Güç faktörü, kayıp açısı
Pr	Prantl sayısı
PD	Kısmı deşarj
YG	Yüksek gerilim
YAKD	Yük altında kademe değiştirici
Trafo	Transformatör

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisinin insan hayatında ki önemi artıkça enerjinin son kullanıcıya daha kaliteli ve güvenli iletilmesi ile ilgili araştırmalar yoğunlaşmıştır. Enerji iletim ve dağıtım sisteminin en önemli ekipmanlarından biri transformatörlerdir. Güç sistemlerinde güç transformatörlerinin kapasitesi, aktarılan gücün yaklaşık beş ile sekiz katıdır. Elektrik enerjisinin üretim sahasından tüketim sahasına iletimini sağlayan ve 19. yüzyılda geliştirilmiş bu yetenekli aygıt transformatördür. Bu aygıt hareket etmez, hemen hemen tümüyle sessizdir ve genellikle yeraltı depolarında veya halkın erişmeyeceği bir şekilde saklanır. Transformatör elektrik güç sistemlerinin en önemli unsurundan biridir. Amacı, düşük akımlı yüksek gerilimli elektriği, en düşük enerji kaybıyla, yüksek akımlı düşük gerilimli duruma dönüştürmektir veya bu çevrimin tersini gerçekleştirmektir.

Bu dönüşüm önemlidir, çünkü elektrik enerjisi en verimli şekilde yüksek gerilimle iletilirken, düşük gerilimlerde kullanılır ve üretilir. Transformatörlerin olmaması durumunda santrallerden üretilen elektriğin tüketicilere ulaştırılması için minimum mesafeler gözetilmeli ve birçok yerleşim ve endüstri merkezlerinin kendilerine ait güç istasyonları kurmaları gerekecek ve elektrik çok daha az kullanışlı bir enerji kaynağı olacaktı. Transformatörün temel işlevini 1831'de elektrik alanında ilk çalışmaları yapmakta olan İngiliz fizikçi Michael Faraday bulmuştur. Yüzyılın sonlarında değişken akımlı (a.c.) güç sistemleri tüm dünyada kullanılmaya başlamış ve transformatörler elektrik iletim ve dağıtımında anahtar rolünü üstlenmişlerdir. Transformatörün öyküsü 1900'de bitmez. Bugünün transformatörleri yüzyıl başındaki atalarına göre güç bakımından 500, gerilim bakımından 15 kat fazla kapasiteye sahiptir. Güç birimi başına ağırlık 10 kat azalmış ve verimlilik genellikle %99'u aşmıştır.

Transformatörler enerji iletim ve dağıtım sistemlerinin en önemli elemanlarından biridir. Yapısal olarak büyük olmaları, üretim ve tesis edilme durumundaki zorluklar, bunlarla birlikte yaşanabilecek arıza durumlarındaki onarım ve bakım masrafları düşünüldüğünde tesis ve işletim maliyetinin çok yüksek olduğu söylenebilir.



Şekil 1.1. Transformatörler güç sisteminde

Transformatörlerin çalışma yetenekleri sistemin devamlılığını ve enerji kalitesini doğrudan etkilemektedir. Transformatörler içerdikleri izolasyon maddesine göre adlandırılırlar. İzolasyon maddeleri transformatörler için hayati öneme sahiptir. Görülen arızaların büyük çoğunluğu izolasyon maddesi incelenerek tespit edilebilir. Transformatörlerde en yaygın kullanılan izolasyon maddesi yağdır. İzolasyon yağının incelenmesi ile transformatör ile ilgili tanılar ortaya koyulur. Petrol kökenli bu madeni yalıtım yağları uzun yıllardan bu yana, elektrik ekipmanlarında başarıyla

kullanılan önemli bir izolasyon sıvısıdır. Yalıtım yağları diğer yalıtım maddelerine göre daha ucuz olması ve yapı malzemesiyle iyi uyum sağlaması nedeniyle, günümüzde halen daha vazgeçilmez bir kullanım alanı bulmaktadır.



Resim 1.1. Yağlı tip dağıtım transformatörü



Resim 1.2. Gaz izoleli yüksek basınç transformatör



Resim 1.3. Kuru tip dağıtım transformatörü

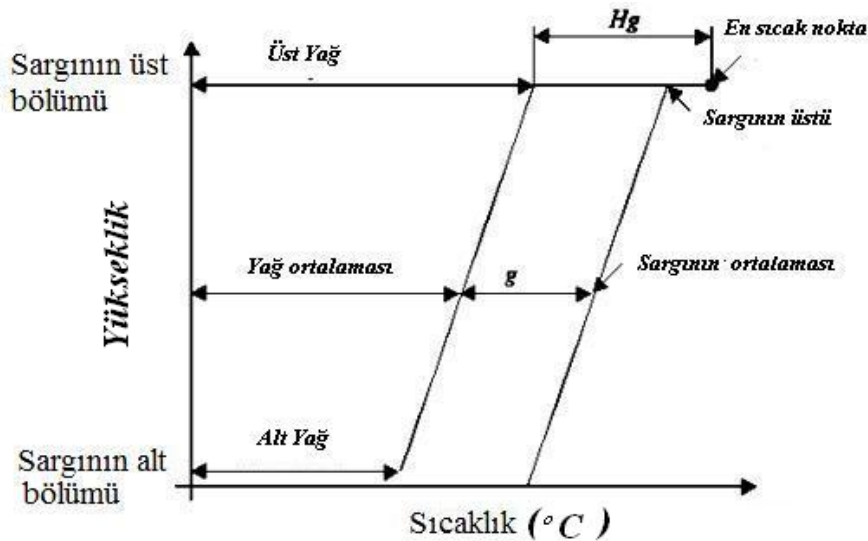


Resim 1.4. Yağlı tip dağıtım transformatörünün iç yapısı

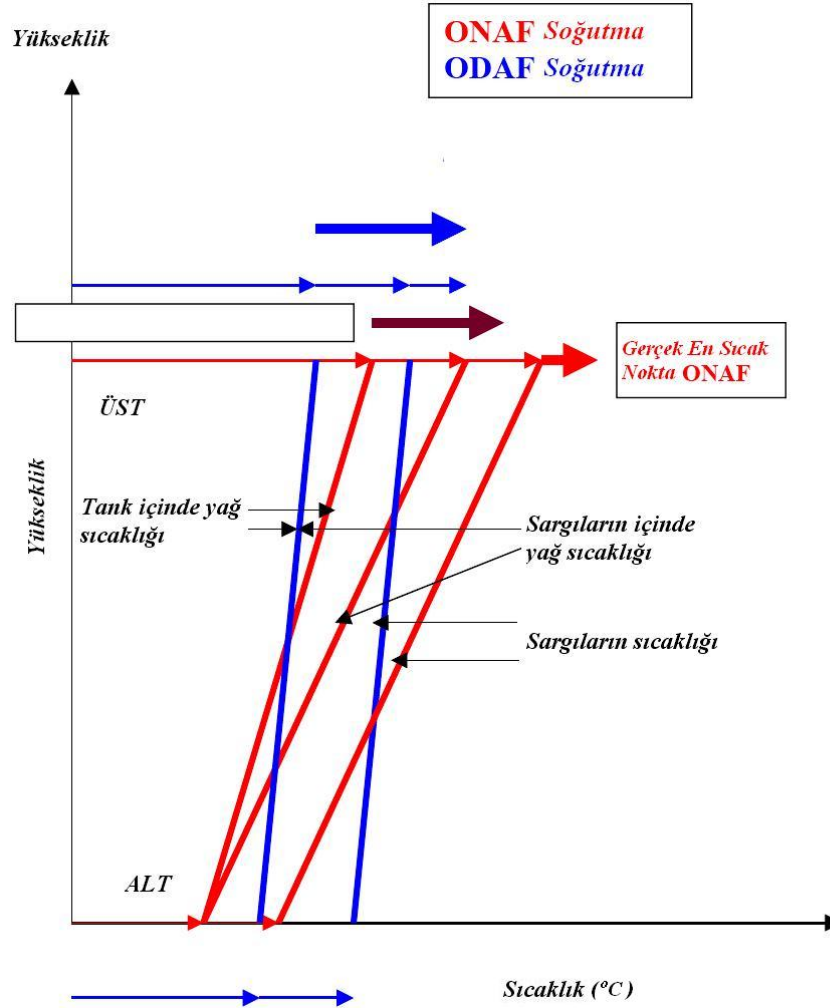
Transformatörler, enerji taşıma ve dağıtım sistemleri ile ilgili yatırımın en büyük bölümünü oluşturuyorlar. Transformatörlerde meydana gelen problemler büyük ekonomik kayıplara yol açabilmektedirler. Bu gerçekler dikkate alınarak Elektrik Sistemlerini daha ekonomik ve güvenilir bir şekilde çalıştırmak gerekir. Buna göre, transformatörlerin izolasyon koşulları, faydalı çalışma ömürleri, ve yüklenebilme kapasiteleri iyice bilinmelidir. Transformatörlerin faydalı ömürlerindeki etken en önemli parametre izolasyonun hızlı yaşlanmasına neden olan izolasyonun sıcaklık seviyesidir.

Normal çalışma koşullarında (aşırı yük olmadan, sıcak-nokta sıcaklığı 110°C dereceyi aşmadan) transformatör anma yükte çalıştığında ve sıcak-nokta sıcaklığı 110°C dereceyi aşmadığında transformatörün faydalı ömrü 180.000 saattir (IEEE STI C57.91–1995).

Transformatörlerde sıcak nokta sıcaklığının ölçülmesi elverişli olmadan trafoların üst yağ sıcaklığı ölçülüp ve gözlemek işlemleri üst yağ sıcaklığı ölçümünden elverişli olabilir, Şekil 1.2 farklı transformatörlerde üst yağ sıcaklıkla , sargıların ve en sıcak nokta sıcaklığının arasındaki bağlantını göstermekte.



Şekil 1.2. ONAN Transformatörünün içindeki farklı yerlerinde sıcaklığın dağıtımını (IEEE Std. 57.91)



Şekil 1.3. ONAF ve OFAF (ODAF da dahil) Transformatörlerinin içindeki farklı yerlerinde sıcaklığın dağıtımı (IEEE transformer committee)

Standartta sıcak-nokta sıcaklığı, yağın tepe-nokta sıcaklığı, ve sargı sıcaklığı arasındaki bağıntıya işaret etmektedir (Şekil 1.2 ve Şekil 1.3).

Bu çalışmanın amacı dinamik ve doğrusal olmayan bir üst yağ sıcaklık modelin sunması ve sunulan modelin deneysel olarak doğrulanmasıdır. Bu hedef çalışmanın 7. Bölümünde gerçekleşmiştir.

Modeli sunmak için 2. bölümünde transformatörlerin yapısı incelenip ve transformatörlerin yapısal bileşenleri ve teknik hususları tanıtılmıştır.

Bölüm 3’de transformatörlerin üzerinde uygulanan çeşitli deneyler açıklanıp ve her deneyin yapısı ve amacı açıklanmıştır. Bölüm 7’de sunulan modelin, deneysel doğrulama kısmında, ısı artış deneyini yapabilmek için bölüm 3 deki açıklanan testler trafoları uygulanıp ve elde edilen sonuçlara göre ısı artış deneyi uygulanır.

Transformatörlerde sıcaklık hususu transformatörlerin faydalı çalışma ömrüyle orantılı olup, katı malzeme yıpranma hızı katı malzemenin sıcaklığıyla üstel bir bağlantıya sahiptir. Sıcaklık zamanla trafonu yaşlandırıp ve ileride çeşitli arızalara yol açar. Bu arızalar çalışmanın 4. Bölümünde açıklanıp ve incelenmiştir.

Çalışmada sunulan termal model ısı transfer teorisine dayanarak ortaya çıkmıştır. Tezin 5. Bölümünde ısı transferine kısa bir giriş yapılmıştır.

Tezin 6. Bölümü ısı artış deneyini açıklayıp ve gerekli hususları açıklamakta. Bu bölümde kullanılan hesaplamalar ve standart deney yöntemi açıklanmıştır.

2. TRANSFORMATÖRLERİN YAPISI

Transformatörler elektrik enerjisini bir elektrik devresinden diğerine frekansı değiştirmeden elektromanyetik indüksiyon yoluyla transfer eden statik cihazlardır. Elektrik makineleri arasında hareket etmeyen makine gurubunda olan transformatörler, girişlerine uygulanan enerjinin büyük kısmını niteliğini değiştirmeden yine elektrik enerjisi olarak çıkış tarafına iletirler. Yani transformatörlerde enerji dönüşümü olmaz. Elektrik enerjisinin dağıtımında ve iletiminde alternatif akım sisteminin evrensel kullanımını sağlamak için bir araçtır [1].

Bir transformatör karşılıklı indüktansa sahip giriş ve çıkış sargılarından (bobinler) oluşur. Giriş tarafındaki sargıya Primer, çıkış tarafındaki sargıya ise Sekonder adı verilir. Transformatörün primer sargısına uygulanan alternatif gerilim bu sargının etrafında bir manyetik alan meydana getirir. Bu manyetik alanın yönü ve şiddeti, primerdeki alternatif gerilimin yönü ve şiddetine bağlı olarak değişir. Transformatörlerin primerlerine uygulanan gerilimlerle, sekonderinden alınan gerilim arasında 180 derece faz farkı bulunur. Böylece iki bobin arasındaki elektrik akımının, farklı bobinler üzerinde meydana getirdiği manyetik akılardan dolayı, manyetik bağlaç meydana gelir. İki bobin (primer ve sekonder bobinleri) elektriksel olarak birbirine bağlı değildir, fakat manyetiksel olarak bağlanmışlardır.

Bir transformatörün ikincil bobin voltajının birincil bobinin voltajından yüksek ya da düşük olmasına dayanarak, sırasıyla gerilim yükseltici ya da gerilim düşürücü transformatör olarak adlandırılır. Transformatörler ihtiyaç ve uygulamalara bağlı olarak gerilim yükseltici ya da gerilim düşürücü olarak kullanılabilirler. Dolayısıyla, bobinleri birincil ve ikincil bobin yerine yüksek-voltaj/alçak-voltaj ya da yüksek-gerilim/alçak-gerilim olarak geçer [1].

Güç sisteminin bazı kısımlarındaki iletim gerilimi daha yüksek seviyeye çıkarıldığında, transformatör, sistemin farklı gerilim seviyelerindeki bağlantılarında yine kilit bir rol oynar. Transformatörlerin üretim istasyonlar ve tüketim merkezleri

arasında çok önemli bağlar oluşturmalarından dolayı, güç sistemlerinde önemli yer almaktadırlar.

Enerji iletim hatları boyunca yer alan elektrik dağıtım istasyonlarındaki gerilim düşürücü transformatörlerde, gerilim ağır sanayi, elektrikli demir yolları, hafif sanayi, hastaneler, mağazalar ve evlerce istenen çeşitli düzeylere göre bir kaç kez düşürülür. Büyük bir transformatör genellikle çelik bir Kazan içine konur ve kazana ısınan bobinleri soğutmaya yarayan yalıtkan bir yağ konulur. Büyük trafolarla soğutma yağı, pompa yardımıyla radyatörlerde dolaştırılarak soğutulur. Binaların dışında tel örgü ile çevrili beton bir platform üzerine oturtulmuş bu tip büyük trafolarla sık rastlanır [3].

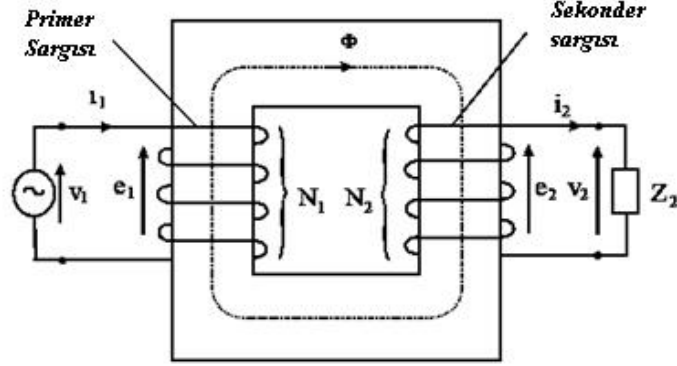
2.1. Yağlı Dağıtım Transformatörleri

Transformatörlerin enerji iletimindeki rolleri çok büyüktür. Tek veya üç fazlı olarak kullanılırlar. Hareketsiz makineler olmalarından dolayı sürtünme kayıplarının olmayışı sebebi ile verimleri çok yüksektir (kullanılan malzemelere ve tasarıma bağlı olarak verimi %99,5 civarında tutmak mümkündür) [11]. Uyarılan sargıya “primer” ve diğerine “sekonder” denir.

2.2. Çalışma Prensibi

Transformatörün primer sargısına alternatif bir gerilim uygulandığında, bu sargı değişken bir manyetik alan oluşturur. Bu alan, üzerinde sekonder sargısının da bulunduğu manyetik demir nüve üzerinde devresini tamamlar. Primere uygulanan alternatif gerilimin zamana bağlı olarak her an yön ve şiddeti değiştiğinden oluşturduğu manyetik alanında her an yönü ve şiddeti değişir. Bu alanın sekonder sargılarını kesmesi ile sargılarda alternatif bir gerilim indüklenir.

Transformatörün fiziksel çalışma prensibi, Şekil 2.1’de de gösterildiği gibi, düşük manyetik direnci (reluktans) olan bir yolda oluşan ortak bir manyetik akı aracılığıyla bağlanmış iki devrenin karşılıklı manyetiksel bağı olarak ifade edilir.



Şekil 2.1 Tek-fazlı bir transformatörün manyetik devresini ve bobinlerini gösteren diyagram

Eğer transformatör yüksüz halde (çıkış uçları açık ise) ve primer bobini, frekansı f Hz olan alternatif voltaj kaynağına bağlanır ise, primer sargısına uygulanan alternatif gerilim yardımı ile nüvede manyetik alan meydana gelir. Bu manyetik alanın tamamının nüvede aktığını kabul edersek, primerde indüklenen emk, manyetik akıya göre Eş. 2.1'deki gibi olur.

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

bobinlerin direncinin sıfıra eşit olduğu kabul edilirse, bu durumda, $v_1 = e_1$ olur. Bu durumda v_1 (primere uygulanan anlık değer) sinüzoidal bir şekilde değiştiği için, ϕ_m değeri de v_1 frekansına göre değişken olur.

$$\phi_m = \phi_{mp} \sin \omega t \quad (2.2)$$

Burada ϕ_{mp} toplam manyetik akının tepe değeridir ve $\omega = 2\pi f$ rad/ sec. ϕ_m değerini Eş. 2.1' de yerine koyarak.

$$e_1 = N_1 \omega \phi_{mp} \cos \omega t \quad (2.3)$$

primerde indüklenen emk' nin rms değeri olan E_1 , Eş. 2.3'te tepe değerini $\sqrt{2}$ bölerek elde edilir.

$$E_1 = 4.44 N_1 f \Phi_{mp} \quad (2.4)$$

Eş. 2.4' e transformatörde emk eşitliği denir [1].

Sekonder sarımında indüklenen emk ise değişken manyetik akıya göre yazılırsa Eş. 2.5' deki gibi olur.

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.5)$$

İkili indüklenen gerilim dönüştürme oranının türevi Eş. 2.1 ve 2.2'nin birleştirilmesiyle elde edilir.

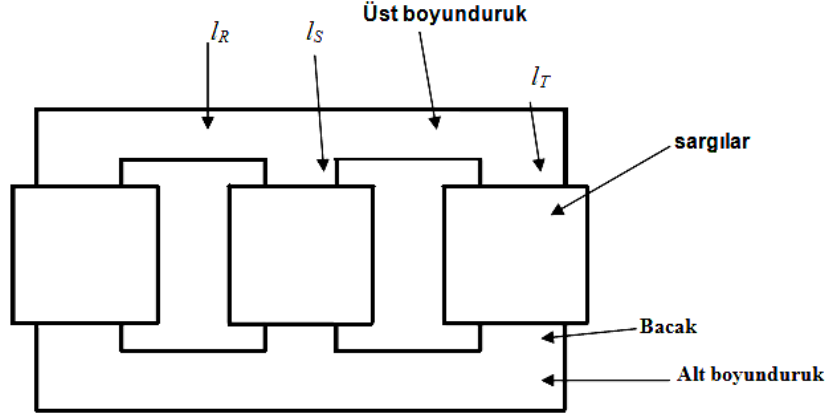
$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (2.6)$$

Burada “a” transformatörün dönüştürme oranıdır. Benzer şekilde sekonder sargısının rms değeri Eş. 2.7'deki gibi yazılır.

$$E_2 = 4.44 N_2 f \Phi_{mp} \quad (2.7)$$

2.3. Üç Fazlı Transformatörlerin Genel Yapısı

Üç fazlı alternatif akım sistemi aralarında 120° faz farkı bulunan üç ayrı fazdan oluşur. Bu sistem üç adet ayrı bir fazlı transformatörlerin yıldız veya üçgen bağlanarak oluşmasıdır. Bunun için primer ve sekonder sargıları aynı ayakta olan çekirdek tipi transformatörlerden üçünün sargısız ayakları yan yana getirilir. Sargısız üç ayağın oluşturduğu orta ayak her üç transformatörün manyetik akılarını bir araya getirir. Bilindiği gibi üç fazlı yıldız bağlı sistemlerde faz akımlarının yıldız noktasındaki toplamı her an için sıfır olmaktadır. Bu düzenlemede orta ayaktaki manyetik akı her an için sıfır olduğundan bu ayaklar kaldırılabilir. Böylece üç adet bir fazlı transformatörden oluşan bir adet üç fazlı transformatör elde edilir. Bu düzenlemede transformatör özellikleri aynı olmalıdır.



Şekil 2.2. Çekirdek tipi transformatör

2.4. Nüve Yapısı

Transformatörlerin nüveleri, Silisyum alaşımlı özel saçlardan yapılır. Silisyum saç levhaların eklenmesinin önemi; Silisyumun özgül direnci çok yüksek olduğundan oluşan fuko akımının akmasını engellemiş olur, yani fuko akımının düşümüne yardımcı olur. Bunun yanı sıra, manyetik geçirgenliği artırır. Çekirdek; soğuk haddelenmiş, kristalleri yönlendirilmiş, yaşlanmayan, yüksek manyetik geçirgenliğe sahip, yüzeyleri pürüzsüz silisli sacdan imal edilir. Levhalar basınç altında veya sıcak yağ içerisinde bozulmayacak izolasyona sahiptir. Nüve kesiti transformatörün gücüne göre yapılır. Bir düzlem üzerine üç bacak ve bunları birbirleriyle irtibatını sağlayan alt ve üst boyunduruktan meydana gelmiştir.

2.5. Sargılar

Sargı iletkenleri elektrolitik bakır ve alüminyumdan yapılırlar. Kesitleri dikdörtgen ve yuvarlak olarak kullanılır. Transformatör nüvesi hangi tipte olursa olsun sargı şekli bu iki sargı şeklinden birisidir. Hangi sargı tipinin uygun olacağı transformatörlerin tipine, gerilimine, akım şiddetine, yalıtma ve soğutma durumlarına göre değişir. Sargıların sipir sayıları, iletken kesitleri ve yalıtkanları belirlendikten sonra, sargıların nüveden yalıtılmaları için ya makaralar veya başka yalıtma

yöntemleri kullanılır. Kullanılan izolasyon malzemeleri (kağıt, psp vs.) trafo yağına ve ısıya dayanıklı olup yüksek bir delinme ve alan şiddetine sahiptirler. Bu izolasyon kağıtlarının mekanik mukavemetleri ve yağ emme kabiliyetleri normal kağıtlara nazaran yüksektirler.

2.6. Transformatörlerin Soğutulması

Transformatörün çalışmasında demir gövdede oluşan histerisis ve fuko kayıpları ile sargılarda meydana gelen jul kayıpları, sargıların ve demir çekirdeğin sıcaklıklarını belli bir zaman içinde yükseltir. Isı enerjisinin transferi iki ayrı yöntemle gerçekleşir. Bütün makaralarda olduğu gibi transformatörlerde sargı ve demir kayıpları meydana gelir. Bu kayıplar vasıtası ile sargı ve çekirdek sıcaklıklarının daha fazla yükselmesini önlemek için buralarda açığa çıkan ısının en uygun şekilde çevreye iletilmesi gerekir. Bu ısının açığa çıktığı yerden çevreye iletilmesinde soğutucu ortam olarak yağ ve hava kullanılır.

2.7. Soğutma Ortamına Göre Soğutma Türleri

Soğutma sınıflandırılmasını ilk olarak soğutan ortama göre yapalım. Burada önemli olan demir çekirdek ve sargıların temas ettiği soğutan malzemenin cinsidir. Bu durumda iki seçenekle karşılaşılır:

A- Hava İle Soğutma (Kuru Tip Transformatör)

Soğutan havadır ve iyi izolasyon malzemesidir (delinme dayanımı $30kV/cm$). Isı transfer katsayısı kabul edilebilir büyüklükte olduğunda soğutma için elverişli bir ortam sağlar. Hava, bobinleri ve demir çekirdeği yalayarak soğutma işlemini yapar. Isınan hava yükselir ve yerini soğuk havaya bırakır. Böylece soğutma işlemi gerçekleşir. Bu konveksiyon yönteminin en güzel örneğidir.

B. Yağ ile Soğutma

Transformatörün demir gövde ve bobinleri konveksiyon yöntemi kullanılarak yağ ile soğutulur Yağ, “transformatör yağı” olarak bilinen, özel kimyasal yapıya sahiptir. İyi

ısı iletir ve iyi yalıtıkandır. Yalıtkanlığı havaya göre 5–7 kat fazladır (delinme dayanımı 150–250 kV/cm arasındadır) [4]. Bu nedenle yüksek gerilimli transformatörlerde yağ ile soğutma tercih edilir. Bu soğutma türünün sakıncalı yanı fazlasıyla rutubet kapalı bir yapıya sahip olmasıdır. Bu sorun gerekli önlemlerin alınması halinde yağın kullanılmasına engel olabilecek bir duruma yol açmaz.

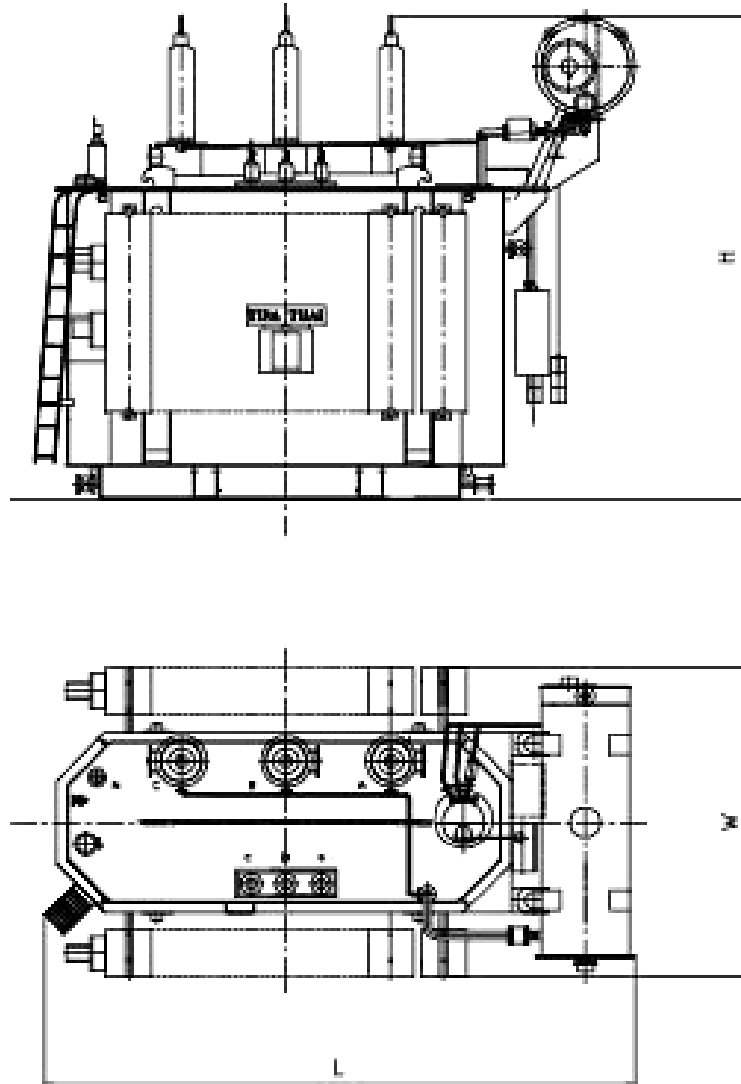
Transformatörün emniyetli çalışması açısından, transformatör yağının delinme dayanımı belirgin aralıklarla kontrol edilmelidir. Soğutanı yağ olan transformatörün yağının muhafazası için mutlaka bir tanka yerleştirilmesi gereklidir. Bu durumda yağ çevre etkilerden ve rutubet kapmaktan korunur, bobinlerden ve demir gövdeden aldığı ısı enerjisini konveksiyon yolu ile kendini muhafaza eden tankın çelik gövdesine iletir ve onun ısınmasını sağlar. Tankın dışında bulunan soğutucu hava konveksiyonla tank yüzeylerini yalar, ısı enerjisini alıp, yüzeylerin soğumasına neden olur, bu çevrimin devamı ile transformatörün soğutulması sağlanır.

Yağlı transformatör çalışma süresince muhtelif yük değişimleri ile karşılaşır. Bunlar bobin sıcaklığını arttırdığı gibi, büyük kuvvetler meydana getirerek iletkeni saran izolasyonun zaman içinde yıpranmasına neden olur, izolasyondaki bu yıpranma sebebiyle, izolasyondan kopan mikroskobik parçacıklar, transformatör kazanı içerisinde transformatör yağının hareketi dolayısıyla bir süre yağ içerisinde asılı kalır. Çok küçük oldukları için hemen tankın dibine çökmezler, Fakat neticede bu parçalar çoğalarak, kendi aralarında birbirine yapışırlar. Daha büyük kütleler haline dönüşüp, tankın dibine çökerler. Sonuç olarak zaman içinde dipte çamur tabakası oluştururlar.

Uzun süre yağ analiz edilmemiş, kendi haline bırakılmış bir transformatör kazanında bu olaya şahit olmak mümkündür. Rutubetin yağa karışma olasılığını dikkate almak şarttır. Çünkü transformatör yağı nem emebilir ve yağın delinme dayanımını oldukça düşürür.

Yağlı tip transformatörler temel olarak orta ve büyük güçlerde imal edilirler. Soğutma tipi ya ‘Tabii soğutma’ ya da ‘Zorlanmış soğutma’ olabilir.

Şekil 2.3' de görüldüğü gibi transformatörün dış yüzeyi havanın tabii hareketiyle soğuduğu için, dış yüzeyin soğuma şekli hava ile tabii soğutmadır. Ayrıca transformatör tankı içindeki sıcak yağın tank yüzeyine çarparak soğuması, yağ ile tabii soğutma sınıfına girmektedir. Eğer sistemde iki değişik soğutulan varsa, önce birinci soğutulanın harfleri, daha sonra ikinci soğutulanın harfleri verilir. Burada ilk olarak soğutulan transformatör, soğutulanı yağ ve soğutma türü tabii olduğundan harfleri ON (Oil- Natural)'dır. İkinci soğutulan ise yağ ve kazan yüzeyi, bunları soğutan hava, soğutma türü tabii olduğundan AN (Air-Natural) olarak verilmektedir. İki harf gurubunu birleştirilerek transformatörün soğutma yöntemi (ONAN) olarak saptanır. Gücü 5- 20 MVA kadar olan transformatörlerde soğutma gücünü artırmak için radyatör kullanılır [4]. Böylece yüzey genişletilmiş ve tabii soğutma sağlanmış olur.



Şekil 2.3. Tabii soğutmalı yağlı tip transformatör (ONAN)

Transformatörde ikinci tür soğutma olan *zorlanmış soğutma* türüdür. Eğer tabii soğutma gücü yetersiz kalırsa, bu tür soğutma yöntemi kullanılır. Tabii soğutmada kullanılan radyatörler yetersiz olursa radyatöre temas eden havanın miktarını arttırmak için vantilatör kullanılır ve bu durumda soğutma zorlanmış olduğundan (ONAF) olarak yazılır. Şekil 2.4' de görülmektedir.

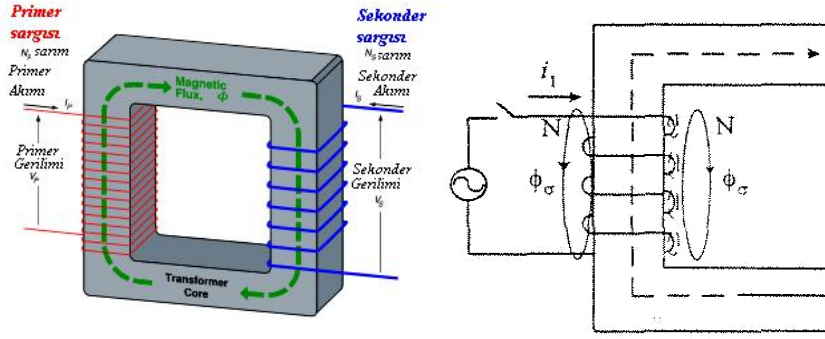


Şekil 2.4. Yağlı transformatörün zorlanmış soğutması (ONAF)

2.8. Transformatörün Eş Değer Devresi

Transformatörler birden fazla faz sayısına sahip olabilirler, Bu durumda hesapların kolaylaşması açısından hepsi birbirine eşit olan fazların bir tanesi dikkate alınarak, o fazın eşdeğer elektrik devre modeli çıkartılır. Bu model tüm çalışma koşullarını, kayıpları, giren ve çıkan güçleri, akımları, gerilimleri kapsamalıdır. Bir faz için yapılan hesapların (giren, çıkan güçler, kayıplar vs.) daha sonra bütün transformatörü temsil etmesi için, güçler bazında bulunan değerlerin faz sayısı ile çarpılması gereklidir. Bunların dışında, bulunan gerilimler, akımlar, faz farkları vb değerler, diğer fazlarda da aynen tekrar eder. Bunlar ayrıca faz sayısı ile çarpılmazlar. Şekil 5’de verilen bir fazlı çekirdek tipi transformatörün eşdeğer devresini elde etmek için, bobinlerin devre parametreleri ile temsil edilmeleri gerekir [4]. Malzeme demir olduğundan akı havaya gitmeyip demir malzemedan geçer, ama bazıları demire girmeyip, dışarıda akar. Böylece Şekil 2.5’de gösterildiği gibi kaçak akı oluşur.

Sarımın her bir teli çevresinde ϕ akısı mevcuttur, yani kaçaklar vardır. Kaçaklar büyüyüp diğer telleri çevreleyebilir.



Şekil 2.5. Çekirdek tipi demir gövdeye yerleştirilmiş iki sargıdan oluşan bir fazlı transformatör ve sarımlarda kaçak akıların oluşumu

Akı ve akım arasındaki ilişki 8 eşitliğinde verildiği gibidir.

$$\phi_T = I_1 L_T \quad (2.8)$$

Bobinde üretilen toplam akı ise Eş. 2.9'da verilmiştir.

$$\phi_T = \phi_f + \phi_\sigma \quad (2.9)$$

Burada T ve f indisleri toplam ve faydalı akıları, σ indisi ise kaçığı temsil eder. Bobin tarafından üretilen toplam akıyı yaratan I_1 akımıdır. Haliyle bu akının bir kısmı faydalı, yani demirden giden, diğer kısmı ise kaçak, yani havadan giden akıdır. Her ikisi de I_1 akımı tarafından meydana getirilmiştir. Dolayısıyla Eş. 2.10 ile akı kavraması hesaplarını ve daha sonra da indüktans hesaplarını yapabilmek için Eş. 2.10 kullanılır.

$$I_1 L_T = I_1 L_f + I_1 L_\sigma \quad (2.10)$$

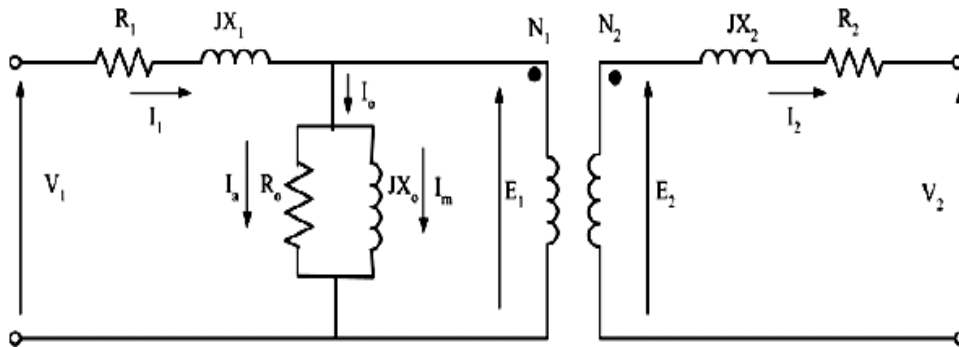
Bobinde üretilen toplam akının faydalı akı ve kaçak akıların toplamı olarak yazılmasından yararlanarak, indüktanslar arasındaki ilişki aşağıda Eş. 2.11'de verildiği gibi ortaya çıkar.

$$L_T = L_f + L_\sigma \quad (2.11)$$

İndüktansların açısal frekans ile çarpımları olan reaktanslar ise Eş. 2.12'deki gibi elde edilir.

$$x_T = x_f + x_\sigma \quad (2.12)$$

Aşağıdaki Şekil 6'da bu transformatöre ait iki bobinin (primer ve sekonder) iç direnç ve kaçak reaktanslarını temsil eden fakat arada elektriksel bağlantısı olmayan devresi verilmiştir. Bu iki devreyi birbirine bağlayan manyetik akıdır. Gerilimleri ve parametreleri birbirinden farklı olan bu iki devrede çözüme ulaşabilmek için iki devre için ayrı ayrı hesap yapmak gerekir. Hâlbuki eğer devreler indüklenen emk'ların uçlarında birleştirilebilirlerse, meydana gelecek tek devre ile istenilen çözüme ulaşmak mümkün olur. Bunun için bu iki noktada, iki önemli eşitliğin sağlanması gereklidir. Yani her iki devrede frekans ve gerilim eşitliklerinin sağlanmasıdır. Frekansların eşitliği, sekonderdeki emk E_2 frekansını manyetik akıdan, manyetik akı da frekansını primer akımdan aldığından sağlanır (ikinci Eş. olan gerilim eşitliğinin sağlanması konusu ise daha sonra eşdeğer devre incelenirken açıklanacaktır).



Şekil 2.6. Primer ve sekonder sargıların doğal ortamlarında kendi parametreleri, akımları ve gerilimleri ile oluşturdukları ikili devre

Şekil 2.6 'daki gibi transformatörün bobinlerini ayrı ayrı düşünelim ve bu devreler için akım ve gerilim ifadelerini yazalım. Her devrede bobinin iç direnci ve kaçak reaktansından dolayı %1,5–2,5 arasında bir gerilim düşümü olur. Bunlar ihmal edilecek olursa, primer ve sekonderde indüklenen emk'lar kendi devrelerindeki V_1 ve V_2 gerilimlerine eşit olur. Bunun anlamı transformatörde kayıp yok demektir. Kayıp yok ise, giren ve çıkan güçler eşit olurlar [4].

Primer bobindeki gerilim ifadesi Eş. 2.13 ile ifade edilir.

$$V_1 = E_1 + I_1 \underbrace{(R_1 + jX_1)}_{\Delta V_1} \quad (2.13)$$

Primer devresindeki gerilim düşümü, anma geriliminin yüzdesi olarak $\frac{\Delta V_1}{V_1}$ %1,5 - 2,5 V olarak hesaplanır. Sekonder bobindeki gerilim ifadesi ise Eş. 2.14'deki gibidir.

$$V_2 = E_2 + I_2 \underbrace{(R_2 + jX_2)}_{\Delta V_2} \quad (2.14)$$

Burada da aynı koşulda gerilim düşümü ihmal edilirse $E_2 = V_2$ olur. Toplam kayıplar $P_k = P_{fe} + P_{cu}$ olduğundan ve kayıpların ihmal edilmesi halinde, $P \approx 0$ olduğundan, $P_g = P_\phi$ olur. Bu güçleri görünür güç cinsinden yazmak gerekir, çünkü akım ve gerilimler alternatiftir.

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (2.15)$$

Eş. 2.15, $S_g = S_\phi$ olarak gösterilir. Böylece Eş. 2.16'de verildiği gibi, gerilimlerin oranı akımların oranına ters olarak bulunur.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.16)$$

2.9. Bağlantı Kümeleri

Üç fazlı transformatörlerin faz sargıları üçgen, yıldız veya zig-zag bağlanır. Bağlantılar sırasıyla, üst gerilim sargılarında D, Y, Z büyük harfleriyle ve alt gerilim sargılarında d, y, z küçük harfleriyle gösterilir. Yıldız veya zig-zag sargıların Nötr noktası dışarıya çıkarılmışsa bu harflere ayrıca, üst gerilimde N, alt gerilimde n harfi eklenir [4,5].

Bağlantı kümelerinin seçimini paralel çalışma, nötr noktasının olması ve nötr noktasının yüklenmesi gereği gibi işletme koşulları ve transformatörün tasarımı ile yapımında en az malzemenin kullanılması belirler. MYD şartnamesi gereği üç fazlı dağıtım transformatörleri 40–160 kVA'a kadar Yznll, 200–2500 kVA' a kadar Dyn 11 bağlantı kümesinde yapılmaktadır. En çok kullanılan bağlantı kümeleri Çizelge 2.1'de verilmiştir.

Çizelge 2.1. En çok kullanılan bağlantı kümeleri

Tanıma Sayısı	Bağlantı kümeleri	
	Nötr dışarı çıkarılmamış	Nötr dışarı çıkarılmış
0	Yy0, Dd0	Yyn0, Ddn0
5	Dy5, Yd5, Yz5	Dyn5, Yzn5
L1	Dyll, Ydll, Yzll	Dynll, Yznll

2.10. Yağlı Dağıtım Transformatörlerdeki Kayıplar

2.10.1. Boştaki kayıplar (no-load losses)

Transformatörün boшта çalışması, primer sargı şebekeye bağlı iken sekonder sargının uçlarının açık olma durumudur. Yani sekonder yüke bağlı değildir, bu durumda sekonder devreden bir akım akmayacaktır ($I_2=0$).

Demir Kayıpları

Demir kayıpları alternatif akımda meydana gelir. Alternatif akımın bir periyot içinde iki defa yön değiştirmesi, aslında iletken malzeme üzerinde manyetik ve elektrik olarak iki türlü etki meydana getirir. Bunlardan birincisi olan manyetik etki, akımın ani değerinin değişmesine bağlı olarak, amper-sarımın ani değerinin ve dolayısıyla B manyetik alan yoğunluğunun değişmesi olarak kendisini gösterir ki, buna “histeresis kaybı” denir. İkincisi ise, demirin elektrik akımına gösterdiği elektriksel dirençten kaynaklanır. Bu durumda malzeme bir iletken gibi davranır ve değişken akımın etkisi ile demirde gerilim indüklenir. Bu gerilim malzemenin içinde akımların akmasına neden olur ki bu akımlara Foucault (fuko-girdap) akımları adı verilir. Bunların demir içinde serbest olarak akması ile demirde “jul kayıpları” şeklinde hesaplanan ve ısı enerjisi olarak ortaya çıkar. Histeresis kaybı, Eş. 2.17’de verilmiştir.

$$P_H = K_h f B_m^x \quad (W/kg) \quad (2.17)$$

Burada K_h malzemenin histerezis kayıp katsayısıdır. B_m de manyetik alan maksimum yoğunluğudur, birimi Wb/m^2 , f manyetik akı değişimi frekansını. Eş. 17’ de verilen x faktörü ise, malzemeden malzemeye göre değişen faktördür ve değeri 0,5-2,3 arasındadır. Fakat genellikle elektrik makinelerinde bu değer 1,5-2,0 arasında alınır. Fuko kaybı. Eş. 2.18’ de verildiği gibidir;

$$P_g = K_f f^2 B_m^2 \quad (W/kg) \quad (2.18)$$

Buradaki K_f fuko kayıp katsayısıdır. Yukarıda verilen Eş.lerden görüldüğü gibi, her iki kayıp da manyetik alan yoğunluğu B_m ile orantılıdır. $P_{fe} = f (B^2)$ şeklinde yazılabilir Burada P_{fe} , B_2 ile orantılı olduğundan, E^2 ile orantılı olarak yazılabilir. Yani kayıplar, indüklenen gerilimin karesi ile doğru orantılı olur. Buna bağlı olarak toplam demir kayıpları aşağıdaki gibi verilir.

$$P_{fe} = \frac{E_1^2}{r_{fe}} \quad (2.19)$$

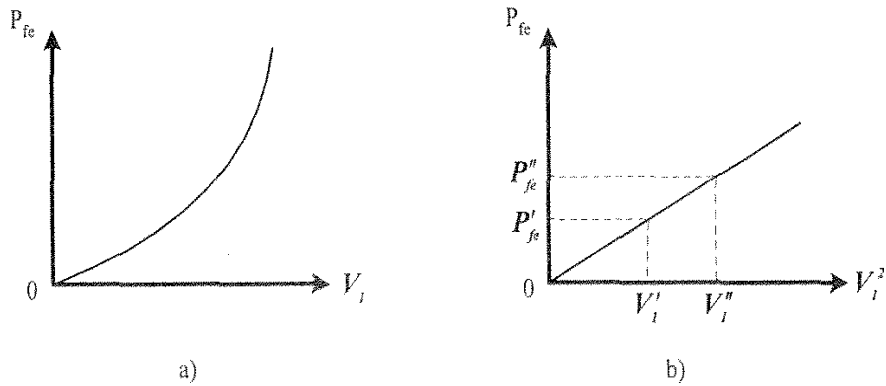
E_1 , gerilimi esas alınarak hayali bir demir direnci ve demir akımı arasındaki ilişki Ohm yasasından yararlanarak, Eş. 2.20 deki gibi tanımlanabilir.

$$I_{fe} = \frac{E_1}{r_{fe}} \quad (2.20)$$

İndüklenen gerilim ile primer sargıya uygulanan gerilim, aradaki gerilim düşümü ihmal edilerek eşit kabul edilirse, demir kayıpları Eş. 2.21'deki gibi olur.

$$P_{fe} = \frac{V_1^2}{r_{fe}} \quad (2.21)$$

Eş. 2.21'den görüleceği üzere, gerilimin değiştirilmesi ile demir kayıplarının değişimi parabolik olur. Bu durum Şekil 2.7-a'da verilmiştir. Ayrıca demir kayıplarının gerilimin karesi ile değişimi de Şekil 2.7-b'de gösterilmiştir. Şekil 2.7'dekinin elde edilmesi Şekil 2.7-a'dekine göre daha kolaydır çünkü değişim doğru şeklindedir. Bu doğru üzerinde iki nokta tespit etmek doğrunun matematiksel ifadesini elde etmek için yeterlidir.



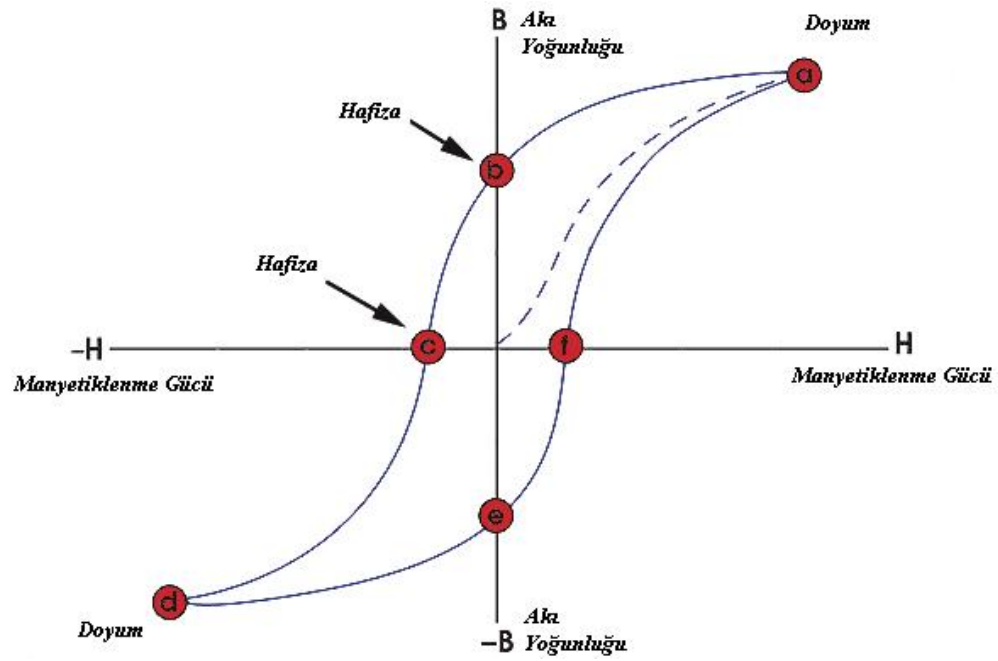
Şekil 2.7. Demir kayıplarının a) uygulanan gerilime değişimi b) uygulanan gerilimin karesi ile değişimi

Histerisis kayıpları

Akı yoğunluğunun üniform dağıldığı ve f frekansı ile değiştiği (yani dalganın f defa tekerrür etmesi) düşünülürse bu durumda birim hacimdeki toplam histerisis kayıp değeri olur.

$$P_H = k_h f B_{\max}^n \quad (2.22)$$

Akı yoğunluğu Tesla T ve f frekans Hz olarak alınırsa, histeresiz kaybı W/m^3 olarak bulunur. Aşağıda Şekil 2.8'de yine histerisis çevrim eğrisi verilmiştir. Histerisis eğrisinin elde edilmesinde dikkat edilecek husus, bobin akımının pozitif yönde doymaya kadar sürekli artırılıp, negatif yönde sürekli azaltılarak eğrinin tamamlanmasını sağlamaktır. Histerisis eğrisindeki bu iki eğrinin farklı yollardan apsis ve ordinat eksenlerini kesmesi ile ortaya çıkan fark alan, demire verilen ve demirden alınan enerji farkını, yani kayıp enerjiyi ortaya koyar.



Şekil 2.8. Histerisis çevrimi ve çalışma bölgesi

Fuko (Girdap) Akım Kayıpları

Zamanla değişen bir alan içinde bulunan malzeme üzerinde gerilimler indüklenir. Bu indüklenen gerilimler manyetik malzeme içerisinde girdap akımları ismini verdiğimiz akımların dolaşmasına neden olur. Bu akım bir direnç üzerinden yola devam ettiği için bir ohmik kayba sebep olur. Bu kayıplar transformatörün verimini düşürür [6].

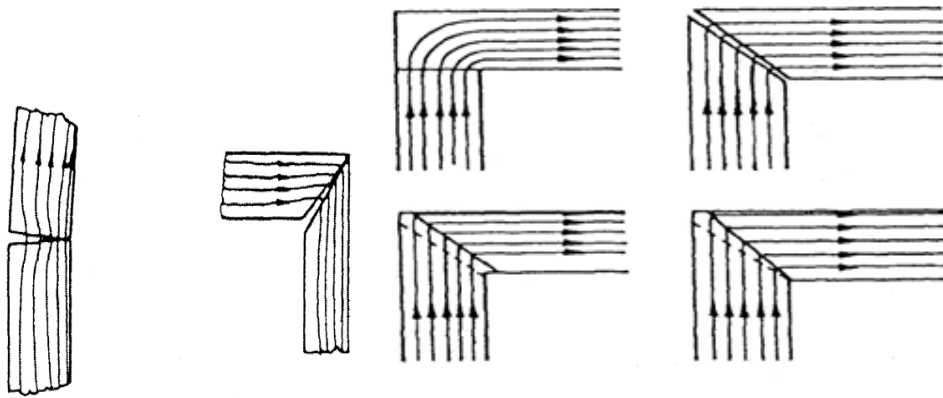
2.10.2. Çekirdek demir kayıplarının azaltılması

Histerisis kayıpları, özel demir alaşımlarının kullanılmasıyla ve demirin haddelenmesiyle azaltılabilir. Demirde Si kullanımı malzemenin manyetik geçirgenliğinde ve dolayısıyla histerisis kaybında büyük rol oynar. Bilindiği gibi histerisis kaybı histerisis çevriminin (bukle) alanıyla orantılıdır. Soğukta haddelenmiş ve kristalleri manyetik yönlendirilmiş transformatör saçlarında demir kayıpları, sıcakta haddelenenlere göre daha küçüktür (yaklaşık yarısı). Bu nedenle soğukta haddelenmiş saçlar tercih edilir.

Akı dağılımı, çekirdek malzemesinin özelliklerine, çekirdeğin tasarımına, montaj şekline, işletim akı yoğunluğuna, manyetik devrenin kusurlarına ve var olan gerilmelere bağlı olarak değişir. Bu nedenlerden dolayı çekirdekte ek kayıplar oluşur. Ayrıca, malzeme kalitesi iyileştirildikçe şekil değiştirme ve vurma gibi manyetik zorlanmalara karşı malzemenin hassasiyeti artar ve bu etkiler altında manyetik özellikleri bozulur [7, 11].

Saçların bükülmesi, zımbalanması ve sıkıştırılması gibi mekanik zorlanmalar kayıplar üzerinde etkilidir. Saçların sıkıştırılması ve çekirdek rijitliğinin sağlanması için saçlara delikler açılıp buradan cıvatalar geçirilir. Bu durumda, manyetik akı çizgileri delik kenarlarındaki dar bölgelerden geçer, delikler arasındaki bölgelerden geçmez. Dolayısıyla kayıplar oluşur. Bu kayıpları önlemek için delik çapları küçültülme veya saçlara delik açılmamalıdır. Saçları sıkıştırmak için uygun bir

yapışkanın transformatör saç kenarlarına sürülmesi veya püskürtülmesi yolu seçilebilir. Başka bir yol da saçların cam elyaf şeritle sıkıştırılmasıdır. Ayrıca, ek kayıpların engellenmesi için cıvatalar saçlara karşı yalıtılmış olmalı veya antimanyetik cıvata kullanılmalıdır. Transformatör saçlarının birleştirilmesi sırasında hava aralığı oluşumu kayıpları artırır. Şekil 2.9'de iki saç levha arasındaki hava aralığının değişiminin akı dağılımına etkisi gösterilmiştir. Manyetik akı çizgileri dar hava aralığına doğru sıkışmış ve bunun sonucu olarak malzemeden yararlanılan bölge küçülmüştür.



Şekil 2.9. Manyetik akı çizgileri dar hava aralığına doğru sıkışır; köşelerde ve üst üste bindirme durumunda akı dağılımı

Bir çekirdek yapısı ve akı çizgilerinin uyumunun sağlanması için saçlar üst üste bindirilerek dizilir. Saçlar ya 50° 'lik farkla ya da birbirini 90° ye tamamlayacak şekilde kesilip dizilirler (Şekil 2.9). Bağlantı kısımlarındaki ek kayıp akı yönündeki değişime, oluşan döner akıya ve akı harmonik bileşenlerine bağlı olarak artar. Üst üste bindirme adımı artarsa kayıplar da artar

Transformatör saçlarının kesilmesi ve işlenmesi sırasında pürüzler meydana gelir. Bu da fuko akımları için bir kısa devre oluşturur. Bunun için levhalar izole edilmemiş tarafa doğru kesilmeli ve pürüzler giderilmelidir. Levhalar birbirleri üzerine sürtünmeden yerleştirilmeli, yani levhalar birbirleri üzerinde kaydırılmamalıdır.

Saçların titreşerek aralarındaki yalıtkan maddeyi tahrip etmemesi için saçlar belirli bir kuvvetle sıkıştırılırlar.

2.10.3. Transformatörde yükteki kayıplar (On- Load Loss)

Transformatörün yükte çalışması sekonder sargısının bir şebekeyi veya tüketicileri beslediği, yani sekonder sargıdan da bir akımın geçtiği durumdur. Sekonder akımın transformatörde yeni bir amper-sarım ve yeni kayıplar oluşturur.

Bakır Kayıpları

Bu kayıplar da demir kayıplarında olduğu gibi iki kısma ayrılır. Birincisi doğru akımın sargı üzerinde meydana getirebileceği bakır kaybı (iletken direncinden dolayı meydana gelen kayıp) ve ikincisi de alternatif akımdan dolayı bakırda meydana gelen fuko akımlarının sebebiyet verdiği kayıplardır.

Doğru akımda bunlardan yalnızca birinci ve ikinci alternatif akımda ise her ikisi aynı zamanda meydana gelir. Fuko akımlarının sebebiyet verdiği kayıplar iletkenin şekli ile frekansa bağlıdır. Pratikte transformatörün bu kayıplarının toplamı önemli olduğundan, kısa devre deneyinden tespit olunan bakır kayıplarının nominal akıma düşeni nominal bakır kayıplarını vermektedir.

Bir transformatörün yüksek verime sahip olabilmesi için bütün kayıpların bir minimuma indirilmesi gerekir. Bu nedenle ilk olarak kayıp büyüklüklerinin tayin eden özellikler, ikincisi olarak bunları minimuma indirmek için alınacak tedbirler incelenecektir [12].

Yük akımlarından dolayı meydana gelen bakır kayıpları I^2R dir. Akım değerleri sabit olduğundan, bakır kaybını azaltmak için dizaynı yapan tarafından değiştirebilecek faktör sargı direnci olacaktır [8]. Dirençleri minimuma indirmek için iletkenlerin toplam kesitleri mümkün olduğu kadar büyük, ya da toplam uzunluklarını mümkün olduğu kadar kısa tutmak gerekmektedir. Kesit artışı, direncin küçülmesini, I^2R kaybının kesinlikle azalmasını sağlar. Ancak boyut büyümesine ve bu nedenle

manyetik devredeki kayıpları artırmaya da neden olacaktır. Bu bakımdan makul suretle değiştirilebilecek faktör sargıların toplam uzunluğudur ve boyutlarla uygun oranlanarak indirilmeleri mümkündür. İyi dizayn edilen bir transformatörde, belirli bir frekans, gerilim oranı ve ısınma için verilen belirli güçteki toplam kayıplar neredeyse sabittir. Bakır kaybı yüksek tutulup, demir kaybının mümkün mertebede düşük tutulması doğaldır [1]. Zira demir kaybı 24 saatlik bir yük olarak ifade edilebilir. Yağlı tabii soğutmalı transformatörlerde aşırı yüklenmeye müsaade edilmez. Tam yükte ve maksimum bir çevre sıcaklığında yağdaki ısınma (60°C)dır. Bu nedenle böyle transformatörlerde bakır kayıplarının, demir kaybına oranı oldukça yüksek olabilir. Bu oran güç, gerilim ve frekansa göre 4/1 den 7/1 e kadar düzenlenebilir. Yukarıda verilen oranlar sargılarda aşırı ısınma olmaksızın, belirli aşırı yüklemelere daha düşük çevre sıcaklarında ulaşılmasına müsaade edilecek şekildedir. Transformatör sürekli aşırı yükleme için dizayn edilirse, normal tam yükte bakırın, demir kaybına oranı düşmektedir [11, 12].

Kaçak Alanlardan İletkenlerde İleri Gelen Fuko Akım Kayıpları

Manyetik alanlardaki dağılımlardan ileri gelen bu kayıplar iletkenlerdeki Girdap akımlarına sebep olur. Bu kayıplar belirli bir doğruluk seviyesinde hesaplanması en zor olan kayıplardır. Dizaynda gerekli itina gösterilmezse çok önemli büyüklüklere ulaşabilirler. Bu kaybı hesaplamak için çok zaman zaman çeşitli formüller ileri sürülmüştür. Ancak hesaba etkisi olan pek çok faktör vardır. Bu nedenle formüller vasıtası ile hesaplamak yerine bakır kayıplarına belirli bir yüzde ilave etmek daha pratiktir. İlave edilecek yüzdeler belirli transformatör tiplerinin tecrübeleri ile belirlenmeye çalışılır. Bu kaybın minimuma indirilmesi için artma veya eksilmesine neden olan çeşitli faktörleri göz önünde tutmak gerekir. Genel olarak kaçak akı yoğunluğunun karesiyle, transformatör toplam bakır ağırlığıyla ve kaçak akı yoluna dik gelen iletkenlerin boyutlarının karesiyle orantılı olduğu söylenebilir. Bu faktörlerin kaçak akı yoğunluğu ile toplam bakır ağırlığı çoğunlukla sabittir. Bu nedenle değiştirilebilecek faktör, kaçak akı yoluna dik gelen münferit iletkenlerin boyutlarıdır. Bu boyut; iletkenleri bölümlere ayırarak (kesiti küçülterek) ve çeşitli kısımları biri birinden yalıtarak, mümkün olduğu kadar küçük tutulmalıdır.

Bakır Sargılarda Deri Etkisi

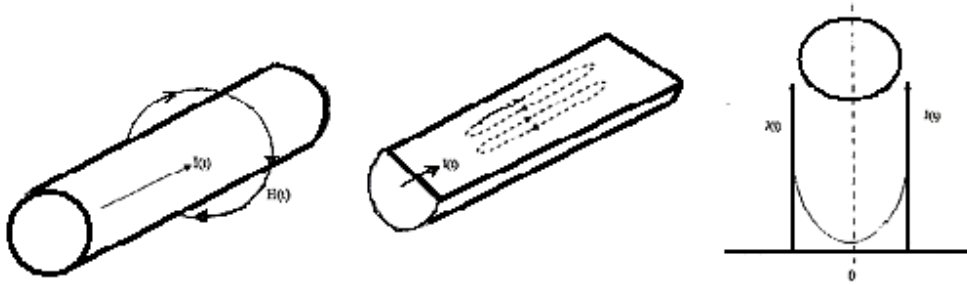
Tıpkı çekirdekte olduğu gibi bakır iletkenlerde de deri etkisi oluşur. Şekil 2.10'da gösterildiği gibi zamanla değişim $i(t)$ akımını taşıyan bir bakır iletkeni ele alalım. Bu akım Şekil 2.10'da gösterilen manyetik alanı oluşturur ve bu manyetik alan Şekil 2.10'da gösterilen girdap akım kayıplarını üretir. Bu girdap akımları, telin iç kısmında uygulanan $i(t)$ akımına ters yönünde akar ve böylece iletkenin iç kısmından akan akıma ve sonuç olarak ortaya çıkan manyetik alanı engelleme eğilimindedir.

Sonuç olarak toplam akı yoğunluğu iletkenin yüzeyinde en büyüktür ve iletkenin iç kısmına doğru olan mesafe ile üstel olarak azalır. Karakteristiğin azalma uzunluğu,

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{w\mu\sigma}}$$

eşitliğiyle verilen deri kalınlığıdır. Sargıda kullanılan iletken kesitinin

boyutları deri kalınlığından belirgin olarak büyükse, iletken tarafından taşınan akımın büyük bir kısmı yüzeyde, Şekil 2.10'da gösterildiği gibi yaklaşık bir deri kalınlığında, bağlı olarak ince bir tabakayla sınırlanacaktır. Bunun sonucu olarak akım akışı için olan etkin kesit alanı, iletkenin geometrik kesitiyle kıyaslandığında küçük olduğundan, iletkenin etkin direnci d.a direncinden çok daha büyük olacaktır. Bu durumda sargılara d.a uygulanması durumuna göre daha büyük bir sargı kaybı olacağını göstermektedir.



Şekil 2.10. Yalıtılmış bakır iletken taşıyıcıda akım, girdap akım kayıpları ve deri olayı etkisinin sonuçları

2.10.4. Dielektrik kayıpları

Sarım yalıtımındaki dielektrik kayıpları, yüksüz (boştaki) kayıp bileşenlerine, histerisis kayıpları ve farklı indüksiyon akımlarından oluşan demir kayıplarına göre genellikle ihmal edilir. Fakat büyük dağıtım transformatörleri için yapılan doğru ölçümler, %1-2'lik boştaki kayıpları temsilen birkaç onluk watt değerinde dielektrik kaybının bulunabileceğini göstermektedir. Bu durum, birleştirmenin farklı seviyelerinde boştaki kayıtlı kayıplar arasındaki farklara bakıldıktan sonra sonuçlandırılır. Bu sıranın önemli bir farkı, yalıtım malzemesinin dielektrik kaybı açısının sonuçlarıyla birlikte, ancak sarım yalıtımının dehidrasyonu (su kaybıyla) açıklanabilir [2, 10].

2.10.5. Transformatörlerde kaçak kayıplar

Transformatörlerdeki yük kaybı sarımların ohm direnci ve kaçak manyetik alan kayıplarından kaynaklanan kayıplar nedeniyle oluşur. Bu kaçak kayıpları yüklü ve yüksüz sarımlarda, sıkıştırma levhalarında ve transformatör tanklarında görülür ve kaçak manyetik alan ve bobin iletkenlerini saran manyetik alana bağlıdır [1].

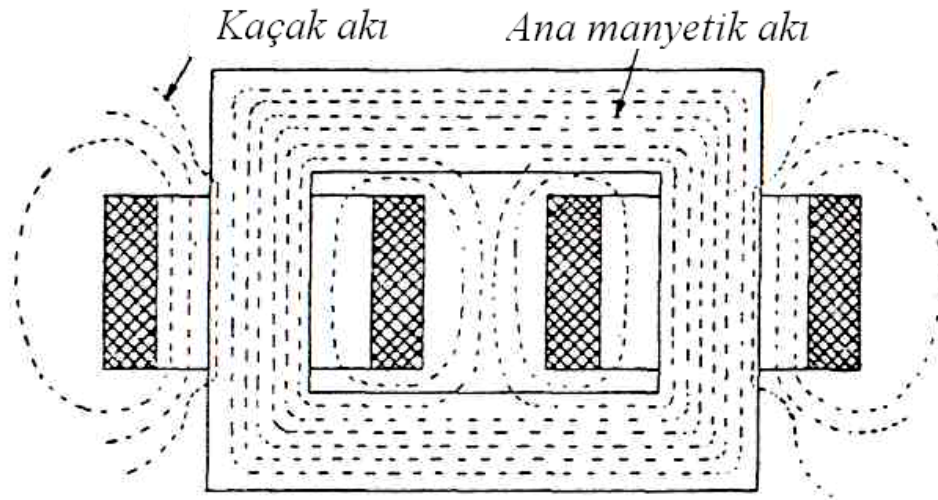
Transformatörlerdeki toplam kaçak kaybı genellikle şu elemanlardan oluşur:

- (a) Sarımlardaki kaçak manyetik alandan kaynaklanan transformatör tankındaki kaçak kayıp.
- (b) Tanktaki bobin iletkenlerinden kaynaklanan kaçak kayıp.
- (c) Sarımlardaki kaçak manyetik alandan kaynaklanan sıkıştırma çatısındaki kaçak kayıp.
- (d) Sıkıştırma levhasındaki bobin iletkenlerinden kaynaklanan kaçak kayıp.
- (e) Yüklü sarımlardaki kaçak kayıp.
- (f) Yüksüz sarımlardaki kaçak kayıp.

2.11. Kaçak Manyetik Akılar

Bir transformatörün primerine alternatif bir gerilim uygulandığında, bu sargıdan geçen akımın oluşturduğu manyetik akının tamamı ikinci devre iletkenlerini kesmez. Akımın küçük bir kısmı devresini havadan tamamlar. Devresini havadan tamamlayan bu akıların tamamına “ Kaçak akılar ”denir. Kaçak akı ne kadar çok olursa faydalı akı o kadar azalır. Bunun sonucunda ikinci devrede sipir başına indüklenen gerilim birinci devrede indüklenen gerilimden çok daha az olur. Bunun sonucunda sekonderde emk azalır. Boş çalışma durumunda kaçak akı faydalı akının % 5’i kadardır [9, 10, 22].

Sarımlardan biri veya diğerine ama ikisine birden bağlı olmayan kaçak manyetik alan çizgileri denilen küçük bir miktar manyetik akım varken, manyetik akımın büyük bir kısmı (örneğin iki taraflı manyetik akım) çekirdekten akmaktadır Şekil 2.11. Kaçak manyetik akım nedeniyle hem primer hem de sekonder sarımları kaçak reaktansa sahiptir. Yani her biri ana manyetik akımdan kaynaklanan küçük miktardaki emk’ya eşit büyüklükteki kendi kendine indüklenmiş olan emk’nın yerine olacaktır.

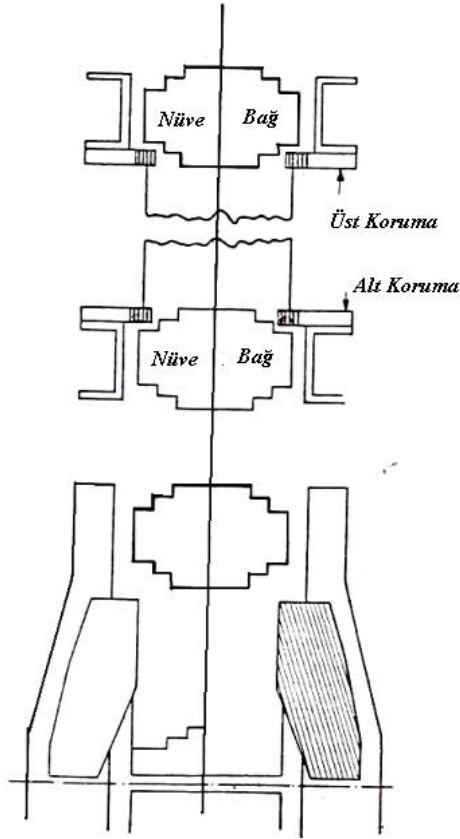


Şekil 2.11. Kaçak manyetik alan

Primer ve sekonder sargılardan geçen akımların oluşturdıkları kaçak akılar, faydalı akıyı azalttıklarından, primer ve sekonder iç gerilimlerinin düşmelerine neden olmaktadır. Bunun sonucunda sekonder çıkışında gerilim azalması görülür. Kaçak akıların oluşturdıkları gerilim düşümleri tam indüktif özellikte olup, akımdan 90^0 ileridedir. Kaçak akıları transformatör devresine seri bağlanmış reaktanslar şeklinde gösterebiliriz. Bu reaktansalar primer ve sekonder için ayrı ayrı gösterilir ve “ *Kaçak Akı Reaktansı* ” adını alırlar. Kaynak makinelerinde, kısa devre akımlarının azaltmada, paralel çalışmayı kolaylaştırmada ve ark fırınlarının güç devrelerinde kullanılan transformatörün kaçak reaktansı büyük istenmektedir [12, 22].

2.12. Kaçak Kayıp Kontrolü

Minimum kaçak kaybı tasarımı, sistematik bir şekilde kaçan manyetik alan kaynağını ve izlediği yolu analiz ederek yapılabilir. Transformatörlerde daima bir ana kaçak alan vardır ve bundan kaynaklanan kayıplar aşağıda verilen çeşitli metotlarla azaltılabilir:



Şekil 2.12. Manyetik çatal kalkanları

Çekirdek levha kaplamadan yapılan manyetik kalkanlar Şekil 2.12’de gösterildiği gibi çatalar (yoke) altında kullanılır. Eksensel kaçak manyetik alanın büyük bir kısmı kalkanlar içinde geri beslenir. Kalkan sıkıştırma ünitesi korunur ve tank tarafındaki radyal manyetik alanın azaltılması sağlanır. Manyetik şöntler üç-fazlı, beş kenarlı ve tek-fazlı üç kenarlı transformatörler için uygun şekilde kullanılır.

Çekirdek levha kaplama paketlerinden manyetik şöntler kaçak manyetik alanını absorbe etmek için tank içerisine sabitlenmiştir. Levha kaplama paketlerinin kalınlığı kullanılan manyetik alanın yoğunluğuna göre karar verilir [11, 12, 13].

Çekirdek kenar sıkıştırma levhaları kaçak alanı bölgesine çok yakındır ve sarım uçlarında yoğun radyal (ışınsal) alana maruz kalmaktadır. Bu durum, sıkıştırma

levhalarının uçlarında girdap kayıplara neden olur ve bölgesel sıcak noktalar oluşturulabilir. Kaçak kaybı ve ısınma, sarım bobin iletkenleri içerisindeki yüksek alan nedeniyle daha fazla bir artışa neden olur. Paslanmaz çelik gibi manyetik olmayan malzemeden yapılan sıkıştırma levhaları kullanarak sıcaklık artışı ve kayıpların kontrolü gerçekleştirilebilir. Girdap kayıplarında ve sıcaklık artışındaki büyük ölçüde azalma sıkıştırma levhası üzerine delikler açılarak sağlanabilir.

İletkenlerin radyal olarak bir kez daha bölünmesi eksensel kaçak alandan dolayı girdap akım kaybını azaltır. Benzer şekilde, iletkenlerin eksensel olarak bölünmesi kaçak alanın radyal bileşeninden dolayı girdap akım kaybını azaltır. Kaçak alan çizgilerinin radyal bileşenini azaltmak için azalan kaçak manyetik alan radyal bileşeninden kaynaklanan alan kaybını sırayla YG ve AG sarımlarının amper-sarımı mükemmel bir şekilde dengelemesi gerekir. Burada bir şeyi daha vurgulamak gerekir ki, amper-sarımlarındaki büyük dengesizlik çok yüksek kaçak kayıplarına neden olabilir. Bir sarımın paralel telleri (iletkenler) arasındaki dolaşan alanı yok etmek için, çaprazlama gerekmektedir. Bu durum bir sarımın bobin iletkenlerinin konumuna yol açar, öyle ki, manyetik alan bağlantısı aynı, dolayısıyla her bir teldeki indüklenmiş emk'nın eşitlenmesine neden olur. Yüksek akım geçen iletkenlerden kaynaklanan kayıplar iletkenlerin metalik yapılarına uygun şekilde uzaklaştırılmasıyla azaltılabilir. Bobin iletkenlerinin manyetik alan etkileri zıt yöndeki alan taşıyan bobin iletkenlerini birlikte konularak yok edilebilir (git-gel düzenlemesi). Üç fazlı bağlamada, üç fazın tamamının bobin iletkenleri birlikte gruplandırılabilir, böylece alanın net vektörsel etkisi minimum olur. Bobin iletkenlerinden kaynaklanan kayıplar yakın yüzeylerin alüminyum gibi manyetik olmayan maddelerle kaplanması ile azaltılabilir.

3. TRANSFORMATÖR TESTLERİ

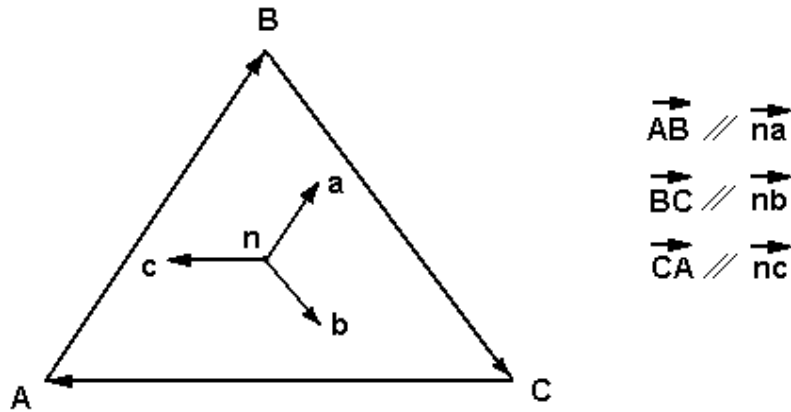
3.1. Rutin Deneyler

3.1.1. Çevirme oranı ölçümü

Temel deneylerden olan çevirme oranı ölçümü, hem fabrikalarda hem de sahada kolaylıkla yapılabilen bir testtir. Transformatör sargılarının sarım sayılarının projeye uygun olup olmadığını tespit edebildiğimiz tek test olması nedeniyle çok önemlidir. Ayrıca yine bu test yardımı ile trafo sargılarında herhangi bir iletken kopukluğu ya da kısa devre arızası olup olmadığını kolayca tespit edebiliriz.

Prensip olarak primer (YG) sargısı sarım sayısının, sekonder (AG) sargısı sarım sayısına oranı şeklinde düşünülerek test yöntemi geliştirilmiş ve çevirme oranı köprüleri imal edilmiştir. Bu köprülerle test yapılabilmesi için öncelikle testten önce trafoların vektör gruplarının (ya da bağlantı grubu) bilinmesi ve fazör diyagramlarının incelenmesi gerekmektedir.

Örnek olarak Dyn-5 grubu bir trafoyu inceleyelim :



Şekil 3.1. Dyn-5 bağlantı grubu

Şekil 3.1’de görüldüğü gibi paralel vektörlere dikkat etmek gerekir. Uygulanacak gerilimlerde gerilim vektörlerinin paralelliği şarttır.

Bu durumda AB arasına bir gerilim uygular ve bu gerilimi ölçerek na arasından ölçtüğümüz gerilime oranlarsak çevirme oranını Eş. 3.1’den bulabiliriz.

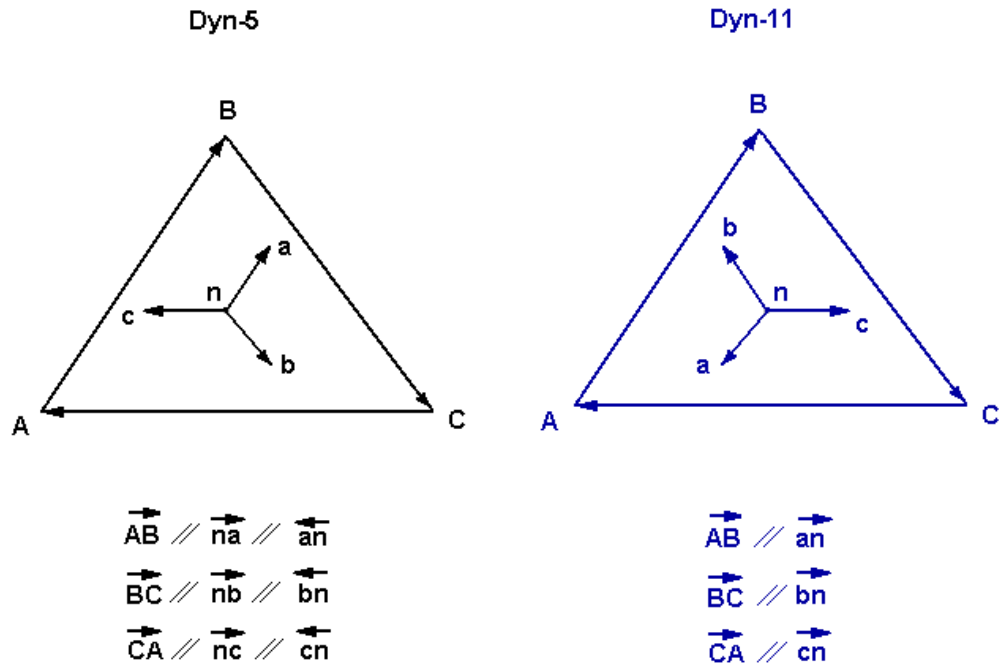
$$k=AB / na \quad (3.1)$$

Daha sonra aynı şekilde sırasıyla BC / nb ve CA / nc oranları ölçülerek bulunur ve daha önceden hesaplanan teorik oranlarla mukayese edilir. Standartlarda teorik orana nazaran gerçek oran sapması için $\pm 0,5 \%$ tolerans verilmiştir. Gerçek oran sapmasının bu toleranslar içinde kalıp kalmadığına bakılır.

3.1.2. Vektör grubunun saptanması

Bazı çevirme oranı köprülerinde vektör grubu saptanması da kolaylıkla yapılabilir. Bu amaç için cihaz üzerine bir polarite anahtarı yerleştirilmiştir. Anahtar kapandığında polarite yani vektör grubu doğru ise galvanometre artı yönde sapmaktadır. Grup yanlış olduğu zaman da eksi yöne sapmakta böylelikle vektör grubunun doğruluğu kontrol edilmektedir.

Vektör grubu tayininde kullanılan bir yöntem daha vardır. Bu yöntemde çevirme oranı köprüsüne ihtiyaç duyulmamaktadır. Sadece maksimum 750 V. AC gerilim ölçebilen hassas bir voltmetre ile 3 fazlı 380 V. Uygun frekansta bir besleme gerilimi yeterli olacaktır. Şimdi bu yöntemin nasıl uygulanacağını Dyn-5 ve Dyn-11 vektör grupları üzerinde inceleyelim.



Şekil 3.2. İki farklı vektör grubunun fazör gösterimi

Her iki şekil dikkatlice incelendiğinde Dyn-5 grubunda alçak gerilim vektörlerinin sıfır grubuna göre 150° saat yönünde dönmüş olduğu, Dyn-11 grubunda ise bu açının 330° olduğu görülmektedir. Yüksek gerilim ve alçak gerilim vektörlerinin birbirlerine göre durumları incelenecek olursa Dyn-5 grubunda ;

$$\vec{AB} \parallel \vec{an}$$

yani alçak gerilim vektörünün yüksek gerilim vektörü ile paralel ancak 180° ters yönde olduğu görülmektedir. Dyn-11 grubunda ise bu söz konusu vektörler yöndeş ve paraleldirler;

$$\vec{AB} \parallel \vec{an}$$

Şimdi bu özellikleri inceledikten sonra Dyn-5 ve Dyn-11 vektör gruplarının oluşturulabilmesi için sargıların sarım yönlerinin nasıl olması gerektiği hakkında yorum yapabiliriz. Buna göre Dyn-5 grubunda yüksek gerilim sargısı soldan sağa

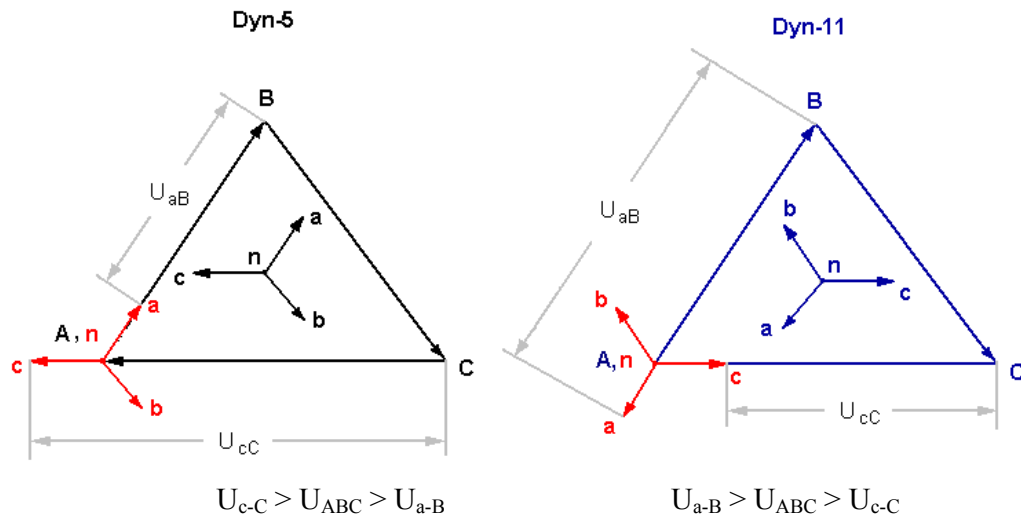
doğru sarılıyorsa, alçak gerilim sargısı ters yönde yani sağdan sola doğru sarılmalıdır. Dyn-11 grubunda ise hem yüksek gerilim hem de alçak gerilim sargıları aynı yönde sarılmalıdır. Kısaca bu iki grubu birbirinden ayıran tek özellik budur.

Şimdi bu grupları daha iyi tanımış olduk. Artık vektör grubu saptanmasının nasıl yapıldığına geçebiliriz. Bunun için önce transformatörün alçak gerilim nötr ucu ile yüksek gerilim A-fazı ucu bir kablo ile biri birine kısa devre edilir. Daha sonra transformatörün yüksek gerilim A,B,C uçlarına üç fazlı 380 V. AC gerilim uygulanır, sonra aşağıda belirtilen uçlar arasındaki gerilimler ölçülerek kaydedilir.

$$U(C - c)$$

$U(A - B - C)$ (burada sadece faz arası bir gerilim ölçümü yeterlidir, yani U_{AB} , U_{BC} , U_{CA})gerilimlerinden sadece birini ölçmek yeterli olacaktır.)

$$U(B - a)$$



Şekil 3.3. Dyn 5 ve Dyn 11 vektör grubunun ölçüm şeması

Şekil 3.3'den de görüleceği gibi Dyn-5 grubunda $U_{c-C} > U_{ABC} > U_{a-B}$ olurken, Dyn-11 grubunda ise tam tersi $U_{a-B} > U_{ABC} > U_{c-C}$ olmaktadır. O halde bu eşitsizliklere

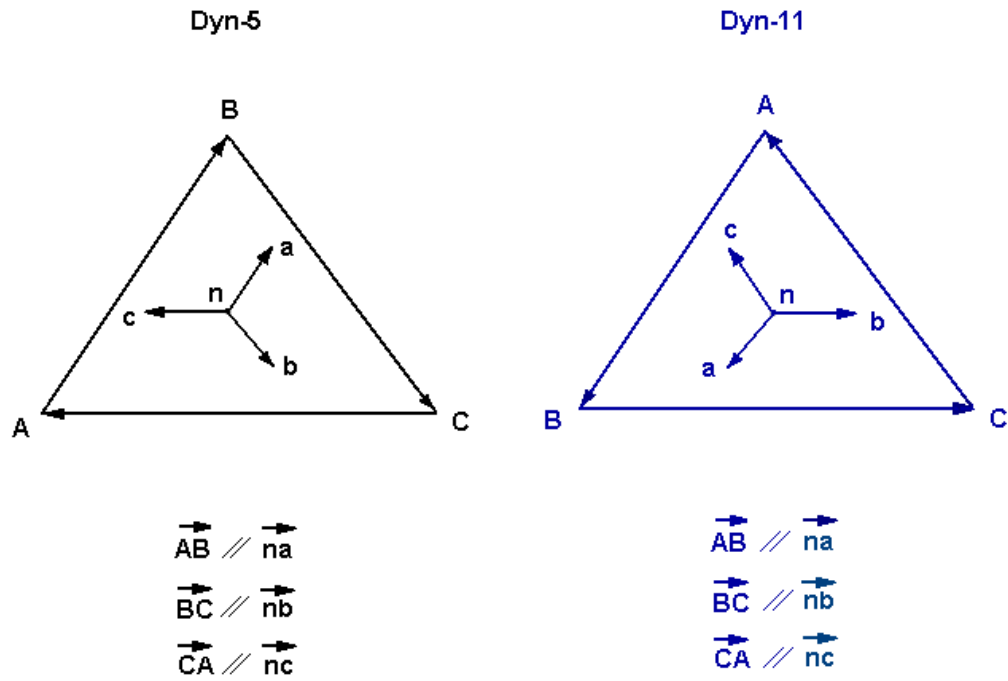
bakarak transformatörün vektör grubunu saptayabiliyoruz. Başka bir deyişle yukarıda belirtilen gerilim ölçümleri sonucunda elde edilen eşitsizlik $U_{c-C} > U_{ABC} > U_{a-B}$ ise bu transformatörün vektör grubu kesinkes Dyn-5 tir diyebiliyoruz. Eğer eşitsizlik $U_{a-B} > U_{ABC} > U_{c-C}$ şeklinde ise de vektör grubunun kesinkes Dyn-11 olduğunu rahatlıkla söyleyebiliriz. Benzer yaklaşımlarla diğer tüm vektör grupları da kolaylıkla saptanabilir.

3.1.3. Farklı vektör grubundan transformatörlerin paralel çalıştırılması

Eğer paralel çalıştırılacak transformatörlerin vektör grupları iyi biliniyorsa ve transformatörler paralellik koşullarından vektör grubu hariç diğer koşulları (nominal güçlerin uyumlu olması, nominal gerilimlerin ve kademe gerilimlerinin eşit olması, kısa devre empedans gerilimlerinin toleranslar dahilinde eşit olması) tam olarak sağlıyorsa farklı iki gruptan transformatör bazı bağlantı varyasyonlarıyla paralel çalıştırılabilir.

Şimdi bu işlemin nasıl gerçekleştirildiğini görelim. Önce paralel çalıştırılacak transformatörlerden biri referans alınır. Diğer transformatörün paralel bağlantıda fazlarının yerleri değiştirilir.

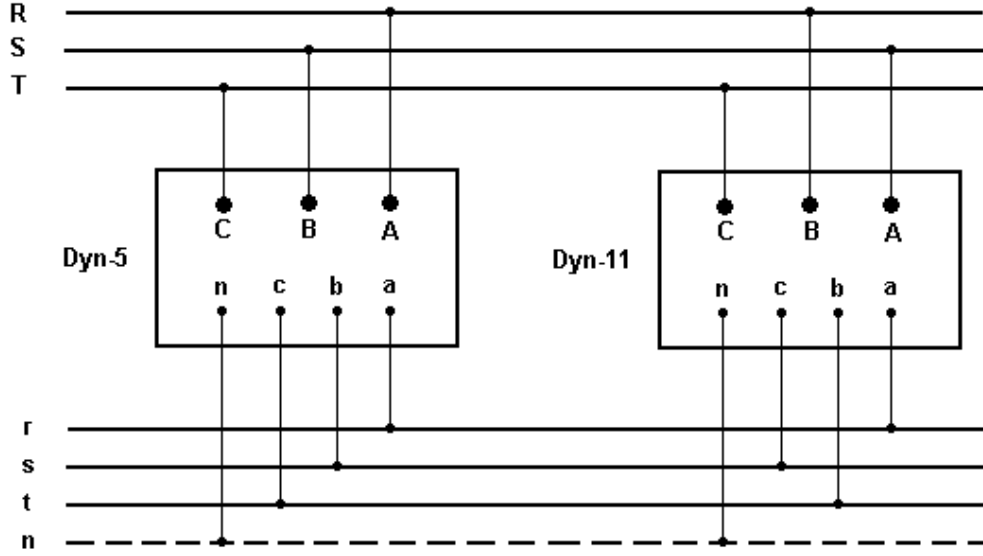
Örneğin Dyn-5 grubu transformatörü referans alalım ve Dyn-11 grubu transformatörü sisteme bağlarken yüksek gerilim tarafında trafonun A ucunu sistemin B fazına, trafonun B ucunu sistemin A fazına ve trafonun C ucunu sistemin yine C fazına bağlayalım. Alçak gerilim tarafında da trafonun a ucunu sistemin a fazına, trafonun b ucunu sistemin c fazına, trafonun c ucunu sistemin b fazına ve de trafonun nötr ucunu yine sistemin nötr ucuna bağlayalım. Bu durumda Dyn-5 grubu trafo ile bağlantı değişikliği yapılmış Dyn-11 grubu trafoların vektör diyagramlarını yeniden çizelim.



Şekil 3.4. Farklı vektör grubundan transformatörler

Şekil 3.4'den görüleceği gibi paralellik şartları ve vektör grupları artık eşitlenmiş durumdadır.

Şimdi bu yöntemi daha da pekiştirmek için paralel çalışacak bu iki transformatörün AG ve YG şebekesine nasıl bağlandıklarını şekil üzerinde görelim.



Şekil 3.5. Farklı vektör grubundan transformatörlerin paralel çalıştırılması

3.1.4. Sargı dc-dirençlerinin ölçülmesi

Sargı dirençleri, imalatçı tarafından müşteriye garanti edilen değerler değildir. Bununla birlikte yük kayıplarının hesaplanarak 75 derece sıcaklığa uyarlanabilmesi için bu direnç değerlerinin elimizde bulunması gerekir. Yük kayıplarının doğru akım bileşeni ancak ve ancak sargıdan geçen akımın karesinin, sargı direnci ile çarpılması sonucu hesaplanabilir.

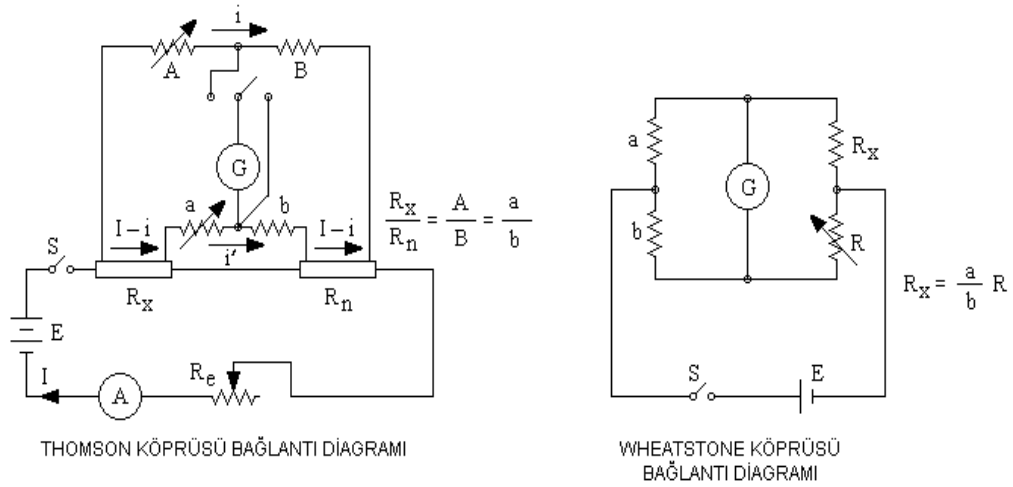
Diğer bir konu da örneğin sargılardaki iletken kopukluğu ya da sargı iletkenlerindeki kaynak ya da birleşme noktalarındaki hataların direnç ölçümü yöntemiyle tespit edilebilme olasılığıdır.

DC-direnç ölçümünde kullanılan başlıca iki yöntem vardır. Bunlar sırasıyla :

- Wheatstone veya Thomson (Kelvin) direnç ölçme köprüleri
- Akım-gerilim yöntemi

Her iki yöntemde de besleme gerilimi bir doğru gerilim kaynağından sağlanır. (Akümülatör ya da batarya) Burada dikkat edilmesi gereken nokta ölçü sırasında sargıdan geçecek akımın, doğruluğu yüksek bir ölçmeye olanak tanıyacak kadar büyük ancak bu esnada sargı sıcaklığını artırmayacak kadar da küçük olması gerektiğidir. Uygulamada bu akım değeri trafonun boşta çalışma akımının 1,2 katından daha büyük, trafonun nominal akımının 10% undan ise daha küçük seçilmektedir. Ölçü devresinin zaman sabiti L/R oranına bağlıdır. Devre beslendiğinde ölçmenin sağlıklı yapılabilmesi için tam doyma sağlanana kadar beklenilmesi gerekir.

Direnç ölçmede kullanılan wheatstone ve thomson köprüleri prensip şemaları aşağıda verilmiştir.

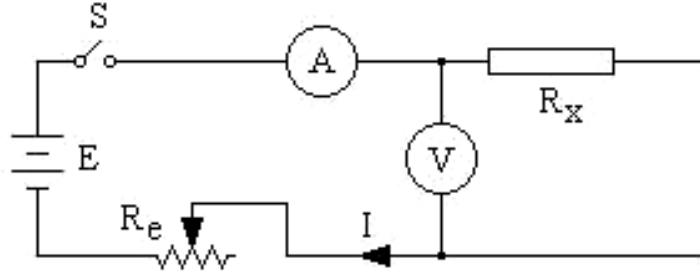


Şekil 3.6. Direnç ölçmede kullanılan wheatstone ve thomson köprüleri prensip şeması

Her iki şemada da R_x dirençleri ölçülen sargı dirençlerini simgelemektedir. Diğer A , B , a , b , R_n dirençleri değerleri kademeli olarak değiştirilebilen (seçilebilen) ön dirençlerdir. R_e simgesi ile gösterilen devre elemanı ise reosta olup geçen akımı sınırlamamıza yarar. Ölçüm yapılırken sargı direncinin mertebesinin az çok

bilinmesinde yarar vardır. Buna göre ön direnç değerleri seçilirse daha çabuk sonuca ulaşmamız mümkün olur.

Akım gerilim yöntemiyle direnç ölçme prensip şeması da aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.7. Akım-gerilim yöntemi ile ölçme

Burada S anahtarı kapandıktan sonra reosta yardımı ile devreden uygun bir akım geçirilir. Ampermetreden geçen akım sabit bir değere ulaştığında akım ve gerilim ölçümü yapılır. Buna göre Ölçülen gerilim U_X ve ölçülen akım I_X ise ölçülen direnç :

$$R_X = U_X / I_X \quad (3.2)$$

Formülünden hesaplanarak bulunur. Günümüzdeki modern digital sargı direnci ölçme düzenekleri genellikle bu yöntemi kullanmaktadır.

3.1.5. Uygulanan gerilim deneyi

Bu deneyin amacı transformatör sargılarının birbirine göre ve transformatörün çekirdek saç paket, ana tank dahil diğer tüm metal kısımlarına karşı izolasyonunun (yalıtkanlığının) elektriksel olarak kontrolüdür.

Deneyde kullanılacak cihazlar:

0 – 800 V. Aralığında sürekli gerilim ayarı yapabileceğimiz bir döner trafo ya da indüksiyon regülatörü.

Maksimum 380 kV gerilim alabileceğimiz monofaze bir test transformatörü.

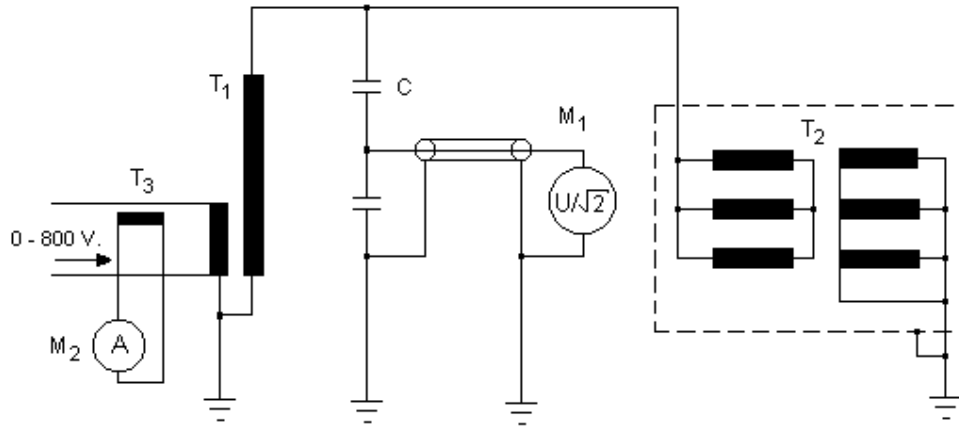
Maksimum 380 kV. Ölçebileceğimiz bir kapasitif gerilim bölücü.

Maksimum 380 kV. Ölçebileceğimiz bir kV-metre (tepe değer, efektif değer, ortalama değer ölçebilen)

Deneyde uygulanacak gerilimler standartlarda verilmekte olup transformatörlerin anma gerilim seviyelerine göre değişmektedir. Ayrıca deney süresi tüm standartlarda 1 dakika olarak verilmektedir [33].

Deney gerilimi sinüs formundadır ve transformatörün anma frekansı ile aynı frekansa sahiptir.

Deneyin prensip bağlantı şeması aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.8. Uygulanan gerilim deneyi prensip bağlantı şeması

Şekil 3.8'deki simgelerin anlamları:

T₁ : Maksimum 380 kV bir fazlı test trafosu

T₂ : Test edilen transformatör

T₃ : Akım ölçü transformatörü

M_1 : Maksimum 380 kV ölçebilen kV-metre

M_2 : Ampermetre

C : Maksimum 380 kV ölçebilen kapasitif gerilim bölücü

Bu deney çift yönlü tekrarlanan bir deneydir yani önce yüksek gerilim sargısına standartlarda belirtilen test gerilimi 1 dakika süreyle uygulanır. Bu süre içerisinde herhangi bir elektriksel atlama olmamalıdır. Daha sonra yüksek gerilim sargısı metal kısımlarla birlikte topraklanır ve deney alçak gerilim sargısı için bu sargının standartlardaki test gerilim değerine uygun bir aşırı gerilimin yine 1 dakika süreyle alçak gerilim sargısına uygulanması şeklinde tekrarlanır. Her iki denemede de herhangi bir elektriksel atlama olmamalıdır.

3.1.6. İndüklenen gerilim deneyi

Bu deneyin amacı sargıları oluşturan sarımların kendi aralarındaki izolasyonların aşırı gerilim uygulanmak suretiyle elektriksel olarak zorlanmasıdır.

Deneyin uygulama şekilleri üniform yalıtılmış sargılarla kademeli yalıtılmış sargılarda farklı farklıdır.

Üniform Yalıtılmış Sargılarda

Transformatöre alçak gerilim tarafından alçak gerilim sargısı anma geriliminin iki katı değerinde üç fazlı bir gerilim uygulanarak yapılır. Bu sırada yüksek gerilim faz uçları boştaadır. Uygulanan gerilim sinüs formunda olmakla birlikte frekansı anma frekansından farklıdır ve anma frekansından büyük ve anma frekansının katları şeklindedir. Burada kullanılan test frekansına bağlı olarak deney süresi değişmekte ve bu sürenin hesaplanacağı formül standartlarda [33]' Eş. 3.3 gibi verilmektedir:

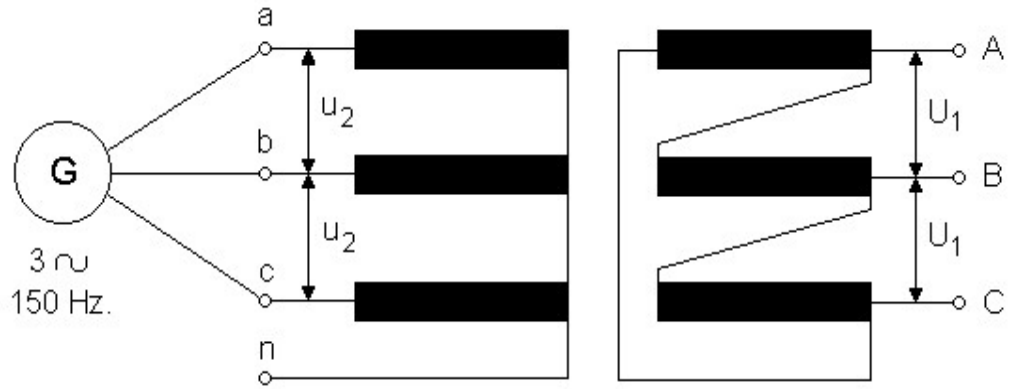
$$\text{Deney süresi (sn.)} = (\text{trafonun anma frekansı} / \text{deney frekansı})120 \quad (3.3)$$

Bu formüle göre örneğin 50 Hz anma frekansına sahip bir trafo için ve 150 Hz. Test frekansı için deney süresini Eş. 3.4' den elde edilir.

$$\text{Deney süresi (sn.)} = (50 / 150)120 = 40 \text{ saniye} \quad (3.4)$$

Burada alçak gerilim sargısına uygulanan nominal gerilimin iki katı değerindeki gerilim, yüksek gerilim sargısında da bu sargının nominal geriliminin iki katı şeklinde indükleneyecektir ve bu yüksek gerilimin uygulanan gerilim deneyindeki aşırı gerilim seviyesini aşmaması gerektiği unutulmamalı ve transformatörün yüksek gerilim sargısı gerilim kademesi ona göre seçilmelidir.

Deneye ilişkin prensip bağlantı şeması Şekil 3.8’de verilmiştir.



Şekil 3.9. Üniorm yalıtılmış sargılı trafolarla İndüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması

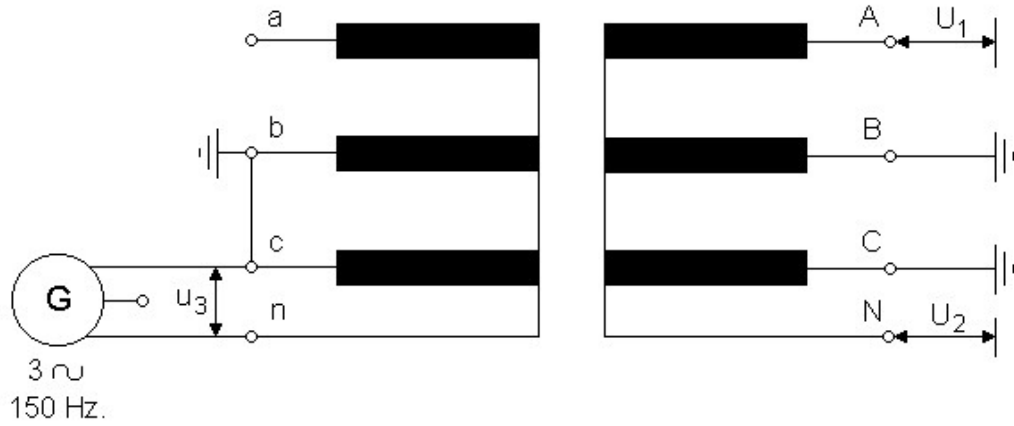
Şekilden görüleceği üzere besleme gerilimi için üç fazlı 150 Hz. Frekanslı bir jeneratör kullanılmaktadır.

Deney gerilimi alçak gerilim tarafında gerilim ölçü trafoları yardımı ile hassasiyeti yüksek voltmetrelerden ya da yüksek gerilim tarafından kapasitif gerilim bölücüler yardımı ile kV-metrelerden ölçülür.

Kademeli Yalıtılmış Sargılarda

Kademeli yalıtılmış sargılarda indüklenen gerilim deneyinin uygulanma yöntemi farklıdır. Deney gerilimi diğerinden farklı olarak üç faza birden değil, fazlara sırasıyla teker teker uygulanmaktadır. Deney gerilimi ise diğerindeki gibi nominal gerilimin iki katı değerinde olmayıp transformatörlerin YG gerilim seviyesine göre standartlar-daki tablolarda verilmektedir. Örneğin 154 kV anma gerilimine sahip trafolar için test gerilimi standartlarda 275 kV. Olarak verilmektedir. Deney süresi yine yukarıda 3.1.5 maddesinde verilen Eş. 3.3`den hesaplanır.

Deneyin prensip bağlantı şeması YNyn-0 vektör grubunda ve yıldız noktası 1/3 test gerilimine göre yalıtılmış bir güç trafosu için aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.10. Sargıları kademeli yalıtılmış YNyn0 grubu güç trafosunda indüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması

Şekil 3.10`da verilen transformatörün YG sargısı anma geriliminin 154 kV olduğunu varsayarsak.

U_1 test gerilimi 275 kV. Olacaktır. YG-Nötr ucunda oluşan gerilim Eş. 3.5 gibi olacaktır.

$$U_2 = U_1 / 3 = 275 \text{ kV} / 3 = 91,66 \text{ kV} \quad (3.5)$$

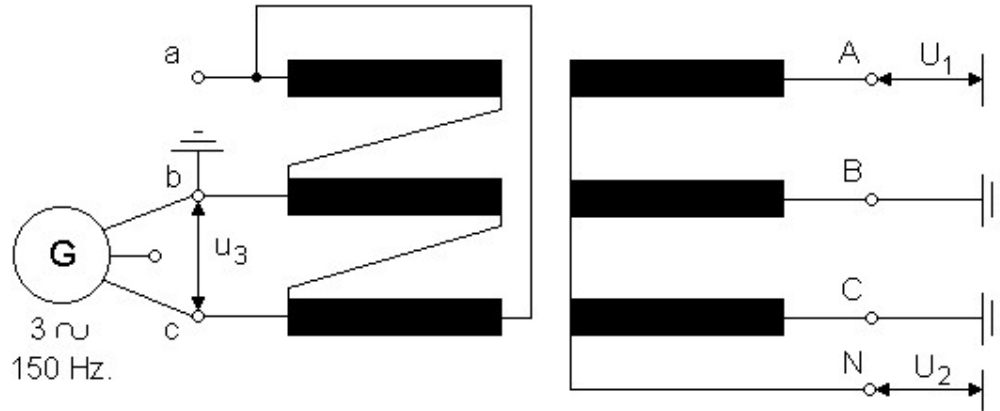
AG tarafına uygulanan u_3 test gerilimi ise alçak gerilimi yıldız bağlı trafoda Eş. 3.6'dan hesaplanır.

$$u_3 = (u_n / U_N) (275 / 3) \quad (3.6)$$

AG tarafı üçgen bağlı trafolarda ise denklem, Eş. 3.7'de gösterilen gibi olur.

$$u_3 = (u_n / U_N) (275 / 3) \sqrt{3} \quad (3.7)$$

Aşağıda AG tarafı üçgen bağlı, kademeli yalıtılmış trafoda indüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması verilmektedir.



Şekil 3.11. Sargıları kademeli yalıtılmış ynd-1 grubu güç trafosunda indüklenen gerilim deneyi prensip bağlantı şeması

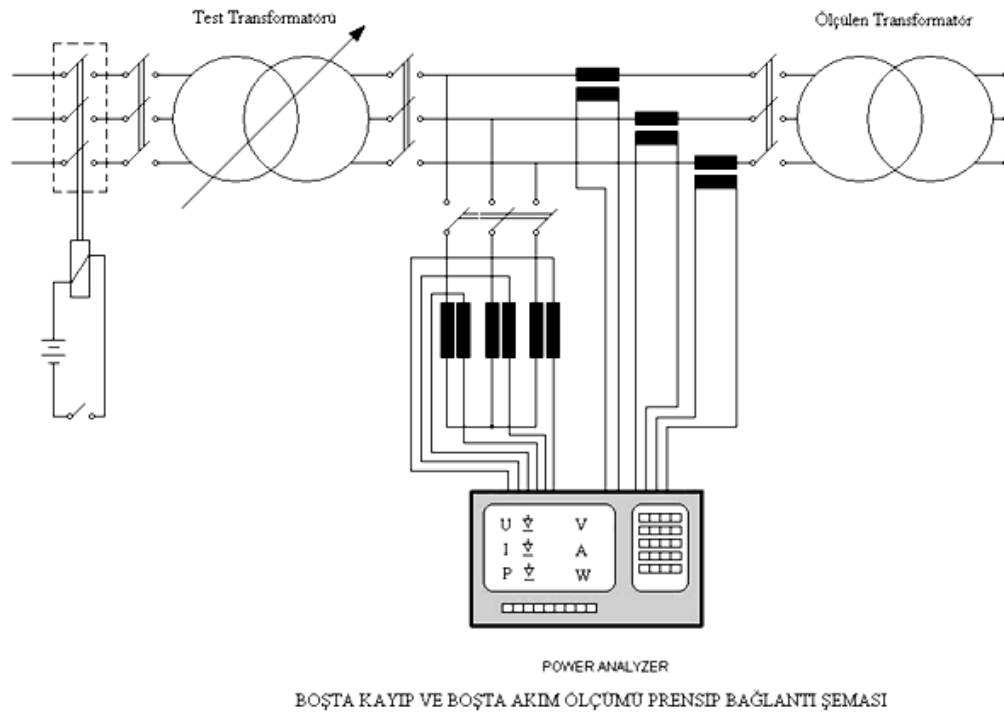
3.1.7. Boşta çalışma deneyi

Bu deneyin amacı, transformatörün anma geriliminde boşta (yüksüz) çalışması sırasında oluşan demir kayıplarının ölçülmesidir. Demir kayıplarını oluşturan başlıca bileşenler, mıknatıslama akımı, histeresis ve fuko kayıplarıdır. Bunların mertebesi de manyetik çekirdek saç paketinde kullanılan silisyum alaşımlı saçların kalitesine ve dizim tekniğine bağlıdır.

Genellikle laboratuarlarda besleme kolaylığı açısından YG sargısı boşta iken AG tarafından anma geriliminde besleme yapılır. Transformatör beslendikten sonra bir süre (5–10 dakika kadar) beklenip sonra besleme tarafındaki ölçü aletlerinden her fazdan çekilen güçler, akımlar ve faz arası besleme gerilimi okunarak kaydedilir. Bütün fazlardan çekilen güçlerin toplamı transformatörün boşta kaybını (demir kaybı) verir. Ölçülen akımların aritmetik ortalaması ise boşta çalışma akımıdır. Besleme gerilimi anma frekansında ve sinüs formunda olmalıdır. İstenildiği takdirde besleme gerilimi 90% ile 110% arasında kademeli olarak değiştirilerek transformatörün boşta çalışma eğrisi de çıkartılabilir.

Boşta kayıpların ölçümüne ilişkin prensip test bağlantı şeması takibeden sayfada verilmiştir.

Şemanın çok karışık olmaması için bazı küçük detaylar gösterilmemiştir.



Şekil 3.12. Boşta kayıpların ölçüm bağlantı şeması

3.1.8. Yükte kayıp ve kısa devre empedans gerilimi ölçülmesi

Deneyin amacı transformatörün anma gücüne eşdeğer bir yükü beslemesi sırasında, Sargıların empedanslarından kaynaklanan ve ısı enerjisine dönüşen kayıp gücün ölçülmesidir.

Bu deneyin gerçekleştirilebilmesi için transformatörün yüklenmesi gerekir ve ideal durum trafonun anma gücüne eşdeğer ve sabit bir harici yükü beslemesidir. Ancak bu pratikte mümkün olmamaktadır. Nedeni de trafoların biri birinden çok farklı ve büyük güçlerde üretilmesidir. Bu nedenle suni yükleme yöntemi denen yöntemler geliştirilmiştir ve laboratuarlarda bu yöntemler kullanılmaktadır.

Suni yükleme yönteminde trafonun AG uçları, kesiti AG tarafı anma akımını karşılayacak boyutta bir bakır lama ile kısa devre edilir. Transformatöre YG tarafından, bu tarafın anma akımı ya da standartlara göre en azından anma akımının 50 % sine tekabül edecek kadar bir akım geçmesini sağlayacak gerilim uygulanır. İstenen değere ulaşılır ulaşılmaz mümkün olan en kısa sürede besleme tarafından gerilim, akım ve güç ölçümleri yapılır. Eğer bu ölçümler yapılırken çok beklenirse sargılar ısınmaya başlayacağından sağlıklı sonuç alınamayabilir. Bunu denetleyebilmek için testin başında ve sonunda trafonun üst yağ sıcaklığını ölçüp kaydetmekte yarar vardır.

Bu ölçümler sonucu okunan gerilim trafonun kısa devre gerilimini, okunan güçlerin toplamı ise yük kaybını hesaplamamıza yarayacak ham değerlerdir. Daha sonra elde edilen bu test değerleri önce nominal akıma ardından da 75 °C referans sıcaklığa göre irca edilir. Bu ölçümler çok kademeli trafolarla sırasıyla en düşük, ana ve en yüksek kademeler için ayrı ayrı yapılmalıdır.

Şimdi ham test değerlerinin anma akımına ve 75 °C sıcaklığa nasıl irca edildiğini görelim.

Ut : Deneyde ölçülen faz arası gerilim
 It : Deneyde YG tarafından ölçülen akım
 Pt : Deneyde ölçülen toplam güç
 I_N : Trafonun YG tarafı anma akımı
 Olmak üzere,

a) Anma akımına irca

Anma akımındaki kısa devre gerilimi Eş. 3.8’de gösterilir.

$$U_K = (I_N / I_t) U_t \quad (3.8)$$

Anma akımındaki yükleme kaybı Eş. 3.9’da gösterilir.

$$P_K = (I_N / I_t)^2 P_t \quad (3.9)$$

b) 75 °C referans sıcaklığa irca

Sargı DC-dirençlerinde meydana gelen DC kayıplar (P_{DC}) Eş. 3.10'dan hesaplanır.

$$P_{DC} = 1.5 (I_N^2 R + i_n^2 r) \quad (3.10)$$

Bu formülde R direnci YG tarafında fazlar arasından ölçülen eşdeğer dirençlerin aritmetik ortalaması ve r direnci de AG tarafında fazlar arasından ölçülen eşdeğer dirençlerin aritmetik ortalamasıdır. I_N ve i_n sırasıyla YG ve AG tarafın anma akımlarıdır.

Sargılardaki AC kayıplar (P_{AC}) Eş. 3.11'den hesaplanır.

$$P_{AC} = P_K - P_{DC} \quad (3.11)$$

75 °C sıcaklıktaki toplam yük kaybı (Bakır sargılar için) Eş. 3.12'de gösterilir.

$$P_{K75} = [P_{DC} (235 + 75) / (235 + t)] + [P_{AC} (235 + t) / (235 + 75)] \quad (3.12)$$

75 °C sıcaklıktaki toplam yük kaybı (alüminyum sargılar için) Eş. 3.13'de gösterilir

$$P_{K75} = [P_{DC} (225 + 75) / (225 + t)] + [P_{AC} (225 + t) / (225 + 75)] \quad (3.13)$$

Kısa devre empedans gerilimi Eş. 3.14'de gösterilir.

$$U_{KM} (\%) = 100 (U_K / U_N) \quad (3.14)$$

Kısa devre empedans geriliminin ohmik bileşeni Eş. 3.15'den hesaplanır.

$$U_{RM} (\%) = 100 (P_K / S_N) \quad (3.15)$$

Kısa devre empedans geriliminin indüktif bileşeni Eş. 3.16'den hesaplanır.

$$U_{XM} (\%) = \sqrt{U_{KM}^2 - U_{RM}^2} \quad (3.16)$$

Kısa devre empedans geriliminin 75 °C sıcaklıktaki ohmik bileşeninin Eş. 3.17'den hesaplanır.

$$U_R (\%) = 100 P_{K75} / S_N \quad (3.17)$$

Kısa devre empedans geriliminin 75 °C sıcaklıktaki kısa devre empedans gerilimi Eş. 3.18'den hesaplanır.

$$U_k (\%) = \sqrt{U_R^2 - U_{XM}^2} \quad (3.18)$$

Bu deneyin prensip bağlantı şeması verilmemiştir. Deney devresi bir önceki test olan boşa çalışma şeması gibidir. Tek fark test edilen transformatörün AG uçlarının kısa devre edilmesi ve beslemenin YG tarafından yapılmasıdır.

3.2. Tip Deneyleri

3.2.1. Sıcaklık artışı deneyi

Bu deneyin amacı transformatörün yağ ve sargı sıcaklıklarının standart ve teknik projelerde belirtilen değerlere uyup uymadığının kontrol edilmesidir.

Transformatör yük kayıplarında anlatılan suni yükleme yöntemiyle yüklenir. Yalnız bu deneyde YG sargılarından geçirilecek sürekli yükleme akımı (I_d) Eş. 3.19'dan hesaplanarak uygulanır.

$$I_d = \sqrt{(P_0 + P_K) / P_K} \quad (3.19)$$

Burada P_0 trafonun boştaki kaybı, P_K ise 75 °C sıcaklıktaki yük kaybıdır. Deneyin yapılacağı ortam kapalı bir ortam olmalı ve trafonun sıcaklığını etkileyecek hava akımı, güneş, rüzgar gibi etkenlerden yalıtılmış olmalıdır. Deneye başlanmadan önce YG ve AG tarafından sargı DC dirençleri ve trafonun üst yağ sıcaklığı ölçülüp kaydedilir. Daha sonra trafo I_d akımı ile yüklenir. Bu akımda yüklendikten sonra her bir saatlik periyotlarda sırasıyla üst yağ sıcaklığı, radyatör üst bağlantıdan, radyatör alt bağlantıdan ölçülen sıcaklıklar ile trafo çevresinde (trafoya olan yatay uzaklıklar en az 2m. olmalıdır.) üç farklı noktaya yerleştirilen termometre sensorlarından ölçülen ortam sıcaklıkları okunup kaydedilir. Deney bu şekilde üst yağ sıcaklığı ile ortam sıcaklıkları aritmetik ortalaması arasındaki fark bir saatlik dilimde 1 °C veya daha az bir değere ulaşana kadar devam eder. Daha sonra besleme akımı anma

akımına düşürülerek iki-üç saat daha sıcaklığın artış göstermediğinden emin olununcaya kadar yine her saat diliminde sıcaklıklar ölçülüp kaydedilerek devam edilir. Sıcaklığın artmadığından emin olununca trafo devreden çıkartılıp süratle AG ve YG sargılarından en az 3 er dakikalık sürelerle dirençlerin zamanla değişimi 20 saniye aralıklarla ölçülüp kaydedilir.

Daha sonra bu değerler yardımı ile AG ve YG sargıları için ayrı ayrı direnç-zaman grafikleri çizilip grafik extrapolasyon yöntemi ile devreyi açma anındaki sargı dirençleri bulunarak Eş. 3.20'ni kullanmak suretiyle dirençlerden açma anındaki sargı sıcaklıkları hesaplanır.

$$\theta_2 (^{\circ}\text{C}) = (R_2 / R_1) (235 + \theta_1) - 235 \quad (3.20)$$

Bu denklemde t_2 deney sonundaki maksimum sargı sıcaklığını, t_1 ise deney başında ölçülen üst yağ sıcaklığını ifade eder.

Sonuç olarak sargı sıcaklık artışları Eş. 3.21'den AG ve YG sargıları için ayrı ayrı hesaplanır.

$$\Delta\theta (^{\circ}\text{K}) = \theta_2 - \theta_f \quad (3.21)$$

Bu formüldeki θ_f deney sonunda ölçülen ortam sıcaklıklarının aritmetik ortalamasıdır.

Yağ sıcaklığındaki artışı da Eş. 3.22'den hesaplanır.

$$\Delta\theta_{\text{yağ}} (^{\circ}\text{K}) = \theta_y - \theta_f \quad (3.22)$$

Denklemdeki θ_y trafo devamlı yükleme akımında beslenirken en son ölçülen maksimum üst yağ sıcaklığıdır.

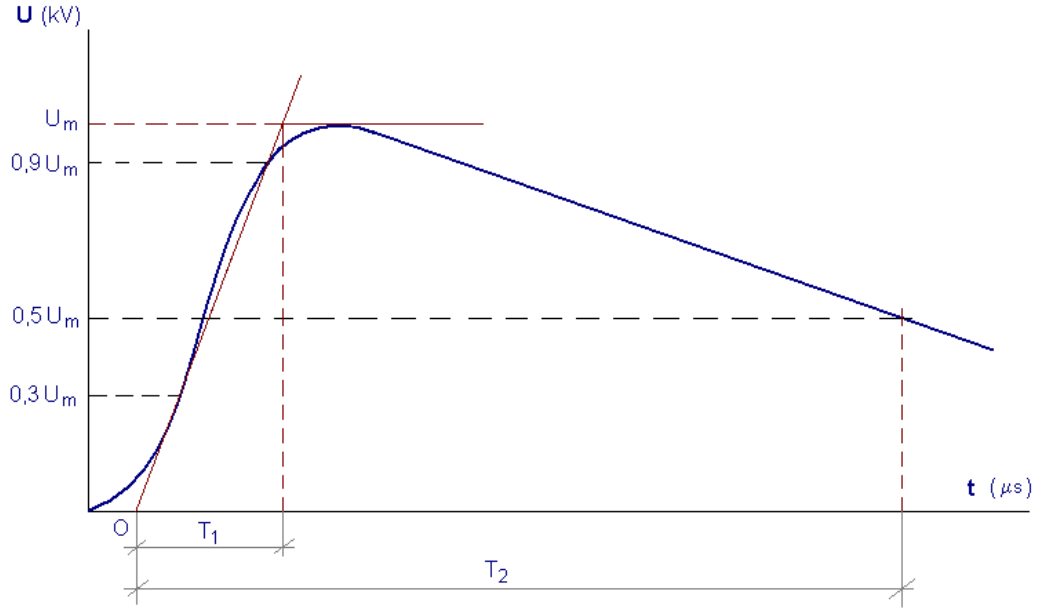
3.2.2. Darbe gerilimi deneyi

İşletmede yüksek gerilim sistemine bağlı trafolar zaman zaman atmosferik boşalmaların etkisinde kalabilmektedir. Bilindiği üzere havai hatlı enerji iletim sistemine yıldırım düştüğünde hat üzerinde çok yüksek genlikli yürüyen dalgalar meydana gelmektedir. Bu dalgaların genliği darbe akımına ve darbenin olduğu yerdeki darbe empedansına bağlıdır. Mertebe olarak ta trafonun anma geriliminin birkaç katı değerinde olabilmektedir. Transformatörlerin izolasyon yönünden bu darbe gerilimlerine dayanıklı olarak imal edilmesi gerekmektedir. İşte bu deneyin amacı transformatörlerin zaman zaman yıldırım darbe gerilimine maruz kalmaları halinde bu aşırı gerilimlere karşı dayanıklılıklarının test edilmesidir.

Trafo test laboratuvarlarında bu deneyin gerçekleştirilmesi için Darbe Jeneratörleri kullanılır. Bu jeneratörler prensip olarak Şarj ünitesi, YG kapasitör grupları, cephe ve sırt dirençleri, deşarj küreleri ile bazı yardımcı direnç ve topraklama sisteminden oluşurlar. Literatürde bu devre elemanlarının oluşturduğu devreye Marx'ın Çok Katlı Bağlamı denir. Jeneratörün darbe gerilimi üretmesi için önce kapasitör grupları paralel bağlantıda şarj edilir. Daha sonra atlama küreleri tetiklenerek kapasitörlerin seri olarak cephe ve sırt dirençleri üzerinden boşalmaları sağlanır.

Bu Jeneratörlerin ürettiği darbe gerilimleri (+) ya da (-) polaritede olabilir. Genellikle transformatör testlerinde (-) polarite kullanılmakla beraber nadiren bazı teknik şartnamelerde bu deneyin (+) polaritede yapılması da istenebilmektedir.

Yıldırım darbe gerilimi grafiksel olarak Şekil 3.13'de gösterilmiş ve tanımlanmıştır.



Şekil 3.13. Yıldırım darbe gerilimi

Yıldırım darbe gerilimi eğrisi Şekil 3.13’de görüldüğü gibidir. Burada U_m darbe geriliminin genliğini ifade eder. Bu aynı zamanda deneyde trafo fazlarına uygulanacak gerilim değeridir. Yukarıdaki eğride T_1 ve T_2 sürelerinin bulunması için Şekil 3.13’den de görüleceği gibi önce U_m geriliminin 0,3 ve 0,9 katı hesaplanıp bu noktalardan yatay eksene paraleller çizilerek eğri cephesini kesen noktalar bulunur. Bu noktaları birleştiren doğru çizilerek, yatay ekseni ve dalganın tepe noktasından yatay eksene çizilen paraleli kestirilir. Yatay eksen üzerinde bulunan nokta darbe geriliminin Anma başlangıç noktası olarak isimlendirilir. Tepe noktasından çizilen paralelle bu doğrunun kesim noktasından aşağıya bir dikme indirilir. Bu dikmenin yatay ekseni kestiği nokta T_1 noktasıdır. Sonra U_m geriliminin 0,5 katı hesaplanıp buradan yatay eksene eğrinin sırtına kadar uzanan bir paralel çizilir ve eğri sırtıyla kesişme noktası bulunur. Bu noktadan yatay eksene inilen dikmenin ekseni kestiği nokta T_2 noktasıdır. Buna göre bir yıldırım darbe geriliminin aşağıdaki üç büyüklükle tanımlandığını ifade edebiliriz. Bunlar:

U_m : Darbe gerilimi genliğidir ve değeri standart ve şartnamelerde verilir. (Tolerans $\pm 3\%$)

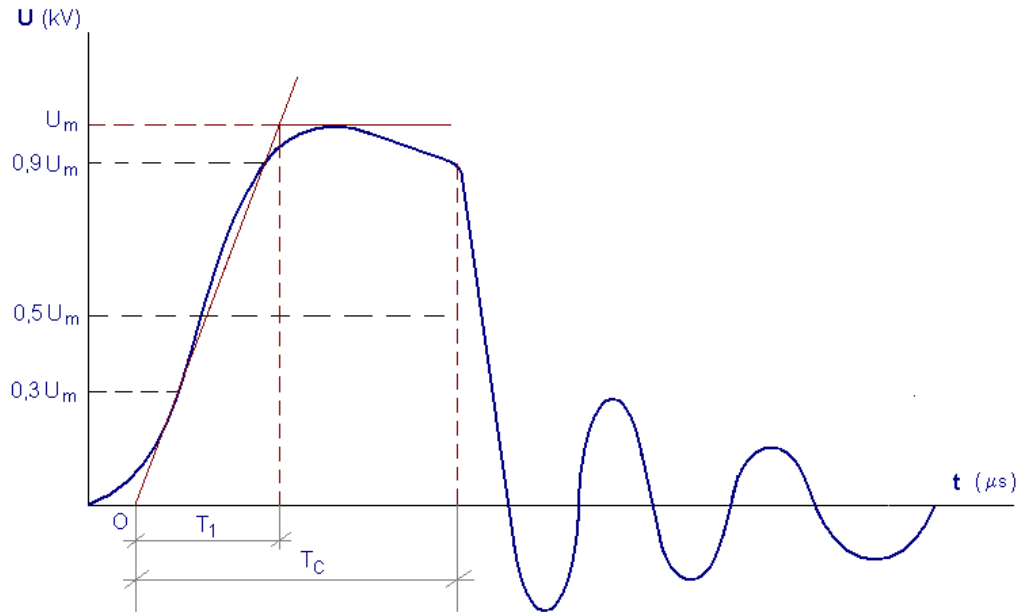
T_1 : Anma cephe süresidir ve değeri $1,2 \text{ ms} \pm 30\%$

T_2 : Anma sırt yarı değer süresidir ve değeri $50 \text{ ms} \pm 20\%$

Deney yapılırken önce jeneratör ayarlanır. Deney geriliminin 50% si kadar düşük bir gerilim test edilen trafo sargısının fazlarından birine uygulanır. Bu esnada sargının diğer fazları mutlaka topraklanmış olmalıdır. Osiloskop ve PC yardımı ile dalga şekli değerlendirilip uygun değerde olup olmadığı kontrol edilir. Uygunsa deneye başlanır. Değilse jeneratör ayarları değiştirilerek yeniden kalibre edilir.

Standartlardaki prosedür takip edilerek deney tamamlanır. Bazı hallerde bu deneyde Kesik dalga yıldırım darbesi uygulanması da istenebilir. Böyle bir talep olması halinde de darbe jeneratörüne ilaveten kesik dalga cihazı da kullanılır.

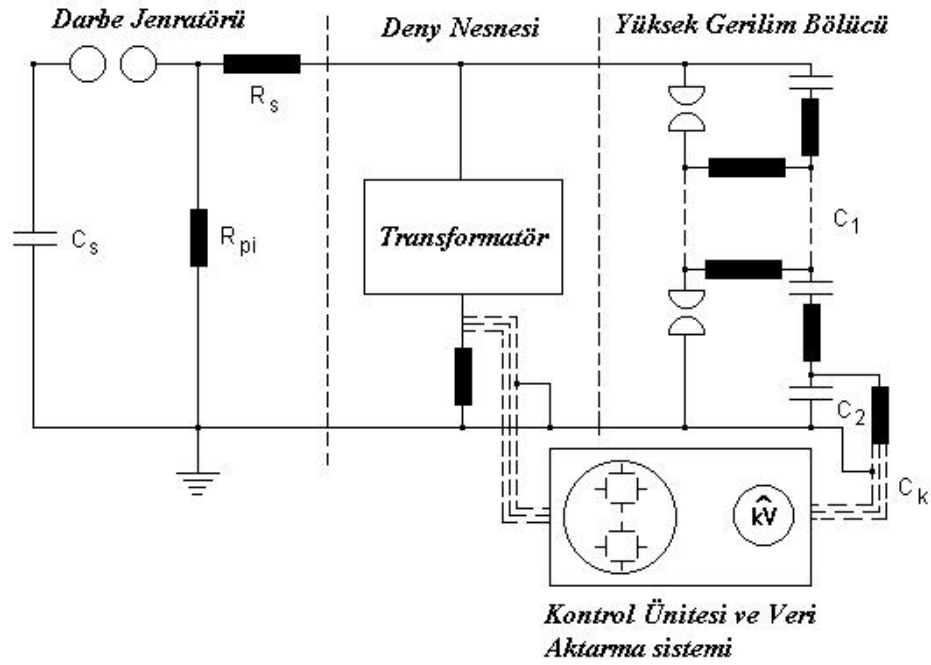
Kesik dalga darbe gerilimi grafiksel olarak aşağıdaki Şekil 3.14’de gösterilmiş ve tanımlanmıştır.



Şekil 3.14. Kesik dalga darbe gerilimi

Şekil 3.14'den de görüleceği gibi burada tam dalgadan farklı olarak anma sırt yarı değer süresi yoktur. Bunun yerine Anma kesme süresi denen T_C vardır. Bunun değeri de 2 ms ile 6 ms aralığında olabilir.

Yıldırım darbe gerilimi prensip deney bağlantı şeması aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.15. Yıldırım darbe gerilimi deney bağlantı şeması

3.2.3. Duyulabilir gürültü seviyesinin ölçülmesi

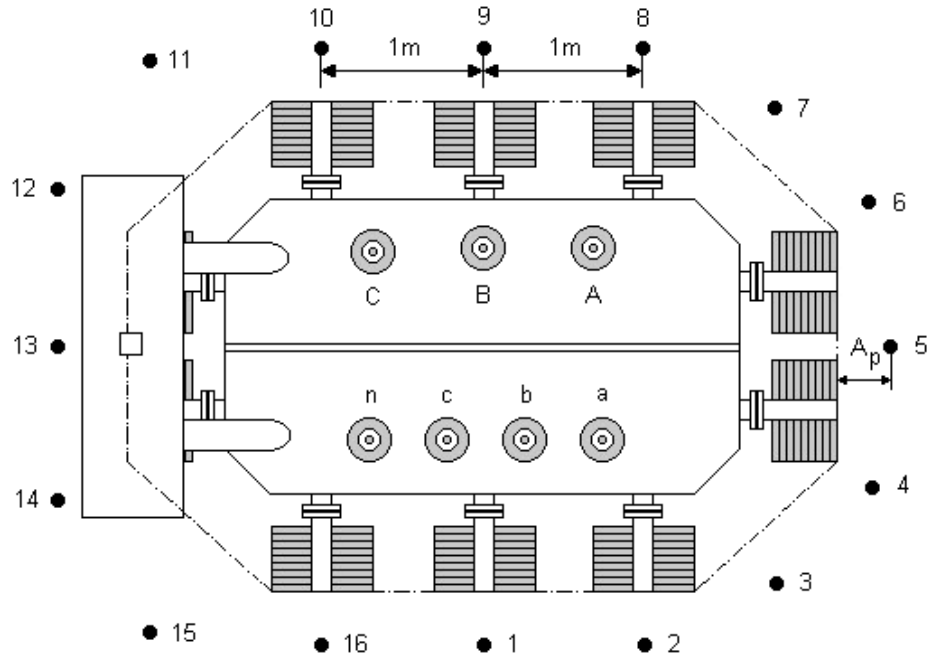
Deneyin amacı transformatörün projesinde dikkate alınan ve hesaplanan duyulabilir gürültü seviyesinin uygun olup olmadığının saptanmasıdır. Deneyin yapılabilmesi için uygun bir gürültü ölçer cihaza gereksinim vardır.

Bu deneyde önce transformatörün çevresinde, gövdeden $A_P = 0,3m$ (ONAN çalışma şekli için) ve $A_P = 2m$ (ONAF çalışma şekli için) uzaklıktaki noktaların geometrik yerleri çizilir. Sonra da bu yeni çevre çizgileri üzerinde biri birinden eşit uzaklıkta en

az 16 nokta (Dağıtım trafolarında 8 nokta) işaretlenir. İşaretlenen noktalar arasındaki uzaklık 1 metreden fazla olmamalıdır.

İşaretleme yapıldıktan sonra transformatör boşa çalışma deneyindeki gibi AG tarafından nominal geriliminde beslenir. Gürültü seviye ölçüm cihazı üçayaklı bir sehpaye monte edilerek trafo çevresinde işaretlenen noktalarda ölçüm yapılır ve kaydedilir.

NOT: Ölçü cihazının mikrofونunun yerden yüksekliği trafonun üst kapak seviyesi yüksekliğine bağlıdır. Kapak seviyesi 2,5 metreye kadar olan trafolarla mikrofون yüksekliği bu kapak seviyesi yüksekliğinin yarısı kadar olmalıdır. Daha yüksek trafolarla ise kapak seviyesinin 1/3 ve 2/3 yüksekliklerinde ayrı ayrı ölçüm yapılır. Eğer trafo ONAF cebri soğutma sistemine sahipse ölçmeler ana gövdeden 2m uzaklıktaki çevre çizgisi üzerinde de yapılır. Gürültü seviyesi ölçümüne ilişkin noktalar Şekil 3.16’da verilmiştir.



Şekil 3.16. Gürültü seviyesi deneyinde ölçüm noktaları

3.2.4. Kısa devrelere karşı mekanik dayanım deneyi

Bu deney onlarca kiloamperler mertebesinde kısa devre akımları ile yapıldığından çok özel ve pahalı yatırım gerektiren laboratuarlarda yapılmaktadır. Ayrıca deney sırasında enerji iletim ve dağıtım sistemleri aşırı zorlanmalara maruz kalabilmektedir. Bu sakıncalarından ötürü dünya üzerinde kısa devrelere karşı mekanik dayanım deneyinin yapılabileceği laboratuvar sayısı pek fazla değildir. Türkiye’de de böyle bir laboratuvar mevcut değildir. Ancak müşteri tarafından talep edildiği takdirde ücreti alınmak koşuluyla yurtdışındaki laboratuarlarda yaptırılabilir.

Bu laboratuarlardan başlıcaları CESI (İtalya), KEMA (Hollanda) ve IPH (Almanya) laboratuvarlarıdır.

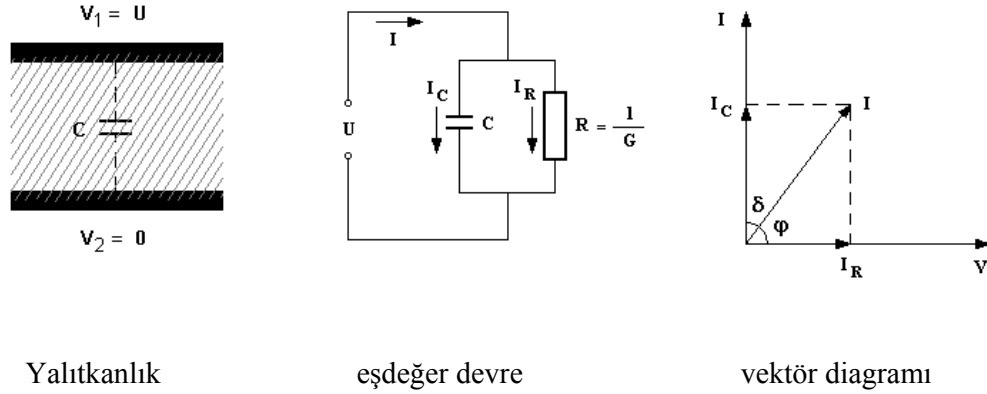
Bu deneyde transformatör anma geriliminde çalıştırılırken kısa devreye maruz bırakılır yani kısa devre süresince teste tabi sargı anma geriliminde sabit tutulur. Deneyden sonra transformatöre izolasyon testleri yapılır. Bu testlerden de başarılı olarak geçerse trafo aktif kısmı kazandan çıkartılarak genel göz kontrolü yapılır. Sargılarda kısa devre neticesinde herhangi bir deformasyon olmamalıdır.

3.3. Özel Deneyler

3.3.1. Kapasite ve izolasyon kayıp faktörü ölçümü (doble testi)

Pratikte transformatör imalatında kullanılan yalıtım malzemelerinin hiç biri mutlak yalıtım sağlamamakta, trafolar anma geriliminde işletmede çalışırken yalıtım malzemelerinden çok küçük mertebelerde de olsa kaçak akımlar geçmekte ve bu akımlar çok küçük mertebelerde yalıtım kayıpları yaratmaktadırlar. Bu kayıplar aslında trafonun boşa ve yükte kayıplarının yanında hiçbir anlam ifade etmezler ancak bunların ölçülmesi ve P.F.% denen izolasyon kayıp faktörünün hesaplanarak bulunması bize trafonun yalıtım durumu hakkında yorum yapma fırsatı verecektir [33].

Ayrıca bu deneyin 6 aylık ya da 1 yıllık periyotlarla tekrarlanıp kaydedilmesi ile trafo yalıtım durumu sürekli kontrol altında tutulmuş olur.



Şekil 3.17. Kapasite ve izolasyon kayıp faktörü ölçümü

Şekil 3.17’de görüldüğü gibi toplam akım I ile kapasitif akım I_C arasındaki açı “ δ ” 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.

Şekil 3.17’deki devrede aktif kayıp Eş. 3.23’ den hesaplanır :

$$P = U.I.\cos\phi = U^2.C.w.tg\delta \quad (3.23)$$

$tg\delta$ ve $\cos\phi$ büyüklüklerinin ölçülmesi için sırasıyla Schering Köprüsü ve Doble M_2H ölçü cihazları geliştirilmiştir.

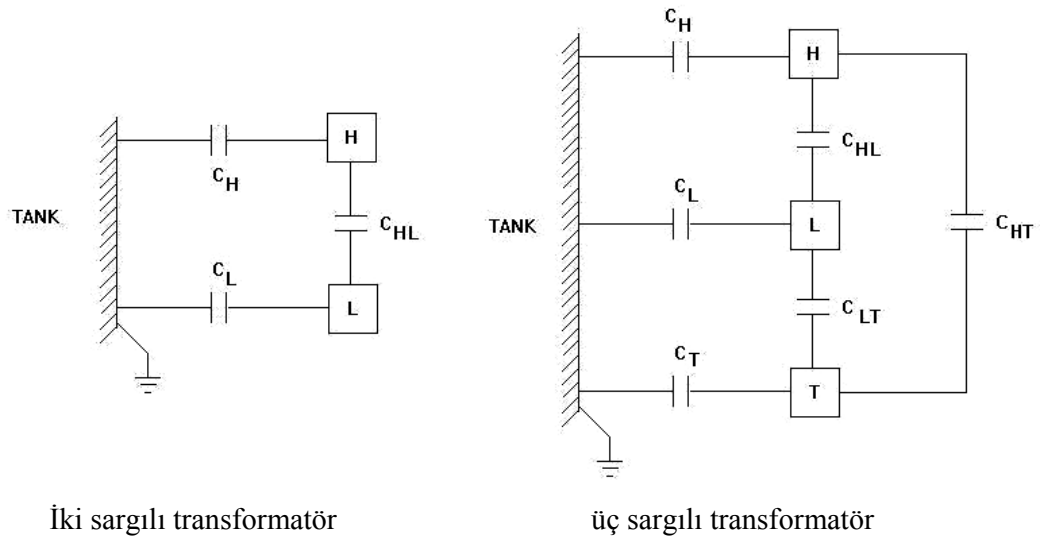
Ölçümler sargılar arasında ve sargılarla tank arasındaki eşdeğer kapasiteler üzerinde yapılır. Bu esnada transformatörün üst yağ sıcaklığı ölçülüp kaydedilir ve daha sonra ölçülen değerler referans sıcaklığa irca edilir.

Doble cihazı ile ölçülen P.F.% değeri $\cos \phi$ ye tekabül etmektedir. Diğer bir deyişle :

$\cos \phi = P / U.I$ formülünde eşitliğin her iki tarafını 100 ile çarparsak Eş. 3.24'de gösterilir.

$$100 \cos \phi = 100 P / U.I = \text{P.F.}\% \quad (3.24)$$

Şekil 3.18'de iki ve üç sargılı transformatörlerin eşdeğer kapasiteleri gösterilmiştir.



Şekil 3.18. Transformatörlerin eşdeğer kapasiteleri

3.3.2. Yalıtım direnci ölçümü (megger testi)

Bu deney transformatörün yalıtım durumu hakkında yorum yapmamızı sağlayan ve pratikte en yaygın olarak kullanılan deneydir. Yaygın olarak kullanılabildiğinin nedeni deneyde kullanılan ölçü aletlerinin diğer ölçü aletlerine kıyasla daha ucuz ve

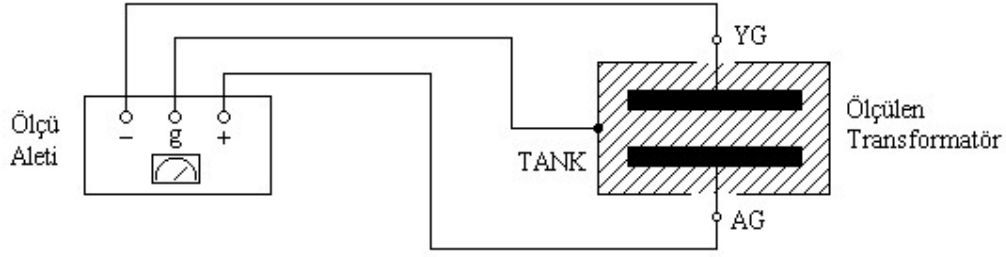
kullanımının çok kolay olmasıdır. Yalıtım direnci ölçen cihazlara megaohmmetre ya da kısaca megger adı verilir. Dinamolu, bataryalı ve motorlu olmak üzere başlıca üç farklı türü vardır. Megger ölçü aletleri 500-1000-2500-5000-10000-15000 V. Gerilim kademeleri olan ve DC gerilim üreten cihazlardır. Uygulamada dinamolu ve bataryalı meggerlerle 1 dakika süreli ölçüm yapılır. Bu 1 dakikalık süre zarfında her 15 saniyede bir değer okunup kaydedilir. Ayrıca test anında trafo üst yağ sıcaklığı ve havadaki nem oranı (ölçülebiliyorsa) ölçülüp kaydedilir. Deney tamamlandıktan sonra ölçülen büyüklükler 20 °C referans sıcaklığa irca edilir. Daha sonra ölçülen son değer (60. saniyedeki değer), 30.saniyede okunan değere bölünerek Polarizasyon Endeksi denen değer bulunur ve bu değere göre transformatörün yalıtım durumu hakkında yorum yapılır. Motorlu meggerlerle ise genellikle 10 dakikalık ölçüm yapılır ve her dakika ölçülen değerler kaydedilir. Polarizasyon Endeksi burada 10. dakikada ölçülen değer 1. dakikada ölçülen değere oranlanmasıyla bulunur [31, 33].

Deney yapılırken transformatörün yalıtım seviyesi üst gerilimi bilinmeli ve deney gerilimi ona göre seçilmelidir. Aksi taktirde trafo yalıtımına zarar verebiliriz. Ayrıca deneyde trafo buşingleri kuru ve temiz durumda olmalıdır. Aksi taktirde deney sağlıklı yapılamaz ve çıkan sonuçlar yanıltıcı olur.

Deneyde YG ve AG sargıları varsa nötr uçları da dahil olmak üzere bir bakır iletkenle kendi aralarında ayrı ayrı biri birine köprülenir. Ölçümler YG-AG, YG-TANK, AG-TANK, ve çekirdek topraklama ucu dışarıya çıkartılmışsa ÇEKİRDEK-TANK arasında yapılır. Bunun için megger cihazının (-) ve (+) polariteli uçları ayrı ayrı ölçüm yapacağımız uç çiftine bağlanır. Guard (ekran) ucu da boşta kalan uca bağlanır. Daha sonra ölçümler yukarıda belirtildiği gibi yapılır [33].

Üç sargılı trafolarda ise yukarıdaki ölçümlere ilaveten üçüncü sargının tanka ve diğer sargılara karşı yalıtımının da ölçülmesi gerekmektedir.

Yalıtım direnci ölçümü prensip test bağlantı şeması aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.19. Yalıtım direnci ölçümü prensip bağlantı şeması

3.3.3. Dielektrik delinme dayanımı ölçümü

Bu deneyin amacı trafolarla kullanılan sıvı yalıtım malzemelerinin delinme dayanımlarının tespit edilmesidir.

Bunun için delinme dayanımı ölçü cihazları geliştirilmiştir. Bu cihazlar prensip olarak gerilimi sürekli olarak ve belirli bir hızla arttırılabilen, camdan yapılmış bir numune kabı içerisine yerleştirilmiş mantar ya da silindirik şekilde iki elektrottan oluşturulmuştur. Önce transformatörün numune alma vanalarından bu taşınabilir cam kap içerisine itinalı bir şekilde yağ numunesi alınır. Numune alınırken önce bir miktar yağ (500 gr. Kadar) bir kap içerisine akıtılır böylece boru tesisatının ve vananın tortu, yabancı partikül, toz v.s. maddelerden arındırılması sağlanır. Ardından numune kabı içerisine 200 – 300 gr. Kadar yağ alınıp kapağı kapatılarak iyice çalkalanır ve bu yağ tamamen dökülür. Bu işlem en az 3 kez tekrarlanmalıdır. Kabın iyice temizlendiğinden emin olununca vana az açılarak (akan yağın köpüklü akmasını önlemek için) numune kap doldurulur.

Ağız kapatılarak hemen test cihazına yerleştirilir. Cihazın koruyucu ön kapağı kapatıldıktan sonra 5-10 dakika numune yağ dinlendirilir. Bu sürenin sonunda yağ ölçüm standartlarından uygun olan seçilerek teste başlanır (Örneğin IEC-156).

Günümüzdeki modern yağ test setleri artık otomatik çalışmakta ve hatta test standartları hafızalarına yerleştirilmektedir. Yalnızca ölçümde takip edilecek standart seçilip start butonuna basmak yeterli olmaktadır.

Ölçüm esnasında test cihazının elektrot açıklığı 2,5 mm. Olmalıdır. Deneye başlamadan önce bu açıklık 2,5 mm.lik çelik şablonlarla kontrol edilmelidir.

3.3.4. Güç faktörü (P.F.%)ölçümü

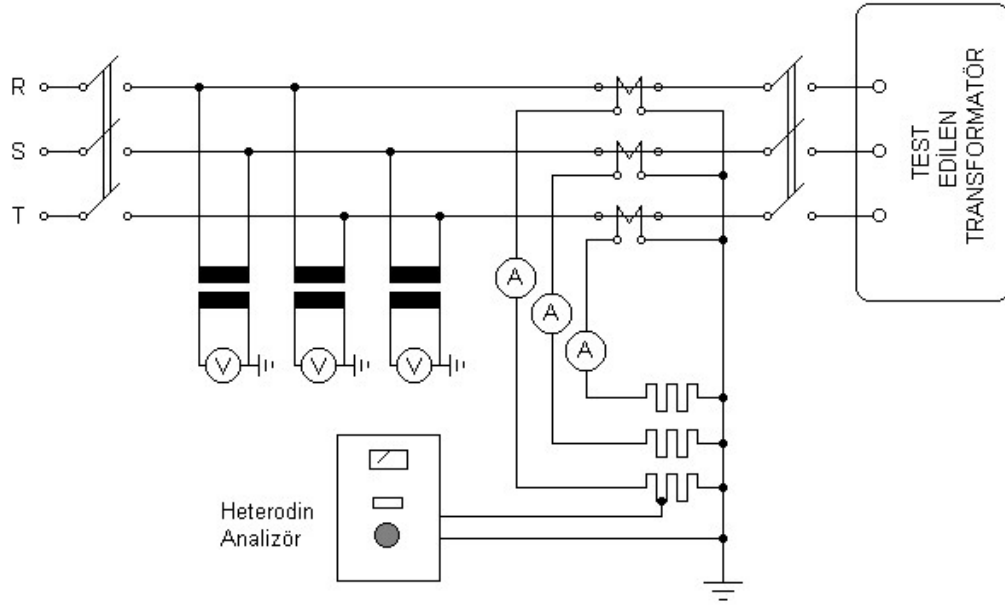
Trafo yağında P.F.% ölçümü DOBLE M2H cihazı ile yapılır. Bunun için doble cihazının yağ numunesi ölçüm kabı kullanılır.

Numune kabı içerisine yukarıda dielektrik delinme dayanımı ölçümünde anlatıldığı şekilde yağ numunesi alınır. Doble cihazı yağ ölçüm talimatlarına göre kabın enerji kulpuna 10 kV. Gerilim tatbik edilerek akım, gerilim ve güç ölçülür. Daha sonra P.F.% ölçümü kısmında anlatıldığı şekilde P.F.% hesaplanarak yağın yalıtım durumu hakkında yorum yapılır. Yeni bir transformatörde ve kaliteli bir yağda bu değer 0,1% den büyük olmamalıdır.

3.3.5. Boşta akım harmonikleri ölçümü

Bu deney boşta kayıpların ölçümü sırasında yapılır. Transformatörlerde tek sayılı harmonikler önem taşımaktadır. Çift sayılı harmoniklere trafonun konstrüktif özelliklerinden ötürü rastlanmamaktadır.

Deneyde boşta çalışma durumundaki enerjili transformatörün ölçü devresi üzerindeki akım trafoları sekonder uçlarından heterodyne analizör cihazına bağlantı yapılarak, bu cihazın ölçüm talimatları uyarınca 3-5-7 ve 9. harmonikler ölçülüp kaydedilir. Harmonikler için garanti değerleri verilmişse bu değerlere uyup olmadığı kontrol edilir. Harmonik ölçümüne ilişkin prensip test bağlantı şeması aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.20. Harmonik ölçümü prensip bağlantı şeması

3.4.6. Kısmi deşarj deneyi

Transformatörlerde sargı iletkenleri ve bağlantı iletkenlerinin diğer metal kısımlardan (kazan, kapak, çekirdek saç paket v.s.) yalıtılması için farklı tür ve özellikte yalıtım malzemeleri kullanılmaktadır. Bu malzemelerin yapısında bulunabilecek bazı yabancı partikül ve bozukluklar, transformatörler işletmeye alındığında gerilim altında kısmi boşalmalara neden olabilmektedir.

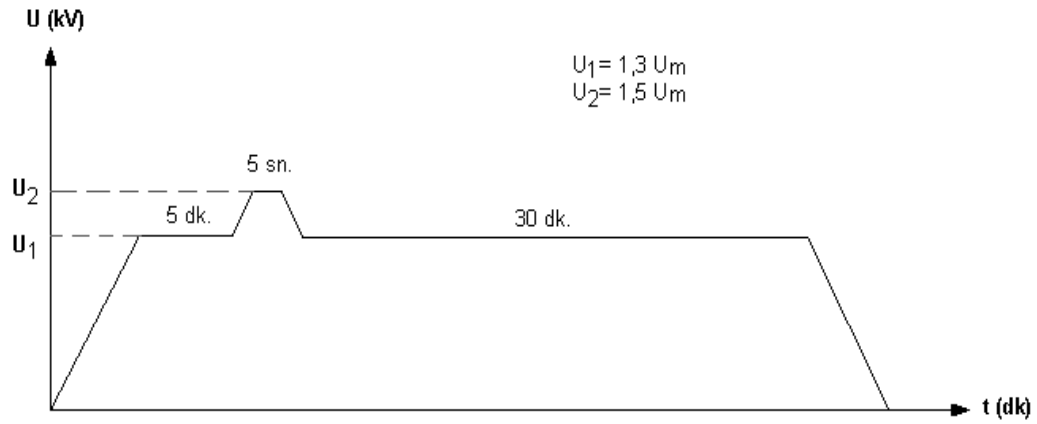
Belirli periyotlarla oluşan bu kısmi boşalmalar zamanla transformatörün yalıtımını bozmakta ve ileri safhalarda büyük arızalara neden olabilmektedir. Bu deneyin amacı imalat bitiminde transformatör içerisinde kısmi deşarj oluşturan bu tarz bozuklukların olup olmadığının araştırılmasıdır. Deney, prensip olarak elektriksel boşalmaların oluşması sırasında ortaya çıkan yüksek frekanslı elektromanyetik dalgaların yakalanması ve ölçülmesi yöntemine dayanır. Bunun için özel olarak geliştirilmiş yapısı bir radyo alıcısına benzeyen PD-meter (kısmi deşarj ölçüm cihazı) denen ölçü aletleri kullanılır. Bu aletler yapısında yüksek frekans tarama devreleri

bulundurur. Bu devreler 0,6 MHz den 2,4 MHz' e kadar tarama yapılabilen devrelerdir.

Deney prosedürü şöyle uygulanır :

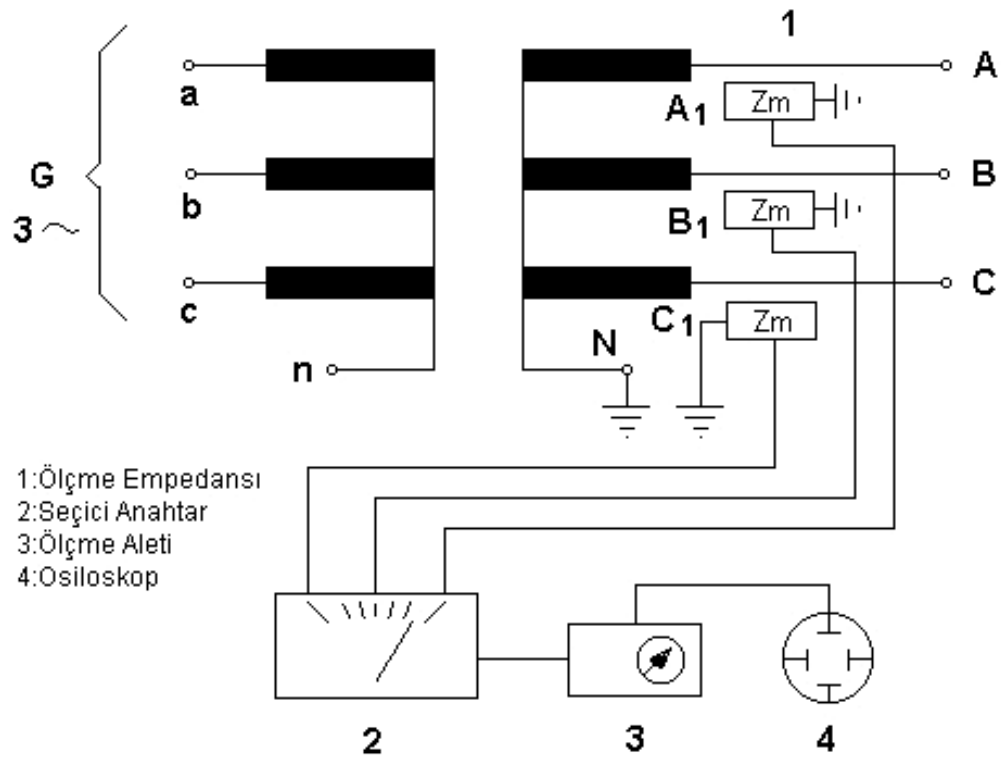
1. Transformatör buşingleri kondansatörlü ve TAP ucu olan buşinglerse, bu tap uçlarından PD-meter cihazına aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi ölçü uçları bağlantısı yapılır. Transformatör buşinglerinde TAP ucu yoksa yardımcı bir bağlantı kondansatör kullanılarak bu bağlantı yapılır.
2. PD-meter cihazının kalibratörü ile trafo buşing tap bağlantı ucundan 500 pC değerinde bir kalibrasyon sinyali gönderilerek cihaz kalibre edilir.
3. Transformatöre 3 fazlı besleme indüklenen gerilim deneyi bağlantısı yapılır.
4. Transformatöre 150 Hz. Frekansta nominal gerilimin 1,3 katı uygulanıp her fazdan kısmi boşalmalar pC olarak ölçülüp kaydedilir. Daha sonra transformatör 5 dakika bu gerilimde boşta çalıştırılmaya devam edilir. 5 dakika sonra yeniden tüm fazlarda ölçüm yapıp kaydedilir.
5. Gerilim nominal gerilimin 1,5 katına yükseltilip ölçmeler tekrarlanır. 5 saniye beklenir ve yeniden kısmi deşarjlar ölçülür.
6. Gerilim yeniden nominal gerilimin 1,3 katına düşürülür ve ölçmeler yapılır. 30 dakika beklenip son ölçümler yapıldıktan sonra deney sona erer.

Deneyde takip edilen gerilim uygulama ve bekleme süreleri grafiksel olarak aşağıda verilmiştir.



Şekil 3.21. Kısmi deşarj deneyi test prosedürü grafiği

Kısmi deşarj deneyi prensip bağlantı şeması aşağıda verilmiştir.

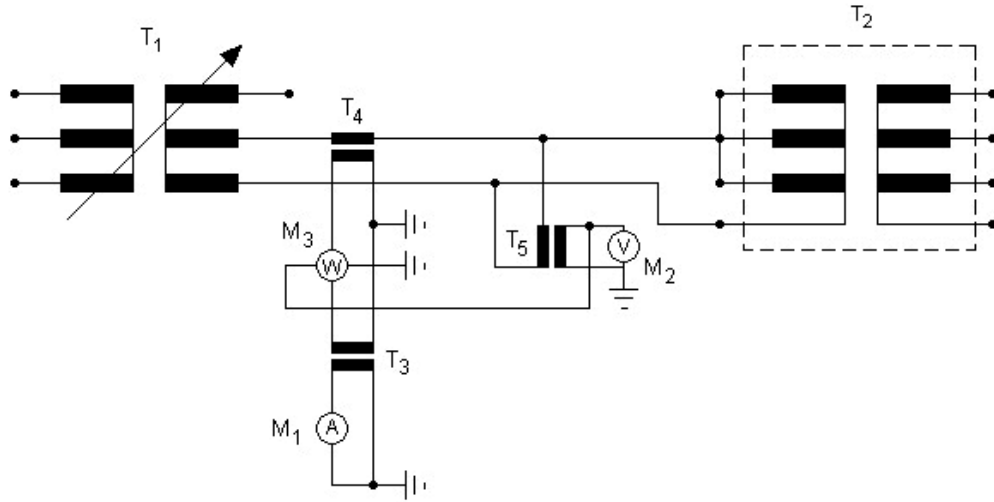


Şekil 3.22. Kısmi deşarj deneyi prensip bağlantı şeması

3.3.4. Sıfır bileşen empedansı ölçümü

Bu deney yalnızca sargılarından biri ya da her ikisi de yıldız veya zigzag bağlı transformatörlerde yapılabilir. Deneyde ölçüm yapılacak tarafta nötr ucu hariç faz uçları biri birine köprülenerek kısa devre edilir. Daha sonra kısa devre edilen faz uçları ile nötr arasından değeri nominal akım değerinin 0,1 katı bir akım geçirecek şekilde gerilim tatbik edilip bu gerilim ve devreden geçen akım ölçülüp kaydedilir. (Bu deney istenirse diğer sargı uçları kısa devre iken de tekrarlanabilir.) Daha sonra Eş. 3.25'den sıfır bileşen empedansı hesaplanır.

$$Z_0 = 3U_0 / I_0 \quad (\Omega / \text{faz}) \quad (3.25)$$



Şekil 3.23. Sıfır bileşen empedansı ölçümü prensip bağlantı şeması

3.3.8. Yükte kademe değiştirici fonksiyonel testleri

Güç transformatörleri, hatlardaki gerilim düşümlerine karşı çıkış gerilimlerinin sabit tutulabilmesi amacıyla yük altında kademe değiştiricili olarak ta imal edilebilirler. Bu şekilde imal edilmiş transformatörlerin YAKD sisteminin gerilim altında boşta ve yükte fonksiyonel olarak test edilmesi gerekir.

Test prosedürü şöyle uygulanır:

- Trafo enerjisiz durumdayken manüel olarak mekanik kolla üst ve alt kademeler arasındaki tüm kademelerde peş peşe kademe değiştirme işlemi yapılır. Bu esnada kademe değiştirici mekanizma ile bu mekanizmanın tahrik sistemi arasındaki uyum ve ayar kontrol edilir.
- Tahrik motoru besleme gerilimi faz sıraları kontrol edildikten sonra tahrik sistemine besleme gerilimi verilir. Burada faz sırası doğru olmazsa motora yol verilirken termik koruyucu devreyi açar ve motora giden enerjiyi keser. Besleme yapıldıktan sonra trafo henüz enerjisiz durumdayken kademe değiştirici, minimum kademeden maksimum kademeye doğru bir tur (veya ters yönde) daha sonra da maksimum kademeden minimum kademeye doğru bir tur çalıştırılıp normal çalışıp çalışmadığı gözlenir. Bu arada maksimum ve minimum kademelerdeki limit koruma anahtarlarının normal çalışıp çalışmadığı da kontrol edilir.
- Transformatör yüksüz durumda nominal geriliminde enerji altına alınıp YAKD, bir komple çevrim de bu durumdayken çalıştırılır.
- Daha sonra transformatör suni yükleme yöntemi ile yüklenip YAKD, son olarak bu durumda bir komple çevrim çalıştırılır.

4. TRANSFORMATÖR ARIZALARI

Transformatör 19.üç yüz yılın başında geniş çapta geliştirilmiş ve kullanılmıştır [1]. Manyetik devre ile sargıları içeren kazanı, genleşme kabı, buşingleri, 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 indükler. Bu sargı ile tüketiciler veya ayrı bir şebeke beslenebilir. O halde, bir sargı dışarıdan 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, 13].

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 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 karşılaşmamanın 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, 13].

Trafolar yaşlandıkça malzemenin zayıflamasıyla arıza riski de artmaktadır. Yeni trafoların sistemdeki anormal çalışma şartlarına karşı elektriksel ve mekaniksel dayanımı, tasarım 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 karşılaşılmamasını 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 veri toplanmasında prosedürü belirlemek,
- ✓ Güç transformatörü arıza analizi sırasında; trafo imalatçıları ve kullanıcıları arasında işbirliğinin ne derece önemli olduğunun,

4.1. 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 trafolarda 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 ısıl gösterge, yağ seviyesi göstergesi ve sargı ısıl göstergesinin yardımı ile sağlanır [11, 19].

4.2. Transformatör Arızalarının Analizi

Öncelikle tatmin edici bilgiler sahadan ve saha dışından arıza incelemesinde 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 de mekanik hasar veya elektriksel 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 [14].

4.3. 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 [13, 14].

4.4. Analiz Edilen Bilgilerin Bilinen Arıza Veya Problemlerle Karşılaştırılması

4.4.1. Mekanik sargı arızalarının analizi

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

Mekaniksel 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 mekaniksel problemlerden herhangi birini indike edecek yapıda olmayabilir. Arıza herhangi bir nedenle vuku bulmuş olabilir, bazı durumlarda aşağıda ki durumlara benzer çerçeve içinde olup, bazı durumlarda ise çok basit sebeplerle olabilmektedir.

4.4.2. Nüve yapısındaki trafolarda 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 olmasıdır. 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 trafolarda olmaktadır. Bu şekilde sargılı trafolarda iletkenlerin belirli bir sıklıkta transpoze edilmesi gerektiğinden aksiyel kuvvetler transpoze bükülme yerlerinin dayanacağı baskıdan daha fazla baskı uygulandığında iletken demetinde bükülme olacaktır. Sargıdaki iletken bükülme ile kağıt izolasyon yırtılacak, bunun sonucunda da yakın iletkenlerin birbirine teması sonucunda sığır kısa devresi arızası ortaya çıkarak, sonuçta elektrik arızasına dönüşecektir [16].

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 trafolarda çoğunlukla olmaktadır. İnce düz iletkenler kullanılarak iletkenlerin bitiş noktaları desteklenmiş bu türden sargılı trafolarda 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.

4.4.3. Shell yapısındaki trafolarda 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 [16].

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.

4.4.4. Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekaniksel arızalar

Nakil sırasında veya trafonun yer değiştirmesi ile meydana gelen mekaniksel 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 [14].

4.4.5. Bobin sıkıştırma sistemlerinin arızalanması

Bobin sıkıştırma sistemleri bobinlere sürekli sabit sıkıştırma kuvveti uygulamak amacıyla bobinin mekaniksel 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 tavis 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 mekaniksel olarak kararsızlaşacak ve bobinler yayılacaktır. Bu hareket birden ve şiddetli olduğundan selüloz izolasyonun zarar görmesi ile şiddetli deformasyon söz konusu olacaktır. Bu şiddetli deformasyon sonucunda elektriksel arıza kaçınılmaz olacaktır.

4.4.6. 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.

4.5. Elektriksel 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 elektriksel arıza durumundadır. Sistemde işletmede bulunan bir trafoda elektriksel 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, osiloskop çıktılarından 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 mekaniksel olarak darbe gerilimi ve anahtarlama gerilimine dayanacak şekilde imal edilir. Her iki çalışma koşulu da trafonun tamamında elektriksel ve mekaniksel 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 inceliğinde; çoğunlukla trafonun geçiş noktasında yani trafo buşing’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 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.

Bu saydığımız arıza çeşitleri; birbirinin kombinasyonu veya termik ve Mekaniksel 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 senaryonun iyi okunmasıdır.

4.5.1. 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 indüklenen gerilimler; Bu gerilimler sargılarda indüklenir, komşu sargılarda akım devresi ile trafonun iletken kısımlarında veya arıza anındaki DC bileşen nedeni ile kendilerini gösterirler.
3. Anormal düşük frekanslı sistem işletme gerilimler; 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 [15, 16].

4.5.2. İzolasyon sisteminin fonksiyonu

İzolasyon sisteminin amacı; sargıları elektriksel 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 dielektriksel 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 üniform 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 üniform ve nonüniform elektrik alan altında kaldığının test dizaynı açısından bilinmesi gerekir. Değişik elektrik alanda (kV/cm) üniform veya nonüniform izolasyon bölge oluşturur. Malzemenin kalitesi veya temizlik dielektrik dayanımı belirler.

Üniform 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 [13, 15, 16].

Nonüniform sistemlerde, yüksek dielektrik sabiti katılarda yüksek elektrik alanı içerisinde düşük dayanımlı alanda ziyade büyük azalma olan dayanımı gösterir. Nonüniform alanlarda, yağların dielektrik dayanımı (kV/cm) kalınlığının karmaşık fonksiyonu olan faktörünün n katlarıncadır. Bu alan faktörü ölçümsüz kısımlarda alanın üniform 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) Elektriksel 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 [15, 16].

4.5.3. 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 kirlenmeyse, 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.

4.5.4. İzolasyon deformasyonun 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 trafolarla 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 (buşing 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 ayrıışmış sargılarda, bağlantı yüzükleri ve dahili koruyuculu disk sargılarda fazla görülür. Shell yapısındaki trafolarda elektriksel arızalar bir veya daha çok şekilde aşağıda belirtilen sargı bileşenlerinin dielektrik delinmesi tipindedir.

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

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

Sargılardaki arıza durumunda, sargının şematik diyagramları imalatçıdan temin edilmeli, bu diyagramlar krep 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 [15, 16].

4.6. 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 bulundursalar 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 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.
- 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 mekaniksel veya elektriksel arızaları belirleyecek arıza senaryosunu tamamlayıcı değerlendirmeyi yapmak gerekecektir [14].

4.7. Diğer Elektriksel Arızaların Analizi

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

gibi, sargı arızasına da neden olmayabilir. Diğer bir arıza çeşidi de transformatör tankının deformasyonu ve kaynak bağlantılarındaki hatalardan kaynaklanabilmektedir [14].

4.8. 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 [14, 19].

4.8.1. 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 [15].

4.8.2. 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 güç sigortası olduğu gibi çok gelişmiş aşırı akım rölesi de olabilmektedir. Modern aşırı akım röleleri arıza anına ait kayıtları yapabilmekte ve arıza incelenme esnasında oldukça açıklayıcı bilgiler sağlayabilmektedir [14].

4.8.3. 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.

4.8.4. 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 [14].

4.8.5. 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 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 olacağında 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 [14].

5. ISI TRANSFERİNE GİRİŞ

Sıcaklıkları farklı iki veya daha fazla nesne arasında iletim, taşınım ya da ışıınım yoluyla (veya bu yolların birbiri ile olan kombinasyonları yoluyla) gerçekleşen enerji transferinin incelenmesidir. Bu transferin matematiksel olarak modellenmesi ısı transferi dersinin temel konusunu oluşturur. Termodinamik, akışkanlar mekaniği ve malzeme ile ilişkilidir.

Taşınımın Isı Transferi temel olarak moleküllerin kitleler halinde hareketinden kaynaklanır. İki farklı sıcaklıktaki yüzey arasında hareket halindeki akışkan bu hareketi sırasında ısı taşınımını sağlar.

İletimle Isı Transferi ise durgun bir ortamda gerçekleşir, birbirleriyle temas halindeki moleküllerin kafes yapısındaki titreşimler sayesinde ısı bir sonraki moleküle taşınır. Işınımın Isı Transferinde ise ısı transferi için bir ortama gerek duyulmaz. Birbirini gören yüzeyler arasında sıcaklık farkı olduğu sürece ışıınımın ısı transferi olduğunu söylemek mümkündür.

5.1. Isı Transfer Mekanizmaları

Kondüksiyon ya da iletim , madde veya cismin bir tarafından diğer tarafına ısının iletilmesi ile oluşan ısı transferinin bir çeşididir. Isı transferi daima yüksek sıcaklıktan, düşük sıcaklığa doğrudur. Yoğun maddeler genelde iyi iletkenlerdir; örneğin metaller çok iyi iletkenlerdir.

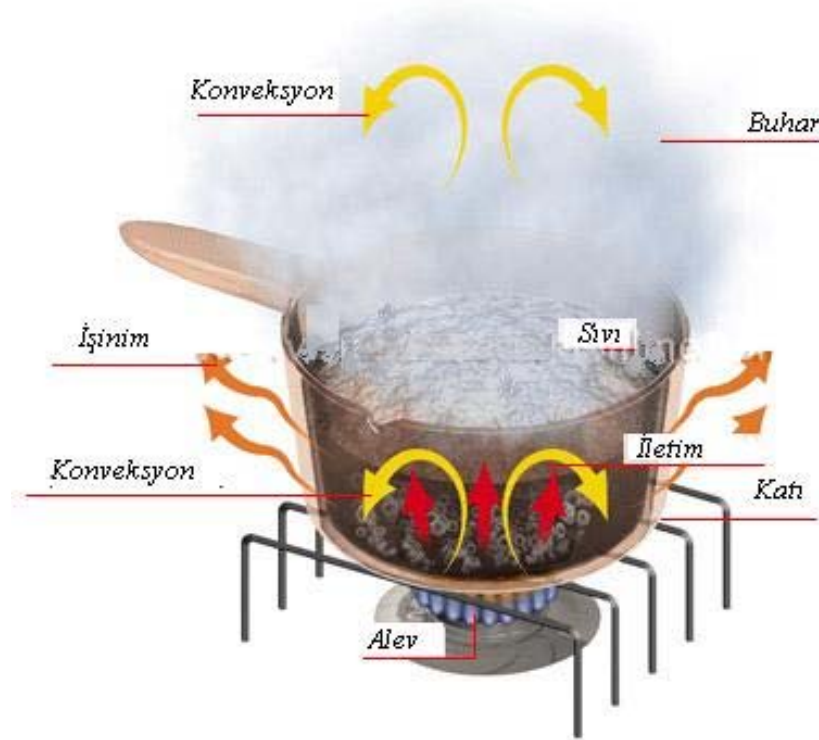
Konveksiyon ya da taşınım, katı yüzey ile akışkan arasında gerçekleşen ısı transferinin bir çeşididir. Akışkan içindeki akımlar vasıtası ile ısı transfer edilir. Akışkan içindeki veya akışkanla sınır yüzey arasındaki sıcaklık farklarından ve bu farkın yoğunluk üzerinde oluşturduğu etkiden doğabilmektedir.

Işınım yolu ile ısı transferi, fotonlar (elektromanyetik radyasyon) yolu ile olan ısı transferidir.

Isı her zaman daha sıcak bir maddeden daha soğuşuna yayılır. Gerçekte hızlı hareket eden moleküller enerjilerinin bir kısmını yavaş olanlarına aktarır. Böylece daha hızlı moleküller biraz yavaşlar ve yavaş olanlar hızlanır. Basitçe ifade edilecek olursa bunun anlamı dışarısı sıcaksa ısı daha serin iç mekanları "işgal" etmeye yeltenir.

Isı bir birimden öbürüne aşağıdaki metotlarından herhangi biriyle aktarılabilir:

- Işıma
- İletim
- Konveksiyon

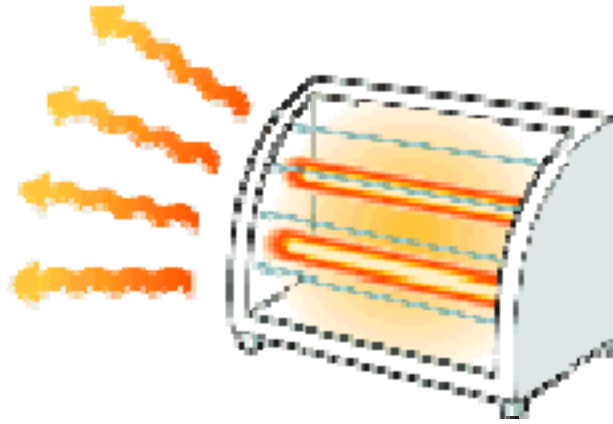


Şekil 5.1. Isı transfer mekanizmaları

5.2. Işıma

Radyasyon ısı transfer mekanizması elektromanyetik ısıtma yoluyla ısı transfer mekanizmasıdır bu mekanizmada maddeye gerek olmadan vakum bir ortamda da ısı transfer yapılabilir. Radyasyon mekanizması Stefan-Boltzmann yasasına göre Eş. 5.1 gibi yazılmaktadır.

$$q = \varepsilon \sigma A T^4 \quad (5.1)$$



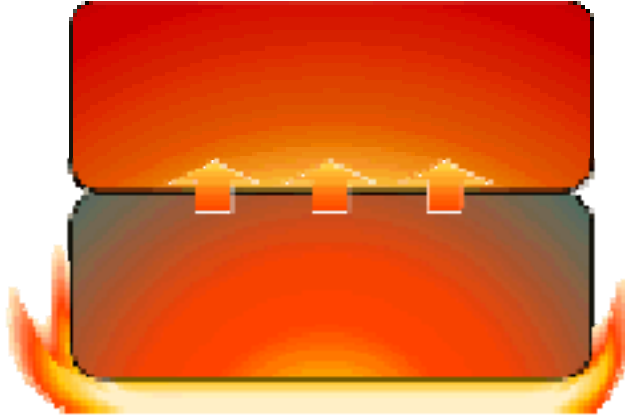
Şekil 5.2. Işıma ısı transferi

Aracı bir maddeye ihtiyaç olmadan enerjinin bir birimden diğerine gittiği ışık dalgalarına benzeyen hareketli dalgalarla.

5.3. İletim

İletim ısı transfer mekanizması bir sıcak bölgeden soğuk bölgeye doğru ısıнын transferine denir ve Direkt temas halindeki bir maddenin parçaları veya iki madde arasında ısı akımı ile ortaya gelir.

$$q = -k A \frac{\partial T}{\partial x} \quad (5.2)$$



Şekil 5.3. İletim ısı transferi

5.4. Konveksiyon

Sıvı ve gazlarda mümkün olan ısı transfer yollarında biriside konveksiyon mekanizmasıdır bu mekanizmada sıvı ve ya gaz yer değiştirmekle ısıнын transferini sağlıyor.

Newton'un soğutma yasasına göre transfer olan ısı Eş. 5.3 gibi yazılmakta.

$$q = h_c A (T_w - T_a) \quad (5.3)$$

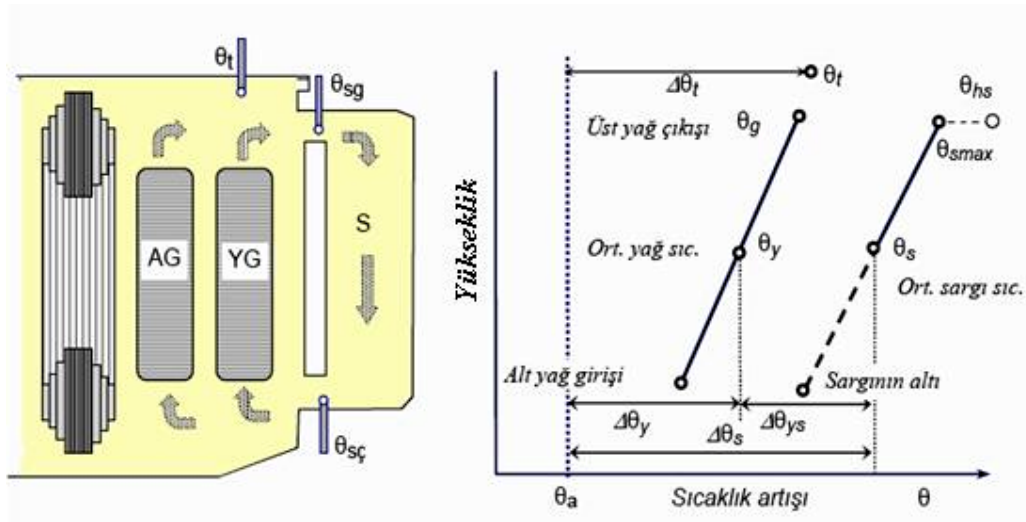


Şekil 5.4. Konveksiyon ısı transfer mekanizması

6. SICAKLIK ARTIŞ (ISINMA) DENEYİ

6.1. Deneyin Amacı

Deneyin amacı, bir tip deneyi olan sıcaklık artış deneyinde yağ ve sargı sıcaklıklarının standart ve teknik spesifikasyonlarda belirtilen değerleri aşmadığının doğrulamasının yapılmasıdır.



Şekil 6.1. Bir transformatörde basitleştirilmiş sıcaklık dağılımı (IEEE Std.'ye göre)

6.2. Deney Devresi

Yaygın olarak kullanılan yöntem kısa-devre yöntemidir. Uygulanan ölçme ve deney devreleri ile kullanılan deney ve ölçme alet ve donanımlarına ait teknik özellikler. 3.bölüm, yükteki kayıplar ve sargı dirençlerinin ölçülmesi sırasında açıklanmıştır. Bir transformatördeki basitleştirilmiş sıcaklık dağılımı Şekil 6.1'de verilmiştir.

6.3. Deney Sırasında Uygulanması Gereken Önlemler

Bu deneye başlarken, transformatörün komple montajının yapılmış olması gereklidir. Koruma ve ihbar donanımları monte edilmiş ve aktif halele getirilmiş olmalıdır. Bu

deney sırasında transformatörün özellikle dış etkenler altında (sıcak yada soğuk hava akımları gibi) kalmamasına dikkat edilmelidir [29].

Transformatör tankı ve soğutma düzenleri üzerinde, yüzeysel ısı ölçmesi yapılması gerektiğinde, termokuplörlerin (ısıl-çifti) yerleştirilmesinde, özel önlemler alınması gereklidir; Termokuplörün yüzeye iyi temas etmesi için öncelikle ince bir saç üzerine (örneğin 2,5 cm x2,5 cm ölçülerinde) lehimlenmesi gerekir Daha sonra bu düzenek, ölçüm yapılacak yere iyice tutturulur. Bu sırada temas yerindeki boyanın kaldırılması gereklidir. Ölçmedeki yanlgıları ortadan kaldırmak için, bu düzeneğin ortam sıcaklığından yalıtılması gereklidir [21].

Deneye başlamadan önce, sargılar soğuk (denge durumunda) iken sargı dirençleri ölçülmelidir. Bu sırada sargıların doyma zamanları da ölçülerek kaydedilmelidir. Bu daha sonra beslemenin kesilip ısınma sonrası yapılacak direnç ölçmelerinde göz önüne alınacaktır. Doyma süresi kısa olmalıdır. Isınma sonrası devrenin açılarak direnç ölçmesinin sağlıklı ilk değerinin, 4 dakikadan daha kısa sürede alınması gerekli olduğundan, bu süre önemlidir. Doyma süresinin kısaltılması için gerekli önlemler alınmalıdır (örneğin ölçme akım değerinin belirli koşullar altında yükseltilmesi, YG ve AG sargılarının seri bağlanması ve ölçülen sargının devresine seri direnç bağlanması gibi. Doyma zamanı ile ilgili bağlantı bölüm 3' de verilmiştir)

6.4. Deneyin Yapılışı

Deney sırasında güç, gerilim ve akım ölçme prensipleri, bölüm 3, yükteki kayıpların ölçülmesinde anlatılmıştır. Başka bir husus belirtilmemiş ise, sıcaklık artış deneyi IEC'ye [29] göre en yüksek akım kademesinde, IEEE 'ye göre [23] en yüksek kaybın olduğu kademe yapılır.

Transformatördeki sıcaklık artışlarının ve ortam ısısının deney boyunca kaydedilmesi gerektiğinden; transformatör kapağı üzerinde bulunan termometre ceplerine, soğutucu giriş ve çıkışlarına, ayrıca transformatörden 1 ile 2 m uzaklığa, ortam sıcaklığının ölçülmesi için termometreler, yerleştirilir. Deneye başlamadan önce

transformatör soğuk durumda iken; bu termometrelerdeki sıcaklıklar ölçülerek kaydedilir. Sargı sıcaklığı da deneye başlamadan önce ölçülerek kaydedilir (soğuk haldeki direncin ölçülmesi yolu ile). Transformatör, işletme koşullarının sağlanabilmesi için en yüksek kayıpların olduğu kademededir; bu kademedeki kısa-devre kayıpları ile boştaki kaybın toplamını oluşturacak akım ve gerilim ile beslenir.

Uygun olduğu durumlarda, soğutma sistemi kısmen geçici bir süre kapatılarak deneyin 1. bölümü bir kaç saat kısaltılabilir.

Besleme sırasında akım ve gerilimin en son erişebileceği değerler aşağıdaki gibidir; Transformatör boştaki ve yükteki kayıplardan hesaplanan toplam kayıplar ile yüklenir [31].

Çok sargılı transformatörlerde, eğer sargılardan birinin gücü diğer sargıların güçlerinin toplamı kadar ise; yükleme, sargıların toplam kaybı ile yapılır

$$\text{Besleme Akımı: } I_d = I_n \sqrt{\frac{P_o + P_K}{P_K}} \quad (6.1)$$

$$\text{Besleme Gerilimi: } V_d = V_k \sqrt{\frac{P_o + P_K}{P_K}} \quad (6.2)$$

Burada

I_n = Transformatörün Anma akımı (deneyin yapıldığı kademenin akımı),

P_o = Boştaki kayıp ,

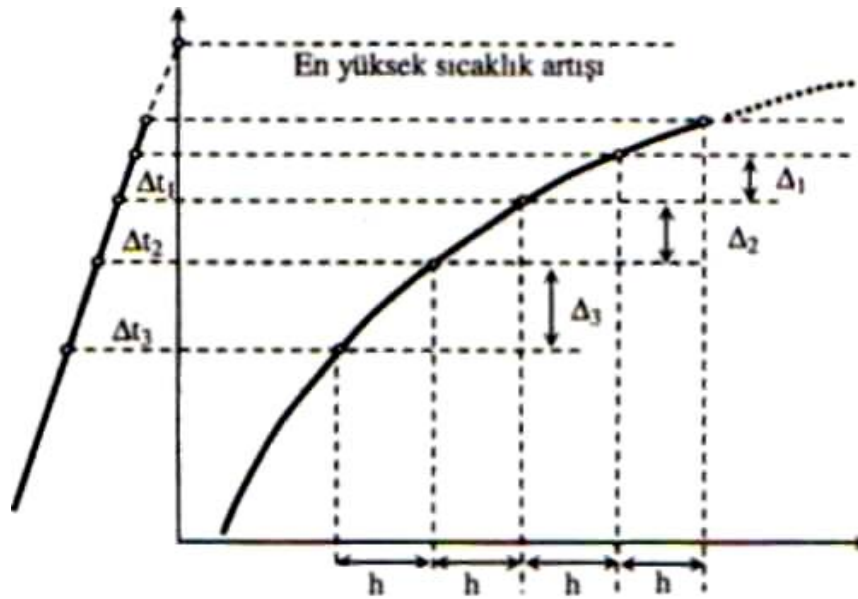
P_k = Yükteki kayıp

Deney iki bölüm olarak yapılır:

toplam kaybın uygulanması (deneyin 1. bölümü): Transformatör, toplam kayıplarla yüklenerek; üst yağ sıcaklık yükselmesi doyuma ulaşınca kadar devam edilir (üst yağ sıcaklığı ile ortam sıcaklığı arasındaki fark. 3 saat süresince 1°C altında kalıncaya kadar devam eder). Bu süreç, deneyin 1. bölümü olarak adlandırılır. Bu sırada besleme değerleri (akım, gerilim ve güç) ile yağ sıcaklıktan ve ortam

sıcaklıktan uygun zaman aralıklarıyla ölçülür. Üst yağ sıcaklık artışı ile ilgili grafiksel ekstrapolasyon eğrisi Şekil 10.2'de gösterilmiştir.

Anma akımının uygulanması (deneyin 2. bölümü): Üst yağ sıcaklık artışı, doyuma ulaştıktan sonra transformatör, 1 saat süreyle 1N anma (deneyin yapıldığı kademenin) akımı yüklenir. Bu sırada yağ sıcaklıkları ve ortam sıcaklıkları ölçülür. Bu zaman sonunda, besleme, kesilerek devre açılır (Bu sürece de deneyin 2. bölümü adı verilir) ve direnç ölçümü yapılarak sargının soğuma eğrisi alınır; daha sonra direnç-zaman eğrisinin extrapolasyonu ile devrenin açılması anındaki direnç bulunur. Bir örnek Şekil 10.2'de verilmiştir



Şekil 6.2. Üst yağ sıcaklık artışı eğrisi ve maksimum artış için ekstrapolasyonu

Şekil 6.2'de

h : zaman aralığı örneğin 1 saat

$\Delta_{1, 2, 3}$: zaman aralığındaki sıcaklık farkları

$\Delta_{t1, 2, 3}$: sıcaklık farklarına karşılık gelen zaman aralığı (aynı ölçekte)

Besleme akımının kesilmesinden sonra, direnç ölçümü sırasında, IEC 60076-2 [20].standardına göre, eğer var ise; fanlar ve pompalar çalıştırılmaya devam edilir. IEEE C57.12.90 [18] standardında ise; besleme kesildikten sonra direnç ölçümü sırasında, fanlar, yağ pompaları ve soğutma suyunun kapatılması öngörülmüştür.

6.5. Ortam Sıcaklığının Ölçülmesi

a) Soğutucu havanın sıcaklığının ölçülmesi

Hava ile soğutulan transformatörlerde, ortam sıcaklığı olarak, çevredeki havanın sıcaklığı alınır. Bu havanın sıcaklığının 10 ila 40 °C arasında olması gerekir [21]. Bu aralığın dışında hesaplamalarda uygun düzeltmeler yapılması gerekir. Soğutucu hava sıcaklığı, en az 3 adet termometre veya termoelemanla ölçülür.

Ölçme 1 ila 2 saat zaman-sabitesine sahip bir kap (1 ila 2 dm³ hacminde) içine konan yağ içinde gerçekleştirilir. Kaplar, aşırı hava akımlarına ve ısı ışınlarına karşı korunmuş olmalıdır. Kaplar transformatörün en az üç tarafında ve transformatörden 1 ila 2 m uzaklıkta ve soğutucuların yarı yüksekliğinde yerleştirilmelidir. Eğer transformatör cebri hava (fanlar) ile soğutuluyor ise; ortam sıcaklığı olarak, cebri havanın giriş sıcaklığı ölçülür.

b) Soğutucu su sıcaklığının ölçülmesi

Su ile soğutulan transformatörlerde, soğutucu suyun akış miktarı (lt/dak.) ve giriş-çıkış sıcaklıkları ölçülmelidir. Soğutucu suyun sıcaklığı 20 ila 30°C arasında olmalıdır [21]. Su sıcaklığı, soğutucunun girişindeki termometre cebinden ölçülür.

Soğutucu ortam sıcaklığının (soğutucu hava veya su sıcaklığı) belirli aralıklarla (örneğin 1/2 veya 1 saatte bir defa) okunan, deneyin son çeyreğindeki değerleri, sıcaklık artış hesaplarında kullanılır.

6.6. Kızılötesi Kamera ve/veya Sıcaklık Algılayıcıları ile Sıcaklıkların Belirlenmesi

Kızılötesi (Infrared) kamera ve/veya ısı algılayıcıları (örneğin uzaktan ısı ölçerler) ile transformatörün, kazan ve kapak yüzeyleri, borular, buşingler ve bağlantı baraları gibi değişik yerlerdeki sıcaklıklar, ölçülerek; olası bölgesel aşırı ısınmalar belirlenebilir.

6.7. Yağ Isınmasının / Sıcaklık Artışının Bulunması

Yağ sıcaklığı ile ortam sıcaklığı arasındaki fark, yağ sıcaklık artışı olarak tanımlanır. Deneyin 1. bölümünde üst yağ sıcaklığı transformatör kapağı üzerinde bulunan termometre cebinden ölçülür. Ölçülen en yüksek sıcaklık ile ortam sıcaklığı arasındaki fark, $\Delta\theta_u$ 'dır. Ortalama yağ sıcaklık artışı ise $\Delta\theta_y$:

$$\theta_y = \theta_u - \frac{1}{2} \cdot (\theta_g - \theta_\zeta) \text{ ortalama yağ sıcaklığı} \quad (6.3)$$

$$\Delta\theta_y = \theta_y - \theta_a \text{ ortalama yağ ısınması} \quad (6.4)$$

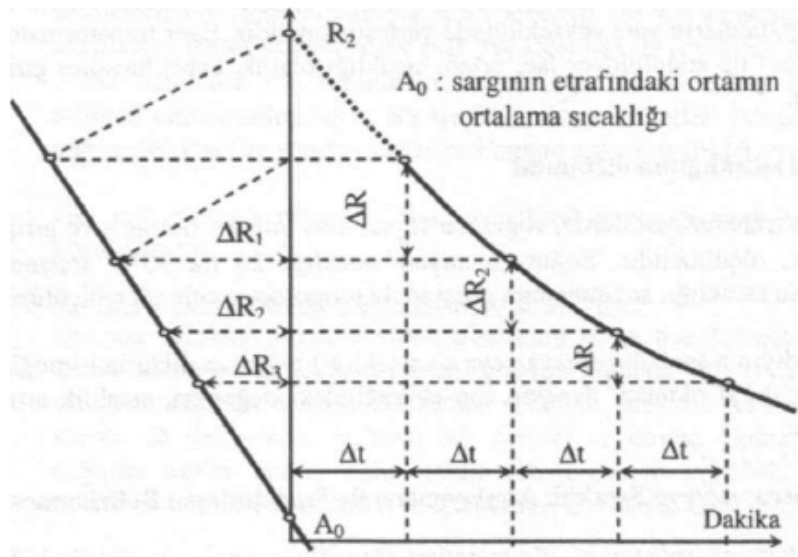
Soğutucuya (örneğin radyatörlere) giriş ve soğutucudan çıkış sıcaklığı, soğutucu borularına tutturulan termometreler yardımı ile saptanır. Ayrı soğutucuya sahip transformatörlerde yağ giriş-çıkış sıcaklığı, trafo tankı yakınındaki giriş-çıkış boruları üzerinden ölçülür.

6.8. Sargı Isınmasının Hesaplanması

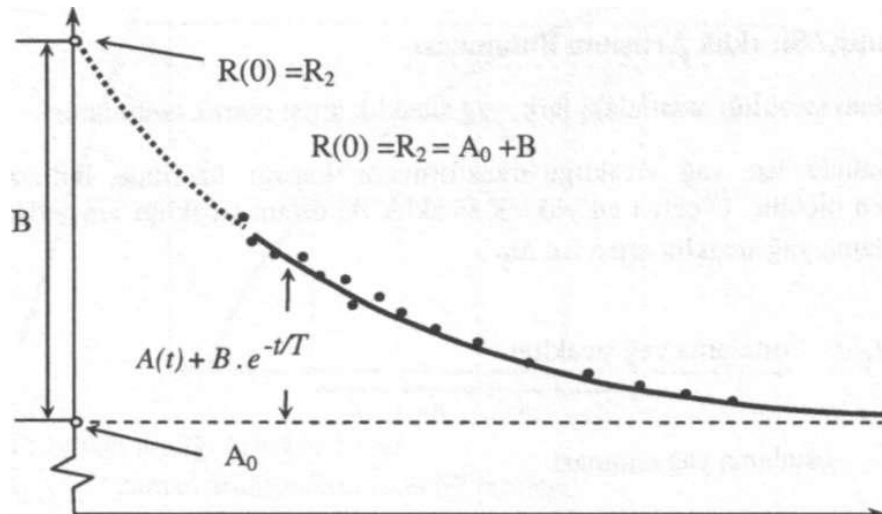
Ortalama sargı sıcaklık artışı, ortalama sargı sıcaklığı ile ortam sıcaklığı arasındaki farktır.

Yağ sıcaklığı denge durumuna eriştikten sonra, transformatör 1 saat süreyle IN anma akımı ile beslenir. Bu zaman, sargı ile yağ arasındaki denge durumunun işletmedeki

haline uyarlanması için gereklidir. Bu zaman sonunda devre açılarak 10 ila 20 dakika boyunca direnç ölçülerek sargı soğuma eğrisi elde edilir. Direnç ölçümündeki geçerli ilk değer, devrenin açılmasından sonra en geç 4 dakika içinde alınmalıdır. Sargı direnç -soğuma eğrisi ve beslemenin kesildiği andaki direnç değerinin bulunması için gerekli ekstrapolasyonu Şekil 6.3 'te gösterilmiştir [23].



Şekil 6.3. Sargı soğuma eğrisi ve ekstrapolasyonu



Şekil 6.4. Sargı soğuma eğrisi

Bir bilgisayar yazılımı kullanılarak, direnç-soğuma eğrisi değerleri analitik fonksiyon yardımı ile değerlendirilerek beslemenin kesildiği andaki direnç ve dolayısıyla da sargı sıcaklığı bulunabilir. Bunun için aşağıda verilen bağıntı kullanılabilir [23].

$$R(t) = A(t) + B.e^{-t/\tau_a} \quad (6.5)$$

Ölçülen direnç ve buna karşılık gelen süre (beslemenin kesildiği andan itibaren geçen dakika cinsinden süre) göz önüne alınarak, geriye gitme (regrasyon) işlemi uygulanarak, devrenin açıldığı andaki direnç, bulunabilir.

$$\text{Sargı zaman sabiti } \tau_w = 160.\Delta\theta_{sy} / j^2 \quad (6.6)$$

Burada; J sargıdaki akım yoğunluğu A/mm2 olarak

Sargı ısınması Eş. 6.7 gibi hesaplanır [23];

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235 \quad (6.7)$$

IEEE'ye göre [31] 235 değeri 234,5 olarak alınır. Bunun yanında alüminyum sargıda 225 alınmalıdır. Alüminyum için Eş. 6.8 gibi sunulur.

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225 \quad (6.8)$$

1 saat süreyle I_n anma akımı ile besleme deneyin 2. kısmı olarak adlandırılırsa; bu zaman zarfında yağ sıcaklığı, bir miktar azalacaktır. Sargı ile ortalama yağ arasındaki bağıntı bu sıcaklığa göre hesaplanmalıdır.

7. TERMAL MODELLEME

7.1. Termal Modellemeye Giriş

Transformatörler elektrik enerji sistemlerinde olan önemli cihazlardır. Bu enerji sistemlerini verimli çalıştırmak için transformatörlerin yalıtım durumu, faydalı ömrü ve yüklenebilirlik hakkında bilgili olup ve bilgiye dayanarak davranmak tavsiye olur. Transformatörlerde, yalıtım durumu, faydalı ömrü ve yüklenebilirlik konuları birbirinden bağımsız olmayıp direk birbiriyle bağlantıdalar. Bu üç konuyu birbirine bağlayan transformatörlerin sargılarında kullanılan katı yalıtım malzemesinin, en sıcak noktasının sıcaklığıdır. Güç transformatörlerinde yalıtım durumunu bilmek, faydalı çalışma ömrünü dikkate almak ve transformatörleri güvenilir yüklenebilirlik güç aralığında çalıştırmak enerji sistemlerin ekonomik çalışmasını sağlar ve elektrik enerji sistemlerinin kesintisiz ve güvenilir hizmet sunmasına sebep olur.

Yağlı tip transformatörlerin faydalı ömründe en önemli faktör, sargılarda kullanılan katı yalıtım malzemesinin yaşlanma hızıdır. Katı yalıtımının yaşlanması o yalıtımın en sıcak nokta sıcaklığıyla üstel bir ilişkisi vardır. Bu ilişki IEEE Std. C57.91-1995. 12 June 2003 standardında sunulmaktadır [23].

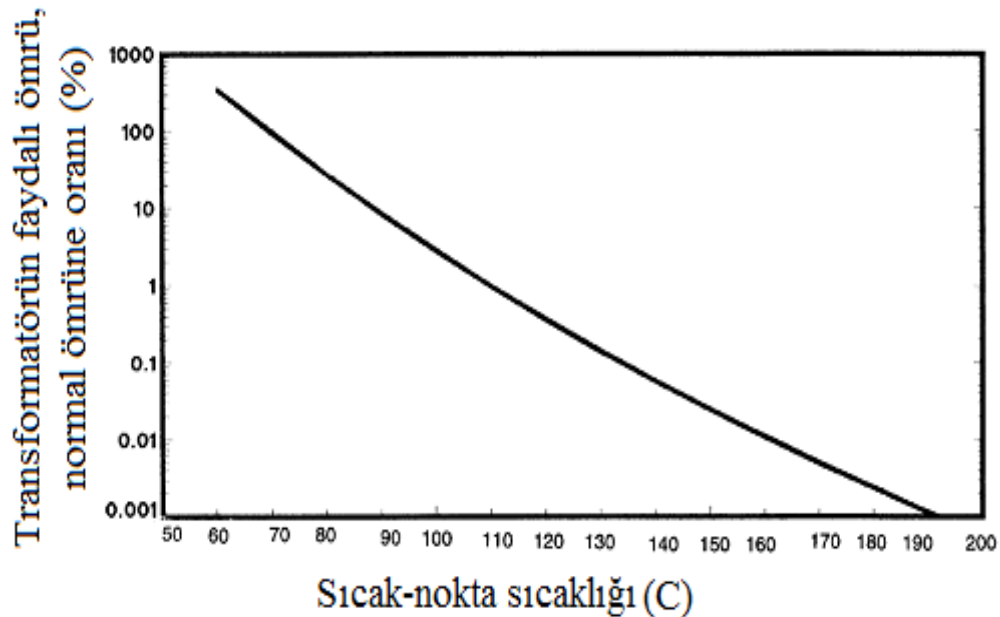
Bu yönetmelik, yağlı tip transformatörlerin a- faydalı ömrü, b- çalıştıkları güç, c- transformatörün faydalı ömrü ile çalıştığı güç seviyesinin ilişkisini, d-termal modelini (sunulan model lineer bir modelden oluşur) ve benzer konularda açıklamalarda bulunmaktadır. Bu standartta, transformatörün faydalı ömrü ile sıcaklık arasındaki ilişki Eş. 7.1’de verilmektedir. Bu denkleme göre transformatörün izolasyonunun faydalı ömrü transformatörün çalıştığı sıcaklıkla dolayısıyla transformatör kayıplarıyla ters orantılıdır [23].

$$\text{Faydalı ömür (yüzde olarak)} = A \times e^{\left(\frac{B}{\theta_H + 273}\right)} \times 100 \quad (7.1)$$

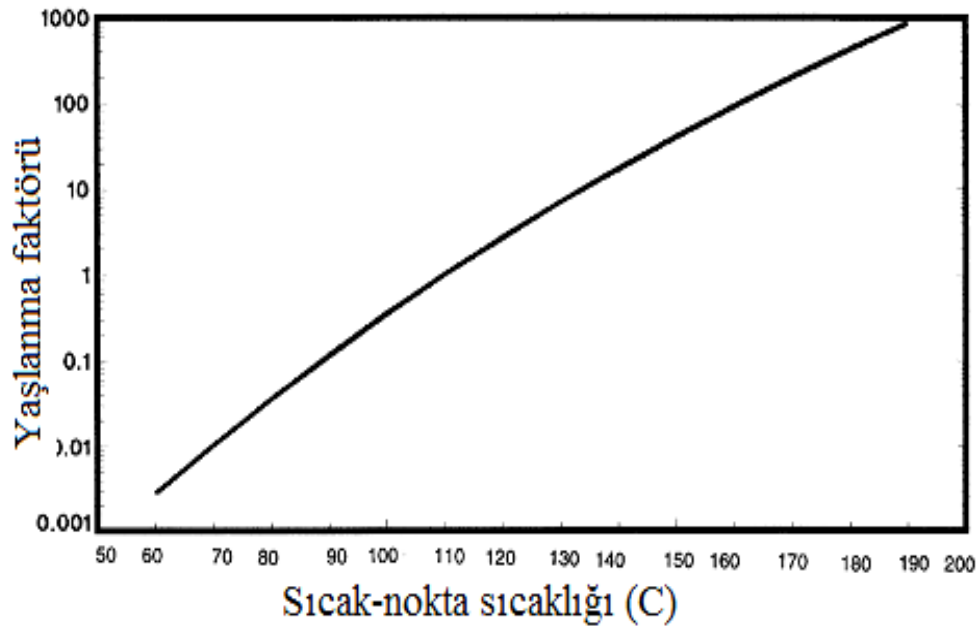
Burada; A ve B sabit sayılar olup θ_H en sıcak- nokta sıcaklığı (°C) (hot-spot temperature) dır. Transformatörün içindeki sıcaklık her yerde aynı olmadığından, en sıcak bölgelerin izolasyonu yaşlanmaya daha elverişlidir. Buna göre, yaşlanma araştırmasında en sıcak bölgenin (hottest-spot) sıcaklığı dikkate alınmalıdır. Bu standarda göre transformatör tasarımında sıcak-nokta sıcaklığı 110 derece alındığında transformatörün faydalı ömrü 180.000 saat olur [23, 26].

Standartta, ayrıca, sıcak-nokta sıcaklığıyla transformatörün yağının tepe sıcaklığı (top-oil temperature) arasındaki ilişkiye işaret edilmektedir.

Transformatörün izolasyonunun faydalı ömrü ile sıcak-nokta sıcaklığı arasındaki bağıntı Şekil 7.1’de verilmektedir. Dağıtım ve güç transformatörleri aynı izolasyon kağıtları kullandığından (cellulose conductor insulation) bu bağıntı her iki tür transformatör için de geçerlidir. İzolasyonun yaşlanma faktörü ile sıcak-nokta sıcaklığı arasındaki ilişki Şekil 7.2’de verilmektedir [23].



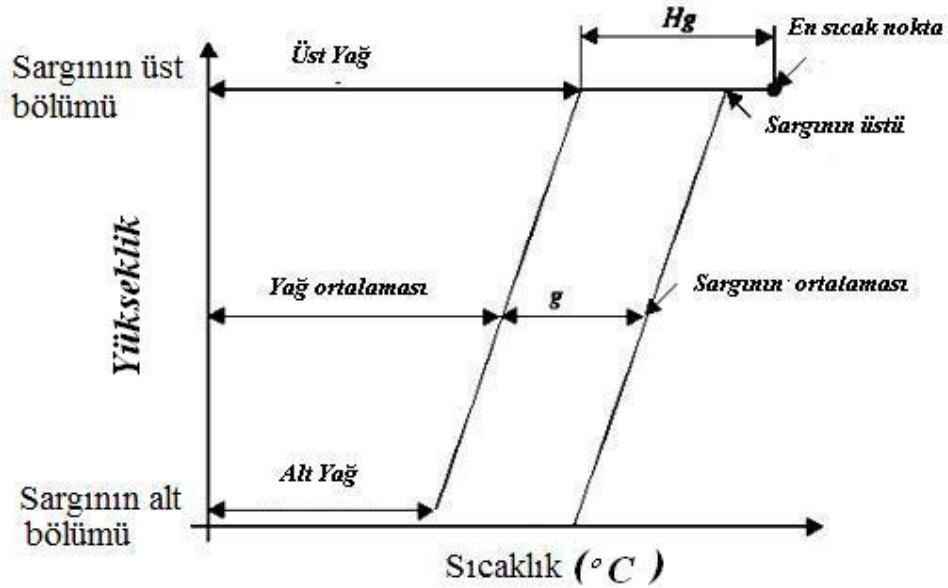
Şekil 7.1. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin faydalı ömrünün sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi



Şekil 7.2. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin Yaşlanma faktörüyle sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi

IEEE Std. C57.91-1995. 12 June 2003 standardında faydalı ömür ve yüklenebilirlik hesaplarında en sıcak nokta sıcaklığı kullanılır, fakat piyasada ve elektrik enerji sistemlerinde bulunan transformatörlerde yüksek gerilim nedeniyle ve en sıcak noktaya erişebilmeme nedeniyle sıcak nokta sıcaklığının ölçümü elverişli olmayıp standardın önerisi sıcak-nokta sıcaklığıyla yağın üst nokta sıcaklığı arasındaki ilişkini kullanmaktır.

Söz konusu olan standart Sıcak nokta sıcaklığıyla üst yağ sıcaklığı ve sargı sıcaklığı arasındaki bağıntıya Şekil 7.3’de işaret etmektedir [23, 29].

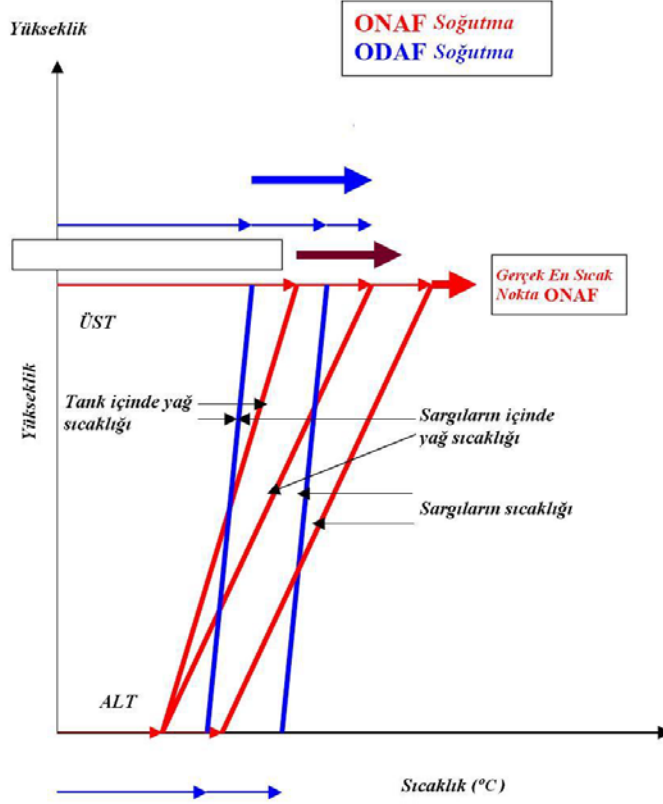


Şekil 7.3. Transformatorün içinin farklı yerlerindeki sıcaklık artışı

Standardın sunduğu bağıntı ONAN transformatorlerde geçerli olup ONAF ve ODAF transformatorlerde IEEE'nin Güç Transformatorler komitesinin önerdiği bağıntı Şekil 7.4'de verilmekte [23,28].

Şekil 7.3 ve 7.4 bağıntılarını kullanarak tüm hesaplamalarda sıcak nokta sıcaklığı yerine üst-yağ sıcaklığı kullanılır. IEEE standardı ve bir çok çalışmalara göre üst yağ sıcaklık artışı bir üstel (exponential) denklemdir. Standardın sunduğu model doğrusal (linear) bir model olup ve ortam sıcaklığındaki sıcaklık değişiminin etkisini transformatorün termal davranışında içermemektedir [19, 21, 23, 29].

Bu çalışmada transformatorün termal davranışını etkileyen parametrelerin doğrusal olmayan yönleri dikkate alınıp ve bir doğrusal olmayan termal model sunulacak. Termal proseslerin elektriksel proseslere benzerliğini kullanarak transformatorün termal modeli için bir benzer elektrik devresi sunulup ve modelin sonuç ve parametreleri benzer devreyi çözerek elde edilir.



Şekil 7.4. ONAF ve ODAF transformatörün içinin farklı yerlerindeki sıcaklık artışı

7.2. Elektrik Termal Benzerlik Teorisinin Esasları (Fundamental Theory Of Thermal-Electrical Analogy)

Güç Transformatörünün termal hususlarının analizi için kullanmış olduğumuz termal ve elektrik prosesleri arasında benzerlik kısaca, aşağıda verilmiştir.

Bir termal proseste ısı transferi enerji dengesi Denklemini kullanılır. Enerji balans denklemi Eş. 7.2’de verilmiştir [19, 20, 21, 24, 28].

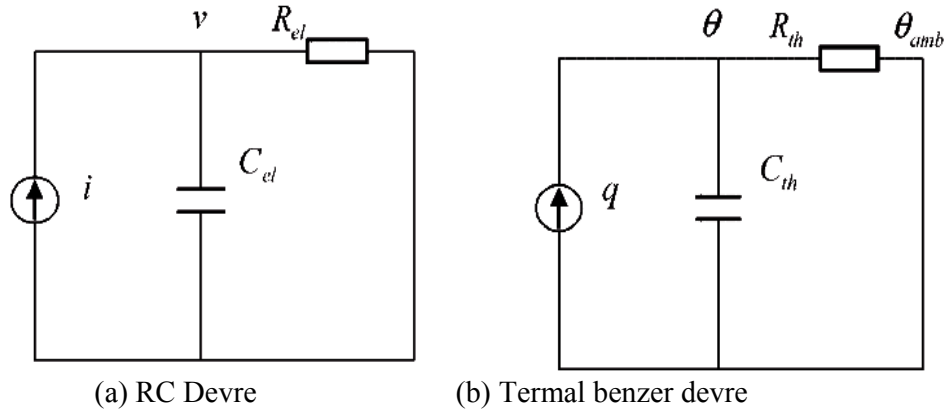
$$q = C_{th} \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta - \theta_{amb}}{R_{th}} \quad (7.2)$$

Eş. 7.2'ye benzer olarak bir elektrik RC devresinin denklemi, Eş. 7.3'de gösterilir [19, 20, 21, 24, 28].

$$i = C_{el} \frac{dv}{dt} + \frac{v}{R_{el}} \quad (7.3)$$

Bu denklemde i akım, v gerilim, R_{el} elektriksel direnç ve C_{el} elektriksel kapasitanstır.

Bu benzerliği esas alarak termal proseslerde bir benzer devre çizebiliriz. Bu termal benzer devre Şekil 7.5'de verilmekte [19, 20, 21, 24, 28].



Şekil 7.5. Elektrik ve termal-elektrik benzer devreleri. (a) elektrik RC devresi, (b) benzer termal devre.

Şekil 7.5 a ve 7.5 b'de görüldüğü gibi bu benzerlik bire bir elemanlar arasında kurulabilir, Çizelge 7.1 termal ve elektrik proseslerin arasındaki benzerlik niceliğini göstermekte.

Çizelge 7.1. Termal - elektrik benzerliğin niceliği

Değişken	Termal	Elektriksel
direkt değişken	Transfer olan ısı, q , Watt	Akım, i , amper
çapraz değişken	Sıcaklık, θ , derece, °C	Gerilim, v , volt
Harcayan unsur	Termal direnç, R_{th} , deg/Watt	Elektriksel direnç, R_{el} , ohms
Depolama elemanı	Termal kapasitans, C_{th} , Jul/deg(C)	Elektriksel kapasitans, C_{el} , farad

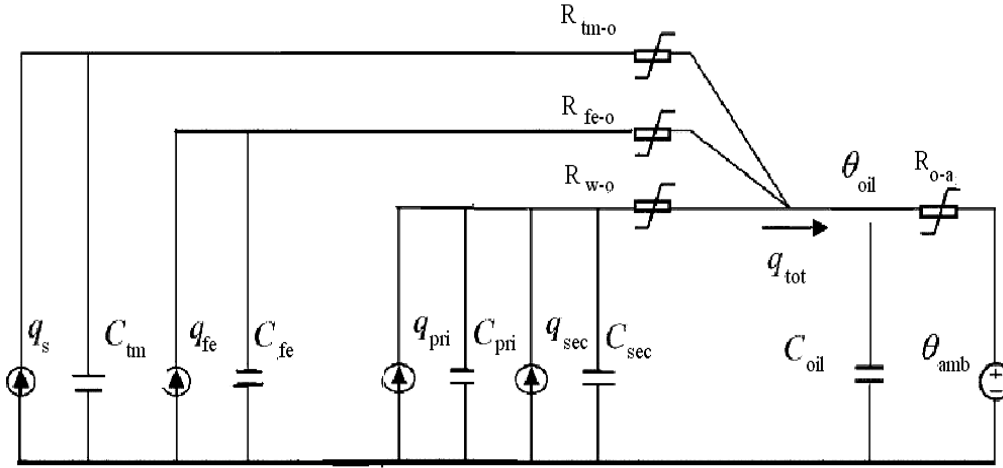
Bu benzerliğin kullanımı termal proseslerin analizini ve anlaşılmasını elektrik mühendisleri için kolaylaştırıp ve termal prosesleri elektrik mühendislerinin aşına olduğu bir elektrik devresine çevirimini sağlar [19, 20, 21, 24, 28].

7.3. Transformatörün Üst Yağ Sıcaklık Termal Modellemesi

Bir güç transformatörde, elektrik güç kayıpları o transformatörün içinde ısıya dönüştürülür. Bu kayıplar çekirdek kayıpları ve sargı kayıplarından oluşmaktadır. Transformatörün içindeki ısı kaynağından, soğutma yağına, yağdan soğutma yüzeyine ve soğutma yüzeyinden dış ortama aktarılır. Bu ısı transferi üç farklı yoldan elde edilir [21, 27,31].

i-konveksiyon ii-iletim ve iii-radyasyon.

Bir ONAN /OFAF transformatörün eşdeğer termal devresinin bir doğrusal olmayan termal direnç, bir termal kapasitans ve bir ısı akım kaynağını içermesi gerekmektedir. Bir güç transformatörünün üst yağ sıcaklık termal devresi Şekil 7.6'da verilmektedir [21].

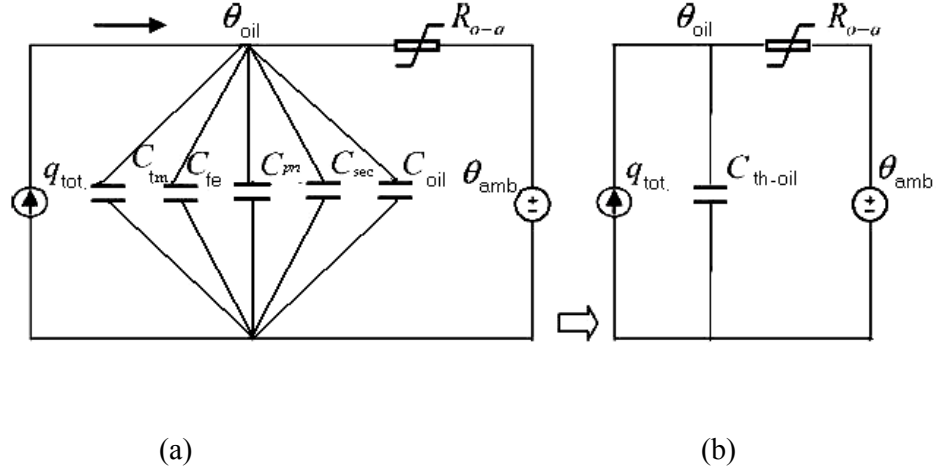


Şekil. 7.6. Üst yağı sıcaklığının termal devresi

Bu Şekilde q_s , q_{fe} , q_{pri} , q_{sec} sırasıyla başıboş kayıplardan (the stray losses) dolayı üretilen ısı, çekirdek kayıplarından oluşan ısı, primeri sargılarının kayıplarından üretilen ısı ve sekonder sargılarının kayıplarından üretilen ısı. C_{tm} , C_{fe} , C_{pri} , C_{sec} sırasıyla tank ve diğer metal bileşenlerin termal kapasitansı, nüvenin termal kapasitansı, primer sargı iletkenlerinin termal kapasitansı ve sekonder sargı iletkenlerinin termal kapasitansı. Sırasıyla R_{tm-o} , R_{fe-o} , R_{w-o} , R_{o-a} , tank ve diğer metal bileşenlerin yağa doğru doğrusal olmayan termal direnci, nüvenin yağa doğru doğrusal olmayan termal direnci, sargılarla yağ arası doğrusal olmayan termal direnç ve yağla ortam arasındaki doğrusal olmayan termal direnç. θ_{oil} ve θ_{amb} sırasıyla yağın üst sıcaklığı ve ortam sıcaklık. Transformatörde üretilen toplam ısı kaybı $q_{tot} = q_s + q_{fe} + q_{pri} + q_{sec}$ olarak elde edilir [20, 21].

Ayrıca, doğrusal olmayan termal dirençler R_{tm-o} , R_{fe-o} ve R_{w-o} , R_{o-a} 'ya göre çok düşük olduğu dikkate alınmıştır. 5×10^{-5} K/W aralığında olan bu parametreleri [3, 4] ihmal edilebilir. Bu nedenle, Şekil 7.6 eşdeğer termal modeli, Şekil 7.7a, 7.7b. olarak basitleştirilebilir. Basitleştirilmiş güç trafosu üst yağ eşdeğeri termal kapasitansı (C_{th-oil}) olarak elde edilir [20, 21, 25].

$$C_{th-oil} = C_{tm} + C_{fe} + C_{pri} + C_{sec} + C_{oil} \quad (7.4)$$



Şekil 7.7. Basitleştirilmiş üst yağ sıcaklığı termal devre, (a) üst yağı sıcaklığı termal devre, (b) basit eşdeğer termal devre

IEEE Standardına göre üst yağ sıcaklık artışı birinci derece bir diferansiyel denklemle gösterilebilir [23].

$$\tau_{to} \frac{d\theta_{tor}}{dt} = -\theta_{tor} + \theta_u \quad (7.5)$$

$$\theta_{tor} = (\theta_u - \theta_i)(1 - e^{-(t/\tau_{to})}) + \theta_i \quad (7.6)$$

Üst yağının zaman sabiti nominal güç (kVA)'de çalıştığında Eş. 7.7'de verilmiştir [23].

$$\tau_{to} = C_{th-oil} R_{o-a} \quad (7.7)$$

Termal direnci R_{o-a} aşağıdaki denklemi verir.

$$R_{o-a} = \frac{\Delta\theta_{tor}}{q_{tot}} \quad (7.8)$$

IEEE tarafından önerilen Üst-yağ , termal model, Eş. 7.9’de ki verilmektedir [32].

$$\left[\frac{k^2\beta + 1}{\beta + 1} \right]^n \cdot \Delta\theta_{tor} = \tau_{to} \cdot \frac{d\Delta\theta_{tor}}{dt} + \Delta\theta_{tor} \quad (7.9)$$

7.4. Termal Kapasitans Hesabı - Transformatör Parametreleri Kullanarak

IEEE yüklenebilirlik kılavuzuna göre (IEEE Std C57.91-1995) [23] ONAN ve ONAF soğutma modlarında çalışan transformatörlerin termal kapasitansı Eş. 7.10 ve ya Eş. 7.11 dan elde edilebilir. Eş. 7.10 FPS ölçüm sisteminde çalışırken ve Eş. 7.11 SI standart sistemini kullanırken transformatör parametreleri kullanarak [21, 23].

$$\begin{aligned} C_{th-oil} = & 0.06 \text{ (nüve ve bobinlerin ağırlığı pound olarak)} \\ & + 0.04 \text{ (tank ve bağlantı parçalarının ağırlığı pound olarak)} \\ & + 1.33 \text{ (trafo yağı galon olarak)} \end{aligned} \quad (7.10)$$

veya

$$\begin{aligned} C_{th-oil} = & 0.1323 \text{ (nüve ve bobinlerin ağırlığı kg olarak)} \\ & + 0.0882 \text{ (tank ve bağlantı parçalarının ağırlığı kg olarak)} \\ & + 0.3513 \text{ (trafo yağı litre olarak)} \end{aligned} \quad (7.11)$$

Bu denklemler bakır iletken sargılı transformatörler için geçerli olup sargıları alüminyum sargılı veya sargılar kısmen bakır, kısmen alüminyum olursa geçerli değil bu yüzden, termal kapasite hesabında alüminyumun özel termal kapasitansını dikkate alarak revize edilmelidir.

Farklı sıcaklıklar için Alüminyum ve Bakır arasındaki özel termal kapasitesi farklılıkları Çizelge 7.2’de verilmiştir [20].

Çizelge 7.2. Alüminyum ve bakırın özel termal kapasitensi

Sıcaklık (K)	İletken madde		Termal kapasitans oranı (Al/CU)
	Alüminyum	Bakır	
298.15	897 J/Kg-K	385 J/Kg-K	2.5055
350	930.6 J/Kg-K	392.6 J/Kg-K	2.3703
400	955.5 J/Kg-K	398.6 J/Kg-K	2.3971

Alüminyum ve bakırın termal kapasitesi Çizelge 7.2’de verilen gibi karşılaştırıldığında bu Alüminyumun özel termal kapasitansın bakıra göre iki kat olduğunu gösterir. Bu nedenle, IEEE tarafından önerilen denklemin revize edilmesi ve yeniden yazılması gerekmektedir. Revize edilen denklem aşağıdaki gibidir [20]:

$$\begin{aligned}
 C_{th-oil} = & 0.06(\text{nüve ağırlığı pound olarak}) \\
 & + 0.06(\text{bakır iletkenli bobinlerin ağırlığı pound olarak}) \\
 & + 0.1434(\text{alüminyum iletkenli bobinlerin ağırlığı pound olarak}) \\
 & + 0.04 (\text{tank ve bağlantı parçalarının ağırlığı pound olarak}) \\
 & + 1.33 (\text{trafo yağı galon olarak})
 \end{aligned} \tag{7.12}$$

veya

$$\begin{aligned}
 C_{th-oil} = & 0.1323 (\text{nüve ağırlığı kg olarak}) \\
 & + 0.1323 (\text{bakır iletkenli bobinlerin ağırlığı kg olarak}) \\
 & + 0.3162 (\text{alüminyum iletkenli bobinlerin ağırlığı kg olarak}) \\
 & + 0.0882 (\text{tank ve bağlantı parçalarının ağırlığı kg olarak}) \\
 & + 0.3513 (\text{trafo yağı litre olarak})
 \end{aligned} \tag{7.13}$$

Bu denklem sargıları alüminyum veya bakır olan transformatörlerde kullanılabilir. Bazen transformatörlerin sekonderi alüminyum dan ve primeri bakırdan sarılıyor

veya tam tersi , böyle durumlarda sunulan denklem de geçerli olup, transformatörün termal kapasitans hesabında kullanılır [20].

7.5. Doğrusal Olmayan Termal Özellikleri Dikkate Alarak Transformatör Termal Direnç Hesaplaması

Transformatör termal parametrelerinin doğrusal olmamalı konusunu dikkate alarak, doğrusal olmayan bir dirençle tanımlayarak açıklanmıştır. Termal direnci ve kapasitans malzemenin ısı transfer karşısında direnmek ve ısı depolamağa yeteneğiyle tanımlanabilir. Doğrusal olmayan üst-yağ ısı direnci, R_{th-oil} ısı transferi teorisine göre, Eş. 7.8’de verilmektedir. Isı transferi teorisine göre, eğimli dikey ve yatay tabakalar ve silindirik sargıların etrafında doğal yağ konveksiyonu aşağıdaki deneysel ilişkilerle sunulur [19, 28].

$$N_u = C \times [G_r \times P_r]^n \quad (7.14)$$

Bu denklemde C ve n deneysel sabitler olup yağ sirkülasyonu laminar veya türbülanslı olduğuna bağlıdır. C ve n için Temel değerler, Çizelge7.3’de verilmiştir [30].

Çizelge 7.3. C ve n sabitleri için deneysel değerler

Yağın sirkülasyon tipi	C	n
Laminar	0.59	0.25
Türbülanslı	0.1	0.33

Nusselt sayısı (Nu), taşınım ısı transfer katsayısının iletim ısı transfer katsayısına oranları arasındaki ilişkiyi ifade eden bir boyutsuz sayıdır. Nusselt sayısı ısı transferinin, kondüksiyonla ısı transferine oranı. Başka bir deyişle kondüksiyon direncinin (1/k), konveksiyon direncine oranı (1/h) oranıdır. Bu sayı Eş. 7.15’de açıklanmıştır.

$$N_u = \frac{h \times L}{k} \quad (7.15)$$

Prandtl sayısı (Pr) akışkanın ısı geçişi özelliğini gösterir. Kinematik viskozitenin ısısal yayınma katsayısına oranıdır.

Güç trafosu için Prandtl sayısı Eş.7.16'da açıklanmıştır.

$$P_r = \frac{\nu}{\alpha} = \frac{c_{oil} \times \mu}{k} \quad (7.16)$$

Grashof sayısı Gr akışkanlar dinamiği ve ısı transferinde kullanılan boyutsuz bir sayıdır. Bu sayı doğal taşınımı içeren konularda sık sık ortaya çıkar. Grashof sayısı (Gr) Eş. 7.17'de açıklanmıştır [19, 28].

$$G_r = \frac{L^3 \times \rho_{oil}^2 \times g \times \beta \times (\Delta\theta_{oil})}{\mu^2} \quad (7.17)$$

Grashof ve Prandtl sayısının çarpımı, ısı transferinde taşınımı karakterize eden boyutsuz Rayleigh sayısını verir. $R_a = G_r P_r$

Eş. 7.15, Eş. 7.16 ve Eş. 7.17'yi Eş. 7.14'de yerine koyarsak Eş. 7.18 edle edilir.

$$\frac{h \times L}{k} = C \times \left[\left(\frac{c_{oil} \times \mu}{k} \right) \times \left(\frac{L^3 \times \rho_{oil}^2 \times g \times \beta \times (\Delta\theta_{oil})}{\mu^2} \right) \right]^n \quad (7.18)$$

Trafo yağının yoğunluğu sıcaklığa göre Eş. 7.19'deki gibi değişir.

$$\rho_{oil}(\theta) = 1098.72 - 0.712\theta \quad (7.19)$$

Yağın termal iletkenliği değişimi Eş. 7.20'de gösterilir [22].

$$k_{oil}(\theta) = 0.1509 - 7.101E - 0.5\theta \quad (7.20)$$

Yağın termal kapasitesi sıcaklığı ile değişimi Eş. 7.21’de verilmiştir.

$$c_{oil}(\theta) = 807.163 + 3.5\theta \quad (7.21)$$

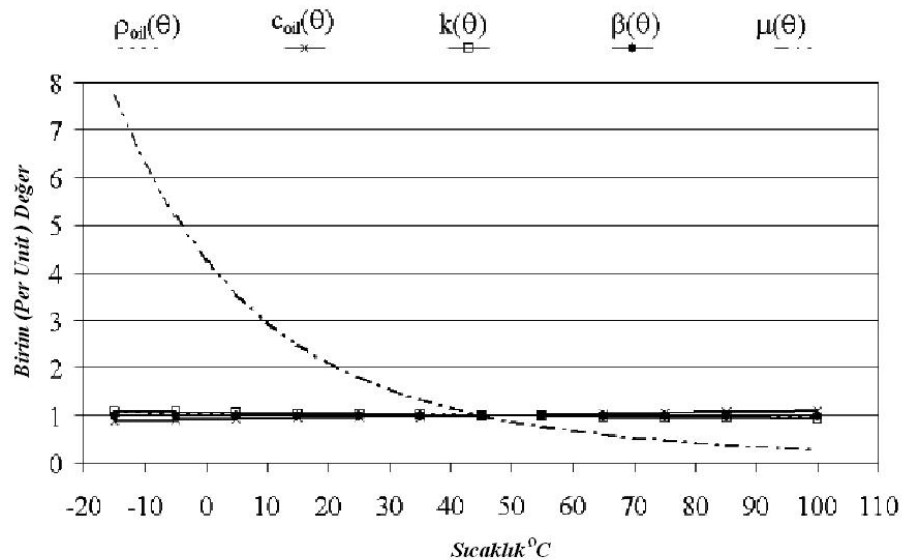
Yağın termal genleşme katsayısı sıcaklık ile değişmeyip Eş. 7.22’de verilmiştir.

$$\beta_{oil}(\theta) = 8.6 \times 10^{-4} \quad (7.22)$$

Yağ viskozitesi sıcaklık ile Eş. 7.23 gibi değişir.

$$\mu(\theta) = 0.08467 - 0.0004\theta + 5E - 7\theta^2 \quad (7.23)$$

Transformatör yağının fiziksel özellikleri sıcaklıkla değişimi Şekil 7.8’de gösterilir. Yağın özelliklerini bir çizimde gösterebilmek için birim değerini (per unit) kullanıyoruz değişkenlerin 45°C’deki değer baz alıp birim değerlerin değişimini Şekil 7.8’de gösterilir [22].



Şekil 7.8. Transformatör yağının fiziksel özellikleri sıcaklığa göre değişimi

Şekil 7.8’de görüldüğü gibi transformatörün fiziksel özelliklerinin sıcaklıkla değişiminde viskozite değişimi diğer fiziksel parametrelere göre ($\rho_{oil}, C_{oil}, k, \beta_{oil}$) daha çok değişip ve diğer parametrelerin değişimi göz ardı edilebilir. Bunu dikkate alarak Eş. 7.19, 7.20, 7.21, 7.22 ve 7.23, Eş. 7.18 de koyulduğunda Eş. 7.24 elde edilir.

$$h = C_1 \times \left(\frac{\Delta\theta_{oil}}{\mu(\theta)} \right)^n \quad (7.24)$$

C_1 sabiti olarak Eş. 7.25’den hesaplanır [19].

$$C_1 = C \times \left[\rho_{oil}^2 \times g \times \beta_{oil} \times k^{\left(\frac{1-n}{n}\right)} \times L^{\left(\frac{3n-1}{n}\right)} \times c_{oil} \right]^{(n)} \quad (7.25)$$

Termal elektrik benzerlik devresinde kullanılan termal direnç $R_{th-oil-air}$ Eş. 7.26’da gösterilir [19].

$$R_{o-a} = \frac{\Delta\theta_{tor}}{q_{tot}} = \frac{1}{h \times A} \quad (7.26)$$

Termal iletkenlik katsayısı h , Eş. 7.24 ve 7.25 den Eş. 7.26’da konulduğunda Eş. 7.26 Eş. 7.27 şekline dönüşülür.

$$R_{o-a} = \frac{1}{C_1 \left(\frac{\Delta\theta_{oil}}{\mu(\theta)} \right)^n \times A} = \frac{\mu(\theta)^n}{C_1 \Delta\theta_{oil}^n \times A} \quad (7.27)$$

7.6. Doğrusal Olmayan Termal Model

Şekil 7.7b’de Transformatör üst yağ termal modeli verilmektedir. Bu model termal–

elektrik benzerlik ve ısı transferi teorisini kullanarak türetilmiştir. Bu modelin diferansiyel denklem karşılığı, Eş. 7.28’de gösterilir.

$$q_{fe} + q_l = C_{th-oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + \frac{(\theta_{oil} - \theta_{amb})}{\frac{1}{h \times A}} \quad (7.28)$$

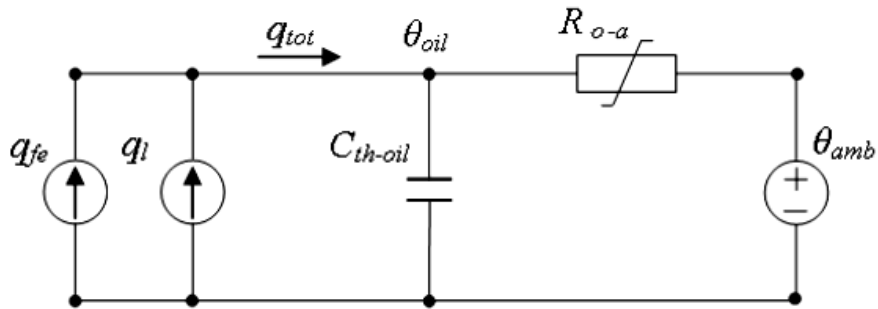
Isı transfer katsayısı (h) Eş. 7.24 ve 7.25 den, Eş. 7.28’de koyulduğunda, Eş. 7.29 elde edilir [19].

$$(q_{fe} + q_l) \times \left(\frac{\mu^n}{C_1 \times A} \right) = \left(\frac{\mu^n}{C_1 \times A} \right) \times C_{th-oil} \times \frac{d\theta_{oil}}{dt} + (\theta_{oil} - \theta_{amb})^{1+n} \quad (7.29)$$

Bu denklemde $R_{th-oil-air, rated}$, modelin anma gücünde, doğrusal olmayan termal direnci olarak Eş. 7.30’dan elde edilir [19].

$$R_{o-a, rated} = \frac{1}{C_1 \times A} \times \left(\frac{\mu(\theta)_{rated}}{\Delta\theta_{oil, rated}} \right)^n \quad (7.30)$$

Bir yağlı tip dağıtım transformatörünün basitleştirilmiş doğrusal olmayan üst-yag termal modeli Şekil 7.9’da gösterilir [19, 21].



Şekil 7.9. Basitleştirilmiş eşdeğer üst yağ termal modeli

Transformatörün termal zaman sabiti değişken olup ve sıcaklıktan etkilenir. Eş. 7.31 transformatörün termal zaman sabitini gösterir.

$$\tau_{to} = C_{th-oil} \times \frac{\mu(\theta)^n}{C_1 \Delta \theta_{oil}^n \times A} = \frac{C_{th-oil}}{C_1 \times A} \times \left(\frac{\mu(\theta)}{\Delta \theta_{oil}} \right)^n \quad (7.31)$$

Eş. 30'u kullanarak, daha eksiksiz bir transformatör termal modelini kullanmış oluruz. bu modelin termal-elektrik benzer devresi Şekil 7.9'da gösterilir.

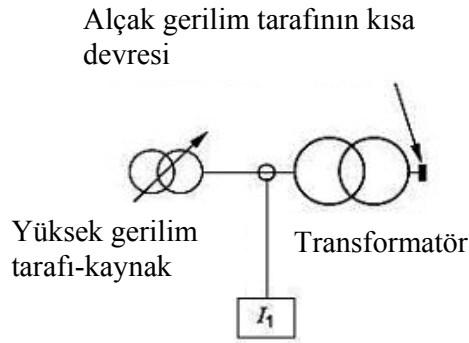
Bu modelde termal direnç ve termal kapasitans, transformatörün bileşenlerinin özel termal özelliklerini dikkate alarak ayrıntılı hesaplanmıştır ve ayrıca termal direnç transformatör yağının doğrusal olmayan özelliklerinden dolayı doğrusal olmayıp, termal modelin dinamiğini belirleyen termal zaman sabiti de doğrusal değildir.

7.7. Modeli Deneysel Doğrulama

Bu çalışmada sunulan modeli doğrulamak için dağıtım transformatörlerini tüm çeşitlerini kapsayacak şekilde farklı güçlerde ve özelliklere sahip olan transformatörler seçilip ve ısı artış deneyleri uygulanmıştır. Bu bölümdeki deneysel çalışmalar IEEE Std. C57.12.00.2006 standardına uygun olarak yapılmıştır. Öncelikle, testi yapılan transformatörlerin yükteki ve boştaki kayıpları trafoların anma değerlerinde ve ana trafoların kademesinde [23] , IEEE C57.12.00.2006 ve IEC 60076-1 Standartlarına uygun rutin testleri (bölüm 3.1) uygulayarak elde edilir. Rutin deneyler uygulandıktan sonra ölçülen kayıplar referans sıcaklığa göre düzeltilmiştir. Daha sonra, sıcaklık artış testi sıcaklık artış IEC 60076-5'e uygulanır ve sıcaklık artış sonuçları kayıt edilir [23, 29].

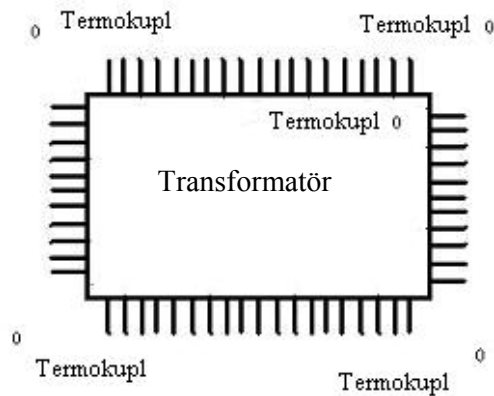
Sıcaklık artış sırasında, transformatörlerin sekonder tarafı kısa devre yapılır ve gerilim primer tarafının sargılarından uygulanır. Uygulanan gerilim, trafonun üzerinde oluşan güç kaybı boştaki ve yükteki kayıpların toplamını tekabül edecek

kader yükseltip ve toplam kayıplar kader transformatöre güç enjekte edilir. Isı artış deneyinin şeması Şekil 7.10'da gösterilir.



Şekil 7.10 Isı artış deneyinin şeması

Sıcaklık altı farklı noktadan, altı termokupl kullanılarak ölçülür. İki termokupl trafo üstündeki yağ cebinde monte edilir ve üst yağ sıcaklığını ölçmek için kullanılır diğer dört termokupl olan trafonun köşelerinden bir metre mesafede, dört noktadan ortam sıcaklığının ölçümü için kullanılır. Deneyler sırasında E-tipi termokupl kullanılmakta. E-tipi termokupl teknik avantajları nedeniyle kullanılmıştır: i-yüksek hassasiyet (sıcaklığı derecesi başına en yüksek millivolt çıkış), ii-manyetik olmayan özellikleri (E-tipi termokupllar deney düzeneğinin etrafında mevcut manyetik alandan etkilenmez) [20]. Testin ölçüm şeması Şekil 7.11'de gösterilir.



Şekil 7.11. Isı artış deneyinde ölçüm noktaları

7.8. Deneysel sonuçlar

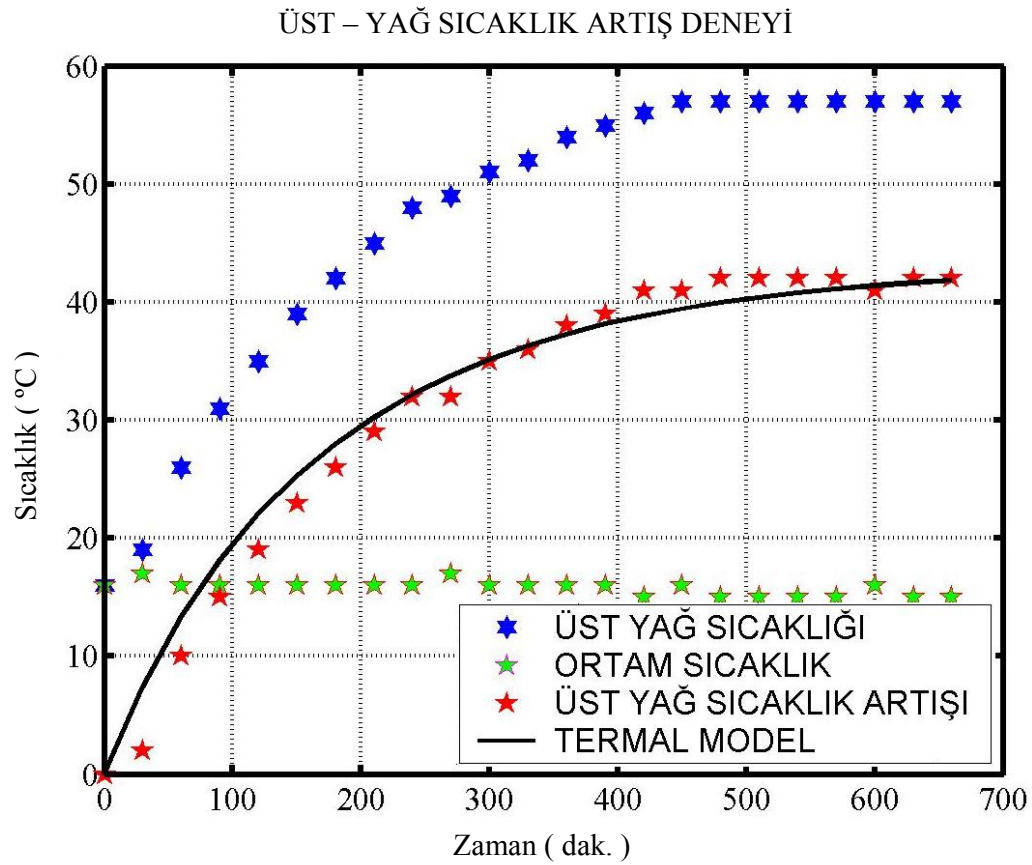
Birinci ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.4’de verilmiştir.

Bu deneyde bir 100kVA 15/0.4 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır. . ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5’ a uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modelle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.4. Birinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR-100-15-A-CC
Transformatörün anma gücü	100 kVA
Transformatörün seri numarası	010905
Transformatörün anma gerilimi	15000/400 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Yzn5
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	283 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	1810 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	2093 Watt
Nüvenin ağırlığı	215 kgr
Primer iletkeninin ağırlığı	55.3 kgr
Primer iletken malzemesi	Bakır
Sekonder iletkeninin ağırlığı	33kgr
Sekonder iletken malzemesi	Bakır
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	63kgr
Transformatörün toplam ağırlığı	650 kgr
Aktif kısım ağırlığı	344 kgr
Yalıtım yağın hacmi	242 lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	43 °C

Şekil 7.12’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen ortam sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

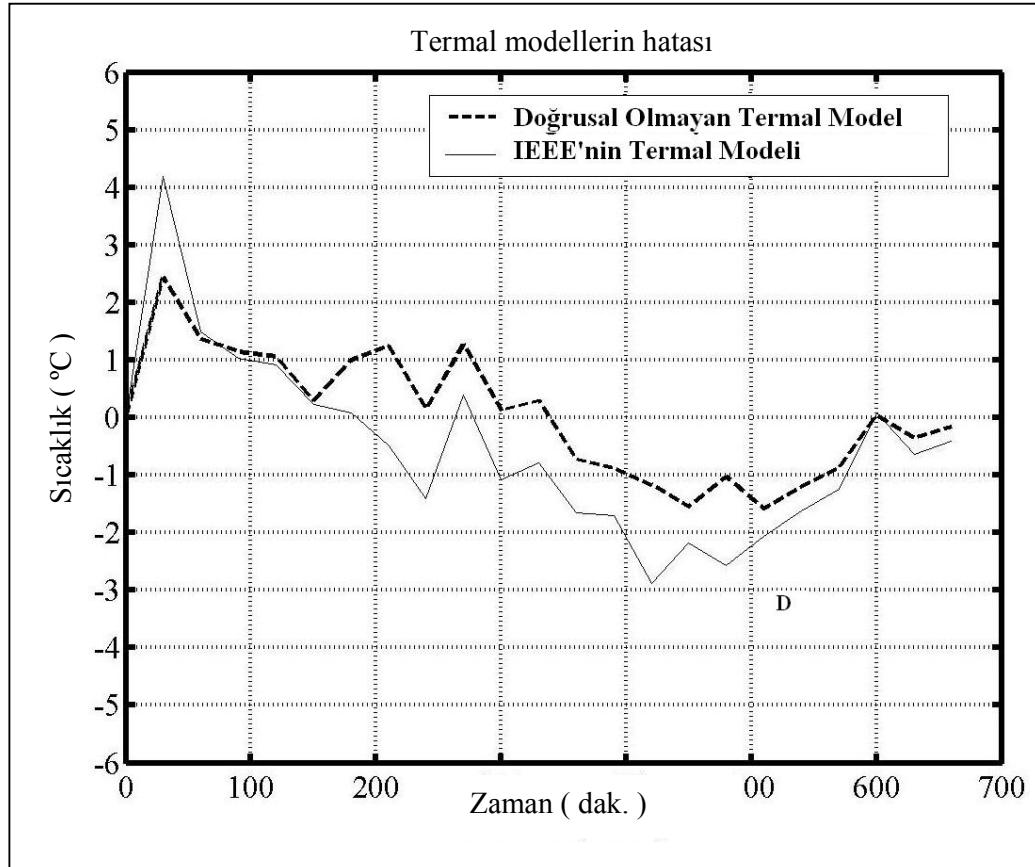


Şekil 7.12. Birinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekil 7.12’deki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.12’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünürlüğü 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2 °C’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.13’de gösterilmiştir.



Şekil 7.13. Birinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 2.37°C 'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 4.21°C 'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 1.02°C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 2.17°C 'dir.

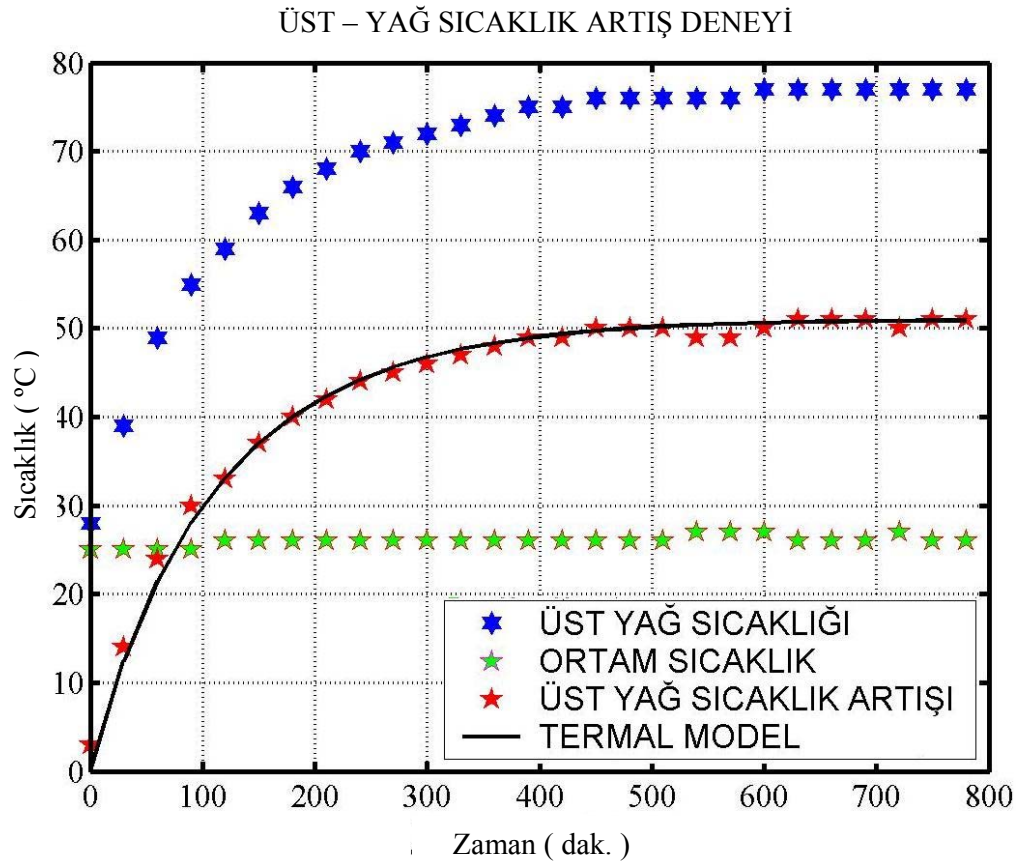
İkinci ısı artış deneyine uygulanana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.5’de verilmiştir.

Bu deneyde bir 250kVA 11/0.415 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır. ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5’ e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modellerle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.5. İkinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR-250-11-A-CC
Transformatörün anma gücü	250 kVA
Transformatörün seri numarası	010905
Transformatörün anma gerilimi	11000/415 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	573 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	3428 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	4001 Watt
Nüvenin ağırlığı	371 kgr
Primer iletkeninin ağırlığı	87,3 kgr
Primer iletken malzemesi	Bakır
Sekonder iletkeninin ağırlığı	55.5kgr
Sekonder iletken malzemesi	Bakır
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	98kgr
Transformatörün toplam ağırlığı	950 kgr
Aktif kısım ağırlığı	552 kgr
Yalıtım yağın hacmi	335 lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	51 °C

Şekil 7.14’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

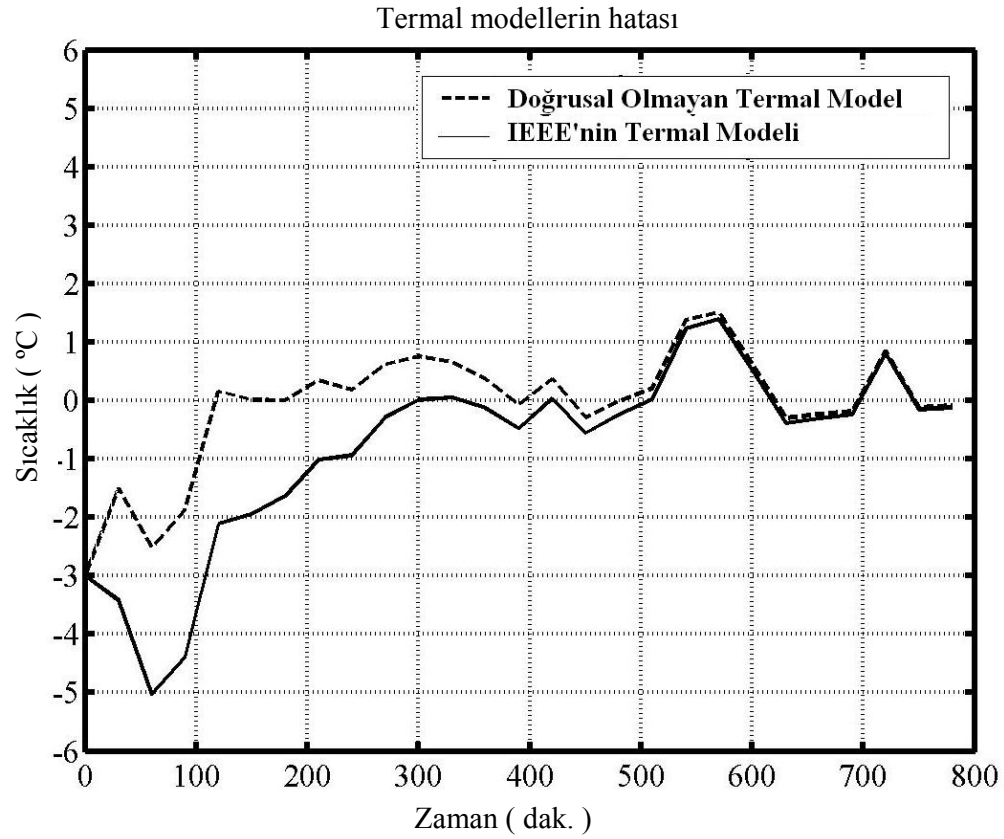


Şekil 7.14. İkinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.14’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünürlüğü 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.15’de gösterilmiştir.



Şekil 7.15. İkinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 3 °C'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 5.031 °C'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 0.67 °C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 1.271 °C'dir.

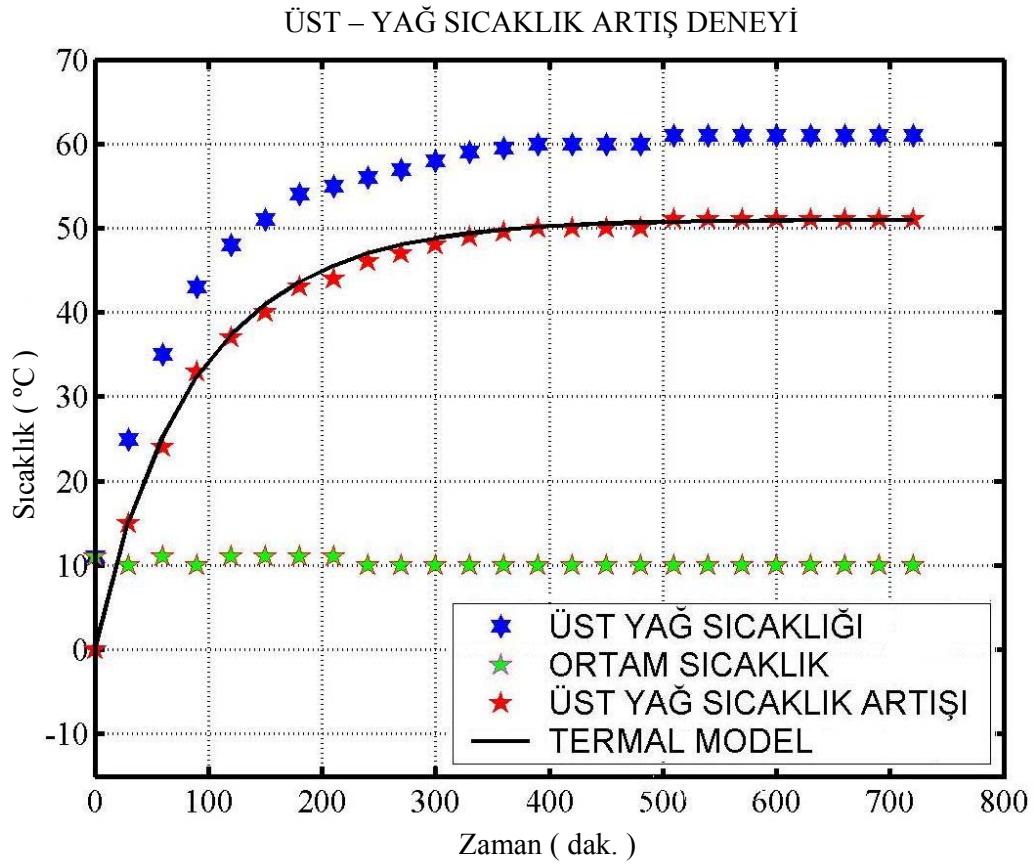
Üçüncü ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.6'de verilmiştir.

Bu deneyde bir 400kVA 6.6/0.43 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır. ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5' e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modelle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.6. Üçüncü ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	BT-400-6.6-A-CC
Transformatörün anma gücü	400 kVA
Transformatörün seri numarası	20901013
Transformatörün anma gerilimi	6600/430 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	824 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{im} + q_{pri} + q_{sec}$)	4834 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	5658 Watt
Nüvenin ağırlığı	538 kgr
Primer iletkeninin ağırlığı	105 kgr
Primer iletken malzemesi	Bakır
Sekonder iletkeninin ağırlığı	73kgr
Sekonder iletken malzemesi	Bakır
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	165kgr
Transformatörün toplam ağırlığı	1280kgr
Aktif kısım ağırlığı	751kgr
Yalıtım yağın hacmi	414lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	51 °C

Şekil 7.16’da ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

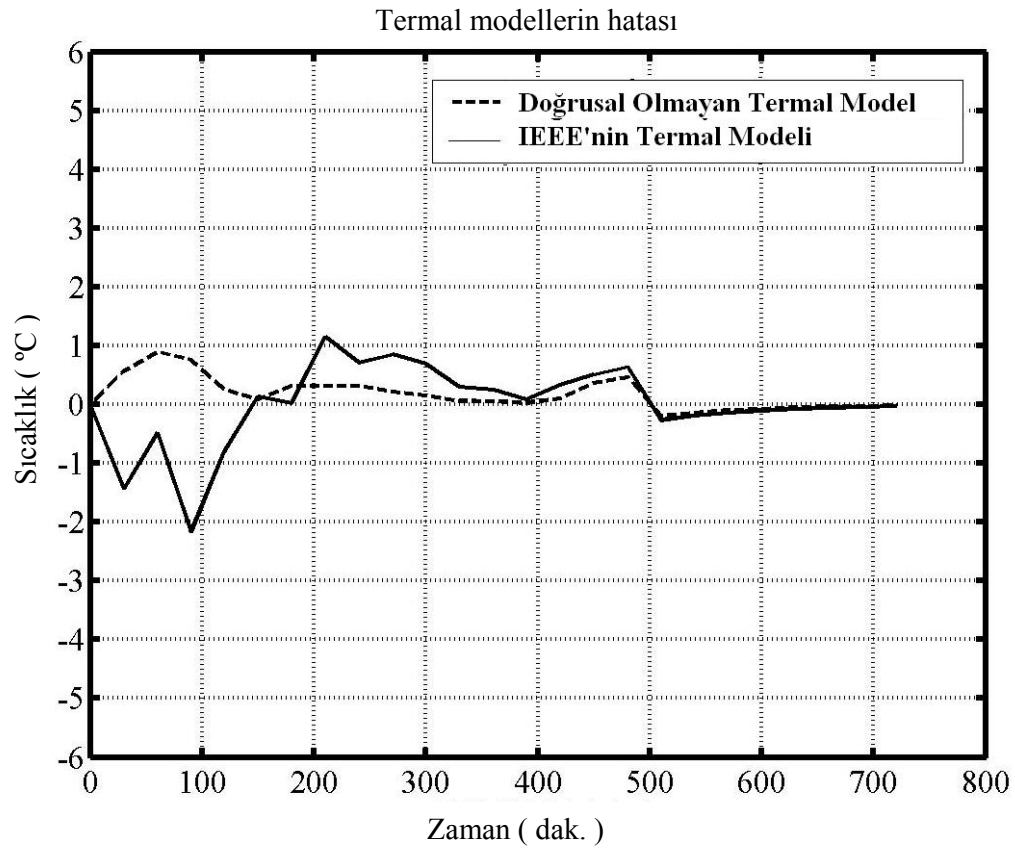


Şekil 7.16. Üçüncü ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.14’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünürlüğü 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.17’de gösterilmiştir.



Şekil 7.17. Üçüncü ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 3 °C'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 5.031 °C'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 0.67 °C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 1.271 °C'dir.

Dördüncü ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.7'de verilmiştir.

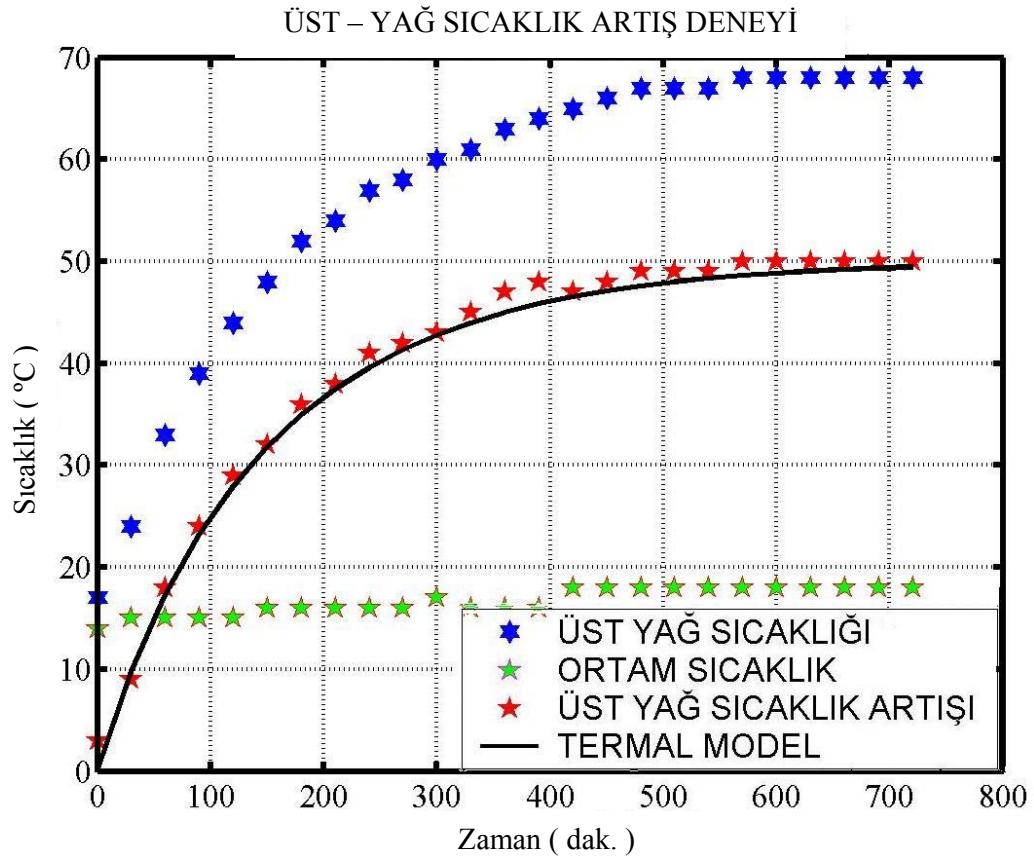
Bu deneyde bir 400kVA 33/0.4 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır.

ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5' e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modelle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.7. Dördüncü ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR-400-33-AA-AaH
Transformatörün anma gücü	400 kVA
Transformatörün seri numarası	01106
Transformatörün anma gerilimi	33000/400 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn 11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	793 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	4582 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	5375 Watt
Nüvenin ağırlığı	590 kg
Primer iletkeninin ağırlığı	99 kg
Primer iletken malzemesi	Alüminyum
Sekonder iletkeninin ağırlığı	61 kg
Sekonder iletken malzemesi	Alüminyum
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	135 kg
Transformatörün toplam ağırlığı	1400 kg
Aktif kısım ağırlığı	806 kg
Yalıtım yağın hacmi	545lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	50 °C

Şekil 7.18’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

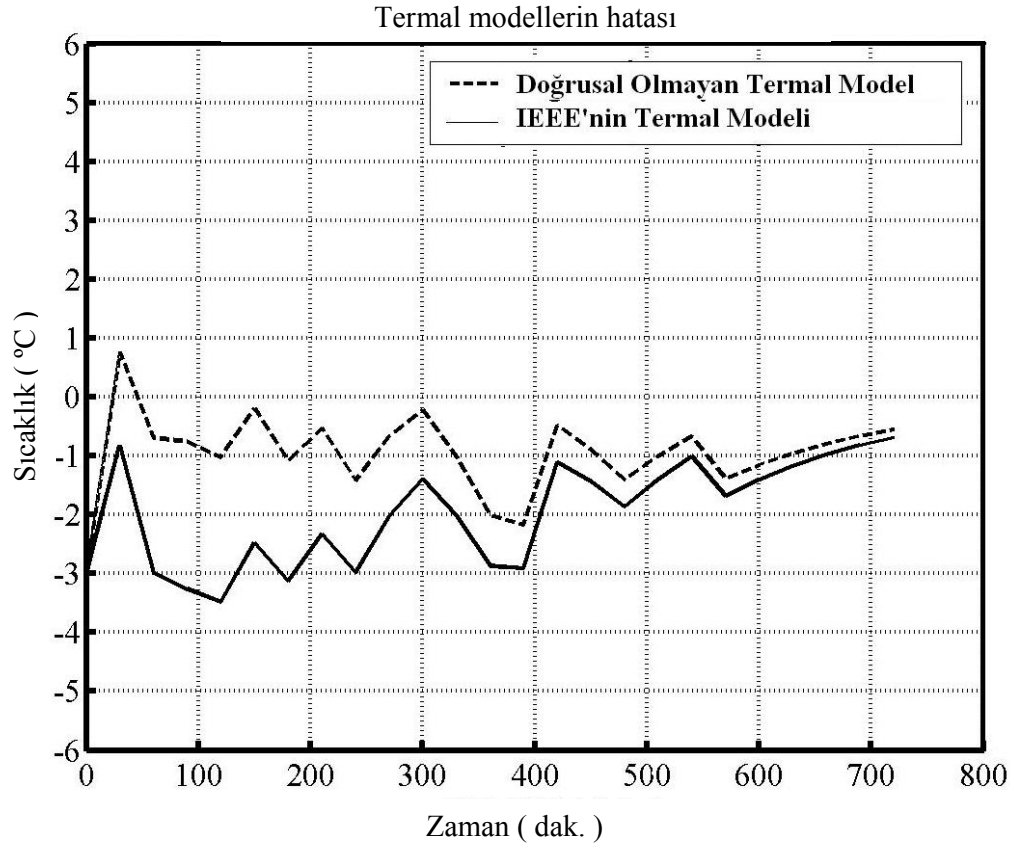


Şekil 7.18. Dördüncü ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.18’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünürlüğü 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.19’da gösterilmiştir.



Şekil 7.19. Dördüncü ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 2.11 °C'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 3.48 °C'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 0.98 °C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 1.96 °C'dir.

Beşinci ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.8'de verilmiştir.

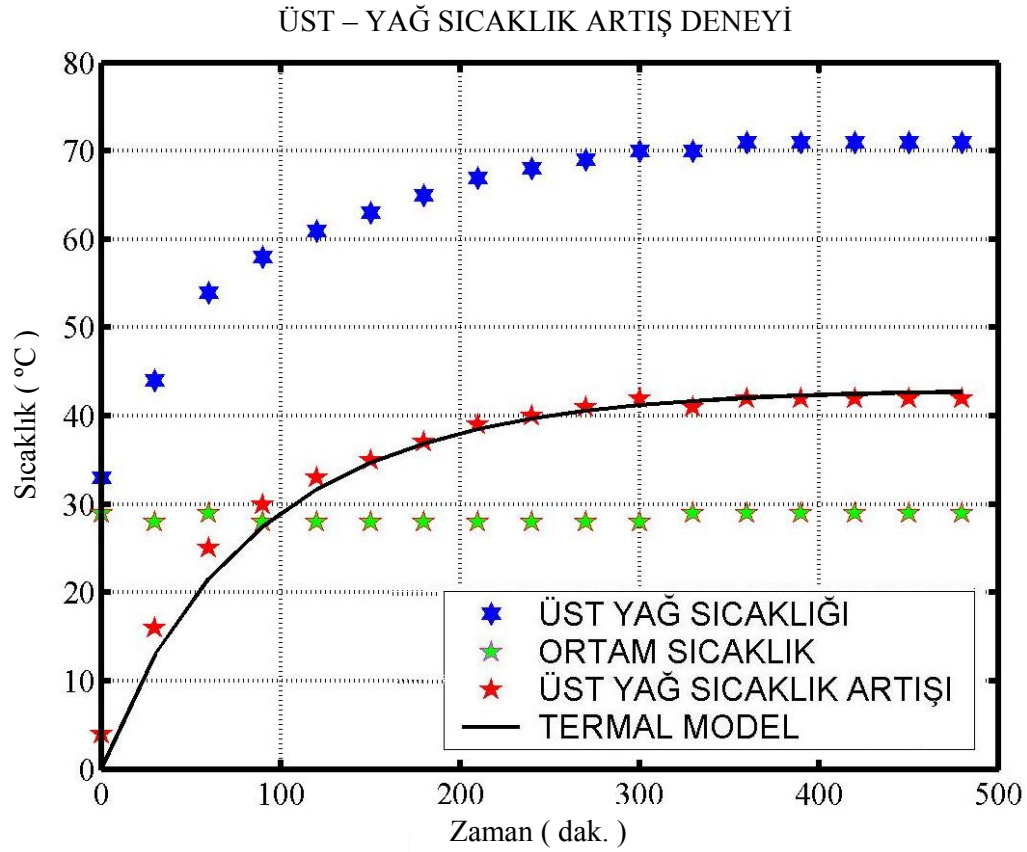
Bu deneyde bir 630kVA 33/0.4 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır.

ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5' e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modelle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.8. Beşinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR-600-33-CC-AaH
Transformatörün anma gücü	630 kVA
Transformatörün seri numarası	01214
Transformatörün anma gerilimi	33000/400 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn 11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	1139 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	6353 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	7492 Watt
Nüvenin ağırlığı	790 kg
Primer iletkeninin ağırlığı	187 kgr
Primer iletken malzemesi	Bakır
Sekonder iletkeninin ağırlığı	114kg
Sekonder iletken malzemesi	Bakır
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	250kg
Transformatörün toplam ağırlığı	1950kg
Aktif kısım ağırlığı	1141kg
Yalıtım yağın hacmi	553lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	43 °C

Şekil 7.20’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

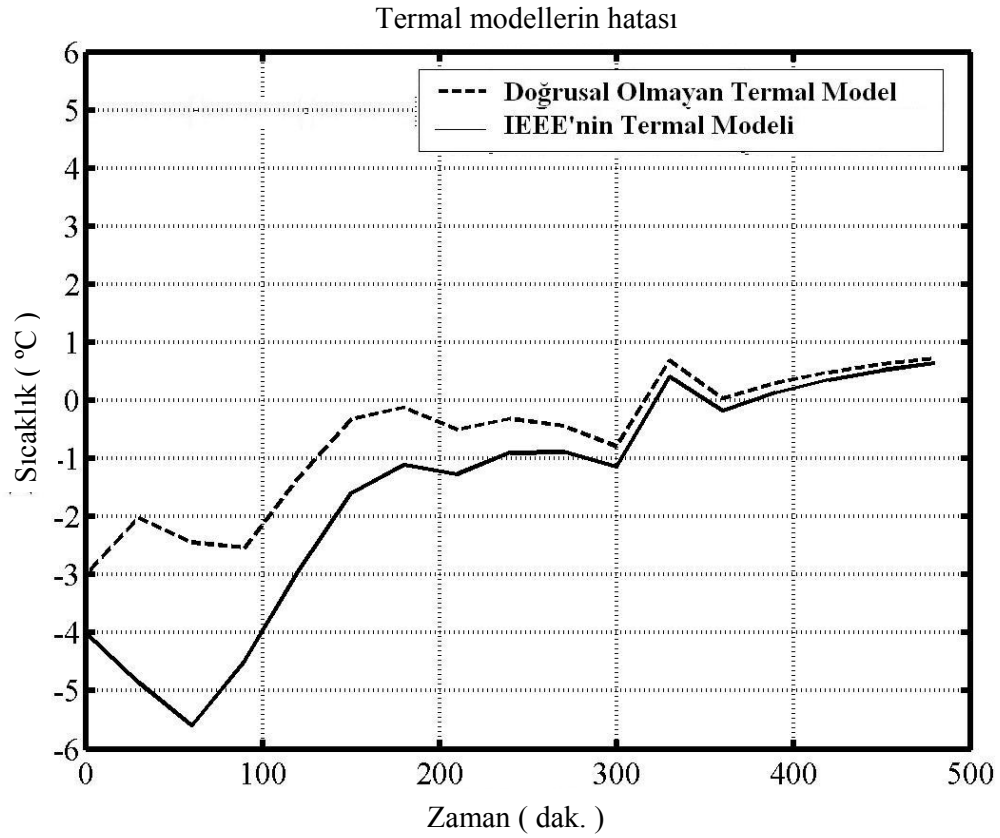


Şekil 7.20. Beşinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.20’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünürlüğü 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.21’de gösterilmiştir.



Şekil 7.21. Beşinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 3 °C'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 5.66 °C'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 0.998 °C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 2.73 °C'dir.

Altıncı ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.9'da verilmiştir.

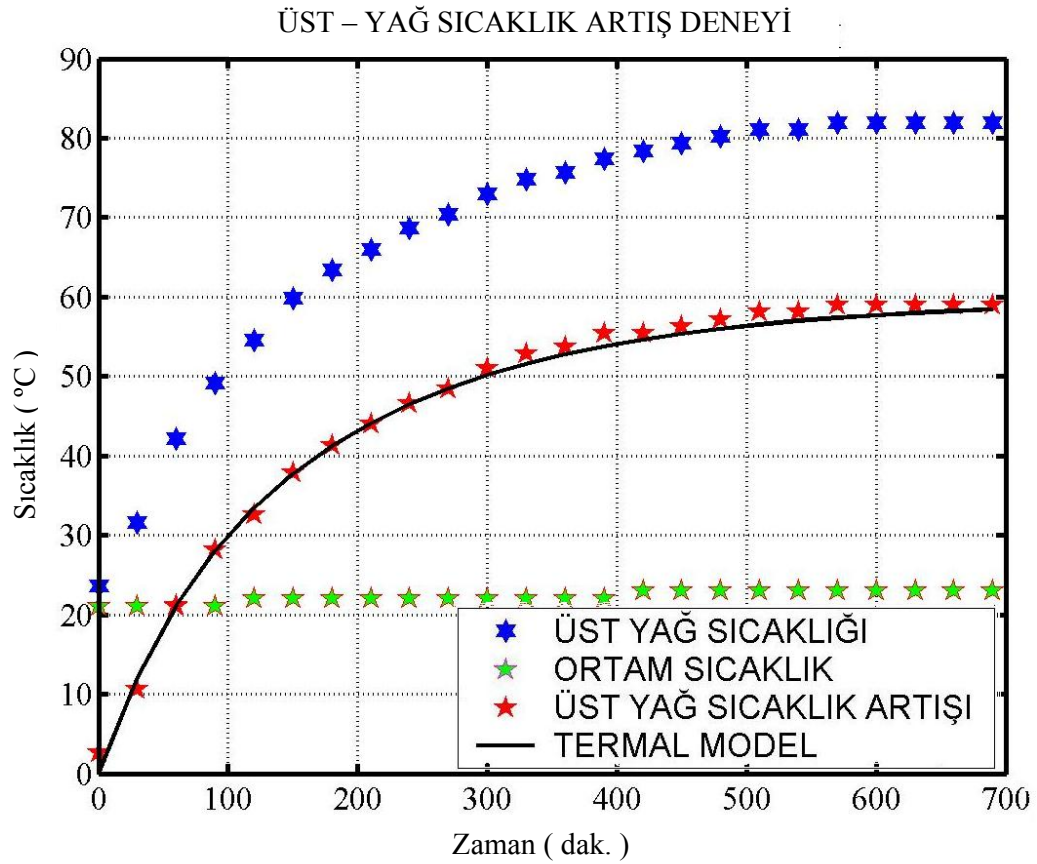
Bu deneyde bir 1000kVA 33/0.4 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır.

ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5' e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modelle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.9. Altıncı ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR-1000-33-AC-AaH
Transformatörün anma gücü	1000 kVA
Transformatörün seri numarası	01384
Transformatörün anma gerilimi	33000/400 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn 11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	1583 Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	9339 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	10922 Watt
Nüvenin ağırlığı	1016 kg
Primer iletkeninin ağırlığı	197 kg
Primer iletken malzemesi	Alüminyum
Sekonder iletkeninin ağırlığı	170kg
Sekonder iletken malzemesi	Bakır
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	370kg
Transformatörün toplam ağırlığı	2800kg
Aktif kısım ağırlığı	1540kg
Yalıtım yağın hacmi	870lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	59 °C

Şekil 7.22’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir.

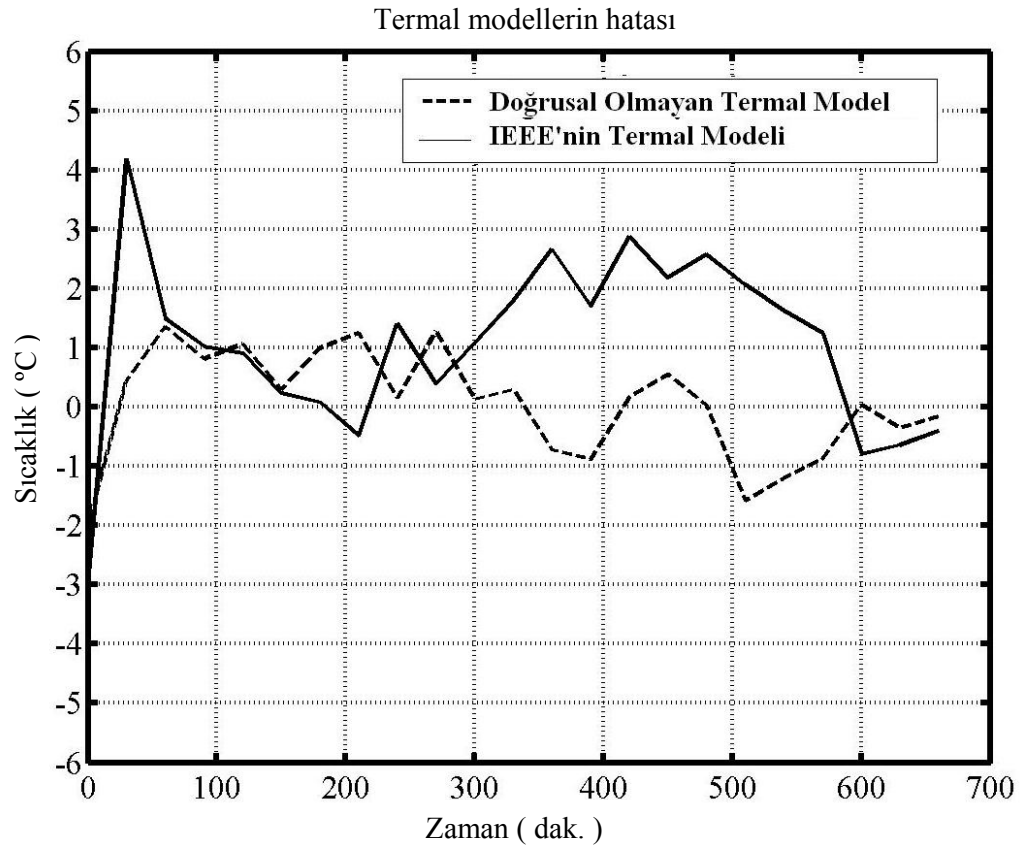


Şekil 7.22. Altıncı ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.22’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünübilirliği 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.23’de gösterilmiştir.



Şekil 7.23. Altıncı ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 1.65°C 'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 4.27°C 'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 0.959°C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 2.02°C 'dir.

Yedinci ısı artış deneyine uygulana transformatörün teknik özellikleri Çizelge 7.10'da verilmiştir.

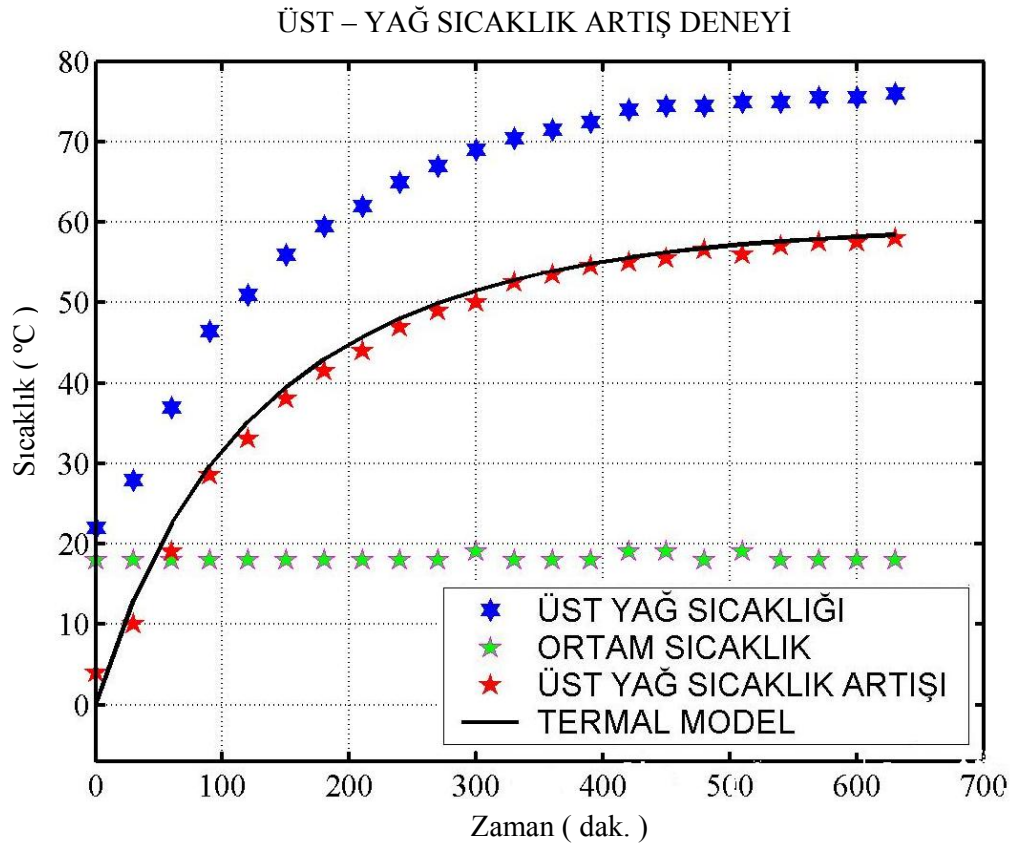
Bu deneyde bir 1600kVA 30/0.4 kV dağıtım transformatörü üzerinde ısı artış deneyi ve termal model uygulanmıştır.

ANSI/IEEE C57.100–1999 ve IEC 60076–5’ e uygun ısı artış deneyi uygulanıp ve termal modellerle karşılaştırılmıştır.

Çizelge 7.10. Yedinci ısı artış deneyi yapılan transformatörün esas özellikleri

Transformatörün modeli	TR–1600–33-A1
Transformatörün anma gücü	1600 kVA
Transformatörün seri numarası	086208
Transformatörün anma gerilimi	30000/400 volt
Transformatörün bağlantı gurubu	Dyn 11
Transformatörün soğutma tipi	ONAN
Boştaki kayıplar	2188Watt
Yükteki kayıplar ($q_{tm} + q_{pri} + q_{sec}$)	18110 Watt
Anma gücündeki toplam kayıplar	20298 Watt
Nüvenin ağırlığı	1490 kg
Primer iletkeninin ağırlığı	205 kg
Primer iletken malzemesi	Alüminyum
Sekonder iletkeninin ağırlığı	171kg
Sekonder iletken malzemesi	Alüminyum
Kazan ve bağlantıların ağırlığı	521kg
Transformatörün toplam ağırlığı	3450kg
Aktif kısım ağırlığı	2000kg
Yalıtım yağın hacmi	1017lt
Üst yağ sıcaklık artışı(kalıcı durum)	57 °C

Şekil 7.24’de ısı artış deneyinden ölçülen üst yağ sıcaklığı, ölçülen oram sıcaklığının ve ölçülen üst yağ sıcaklık artışı gösterilir

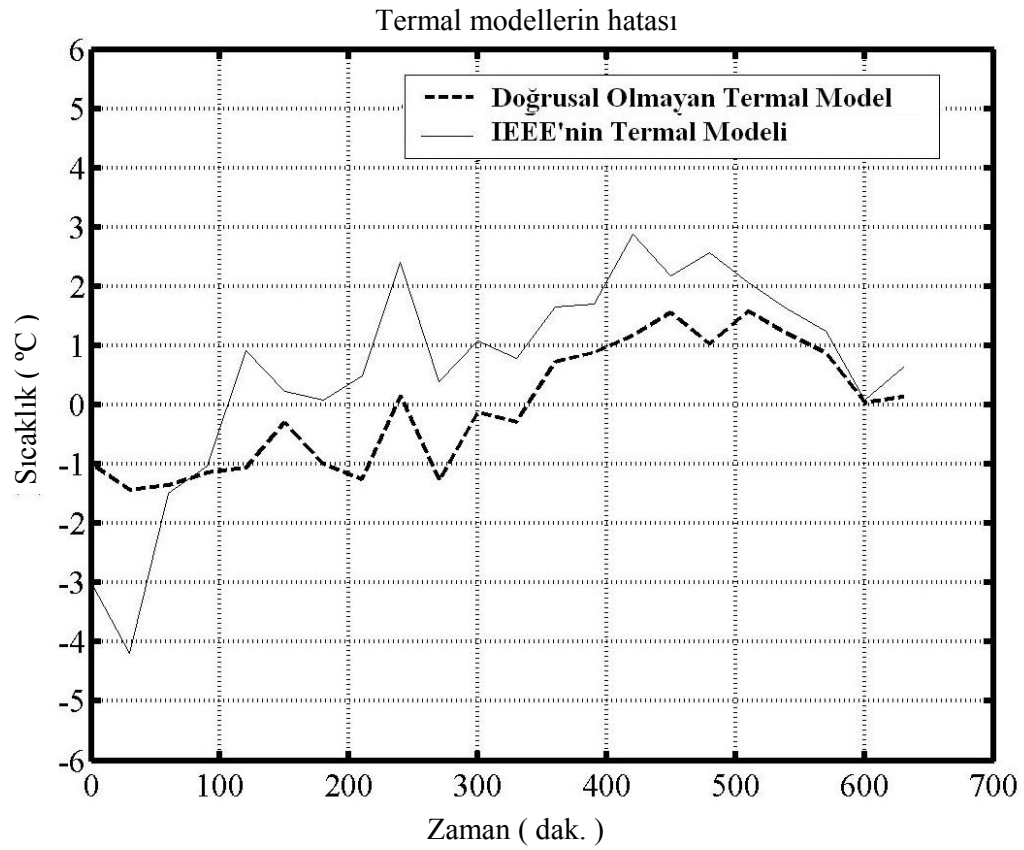


Şekil 7.24. Yedinci ısı artış deneyinin ölçüm sonuçları ve termal modeli

Şekildeki yıldızla gösterilen noktalar, ölçülen değerler ve siyah çizgi sunulan termal modelden hesaplanan değerleri göstermekte. Şekil 7.24’de görüldüğü gibi modelin sonucu ölçülen değerlere çok yakın olup ve hem dinamik ve hem kalıcı durumda model gerçek değerleri takip etmektedir.

Ölçülen değerlerin çözünübilirliği 1°C olduğundan üst yağ sıcaklık ölçümünün hatası ve ortam sıcaklığının hatası 1°C ’dir. Bunu dikkate alırsak üst yağ sıcaklık artışının ölçüm hatası en fazla 2°C ’dir.

İki farklı modelin ölçülen değere göre hataları Şekil 7.25’de gösterilmiştir.



Şekil 7.25. Yedinci ısı artış deneyinde termal modellerin ölçüme göre hatası

Bu deneyde doğrusal olmayan termal modelin en büyük hatası 1.52 °C'dir. IEEE modelinin en büyük hata miktarı 4.27 °C'dir. Doğrusal olmayan termal modelin hata karekök ortalaması 1.059 °C ve IEEE modelinin hata karekök ortalaması 1.98 °C'dir.

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

IEEE Std. C57.91-1995'nin Ek G (Annex G)'sinde sunduğu termal modelde, termal kapasitans sadece bakırdan oluşan sargılar için hesaplanmıştır. Fakat günümüzde piyasadaki mevcut transformatörlerin büyük bir kısmı Alüminyum iletkenli olup standarda ve literatürde boşluk bulunmakta. Bu çalışmada bakır ve alüminyumun termal parametrelerin dikkate alarak termal kapasitans hesabı için modellerin ve standardın boşluğunu kapatmak için bir transformatör kapasitans hesap denklemi geliştirilmiştir.

Bu geliştirme hem bakır iletken sargılı, hem alüminyum iletken sargılı hem kısmen bakır ve kısmen alüminyum iletken sargılı transformatörlerin termal kapasite hesabını kapsıyor.

Bu çalışmada transformatörlerde kullanılan madeni transformatör yalıtım yağının parametrelerinin sıcaklığa göre değişimi dikkate alınarak, transformatör üst yağ sıcaklık modelinin sıcaklığa göre değişiminin hesabı yapıp ve termal modelin eşdeğer devresinin termal direncinin doğrusal olmayan ve sıcaklıkla değişkenliğinin denklemi elde edilmiştir. Elde edilen doğrusal olmayan üst yağ termal direnç ve dikkatli termal kapasitans denklemlerin kullanarak transformatör üst yağ sıcaklık artışı için doğrusal olmayan termal model elde edilmiştir. Sunulan model doğrusal olmamasının yanında hem bakır iletken sargılı transformatörler için, hem alüminyum iletken sargılı veya kısmen bakır kısmen alüminyum iletken sargılı transformatörler için geçerlidir.

Çalışmada termal analizi için termal- elektrik benzerliği kullanılmış. Bu benzerliği kullanarak üst yağ sıcaklık modeli için bir eşdeğer termal devre elde edilmiştir. Elde edilen eşdeğer devre elektrik mühendislerinin aşına olduğu elektrik devrelere benzer olup, elektrik mühendisleri için, analizi, çözümü ve anlaşması kolaylaştırılmıştır. Bu çalışmada elektrik-termal benzerliği adım adım gösterilmiştir.

IEEE Std C57.91-1995'nin Ek G (Annex G)'sinde sunduğu termal model ve literatürde bulunan birçok çalışmada ortam sıcaklığının modeldeki etkisi göz ardı edilmiştir. Bu çalışmada ortam sıcaklığı modele dahil edilmiştir.

Sunulan modelin doğrulamak amacıyla deneysel doğrulama yöntemi seçilip deneysel çalışmalar yapılmıştır.

Deneye alınan transformatörlerin seçiminde dağıtım gücünün tamamının kapsaması, farklı iletken maddesine sahip olmasına ve çeşitli gerilim seviyelerinde dağıtım transformatörleri seçilmiş.

Seçilen güç aralığı 100kVA dan 1600 kVA ya kadar olup ve dağıtım sınıfındaki standart güçlerin hepsini kapsıyor.

Deneye alınan transformatörlerin gerilimleri 6.6 kV, 11 kV, 15 kV ve 33 kV olup. Şebekede çalışmakta olan gerilim seviyelerinin hepsini kapsıyor.

Deneye alınan transformatörler tamamen bakır sargılı, tamamen alüminyum sargılı veya kısmen alüminyum ve kısmen bakır sargılı olup tüm olasılıkları kapsıyor.

Bu çalışmada yapılan deneylerle sunulan termal model karşılaştırılmıştır. Elde edilen model ve ölçümlerin hem dinamik bölgede hem kalıcı durumda iyi örtüşümü ve hataların düşük olmasını gösterir.

Bu çalışmada mineral yalıtkanlı yağlı tip transformatörlerin termal modellemesi yapıp ve laboratuvar ortamında ısı artış deneyi uygulanarak modelin doğruluğu incelenmiş. Bu çalışmanın devamında sentetik, bitkisel yağlı ve silikon bazlı yağlı transformatörlerin termal modelleme çalışmaları yapılabilir.

Ayrıca laboratuvar ortamında değil, şebekede değişken gerilim ve yükte çalışan transformatörlerin üzerinde deneysel çalışmaların yapılmasına yol açılmıştır.

Bu çalışmada kullanılan yöntemi kullanarak, kuru tip ve gaz izoleli transformatörlerin termal modelleme çalışması yapılabilir.

KAYNAKLAR

1. Adak, S., “Enerji Sistemlerinde Harmonik Distorsiyon Azaltılması”, Doktora Tezi, *Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul, 2-8,10-3 (2003).
2. Adak, S., “Elektrik Tesislerindeki Kirlilik, Harmonikler”, *Kaynak Elektrik*, İstanbul, 162(11): 116-121 (2002).
3. Bernard, H., “Power Transformer Handbook”, *Butterworths & Co. Ltd.*, London, 145-148 (1987).
4. Bharat, H., “Principles of Transformers”, Transformers , *Mc Graw Hill*, New York, 12-36 (2005).
5. Boduroğlu, T., “Elektrik Makinaları Dersleri–Transformatörler”, *Beta BasımYayım Dağıtım A.Ş.*, İstanbul, 58-60, 295-305 (1988).
6. Bossche, A.D., Valchev, V.C., “Inductors and Transformers for Power Electronics”, *McGraw-Hill*, New York, 6-16, 37-40,42-58 (2004).
7. Cylan, H., “Elektrik Atölyesi- bobinaj”, *Yüce Yayın evleri*, İstanbul, 217-222 (1998).
8. Coltman, J.W., “The Transformer”, *Scientific American*, New York, 258(1): 86-95 (1998).
9. Çapanoğlu, N.E., “Ferit Çekirdekli Trafo Tasarımı ve Uygulaması”, Yüksek Lisans Tezi, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü* , Ankara, 6-10, 32-38 (2006).
10. Driesen, J., Olivares, J.C., “Parasitic Loss Identification Techniques For Distribution Transformer”, *15th International conference on electrical machines (ICEM)*, Belgium, 2-6 (2002).
11. Dunlap, C.H., Siefert, W.A., Austin, F.E., “Transformers, principles and applications”, *American Technical Society*, Chicago, 145-146, 255-257 (1947).
12. Fitzgerald, A.E., Kingsley, C.J., Umans, S.D., “Electric Machinery”, *McGraw-Hill*, New York, 50-58 (1990).
13. Grigsby, L.L., “Electric Power Engineering Handbook”, *CRC Press LLC, IEEE Press*, New York, 52-63 (2001).

14. John, J., Winders, J., “Power Transformers Principles and Applications”, **Marcel Dekker Inc.**, New York, 46-49 (2002).
15. İlkahraman, M., “Güç Transformatör Arızalarının İncelenmesi”, Yüksek lisans Tezi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Ankara, 18-32, (2008).
16. Kulkarni, S.V., Khaparde, S.A., “Transformer Engineering Design & Practice”, **Marcel Dekker Inc.**, New York, 42-44,137-166,184-218 (2004).
17. Martin H., Franklin, A.C., Franklin, D.P, “J&P Transformer Book”, **Butterworth-Heinemann Ltd. Co.**, Great Britain, 5-10 (1998).
18. Nasar, S.A., “Electric Machines and Transformer”, **Macmillan Publishing Company**, New York, 35-38, 52-53 (1984).
19. Iskender, I., Mamizadeh, A., “Nonlinear thermal modeling of top oil temperature rise for oil-immersed distribution transformers”, **14 th Scientific Conference on Computer Application in Electrical Engineering, ZKwE`2009**, Poznan , Poland, 227-228 (2009).
20. Iskender, I., Mamizadeh, A., “Improving Ieee Calculation Method For Thermal capacitance Of Oil-Immersed Distribution Transformers”, **5th International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering, TPE 2009** , University of the Basque Country Bilbao, Spain, 258-262 (2009).
21. Iskender, I., Mamizadeh, A., “Thermal Capacitance Calculation of Top-Oil Temperature for Power Transformers”, **International Review of Electrical Engineering (IREE)**, Naples, Italy, 4 (5): 882-886 (2009).
22. Mahmoud, S.K., “Yağlı Dağıtım Transformatörlerde Kayıpların Hesaplanması”, Yüksek lisans Tezi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Ankara, 15-45 (2008).
23. “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”, **IEEE**, Standard C57.91-1995 (1995).
24. Swift, G., Molinski, T., Lehn, W., Bray, R., “A fundamental approach to transformer thermal modeling—Part I: Theory and equivalent circuit,” **IEEE Trans. on Power Delivery**, 16 (13): 171-175 (2001).
25. Tang, W.H., Het, S., Prempain, E., Wu, Q.H., Fitch, J., “A particle swarm optimizer with passive congregation approach to thermal modeling for power transformers ” **The 2005 IEEE Congress on Evolutionary Computation**, 2745-2751 (2005).

26. Tang, W.H., Wu, Q.H., Richardson, J., "Equivalent heat circuit based power transformer thermal model," *IEE Proceedings Electric Power Applications*, Stevenage, 149(2):87-92 (2002).
27. Susa, D., Lehtonen, M., Nordman, H., "Dynamic thermal modeling of power transformers," *IEEE Trans. Power Del.*, New York, 20(1): 197-204 (2005).
28. Weigen, C., Chong, C., Yuxin, P., "Power transformer top-oil temperature model based on thermal-electric analogy theory", *European Transactions on Electrical Power, Euro. Trans. Electr. Power*, Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com) DOI: 10.1002/etep.217 (2007).
29. "IEC 60076-2 power transformer part 2 temperature rise", *IEC*, standard 60076-2 (2003).
30. Jayaram, S., Wu, H., "Heat transfer of transformer oil in Plexiglas pipe and paper-pressboard annular duct models" *Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Pittsburgh, PA USA, 541-545 (1994).
31. "General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers", *IEEE*, Standard std. C57.12.00.2006 (2007).
32. Elmoudi, A., Lehtonen, M., Hasse, N., "Thermal Model for Power Transformers Dynamic Loading", *Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Toronto, 214-217 (2006).
33. "IEC 60076-3 power transformer part 3, Dielectric tests", *IEC*, standard 60076-3 (2003).

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : MAMIZADEH, Ali
 Uyuğu : İRAN
 Doğum tarihi ve yeri : 09.04.1980 Tebriz-İRAN
 Medeni hali : Bekar
 Telefon : +90 (505) 902 05 27
 e-mail : ali.mamizadeh@gmail.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Lisans	Sahand Teknik Üniversitesi / Elk. Elkt. Müh.	2005
Lise	Dehkhoda Lisesi	2000

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2003-2007	Simcat Wire and cable Manf. Co. Tabriz –İRAN	İmalat Müd

Yabancı Dil

İngilizce, Farsça ve Azerice

Yayınlar

1. I. Iskender and A. Mamizadeh , “Nonlinear thermal modeling of top oil temperature rise for oil-immersed distribution transformers”, 14 th Scientific conference on Computer application in electrical engineering, ZKwE`2009, Poznan , Poland, Pages 227-228, 20-22 April, 2009

2. Mamizadeh, A. ; Iskender, I. “Analyzing and Comparing Thermal Models of Indoor and Outdoor Oil-Immersed Power” PowerTech, 2009 IEEE Bucharest; June 28 2009-July 2 2009 Page(s):1 – 8, Digital Object Identifier 10.1109/PTC.2009.5281988
3. I. Iskender 1 A. Mamizadeh “Improving Ieee Calculation Method For Thermal capacitance Of Oil-Immersed Distribution Transformers”, 5th International Conference on Technical and Physical Problems of Power Engineering, TPE 2009 University of the Basque Country Bilbao, Spain 3-5 September 2009
4. İres Iskender, Ali Mamizadeh, "Thermal Capacitance Calculation of Top-Oil Temperature for Power Transformers", International Review of Electrical Engineering (IREE), VOL. 4, NO. 5, Part A, Page 882-886, September – October 2009
5. İres Iskender, Ali Mamizadeh , “ Improving IEEE Calculation method for thermal capacitance of oil-immersed power transformers”, International Journal for Knowledge, Science and Technology VOL. 1, NO. 1, Pages 72-78, October 2009
6. Mamizadeh, Ali, Iskender, İres, “Evaluation of permissible loading for indoor oil-immersed distribution transformers “International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009. 5-8 Nov. 2009 , Bursa turkey. Pages: I-216-I-220
7. İres Iskender, Ali Mamizadeh “Nonlinear Thermal Modeling Of Indoor And Outdoor Oil-Immersed Power Transformers”, Journal of Electrical Engineering VOLUME 60, NO 6 2009 pages 321-327 No – December 2009