T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞAL SOĞUTMALI SİLİNDİRİK SARGILI DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN ÖMÜR HESABINDA EN SICAK NOKTA SICAKLIĞI HESABININ GELİŞTİRİLMESİ

AHMET YİĞİT ARABUL

DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK MAKİNALARI VE GÜÇ ELEKTRONİĞİ PROGRAMI

DANIŞMAN
PROF. DR. İBRAHİM ŞENOL

İSTANBUL, 2016

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞAL SOĞUTMALI SİLİNDİRİK SARGILI DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN ÖMÜR HESABINDA EN SICAK NOKTA SICAKLIĞI HESABININ GELİŞTİRİLMESİ

Ahmet Yiğit ARABUL tarafından hazırlanan tez çalışması 04.08.2016 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Prof. Dr. İbrahim ŞENOL

Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. İbrahim ŞENOL

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Doç. Dr. Nur BEKİROĞLU

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Doç. Dr. Abdulkadir BALIKÇI

Gebze Teknik Üniversitesi _____

Yrd. Doç. Dr. Hülya OBDAN

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Yrd. Doç. Dr. Derya Ahmet KOCABAŞ

İstanbul Teknik Üniversitesi _____

Bu çalışma, Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı'nın 0464.STZ.2013-2 numaralı projesi ile desteklenmiştir. Bakanlığımıza bu desteklerinden dolayı teşekkür ederiz.

ÖNSÖZ

Doktora eğitimim boyunca beni yönlendiren ve her adımda destek olan danışman hocam Sayın Prof. Dr. İbrahim ŞENOL'a,

Çalışmalarım boyunca hiçbir zaman yardımını ve dostluğunu esirgemeyen Arş. Gör. Dr. Celal Fadıl KUMRU'ya ve Arş. Gör. Dr. Ali Rıfat BOYNUEĞRİ'ye,

Eğitim hayatımın ilk günlerinden itibaren "Bir kelime öğrensen kardır" felsefesi ile bir günün bile ne kadar önemli olduğunu aklıma kazıyan ve hayat tecrübesi ile her zaman doğru yolu gösteren, canım babam Tuncer ARABUL'a,

Beni bugünlere getiren, her zaman pamuk gibi sevgisiyle saran ve iyi bir eğitim alabilmem için hiçbir fedakarlıktan kaçmayan, canım annem Zeynep ARABUL'a,

Bugün başka şehirde, belki yarın başka ülkede bulunacak ancak her zaman yanımda olacak, canım ağabeyim Mehmet Yavuz ARABUL'a,

Evlendikten sonra beni de kendi evlatları gibi gören, beni benden çok düşünmeye başlayan, çok kıymetli kayınpederim Hasan KESKİN'e ve kayınvalidem Fahriye KESKİN'e, teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Bir değil birçok kez teşekkür etmem gereken hem eşim hem de çalışma arkadaşım olan Arş. Gör. Fatma KESKİN ARABUL'a çalışmalarım boyunca göstermiş olduğu destek, sabır ve yardımları için minnettarlığımdan öte sıkıntılı her anımda yanında huzur bulup, yüzümü güldürdüğü için sonsuz teşekkürlerimi sunar, birlikte çok daha iyi çalışmalar yapmamız dileğiyle bu tezi doğum günü hediyesi olarak kabul etmesini umarım.

Birlikte San-Tez projesi yaptığımız ve daha birçok proje yapacağımızı umduğum BEST A.Ş.'ye, projenin başından sonuna yardımlarını esirgemeyen Abdullah CİCİBAŞ'a, özellikle son zamanlardaki özverisi için Oğuz Vedat KOCA'ya ve Ahmet Kerem KÖSEOĞLU nezdinde BEST A.Ş.'nin tüm AR-GE ve test personeline,

0464.STZ.2013-2 numaralı proje kapsamında mali desteklerinden ötürü, Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı'na teşekkür ederim.

Ağustos, 2016

Ahmet Yiğit ARABUL

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ viii

KISALTMA LİSTESİ x

ŞEKİL LİSTESİ xi

ÇİZELGE LİSTESİ xiv

ÖZET xv

ABSTRACT xvii

BÖLÜM 1

GİRİŞ 1

1.1 Literatür Özeti 1
1.2 Tezin Amacı 12
1.3 Hipotez 13

BÖLÜM 2

TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ 16

2.1 Transformatör İzleme Sistemi Prensipleri 16
2.1.1 Çözünmüş Gaz Analizi 17
2.1.2 Yağdaki Nem Analizi 18
2.1.3 Kısmi Deşarj İzleme 19
2.1.4 Sıcaklık İzleme 19
2.1.5 Titreşim İzleme 20
2.1.6 Akım İzleme 20
2.1.7 Buşing ve Akım Transformatörü İzleme 20
2.1.8 Hata Belirleme Yaklaşımları 21
2.1.9 Transformatör İzleme Sistemlerinden İstenenler 23
2.2 IEC Standartlarında Kullanılan En Sıcak Nokta Sıcaklığı Hesaplama Yöntemleri 25

2.2.1 Konsept Tasarım Aşamasında Yaklaşık En Sıcak Nokta Sıcaklığı Tahmini ... 27
2.2.2 Üstel Denklem Yöntemi ... 27
2.2.3 Diferansiyel Denklem ile Çözüm Yöntemi ... 30
2.2.3.1 Diferansiyel Denklemlerin Farklar Denklemlerine Dönüştürülmesi ... 31
2.3 Bağıl Yaşlanma Oranı ve Ömür Kaybı Hesabı ... 32
2.4 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneği ... 34
2.4.1 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneğinin Yapısı ... 35
2.4.2 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneği ile Yapılan Testler ... 38
2.4.2.1 Yüklenme Oranının ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi ... 39
2.4.2.2 Üst Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi ... 39
2.4.2.3 Alt Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi ... 40
2.4.2.4 Çevre Sıcaklık Değişimlerinin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi ... 40
2.4.2.5 Kademe Değiştirici Değişimlerinin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi ... 41
2.4.3 Sonuçların Değerlendirilmesi ... 42

BÖLÜM 3

BENZETİM ÇALIŞMALARI ... 43

3.1 Transformatörün Modellenmesi ... 43
3.2 Elektromanyetik Benzetim Çalışmaları ... 46

BÖLÜM 4

DENEYSEL ÇALIŞMALAR ... 50

4.1 Tranformatörün Testler için Hazırlanması ... 50
4.1.1 Fiber Optik Sıcaklık Sensörlerin Yerlerinin Belirlenmesi ... 52
4.1.2 Fiber Optik Sıcaklık Sensörlerin Montajı ... 57
4.2 Transformatör Testlerinin Yapılması ... 67
4.2.1 Transformatör Genel Testleri ... 69
4.2.2 Transformatör Kayıp Artışına Göre Isınma Testleri ... 73
4.2.2.1 Kayıp Artışı Testlerine Göre Sıcaklık Testleri Sonuçları ... 73
4.2.3 Transformatör Yüklenme Değişimlerine Göre Sıcaklık Testleri ... 82
4.2.3.1 Farklı Yüklenme Durumlarına Göre Sıcaklık Testleri Sonuçları ... 85
4.2.3.2 Termal Kamera Yardımıyla Transformatör Sıcaklıklarının İncelenmesi ... 93
4.3 ESNS Hesaplama Yönteminin İyileştirilmesi ... 105
4.3.1 x=1 ve y=1 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma ... 105
4.3.2 x=1 ve y=3 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma ... 106
4.3.3 x=5 ve y=3 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma ... 108
4.4 Ömür Kaybı Hesaplamaları ... 109

BÖLÜM 5

SONUÇLAR VE ÖNERİLER 112
KAYNAKLAR 116
EK-A
SAN-TEZ PROJE SONUÇLANDIRMA TUTANAĞI 121
EK-B
TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ TEST DÜZENEĞİ ELEKTRİKSEL BAĞLANTI ŞEMALARI 122
EK-C
TRANSFORMATÖR TESTLERİNDE KULLANILAN EKİPMANLAR 125
EK-D
MATLAB PROGRAMINDA KULLANILAN EĞRİ UYDURMA SONUCU HAZIRLANAN M-FILE DOSYASI 127
EK-E
ÖMÜR KAYBI ORANI HESAPLAMA SONUÇLARI 129
ÖZGEÇMİŞ 137

SİMGE LİSTESİ

H	En sıcak nokta faktörü
P	En sıcak nokta sıcaklığını gösteren nokta
g_r	Ortalama sargı ve ortalama yağ sıcaklıkları gradyanı
Q	Sargının karakteristiğine bağlı özgün bir değer faktörü
S	Sargılar içerisindeki soğutma sıvısı katsayısı
MVA	Megavoltamper
kV	Kilovolt
H_2	Hidrojen
CO_2	Karbon dioksit
CH_4	Metan
C_2H_6	Etan
C_2H_2	Asetilen
C_2H_4	Etilen
MHz	Mega Hertz
R_{th}	Termal direnç
I_c	Kapasitif değiştirme akımı
θ_H	En sıcak nokta sıcaklığı
θ_O	Üst yağ sıcaklığı
g	Ortalama termal gradyan
y	Sargı eksponenti katsayısı
τ	Zaman sabiti
τ_w	Belirlenen yükte sargı zaman sabiti
m_w	Sargı kütlesi
c	İletken malzemeye özgü sıcaklık
g	Belirlenen yükteki sargı ile yağ arasındaki yük faktörü eğimi
P_w	Belirlenen yükteki sargı kayıpları
P_e	Sargı eddy kayıpları
s	Belirlenen yükteki akım yoğunluğu
m_A	Nüve kütlesi
m_T	Tank kütlesi
m_O	Yağ kütlesi
C	Termal kapasite
τ_O	Ortalama yağ zaman sabiti

$\Delta\theta_{om}$	Ortam sıcaklığı üstündeki ortalama yağ sıcaklığı artışı
P	Oluşan kayıplar
K	Yük faktörü
θ_a	Çevre sıcaklığı
s	Laplace değişkeni
d/dt	Türev operatörü
D	Zaman adımı farkı
Dt	Zaman adımı
$D\theta_O$	Üst yağ sıcaklık değerinin diferansiyel ifadesi
V_n	n tane aralıktaki bağıl ömür oranı
t_n	n. Zaman aralığı
n	Her bir zaman aralığının numarası
N	Periyot süresi içindeki toplam aralık sayısı
V	Bağıl yaşlanma oranı
°C	Santigrat derece
A	Amper
mA	Miliamper
Ω	Ohm
V	Volt
r_1	Sargı iç yarıçapı
r_2	Sargı dış yarıçapı
h	Sargı yüksekliği
l	Sargı uzunluğu
N	Sarım sayısı
S	İletken kesit alanı
π	Pi sayısı
µs	Mikrosaniye
kW	Kilowatt
Dyn11	Üçgen-yıldız-nötr 330 derece bağlantı şekli
dk	Dakika

KISALTMA LİSTESİ

AG	Alçak Gerilim
ASB	Ağır Sanayi Bölgesi
AYS	Alt Yağ Sıcaklığı
BEST	Balıkesir Elektromekanik Sanayi Tesisleri A.Ş.
ESNS	En Sıcak Nokta Sıcaklığı
FBG	Fiber Bragg
FOSS	Fiber Optik Sıcaklık Sensörü
IEC	International Electrotechnical Comission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	International Organization for Standardization
KD	Kademe Değiştirici
MIT	Massachusetts Institute of Technology
OD	Oil Directed (Yönlendirilmiş Yağ)
ONAN	Oil Natural Air Natural (Doğal Yağ Doğal Hava)
ONAF	Oil Natural Air Forced (Doğal Yağ Hava Zorlamalı)
OF	Oil Forced (Yağ Zorlamalı)
ON	Oil Natural (Doğal Yağ)
SYS	Sargı Yüksek Seviyesi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TİS	Transformatör İzleme Sistemi
TÜRKAK	Türk Akreditasyon Kurumu
UHF	Ultra Yüksek Frekans
ÜYS	Üst Yağ Sıcaklığı
YAKD	Yük Altında Kademe Değiştiricisi
YG	Yüksek Gerilim
YO	Yüklenme Oranı

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 Hata belirleme yaklaşımı blok diyagramı 22
Şekil 2.2 ABB TEC izleme sistemi 23
Şekil 2.3 IEC standartları termal diyagramı [20], [21] 26
Şekil 2.4 Diferansiyel denklemler çözüm yönteminin blok diyagramı gösterimi 31
Şekil 2.5 Transformatör izleme sistemi test düzeneği 35
Şekil 2.6 Test düzeneğine montajı tamamlanmış sıcaklık sensörleri 36
Şekil 2.7 Kademe değiştirici 37
Şekil 2.8 Gaz analiz cihazı 37
Şekil 2.9 Transformatör izleme sistemi test düzeneği kontak panosu 38
Şekil 2.10 Fan grupları 38
Şekil 3.1 Benzetim çalışmasında kullanılan transformatörün plaka değerleri 44
Şekil 3.2 Test transformatörünün üç boyutlu çizimi 45
Şekil 3.3 Benzetim çalışmaları için hazırlanmış transformatör çizimi 45
Şekil 3.4 Transformatörün ana ve ağ atılmış çizimleri 46
Şekil 3.5 Geçici rejim çalışma için magnetik akı yoğunluğu dağılımı 47
Şekil 3.6 Geçici rejim çalışma için magnetik akı yoğunluğu dağılımının vektörel gösterimi 48
Şekil 3.7 Çekirdek kayıpları 49
Şekil 3.8 Benzetim çalışması sonucunda elde edilen gerilim değerleri 49
Şekil 4.1 AG sargısı yağ kanallarının gösterildiği kesit 51
Şekil 4.2 YG sargısı yağ kanallarının gösterildiği kesit 51
Şekil 4.3 Fiber optik sıcaklık sensörleri yerleştirilmiş transformatörün orta sargısının üstten görünüşü 52
Şekil 4.4 Alçak gerilim ve yüksek gerilim sargılarına yerleştirilen fiber optik sıcaklık sensörlerinin yerleri 54
Şekil 4.5 Yüksek gerilim sargısının farklı bir noktasına yerleştirilen sensörlerin yerleri 55
Şekil 4.6 FOSS'lerin montajının yapılacağı flanş bağlantılarının kazan içi ve dışı gösterimi 55
Şekil 4.7 Boyunduruğu yerleştirilmemiş transformatörün aktif kısmı 58
Şekil 4.8 Orta sargının üstten görünüşü 58
Şekil 4.9 Bir numaralı FOSS'nin yerleştirilmiş hali 59
Şekil 4.10 AG sargısındaki FOSS'lerin yerleştirilmiş hali 60
Şekil 4.11 A kesiti için FOSS yerleştirimi 60

Şekil 4.12 B kesiti için FOSS yerleştirimi 61
Şekil 4.13 Orta sargıda FOSS yerleştiriminin tamamlanmış hali 62
Şekil 4.14 Fırınlanmış aktif kısım 62
Şekil 4.15 Kazanın alt kısmındaki FOSS'ler 63
Şekil 4.16 Transformatör aktif kısmın kazana yerleştirilmesi 64
Şekil 4.17 Üst yağ FOSS montajı 65
Şekil 4.18 Radyatör üst çıkışındaki FOSS montajı 65
Şekil 4.19 Montajı tamamlanmış kademe değiştirici 66
Şekil 4.20 Transformatör kazan içinin son hali 67
Şekil 4.21 Kazan dışı sensör yerleştirimi 68
Şekil 4.22 Çevre sıcaklık sensörleri 68
Şekil 4.23 Üst yağ sıcaklık sensörü 69
Şekil 4.24 Genel testler esnasında bağlantı şekilleri 70
Şekil 4.25 YG sargısı soğuma eğrisi 72
Şekil 4.26 AG sargısı soğuma eğrisi 72
Şekil 4.27 A kesiti boyunca sıcaklık dağılımı (%80 SYS) 74
Şekil 4.28 A ve B bobinlerine ait alt ve üst yağ sıcaklıkları 75
Şekil 4.29 A ve B kesitlerinin karşılaştırılması 76
Şekil 4.30 AG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (2. yağ kanalı) 77
Şekil 4.31 AG sargısı kritik bölge sıcaklık değişimleri (1. yağ kanalı) 78
Şekil 4.32 Radyatör yağ giriş ve çıkış sıcaklıkları 79
Şekil 4.33 YG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (1. yağ kanalı) 80
Şekil 4.34 Transformatör sekonder uçların kısa devre edilmesi 83
Şekil 4.35 FOSS bağlantılarının yapılmış hali 84
Şekil 4.36 Test düzeneğinin son hali 84
Şekil 4.37 A kesiti dikey eksen boyunca sıcaklık dağılımı (%80 SYS) 85
Şekil 4.38 A ve B bobinlerine ait alt ve üst yağ sıcaklıkları 86
Şekil 4.39 A ve B kesitlerinin karşılaştırılması 87
Şekil 4.40 AG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (2. yağ kanalı) 88
Şekil 4.41 AG sargısı kritik bölge sıcaklık değişimleri (1. yağ kanalı) 89
Şekil 4.42 Radyatör yağ giriş ve çıkış sıcaklıkları 90
Şekil 4.43 YG sargısı boyunca sıcaklık değişimi 91
Şekil 4.44 %100 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü 93
Şekil 4.45 %100 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 94
Şekil 4.46 %60 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü 95
Şekil 4.47 %60 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 96
Şekil 4.48 %150 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü 97
Şekil 4.49 %150 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 98
Şekil 4.50 %30 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü 99
Şekil 4.51 %30 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 100
Şekil 4.52 %206 yük kademesi ortasında alınan termal kamera görüntüsü 101
Şekil 4.53 %206 yük kademesi ortasında AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 102
Şekil 4.54 %206 yük kademesi sonunda alınan termal kamera görüntüsü 103
Şekil 4.55 %206 yük kademesi sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları 104

Şekil 4.56 x=1 ve y=1 polinom dereceleri için eğri uydurma 106
Şekil 4.57 x=1 ve y=3 polinom dereceleri için eğri uydurma 107
Şekil 4.58 x=5 ve y=3 polinom dereceleri için eğri uydurma 108
Şekil C.1 Vanguard ATRT-01B 125
Şekil C.2 Raytech winding resistance meter WR50 125
Şekil C.3 Fluke hydra series 2 126
Şekil C.4 Fluke thermal imager 126

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 IEEE en sıcak nokta sıcaklığı modellerinin karşılaştırılması [27] 4
Çizelge 1.2 Termal modellerin karşılaştırılması..... 5
Çizelge 2.1 Gaz analiz bilgileri 17
Çizelge 2.2 IEC standartları termal diyagramındaki parametrelerin tanımları 26
Çizelge 2.3 IEC 60076-7 üstel denklemler için tavsiye edilen termal karakteristikler 27
Çizelge 2.4 Bağıl yaşlanma oranları karşılaştırması..... 33
Çizelge 2.5 Yüklenme oranının ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi 39
Çizelge 2.6 Üst Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi 40
Çizelge 2.7 Alt yağ sıcaklık değişiminin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi..... 40
Çizelge 2.8 Çevre sıcaklık değişimlerinin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi 41
Çizelge 2.9 Kademe değiştirici değişimlerinin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi 41
Çizelge 3.1 Sargı boyutları 46
Çizelge 4.1 Sargılara yerleştirilen fiber optik sıcaklık sensörlerinin yerleşimi..... 56
Çizelge 4.2 FOSS yerleştirimi 57
Çizelge 4.3 Transformatör genel bilgileri 70
Çizelge 4.4 Çevirme oranı ölçümü sonuçları 70
Çizelge 4.5 Boştaki kayıp ve boştaki akımın ölçüm sonuçları..... 71
Çizelge 4.6 Kısa devre testi sonuçları 71
Çizelge 4.7 Sargı dirençlerinin ölçüm sonuçları..... 71
Çizelge 4.8 Transformatör kayıp artışına göre sıcaklık testlerinde kayıp değişimleri . 73
Çizelge 4.9 Transformatör kayıp artışına göre sıcaklık testleri için genel bilgiler 73
Çizelge 4.10 Farklı üst yağ sıcaklık değerlerine göre ESNS değerleri 81
Çizelge 4.11 Transformatör yüklenme değişimleri 83
Çizelge 4.12 Farklı üst yağ sıcaklık değerlerine göre ESNS değerleri 92
Çizelge 4.13 ESNS ve toplam ömür kaybı hata oranları 110

ÖZET

DOĞAL SOĞUTMALI SİLİNDİRİK SARGILI DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN ÖMÜR HESABINDA EN SICAK NOKTA SICAKLIĞI HESABININ GELİŞTİRİLMESİ

Ahmet Yiğit ARABUL

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. İbrahim ŞENOL

Transformatörler enerji iletim hatlarında kullanılan en önemli ve yüksek maliyetli elemanlardan biri olup beklenen işletme ömürleri ortalama 30 senedir. Ancak, çekirdek ve sargıları barındıran aktif kısımda arızalar meydana gelmesi halinde, transformatörün tamiri ancak üretici tesislerinde gerçekleştirilebilmektedir. Dolayısıyla arızanın giderilmesi uzun sürmekte bununla birlikte sargı değişimi de gerekeceği için ekonomik olmamaktadır. Transformatörlerin, belirli parametrelerindeki değişimler çevrimiçi takip edilerek, geliştirilen algoritmalar yardımı ile ömür tahminleri gerçekleştirilebilmektedir. Bu sayede oluşabilecek arızalardan önce transformatöre müdahale edilerek ciddi ekonomik kayıpların önüne geçilebilmektedir.

Bu amaçla transformatör üreticileri tarafından birçok izleme sistemi geliştirilmiştir. Bu izleme sistemlerinin ortak yanı, transformatörün çalışması esnasında bazı parametreleri belirli zaman aralıklarında toplaması, uygun algoritmalar vasıtası ile işleyebilmesi ve transformatör ömrünü hesaplayabilmeleridir.

Transformatör ömür hesabı yapılırken en önemli parametre en sıcak nokta sıcaklığıdır. En sıcak nokta sıcaklığı, sargı üzerinde joule kayıpları ve girdap akımları neticesinde oluşan ısının ve yağ sıcaklığının bir fonksiyonu olup sargı üzerindeki en yüksek sıcaklığı

tarif etmektedir. En sıcak nokta yalıtım malzemesinin en çok zorlandığı yerdir. Bir başka deyişle transformatörlerde kullanılan doğal selüloz bazlı yalıtım malzemesinin mekanik yük taşıma kapasitesi sıcaklığın bir fonksiyonudur ve artan sıcaklık ile yük taşıma kapasitesi logaritmik olarak azalmaktadır. Bu durum International Electrotechnical Commission standartlarında "Eğer bir yalıtım malzemesinin yük taşıma kapasitesi, sıcaklığın beraberinde getirdiği yaşlanma etkileri neticesinde, başlangıçtaki yük taşıma kapasitesinin yarısına düşerse malzeme tamamen yaşlanmış ve ömrünü tamamlamıştır." şeklinde ifade edilmiştir. Yapılan testler ve gözlemler neticesinde çeşitli yalıtım malzemeleri için ampirik formüller oluşturulmuş ve standartlarda tanımlanmıştır. Dolayısıyla, en sıcak nokta sıcaklığının doğru tahmin edilebilmesi ile transformatör ömrü hesaplanabilmektedir.

Gerçekleştirilen tez çalışmasında; ilk olarak ülkemizde en çok kullanılan transformatör izleme sistemlerinden bir tanesinin çalışması detaylı olarak incelenmiştir. Bu amaçla en sıcak nokta sıcaklığı hesaplanmalarında kullanılan algoritmanın tespiti için bir deney düzeneği hazırlanmış ve farklı koşullar için testler yapılmıştır.

Tezin ikinci aşamasında ise 1,5 MVA'lık bir dağıtım transformatörüne ait detaylı çizimler hazırlanarak bu transformatörün benzetim çalışmaları ve imalatı yapılmıştır. Sonlu elemanlar analiz yöntemleri kullanılarak gerçekleştirilen benzetim çalışmaları sonucunda transformatöre ait en sıcak nokta sıcaklığının oluşabileceği kritik noktalar belirlenerek bu noktalara fiber optik sıcaklık sensörleri yerleştirilmiştir. Transformatöre ait genel testler yapıldıktan sonra; transformatörün sıcaklık değişimi, toplam kayıp ve nominal akım baz alınarak farklı yüklenme koşullarına göre incelenmiştir.

Son olarak ise, elde edilen veriler doğrultusunda test edilen transformatör için en sıcak nokta sıcaklığı ek algoritmalar ile düzeltilerek, izleme sistemlerinde kullanılan ömür kaybı hesapları iyileştirilmiştir.

Sonuç olarak gerçekleştirilen testlerde, ölçülen gerçek değerler ile transformatör izleme sistemlerinde kullanılan International Electrotechnical Commission standartlarındaki en sıcak nokta sıcaklığı hesaplama yöntemi arasında kayda değer farklar olduğu tespit edilmiştir. Bahsi geçen bu fark ömür tahmininde %50'ye ulaşan hatalara sebep olmaktadır. Geliştirilen algoritmalar ile bu oran %0,8'e kadar düşürülerek çok daha doğru ömür tahmini yapılmasına olanak sağlamıştır.

Anahtar Kelimeler: Transformatör izleme sistemi, transformatör ömür kaybı hesabı, en sıcak nokta sıcaklığı, fiber optik sıcaklık sensörü

ABSTRACT

DEVELOPMENT OF A HOT-SPOT TEMPERATURE CALCULATION FOR LIFE ESTIMATION OF A NATURAL COOLING CYLINDIRICAL WINDING DISTRIBUTION TRANSFORMERS

Ahmet Yigit ARABUL

Department of Electrical Engineering

PhD. Thesis

Adviser: Prof. Dr. Ibrahim SENOL

Transformers are one of the most important and high cost components in energy transmission with an approximately 30 years expected life time. Faults which may occur in the active part which includes the core and the windings of a transformer can only be repaired in the manufacturer's facilities. Therefore the repair time is extremely long and also the winding renewal is not cost effective. Life time estimations of transformers can be achieved with the help of developed algorithms by online tracking of the variations in specific transformer parameters.

The online monitoring of the specific parameters of the power transformers and processing these parameters using specifically developed algorithms will help the power transformer to last for the expected service life. This will also help to foresee the possible failures and take the necessary measures, thus preventing these particular failures to occur. Thus, maintenance of the transformer is done before the fault occurs by this way higher expenses prevented. For this purpose so many types of transformer monitoring systems are developed by the manufacturers. All the common points of this mentioned monitoring systems are; they store the specific transformer parameters in periodic time intervals, process them with appropriate algorithms and calculate the life time of the transformer by this way.

The hot-spot temperature is the most important parameter for the life time calculations. Hot-spot temperature; which is a function of oil temperature and the heat generated as a result of joule losses and eddy current, is the temperature of the hottest point in the windings. In the windings hot-spot is the point where the highest stress occurs. In other word mechanical load bearing capacity of natural cellulose based insulation material is a function of heat and it is logarithmically decreasing with the increasing temperature. This is defined in International Electrotechnical Commission standards as "If, the load bearing capacity of an insulation material decreases to half of the load bearing capacity of the unused insulation material, it indicates that the material is completely aged and its service life is expired".

As a result of tests and analysis several empirical formulas are defined in standards for several kinds of materials. Thus, life time of transformers can be estimated by accurate estimation of hot-spot temperature.

In this dissertation; first of all on of the most commonly used transformer monitoring system in Turkey is investigated in detail. For this purpose an experimental set up is prepared to determine the algorithm that used in hot-spot temperature calculations and several tests for several conditions are done.

In the second part drawings of a 1.5 MVA distribution transformer is prepared and also it is simulated and manufactured. Fiber optic temperature sensors are located into critical points where the hot-spot temperature can be observed according to finite element analysis. After routine tests are done, the variation of the transformer temperature is observed for several loading conditions in the tests based on total losses and nominal current values.

In the last stage; the life time calculation used in transformer monitoring systems is improved by the correction of hot-spot temperature by using additional algorithms generated from the experimental results.

As a result significant variance is determined between the values of hot-spot temperature measured from experimental results and calculated by using the algorithm in International Electrotechnical Commission standards that are commonly used in transformer monitoring systems. This mentioned variance causes an error in life time calculations up to 50%. More accurate life time calculations are done by reducing the error up to 0.8% percent with the help of developed algorithms.

Keywords: Transformer monitoring system, transformer loss of life calculation, hot-spot temperature, fiber optic temperature sensor

BÖLÜM 1

GİRİŞ

1.1 Literatür Özeti

Transformatörler, diğer elektrik makinaları ile kıyaslandığında hareketli parçasının olmaması, diğer bir ifadeyle statik bir elektrik makinası olması nedeniyle uzun süre arıza yapmadan işletmede kalabilen elektrik makinalarıdır. Günümüzde transformatörlerin kullanım alanlarının oldukça geniş olmasının yanısıra, özellikle elektriğin üretiminden son kullanıcıya iletilmesine kadar oldukça önemli bir yere sahiptir. Enerji iletim ve dağıtımında kullanılan bu transformatörlere güç transformatörleri veya dağıtım transformatörleri ismi verilmektedir. Bu transformatörlerin arızasız ve oldukça uzun bir işletme ömürüne sahip olmaları, ülkelerin enerji politikaları açısından büyük önem arz etmektedir.

Güç transformatörlerinin güvenliği ve sağlıklı çalışması, yıllardır süren bir çalışma konusudur. Bunu sağlamak için transformatörler devre dışı bırakılarak periyodik bakımları yapılmasına rağmen, enerji sürekliliğini bozacak büyük transformatör arızaları da meydana gelebilmektedir. Takvimli ya da takvimsiz bakımların maliyeti ve bazı arızaların önüne geçilememesi sebebiyle, son yıllarda transformatörleri ve ekipmanlarını izlemek amacıyla çeşitli çalışmalar yapılması zaruret halini almıştır [1], [2], [3], [4].

Kademe değiştiriciler ve buşingler üzerinde meydana gelen arızalar, transformatörlerde meydana gelen arızaların başında gelmektedir [5], [6]. Muhtemel arızaların; arıza meydana gelmeden önce veya arızadan hemen sonra belirlenmesi, transformatör ömrünü arttırıcı bir etki oluşturacaktır. Bu amaçla, transformatörlerin uzaktan

izlenebilmesi ve arıza tespiti için, transformatörler üzerine izleme sistemleri yerleştirilmektedir. Ayrıca ülkemizde enerji iletiminden sorumlu olan Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) kurumu da yeni devreye alınacak olan 50 MVA üzerindeki bütün güç transformatörleri için, izleme sistemi kullanımını zorunlu hale getirmiştir.

Transformatör izleme sistemleri (TİS'ler), genel anlamda transformatörün, ölçülen üst ve alt yağ sıcaklığı (AYS) değerlerini, alçak ve yüksek gerilim (YG) sargılarından geçen akımları, kademe bilgisini ve ısınan yağdan çıkan gazın analiz sonuçlarını kullanarak, olası arıza durumunu ve transformatörün yaşlanma bilgisini (ömrünü) veren sistemlerdir [7], [8], [9]. Bu sistemlerde asıl parametre transformatör ömrüdür. Transformatörlerden beklenen işletme ömrünün 30 yıl gibi uzun bir zaman olması, transformatörlerin ömür hesapları üzerine birçok çalışmaların ortaya çıkmasına neden olmuştur.

Bir transformatörün işletme ömrünü etkileyen başlıca parametre sıcaklıktır [10]. Sıcaklık; I^2R bakır kaybı, kaçak akılardan dolayı meydana gelen kayıplar, eddy kayıpları ve yağ hareketlerinden dolayı oluşan kayıplardan dolayı meydana gelmektedir. Harmonik akımları ve aşırı yüklenme bakır kayıplarını ve dolayısıyla sıcaklığı arttırmaktadır [11], [12], [13]. Sıcaklığın artışı yalıtım malzemesinin ömrünü azaltmakta ve sargılar arasında korozif sülfürün oluşmasına sebep olmaktadır [12], [14], [15]. İzolasyon malzemesinin ömrü sıcaklık ve zamanın bir fonksiyonudur [16]. Termal yaşlanmanın üzerine yapılan araştırmalara göre, yalıtım malzemesi üzerindeki etkileri aşağıdaki gibidir:

1. Termal yaşlanma, selülozlu yalıtımın mekaniksel gerilmesini azaltır. Onu daha kırılgan ve esnek yapar.
2. Mekaniksel hareket veya stresler oluşana kadar termal olarak yaşlanmış yalıtım, dielektrik gerilimin yüksek seviyesini korur.
3. Dielektrik kırılma için başlangıç noktası, iletken hareketinin yalıtımda tahribe sebep olduğu noktadır [17].

Bu durumda, transformatörün ömür hesabında karşımıza çıkan en önemli parametre, sargı veya yağ üzerindeki en yüksek sıcaklığı tarif eden en sıcak nokta sıcaklığıdır (ESNS'dir) [13], [18]. Bu sıcaklığın doğru hesaplanması veya tespit edilmesi

transformatörün ömrü açısından oldukça önemlidir. Ancak ESNS'nin oluştuğu noktanın bulunması oldukça zordur. ESNS'nin yerinin tespiti için iki yöntem bulunmaktadır. Bu yöntemlerden biri, sıcaklık testi esnasında standart metotları kullanarak en sıcak noktasını görüntüleyen dolaylı bir yöntemdir. Ancak bu yöntem, geçici rejimlerdeki aşırı yüklemeler esnasında hata vermektedir. Diğer yöntem ise fiber optik sıcaklık sensörleri (FOSS'ler) kullanılarak direkt olarak ESNS'nin ölçümüdür. Bu yöntem daha doğru ve güvenilirdir [19], ancak bu yöntemin maliyetinin yüksek oluşu transformatörlere uygulanabilirliğini azaltmaktadır [10]. Söz konusu dezavantajlar, ESNS'nin hesap yöntemlerini kullanarak elde edilmesini ön plana çıkartmıştır. En yaygın kullanılan ESNS hesap yöntemleri ise International Electrotechnical Comission (IEC) 60076-2, IEC 60076-7 ve Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) C57.91 standartlarında belirtilen yöntemlerdir.

IEC 60076-2 ve IEC 60076-7 standartlarında üç farklı yöntem bulunmaktadır. Bu yöntemlerden ilki ve en basit olanı, konsept tasarım aşamasında yaklaşık ESNS tahminidir [20], [21]. Şu anda TEİAŞ'a sunulan izleme sistemlerinde kullanılan algoritmanın bu metot olduğu Bölüm 2'de yapılan testler neticesinde belirlenmiştir.

"Exponential solution" olarak adlandırılan üstel denklem yöntemi ise anlık yüklemelere maruz kalan transformatörler için kullanılır. Fabrika testleri için uygun olan bu yöntem; yük faktörünün artış ve azalmasına bağlı olarak, iki farklı formül kullanmaktadır. Bu yöntemde çevre sıcaklığı sabit tutulurken, direnç ve eddy kayıp değerlerinin sıcaklıkla değişmediği varsayılır. Ani yüklemelerde kullanılmayan bu yöntemde, kullanılan yalıtım yağı tipi hesaba katılmadığından dolayı viskozite de hesaba katılmamaktadır [20].

Bir diğer yöntem ise sonlu farklar yöntemidir. Bu yöntemde, yük faktörünün ve çevre sıcaklığının değişken olabilmesi, izleme sistemleri için en uygun yöntem olduğunu göstermektedir [13], [20].

Yapılan birçok çalışmada, IEC ve IEEE standartlarında kullanılan söz konusu yaklaşımlar incelenmiş ve yapılan karşılaştırmalar neticesinde deneysel verilere en yakın sonucu IEEE Annex G modelinin verdiği gösterilmiştir [22], [23], [24], [25]. Ancak yine de IEEE ve IEC standartlarında alınan katsayılar, her transformatör için doğru sonuçlar vermemektedir. Aşırı yüklenme esnasında sargı soğutma kanallarındaki yağ sıcaklığı

yükselmesi ile üst yağ sıcaklığı (ÜYS) arasında bir zaman farkı olduğu gösterilmiştir. Bu durumda sargılardaki ESNS, IEEE standardında yer alan transformatör yüklenme kılavuzuna göre daha yüksek olduğu belirtilmiştir. Bunun sebebi ise IEEE'nin yüklenme kılavuzunda, sıcaklık ve sıvı viskozitesi ile değişen direncin ele alınmaması ve sadece sabit çevre sıcaklıkları altında düşünülmesidir [26].

Ayrıca IEEE'nin klasik modeli minimum veri ile ÜYS'yi kullanmaktadır. IEEE'nin detaylı modelinde ise daha fazla veri kullanılmakta ve klasik yönteme göre daha karmaşık bir algoritma içermektedir. Bu algoritma içerisindeki hesaplamalarda AYS değeri kullanılmaktadır [27].

IEEE'nin klasik modeli ile detaylı modelini anlatan Annex G'nin istediği veriler Çizelge 1.1'de verilmiştir.

Çizelge 1.1 IEEE en sıcak nokta sıcaklığı modellerinin karşılaştırılması [27]

IEEE Klasik Modeli	**IEEE Detaylı Modeli (Annex G)**
1. Nominal yüklenmede ÜYS artışı	1. Nominal yüklenmede ÜYS artışı
2. Nominal yüklenmede ESNS artışı	2. Nominal yüklenmede ESNS artışı
3. Nominal yüklenmede kayıp oranı	3. Nominal yüklenmedeki ortalama sargı sıcaklık artışı
4. Sargı zaman sabiti	4. Nominal yüklenmedeki AYS artışı
5. Yağ zaman sabiti	5. Test sonuçlarına göre kayıp dataları
6. Soğutma sistem tipi	6. Çekirdek ve sargı ağırlıkları
	7. Tank ağırlığı
	8. Akışkan miktarı
	9. Soğutma sistem tipi
	10. Soğutma akışkan tipi
	11. Sargı materyal tipi
	12. Sargı zaman sabiti
	13. ESNS konumu
	14. En sıcak noktasındaki eddy akım kayıpları (p.u cinsinden)

Bu yöntemlerin yanı sıra, bazı araştırmacılar, çeşitli termal testlerden elde ettikleri sonuçlara dayalı analizleri temel alarak yeni algoritmalar oluşturmuşlardır. Bu algoritmaların bir kısmı; sargıların en üstteki sıcaklık grandyanının ve yağ sirkülasyonun üzerindeki etkileri ve özel tasarlanmış transformatör sargıları düşünülerek, doğal konveksiyon ve sıcaklık değişimini tanımlamaktadır [28], [29], [30], [31]. Geleneksel ısı transfer teoremine dayalı algoritmalar üst sıcaklık termal modelini ele almaktadır [32], [33]. Algoritmaların diğer kısmı ise, sargı yalıtımının en üst kısmı ve alt yağ sıcaklıkları

arasındaki doğal konveksiyona ve sıcaklık değişimine bağlıdır. Bu algoritmaların denklemleri değişik soğutma tiplerine bağlı termal testlerle elde edilmiştir. Ayrıca bu çalışmalarda yağ viskozitesi de hesaba katılmıştır [34], [35]. Söz konusu deneysel çalışmalardan elde edilen termal modellerin karşılaştırılmış hali Çizelge 1.2'de verilmiştir [36]. Bu çizelgede "n" deney sabitini, "K" ise yük faktörünü temsil etmektedir.

Çizelge 1.2 Termal modellerin karşılaştırılması

Termal Modeller	Bağımsız Değ.	Sabitler	Giriş Değişkenleri	Çıkış Değ.
ÜYS'ye bağlı temel termal model	Zaman	n, nominal yağ sıcaklık sabiti, nominal yağ sıcaklık değişimi, kayıp oranları	Çevre sıcaklığı, yük kayıpları (ÜYS modeline göre), K, yağ viskozitesi	Yağ sıcaklığı
ESNS'ye bağlı termal model	Zaman	n, nominal sargı sabiti, ÜYS üzerindeki nominal ESNS değişimi	Yağ sıcaklığı, K, yağ sabiti, ESNS'ye göre sargı kayıpları	ESNS
Nordman Model	Zaman	n, ÜYS üzerindeki nominal sargı sabiti, nominal ESNS değişimi	Yağ sıcaklığı, K, yağ sabiti, ESNS'ye göre sargı kayıpları	ESNS
Alt sargı sıcaklığına bağlı temel termal model	Zaman	n, nominal alt sargı sıcaklığı sabiti, AYS üzerindeki nominal ESNS değişimi	Yağ sıcaklığı, K, yağ sabiti, AYS'ye göre sargı kayıpları	Alt sargı sıcaklığı
AYS'ye bağlı temel termal model	Zaman	n, nominal AYS sabiti, AYS değişimi, kayıp oranları	Çevre sıcaklığı, yük kayıpları (AYSmodeline göre), K, yağ viskozitesi	AYS
Aubin model	Zaman	n, nominal alt sargı sabiti, nominal AYS değişim sabiti	AYS, K, yağ sabiti, ESNS'ye göre Sargı kayıpları	ESNS
Pierce model	Zaman	n, nominal alt sargı sabiti, nominal AYS değişim sabiti	AYS, K, yağ sabiti, ESNS'ye göre sargı kayıpları	ESNS

Literatürde yapılan bazı çalışmaların sonucunda, standartlarda yer alan algoritmaların geçici rejimlerde doğru sonuçlar veremeyeceği belirtilmektedir. Bu çalışmalardan birinde, frekansın sabit kalıp gerilimin yükselmesi durumu incelenmiştir. Bu durum transformatörde aşırı uyarma oluşmasına neden olacaktır. Transformatörün aşırı uyarma altında çalışması, yüksüz (boşta) kayıpların ve dolayısıyla ESNS'nin artmasına

neden olacaktır. Bu durum aynı zamanda transformatörün yüklenme kapasitesini de sınırlandıracaktır. Çalışmada aşırı uyarma durumu, IEEE'nin termal modeline adapte edilerek incelenmiş ve simülasyon sonuçlarına göre aşırı uyarmanın transformatörün yalıtım ömrünü %20 azaltıcı yönde bir etki oluşturduğu tespit edilmiştir [37].

Sargı sıcaklıklarının direkt olarak ölçülebilmesi için transformatör sargılarına fiber optik sıcaklık probları yerleştirildiği bir çalışmada ise, ESNS'nin ve yerinin belirlenmesi amacı ile hesaplamalı akış dinamiği kullanılan bir termal model ve geliştirilmiştir. Deneysel sonuçlar, IEC 60076-7'de belirtilen nominal akım altındaki ESNS-ÜYS gradyanının kış aylarında en az 10°C arttırılması gerektiğini göstermiş ve kış ile yaz ayları için aynı gradyan değerinin alınamayacağını belirtmiştir [38].

Diğer bir çalışmada ise, sargılara yerleştirilen termokupllar ile sıcaklık bilgileri ölçülmüş ve Şekil 2.3'teki termal diyagramda da belirtildiği gibi kabul edilen ısı değişiminin aşağıdan yukarıya doğru lineer olmadığı belirtilmiştir [39].

Önceki çalışmalarında transformatörde farklı sıcaklık dağılımını kestirmek amacıyla genelleştirilmiş ısı iletim modeli kullanarak analitik yöntemler sunmuş olan Pradhan ve Ramu [40] ta önceki çalışmalara ek olarak homojen olmayan sargı bileşenleri ve dağıtılmış sıcaklık kaynağının etkisi ele alınarak, sargı direncindeki değişiklikleri içeren ve termal modele ampirik düzeltme faktörü olarak entegre edilen işlemler, genelleştirilmiş ısı iletim modelinde birleştirilmiştir. Böylece ESNS kestiriminin doğruluğu geliştirilmiştir. Sonuç olarak;

1. Önceki çalışmalarında yazarlar; ESNS kestirimi için bir ısı iletim modeli ve ısı iletiminin genelleştirilmiş versiyonunu sunmuşlardır. Sınır değer problemi analitik olarak sonlu integral dönüşüm metodu ile çözülmüştür.
2. ESNS değerlendirmesi için gerçek testler ve yerinde ölçüm yapılmalıdır.
3. Isı kaynağı fonksiyonu sıcaklığa bağlı ve doğrudan sargıların elektriksel ısınmaları ile alakalıdır.
4. Sunulan termal model ile ESNS yeri yüksek derecede doğrulukla tahmin edilebilir niteliktedir.

Taheri vd. [41] de çeşitli transformatör nüvelerinin tasarımının ve işletme parametrelerinin 3 fazlı dağıtım transformatörlerinde ESNS ve ÜYS üzerindeki etkisini değerlendirmek amacıyla bir yöntem sunmuşlardır. Sıcaklığı kestirmek için, öncelikle kayıplar sonlu elemanlar yöntemi ile ölçülmüş ve sonra ESNS ve ÜYS dağıtım transformatörünün termal modeli kullanılarak hesaplanmıştır. Son olarak çeşitli günlük yüklenmelere göre transformatör verimi ve nüve boyutları tartışılmıştır. Sonuç olarak çeşitli nüve tasarımı sunulmuş ve 3 boyutlu elektromanyetik analiz transformatörün çeşitli parçalarındaki toplam kayıpları saptamak için kullanılmıştır. Termal model sargı ESNS'yi hesaplamak için kullanılmış basit termal-elektrik eşdeğer devre sunulmuştur. ÜYS, ÜYS eşitliği kullanılarak hesaplanmıştır. Simülasyon sonuçları nüve boyutları arttıkça transformatör kayıplarının arttığını ve sonuç olarak ESNS ile ÜYS'nin arttığını göstermiştir. Son olarak transformatör verimliliği uyumlu tasarımlar altında hesaplanmıştır. Simülasyon sonuçları, verimin nüve boyutları arttıkça önemli bir ölçüde artmadığını göstermiştir. Buradan nüve tasarımı optimizasyonunda ESNS sınırlanabildiği görülmektedir.

Li vd. [42] de yağlı transformatörlerde ESNS ve ÜYS değerlerinin çevrimiçi izlenmesi gerektiğini vurgulamışlardır. Çalışmalarında, hata riskini minimize etmekte ve çalışma ömrünü uzatmakta her iki sıcaklık artışı da belirli aralıklarla kontrol edilmesi gerektiği fakat ESNS'yi izlemenin zor olduğu vurgulanmıştır. ÜYS artışına bağlı ESNS artışını hesaplamada yaygın olarak kullanılan yöntem GB/T15164-94 (Çin Standartı) olduğu ve IEEE C57.91'de tavsiye edildiği şekildedir. Daha sonra elektrik-termal analoji modelleri geliştirilmiş ve pratikte doğruluğu artırmışlardır. Bu çalışmada fiber optik sıcaklık problu ve termokupllu bir 5 kV, 100 kVA'lık transformatörün deneysel sonuçları sağlanmıştır. Bu çalışmada ayrıca ÜYS ve özellikle ESNS hesaplamaları için yaygın kullanılan modeller özetlenmiştir. Sonuç olarak, ÜYS kullanılarak ESNS hesaplamada kullanılan iki farklı yöntem sunulmuştur. Test edilen transformatörün sıcaklık artışı deneyinin ölçümleri ile iki yöntem karşılaştırılmıştır. Sonuçlardan açıkça görülmektedir ki, GB/T15164-94 modelinde kısa devre akımı nominal akım ile aynı olduğu zaman 13°C'ye kadar hata vermektedir. Kısa devre akımı nominal akımın üzerinde olduğunda GB/T15164-94 yöntemi daha doğrudur, fakat ESNS kestirimi gerçek değerden daha düşüktür. Sonuç olarak çalışmalar, termal model çeşitli durumlar altında ESNS sıcaklığı kestiriminde

nispeten sabit sonuçlar vermektedir. Fakat hesaplanan değeri gerçek değerden daha küçüktür. Bu da transformatörün olası bir deformasyona uğramasına neden olabilir, sonucunu göstermiştir.

Kasinathan vd. [43] te ESNS tespiti için transformatör sıcaklığının çevrimiçi izlenmesi öngörmektedir. Çalışmalarında, Fiber Bragg Grating (FBG) sıcaklık sensörünün performansı değerlendirilmiştir. Sonuç olarak, FBG bazlı sıcaklık sensörlerinin performansı ESNS tespiti için değerlendirilmiş ayrıca FBG kaplamasının materyalleri ve sensör ambalajı gösterilmiştir. Sonuç olarak; FBG'lerin dinamik cevabı, termokupl kullanılarak elde edilen sıcaklık cevabıyla neredeyse benzer olduğu fakat termokupl kullanılarak ölçülen sıcaklık elektromanyetik girişimden etkilendiği vurgulanmıştır. Bu çalışmadan, çevrimiçi sıcaklık izleme ve ESNS tespiti için FBG'lerin uygun sensörler olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Feng vd. [44] te bir güç transformatörünün nihai ömrü çalışması esnasında termal bozulmaya uğrayan yalıtım kağıdının durumu ile alakalıdır. Çalışmalarda kullanılan "Termal Model" IEC transformatör yükleme kılavuzu 60076-7'de yayınlanmıştır. Bu model sargıların işletme durumlarına ve termal parametrelerine dayalı ESNS hesaplamada ve yalıtım kağıdının yaşlanma hızını belirlemede kullanılabilir. Fakat ESNS sıcaklığı doğruluğu büyük ölçüde genellikle bilinmeyen ESNS faktöründen etkilenir. Bu çalışmada hurdaya çıkan transformatör kâğıt örnekleri kullanılmış, polimerizasyon derecesi sunulmuş ve IEC termal model ile etkin hot spot faktörleri (EHSFs), kâğıt yaşlanma mekanizmaları ve ömür boyunca nem birikim etkileri dikkate alınmıştır. Bunun bir sonucu olarak 35 hurda ünitenin ortalama etkin en sıcak nokta faktörü 2,95'tir. Bu EHSF'ler, saha benzeri transformatörlere pratik bir transformatör soğutma verimi ve yüklenebilirlik değerlendirmesi sunmaktadır. Sonuç olarak bu çalışmada IEC transformatör termal modeli kağıt yaşlanma mekanizması ve nem birikim etkisi ile birleştirilip modelin yaşlanma formülü geliştirilmiştir. En uygun data kullanılarak transformatörün termal tasarımı incelenmiştir. Ortalama değer olan 2,95 değeri orijinal olarak kabul edilen 1,3 değerinden çok yüksektir. EHSF'erin türetilmesi için çeşitli yüklenmelerde, ÜYS artışında ve sarım-yağ eğimi üzerinde hassas çalışmalar yapılmıştır. Sonuçlar göstermektedir ki, yük çeşitliliğinin EHSF'lerin türetilmesinde en büyük etkiye

sahip olmasına rağmen, türetilen değerler hala 1,3 değerinden yüksektir ve hata değeri %50 civarındadır.

Li vd. [45] te bir ODFS-334 MVA/500 kV tek fazlı oto transformatörün ESNS artışı hesaplama ve analizi için yeni bir yaklaşım sunmaktadırlar. Sunulan yöntemin fizibilitesi ve uygulanabilirliği için sayısal sonuçlar deneysel çalışmalar ile karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak, kaçak kayıpların düzensiz dağılımı ve yüzey ortalama konveksiyon ısı transfer katsayıları ele alınmış ve hesaplanmıştır. Sonuçlar deney sonuçları ile karşılaştırılmış ve yaklaşım doğrulanmıştır.

Kaçak akılardan dolayı meydana gelen kayıplar, sonlu elemanlar yöntemi ile hesaplanmış, termal akışkan coupling analizleri ortalama yüzey konveksiyon ısı katsayısı hesaplanarak etkinleştirilmiştir.

Çalışmada hesaplamalı akışkanlar dinamiği modeli kurulmuş, bu modelde, sargılar, sıkıştırma plakaları, boyunduruk kelepçeleri, nüve, bağlantı plakaları, tank, manyetik kalkan ve birçok yalıtkan silindirler gösterilmiştir. Hesaplamayı basitleştirmek için tüm transformatörün yarısı modellenmiştir. Sonlu elemanlar yöntemi kullanılarak hesaplanan model sargıları, yapısal parçaları, nüveyi ve manyetik kalkanı içermektedir. Manyetik alan analizinde kaçak akıları hesaplamak için T-Ω metodu kullanılmıştır.

Tanktaki kayıplar, tank duvarında yoğunlaşmıştır. Boyunduruk kelepçelerindeki kayıplar sargıların üstünde (ya da altında) yoğunlaşmıştır. Kaçak kayıplar üzerindeki ölçülen ve hesaplanan arasındaki maximum hata %9,4'tür.

ESNS; tank duvarında, sargı merkezinin yanında bulunmuştur, boyunduruk kelepçelerinde, ESNS sargıların üstündeyken; (ya da altındayken) ortam sıcaklığı 30°C'ye ayarlanmış ve maximum hata (hesaplanan ve test edilen arasındaki) %10'dan küçük olarak saptanmıştır.

Kweon vd. [46] da bir güç transformatörünün mineral yağ ve doğal ester ile doldurulduğundaki ESNS'yi incelemişlerdir. 154 kV, 15 MVA'lık mineral yağ ile dolu olan transformatöre 14 adet FOSS yerleştirilmiş ve ESNS ısı testleri yapılarak ölçülmüştür. Transformatör daha sonra doğal ester ile doldurularak ESNS ölçülmüştür. Nominal güç için transformatör mineral yağ ile dolu olduğunda ESNS 105,9°C iken, doğal ester ile doldurulduğunda ESNS 129,4°C olarak ölçülmüştür. ESNS transformatör doğal ester ile

dolu iken 23,5°C artmıştır. Bu çalışma FOSS'ler ile ölçülen ESNS McShane vd. [47] de oluşturulan doğal esterdeki ömür eğrisine uygulamıştır. Termal olarak geliştirilen Kraft kağıdının doğal esterdeki ömür eğrisi, IEEE standartlarına göre mineral yağdaki ile karşılaştırılmıştır. Doğal esterli transformatörün ömrü, mineral yağlı transformatör ömrü ile benzerlik göstermiştir. Bunun yanında, doğal esterli transformatör, soğutma pompasının kapasitesinin ya da radyatör yüzey alanının artırılmasına ihtiyaç duymamakta olup, yük azaltılarak mineral yağlı transformatör ile benzer ömre sahip olacaktır.

ÜYS termokupllar ile ölçülmüştür. Sonuçta; ÜYS nominal güçte transformatör mineral yağ ile dolu olduğunda 69°C iken, doğal ester ile dolu olduğunda 75,1°C'dir. ÜYS doğal ester ile doluyken, mineral yağ ile dolu olmasıyla karşılaştırıldığında 6,1°C artmıştır. Mineral yağ ile doluyken ortalama sargı sıcaklığı nominal güçte YG sargısında 58,1°C iken alçak gerilim (AG) sargısında 57,3°C'dir. Doğal ester ile dolu olduğunda ortalama sargı sıcaklığı nominal güçte YG sargısında 63°C iken, AG sargısında 67,2°C'dir. Bunlar; transformatör doğal ester ile dolu olduğunda mineral yağ ile dolu olmasına göre YG sargı sıcaklığı 4,9°C, AG sargı sıcaklığı 9,9°C daha fazla olduğunu göstermiştir.

Susa vd. [48] de 2500 kVA'lık ONAN dağıtım transformatörüne kapsamlı bir test uygulamışlardır. ESNS ve ÜYS eğrisinin transformatör yapısına bağlı olduğunu göstermişlerdir. Yazarların daha önceki harici soğutmalı transformatörler ile ilgili olan çalışmalarında tanımlanan ve doğrulanan üst yağ zaman sabiti formülü, temel tasarım değişiklikleri dikkate alınarak yenilenmiştir. Sonuçlar termokupl ölçümleri ve farklı yük akımları testleri ile doğrulanmıştır. ESNS, IEEE standartlarındaki Annex G ile kestirilmiş ve ayrıca ölçülen değerler ile karşılaştırılmıştır.

Testlerde 28 adet termokupl kullanılmıştır. Bunların 9 tanesi AG sargısına, 6 tanesi YG sargısına yerleştirilmiş olup, geri kalanlar transformatörün çeşitli yerlerine yerleştirilmiştir. Bu testlerin yanı sıra sabit ve değişken yük akımları için testler yapılmıştır.

Test programı boyunca, transformatörün hem üst hem alt seviyelerinden alınan ölçümler ile elde edilen yağ sıcaklığı eğiminin çok yüksek olduğu gözlenmiştir. Bu eğimler, transformatör içindeki yağ akışının, aynı özelliklere sahip harici soğutmalı

transformatöre göre daha karmaşık ve gelişigüzel olması ile açıklanmıştır. Harici soğutmasız dağıtım transformatörü için ESNS ve ÜYS'yi hesaplamak amacıyla bir termal model önerilmiştir. Bu model ısı transfer teorisi, lumped kapasite metodu uygulaması, termal elektriksel analoji ve nonlineer termal direnç tanımına dayalıdır. Anahtar faktör, bu modelin yağ viskozitesi ve sargı direncini dikkate almasıdır.

ÜYS gecikmesi kaydedilmiş fakat termal modelde, modelin mümkün olduğunca basit kalması açısından dikkate alınmamıştır.

Zhang vd. [49] da güç transformatörlerinin yalıtımlarının, yüksek sıcaklık altında çalışmadan etkilendiği ve sargı ESNS'sinin transformatör yükünün ana kısıtlayıcı faktörü olduğunu söylemişlerdir. Bu nedenle sargı ESNS'sini doğru bir şekilde ölçülmesi önemlidir. Bu çalışmada FBG sıcaklık sensörleri kullanılarak çevrimiçi sıcaklık izleme metodu sunulmuştur. FBG sıcaklık sensörleri uygulamalarında, elektromanyetik girişim önlenmeli ve transformatörün doğrudan sıcaklık ölçümü gerçekleştirilmelidir. Sistem, 110 kV yağlı güç transformatörüne kurulmuş olup, transformatör 10 ay boyunca çalıştırılmış, ölçülen sıcaklık verilerinin kararlı ve doğru olduğu saptanmıştır. Burada; verilere göre transformatör ömür kaybının doğru kestirimi, ESNS ve ölçüm zamanının devamlı entegrasyonu ile yapılmış ve ömür hesabı yapılırken IEC 600076-7 standartlarındaki yöntem kullanılmıştır.

Wang vd. [50] de farklı çalışma şartlarında ESNS noktasının yeri belirlenmesindeki, ısıl analizler ANSYS yazılımını kullanarak gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmada pek çok farklı sıcaklık sensörleri incelenmiş ve bu sensörlerin avantaj ve dezavantajları sunulmuştur. Benzetim çalışmaları analizlerine karşın, ESNS genel yeri belirlenmiş ve sensör daha doğru yere yerleştirilmiştir. Ayrıca, transformatör sargısının çevrimiçi ölçümü gerçek sonuçlara daha da yaklaşmıştır. ESNS noktasının yeri genel olarak YG sargısının üst kısmına yakın ve sargı yükseklik boyunun 1/5 oranında aşağı kısımdadır.

Sonuçta; bu konudaki literatürdeki çalışmalara bakıldığında açıkça görülen, mevcut yöntemlerin transformatörlerin ömür hesabını detaylı olarak veremediğidir. Bu bağlamda, bu tez çalışmasında kullanılan ömür hesabında detaylı analizler gerçekleştirilerek gerçek bir dağıtım transformatörüne ait ek bir algoritma gerçekleştirilmiştir. Sonuçta; transformatör üretiminde ve izlemesinde kullanılan

standartlardan daha doğru sonuçlar elde edebileceğimiz ek algoritmalar ile transformatörlerin, ömür hesaplarının daha doğru sonuçlar verecek hale getirilmesi ve bir başka deyişle, ömürlerinin uzatılması sağlanacaktır.

1.2 Tezin Amacı

Bu çalışma ile,

- 1,5 MVA'lık bir dağıtım transformatörünün üç boyutlu detaylı çizimi yapılarak elektromanyetik benzetim çalışmaları sonucunda sıcaklık değişimlerinin önemli olacağı noktaların belirlenmesi ile bu kritik noktalara FOSS yerleştiriminin yapılması,
- Farklı yüklenme durumlarında transformatör içindeki sıcaklık değişimlerinin incelenmesi, ESNS değerinin ve yerinin belirlenmesi,
- TİS'de kullanılan ESNS ve ömür kaybı hesaplama yöntemlerinden daha doğru sonuçlar veren ek algoritmalar oluşturulması,
- Yurtdışından yaklaşık 26.000 Euro gibi yüksek bir bedelle ithal edilen TİS'in; yurtiçinde yapılabilmesi için gerekli olan ilk adımın, matematiksel algoritmanın; mevcut sistemlerden daha doğru sonuçlar sunan ek algoritmalar kullanılarak, geliştirilmesi, amaçlanmıştır.

Ayrıca, ülkemizde TEİAŞ tarafından sipariş edilen, 50 MVA/154 kV üzerinde nominal güce ve gerilime sahip transformatörlerde, izleme sisteminin bulundurulmasının zorunlu hale getirilmesinden; TEİAŞ'a güç transformatörleri üreten üç büyük üretici olan ABB, ALSTOM ve BEST firmaları çeşitli ithal izleme sistemlerini bu transformatörlere adapte etmişlerdir. Bu firmalar içerisinde çok geniş yurtdışı ARGE desteğine sahip olan ABB ve ALSTOM firmaları uzun yıllar önce geliştirdikleri ve firmalarının isimlerini taşıyan izleme sistemlerini TEİAŞ için uyarlamışlardır. BEST firması ise yüksek maliyetler ile ABB ve ALSTOM tarafından geliştirilen izleme sistemlerini kullanmak zorunda kalmış, zorlu piyasa şartlarında rakiplerine karşı rekabet gücü zayıflamıştır. Sonuç olarak; bu tez çalışması ile San-Tez proje ortağı firma Balıkesir Elektromekanik Sanayi Tesisleri A.Ş. (BEST A.Ş.)'nin, yurtdışı menşeili ABB ve ALSTOM gibi rakiplerine karşı, kendi transformatörleri için izleme sistemi geliştirmesinde ilk adım olarak; bir dağıtım transformatörüne ait, standartlara göre

daha doğru sonuçlar sunan ESNS hesaplama yöntemi ile ömür kaybı hesaplama yöntemlerinin geliştirilmesi, hedeflenmiştir.

1.3 Hipotez

Gerçekleştirilen çalışmanın farklı açılardan literatüre yeni katkıları bulunmaktadır. Bu katkılar şu şekilde özetlenebilir:

- Bu tez çalışmasının literatürdeki çalışmalara göre bir farkı da literatürde genellikle prototip transformatörler üzerine yüzeysel çalışmalar yapılırken, bu tez çalışmasında firmada tasarladığım ve üretimi yapılan 1,5 MVA'lık gerçek bir transformatör üzerinde çalışmalar yapılmıştır.
- Literatürdeki çalışmalarda yapılan benzetim çalışmalarında kullanılan çizimlerin çok basit olduğu görülmektedir. Bu tez çalışmasında transformatöre ait üç boyutlu birebir çizimi hazırlanmış ve imalatı bu çizimler kullanılarak yapılmıştır. Bu çizimler, yapılacak analizlerin süresi ile kullanılacak bilgisayarların yeterliliği düşünülerek optimum çalışma koşullarına göre revize edilmiştir.
- Literatürde yapılan çalışmalarda kullanılan sıcaklık sensörlerine göre daha hassas ölçüm yapan FOSS'ler kullanılmıştır. Testlerde kullanılan FOSS'lerin doğruluk oranı ± 1°C ve cevaplama süresi 500 ms'dir.
- FOSS'ler genellikle büyük güçlü güç transformatörlerinde kullanılmaktadır. Bu çalışma ile dağıtım transformatörlerinde daha önce kullanılmayan FOSS'lerin kullanımında öncü olunmuştur. Ülkemizin en büyük ve tamamen yerli transformatör üreticisi firma olan BEST A.Ş'ye bu konuda büyük bir tecrübe kazandırılmasının yanında alınan dağıtım transformatörü siparişlerinde FOSS yerleştiriminin istenmesi ile yeni bir iş kalemi oluşturulacaktır.
- Elde edilen sonuçlar ile TİS'de ESNS hesaplamalarında kullanılan yöntemler karşılaştırılarak bu transformatör için daha doğru sonuç veren ek ESNS algoritmaları oluşturulmuştur. Elde edilen ek algoritmalar ile ESNS hesaplama yönteminde iyileştirme yapılmıştır. TİS'de kullanılan standart ESNS hesaplama yöntemi ile bulunan ESNS değerleri ile gerçek ESNS değerleri arasında %9,13'lük hata oranı bulunmaktadır. Bu hata oranının düşürülmesi için basit, orta ve karmaşık olmak

üzere üç farklı ek ESNS algoritması oluşturulmuştur. TİS'de kullanılan IEC standartlarındaki ömür kaybı hesaplama yöntemi kullanıldığındaki hata oranı hesaplanarak geliştirilecek algoritmalar ile bu oranın düşürülüp, daha doğru ömür tahmini yapılmasına olanak sağlamıştır.

- TİS'lerde kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinde FOSS'lere göre hata payı daha yüksek olduğundan ve sensörlerin yerleştirileceği konumlardaki hatalar da düşünüldüğünde ömür kaybındaki %50'lik hata oranı standart olarak konulan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan veriler kullanıldığı takdirde daha da artacağı öngörülmektedir.

Kapsam olarak benzetim, optimum boyutlandırma ve deneysel çalışmaları içeren tez çalışmasının geri kalan kısımlarının düzeni şu şekildedir:

Bölüm 2'de TİS'ler hakkında genel bilgiler verilmiş, IEC standartlarında yer alan ESNS hesaplama yöntemleri açıklanmıştır. Ayrıca bu bölümde Türkiye'de en çok kullanılan TİS'lerden birinin detaylı incelemesinin yapılarak kullandığı algoritmanın çıkartılması için test düzeneği kurulmuş ve farklı senaryolara göre alınan sonuçlar ile yapılan incelemelerin sonucu bu bölümde sunulmuştur.

Bölüm 3'te incelenecek olan transformatöre ait detaylı çizimler gerçekleştirilmiştir. İmalat için hazırlanmış detaylı çizimler benzetim çalışmalarında kullanılacak şekilde revize edilmiş ve sonlu elemanlar yöntemi kullanılarak elektromanyetik benzetim çalışmaları yapılmıştır.

Bölüm 4'te imalatı yapılmış transformatörün sargı içlerine yerleştirilecek olan FOSS'ler ile kazan içine yerleştirilecek olan FOSS'lerin detaylı gösterimi yapılmış ve montaj aşamaları gösterilmiştir. Ayrıca bu bölümde transformatöre ait genel testlerin yanı sıra, farklı yüklenme durumlarına göre testler yapılmış ve sıcaklık değişim sonuçları verilerek incelemeler yapılmıştır. Testlerde alınan veriler kullanılarak TİS'de kullanılan standart ESNS hesaplama yöntemi FOSS'lerden alınan gerçek ESNS değerleri ile kıyaslanmıştır. Veriler MATLAB programında eğri uydurma yöntemi kullanılarak sonuçların iyileştirilmesi sağlanmıştır. Elde edilen ek algoritma sayesinde hata payı %9,2'den %2,4 seviyelerine kadar düşürülerek ESNS değerleri hesaplanmıştır. Son olarak ESNS değerleri kullanılarak testleri yapılan transformatöre ait ömür kaybı hesabı IEC 60076-7

standartları kullanılarak yapılmıştır. Bu hesaplamalarda TİS'lerde kullanılan standart ESNS hesaplama yöntemi kullanıldığında %50'lik hata payı oluşmaktadır. İyileştirme için basit, orta ve karmaşık olmak üzere üç adet algoritma geliştirilmiştir. Geliştirilen algoritmalar kullanılarak hesaplanan yeni ESNS değerleri ile ömür kaybı hesaplamaları sonuçlarına göre sırasıyla %26, %2,1 ve %0,8'lik hata payına sahip sonuçlar elde edilmiştir.

Bölüm 5'te yapılan testler sonucunda elde edilen sonuçlar, hesaplamalar sonucu elde edilen veriler incelenmiş, gelecekte yapılabilecek çalışmalar hakkında öneriler sunulmuştur.

Sonuçta çalışmaların bir kısmı Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı'nın desteklediği "0464.STZ.2013-2" numaralı, "Yerli Bir Güç Transformatörleri İzleme Sistemi Geliştirilmesi ve Uygulaması" isimli ve 626.984,29 TL bütçeli San-Tez projesinin başarılı bir şekilde gerçekleştirilmesinde kullanılmıştır. Ek-A'da projenin başarılı sonuçlandığına dair üniversitemize yollanmış belge verilmiştir.

BÖLÜM 2

TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ

Güç transformatörlerinin belirli parametrelerindeki değişimlerin çevrimiçi takip edilebilmesi, bu verilerin ömür tahmininin gerçekleştirilmesi için geliştirilen algoritmalar ile işlenebilmesi ve oluşabilecek arızaların önceden tahmin edilebilmesi, olası arızadan önce müdahale edilebilmesine ve ciddi ekonomik kayıpların önüne geçilebilmesine olanak sağlayacaktır.

Bu amaçla birçok izleme sistemi geliştirilmiştir. Bu izleme sistemlerinin ortak yanı, transformatörün çalışması esnasında bazı parametreleri belirli zaman aralıklarında toplaması, uygun algoritmalar vasıtası ile işleyebilmesi ve transformatör kalan işletme ömrünü tahmini olarak hesaplayabilmeleridir. Geliştirilen sistemlerde transformatör ömrü, transformatörün en sıcak olduğu noktadaki sıcaklığı temsil eden ESNS'yi kullanarak hesaplanmaktadır.

Bu bölümde ilk olarak Transformatör İzleme Sistemleri (TİS) hakkında genel bir bilgi verilerek, ne tür izlemeler yapılabildiği hakkında bilgi verilecektir. Daha sonra ise standartlarda kullanılan ESNS hesaplama yöntemleri gösterilecektir. Bölüm sonunda ise Türkiye'de şu an için en çok kullanılan TİS'den biri ile hazırlanmış TİS Test Düzeneği ile ESNS farklı sıcaklık noktalarındaki değişimler için test edilerek detaylı incelemesi yapılmıştır.

2.1 Transformatör İzleme Sistemi Prensipleri

TİS'ler; kullanılan cihazlar ve bunların gösterdikleri hatalar, farklı hata tiplerinin sonucuna göre işlem yapan bir sistem, sistem tanımlayıcı ve hata bulucu olarak çalışabilen bir yapay zeka kullanmaktadır. Bunlardan cihazlarda oluşan hatalar,

transformatör üzerine yerleştirilen sensörler kullanılarak elde edilir. Diğer durumlarda ise transformatörden toplanan bilgiler ana bilgisayardaki yazılımlarda işlenip kullanıcıya sonuçları sunulmaktadır.

Farklı donanımlar kullanılarak transformatör üzerinde farklı izlemeler yapılabilmektedir. Bunları şu şekilde sıralayabiliriz:

1. Çözünmüş gaz analizi
2. Yağdaki nem analizi
3. Kısmi deşarj izleme
4. Sıcaklık izleme
5. Titreşim izleme
6. Akım izleme
7. Buşing ve akım transformatörü izleme
8. Yükte kademe değiştirici izleme

2.1.1 Çözünmüş Gaz Analizi

Bu yöntem en çok kullanılan ve en popüler tekniklerden birisidir. Transformatörlerde meydana gelen birçok hatanın sonucunda gaz oluşumu meydana gelmektedir. Oluşan bu gazların çeşitleri ve miktarları oluşan veya oluşabilecek hatalar hakkında bilgi vermektedir. Genel olarak kabul edilen gaz analiz bilgileri Çizelge 2.1'de gösterilmektedir [51].

Çizelge 2.1 Gaz analiz bilgileri

Oluşan Gaz Adı	Sembolü	Meydana Gelen Arıza
Hidrojen	H_2	Korona
Karbon monoksit ve Karbon dioksit	CO_2	Kağıt yalıtım arızası
Metan ve Etan	CH_4 ve C_2H_6	Düşük sıcaklık yağ arızası
Asetilen	C_2H_2	Ark oluşumu
Etilen	C_2H_4	Yüksek sıcaklık yağ arızası

Örnek olarak, asetilen oranının etilen oranını aşması transformatörde ark oluşumunu işaret etmekte olduğu gibi birçok farklı oran ile analiz yapmak mümkündür. Daha etkili ve derin bir analiz için farklı incelemeler de mümkündür. Fakat bu oranlar ile analiz hem çok fazla çeşitte olabilmekte hem de çok karmaşık yapıya sahip olabilmektedir.

Yağ içerisindeki çözünmüş gaz oranına bağlı olarak transformatörlerde oluşan düşük veya yüksek enerjili arızalar hakkında tahminlerde bulunulabilir. Ayrıca, arızanın metalik yüzeylerde mi yoksa yalıtım malzemelerinde mi oluşmuş olabileceği hakkında da bilgi edinilebilir. Bu yüzden yağ içerisindeki çözünmüş gaz oranlarının belirlenmesi bir izleme sisteminin en önemli parçalarından biridir. Ancak, çözünmüş gaz oranlarının belirlenmesi transformatör ömrünün tahmin edilmesinde çok faydalı değildir. Örneğin, yüksek kaçak akılara maruz kalan ve uygun manyetik ekranlama elemanları ile donatılmamış bir transformatör kazan duvarında sıcaklılar 140 derecenin üzerine çıkabilir ve çözünmüş gaz değerlerinde ani artışa sebep olabilir. Bu durum transformatör ömrünü olumsuz etkileyecek bir durum değildir ve transformatörün kalan ömrü üzerine etkisi ile ilgili bir öngörü yapabilmek hemen hemen olanaksızdır. Çözünmüş gaz değerlerinin çevrimiçi izlenmesi bir izleme sisteminin önemli bir parçasıdır ancak ömür tahmininde kullanılabilecek güvenilir matematiksel modeller henüz oluşturulamamıştır.

2.1.2 Yağdaki Nem Analizi

Transformatörün yağında su bulunması transformatörün sağlıklı çalışmadığının bir göstergesi olduğundan yağdaki nem transformatörün ömrü için önemli bir olgudur. Transformatörün yalıtımı için kullanılan selülozun azalması su oluşumuna sebep olmaktadır.

Yağda meydana gelen su aynı zamanda transformatör yalıtım malzemesi olarak kullanılan mineral yağın kötüleştiği anlamına da gelmektedir. Yağda oluşan deformasyon, dielektrik yağ sabitinin düşmesine, yağın delinme dayanımının düşmesine ve sonunda da atlamalara ve transformatör arızalarına sebep olacaktır.

Transformatör içerisindeki su döngüsü oldukça karmaşık bir işlemdir ve transformatör sağlığı hakkında birçok ipucu verebilmektedir. Su döngüsünün ölçümü için genellikle üst, alt yağ sıcaklıkları ve yüklenme bilgisi kullanılmaktadır.

2.1.3 Kısmi Deşarj İzleme

Elektrik sistemlerinde hataları bulmada en etkili yöntemlerden biri kısmi deşarj ölçümüdür. İzolasyondaki zayıflama ile birlikte bölgesel deşarjlar meydana gelmektedir. Dielektrik arızalarının birçoğu, ciddi boyutta elektriksel arıza vermeden önce kısmi deşarja uğramaktadır.

Pek çok kısmi deşarj, yalıtım malzemesi arasında bulunan boşluk ve çatlaklar, yağda kirlenme veya yalıtım üzerindeki yüksek basınç nedeniyle oluşmaktadır.

Kısmi deşarjın saptanmasında UHF (ultra yüksek frekans) sensörler kullanılmaktadır. Bu sensörler tarafından kısmi deşarj oluşurken ortaya çıkan 300 ile 1500 MHz arasındaki frekanslar tespit edilmektedir. Bu sensörlerin en büyük avantajı, yalıtımda bulunan zayıflamanın tam yerini tespit edebilmeleridir.

2.1.4 Sıcaklık İzleme

Bir transformatörün harici olarak izlenmesinin en basit ve en etkili yolu sıcaklık sensörleri kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir. Sıcaklıktaki anormallikler çoğu zaman transformatördeki arızalar sonucu meydana gelmektedir. Bu nedenle transformatörün ESNS'nin, ana tank sıcaklığının ve tankın alt kısmındaki sıcaklığının ölçülmesi gerekmektedir.

Çevrimiçi sıcaklık izlemesi yapılabilmesi için transformatör üzerine termokupullar yerleştirilir. Bu sensörler transformatörün farklı bölgelerine yerleştirildiğinden iç durumu hakkında da bilgi alınmasına olanak sağlamaktadır.

Yağ ve sargı sıcaklıklarının ölçülmesi ise genellikle sensörlerden alınan değerlerin matematiksel modellerde kullanılması sonucu tahmin edilmektedir. Ana tank sıcaklığı, ESNS ve çevre sıcaklığı parametreleri kullanılarak inşa edilen modeller yardımıyla dolaylı yollardan yağ ve sargı sıcaklıkları hesaplanmaya çalışılır.

2.1.5 Titreşim İzleme

Bundan önceki yöntemler bobinlerin etrafındaki elektriksel yalıtımda meydana gelen hataları bulmaya yönelik iken bu yöntem bobindeki mekanik arızaları saptamak için kullanılmaktadır.

Bobinlerin üzerindeki kağıttan yalıtım yaşlanma ile birlikte küçülmekte ve oluşan bu küçülme de sıkma kuvvetinin gevşemesine neden olmaktadır. Eğer bobinler yeniden sıkılmaz ve gevşeme problemi ortadan kaldırılmazsa, gevşeyen sıkma kuvveti sipirler arasında kısa devreye neden olabilmektedir. Bu kısa devreler ölümcül bir arızaya sebebiyet verebileceğinden dikkatli bir şekilde izlenmesi gereklidir. Yapılan araştırmalar sipir kısa devrelerinden oluşan transformatör arızalarının %70-%80 arasında bir oranda olduğunu göstermektedir [52].

Titreşim izleme ile birlikte gevşemelere bağlı titreşimler saptanabilmekte ve sipir kısa devrelerin önüne geçilebilmektedir.

2.1.6 Akım İzleme

Daha önceki yöntemlerin tersine YG, AG ve tersiyer sargı akımlarının izlenmesi oldukça eski bir metottur. YG, AG ve tersiyer sargıların akımlarını izleyerek transformatörde oluşan herhangi bir dengesizlik saptanabilmektedir.

Buna ek olarak fanlardan ve pompalardan geçen akımlar da bu ünitelerin sağlıklı çalışıp çalışmadığı hakkında bilgi vermektedir.

2.1.7 Buşing ve Akım Transformatörü İzleme

Transformatörlerin ömürlerini olumsuz etkileyen en önemli faktörlerden biri de üzerinde bulunan ekipmanların arızalanmalarıdır. Bu ekipmanlar buşingler, yük altında kademe değiştiriciler veya soğutma sistemleridir. İzolasyon sistemlerinden kaynaklanan hatalar %20 civarındayken, transformatör üzerinde bulunan cihazların arızalanmalarından kaynaklanan hatalar %50 oranındadır. Ayrıca transformatörlerin %70'inin problemli buşinglere sahip olduğu düşünüldüğünde buşinglerin izlenmesinin önemi ortaya çıkmaktadır [52].

Transformatör bobinlerinin etrafında bulunan yalıtım gibi benzer şekilde transformatör buşinglerini ve akım transformatörlerini de saran folyo ve yağlı yalıtım malzemeleri vardır. Bu sistemdeki herhangi bir bozulma kapasitans ve şarj akımlarının değişimine neden olduğundan, buşinglerin sağlıklı bir şekilde çalışıp çalışmadığını izleyen sensörler geliştirilmiştir.

Yükte kademe değiştiricileri izleme: Buşing ve KD gibi yük altında kademe değiştiricinin (YAKD) izlenmesi de önem teşkil etmektedir. Aşırı ısınmış YAKD pek çok probleme sebebiyet verebilir. YAKD'deki aşınma transformatör tankındaki yağ ile YAKD'deki yağın arasındaki ısınma farkından izlenebilmektedir. Yalnızca YAKD için de bulunan yağın izlenmesi bu açıdan yetersiz olacağından, bir izleme sistemi yukarıda adı geçen tüm donanımı kullanarak sensörlerinden veri alır ve birtakım kurallara dayalı uyarılar oluşturur.

2.1.8 Hata Belirleme Yaklaşımları

Hata belirleme yaklaşımı konusunda uygulanmakta olan, analitik yöntem ve yapay zeka yöntemi olmak üzere iki temel yöntem vardır. Analitik yöntemde modeller kullanılmaktayken, yapay zeka yönteminde yapay sinir ağları (Neural Network) ve bulanık mantık (Fuzzy Logic) yapay zeka yöntemleri kullanılmaktadır.

Analitik yöntemde sistem modeli, matematiksel olarak lineer ya da nonlineer sistem teorisi kullanılarak geliştirilmektedir. Model, sistemde yer alan elektriksel, mekaniksel ya da hibrid dinamikleri temsil etmektedir.

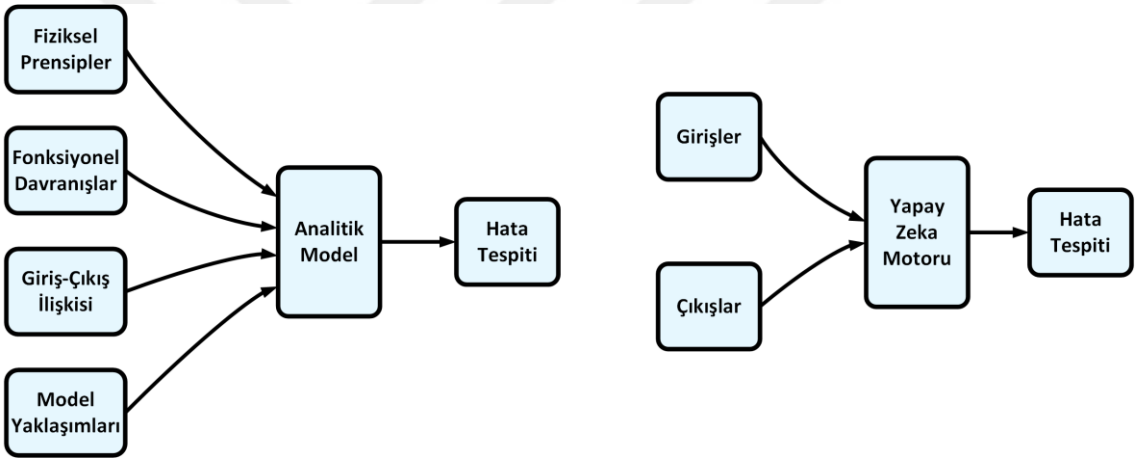
Transformatör teşhisinde kullanılan analitik modeller, sistemi matematiksel denklemler yardımıyla temsil eder. Model tabanlı izlemenin geçmişi 1996 yılına dayanmaktadır. İlk kez Massachusetts Institute of Technology (MIT) tarafından kullanılan modelde, mevcut ölçümler çevre şartlarına ve çalışma koşullarına bağlı öngörüler ile karşılaştırılmıştır.

Analitik yöntemde öncelikle sistemde verilen giriş ve çıkış bilgilerine bağlı olarak transformatör modeli için parametreler hesaplanır. Transformatör modeli geliştirildikten sonra transformatörde yapılan ölçümler ile kurulan model tarafından üretilen çıkış verileri karşılaştırılır. Aradaki hata, adaptasyon mekanizması (çarpanı)

olarak modele eklenir. Bu çevrim, modelin kendini ayarlamasını sağlar ve sonuç olarak sistem parametreleri izlenmeye başlanır. Parametrelerde oluşan ani bir değişim, hata oluşumunun bir belirtisidir.

Termal, mekanik, elektriksel veya yağa dayalı modeller olmak üzere kurulacak model değişiklik gösterebilir. En yaygın kullanılan modeller, termal modellerdir. Fakat sonradan geliştirilen modeller termal modele ek olarak, akım bilgisi, gerilim bilgisi ve diğer ölçümler ile kombine edilmiştir. Bu modellere hibrid modeller denilmektedir.

Transformatör teşhisinde yapay zeka: Analitik modelleme yönteminde sistem hakkında pek çok bilgiye ihtiyaç vardır. Fakat yapay zeka, giriş ve çıkış bilgi kümelerine dayalı olarak kendini eğitip, teşhis bilgileri sağlar. İki yöntem arasındaki fark Şekil 2.1'de gösterilmektedir.



Şekil 2.1 Hata belirleme yaklaşımı blok diyagramı

Transformatör geometrik yapısının nonlineer olması model oluşturmada birtakım zorluklar çıkartabilmektedir. Buna ek olarak termal, mekanik, elektriksel, yağa dayalı olmak üzere birçok alt sistem bulunmaktadır. Bu nedenle modelleme oldukça karmaşık hale gelebilmektedir. Bu karmaşıklık yapay zeka yöntemi ile azaltılabildiğinden, bu yöntem son zamanlarda oldukça yaygın kullanılmaya başlamıştır.

Kullanılan temel yapay zeka yöntemleri yapay sinir ağları tekniği ve bulanık mantık teknikleridir.

ABB TEC izleme sisteminin kullanıldığı, sembolik bir transformatör kazanı kullanılarak, uyarı sensörleri, gaz ölçüm cihazı dahil bir deney düzeneği hazırlanarak izleme

sisteminin çalışma mantığının tam olarak anlaşılması ve hazırlanan algoritmanın doğrulunun kontrol edilmesi amaçlanmıştır. Geliştirilen algoritmanın izleme sistemi üzerinde sıcaklık sensörlerinin kontrollü ve çeşitli değerlerinde denenerek geliştirilen algoritma doğrulanacaktır.



Şekil 2.2 ABB TEC izleme sistemi

IEC standartlarına göre ESNS ve yaşlanma algoritması oluşturulacaktır. Bu aşamada çeşitli anlık yüklenmelerle cihazın geçmiş değerleri baz alınarak elde edilen veriler incelenerek algoritmanın altında bir yapay zeka olup olmadığının araştırılması yapılacaktır.

2.1.9 Transformatör İzleme Sistemlerinden İstenenler

Transformatör işletimi esnasında kullanıcının transformatörün durumu hakkında bilgi alınmasını sağlamak ve transformatörün durumunun kayıt altına alınmasını sağlamak amacıyla transformatör, uzaktan izleme sistemi ile donatılmaktadır. Bu sistem, transformatörde istenmeyen bir durum oluştuğunda kullanıcıya ve işletmeciye yardımcı olmak amacı ile bazı bilgiler sunmaktadır.

İzleme sisteminin transformatörün işletme ve bakımını desteklemek amacıyla sahip olması gereken özellikler aşağıda belirtilmiştir.

- İşletme sürekliliğini sağlamak için dielektrik teşhis içeren elektriki parametreler açısından transformatör işletme şartlarının nümerik ve grafiksel değerlendirilmesi

ve kaydedilmesi, yük altında kademe değiştiricisi (YAKD), sıcaklık, soğutma sistemi verimliliği ve fonksiyonu, yağda çözünmüş gaz analizi, işletme gerilimi, yük akımı, diğer bileşenlerin (örneğin buşinglerin) durum değerlendirmeleri yapılmalıdır.

- Transformatörün ısı/akım/gerilim limitlerine yakın değerlerde işletme olanağı sağlayan araçlar sağlanmalıdır. Bunu sağlarken termal yaşlanma hesaba katılmalı ve ESNS'den de kaçınılmalıdır. Muhtemel aşırı yük durumlarının işletilmesine destek olmalıdır (IEC veya IEEE standartları).
- Gelişmiş modelleme ve teşhis fonksiyonları olan sensörler kullanılarak yeni başlayan hatalar/arızalar erken bir aşamada saptanabilmeli ve transformatörler çok kötü sonuçlanabilecek olaylardan korunabilmelidir. Böylece transformatörün beklenmedik şekilde servis dışı olması engellenmelidir.
- İzleme Sistemi, kullanıcıya transformatörlerin bakımlarında engel yaratmayacak şekilde konumlanmalı ve sistemin bakıma ihtiyaç duyulan bölümleri tüm transformatörler için tanımlanmalıdır.
- Transformatörün yaşı sürekli belirlenerek kalan işletme ömrü (loss of life) hesabını yapabilmelidir (IEC veya IEEE standartlarına göre).

Ayrıca aşağıda belirtilen değişkenler izleme sistemi tarafından ölçülerek kaydedilmelidir:

- YG tarafındaki yük akımı (üç faz için) ve mümkünse AG tarafındaki yük akımını da kapsayacaktır.
- YG ve AG (buşingler uygunsa) tarafının işletme gerilimi
- Üst yağ sıcaklığı
- Alt yağ sıcaklığı
- Çevre sıcaklığı
- Fan ve pompaların çalışma durumları
- İzolasyon yağındaki bağıl nem oranı
- İzolasyon yağındaki gaz bileşenleri

- Kademe değiştirici pozisyonu
- Kademe değiştirici yağ sıcaklığı
- Bucholz rölesi, yağ seviye göstergesi, basınç ventili, v.b. teçhizata ait devre durumu

Alınan çevrimiçi ölçüm tabanı üzerinde, her bir transformatör için ayrı analizler ve hesaplamalar yapılmış olmalıdır.

2.2 IEC Standartlarında Kullanılan En Sıcak Nokta Sıcaklığı Hesaplama Yöntemleri

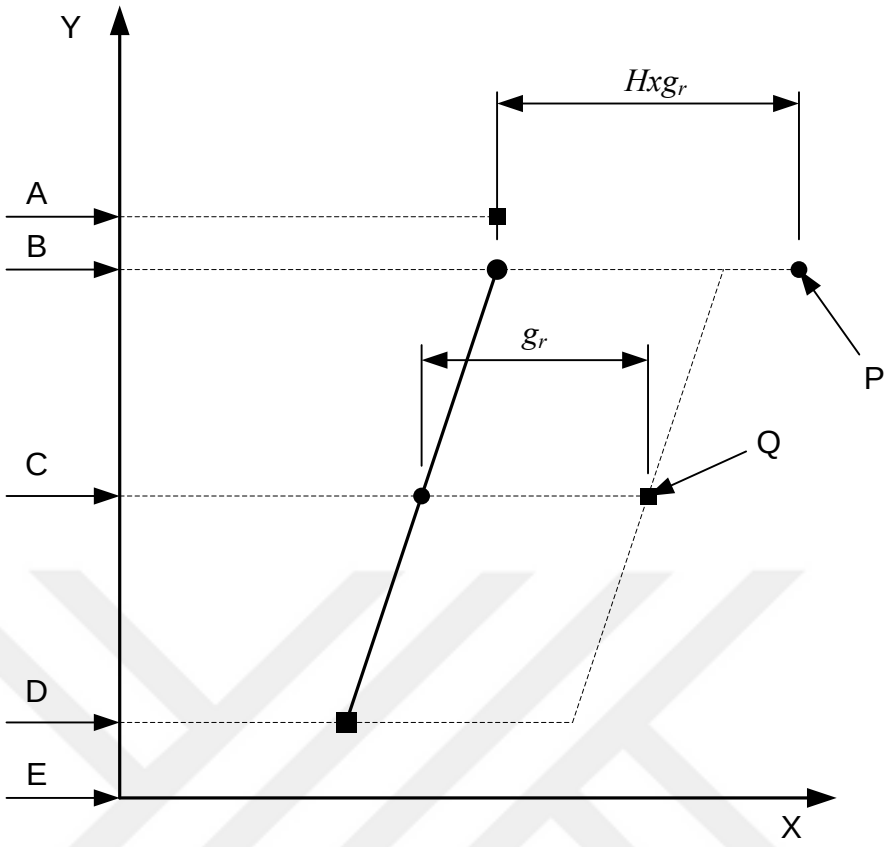
IEC standartlarında yer alan üç farklı yönteme temel teşkil eden termal diyagram Şekil 2.3'te gösterilmiştir. Bu diyagrama göre alt sargı sıcaklığı ile üst sargı sıcaklığı arasında lineer bir değişim olduğu kabul edilir. Ortalama yağ sıcaklık değeri ile ortalama sargı sıcaklık değeri arasındaki gradyan değeri, en sıcak nokta faktörü (Hot-spot faktörü, H) ile çarpılarak ÜYS'ye eklenir ve ESNS'yi gösteren P noktası bulunur. Böylece ESNS ile tank içerisindeki ÜYS arasındaki fark (2.1)'de olduğu gibi gösterilir.

$$H \cdot g_r \tag{2.1}$$

IEC standart komitesi, termal diyagramda belirtilen ESNS'nin bulunmasında önemli bir rolü olan H katsayısının değerini (2.2) eşitliğinde olduğu gibi 2011 yılında güncellemiştir.

$$H = Q \cdot S \tag{2.2}$$

Burada Q faktörü sargının karakteristiğine bağlı özgün bir değerken, S faktörü sargılar içerisindeki soğutma sıvısının verimine bağlı olarak değişen bir değerdir [20], [21].



Şekil 2.3 IEC standartları termal diyagramı [20], [21]

Termal diyagrama ait parametlerin açıklaması Çizelge 2.2'de yapılmıştır.

Çizelge 2.2 IEC standartları termal diyagramındaki parametrelerin tanımları

Sembol	**Açıklama**
A	Ortalama tank çıkış yağ sıcaklığı ve tank yağ cep sıcaklığından türetilmiş ÜYS
B	Tank içindeki sargının üst kısmındaki karışık yağ sıcaklığı (çoğu zaman A ile aynı sıcaklık olduğu varsayılır)
C	Tank içindeki ortalama yağ sıcaklığı
D	Sargının alt kısmındaki yağ sıcaklığı
E	Tankın alt kısmı
g_r	Nominal akımdaki tank içindeki ortalama sargı ve ortalama yağ sıcaklıkları gradyanı
H	En sıcak nokta faktörü
P	En sıcak nokta sıcaklığı
Q	Direnç ölçümü ile belirlenen ortalama sargı sıcaklığı
X-axis	Sıcaklık
Y-axis	Konum

2.2.1 Konsept Tasarım Aşamasında Yaklaşık En Sıcak Nokta Sıcaklığı Tahmini

IEC 60076-2 ve IEC 60076-7 standartlarında yaklaşık ESNS tahmini ile ilgili üç farklı yöntem bulunmaktadır. Bu yöntemlerden ilki ve en basit olanı, konsept tasarım aşamasında yaklaşık ESNS tahminidir. Bu metoda ait basit matematiksel (2.3) eşitliğinde verilmiştir.

$$\theta_H = \theta_O + H \cdot g \cdot K^y \tag{2.3}$$

Bu denklemde θ_{HS} ESNS'yi [°C], θ_O ÜYS'yi [°C], H en sıcak nokta faktörünü [sabit], g ortalama termal gradyan değerlerini [K] temsil etmektedir. Ortalama termal gradyan, ortalama sargı sıcaklığındaki artış ile ortalama yağ sıcaklığındaki artış arasındaki fark alınarak hesaplanabildiği gibi transformatör üreticileri tarafından izleme sistemi bağlanmadan önce sisteme girilebilir. Ayrıca denklemdeki y katsayısı deneysel çalışmalar sonucu elde edilmekte ve transformatörün soğutma tipine göre değişmektedir (Çizelge 2.3).

Çizelge 2.3 IEC 60076-7 üstel denklemler için tavsiye edilen termal karakteristikler

		Orta ve büyük güçlü transformatörler						
	ONAN*	ONAN**	ONAN	ONAF**	**ONAF**	OF**	OF	OD
Yağ eksponenti *x*	**0,8**	0,8	0,8	0,8	**0,8**	1,0	1,0	1,0
Sargı eksponenti *y*	**1,6**	1,3	1,3	1,3	**1,3**	1,3	1,3	2,0
Sabit k_{11}	**1,0**	0,5	0,5	0,5	**0,5**	1,0	1,0	1,0
Sabit k_{21}	**1,0**	3,0	2,0	3,0	**2,0**	1,45	1,3	1,0
Sabit k_{22}	**2,0**	2,0	2,0	2,0	**2,0**	1,0	1,0	1,0
Zaman sabiti τ_0	**180**	210	210	150	**150**	90	90	90
Zaman sabiti τ_W	**4**	10	10	7	**7**	7	7	7

* Dağıtım transformatörleri

**Kısıtlı

2.2.2 Üstel Denklem Yöntemi

"Exponential solution" olarak da adlandırılan yöntem ise anlık yüklemelere maruz kalan transformatörler için kullanılır. Bundan dolayı da fabrika testleri için uygun bir

yöntemdir. Bu yöntemde çevre sıcaklığı sabit tutulurken, direnç değerleri ve eddy kayıplarının sıcaklıkla değişmediği varsayılır. Ani yüklemelerde kullanılmayan bu yöntemde yağ tipi hesaba katılmadığından dolayı viskozite de hesaba katılmamıştır.

Bu yöntemde ESNS, çevre sıcaklığı, tank içindeki ÜYS artışı ve tank içindeki ESNS ile ÜYS arasındaki farkın toplamına eşittir. Ayrıca bu yöntemde yük faktörünün artış ve azalışına bağlı olarak iki farklı formül kullanmaktadır. Bunlardan yük faktörünün artışı olduğunda kullanılacak olan formül (2.4) eşitliğinde verilmiştir.

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1+R\cdot K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \cdot f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \left\{ H \cdot g_r \cdot K^y - \Delta\theta_{hi} \right\} \cdot f_2(t) \tag{2.4}$$

Yük faktöründe bir azalma olduğunda kullanılacak olan formül ise (2.5)'te verilmiştir.

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1+R\cdot K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1+R\cdot K^2}{1+R} \right]^x \right\} \cdot f_3(t) + H \cdot g_r \cdot K^y \tag{2.5}$$

Formüllerde kullanılan $f_1(t)$, $f_2(t)$ ve $f_3(t)$'yi hesaplamak için (2.6), (2.7) ve (2.8)'deki eşitlikler kullanılmaktadır.

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/\left(k_{11}\cdot\tau_O\right)} \right) \tag{2.6}$$

$$f_2(t) = k_{21} \cdot \left(1 - e^{(-t)/\left(k_{22}\cdot\tau_W\right)} \right) - \left(k_{21} - 1\right) \cdot \left(1 - e^{(-t)/\left(\tau_O / k_{22}\right)} \right) \tag{2.7}$$

$$f_3(t) = e^{(-t)/\left(k_{11}\cdot\tau_O\right)} \tag{2.8}$$

Sargı zaman sabitinin bulunması için ise (2.9)'da verilen eşitlik kullanılmaktadır.

$$\tau_W = \frac{m_W \cdot c \cdot g}{60 \cdot P_W} \tag{2.9}$$

τ_W : Belirlenen yükte sargı zaman sabiti [dakika]

m_W : Sargı kütlesi [kg]

c : İletken malzemeye özgü sıcaklık (Cu için 390 ve Al için 890) [W_S/(kg·K)]

g : Belirlenen yükteki sargı ile yağ arasındaki yük faktörü eğimi [K]

P_W : Belirlenen yükteki sargı kayıpları [W]

Sargı zaman sabiti yukarıdaki gibi gösterilirken, (2.10) ve (2.11)'de gösterildiği gibi bakır ve alüminyum için ayrı iki şekli de mevcuttur.

$$\tau_W = 2{,}75 \cdot \frac{g}{\left(1+P_e\right)\cdot s^2} \quad \text{(Cu için)} \tag{2.10}$$

$$\tau_W = 1{,}15 \cdot \frac{g}{\left(1+P_e\right)\cdot s^2} \quad \text{(Al için)} \tag{2.11}$$

P_e : Sargı eddy kayıpları [p.u.]

s : Belirlenen yükteki akım yoğunluğu [A/mm^2]

Yağ zaman sabiti hesaplarında kullanılan termal kapasite değeri (C) soğutma şekillerine göre değişiklik göstermektedir. ONAN ve ONAF soğutma sistemleri için C, (2.12)'deki gibi hesaplanabilir.

$$C = 0{,}132 \cdot m_A + 0{,}0882 \cdot m_T + 0{,}400 \cdot m_O \tag{2.12}$$

m_A : Nüve kütlesi [kg]

m_T : Tank kütlesi [kg]

m_O : Yağ kütlesi [kg]

Zorlamalı soğutma sistemlerinde OF veya OD'de ise termal kapasite değeri (2.13)'teki gibi hesaplanır.

$$C = 0{,}132 \cdot \left(m_A + m_T\right) + 0{,}580 \cdot m_O \tag{2.13}$$

Ortalama yağ zaman sabitinin eşitliği ise (2.14)'te verilmiştir.

$$\tau_o = \frac{C \cdot \Delta\theta_{om} \cdot 60}{P} \tag{2.14}$$

τ_o : Ortalama yağ zaman sabiti [dakika]

$\Delta\theta_{om}$: Ortam sıcaklığı üstündeki ortalama yağ sıcaklığı artışı [°K]

P : Oluşan kayıplar [W]

2.2.3 Diferansiyel Denklem ile Çözüm Yöntemi

Bir diğer yöntem ise diferansiyel denklem ile çözüm yöntemidir. IEC standartları içerisinde bu yöntem diğer yöntemler ile kıyaslandığında, yük faktörünün ve çevre sıcaklığının değişken olabilmesi ve anlık yüklenme değişimlerinde en yakın sonuçları veren metot olduğu için izleme sistemleri için en uygun yöntem olduğunu göstermektedir [13], [20].

Girişleri K ve θ_a olan, çıkışı ise θ_o olan ÜYS değerinin diferansiyel denklemi (2.15)'te verilmektedir.

$$\left[\frac{1+K^2 \cdot R}{1+R}\right]^x \cdot \left(\Delta\theta_{or}\right) = k_{11} \cdot \tau_o \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + \left[\theta_o - \theta_a\right] \tag{2.15}$$

Girişi K, çıkışı $\Delta\theta_h$ olan ESNS artışına ait diferansiyel denklemin en kolay çözümü iki farklı diferansiyel denklemin birbirinden çıkartılmasıyla elde edilir.

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \tag{2.16}$$

Bu iki farklı değer (2.17) ve (2.18) eşitliklerinde gösterilmiştir. Buradan hesaplanan değerler ise (2.16) eşitliği kullanılarak ESNS'deki artış bulunmaktadır.

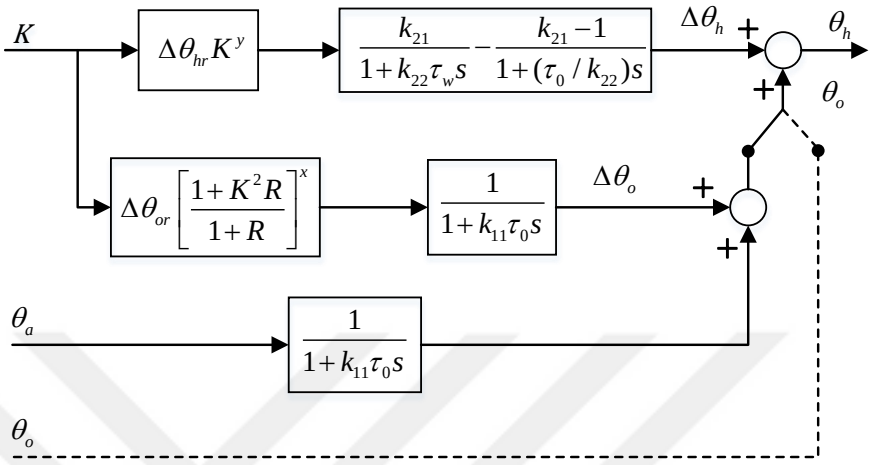
$$k_{21} \cdot K^y \cdot \left(\Delta\theta_{hr}\right) = k_{22} \cdot \tau_W \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \tag{2.17}$$

$$\left(k_{21} - 1\right) \cdot K^y \cdot \left(\Delta\theta_{hr}\right) = \left(\tau_o / k_{22}\right) \cdot \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \tag{2.18}$$

ESNS'ye ait eşitliğin son hali ise (2.19)'da gösterilmektedir.

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \tag{2.19}$$

Yukarıdaki diferansiyel denklemler için blok diyagramı Şekil 2.4'te verilmiştir.



Şekil 2.4 Diferansiyel denklemler çözüm yönteminin blok diyagramı gösterimi

Şekil 2.4'te gösterilen blok diyagramı için giriş verileri olarak sol tarafta gösterilen yük faktörü (K) ve çevre sıcaklığı (θ_a) kullanılmaktadır. Diyagramda istenen çıkış verisi ise sağ tarafta gösterilen ESNS'dir (θ_h). Laplace değişkeni olarak s kullanılırken türev operatörü olarak d/dt kullanılmaktadır.

Blok diyagramının üst satırının ikinci bloğu ESNS artış dinamiklerini temsil etmektedir. Bu bloktaki ilk terim, esas ESNS artışını temsil etmektedir. Yağ akışı değişiminin en sıcak noktadaki etkisi dahil edilmemiştir. Bu etkiyi ise çok daha yavaş değişkenlik gösteren ikinci terim simgelemektedir. Yük akımındaki anlık artışlara karşı bu iki terimin kombinasyonu konulmuştur. Aksi takdirde anlık yük değişimlerinde ESNS'deki beklenmedik yüksek pik artışlar kaçınılmaz olacaktır. Diyagramda yer alan hesaplamalarda kullanılacak k_{11}, k_{21}, k_{22} gibi sabitler ve diğer parametrelere ait önerilen değerler Çizelge 2.3'te verilmiştir.

2.2.3.1 Diferansiyel Denklemlerin Farklar Denklemlerine Dönüştürülmesi

Başlık 2.2.3'teki diferansiyel denklemlerin basit matematiksel giriş ve çıkışlarının olmaması bu denklemlerin çözümlenmelerini olanaksız kılmaktadır. Bu doğrultuda bu

diferansiyel denklemler, farklar denklemlerine dönüştürülerek hesaplamalar kolaylaştırılmaktadır. Farklar denklemleri oluşturulurken, D ufak bir zaman adımı farkını temsil etmektedir.

ÜYS değerinin diferansiyel denklemini gösteren (2.15) eşitliğinin farklar denklemlerinde dönüştürülmüş hali (2.20)'de gösterilmiştir.

$$D\theta_O = \frac{Dt}{k_{11}\cdot\tau_O}\left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R}\right]^x\left(\Delta\theta_{or}\right)-\left[\theta_O-\theta_a\right]\right] \tag{2.20}$$

Dt zaman adımını temsil etmektedir. Her bir zaman adımında $D\theta_o$'ın değeri (2.21) eşitliğinin (n-1) inci değeri kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \tag{2.21}$$

Başlık 2.2.3'de birbirinden çıkartılan (2.18) ve (2.19) eşitlikleri, (2.22) ve (2.23)'teki gibi değiştirilmiştir.

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\cdot\tau_W}\cdot\left[k_{21}\cdot\Delta\theta_{hr}K^y - \Delta\theta_{h1}\right] \tag{2.22}$$

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{\left(1/k_{22}\right)\cdot\tau_O}\cdot\left[\left(k_{21}-1\right)\cdot\Delta\theta_{hr}\cdot K^y - \Delta\theta_{h2}\right] \tag{2.23}$$

n. zaman adımındaki toplam ESNS'deki artış (2.24)'te gösterilmektedir.

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \tag{2.24}$$

n. zaman adımında ESNS ise (2.25) eşitliğinde gösterilmektedir.

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} - \Delta\theta_{h(n)} \tag{2.25}$$

2.3 Bağıl Yaşlanma Oranı ve Ömür Kaybı Hesabı

Belirli bir zaman aralığındaki ömür kaybı hesabı IEC 60076-7 standardında yer alan (2.26)'da gösterildiği şekilde yapılmaktadır [20].

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V\,dt \text{ veya } L \approx \sum_{n=1}^{N} V_n \cdot t_n \qquad (2.26)$$

V_n : n tane aralıktaki bağıl yaşlanma oranı

t_n : n. Zaman aralığı

n : Her bir zaman aralığının numarası

N : Periyot süresi içindeki toplam aralık sayısı

Bu denklemdeki bilinmeyenlerden V bağıl yaşlanma oranı, (2.27) ve (2.28) eşitlikleri yardımıyla bulunabilir. (2.27) eşitliği termal olarak geliştirilmemiş kağıt için geçerli olan bağıl yaşlanma oranını göstermektedir.

$$V = 2^{\left(\theta_h - 98\right)/6} \qquad (2.27)$$

(2.28) eşitliği ise termal olarak geliştirilmiş kağıt için geçerlidir.

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} + \frac{15000}{\theta_h - 273}\right)} \qquad (2.28)$$

ESNS'ye göre termal olarak geliştirilmiş kağıt ile termal olarak geliştirilmemiş kağıdın karşılaştırılması Çizelge 2.4'ten yapılabilmektedir.

Çizelge 2.4 Bağıl yaşlanma oranları karşılaştırması

En Sıcak Nokta Sıcaklığı (θ_h)°C	**Termal olarak geliştirilmemiş kağıt yalıtımı (V)**	**Termal olarak geliştirilmiş kağıt yalıtımı (V)**
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Çizelge 2.4'ten de görüldüğü gibi termal olarak geliştirilmiş kağıt kullanıldığında V değerinin, özellikle sıcaklık arttıkça çok daha belirgin bir şekilde diğerine göre daha küçük değerlerde olduğu görülmektedir.

Ömür kaybı hesabı; diferansiyel denklemlerden, farklar denklemlerine dönüştürüldüğünde ise (2.29), (2.30) ve (2.31) eşitliklerindeki şekli almaktadır.

$$\frac{dL}{dt} = V \tag{2.29}$$

$$DL_{(n)} = V_{(n)} \cdot Dt \tag{2.30}$$

$$L_{(n)} = L_{(n-1)} \cdot DL_{(n)} \tag{2.31}$$

2.4 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneği

Ülkemizde kullanılan TİS üreticileri, transformatör üretici firmalarından transformatör hakkında birçok bilgi almaktadır. Bu bilgiler arasında TİS'de kullanılmayan bilgiler de yer almaktadır. Bu da TİS üretmeyen firmalar için sahip oldukları uzmanlıkları rakip firmalara verme tehlikesi içermektedir.

İçerikleri hakkında çok detaylı bilgi verilmeyen TİS'lerden ülkemizde en çok kullanılanlarından birinin çalışma prensibi ve içinde kullanmış olan algoritmanın anlaşılması amacıyla Şekil 2.5'teki test düzeneği geliştirilmiştir.



Şekil 2.5 Transformatör izleme sistemi test düzeneği

2.4.1 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneğinin Yapısı

Transformatörlerde kullanılan mevcut sinyaller ve bilgiler simüle edilerek TİS test düzeneğine taşınması sağlanmıştır. Test düzeneğinde TEC panosu beslemesi, HYDRACOL beslemesi, alt rezistans beslemesi, üst rezistans beslemesi ve kumanda devrelerinde kullanmak için beş adet sigorta kullanılmıştır. Gerçek bir transformatör yüklendiğinde zamanla sargılardan geçen akımlardan dolayı ısınmaya ve kazan içerisindeki yağı ısıtmaya başlar. Bu sıcaklık kazan içinde homojen olarak dağılmadığından alt ve üst kısımlara rezistanslar konularak yağın ısıtılması sağlanmıştır.

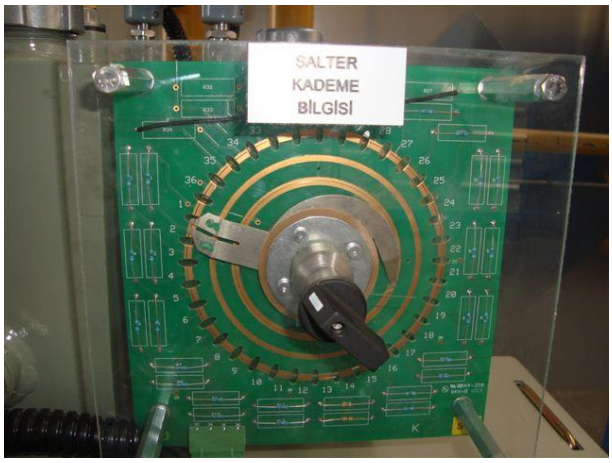
Transformatör AYS ve ÜYS bilgisi, kademe değiştirici sıcaklık bilgisi, güneşte ve gölgede ortam sıcaklık bilgisi, pt100 sıcaklık sensörleri ile sağlanmaktadır. İlgili sensörlerin kazan üzerinde uygun yerlere montajı yapılmıştır. Güneşte ve gölgede ortam sıcaklıklarını değiştirmek için lamba kullanmış olup, lambadan çıkan sıcaklık ile değişik derecelerde sıcaklıklar simule edilmiştir. Şekil 2.6'da test düzeneği üzerine montajı tamamlanmış sıcaklık sensörleri gösterilmiştir.



Şekil 2.6 Test düzeneğine montajı tamamlanmış sıcaklık sensörleri

Kullanılan TİS'lerde; transformatörlerin sekonder ve primer akım bilgileri 2 A'lik akım transformatörlerinden alınıp, U_1 ve U_2 güç çeviricilerinde 4-20 mA'e dönüştürülerek ekranda transformatörün akım bilgilerinin okunması sağlanmaktadır. Bu durumda ayarlı güç kaynağı kullanıp, 0-2 A arasında akım sağlayarak, TİS'e gerekli olan akım bilgisi sağlanmaktadır.

Kademe değiştiricinin sinyallerini sağlamak için ise her kademede 10 Ω'luk direnç bulunan direnç çıkışlı modüler kart kullanılmıştır. Kullanılan direnç çıkışlı modüler kartın, kazan üzerine montajı yapıldıktan sonra kademe değişimlerinin yapılabilmesi için kartın üzerindeki mile kol takılarak milin hareketi sağlanmış ve böylece kademe bilgi geçişi yapılmıştır.



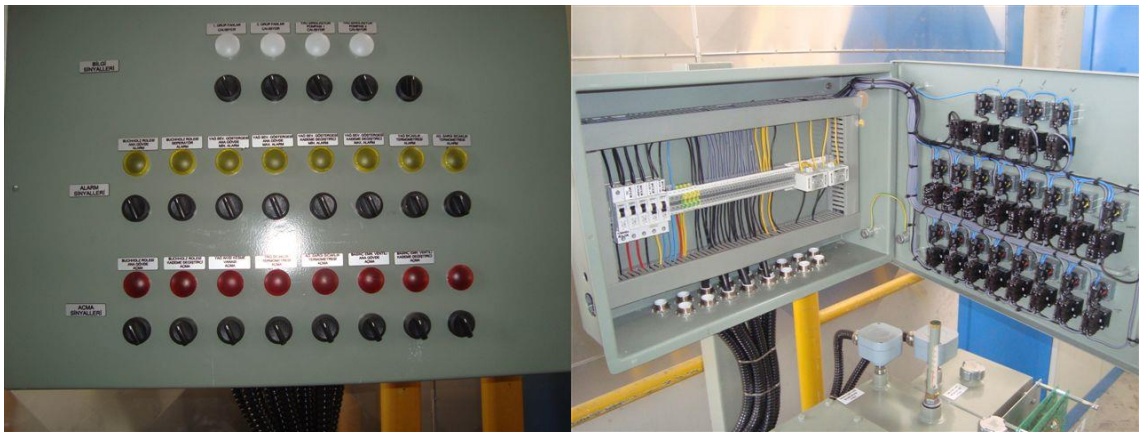
Şekil 2.7 Kademe değiştirici

Transformatör yağ analizi için en çok kullanılan ürünlerden biri olan HYDRACOL 1008 yağ analiz cihazı kullanılmaktadır. TİS panosu ile HYDRACOL 1008 cihazının haberleşmesi HYDRACOL cihazında bulunan RS485 portundan yapılmaktadır. Gaz analizinin yapıldığı bu cihazın montajının tamamlanmış hali Şekil 2.8'de verilmiştir.



Şekil 2.8 Gaz analiz cihazı

Transformatörün koruma cihazları sinyalleri, TİS panosuna kontak bilgisi olarak taşınmaktadır. Koruma cihazlarından herhangi birinin sinyal vermesi durumunda, TİS panosundan hangi koruma sinyalinin hangi sinyali verdiği okunabilmektedir. Bu durum için mandal buton kullanılmış olup, buton üzerinde iki adet açık kontak kullanılmıştır. Birinci açık kontak, sinyal lambası ile görsel olarak sinyalin geldiğini görmek için kullanılmış olup, ikinci kontak ise TİS panosuna sinyal göndermek için kullanılmıştır. Bütün kontakların toplandığı bir pano hazırlanmış ve Şekil 2.9'da gösterilmiştir.



Şekil 2.9 Transformatör izleme sistemi test düzeneği kontak panosu

TİS üzerinden fan gruplarının çalışmasının da incelenmesi amacıyla iki grup fan test düzeneğine eklenmiştir. Fan gruplarının çalışmasında da mandal butonlar kullanılmıştır. Birinci kontak üzerinden, kazan üzerine montajı yapılan fanın çalışması sağlanmış. İkinci kontak ise TİS panosuna sinyal göndermek için kullanılmıştır. Şekil 2.10'da fan grupları gösterilmiştir.



Şekil 2.10 Fan grupları

TİS test düzeneğinin elektriksel bağlantılarına ait bağlantı şemaları EK-A'da verilmiştir.

2.4.2 Transformatör İzleme Sistemi Test Düzeneği ile Yapılan Testler

İzleme sisteminde kullanılan ESNS hesaplamalarında hangi parametrelerin ve hangi eşitliklerin kullanıldığını bulmak amacıyla bütün parametrelerin ayrı ayrı değişkenlik gösterdiği bir senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryoya göre ÜYS, ESNS, AYS, güneşte ortam sıcaklığı, gölgede ortam sıcaklığı, yüklenme oranı, kademe değiştirici pozisyonu

ve kademe değiştirici sıcaklığı ayrı ayrı değiştirilerek TİS'den alınan ESNS verileri konsept tasarım aşamasında ESNS hesabı ile karşılaştırılarak aşağıdaki çizelgeler oluşturulmuştur.

2.4.2.1 Yüklenme Oranının ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

İlk olarak TİS'e aktarılan transformatöre ait bütün veriler sabit tutulurken sadece yüklenme oranı değiştiğinde meydana gelen en sıcak noktadaki değişim incelenmiştir (Çizelge 2.5). Bu çizelgeden görüldüğü üzere transformatörün yüklenme oranının değişimine göre en sıcak noktada bir değişim meydana gelmiştir. Yüklenme oranı arttığında artarken, azaldığında da azalmaktadır. Böylece TİS'in ESNS hesabında kullandığı en önemli parametrelerden birinin yüklenme oranı olduğu ortaya çıkmaktadır. Ayrıca, TİS'den alınan ESNS ile ölçülen veriler ile hesaplanan ESNS'yi karşılaştırdığımızda, doğruluğu %99,5'ten yüksek bir değer çıkmaktadır.

Çizelge 2.5 Yüklenme oranının ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi

ÜYS ˚C	**ESNS ˚C**	AYS ˚C	Çevre ☼	Çevre ☼	**YO (%)**	KD Poz	KD ˚C	Hesap. ˚C	Doğr. (%)
47	**71**	30	34	30	**120**	1	40	71,72	98,99
47	**49**	30	33	30	**18**	1	40	49,10	99,80
47	**57**	32	32	31	**59**	2	47	56,82	99,69
47	**50**	32	32	31	**25**	2	48	50,22	99,57

2.4.2.2 Üst Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

İkinci olarak ÜYS'deki değişimin ESNS'ye etkisi incelenmiştir (Çizelge 2.6). Çizelgeden de görüleceği üzere ÜYS ne kadar artar veya azalırsa, ESNS'nin de aynı şekilde arttığı veya azaldığı görülmektedir. Buradan da anlaşılacağı üzere TİS'de kullanılan algoritmada, konsept tasarım aşamasında ESNS hesabında olduğu gibi ÜYS herhangi bir katsayı olmadan kullanılmaktadır.

Çizelge 2.6 Üst Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

ÜYS ˚C	**ESNS ˚C**	AYS ˚C	Çevre ☼	Çevre ☼	YO (%)	KD Poz	KD ˚C	Hesap. ˚C	Doğr. (%)
40	**50**	31	33	30	60	1	40	50,04	99,92
35	**45**	32	33	30	60	1	40	45,04	99,92
22	**32**	32	34	30	60	1	41	32,04	99,88
20	**29**	32	34	30	60	1	40	30,04	96,42

2.4.2.3 Alt Yağ Sıcaklık Değişiminin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

Daha sonra, AYS incelenmiş ve alınan değerler Çizelge 2.7'de gösterilmiştir. Buradan AYS'deki değişimin hiçbir parametreye etkisinin olmadığı gözlemlenmiştir. Ayrıca Çizelge 2.6'da yer alan son verilere bakıldığında ise AYS'nin ESNS'den daha yüksek olduğu gözlemlenmiştir. Bu da AYS'nin ESNS hesaplamalarında hiçbir etkisinin olmadığının bir kanıtıdır.

Çizelge 2.7 Alt yağ sıcaklık değişiminin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi

ÜYS ˚C	ESNS ˚C	**AYS ˚C**	Çevre ☼	Çevre ☼	YO (%)	KD Poz	KD ˚C	Hesap. ˚C	Doğr. (%)
47	57	**30**	34	30	61	1	40	57,26	99,55
47	57	**34**	34	30	62	1	41	57,47	99,17
47	57	**36**	34	30	62	1	40	57,47	99,17
47	57	**44**	34	30	61	1	40	57,26	99,55
47	57	**45**	33	30	61	1	41	57,26	99,55
47	57	**32**	33	30	61	1	40	57,26	99,55

2.4.2.4 Çevre Sıcaklık Değişimlerinin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

Hava değişimlerinin ESNS'deki etkisini incelemek için güneşte ve gölgede sıcaklık verileri değiştirilerek alınan veriler Çizelge 2.8'de gösterilmiştir. Buradan da görüldüğü gibi iki sıcaklık türünde de değişimlerin ESNS'ye hiçbir etkisi olmamıştır.

Çizelge 2.8 Çevre sıcaklık değişimlerinin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi

ÜYS ˚C	ESNS ˚C	AYS ˚C	Çevre ☼	Çevre ☼	YO (%)	KD Poz	KD ˚C	Hesap. ˚C	Doğr. (%)
47	57	32	**34**	**30**	59	1	40	56,82	99,69
47	57	32	**54**	**30**	59	1	41	56,82	99,69
47	57	32	**28**	**30**	59	1	40	56,82	99,69
47	57	32	**27**	**30**	59	1	40	56,82	99,69
47	57	32	**26**	**44**	59	1	41	56,82	99,69
47	57	32	**26**	**51**	59	1	41	56,82	99,69

2.4.2.5 Kademe Değiştirici Değişimlerinin ESNS Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi

Son olarak kademe değiştiricilerdeki değişimler Çizelge 2.9'da gösterilmiştir. İlk olarak kademe değiştiricinin sıcaklık değişimleri gözlemlenmiştir. Daha sonra ise kademe değiştiricinin sıcaklığı sabit tutulup yalnızca kademesi değiştirilerek veriler alınmıştır. Her iki duruma da bakıldığında kademe değiştiricilerin de ESNS hesaplanmasında bir etkisinin olmadığı gözlemlenmiştir.

Çizelge 2.9 Kademe değiştirici değişimlerinin ESNS üzerindeki etkisinin incelenmesi

ÜYS ˚C	ESNS ˚C	AYS ˚C	Çevre ☼	Çevre ☼	YO (%)	**KD Poz**	**KD ˚C**	Hesap. ˚C	Doğr. (%)
47	57	31	31	30	59	**1**	**41**	56,82	99,69
47	57	32	32	31	59	**1**	**40**	56,82	99,69
47	57	32	32	31	59	**1**	**45**	56,82	99,69
47	57	32	32	30	59	**1**	**48**	56,82	99,69
47	57	32	31	30	59	**5**	**48**	56,82	99,69
47	57	32	32	30	59	**17**	**48**	56,82	99,69
47	57	32	32	30	58	**3**	**48**	56,60	99,31

Bütün sonuçların analizi yapıldığında, TİS ESNS hesaplamasını yaparken, AYS, güneşte ve gölgede çevre sıcaklığı, kademe değiştiricinin sıcaklığı ve pozisyonunun verilerinin kullanılmadığı görülmüştür. Bu hesaplama yapılırken sadece yük oranı ve ÜYS'nin kullanıldığı görülmüştür.

2.4.3 Sonuçların Değerlendirilmesi

Ölçümler sonucunda el edilen tüm veriler, IEC standartlarında yer alan konsept tasarım aşamasında ESNS hesaplamaları için kullanılan formül yardımıyla hesaplanan veriler ile karşılaştırıldığında %99,49'luk doğruluk oranı çıkmaktadır. %0,51'lik farkın oluşmasının sebebi ise TİS'den alınan verilerin tam sayıya yuvarlanmış olmasından kaynaklandığı düşünülmüştür. Bununla birlikte aradaki farkın bu derece küçük olması nedeniyle sonuçlar kabul edilebilir doğruluktadır.

Test sisteminde kullanılan TİS hesaplama yaparken, değişkenlik gösteren verilerden sadece ÜYS ve yük oranı verilerini kullanmıştır. Bunlarla birlikte standartlarda yer alan Çizelge 2.3'te tavsiye edilmiş bazı sabitleri de hesaplama yaparken kullanmaktadır.

Testler neticesinde, kullanılan TİS'in ESNS hesaplamalarını yaparken, ESNS'yi etkileyebilecek önemli birçok veriyi kullanmadığı ve basit matematiksel denklemler kullandığı tespit edilmiştir. Ayrıca transformatörün en sıcak noktasının sıcaklığını vermesi gereken ESNS'nin, mantıksız bir şekilde AYS'den daha düşük değerlerde olduğu bazı verilerde görülmüştür.

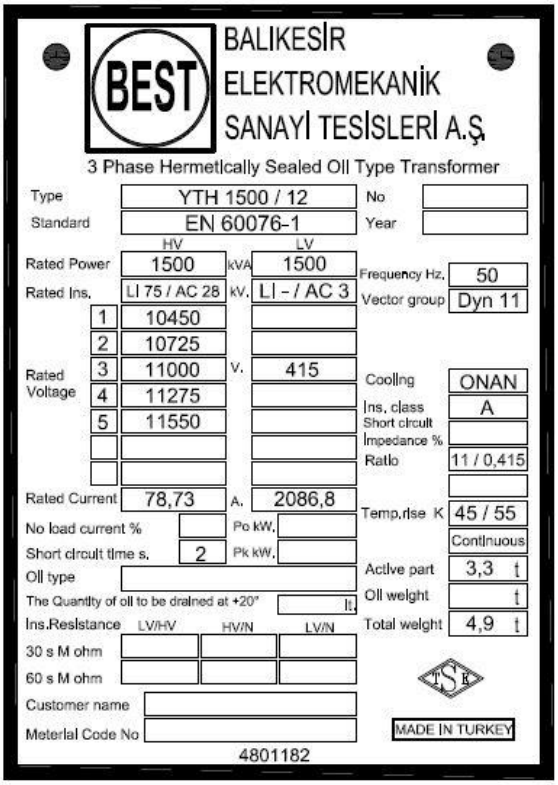
BÖLÜM 3

BENZETİM ÇALIŞMALARI

Sonlu elemanlar yöntemi, fiziksel matematiğin sınır değer problemlerine yaklaşık çözümler elde etmek için kullanılan bir sayısal yöntemdir. Yaklaşık kırk yıllık bir geçmişi olan yöntem, ilk olarak 1940'lı yıllarda önerildikten sonra 1950'li yıllarda uçak tasarımında kullanılmaya başlanmıştır. Bundan sonra, yöntem sürekli geliştirilmiş ve başta yapı analizi ile ilgili problemler olmak üzere pek çok alanda kullanılmıştır. Günümüzde, sonlu elemanlar yöntemi mühendislik ve matematik problemlerinin çözümünde geniş uygulama alanına sahip genel bir yöntem olarak kabul edilmiştir. Bu bölümde de ilk olarak bu yöntemin kullanıldığı elektromanyetik benzetim çalışmaları yapılmıştır.

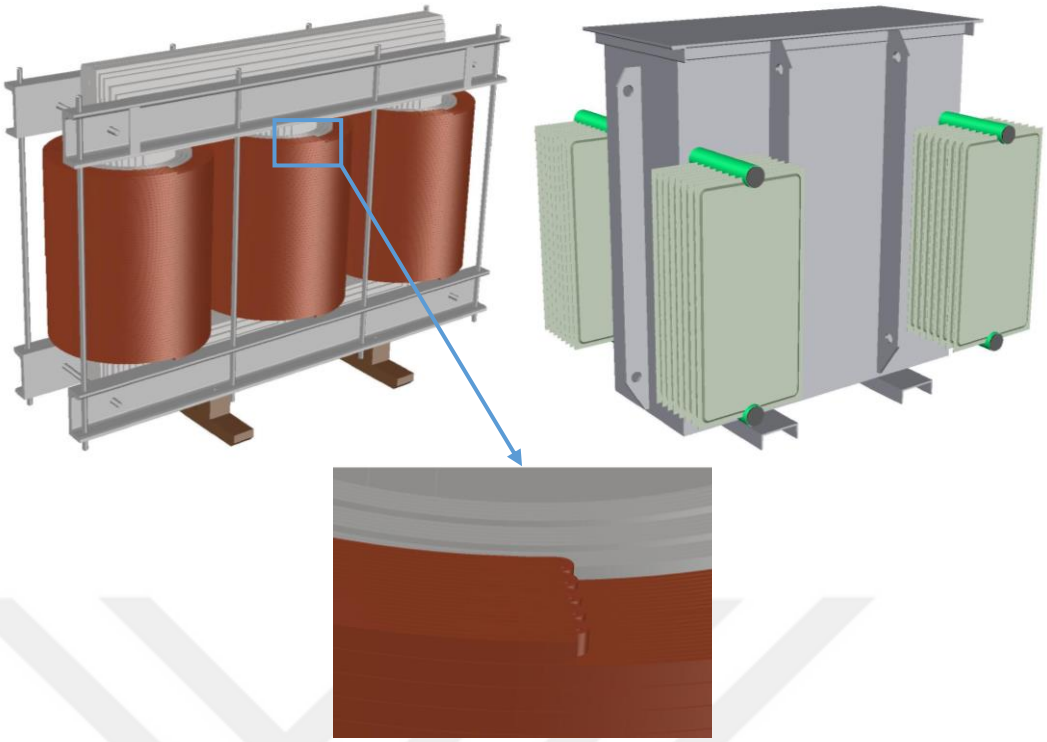
3.1 Transformatörün Modellenmesi

Benzetim çalışmaları için ileride deneysel çalışamalarda kullanılacak olan 1500 kVA gücünde 11000/415 V gerilim değerlerine sahip Şekil 3.1'de plaka değerleri verilmiş olan 3 fazlı dağıtım transformatörü kullanılmıştır. Bu tür bir tasarıma sahip transformatörün seçilmesindeki etkenlerden bir tanesi de yerleştirilecek olan FOSS'lerin pozisyonlarında herhangi bir değişiklik yapılması gerektiği takdirde, aktif kısmın çıkartılarak tekrar montajın yapılması esnasında, kademe değiştirici şalterin montajının daha kolay yapılabiliyor olmasıdır.



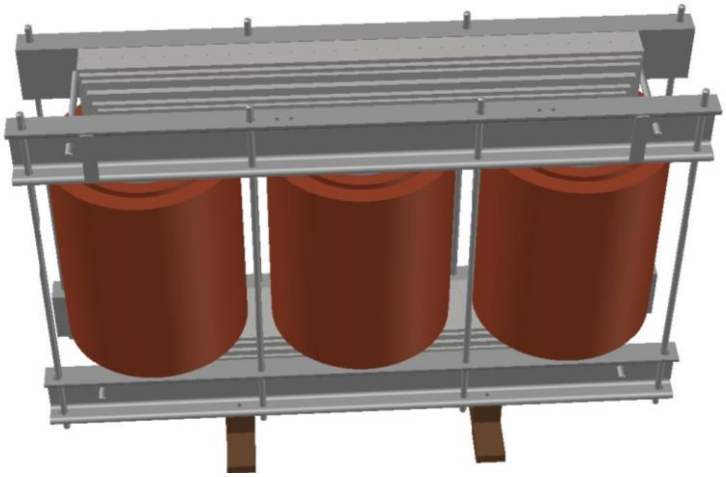
Şekil 3.1 Benzetim çalışmasında kullanılan transformatörün plaka değerleri

İlk olarak EK-B'de transformatörün imalatı için gerekli tüm boyutların yer aldığı ve her parçanın ayrı ayrı detaylı iki boyutlu çiziminin bulunduğu dosya hazırlanarak imalat başlatılmıştır. İmalat esnasında yerleştirilecek olan FOSS'lerin yerlerinin belirlenmesi için transformatörün detaylı bir çizimine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu doğrultuda 3 boyutlu transformatör çizimi için Autodesk Inventor ve AutoCAD programları kullanılmış olup çizimin tamamlanmış hali Şekil 3.2'de gösterilmektedir.



Şekil 3.2 Test transformatörünün üç boyutlu çizimi

Hazırlanmış olan bu çizim çok detaylı ve kompleks bir geometriye sahip olduğundan hem üniversitede hem de paydaş firma BEST A.Ş.'de bulunan bilgisayarlarda çalışmaların yapılmasının olanaksız olduğu görülmüştür. Binlerce ağ oluşturularak yapılacak olan sonlu elemanlar analizlerinde, bu çizimin kullanılmasının mümkün olmadığı görüldüğünden çizim, sargılar tek parça olacak şekilde revize edilerek Şekil 3.3'teki gibi oluşturulmuştur.



Şekil 3.3 Benzetim çalışmaları için hazırlanmış transformatör çizimi

Sargılar, (3.1) eşitliği yardımıyla toplam bakır hacimleri aynı kalacak şekilde tek parça haline getirilmiştir. Burada r_1 sargı iç yarıçapını, r_2 sargı dış yarıçapını, h sargı yüksekliğini, l sargı uzunluğunu, S iletken kesit alanını göstermektedir.

$$S \cdot l = \pi \cdot r_2^2 \cdot h - \pi \cdot r_1^2 \cdot h \tag{3.1}$$

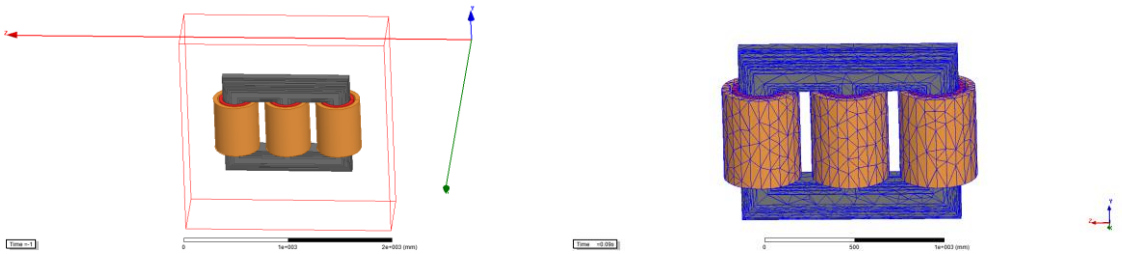
Çizelge 3.1'de gösterilen; (3.1) eşitliği yardımı ile hesaplanan sargı boyutları kullanılarak çizim gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 3.1 Sargı boyutları

Parametre	Alçak Gerilim Sargısı	Yüksek Gerilim Sargısı
r_1 [mm]	129,5	177,5
r_2 [mm] (Orijinal Çizimden)	172	243,5
r_2 [mm] (Hesaplanan)	160,3296007	218,1235804
h [mm]	530	530
l [mm]	13260 mm	1784 x 10^6
N	14	675
S_x [mm]	510	2
S_y [mm]	2,2	7,5

3.2 Elektromanyetik Benzetim Çalışmaları

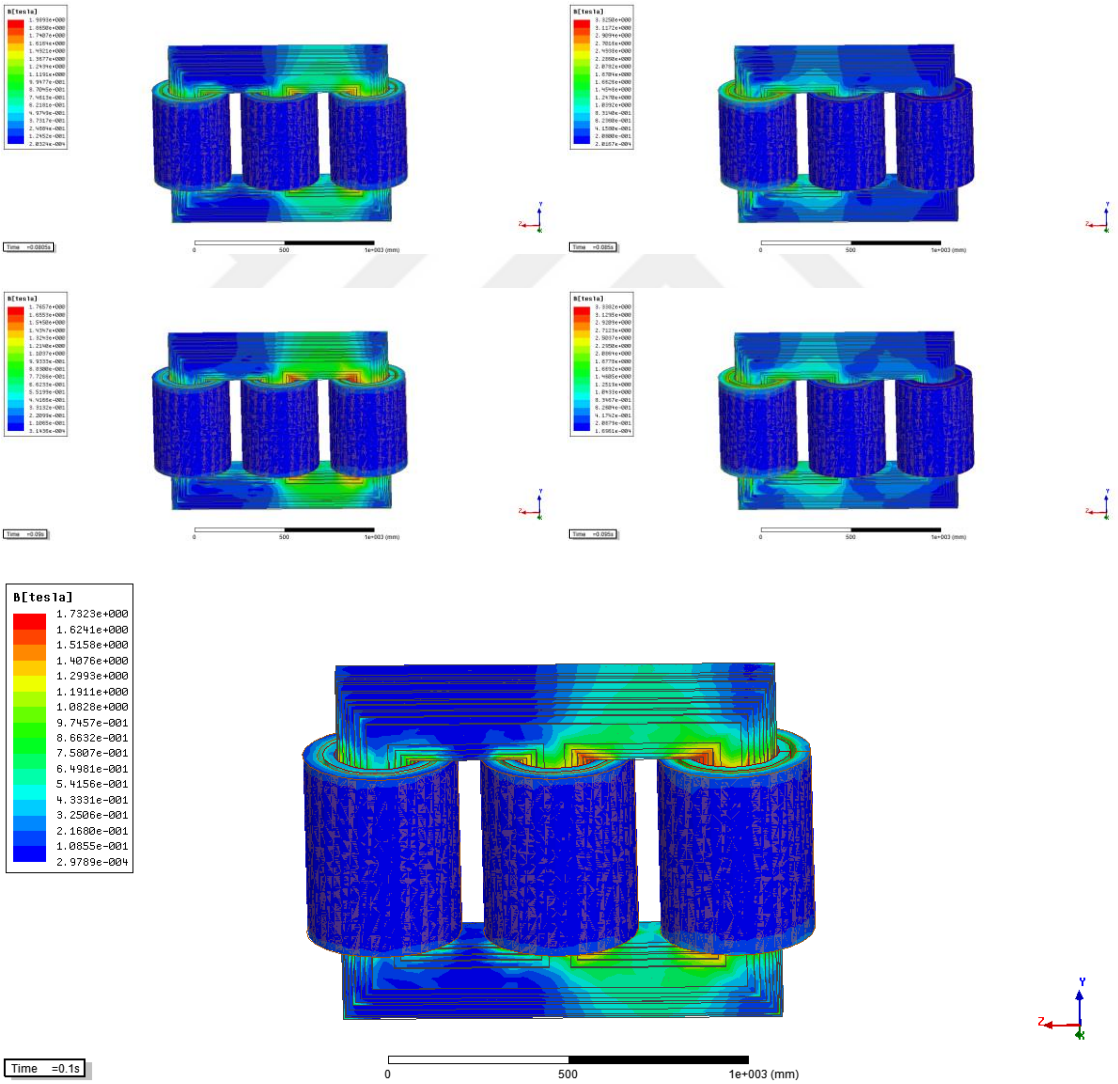
Elektromanyetik benzetim çalışmaları için ANSYS Maxwell programı kullanılmıştır. Analizlerin detaylı olarak yapılabilmesi için oluşturulan ağ yoğunlukları, çekirdek ve sargılar için ayrı ayrı tanımlanmıştır. Bu doğrultuda transformatör çiziminin ana hali ve ağlara bölünmüş hali Şekil 3.4'te gösterilmektedir.



Şekil 3.4 Transformatörün ana ve ağ atılmış çizimleri

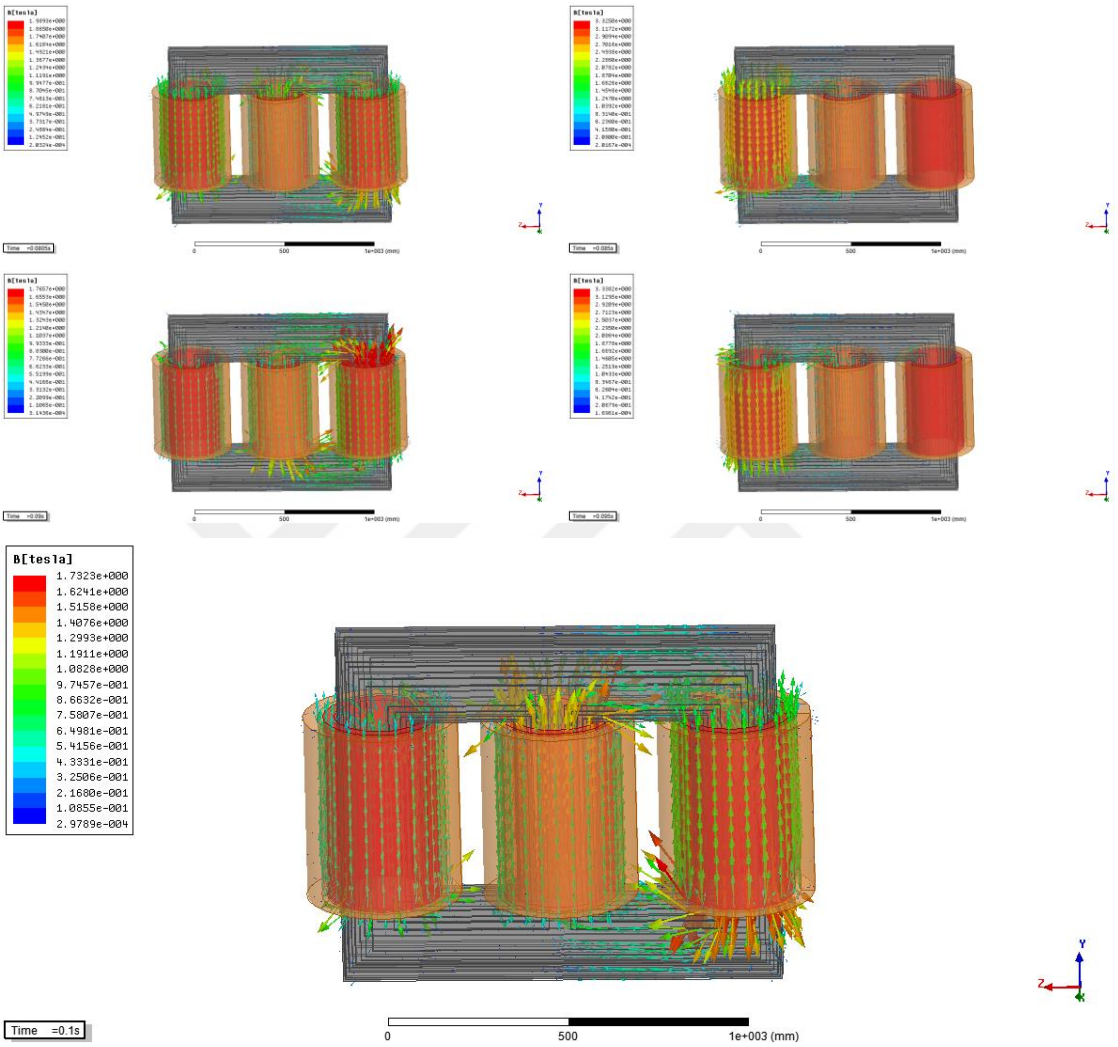
Bu programda yapılacak olan çalışmalarda çekirdek kayıpları da hesaplanacağından nüve üzerinde 11.571 adet üçgen sonlu eleman oluşturulup analizler detaylı olarak gerçekleştirilmiştir.

Bu bölümdeki benzetim çalışmalarında çözüm yöntemi olarak geçici rejim çalışma seçilmiştir. Bu seçim, 3 faz farkı değişimlerinin nüve üzerindeki etkilerinin gözlemlenebilmesi amacıyla yapılmıştır. Benzetim çalışmasının sonlanacağı an için 0,1 saniye ve örnekleme süresi olarak 500 µs seçilmiştir. Ayrıca sistem, 0,08 ve 0,1 saniyeler arasındaki verilere ait tüm analiz sonuçlarını kaydedecek şekilde ayarlanmıştır.



Şekil 3.5 Geçici rejim çalışma için magnetik akı yoğunluğu dağılımı

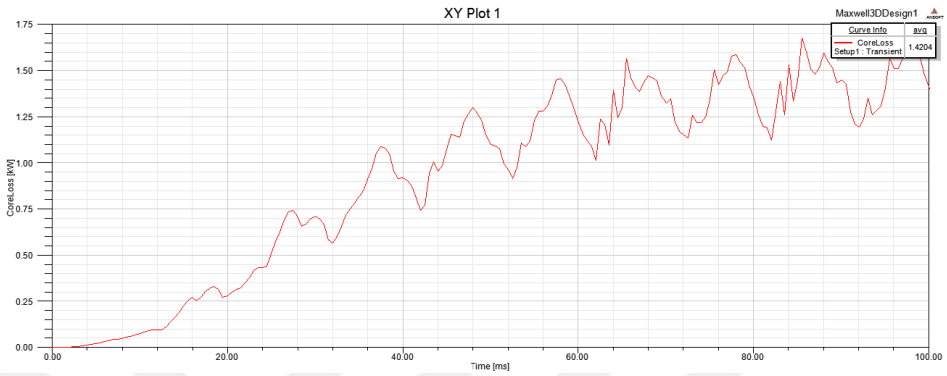
Şekil 3.5'te zamana bağlı olarak magnetik akı yoğunluğu değişimi görülmektedir. Her faza uygulanan gerilimler arasında faz farkı olduğundan, yoğunluk değişimleri açık bir şekilde transformatörün bir bacağından diğerine geçmektedir. Ayrıca Şekil 3.6'da da magnetik akı yoğunluğu vektörel olarak gösterilmiştir.



Şekil 3.6 Geçici rejim çalışma için magnetik akı yoğunluğu dağılımının vektörel gösterimi

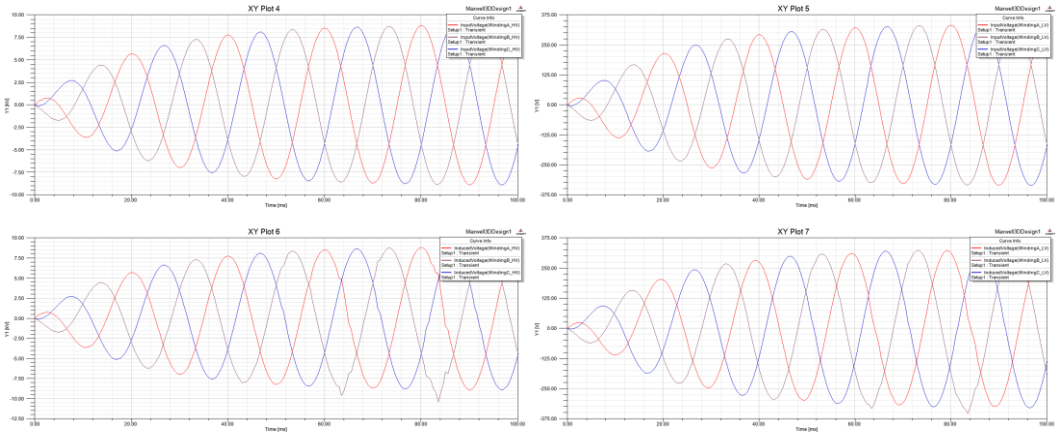
Her iki duruma da bakıldığında, magnetik akı yoğunluğunun sargı çevresinde yoğunlaştığı ve en çok yoğunluğun ise nüvede pencere köşelerinde oluştuğu gözlemlenmiştir. Magnetik akı yoğunluğunun bu noktalarda çok olmasının sebebi, akı yolunun o yönde gitmesi ve oluşan akının dönüş yapmak istemesi olarak gösterilebilir. Ayrıca magnetik akı yoğunluğunun çok olduğu bu bölgelerin alt ve üst kısmında, nüve üzerinde bir yoğunluk görülmemesi de aynı sebeptendir. Akı gitmek istediği yolu tercih ederken nüvenin köşelerini zorladığı gibi sargıları da aynı şekilde zorlamaktadır. Bu

zorlanmaların da nüvede ve sargılarda ısınmayla meydana gelen kayıplar olarak karşımıza çıktığı söylenebilir. Sargılarda meydana gelen ısınmalar düşünülerek magnetik akıyı simgeleyen vektörlere bakıldığında, sargıları en çok zorlayan akı yoğunluklarının, sargıların üst kısımlarına yakın olan kısımlarında, yaklaşık olarak 1/5'i oranında sargı yüksekliğinde meydana geldiği görülmektedir [50].



Şekil 3.7 Çekirdek kayıpları

Şekil 3.7'de çekirdek kayıplarının zamana bağlı değişimi verilmiştir. Buradan da görülebileceği üzere, kayıplar doyuma geçene kadar artmakta ve 80. milisaniyeden sonra belirli bir seviyede kararlı kalmaktadır. Bu yüzden ortalama nüve kayıpları için 80 ile 100. saniyeler arasındaki ortalama kayıp değerli 1,4204 kW olarak hesaplanmıştır.



Şekil 3.8 Benzetim çalışması sonucunda elde edilen gerilim değerleri

Benzetim çalışmaları sonucunda AG ve YG sargılarına uygulanan ve bu sargılarda endüklenen gerilim değişimleri Şekil 3.8'de gösterilmiştir. Buradan da görüldüğü üzere, endüklenen gerilim değerlerinde ihmal edilebilecek kadar az seviyede dalgalanma bulunmaktadır.

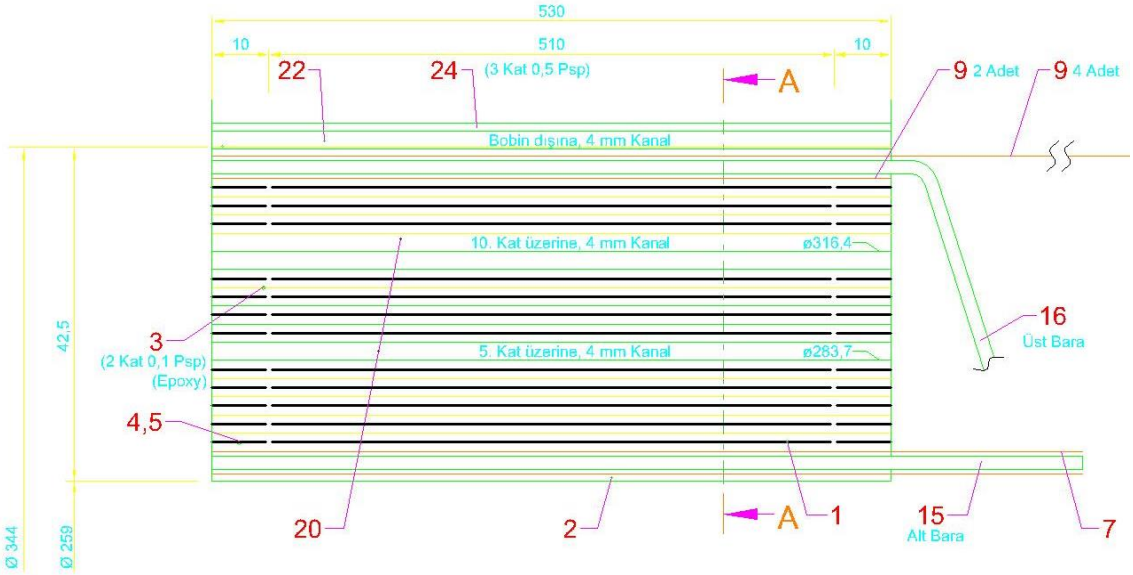
BÖLÜM 4

DENEYSEL ÇALIŞMALAR

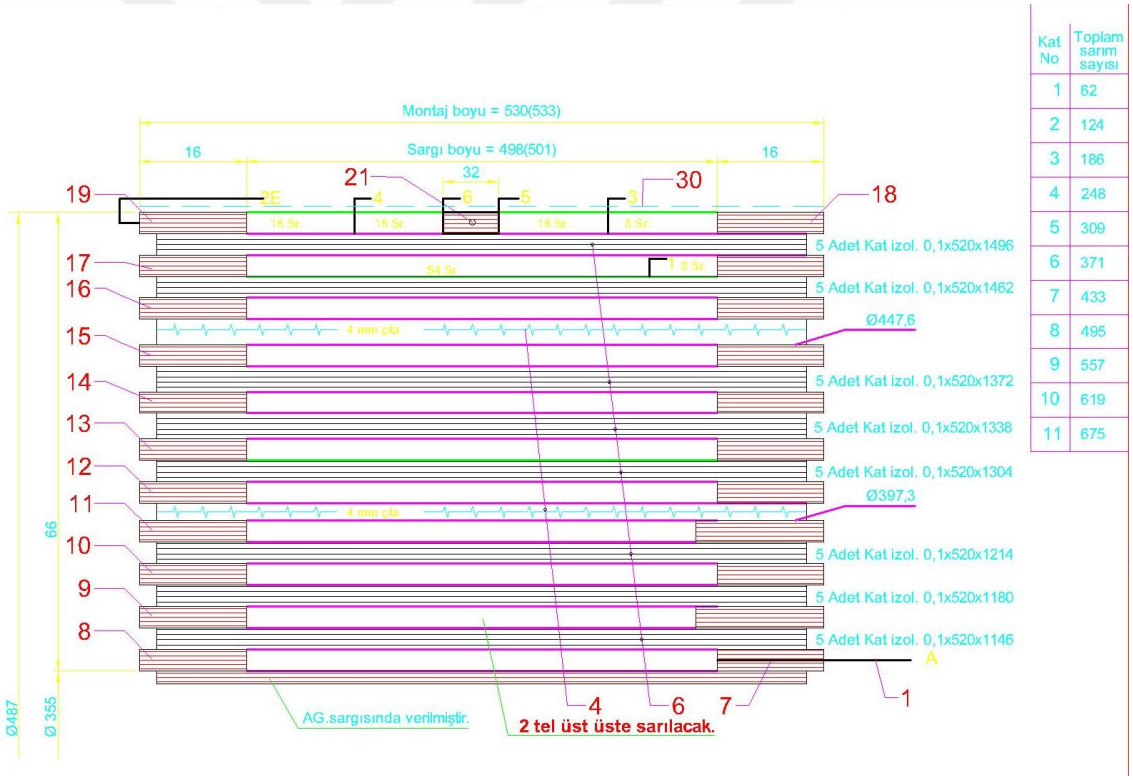
Bu bölümde, ilk olarak önceki bölümde yapılmış analizler sonucunda belirlenen kritik noktalara FOSS'ler yerleştirilmesi, sonrasında ise farklı yüklenme senaryolarına göre yüklenme testleri gerçekleştirilerek sıcaklık değişimleri incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar ile TİS'de ESNS hesaplamalarında kullanılan yöntemler karşılaştırılmış ve bu transformatör için daha doğru sonuç veren ek ESNS algoritmaları oluşturulmuştur. Son olarak, ESNS değerleri kullanılarak testleri gerçekleştirilen transformatöre ait ömür kaybı hesapları yapılmış ve bütün ESNS değerleri için hata oranları incelenmiştir.

4.1 Tranformatörün Testler için Hazırlanması

FOSS'lerin yerleştirilebilmesi ve yağ akışı için transformatörün imalatı esnasında bırakılan kanallar revize edilerek, AG ve YG sargıları için birer tanesi iç tarafa yakın, birer tanesi ise dış tarafa yakın olmak üzere ikişer adet yağ kanalı bırakılmıştır. Yani ondört kat sargı bulunan AG sargısı için, çekirdeğe yakın olacak şekilde, beşinci kat sargıdan sonra bir tane, bir tane de onuncu kat sargıdan sonra bir kanal bırakılarak YG sargısına yakın olan kısmın da gözlemlenmesi amaçlanmıştır. Onbir kat sargıdan oluşan YG sargısı için ise AG sargısına yakın olan dördüncü kat sargıdan sonra bir yağ kanalı bırakılmış ve sargının dış tarafa yakın olan kısımlarının incelenmesi amacıyla sekizinci kat sargıdan sonra yağ kanalı bırakılmıştır. AG ve YG sargılarına ait kesitler Şekil 4.1 ve Şekil 4.2'de verilmiştir.



Şekil 4.1 AG sargısı yağ kanallarının gösterildiği kesit



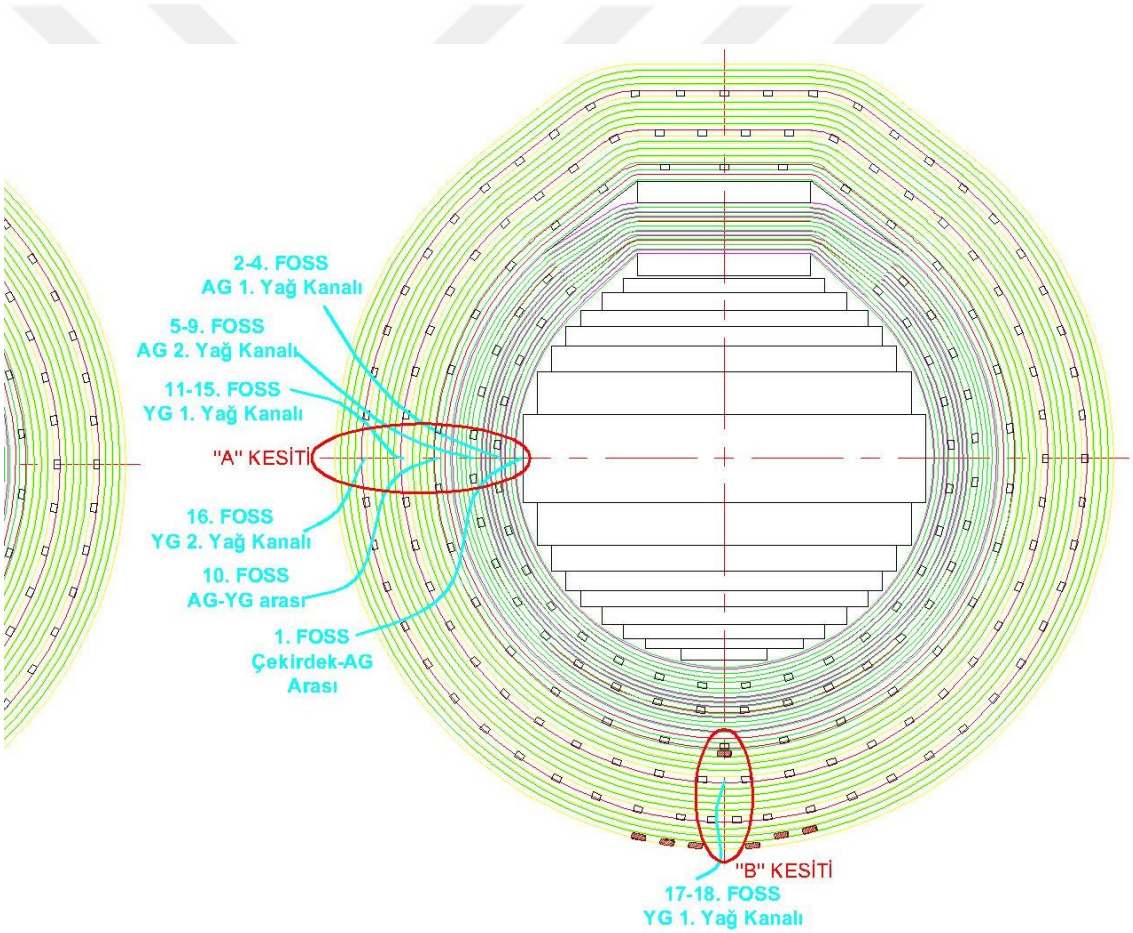
Kat No	Toplam sarım sayısı
1	62
2	124
3	186
4	248
5	309
6	371
7	433
8	495
9	557
10	619
11	675

Şekil 4.2 YG sargısı yağ kanallarının gösterildiği kesit

4.1.1 Fiber Optik Sıcaklık Sensörlerin Yerlerinin Belirlenmesi

Transformatörün sıcaklık değerlerinin ölçülmesi amacıyla çalışmada toplam 24 adet FOSS kullanılmıştır. Transformatörün nüve ve sargılardan meydana gelen aktif kısmına toplam 18 adet FOSS yerleştirilmiştir. Geri kalan 6 tane sensör ise radyatör giriş-çıkış sıcaklık ölçümü ile üst-alt yağ sıcaklık ölçümleri için kullanılmıştır.

Sargılara FOSS yerleştirimi yapılırken ESNS için kritik bölgenin orta sargının diğer faz sargılarına yakın olan kısımları belirlenmiştir. Bu kısmın seçilmesindeki etkenler ise yağ sirkülasyonunun en az olacağı kısmın bu bölge olması ve diğer sargı sıcaklıklarından da bu bölgenin etkilenecek olması söylenebilir. Şekil 4.3'te, FOSS'lerin transformatör orta sargı içerisine yerleştirilmiş durumun üstten görünüşü verilmiştir.

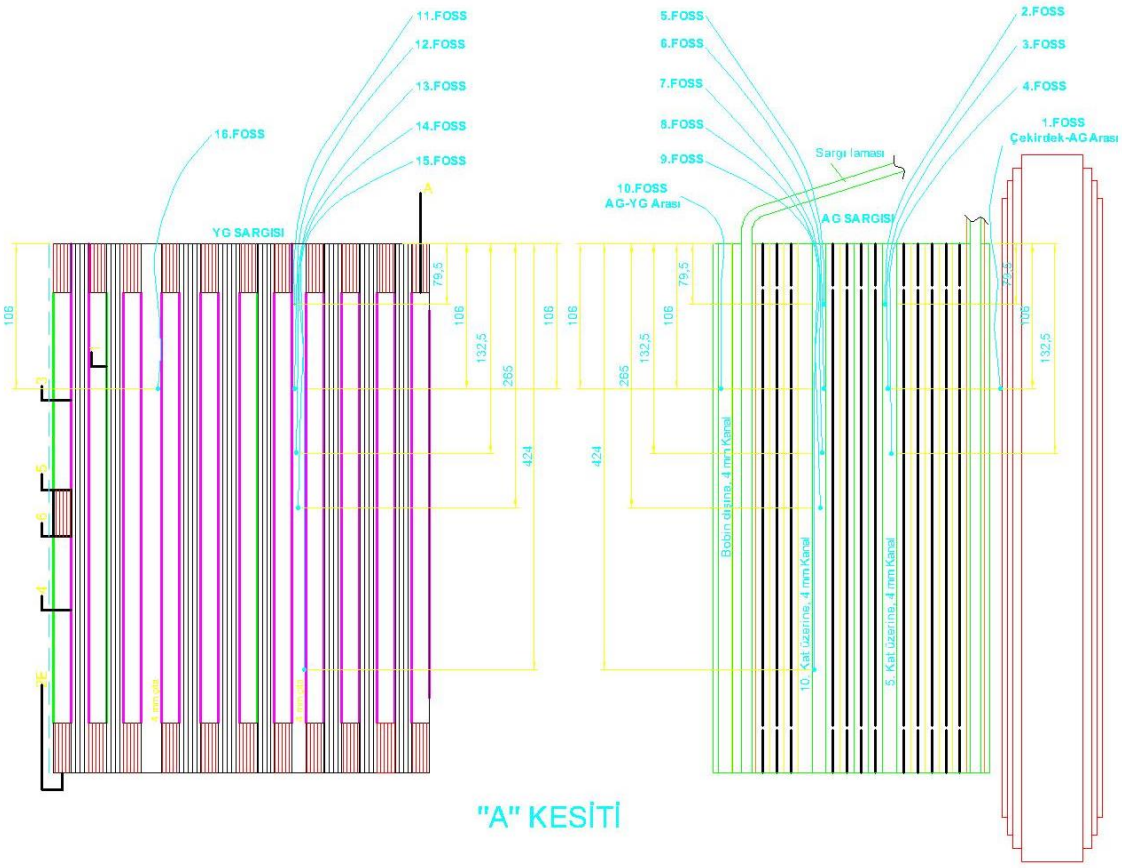


Şekil 4.3 Fiber optik sıcaklık sensörleri yerleştirilmiş transformatörün orta sargısının üstten görünüşü

Yapılan elektromanyetik analiz sonuçları ile literatürde bu konu hakkında yapılan çalışmalar, transformatöre ait ESNS'nin sargıların üst kısımlarına yakın olan kısımlarda

oluştuğu görülmüştür. Bu nedenle FOSS'lerin yeri belirlenirken yüklenmedeki değişim ile birlikte ESNS'nin yerinin değişme ihtimali de düşünülerek sargıların alt kısmına göre %75, %80 ve %85 sargı yükseklik seviye (SYS)'lerine FOSS'ler yerleştirilmiştir. %80 SYS'de çekirdekten YG sargısının 2. yağ kanalına kadar her kademede FOSS yerleştirilerek hem en kritik yerlerin incelenmesi hem de o seviyedeki tüm değişimin incelenmesi amaçlanmıştır. Sargı boyunca değişimlerin incelenmesi amacıyla da sargıların ortasına ve alt kısmına da FOSS'ler yerleştirilmiştir. Sargılar haricinde ise ÜYS ve AYS'leri ölçmek üzere A ve B bobinleri hizasına FOSS'ler yerleştirilmiştir. Son olarak ise dört radyatörden bir tanesinin giriş ve çıkışına FOSS'ler konulmuştur. AG ve YG sargılarına yerleştirilen FOSS'lerin detaylı olarak gösterilmiş hali Şekil 4.4'tedir.

Çekirdeğin de etkisinin görülmesi amacıyla 1 numaralı FOSS, çekirdek ve AG sargısı arasındaki boşlukta 424 mm yüksekliğe yerleştirilmiştir. 2, 3 ve 4 numaralı FOSS'ler ise AG sargısının 1. kanalına yerleştirilmiş ve seviyeleri ise sırasıyla 450,5; 424 ve 397,5 mm dir. 5, 6 ve 7 numaralı FOSS'ler ile 2, 3 ve 4 numaralı FOSS'ler ile aynı seviyeye ancak 2. kanala yerleştirilmiş ve böylece AG sargısının çekirdeğe yakın olan kısmı ile YG sargısına yakın olan kısmı arasındaki değişimler gözlemlenebilecektir. Ayırca 2. kanala sargının tam ortasına yani 265 mm yüksekliğine 8 numaralı FOSS yerleştirilirken 9 numaralı FOSS ise aynı kanalda sargının alt kısmına yakın olacak şekilde 106 mm yüksekliğe yerleştirilmiştir. Böylece bu kanal boyunca sıcaklık değişimlerinin nasıl olacağı net bir şekilde görülebilmesi hedeflenmiştir. 10 numaralı FOSS ise AG ve YG sargıları arasında, kritik bölgede nasıl bir sıcaklık değişiminin olduğunun gözlemlenmesi amacıyla 424 mm yüksekliğe konmuştur. YG sargısının 1. kanalındaki FOSS yerleştiriminde ise AG sargısının 2. Kanalındaki FOSS yerleştirimi referans alınmış ve 11, 12, 13, 14 ve 15 numaralı FOSS'ler sırasıyla 450,5; 424; 397,5; 265 ve 106 mm yüksekliklere yerleştirilmiştir. Böylece YG sargısı içinde bir kanal boyunca en alt kısımdan en üst kısma sıcaklık değişimi gözlemlenebilecektir. YG sargısının 2. kanalına ise sadece kritik seviye olan 424 mm yüksekliğe, 16 numaralı FOSS yerleştirilmiştir.



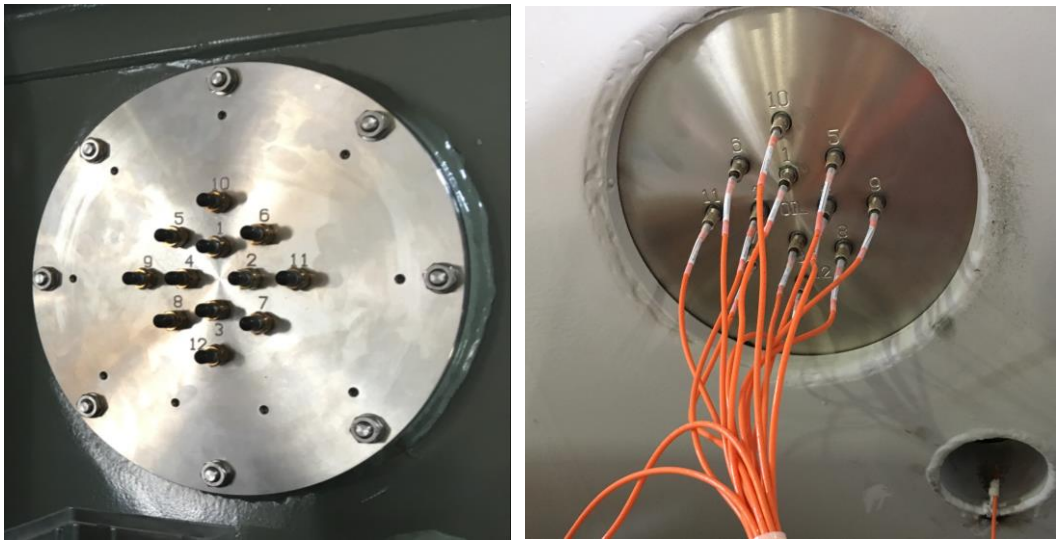
Şekil 4.4 Alçak gerilim ve yüksek gerilim sargılarına yerleştirilen fiber optik sıcaklık sensörlerinin yerleri

Şekil 4.5'te ise yağ akışının etkisini ve sargı üzerindeki sıcaklık değişimi göstermek amacı ile YG sargısının AG sargısına yakın olan kanala iki adet FOSS yerleştirilmiştir. Sargının hangi kısmında olduğu ise Şekil 4.3'te B kesiti olarak gösterilmiştir. 17 numaralı FOSS, sargının üst kısmına yakın ve yüksekliği 424 mm olarak ayarlanırken, 18 numaralı FOSS de sargının alt kısmındaki değişimlerin incelenmesi amacıyla 106 mm yüksekliğe yerleştirilmiştir.



Şekil 4.5 Yüksek gerilim sargısının farklı bir noktasına yerleştirilen sensörlerin yerleri

Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'te gösterilen uzunluklar, FOSS'lerin sargıların üst kısmından aşağıya olan uzunluklarıdır. Bunun sebebi ise FOSS'lerin yerleştirimi yapılırken referans olarak sargının üst yüksekliğinin alınacak olmasıdır.



Şekil 4.6 FOSS'lerin montajının yapılacağı flanş bağlantılarının kazan içi ve dışı gösterimi

FOSS'lerin bağlantısı için kazan üzerine 12'şer adet bağlantı noktası bulunan iki adet flanş plakası yerleştirilmiştir. Şekil 4.6'da flanş plakalarının kazan içinin ve dışının görünümü gösterilmiştir.

Çizelge 4.1 Sargılara yerleştirilen fiber optik sıcaklık sensörlerinin yerleşimi

FOSS Numarası	Flanş Adı	Flanş Numarası	FOSS Yerinin			FOSS Yüksekliği (mm)
			Kesit	Sargı	Kanal	
1	B	1	A	AG-ÇEKİRDEK ARASI		424
2	B	2	A	AG	1	450,5
3	B	3	A	AG	1	424
4	B	4	A	AG	1	397,5
5	B	5	A	AG	2	450,5
6	B	6	A	AG	2	424
7	B	7	A	AG	2	397,5
8	B	8	A	AG	2	265
9	B	9	A	AG	2	106
10	B	10	A	AG-YG ARASI		424
11	A	1	A	YG	1	450,5
12	A	2	A	YG	1	424
13	A	3	A	YG	1	397,5
14	A	4	A	YG	1	265
15	A	5	A	YG	1	106
16	A	6	A	YG	2	424
17	B	11	B	YG	1	424
18	B	12	B	YG	1	106

Çizelge 4.2'de transformatörün aktif kısmı haricinde yerleştirilecek olan FOSS'lerin numaraları ve yerleştirileceği yeri göstermektedir. 19 numaralı FOSS, A bobinin tam orta hizasına ve alt kısmına yerleştirilmiştir. Aynı şekilde B bobininin altına ise 21 numaralı FOSS yerleştirilmiştir. Bu şekilde orta bobin ve yan bobinler arasında fark gözlemlenebilecektir. 20 ve 22 numaralı FOSS'ler ise A ve B bobinlerinin orta hizalarının üst kısmında ÜYS değerlerini ölçmek amacıyla yerleştirilmiştir. Böylece orta bobin ve kenar bobinleri arasındaki değişimin üst yağ cinsinden de incelenebilmesi amaçlanmıştır. Transformatör yüklenmeleri esnasında ısınacak yağ radyatörlerin üst

kısmında girip, alt kısmından soğuyarak çıkacaktır. Bunun incelenmesi ve sıcaklık değişiminin ne kadar olduğunun gözlemlenebilmesi amacıyla 23 numaralı FOSS soğuk yağ girişinin olacağı radyatörün alt kısmına yerleştirilirken, 24 numaralı FOSS ise sıcak yağ çıkışının olacağı radyatörün üst kısmına yerleştirilmiştir. Giriş ve çıkış sıcaklıklarının ideal olması için sensörler 3-4 cm içeri doğru yerleştirilmiştir.

Çizelge 4.2 FOSS yerleştirimi

FOSS Numarası	Flanş Adı	Flanş Numarası	FOSS Yeri
19	A	7	A bobini hizasında AYS
20	A	8	A bobini hizasında ÜYS
21	A	9	B bobini hizasında AYS
22	A	10	B bobini hizasında ÜYS
23	A	11	Radyatör yağ girişi (alt)
24	A	12	Radyatör yağ çıkışı (üst)

4.1.2 Fiber Optik Sıcaklık Sensörlerin Montajı

Çalışmanın bu aşamasında, Başlık 4.1.1'de verilmiş olan çizimler kullanılarak FOSS yerleşimlerinin yapılması hedeflenmiştir. Bu amaçla, FOSS'lerin yerleştirilmesi transformatörün imalatı esnasında gerçekleştirilmiştir. İlk olarak yerleştirilecek olan FOSS'ler, Şekil 4.3'te "A" kesitinde gösterilen 16 adet FOSS'dir. Bu FOSS'lerin yerleştiriminin çekirdeğin tam orta hizasına yapılacak olması sebebiyle boyunduruk montajı yapılmadan FOSS yerleşimi yapılmıştır. Şekil 4.7'de, FOSS'lerin yerleştirileceği ve transformatörün aktif kısmının boyunduruğu olmadığı hali gösterilmektedir.



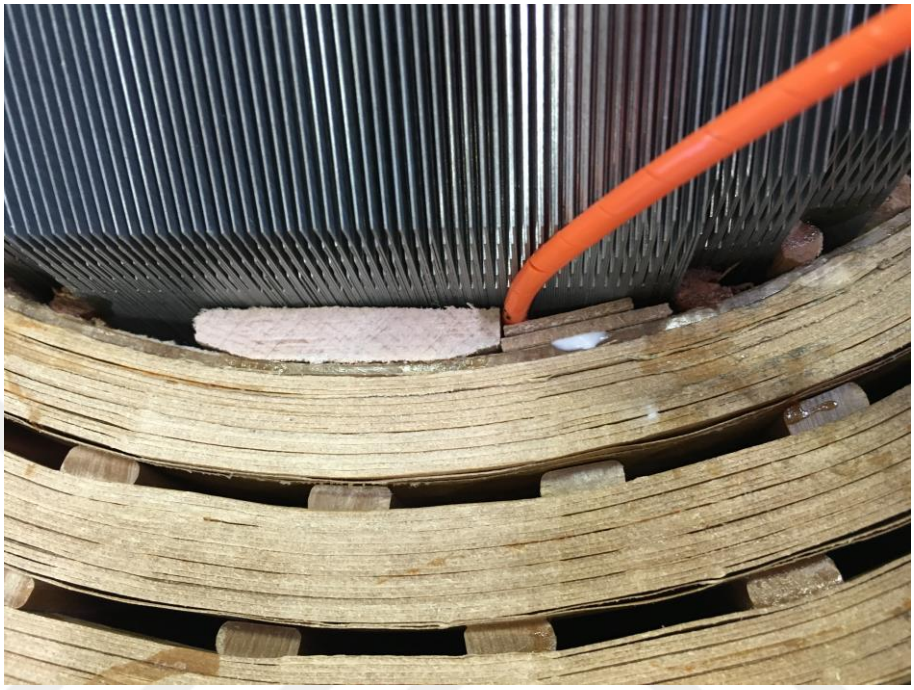
Şekil 4.7 Boyunduruğu yerleştirilmemiş transformatörün aktif kısmı

18 adet FOSS'ün yerleştirileceği orta sargının üstten görünüşü Şekil 4.8'de verilmiştir. Önceden yerleri belirlenmiş yağ kanallarını oluşturmak için 4 mm'lik çıtalar kullanılmıştır. Oluşturulmuş yağ kanalları da Şekil 4.8'de görülmektedir.



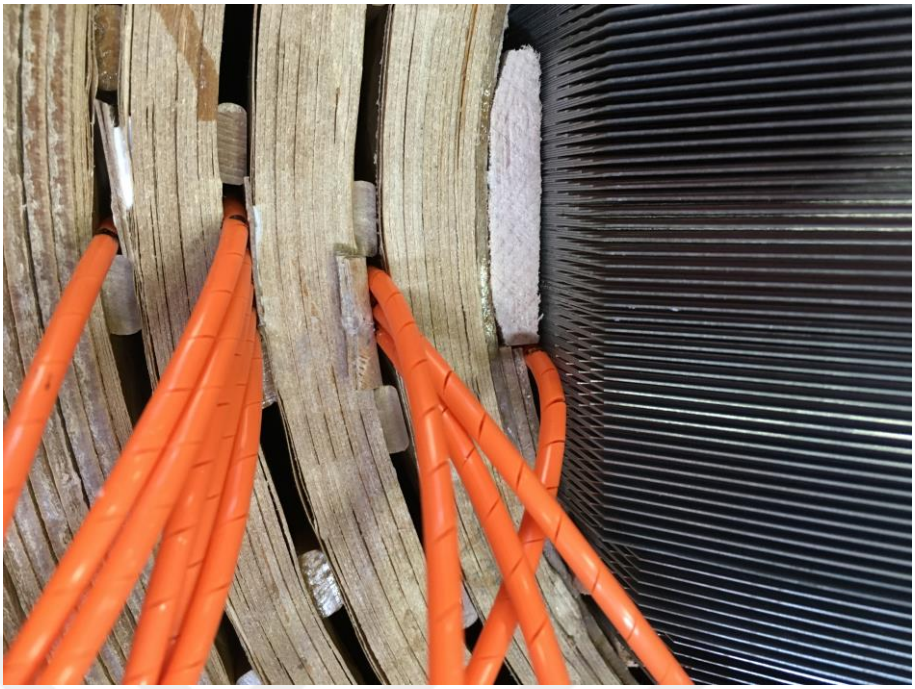
Şekil 4.8 Orta sargının üstten görünüşü

Çekirdeğin tam orta hizasında tahta kamalar olduğundan 1 numaralı FOSS yerleşimi; orta hizaya en yakın olan kısıma yani tahta kamanın hemen bittiği noktaya, çekirdeğe yakın olacak şekilde yapılmıştır. Şekil 4.9'da 1 numaralı FOSS'nin yerleştirilmiş hali gösterilmiştir.



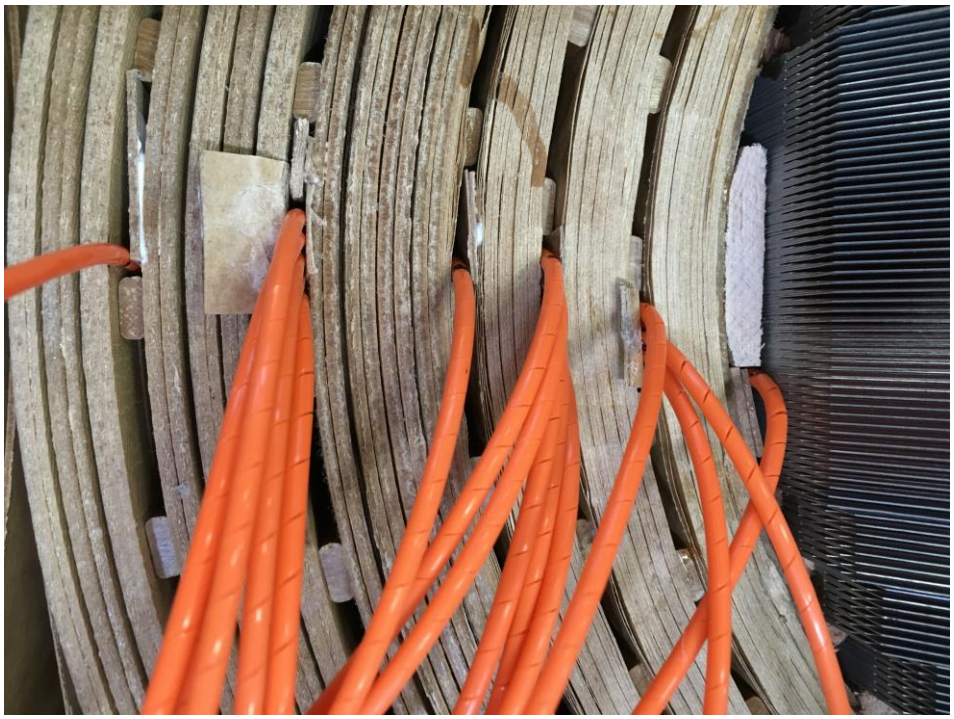
Şekil 4.9 Bir numaralı FOSS'nin yerleştirilmiş hali

AG sargılarına yerleştirilecek FOSS'ler yağ kanallarını oluşturan çıtaların aralarına, çekirdeğin tam orta hizasına yakın olan kısmına yerleştirilmiştir. Şekil 4.10'da AG iletkenlerine yerleştirilecek olan FOSS'ler ile AG-YG arasındaki yağ kanalına yerleştirilen 10 numaralı FOSS'nin yerleştirilmesinin tamamlanmış hali gösterilmiştir.



Şekil 4.10 AG sargısındaki FOSS'lerin yerleştirilmiş hali

Şekil 4.3'te gösterilen A kesitinde yer alan 16 adet FOSS'nin yerleştiriminin tamamlanmış hali Şekil 4.11'de gösterilmiştir. Buradan da görüldüğü üzere bu kesitte yer alan tüm FOSS'lerin montajı aynı hizada olacak şekilde yapılmıştır.



Şekil 4.11 A kesiti için FOSS yerleştirimi

Şekil 4.3’te gösterildiği gibi B kesitine yerleştirilen FOSS’ler, YG sargısının birinci yağ kanalına çekirdeğe dik olacak şekilde yerleştirilmiştir. Şekil 4.12’de B kesitine yerleştirilmiş FOSS’lerin son hali verilmiştir.



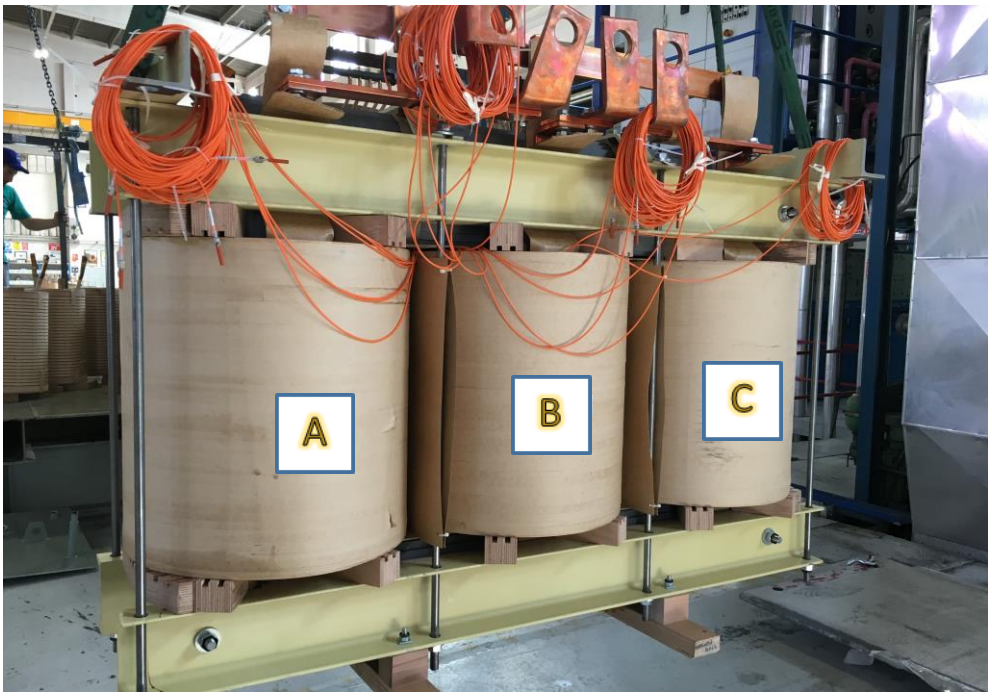
Şekil 4.12 B kesiti için FOSS yerleştirimi

A sargısında bulunan 16 adet FOSS, çekirdeğin penceresinde yer alması ve bu FOSS’lerin tam üstüne ekranlama gelmesi nedeniyle bu FOSS’ler bant yardımıyla eğilmiş ve boyunduruk montajı için hazır hale getirilmiştir. Özellikle transformatörün bu kısımlarında montaj esnasında FOSS’lerde bir deformasyon meydana gelmemesi için tasarım aşamasında pencerelerde sargı üstünde 5 mm’lik boşluklar bırakılmıştır. Şekil 4.13’te orta sargıdaki FOSS yerleştiriminin tamamlanmış hali verilmiştir.



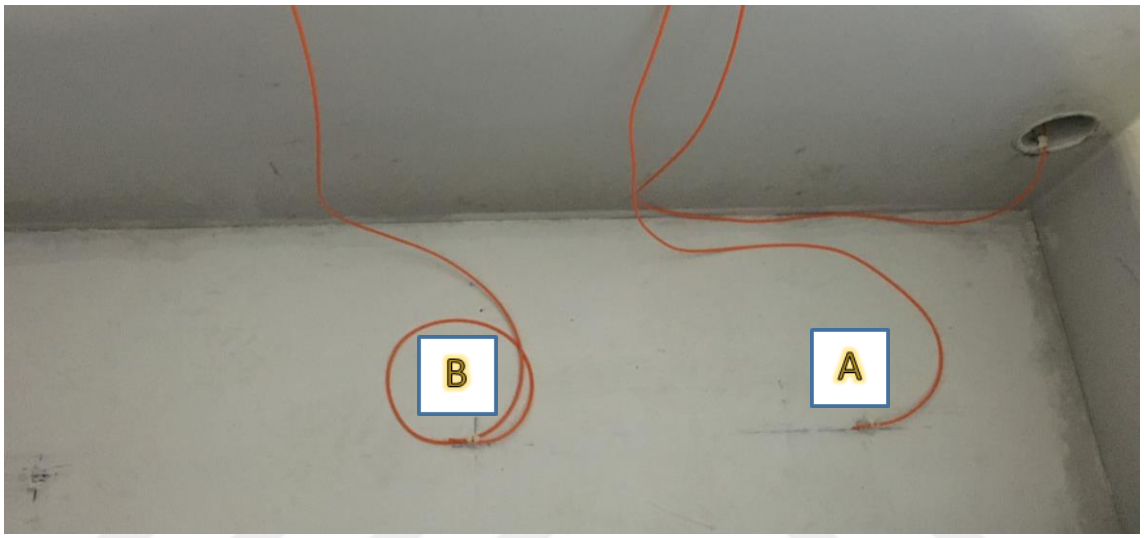
Şekil 4.13 Orta sargıda FOSS yerleştiriminin tamamlanmış hali

Aktif kısmı için FOSS yerleşimi tamamlanan transformatör, kazan içi montajına hazır hale getirilmek üzere boyunduruğa yerleştirilmiştir. Şekil 4.14'te transformatörün aktif kısmının fırınlandıktan sonraki hali gösterilmiştir.



Şekil 4.14 Fırınlanmış aktif kısım

19 ve 21 numaralı FOSS'ler A ve B bobini hizasındaki AYS'leri ölçeceğinden bu aşamada kazan içine montajları yapılmıştır. FOSS'lerin sabit kalması için kazan tabanına ufak aparatlar yapılarak kelepçe yardımı ile tutturulmuştur. Aktif kısım yerleştirildikten sonra montajının yapılamayacağı bir diğer FOSS ise radyatör yağ girişinde yer alacak 23 numaralı FOSS'dir. Bu FOSS de radyatörün içine doğru 3 cm uzaklığa yapılan aparat yardımıyla kelepçe ile sabitlenmiştir. Kazanın alt kısmında yer alan bu üç FOSS Şekil 4.15'te gösterilmiştir.



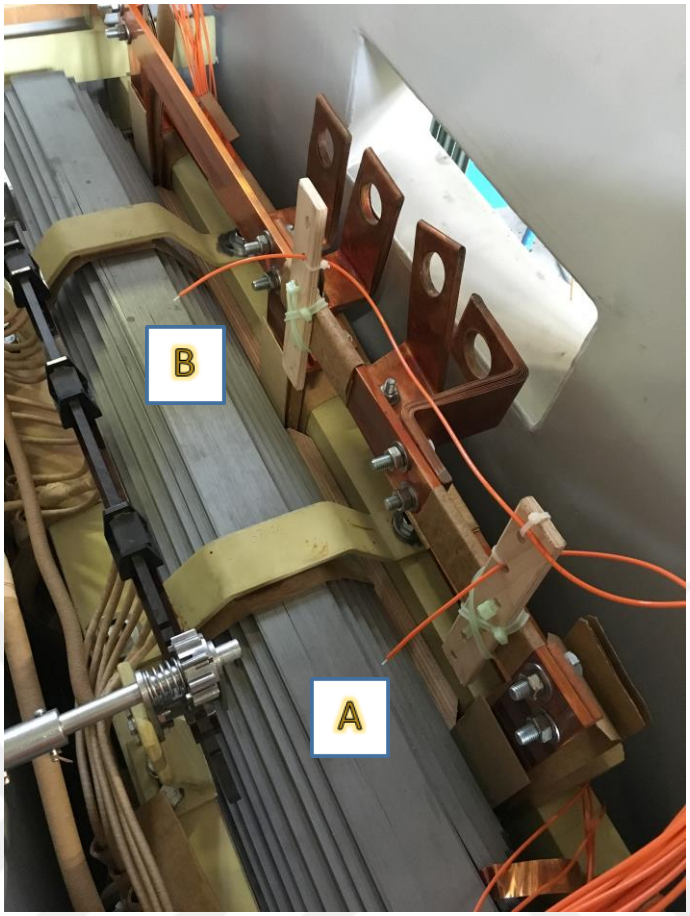
Şekil 4.15 Kazanın alt kısmındaki FOSS'ler

Şekil 4.16'da aktif kısmın kazana yerleştirilmesi gösterilmektedir. Bu aşamalarda meydana gelebilecek herhangi bir zorlanma FOSS'lerin kırılmalarına dolayısıyla çalışmamalarına sebep olacağından aktif kısıma bağlı 18 adet FOSS'nin haricinde kazanın alt kısmında kalan üç adet FOSS'nin zarar görmemesi için yerleştirme işlemi büyük bir titizlikle gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.16 Transformatör aktif kısmın kazana yerleştirilmesi

20 ve 22 numaralı FOSS'ler A ve B bobini hizasındaki ÜYS'yi ölçmek için kullanılacaktır. FOSS'lerin çekirdek ve baralardan etkilenmemesi ve baranın zarar görmesini engellemek için bir yalıtım kağıdıyla kaplandıktan sonra özel olarak hazırlanmış tahta aparatlar AG barasına bağlanarak bu FOSS'ler çekirdeğin ve sargıların tam orta hizasında kalacak şekilde sabitlenmiştir. 20 ve 22 numaralı FOSS'lerin montajının tamamlandıktan sonraki durumu Şekil 4.17'de gösterilmiştir.



Şekil 4.17 Üst yağ FOSS montajı

Son olarak 24 numaralı FOSS radyatör üst kısmına yağ sıcaklığının ölçülmesi amacıyla konmuştur. Bu FOSS de 23 numaralı FOSS gibi 3 cm radyatörün içine doğru hazırlanmış aparata sabitlenmiştir. Bu FOSS'ye ait fotoğraf Şekil 4.18'de verilmiştir.



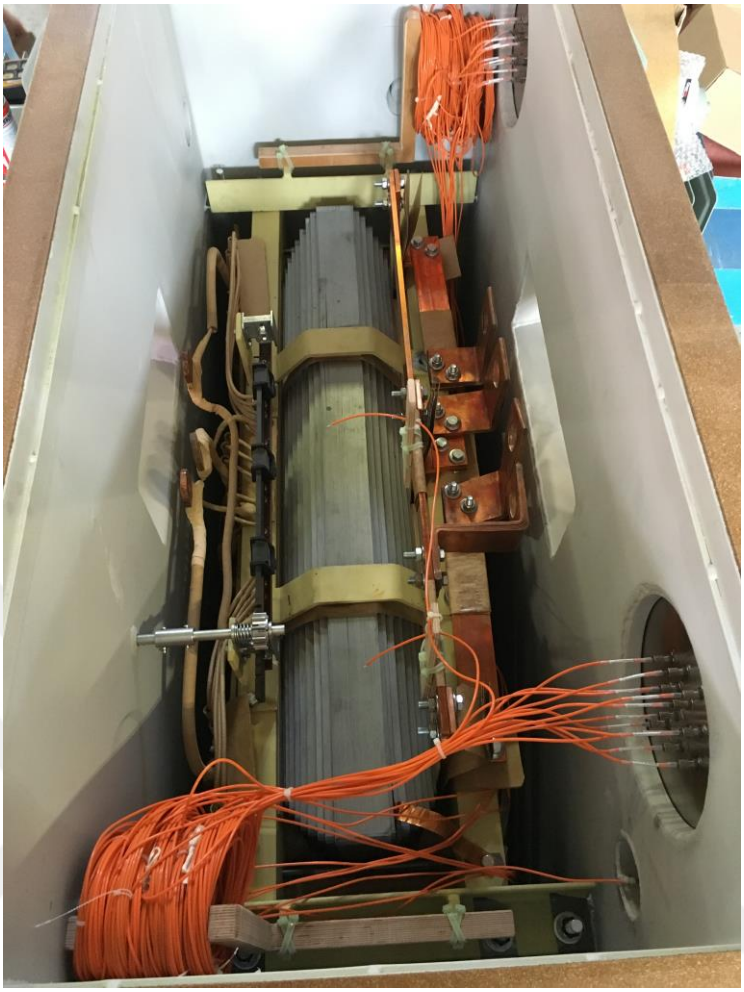
Şekil 4.18 Radyatör üst çıkışındaki FOSS montajı

Şekil 4.19'da kademe değiştirici montajının tamamlanmış hali gösterilmiştir. Buradan da görüldüğü gibi kademe değiştiricinin yan çıkışlı olarak yapılması montaj esnasında kolaylık ve olası değişiklikler için de olanak sağlamıştır.



Şekil 4.19 Montajı tamamlanmış kademe değiştirici

Şekil 4.20'de transformatörün kazanı kapatılmadan önceki son hali gösterilmiştir. Buradan da görüleceği gibi transformatörün her iki kenarına özel aparatlar yapılarak, her bir flanşa bağlanmış 12'şer adet FOSS'nin içeride kalacak olan uzun kısımları toparlanmış ve bu aparatlara asılarak transformatörün normal çalışmasında en ufak bir engel teşkil etmemesi amaçlanmıştır. Transformatör kazanı kapatıldıktan sonra içine yağ basılarak basıncı kontrol edilerek testlere başlanmadan önce soğumaya bırakılmıştır.



Şekil 4.20 Transformatör kazan içinin son hali

4.2 Transformatör Testlerinin Yapılması

BEST A.Ş. Test Laboratuvarları, ISO/IEC 17025 Akreditasyonunu başarı ile tamamlamıştır. Transformatör testleri, TÜRKAK tarafından akredite edilmiş Türkiye'deki ilk transformatör test laboratuvarlarına sahip firmanın Ağır Sanayi Bölgesi (ASB) tesislerindeki 16 MVA/36 kV'a kadar dağıtım transformatörlerinin testlerinin yapılabildiği laboratuarında yapılmıştır.

Testlere başlamadan önce transformatör kazanı üzerine, çevresine ve kazan içi yağının içine pt100 sıcaklık sensörleri yerleştirilmiştir. Transformatörün üzerine yerleştirilen sensörler, kazanın dışında çapraz olacak şekilde iki radyatörün üst ve alt kısımlarına toplam dört adet yerleştirilmiştir. Bunlardan ikisi AG tarafına diğer ikisi YG tarafına

yerleştirilmiştir. Şekil 2.1'de kazan dışına yerleştirilmiş pt100 sıcaklık sensörlerinin montajının tamamlanmış hali verilmiştir.



Şekil 4.21 Kazan dışı sensör yerleştirimi

Çevre sıcaklığının ölçülmesi için ise kazanın dört köşesine ikişer metre uzakta olacak şekilde ufak yağ kazanlarının içine yerleştirilen sensörler kullanılmıştır. Şekil 4.22'de transformatörün etrafına yerleştirilmiş sensörler ile bu sensörlerin yakından gösterilmiş hali verilmiştir.



Şekil 4.22 Çevre sıcaklık sensörleri

Transformatör gaz yastıklı olduğu için yağ seviyesi kazanı tam doldurmamaktadır. Bu yüzden sensör yerleştirimi için kazanın üstüne değil kenarına bir delik yapılmıştır. Son olarak bu delikten yerleştirilen sensör sayesinde yağ sıcaklığı da ölçülecektir. Şekil 4.23'te yağ sıcaklık sensörünün montajının tamamlanmış hali verilmiştir.



Şekil 4.23 Üst yağ sıcaklık sensörü

Bütün bu termokupllar standart olarak yapılan işlemlerde de yer almaktadır. Yapılacak olan testlerde, kazan içine yerleştirilen FOSS'ler ile standart olarak yapılan bu işlemler de karşılaştırılabilecektir.

4.2.1 Transformatör Genel Testleri

Transformatör genel testleri yapılırken kullanılan cihazlar EK-C'de verilmiştir. Transformatöre ait genel bilgiler Çizelge 4.3'te verilmiştir. Transformatör üzerinde ilk olarak IEC 60076-1 standartlarında yer alan testler yapılmıştır.

- Çevirme oranı ölçümü
- Boştaki kayıp ve boştaki akımın ölçümü
- Yükteki kayıp ve kısa devre gerilim testleri
- Sargı dirençlerinin ölçümü

Çizelge 4.3 Transformatör genel bilgileri

No	Güç (kVA)	Gerilim (kV)	Bağlantı Grubu	Anma Akımı YG (A)	Anma Akımı AG (A)
1	1500	11/0,42	Dyn11	78,73	2086,81

Transformatör genel testleri yapılırken AG ve YG tarafında yapılmış bağlantılar bir örnek Şekil 4.24'te verilmiştir.



Şekil 4.24 Genel testler esnasında bağlantı şekilleri

Çevirme oranı ölçümü testleri yapılırken Vanguard ATRT-01B cihazı kullanılmıştır. Her kademe için ayrı ayrı sonuç alınmış ve Çizelge 4.4'te sonuçlar gösterilmiştir. Sonuçlardaki sapma oranı ise %1'in altında kalmıştır.

Çizelge 4.4 Çevirme oranı ölçümü sonuçları

Kademe Pozisyonu		1	2	3	4	5
Gerilim (V)		10450	10725	11000	11275	11550
Bağlantı/Çevirme Oranı		43,61	44,76	45,91	47,06	48,21
Sapma (%)	1U1V/2u2n	+0,07	+0,05	+0,04	+0,03	+0,01
	1V1W/2v2n	+0,07	+0,06	+0,05	+0,03	+0,02
	1W1U/2w2n	+0,10	+0,08	+0,07	+0,06	+0,05

Transformatörün boşta çalışma deneyinde, sekonder sargı uçları açık devre bırakılarak primer sargı uçlarına nominal gerilim uygulanmıştır. Sekonder nominal gerilimi

±%10'nu olacak şekilde üç farklı gerilim kademesinde alınan akım, gerilim ve güç değerleri Çizelge 4.5'te verilmiştir.

Çizelge 4.5 Boştaki kayıp ve boştaki akımın ölçüm sonuçları

Bağlantı	%	Gerilim (V)	Akımlar [A]				I_0/I_n (%)	P_0 Boştaki Kayıp (kW)
			I_{02u}	I_{02v}	I_{02w}	$I_{0ortalama}$		
2u2v2w	110	456,5	46,560	41,520	45,280	44,453	2,13	2,929
2u2v2w	100	415	6,092	4,563	5,558	5,404	0,26	1,909
2u2v2w	90	373,5	3,169	2,120	2,912	2,734	0,13	1,371

Yüklenme durumunda kayıp değerlerinin belirlenmesi için sekonder sargı uçları kısa devre edilerek kısa devre testlerinin yapılması için sekonder uçlar kısa devre edilerek üç farklı gerilim kademesi için sonuçlar alınmıştır. Her bir kademe için 36,5°C ortam sıcaklığında kayıp değerleri alınmıştır. Bu değerlere ek olarak kayıplar, IEC standartlarında belirtilen referans sıcaklık değeri (75°C) esas alınarak hesaplanmıştır. Kaydedilen ve hesaplanan sonuçlar Çizelge 4.6'da verilmiştir.

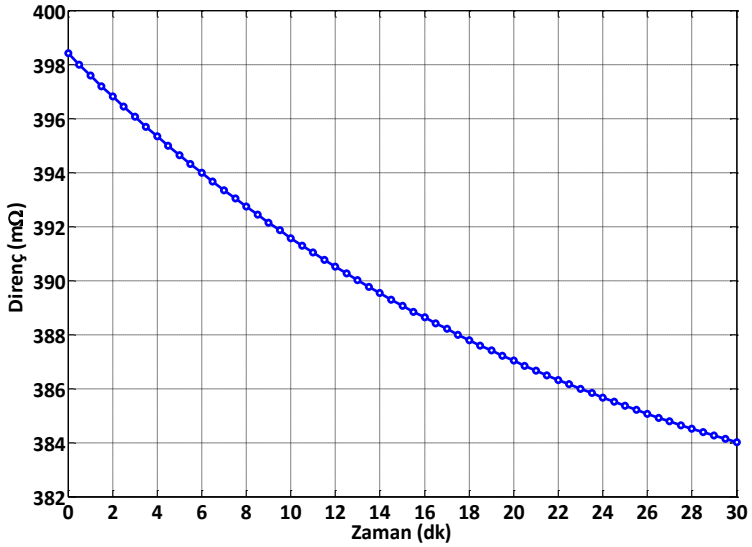
Çizelge 4.6 Kısa devre testi sonuçları

Güç (kVA)	K D	Akım (A)	Ger. (V)	U_k 75°C	Kayıplar (kW) 36,5°C			Kayıplar (kW) 75°C		
				(%)	$\sum I^2R$	AC Kaybı	Top. Kayıp	$\sum I^2R$	AC Kaybı	Top. Kayıp
1500	1	82,87	626,1	6,00	7,484	1,874	9,358	8,545	1,641	10,187
1500	3	78,73	669,6	6,09	7,340	1,813	9,153	8,381	1,588	9,969
1500	5	74,98	724,9	6,28	7,196	1,872	9,068	8,216	1,639	9,856

Sargı dirençlerinin ölçümü için Raytech WR50 sargı direnç ölçer kullanılmıştır. İlk olarak ortam sıcaklığı 36,5°C'de ve transformatör soğukken yapılan ölçümlerden elde edilen sonuçlar Çizelge 4.7'de verilmiştir.

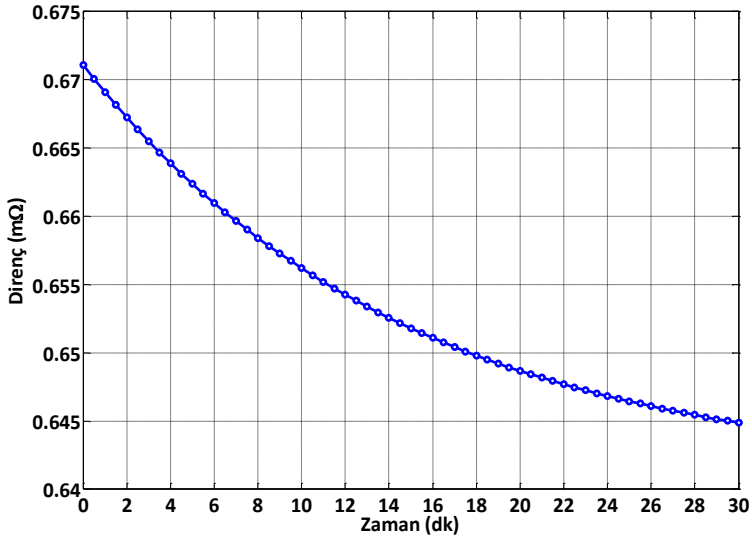
Çizelge 4.7 Sargı dirençlerinin ölçüm sonuçları

Faz/Poz.	1 (Ω)	3 (Ω)	5 (Ω)	Faz	Ω
1U1V	0,34740	0,36992	0,39044	**2u2v**	0,00058875
1V1W	0,34732	0,36928	0,39018	**2v2w**	0,00059025
1W1U	0,34848	0,37036	0,39132	**2w2u**	0,00061285



Şekil 4.25 YG sargısı soğuma eğrisi

Bir sonraki aşamada; transformatör, %100 kayıp ile yüklendikten sonra yağ sıcaklık değişiminin 1°C'nin altına düşmesi beklenmiştir. Daha sonra 3 saat boyunca yüklemeye devam edilen transformatör, 1 saat boyunca nominal akım ile yüklendikten sonra kararlı hale gelerek testlere hazır hale getirilmiştir. Kararlı hale gelmiş transformatör devreden çıkartılarak hızlı bir şekilde sargı dirençlerinin ölçümü yapılması için Raytech WR50 cihazına bağlanmıştır. Ölçülen değerler 20 dakika boyunca kaydedilmiş ve elde edilen veriler kullanılarak montaj işlemi sırasında ölçülemeyen ilk 3 dakikalık veriler de elde edilmiştir. Şekil 4.25 ve Şekil 4.26'da YG ve AG sargılarına ait soğuma eğrileri gösterilmektedir.



Şekil 4.26 AG sargısı soğuma eğrisi

4.2.2 Transformatör Kayıp Artışına Göre Isınma Testleri

Transformatöre ait ısınma testlerinin ilkinde, genel testlerde ölçülmüş toplam kayıplar baz alınacaktır. Transformatör, ilk olarak 180 dk boyunca %50 kayıp ile yüklenmiştir. İkinci aşamada ise sistem 180 dk boyunca %75 kayıp ve en son %100 kayıp olacak şekilde ayarlanmış ve 480 dk boyunca bu şekilde çalıştırılmıştır. Çizelge 4.8'de kayıplara göre sıcaklıklardaki değişimlerin incelendiği testlere ait kayıp değişim çizelgesi verilmiştir.

Standart testlerde veriler birer saatlik aralıklarla alınırken, bu çalışmada yapılan kayıp artışına göre sıcaklık testlerinde veriler Qualitrol T-Guard 408 sıcaklık görüntüleme cihazından 15'er dakikalık aralıklarla alınmıştır.

Çizelge 4.8 Transformatör kayıp artışına göre sıcaklık testlerinde kayıp değişimleri

Süre Aralığı	Süre (dk)	Yüzde Kayıp (%)	Kayıp (kW)
0-180	180	50	6,052
180-360	180	75	9,089
360-840	480	100	12,116

Transformatör kayıplarına göre sıcaklık testleri için hazırlanan transformatöre ait genel bilgiler Çizelge 4.9'da verilmiştir. Bu testler boyunca kademe değiştirici 1 konumunda tutulmuştur.

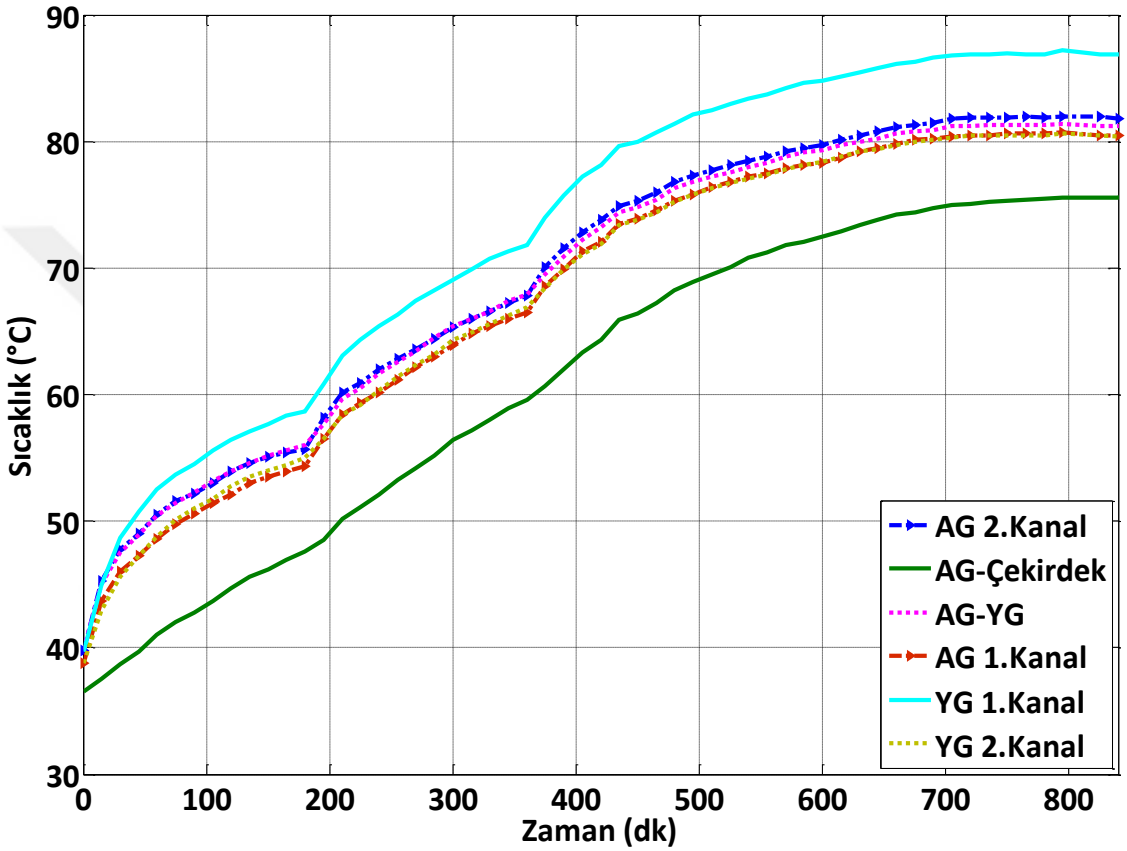
Çizelge 4.9 Transformatör kayıp artışına göre sıcaklık testleri için genel bilgiler

Sargı	YG	AG
Anma Gücü (kVA)	1500	1500
Test Kademesi: 1/Akım (A)	82,87	2086,8
Anma Gerilimi (kV)	10,450	0,415
Yükteki Kayıplar 75°C 'de (kW)	10,187	
Boştaki Kayıplar (kW)	1,909	
Toplam Kayıplar (kW)	12,096	

4.2.2.1 Kayıp Artışı Testlerine Göre Sıcaklık Testleri Sonuçları

Transformatörün orta faz sargısının çekirdeğe en yakın olan kısımdan, faz sargısının en dışına kadar sıcaklık dağılımının incelenmesi için %80 SYS'ye (424 mm) yerleştirilen

FOSS'lerden alınmış veriler Şekil 4.27'de gösterilmektedir. AG sargısı ile çekirdek arasına yani çekirdeğe yakın kısıma yerleştirilen FOSS'den alınmış sonuçlara bakıldığında her yük kademesinde en düşük sıcaklığın orada olduğu görülmektedir (36,5°C–75,6°C). Burada çekirdeğin soğumaya etkisi görülmektedir. Ayrıca diğer noktalar ile kıyaslandığında sıcaklık değişim hızının bu noktada daha yavaş olduğu tespit edilmiştir.

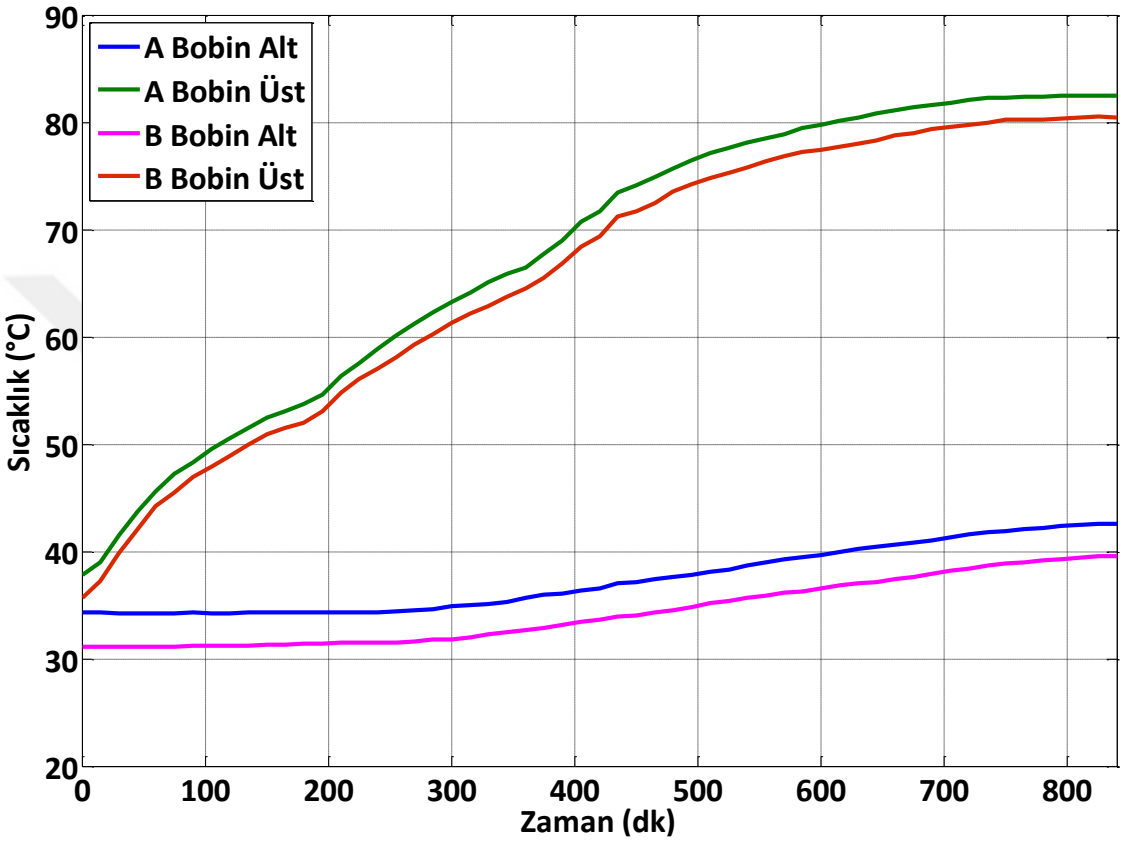


Şekil 4.27 A kesiti boyunca sıcaklık dağılımı (%80 SYS)

Bütün eğrilere bakıldığında YG sargısının birinci kanal sıcaklığının en yüksek olduğu görülmektedir (39,7°C–87,2°C). Bu kanalın diğer noktalara göre daha hızlı ısındığı ve kayıplar arttıkça aralarındaki farkın da arttığı tespit edilmiştir.

Bu hizada yer alan diğer dört adet FOSS'nin birbirlerine yakın sıcaklık değerlerinde kaldığı görülmektedir. Bunlardan AG sargısının birinci kanalı (38,8°C–80,7°C) ile YG sargısının ikinci kanalındaki sıcaklıklar (38,8°C–80,6°C) diğer seviyelere göre daha düşük kalmıştır. AG sargısındaki bu seviye düşüklüğüne çekirdeğe yakınlığı sebep olurken YG sargısındakine ise sargıların en dışında olması söylenebilir. AG sargısının ikinci yağ

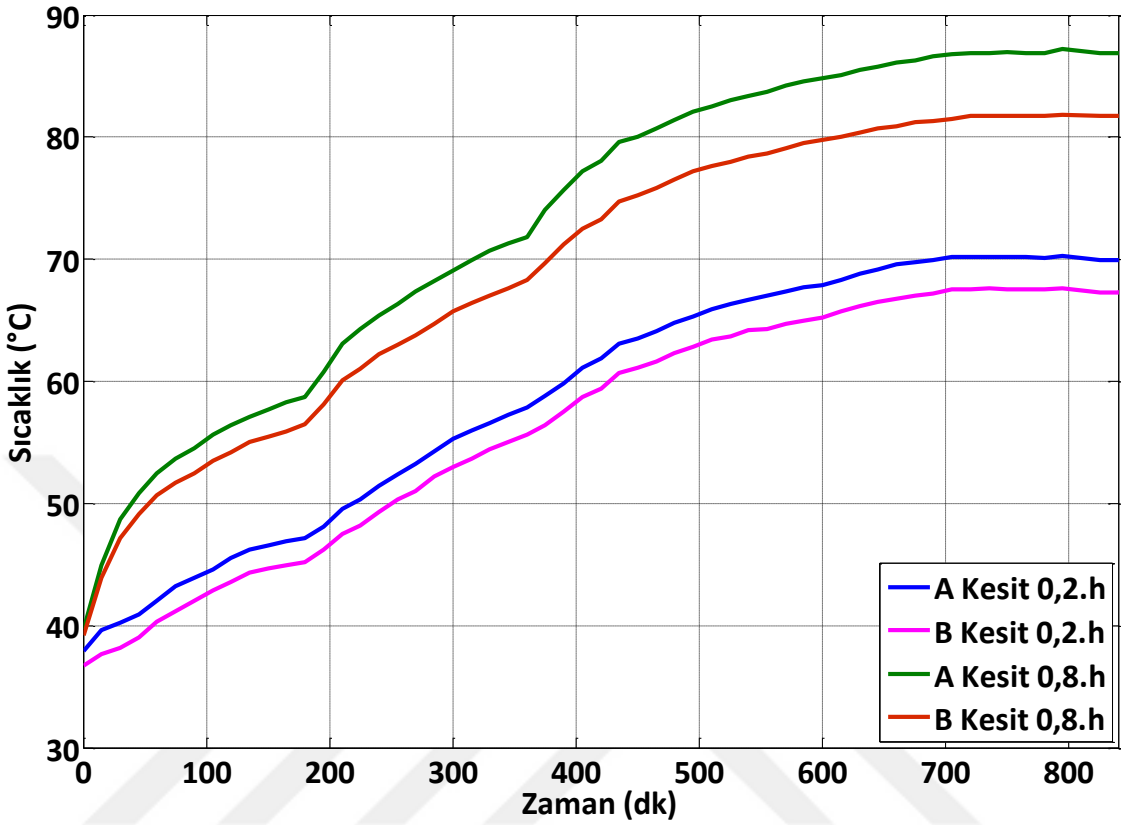
kanalı (39,8°C-82°C) ile AG-YG sargıları arasındaki (39,9°C–81,4°C) sıcaklık değişimlerine bakıldığında, ilk seviyelerde birbirlerine çok yakın değerlerde olduğu hatta bazı anlarda AG-YG sargılar arasındaki sıcaklığın daha yüksek seviyelere çıktığı görülürken son yük kademesine gelindiğinde AG sargısının ikinci yağ kanalındaki sıcaklık değerlerinin daha yüksek olduğu görülmektedir.



Şekil 4.28 A ve B bobinlerine ait alt ve üst yağ sıcaklıkları

A ve B bobinlerinin tam orta hizasında ÜYS ve AYS değerlerinin ölçülmesi için yerleştirilmiş FOSS'lerden alınan sonuçlar Şekil 4.28'de gösterilmiştir. A bobini hizasında AYS değeri en düşük 34,2°C, en yüksek 42,6°C olarak ölçülmüştür. Aynı bobin hizasında ÜYS'nin ise en düşük 37,8°C, en yüksek 82,5°C olduğu tespit edilmiştir. B bobini hizasında AYS değeri en düşük 31,1°C, en yüksek 39,6°C ölçülmüştür. Aynı bobin hizasında ÜYS'nin ise en düşük 35,7°C, en yüksek 80,5°C olduğu tespit edilmiştir. Buradan görüleceği üzere A bobini hizasında hem AYS hem de ÜYS B bobini hizasındaki sıcaklıklara göre daha yüksektir. Bu duruma kullanılan transformatöre ait dört adet radyatörün kazanın kenarlarına yakın olması ve bu yüzden yağ akışının etkisi sebep

olmaktadır. Ayrıca bu şekilden kayıplar arttıkça AYS ve ÜYS değerleri arasındaki farkın giderek arttığı da görülmektedir.

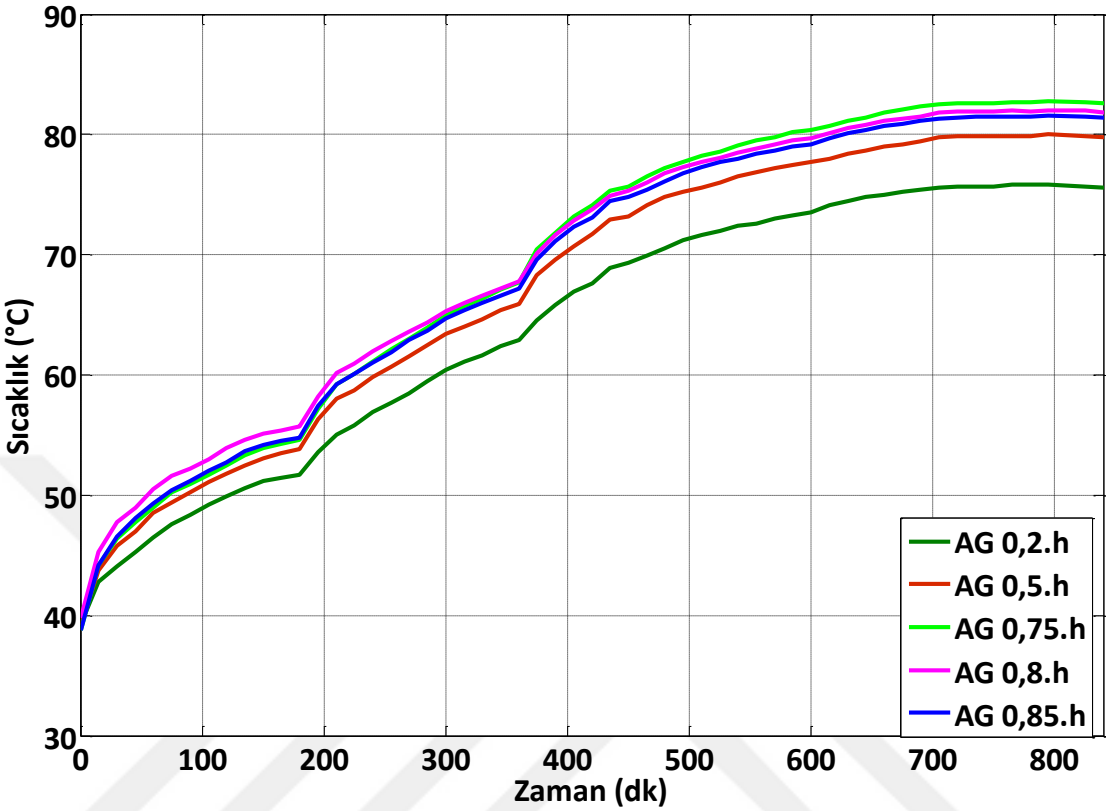


Şekil 4.29 A ve B kesitlerinin karşılaştırılması

Orta faz sargısı üzerindeki farklı noktalara yerleştirilen FOSS'lerden A ve B kesitlerinin kayıp artışına göre yapılan testlerde sıcaklık değişimlerinin karşılaştırılmalı hali Şekil 4.29'da gösterilmiştir. A kesitinde %80 SYS'de (424 mm) sıcaklık en düşük 39,7°C, en yüksek 87,2°C olarak ölçülmüştür. B kesitinde aynı SYS'de ise en düşük 39,2°C, en yüksek 81,8°C olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca %20 SYS'de alınan değerler A bobini için en düşük 37,9°C, en yüksek 70,3°C iken B bobini için aynı SYS'de en düşük 36,7°C, en yüksek 67,6°C olarak ölçülmüştür.

Buradan diğer faz sargısına yakın olan A kesitindeki sıcaklıklar B kesitine göre daha fazla olduğu görülmektedir. Bunun sebebi olarak A kesitinin diğer faz sargısının sıcaklığından etkilenirken B kesitinin böyle bir sıcaklığa maruz kalmadığı ve bu kesitte soğumanın daha iyi olduğu görülmektedir. Ayrıca %80 SYS'de sıcaklık farklarında kayıplar arttıkça

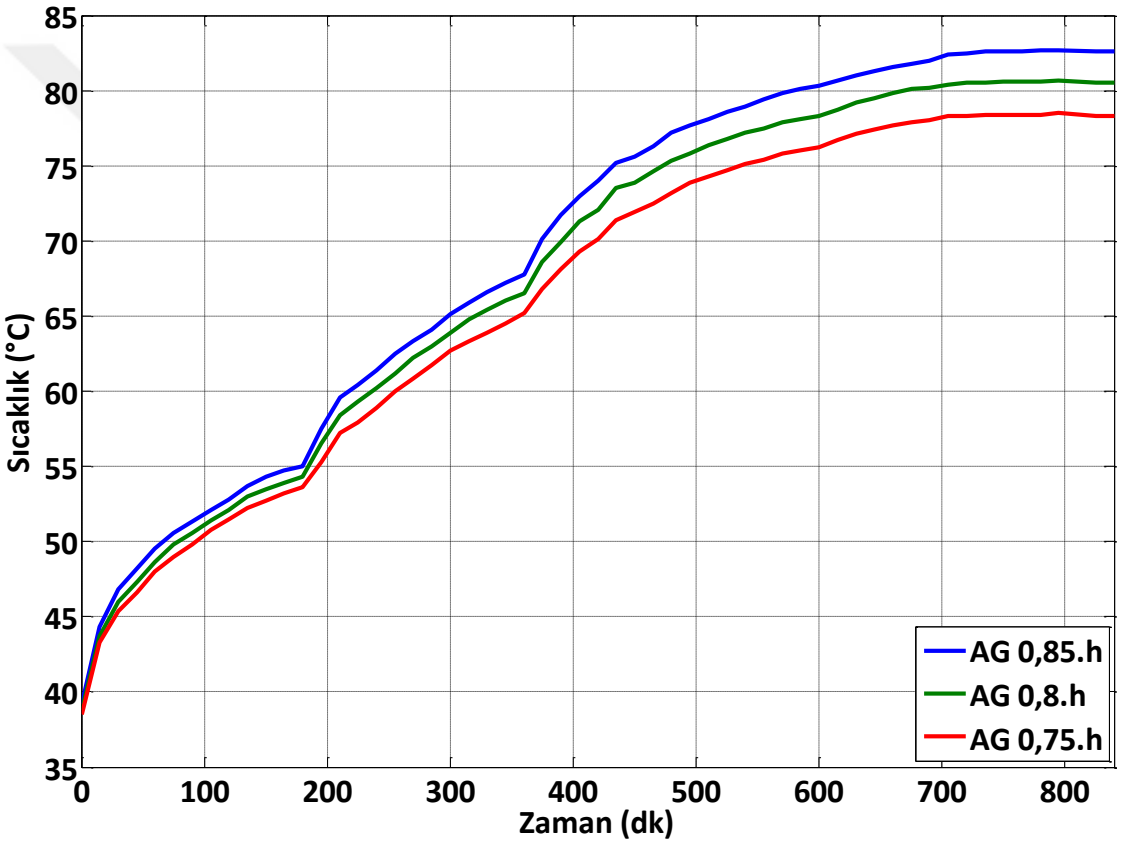
kesitler arasındaki farkın da arttığı görülmektedir. Sıcaklık seviyelerinin yüksek olması bu aşamalardaki farkların daha fazla olmasına sebep olmaktadır.



Şekil 4.30 AG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (2. yağ kanalı)

AG sargısı ikinci yağ kanalı dikey ekseni boyunca yerleştirilen FOSS'lerden alınan sonuçlar Şekil 4.30'da gösterilmektedir. İlk iki yük kademesinde yani ilk 360 dk boyunca AG sargısı için ESNS'nin %80 SYS'lerinde olduğu görülürken, kayıpların %100 olduğu son yük kademesine geçildiğinde ise sargının ESNS yeri değişmiş ve %75 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca ilk yük kademesinde %75 seviyesindeki sıcaklık %80 seviyesindeki sıcaklıktan düşükken ikinci yük kademesinde ise daha da yükselerek %80 seviyesindeki sıcaklığı geçmiştir. Son aşamada ise en sıcak nokta olmuştur. Kritik seviyelerden %75 SYS'de sıcaklık 38,8°C ile 82,8°C arasında değişkenlik gösterirken, %80 SYS'de sıcaklık 39,8°C ile 82°C arasında değişkenlik göstermekte ve son kritik seviyede olan %85 SYS'de ise sıcaklık 38,8°C ile 81,6°C olarak değişkenlik gösterdiği tespit edilmiştir.

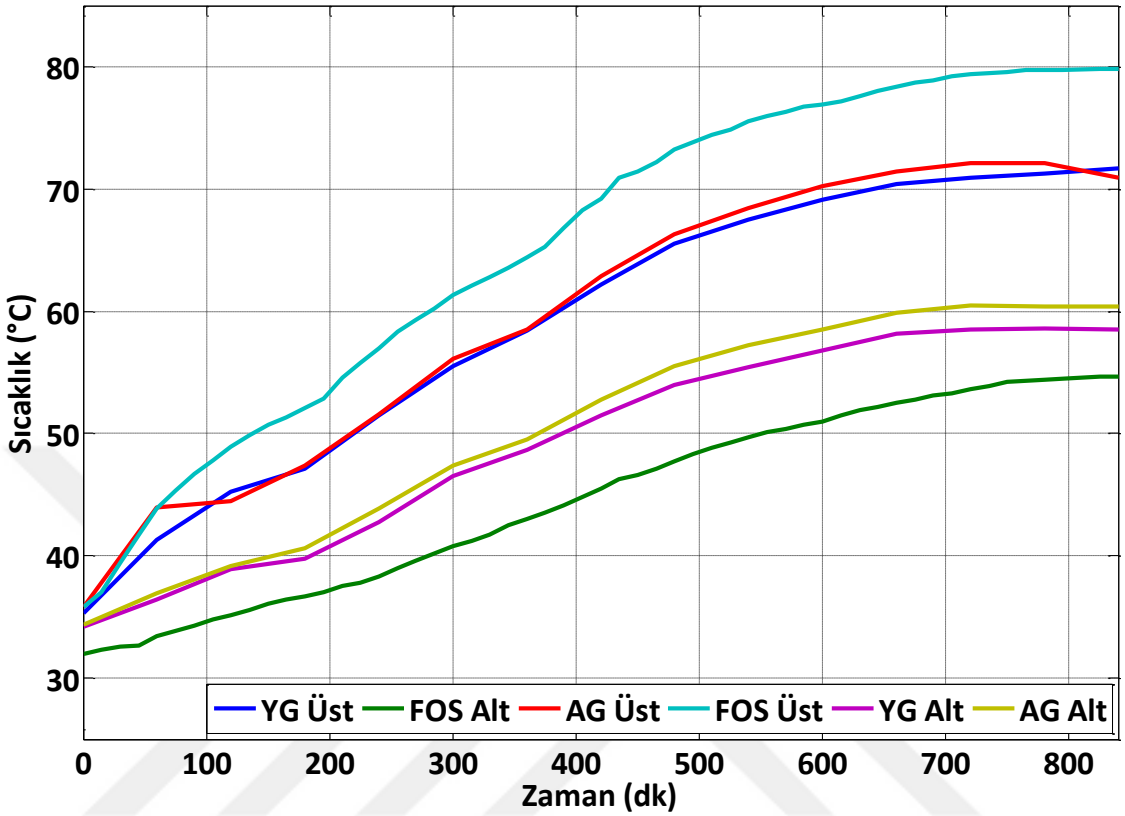
Sargının diğer seviyelerindeki sıcaklıklara bakılacak olursa soğuk yağ girişinin alt kısımdan olmasından dolayı %20 seviyesi diğer seviyelerle kıyaslandığında sargının en soğuk kısmı olmuştur. Bu SYS'de en düşük sıcaklık 39,3°C iken en yüksek sıcaklık 75,8°C olarak ölçülmüştür. Bu seviyeden sonra ise sargının tam orta hizasının (%50 SYS) sıcaklığın artmaya başladığı ancak henüz en sıcak seviyesine gelmediği kısım olduğu görülmektedir. Bu seviyede ise en düşük sıcaklık 39,2°C ölçülürken en yüksek sıcaklık ise 80°C olarak ölçülmüştür. Kayıpların artması ile sargının bütün seviyelerinde benzer şekilde sıcaklık seviyesinde bir artış görülmektedir. Kritik bölgede meydana gelen değişimler ise yukarıda açıklandığı gibi değişkenlik göstermiştir.



Şekil 4.31 AG sargısı kritik bölge sıcaklık değişimleri (1. yağ kanalı)

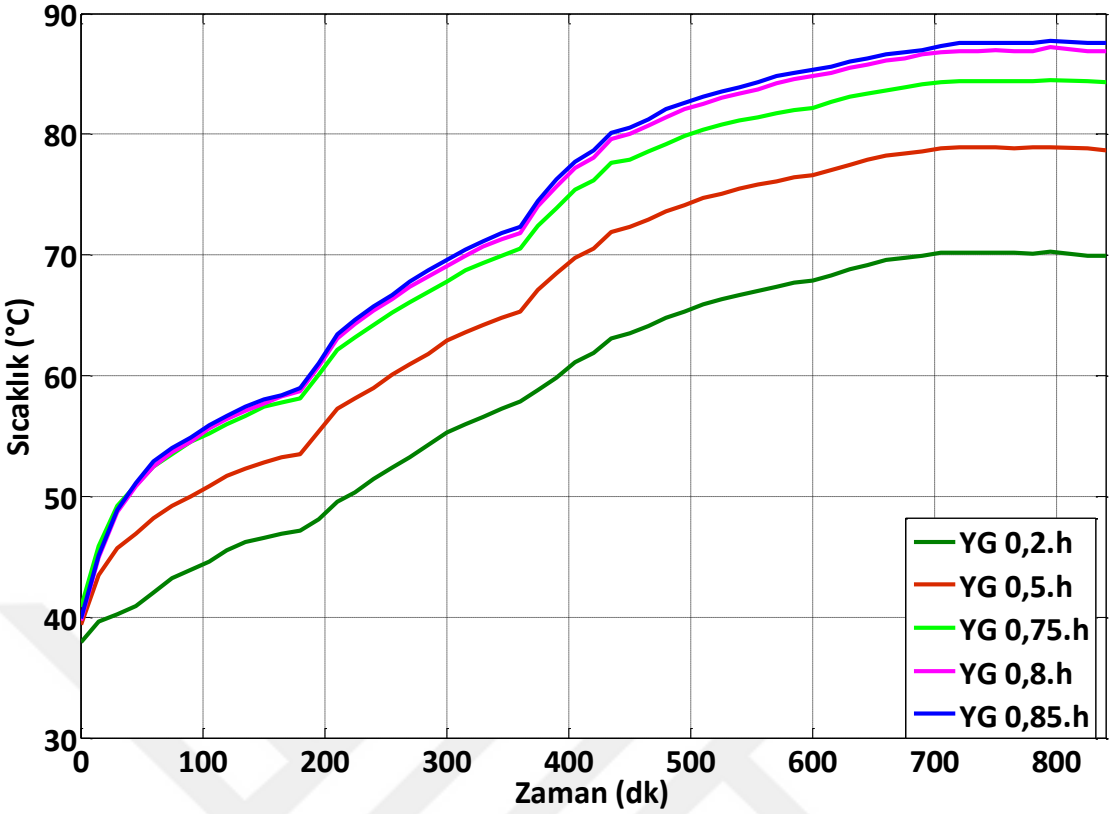
AG sargısının birinci yağ kanalında kritik seviyelere (%75, %80 ve %85 SYS) yerleştirilen FOSS'lerden kayıp artış testleri boyunca alınan veriler Şekil 4.31'de gösterilmiştir. AG sargısının ikinci yağ kanalındaki ESNS değerlerinin yerleri değişkenlik gösterirken, birinci yağ kanalındaki değişimlerde ESNS değeri sargının %85 SYS'de (450,5 mm) 39,2°C ile 82,7°C olduğu tespit edilmiştir. %80 SYS'de ölçülen en düşük sıcaklık 38,8°C,

en yüksek sıcaklık ise 80,7°C olduğu görülmektedir. Kritik seviyedeki son FOSS %75 SYS'ye konmuş sıcaklık 38,5°C ile 78,5°C olarak değişkenlik göstermiştir.



Şekil 4.32 Radyatör yağ giriş ve çıkış sıcaklıkları

Radyatör giriş ve çıkışlarındaki yağ sıcaklıklarının değişimi Şekil 4.32'de gösterilmektedir. Transformatörün AG ve YG tarafına kazan üzerine bağlanan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan veriler birbirlerine yakın değerlerde olsa da AG tarafındaki sıcaklığın daha yüksek olduğu tespit edilmektedir. Bu veriler ile radyatörün tam giriş ve çıkışına bağlanmış olan FOSS'lerden alınan veriler kıyaslandığında aralarında 8-9°C'lere çıkan bir fark olduğu görülmektedir. Standart testlerde kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan veriler radyatörün üst kısmında gerçek değerinin altında çıkarken, alt kısmında ise daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu veriler kullanılarak yapılacak herhangi bir işlem için değerler %10'a yakın hata payı içerdiğinden yapılacak hesaplamalarda hataya sebep olabilir.



Şekil 4.33 YG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (1. yağ kanalı)

YG sargısı birinci yağ kanalı dikey ekseni boyunca sıcaklık değişimi Şekil 4.33'te verilmiştir. Buradan görüleceği üzere sıcaklık genel olarak sargının alt kısmından üst kısmına doğru artmaktadır. Kritik seviyeye yerleştirilen FOSS'lerden %75 SYS'de yer alan FOSS sonuçlarına göre transformatör yarı yük ile yüklendiği ilk yük kademesinin başlangıcında sargının en sıcak noktası olduğu görülmektedir. İlk yük kademesinin sonuna ve diğer yük kademelerindeki değişimlere bakıldığında ise kritik seviyelerdeki sıcaklıklar arasında en düşük seviyede kalmış ve sıcaklık yükseldikçe %80 ve %85 SYS'deki sıcaklıklar ile arasındaki farkın arttığı görülmektedir. Her ne kadar ilk 45 dk boyunca alınan veriler sonucunda ESNS sıcaklığı %75 SYS'de olduğu görülse de testlere transformatör soğuk haldeyken başlandığından genel olarak bu test esnasında YG sargısındaki ESNS sıcaklığının %85 seviyesinde olduğu tespit edilmiştir.

ESNS'nin YG sargısında AG sargısına göre daha yukarı seviyelerde çıkmış olmasının sebebi olarak ise YG sargısının daha dışarıda olmasından dolayı manyetik alan çizgilerinin YG sargılarını daha yukarıda etkilemesi söylenebilir.

Çizelge 4.10 Farklı üst yağ sıcaklık değerlerine göre ESNS değerleri

Süre (dk)	ESNS (pt100)	ESNS (Üst_A)	ESNS (Üst_B)	ESNS (FOSS)
0	37,41405744	38,81405744	36,71405744	40,8
60	43,79519271	46,59519271	45,19519271	52,9
120	48,49398797	51,49398797	49,89398797	56,7
180	51,48412974	54,68412974	52,98412974	59
181	51,86051935	55,06051935	53,36051935	60
240	56,15375103	60,25375103	58,35375103	65,7
300	60,53836663	64,63836663	62,63836663	69,6
360	63,63836663	67,83836663	65,83836663	72,3
361	63,96800266	68,16800266	66,16800266	73,4
420	68,3464101	73,3464101	71,0464101	78,7
480	72,23652461	77,33652461	75,13652461	82,1
540	74,52898019	79,72898019	77,42898019	83,9
600	76,22666146	81,42666146	79,02666146	85,3
660	77,62492322	82,72492322	80,42492322	86,6
720	78,52115944	83,72115944	81,42115944	87,6
780	78,91942341	84,01942341	81,81942341	87,6
840	79,02058069	84,12058069	82,02058069	87,6
Ortalama hata	**11,73074186**	**6,031787176**	**8,856479277**	

Kayıp artışı testlerine göre ölçülen ÜYS değerlerine göre hesaplanan ESNS değerleri Çizelge 4.10'da verilmiştir. Bu testler sonucunda çeşitli konumlardaki FOSS'lerden alınan ESNS değeri son sütunda gösterilmiştir. Diğer sütunlarda ise farklı ÜYS değerleri kullanılarak Başlık 2.2.1'de gösterilen "Konsept Tasarım Aşamasında Yaklaşık En Sıcak Nokta Sıcaklığı Tahmini" yöntemi kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. ESNS (pt100) başlığı altında standartlarda kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan ÜYS değerleri kullanılmıştır. ESNS (Üst_A) başlığı altında A bobini hizasındaki ÜYS değerleri (20 numaralı FOSS) kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. ESNS (Üst_B) başlığı altında B bobini hizasındaki ÜYS değerleri (22 numaralı FOSS) kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. FOSS'lerden ölçülen gerçek ESNS değerleri ile hesaplanan değerler arasındaki fark FOSS'lerden ölçülen gerçek ESNS

değerlerine bölünerek elde edilen hata oranlarının ortalamaları; pt100 sıcaklık sensöründen alınan ÜYS değerleri kullanıldığında %11,73, A bobini hizasında ÜYS değerleri kullanıldığında %6,03 ve B bobini hizasında ÜYS değerleri kullanıldığında %8,86 çıkmıştır.

4.2.3 Transformatör Yüklenme Değişimlerine Göre Sıcaklık Testleri

Genel testlerde olduğu gibi transformatör kararlı hale geldikten sonra bu bölümdeki testlere başlanmıştır. Testler yapılırken transformatörün nominal akımı referans alınarak yüklenme durumları değiştirilmiştir. Oluşturulan yüklenme senaryosu IEC 60076 standartlarında yer alan örnek yüklenme eğrisi referans alınarak hazırlanmıştır. Bu veriler üzerinde sadece en yüksek yüklenme oranının olduğu beşinci yük kademesi ile yüksüz bırakılan son yük kademesi değiştirilmiştir. Standartlarda transformatör en çok %210 yüklenirken test laboratuarında en çok 170,82 A'lik akıma çıkabilindiğinden transformatöre %206 oranlarında bir yüklenme uygunlanmıştır. Ayrıca normalde bu yüklenme toplam 25 dk sürüyorken transformatörün bu yüksek orana tepkisinin incelenmesi amacıyla 45 dk boyunca bu oranda yüklenmiştir. Daha sonra ise yüksüz duruma geçilmiş ve standartlarda 15 dk olan inceleme 535 dk'ya uzatılarak transformatörün farklı noktalarındaki soğuma verileri de alınmıştır. Bu testler yapılarak, transformatör kayıplarına göre yapılan testlerden farklı olarak yüklenme oranının artıp, azaldığı durumlardaki sıcaklık değişimleri de gözlemlenmiştir. Ayrıca uygulanan akımın sabitlenmesi esnasında 365. dakikada 10 dk, 510. dakikada 5 dk ve 725. dakikada 15 dk gecikme yaşanmıştır. Transformatörün yüklenme sürelerinde değişim olmaması için bu gecikmeler dikkate alınarak yük kademesi başlangıç zamanları ayarlanmıştır. Belirtilen değişiklikler sonucunda oluşturulan yüklenme durumlarındaki değişim Çizelge 4.11'da verilmiştir. Bu çizelgeye göre transformatör; ilk olarak birinci yük kademesinde 190 dk boyunca %100 yüklenme (82,87 A) ile, ikinci yük kademesinde 175 dk boyunca %60 (49,722 A) yüklenme ile, üçüncü yük kademesinde 135 dk boyunca %150 yüklenme (124,305 A) ile, dördüncü yük kademesinde 210 dk boyunca %30 yüklenme (24,861 A) ile ve son olarak beşinci yük kademesinde %206 (170,82 A) yüklenme ile 45 dk boyunca yüklendikten sonra son yük kademesinde 535 dk boyunca yüksüz durumda bırakılmıştır.

Çizelge 4.11 Transformatör yüklenme değişimleri

Yük Kademesi	Süre Aralığı (dk)	Yüklenme Süresi (dk)	Yüzde Yüklenme (%)	Akım (A)
1	0-190	190	100	82,87
2	190-365	175	60	49,722
3	375-510	135	150	124,305
4	515-725	210	30	24,861
5	740-785	45	206	170,82
6	785-1320	535	Yüksüz	0,0

Bu testler esnasında transformatörün sekonderi Şekil 4.34'te gösterildiği gibi kısa devre edilmiştir. Uçlara bağlanan kısa devre plakaları üzerinden 170 A'in üzerinde bir akım geçeceğinden bağlantıları sıkı, boşluk kalmayacak şekilde yapılmıştır.



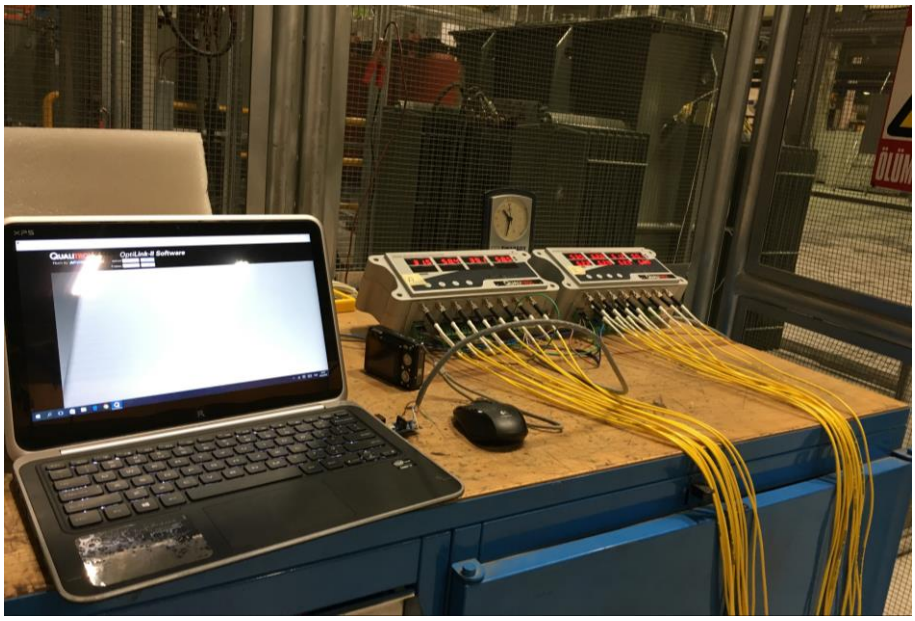
Şekil 4.34 Transformatör sekonder uçların kısa devre edilmesi

Transformatör sıcaklıklarının izlenebilmesi için montajı yapılmış FOSS'lerin ara kablolar ile Qualitrol T-Guard 408 izleme ekranlarına bağlantısının yapılmış hali Şekil 4.35'te verilmiştir.



Şekil 4.35 FOSS bağlantılarının yapılmış hali

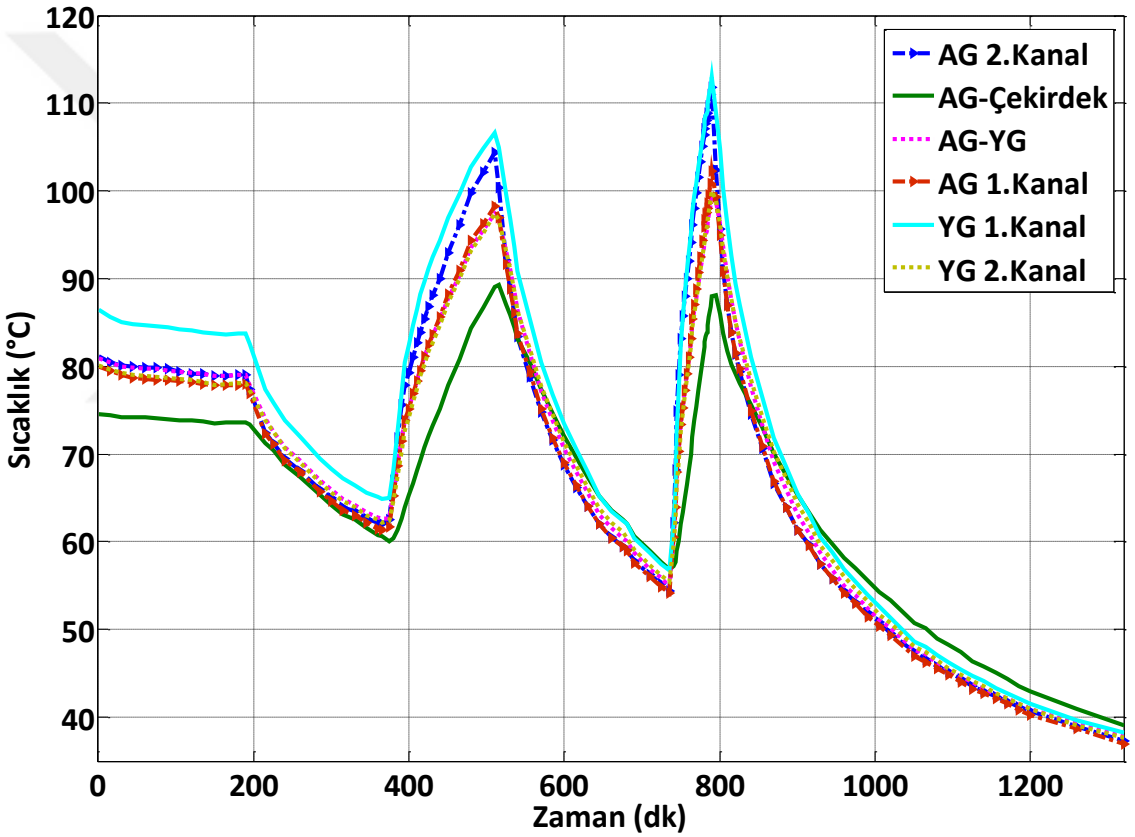
Şekil 4.36'da yüklenme testleri yapılırken laboratuarın görünümü verilmiştir. Şekil 4.35'te gösterilen bağlantılar Qualitrol T-Guard 408'e bağlanarak sıcaklık verileri bu cihazdan alınmıştır. Standart testlerde veriler birer saatlik aralıklarla alınırken yapılan yüklenme değişimlerine göre sıcaklık testlerinde veriler Qualitrol T-Guard 408 sıcaklık görüntüleme cihazından 15'er dakikalık aralıklarla alınmıştır. Ayrıca sıcaklık değişiminin hızlı olduğu aralıklarda veriler 2,5'er dakika olacak şekilde alınmış ve sıcaklık değişimi daha detaylı incelenebilmiştir.



Şekil 4.36 Test düzeneğinin son hali

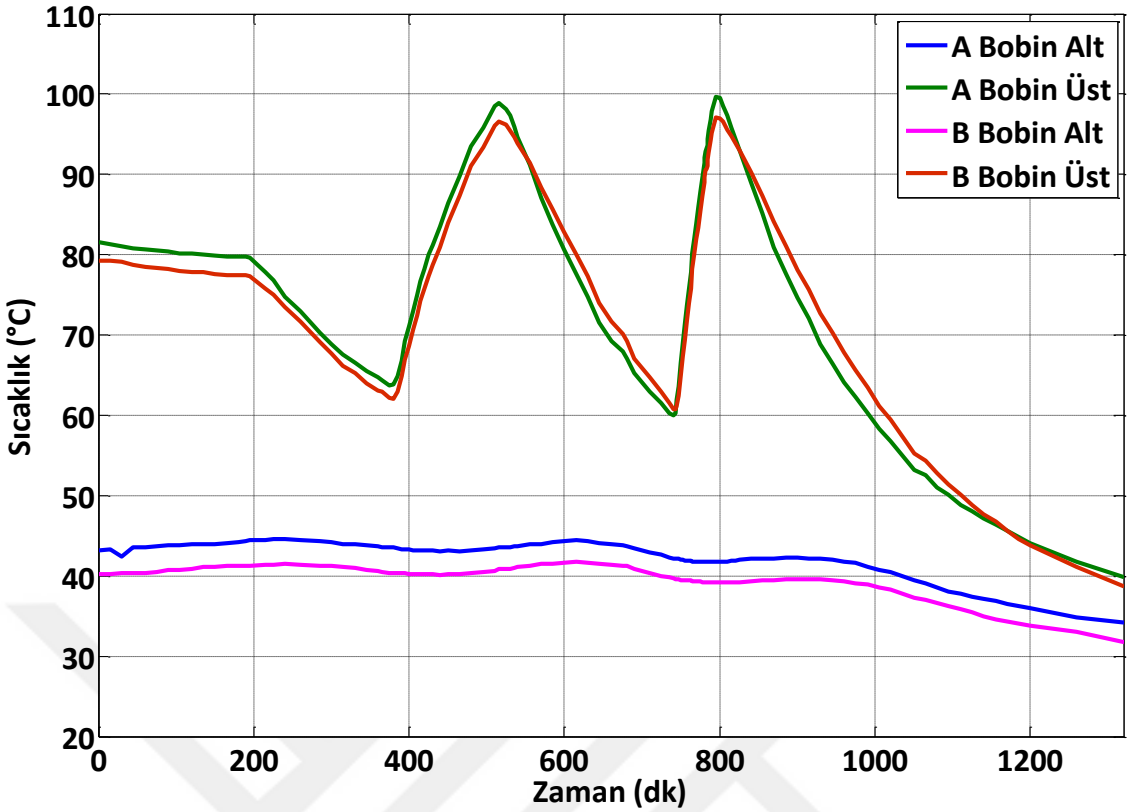
4.2.3.1 Farklı Yüklenme Durumlarına Göre Sıcaklık Testleri Sonuçları

Transformatörün orta faz sargısının çekirdeğe en yakın olan kısımdan, faz sargısının en dışına kadar sıcaklık dağılımının incelenmesi için %80 SYS'ye yerleştirilen FOSS'lerden alınmış veriler Şekil 4.37'de gösterilmektedir. AG sargısı ile çekirdek arasına, çekirdeğe yakın kısıma yerleştirilen FOSS'den alınmış sonuçlara bakıldığında diğer testlerde olduğu gibi daha düşük olduğu ancak yüklenme oranlarında yüksek bir düşüş yaşandığı dördüncü ve altıncı yük kademelerinde zaman geçtikçe kanallardaki sıcaklıklara yaklaştığı ve geçtiği görülmektedir. Buradan çekirdeğin sargılara göre yavaş ısındığı gibi yavaş soğuduğu da görülmektedir.



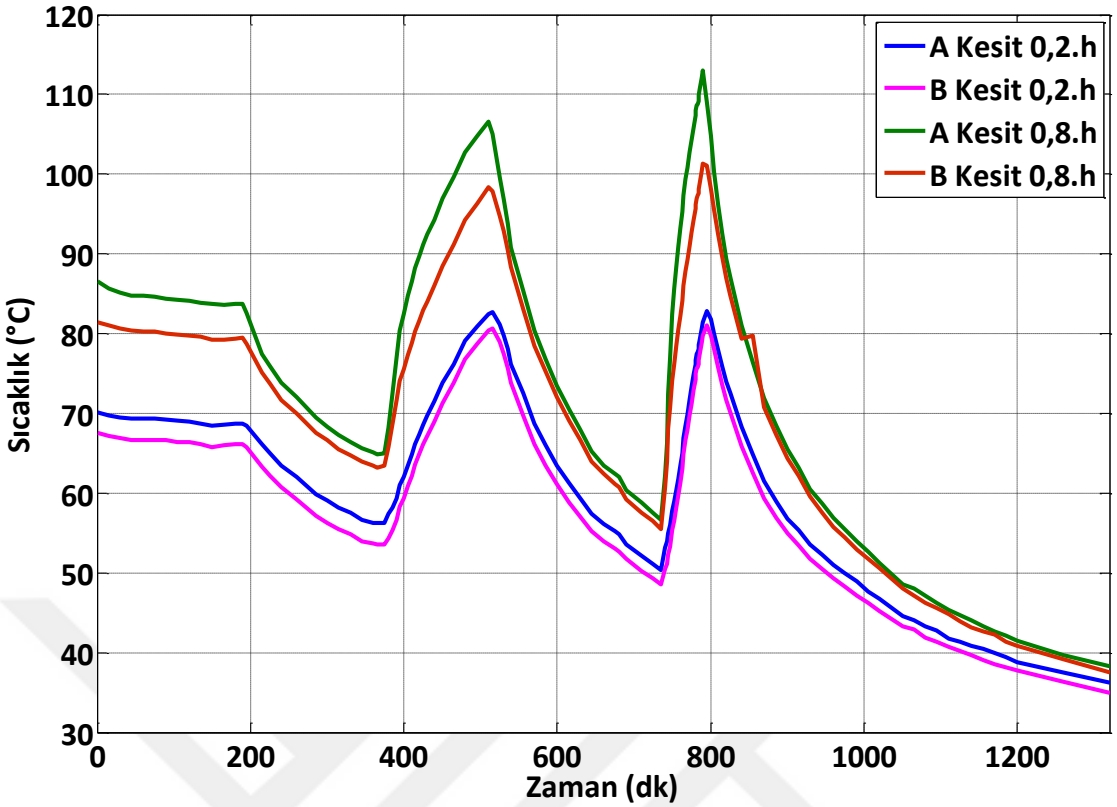
Şekil 4.37 A kesiti dikey eksen boyunca sıcaklık dağılımı (%80 SYS)

Bütün eğrilere bakıldığında YG sargısının birinci kanal sıcaklığının en yüksek olduğu görülmektedir.



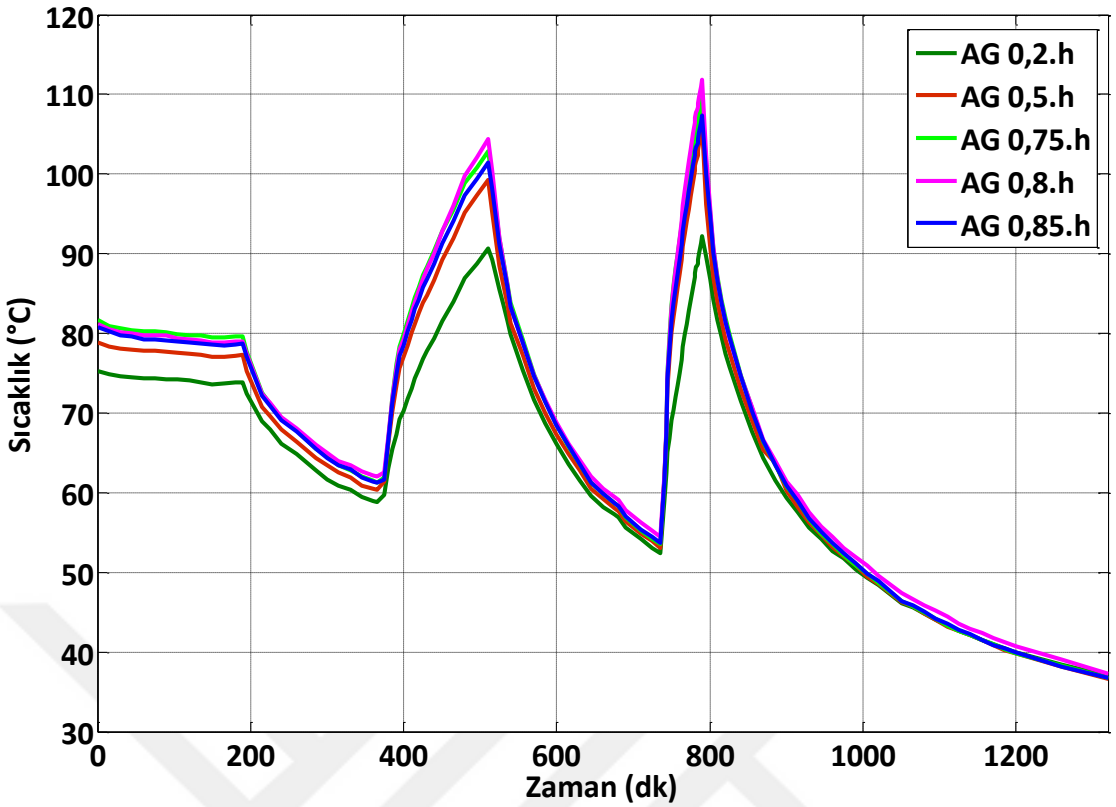
Şekil 4.38 A ve B bobinlerine ait alt ve üst yağ sıcaklıkları

A ve B bobinlerinin tam orta hizasına ÜYS ve AYS değerlerinin ölçülmesi için yerleştirilmiş FOSS'lerden alınan sonuçlar Şekil 4.38'de gösterilmiştir. AYS değişimlerine bakıldığında bütün yük kademelerinde A bobini hizasındaki AYS'nin B bobin hizasındaki AYS'ye göre daha yüksek olduğu görülmektedir. ÜYS değerlerine bakıldığında ise A bobini hizasında ÜYS'nin diğer testlerde olduğu gibi daha yüksek olduğu ancak yüklenme oranlarında yüksek bir düşüş yaşandığı dördüncü ve altıncı yük kademelerinde B bobini hizasındaki ÜYS'nin daha yüksek olduğu görülmektedir. Bu durumun oluşmasında kullanılan transformatöre ait dört adet radyatörün kenarlara yakın olacak şekilde olması ve bu yüzden oluşabilecek yağ akışının A bobini hizasındaki ÜYS'yi düşürmeye etkisi olduğu düşünülmektedir.



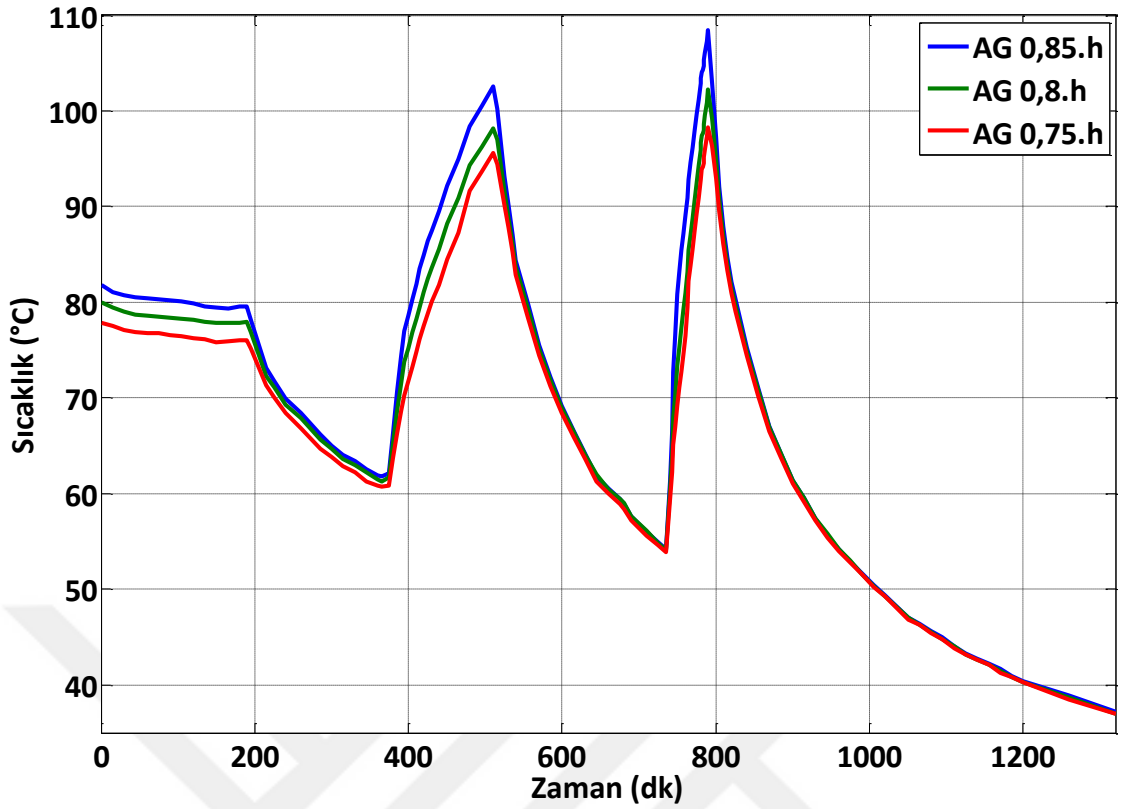
Şekil 4.39 A ve B kesitlerinin karşılaştırılması

Orta faz sargısı üzerindeki farklı noktalara yerleştirilen FOSS'lerden A ve B kesitlerinin yüklenme değişimlerine göre sıcaklıklarının karşılaştırılmalı hali Şekil 4.39'da gösterilmiştir. Diğer faz sargısına yakın olan A kesitindeki sıcaklıkların B kesitine göre daha fazla olduğu görülmektedir. Bunun sebebi olarak A kesitinin diğer faz sargısının sıcaklığından etkilenirken B kesitinin böyle bir sıcaklığa maruz kalmadığı görülmektedir. Ayrıca %80 SYS'de sıcaklık farklarında, kayıplar arttıkça kesitler arasındaki sıcaklık farkının da arttığı görülmektedir. Bu aşamalarda sıcaklıkların yüksek olması farkların daha fazla olmasına sebep olmaktadır. Transformatörün aşırı yüklendiği üçüncü ve beşinci yük kademelerinde, özellikle %80 SYS'de, A kesiti sıcaklık değişiminin B kesitindekine göre daha hızlı olduğu tespit edilmiştir.



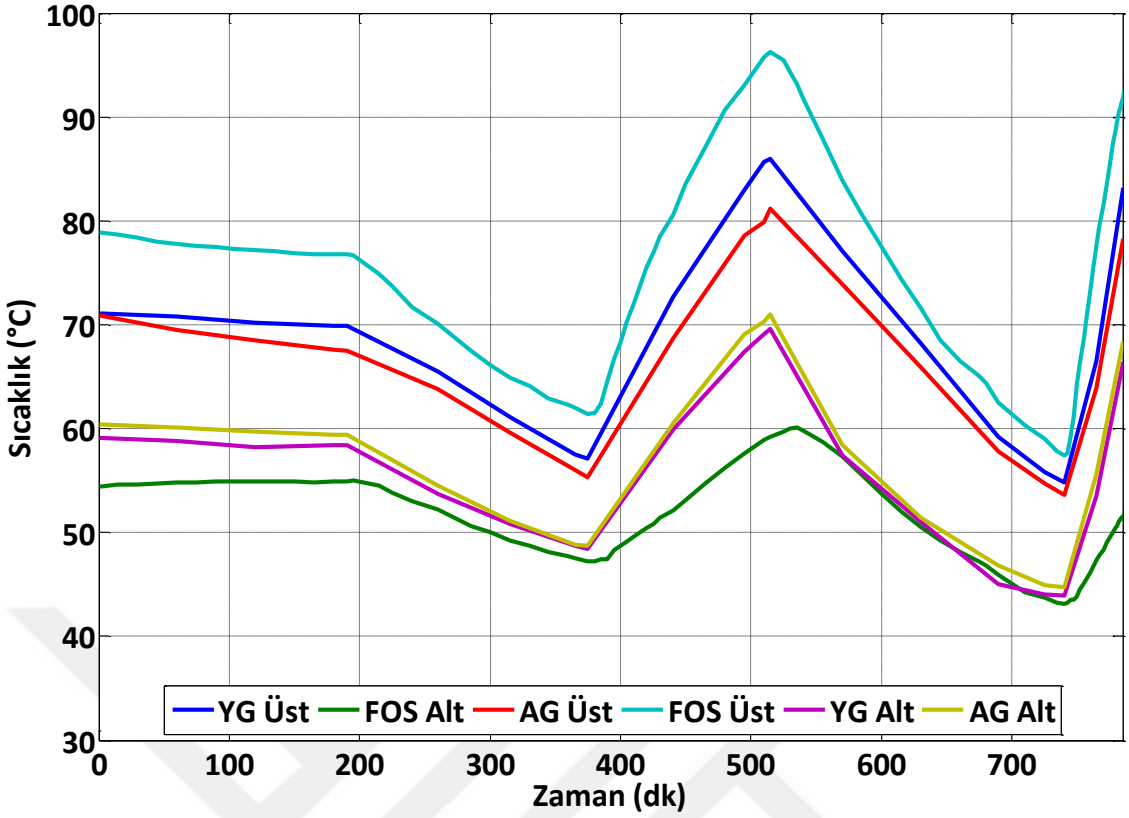
Şekil 4.40 AG sargısı dikey eksen boyunca sıcaklık değişimi (2. yağ kanalı)

AG sargısı boyunca ikinci yağ kanalına yerleştirilen FOSS'lerden yüklenme değişimlerine göre alınan sıcaklık verileri Şekil 4.40'ta gösterilmektedir. Sonuçlara bakıldığında bütün yük kademelerinde en düşük sıcaklık değeri %20 SYS'de ölçülmüştür. Bu seviyede yüklenme değişimine bağlı olarak sıcaklıkların diğer seviyelere göre daha yavaş değiştiği tespit edilmiştir. Kritik seviyeler olan %75, %80 ve %85 SYS'lerinde sıcaklık değerleri birbirine yakın olsa da %85 SYS'de diğer iki SYS'ye göre daha düşük sıcaklık değerleri ölçüldüğü görülmektedir. ESNS, ilk yük kademesi ile üçüncü yük kademesinin bir bölümünde %75 SYS'de ölçülürken, diğer yük kademelerinde ise %80 SYS'de ölçülmüştür.



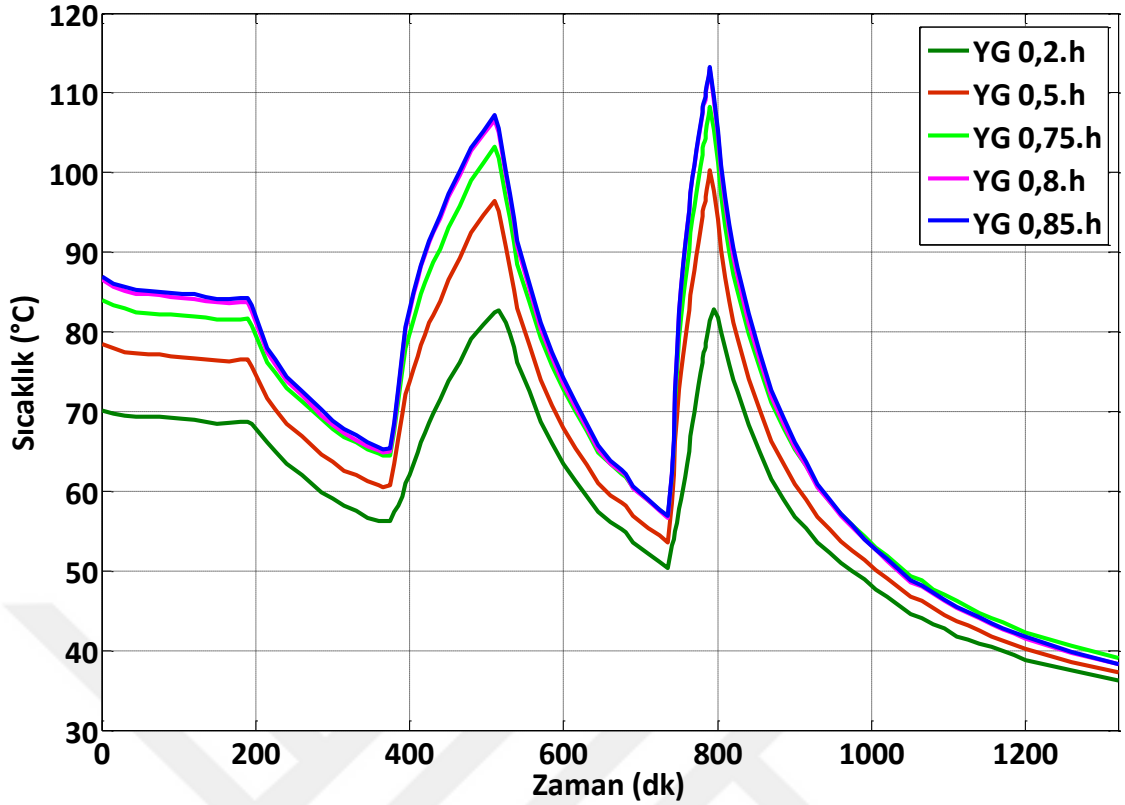
Şekil 4.41 AG sargısı kritik bölge sıcaklık değişimleri (1. yağ kanalı)

AG sargısının birinci yağ kanalında kritik seviyelere (%75, %80 ve %85 SYS) yerleştirilen FOSS'lerden yüklenme değişimlerine göre yapılan testler boyunca alınan veriler Şekil 4.41'de gösterilmiştir. AG sargısının ikinci yağ kanalındaki ESNS değerlerinin yerleri %75 ile %80 SYS'de değişkenlik gösterirken, yapılan farklı yüklenme testlerinde birinci yağ kanalındaki değişimlerde ESNS değeri sargının %85 yükseklik seviyesinde oluştuğu görülmektedir. AG sargısının bu kanalına ait kritik seviyede sıcaklık değişimleri her bir yük kademesi için aşağıdan yukarıya doğru artmakta olduğu görülmektedir.



Şekil 4.42 Radyatör yağ giriş ve çıkış sıcaklıkları

Yüklenme değişimlerine göre yapılan test süresince radyatör giriş ve çıkışlarındaki yağ sıcaklıklarının değişimi Şekil 4.42'de gösterilmektedir. Transformatörün AG ve YG tarafına kazan üzerinden bağlanan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan veriler birbirlerine yakın değerlerde olsa da radyatörün üst kısmında YG tarafındaki sıcaklığın, alt kısmında ise AG tarafındaki sıcaklığın daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu veriler ile radyatörün tam giriş ve çıkışına bağlanmış olan FOSS'lerden alınan doğru veriler kıyaslandığında aralarında 15°C'ye çıkan farklar olduğu görülmektedir. Standart testlerde kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan veriler radyatörün üst kısmında gerçek değerinin altında çıkarken, alt kısmında ise daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu verilerin hata payı %10'a yakın olduğu için bu değerler kullanılarak yapılan hesaplamalar hatalı olacaktır. %30 yüklenme olan dördüncü yük kademesinde transformatör uzun süre düşük yük kademelerinde kaldığı için pt100 sensörünün montajının kazan dışında olmasından kaynaklı YG tarafındaki sıcaklık seviyesi alt radyatör girişine konmuş FOSS'den alınan verilerden daha düşük seviyelerde olduğu görülmektedir.



Şekil 4.43 YG sargısı boyunca sıcaklık değişimi

YG sargısı boyunca yüklenme değişimlerine göre sıcaklık değişimi Şekil 4.43'te verilmiştir. Buradan görüleceği üzere sıcaklık genel olarak sargının alt kısmından üst kısmına doğru artmaktadır. Bu doğrultuda bütün yük kademelerinde en düşük sıcaklık sargı seviyesinin alt kısmına yakın olan %20 SYS'de olduğu görülmektedir. SYS arttıkça sıcaklıkların da arttığı görülmektedir. Kritik seviyede olan FOSS'lerden %80 ve %85 SYS'deki sıcaklık değerleri birbirlerine çok yakın olsa da YG sargısına ait ESNS %85 SYS'de olduğu tespit edilmiştir. SYS arttıkça, yüklenme değişimlerine bağlı olarak sıcaklık değişiminin de arttığı görülmektedir.

Çizelge 4.12 Farklı üst yağ sıcaklık değerlerine göre ESNS değerleri

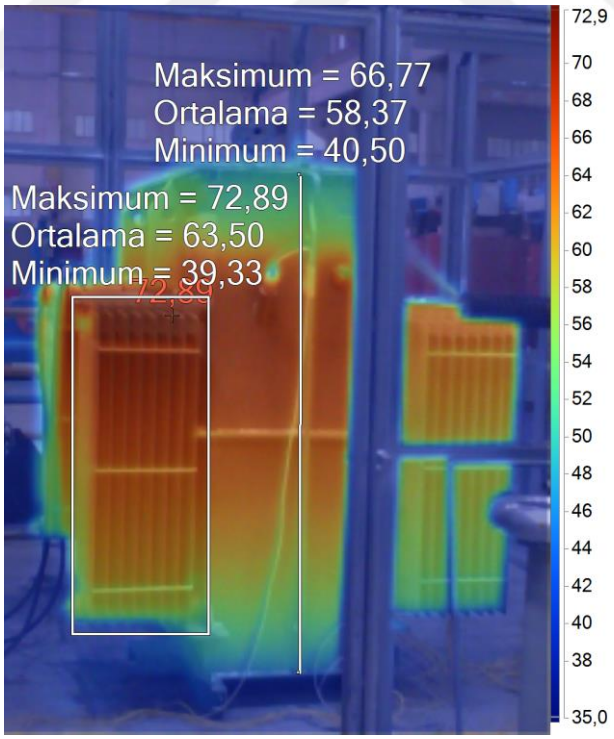
Süre (dk)	ESNS (pt100)	ESNS (Üst_A)	ESNS (Üst_B)	ESNS (FOSS)
0	77,63027611	83,03027611	80,73027611	86,9
60	77,23027611	82,03027611	79,93027611	85,1
120	76,73027611	81,53027611	79,33027611	84,7
180	76,33055223	81,23055223	78,83055223	84,2
190	75,43142553	80,43142553	78,03142553	84,2
260	70,23213688	73,53213688	72,33213688	72,5
315	65,23140521	68,15140521	66,73140521	67,8
365	61,53164906	64,93164906	63,53164906	65,3
375	63,14054097	66,44054097	64,94054097	65,4
440	79,13279299	86,23279299	83,63279299	94,6
495	91,33032945	98,53032945	96,13032945	105,2
510	94,02786674	101,2278667	98,82786674	107,2
515	92,30825253	99,10825253	96,80825253	105,6
570	82,00803808	87,30803808	88,60803808	81,2
630	71,20842682	75,00842682	77,50842682	68,5
690	62,50869508	65,40869508	67,30869508	60,6
725	58,90895004	61,70895004	63,10895004	57,7
740	61,94948506	64,54948506	65,34948506	62,2
765	73,43755925	84,73755925	82,73755925	97,5
785	91,31501755	98,91501755	96,31501755	110,2
Ortalama hata	**7,235092088**	**4,804960956**	**6,809335244**	

Kayıp artışı testlerine göre ölçülen ÜYS değerlerine göre hesaplanan ESNS değerleri Çizelge 4.12'de verilmiştir. Bu testler sonucunda FOSS'lerden alınan ESNS değerleri son sütunda gösterilmiştir. Diğer sütunlarda ise farklı ÜYS değerleri kullanılarak Başlık 2.2.1'de verilen "Konsept Tasarım Aşamasında Yaklaşık En Sıcak Nokta Sıcaklığı Tahmini" yöntemi kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. ESNS (pt100) başlığı altında standartlarda kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınan ÜYS değerleri kullanılmıştır. ESNS (Üst_A) başlığı altında A bobini orta hizasındaki ÜYS değerleri (20 numaralı FOSS) kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. ESNS

(Üst_B) başlığı altında B bobini orta hizasındaki ÜYS değerleri (22 numaralı FOSS) kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri verilmiştir. FOSS'lerden alınan değerler ile hesaplanan değerler arasındaki fark FOSS'lerden alınan değerlere bölünerek elde edilen hata oranlarının ortalamaları; pt100 sıcaklık sensöründen alınan ÜYS değerleri kullanıldığında %7,24, A bobini hizasında ÜYS değerleri kullanıldığında %4,8 ve B bobini hizasında ÜYS değerleri kullanıldığında %6,81 çıkmıştır.

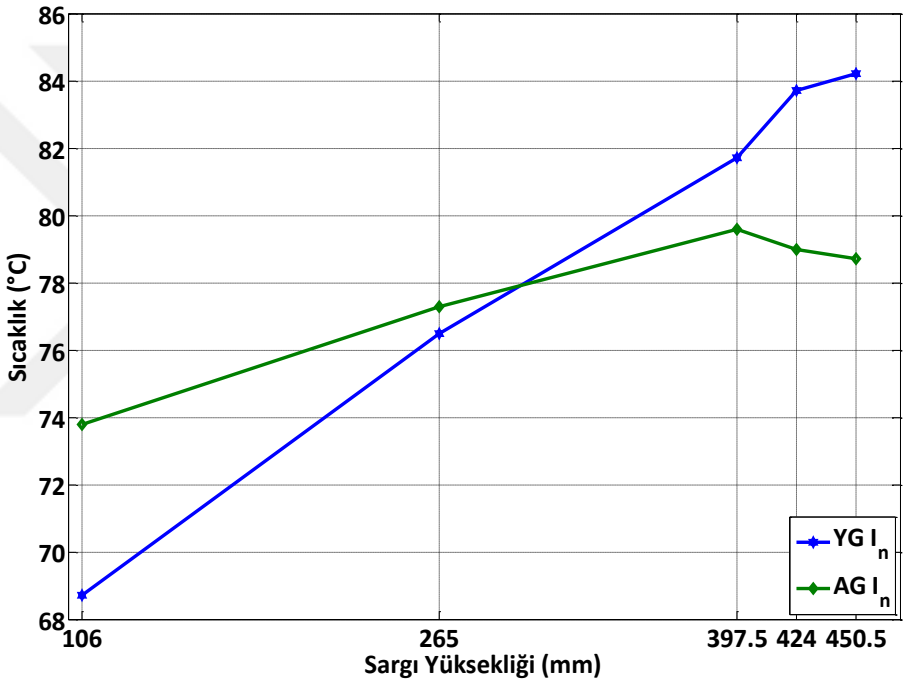
4.2.3.2 Termal Kamera Yardımıyla Transformatör Sıcaklıklarının İncelenmesi

Yüklenme değişimine göre yapılan testlerde, yüksüz durum olan son yük kademesi dahil olmak üzere toplam altı farklı yük kademesine göre testler yapılmıştır. Her bir yük kademesi sonunda transformatör kazanı üzerindeki sıcaklık değişimlerinin de incelenebilmesi amacı ile termal kamera görüntüleri alınmıştır. Transformatör testleri Faraday kafesi içinde yapıldığından kızıl ötesi kamera görüntüleri alınırken transformatörün çekilen açıya göre sağ tarafı tellerin arkasında kaldığından o kısımdaki veriler dikkate alınmamıştır. Simetrik olan sol tarafı üzerinde analizler yapılmıştır.



Şekil 4.44 %100 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü

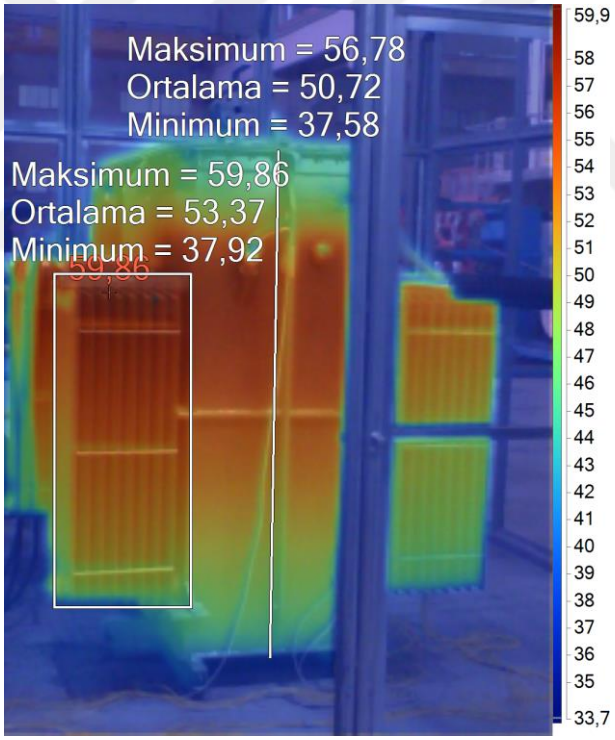
İlk yük kademesi olan %100 yüklenme durumunun sonu 190. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.44'te verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 72,89°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %85 SYS'de 84,2°C olarak ölçülmüştür. Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 63,5°C iken en düşük sıcaklık 39,33°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 58,37°C, en yüksek sıcaklığın 66,77°C ve en düşük sıcaklığın 40,5°C olduğu görülmektedir.



Şekil 4.45 %100 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

İlk yük kademesi olan %100 yüklenme durumunun sonu 190. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.45'te verilmiştir. AG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %75 SYS'de 79,6°C olduğu görülmektedir. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 73,8°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (5,8°C) YG sargısına (15,5°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

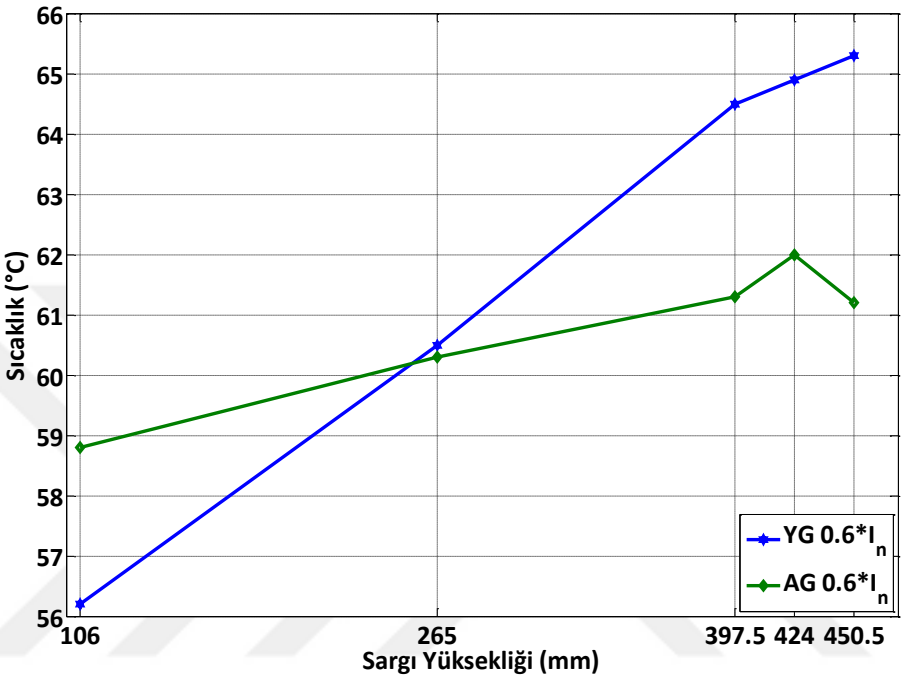
YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %85 SYS'de 84,2°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 68,7°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 5,1°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Levha tip sargıdan oluşan AG sargıları boyunca yağ akışının ortalama sıcaklık gibi akması da bu sargılarda ki sıcaklık değişimlerinin az olmasının sebeplerindendir. Her iki sargı için de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.



Şekil 4.46 %60 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü

İkinci yük kademesi olan %60 yüklenme durumunun sonu 365. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.46'da verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 59,86°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %85 SYS'de 65,3°C olarak ölçülmüştür.

Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 53,37°C iken en düşük sıcaklık 37,92°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 50,72°C, en yüksek sıcaklığın 56,78°C ve en düşük sıcaklığın 37,58°C olduğu görülmektedir.

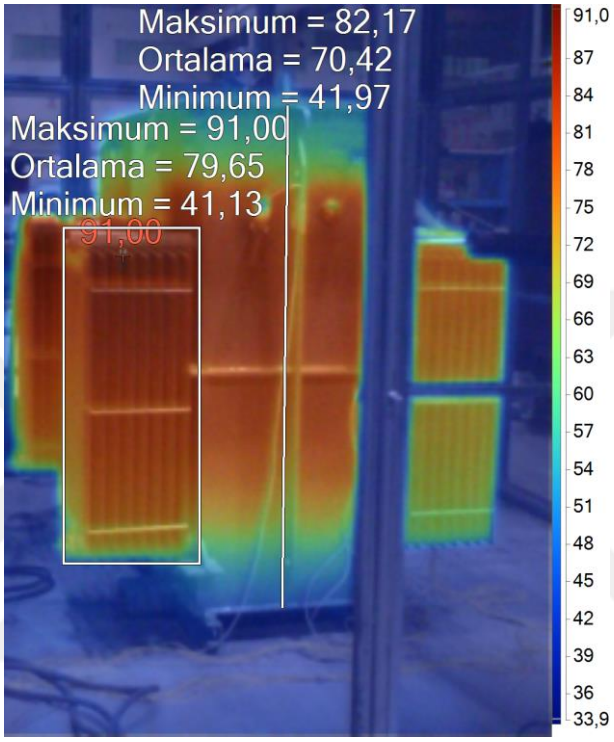


Şekil 4.47 %60 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

İkinci yük kademesi olan %60 yüklenme durumunun sonu 365. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.47'de verilmiştir. AG sargısı üzerinde ESNS %80 SYS'de ve 62°C olarak ölçülmüştür. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 58,8°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (3,2°C) YG sargısına (9,1°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

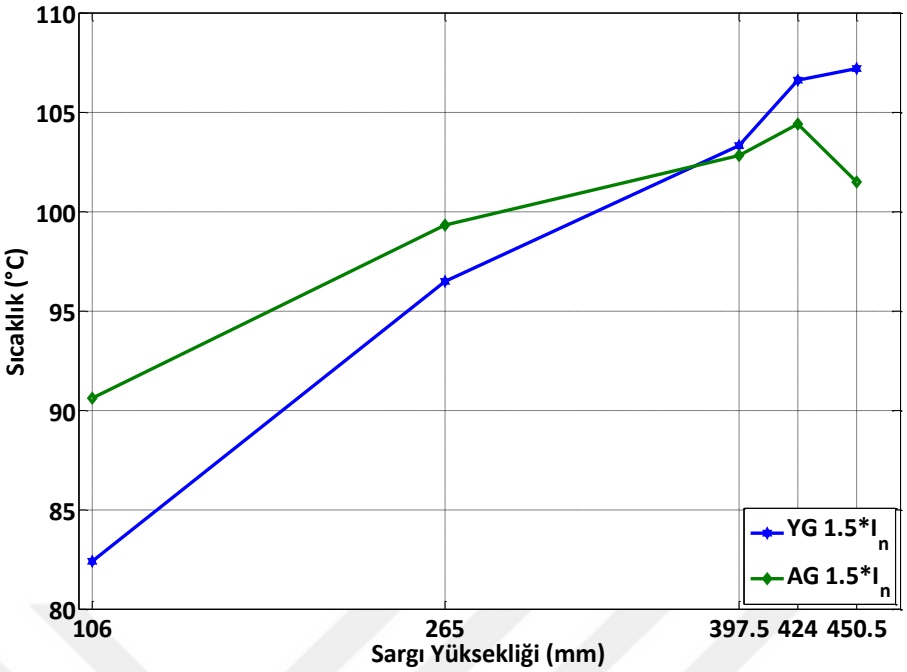
YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %85 SYS'de 65,3°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 56,2°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 2,6°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG

sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Her iki sargı için de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.



Şekil 4.48 %150 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü

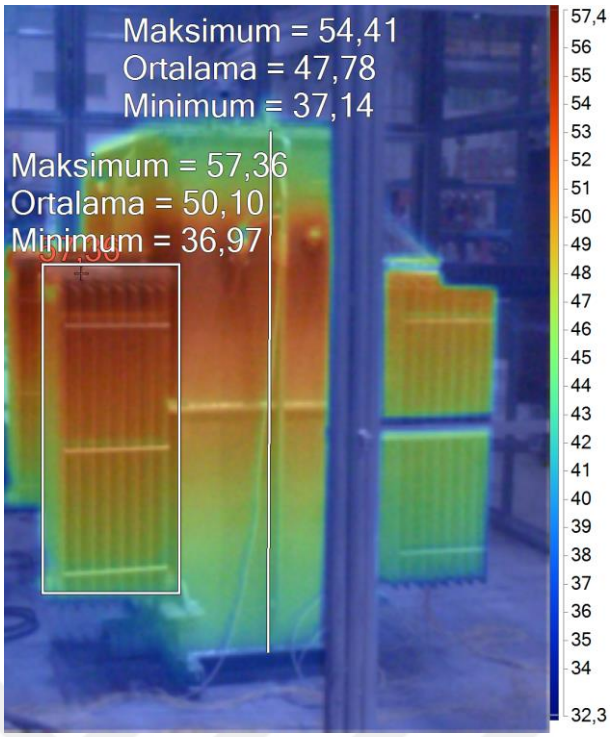
Üçüncü yük kademesi olan %150 yüklenme durumunun sonu 510. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.48'de verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 91°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %85 SYS'de 107,2°C olarak ölçülmüştür. Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 79,65°C iken en düşük sıcaklık 41,13°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 70,42°C, en yüksek sıcaklığın 82,17°C ve en düşük sıcaklığın 41,97°C olduğu görülmektedir.



Şekil 4.49 %150 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

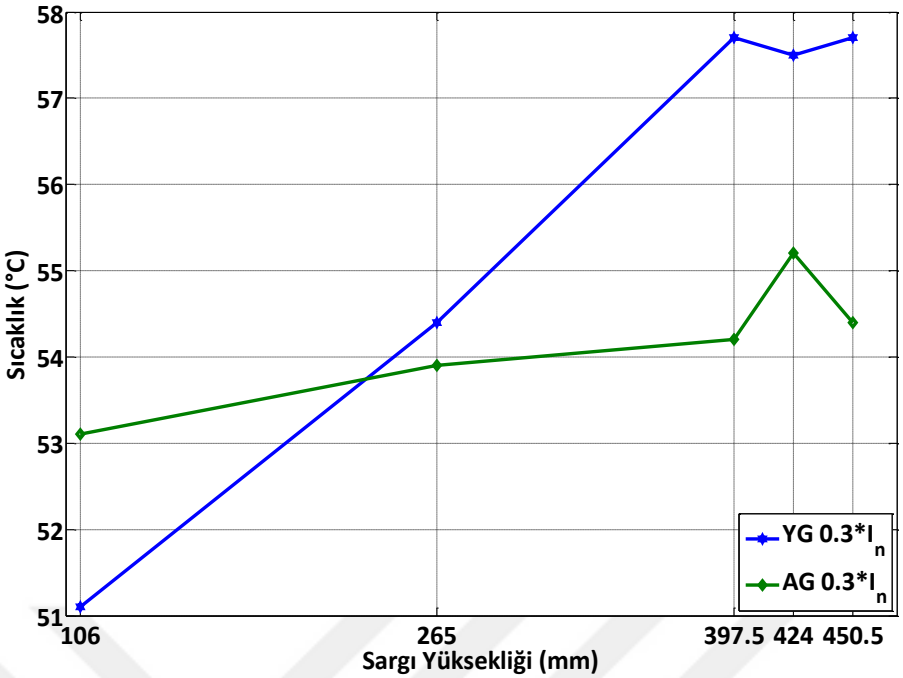
Üçüncü yük kademesi olan %150 yüklenme durumunun sonu 510. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.49'da verilmiştir. AG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %80 SYS'de 104,4°C olduğu görülmektedir. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 90,6°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (13,8°C) YG sargısına (24,8°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %85 SYS'de 107,2°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 82,4°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 8,2°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Her iki sargı için de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.



Şekil 4.50 %30 yüklenme sonunda termal kamera görüntüsü

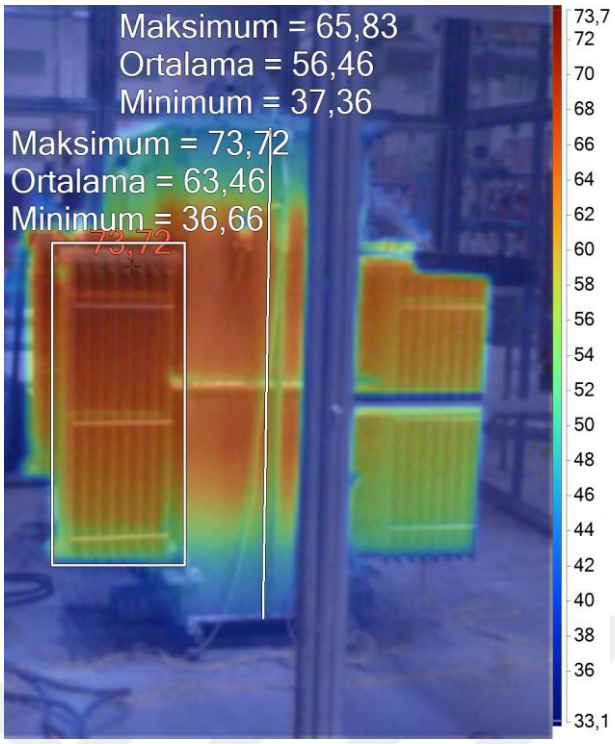
Dördüncü yük kademesi olan %30 yüklenme durumunun sonu 725. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.50'de verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 57,36°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %75 ve %85 SYS'lerinde 57,7°C olarak ölçülmüştür. Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 57,36°C iken en düşük sıcaklık 36,97°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 47,78°C, en yüksek sıcaklığın 54,41°C ve en düşük sıcaklığın 37,14°C olduğu görülmektedir.



Şekil 4.51 %30 yüklenme sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

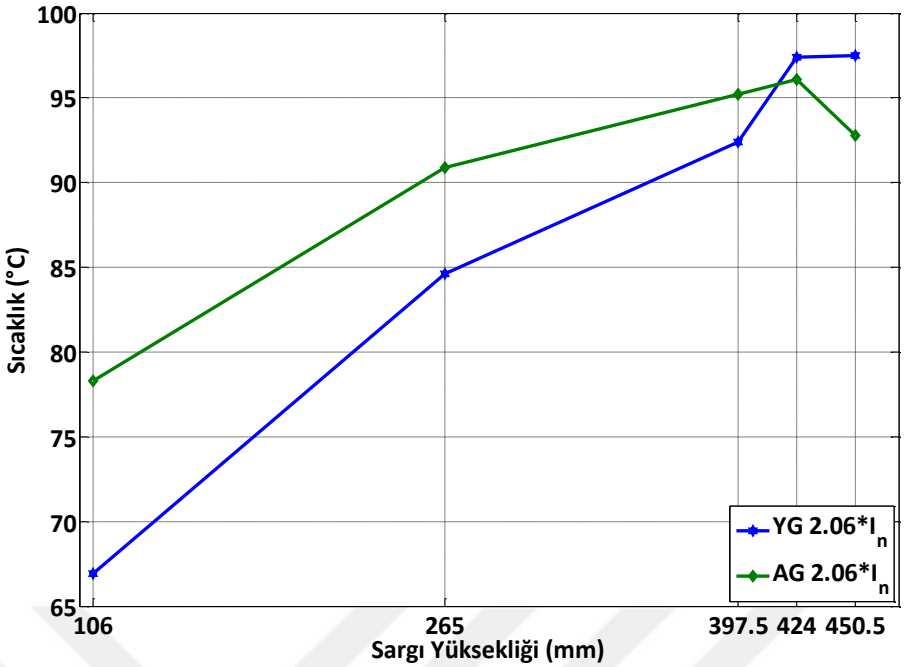
Dördüncü yük kademesi olan %30 yüklenme durumunun sonu 725. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.51'de verilmiştir. AG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %80 SYS'de 55,2°C olduğu görülmektedir. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 53,1°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (2,1°C) YG sargısına (6,6°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %75 ve %85 SYS'lerinde 57,7°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 51,1°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 2°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Her iki sargı için de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.



Şekil 4.52 %206 yük kademesi ortasında alınan termal kamera görüntüsü

Beşinci ve son yük kademesi olan %206 yüklenme durumundaki hızlı değişimin daha detaylı incelenebilmesi için yük kademesinin sonunda alınan termal kamera görüntüsüne ek olarak bu yük kademesinin orta süresinde de termal kamera ile görüntü alınmıştır. Son yük kademesinin ortası olan 765. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.52'de verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 73,72°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %85 SYS'de 97,5°C olarak ölçülmüştür. Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 63,46°C iken en düşük sıcaklık 36,66°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 56,46°C, en yüksek sıcaklığın 65,83°C ve en düşük sıcaklığın 37,36°C olduğu görülmektedir.

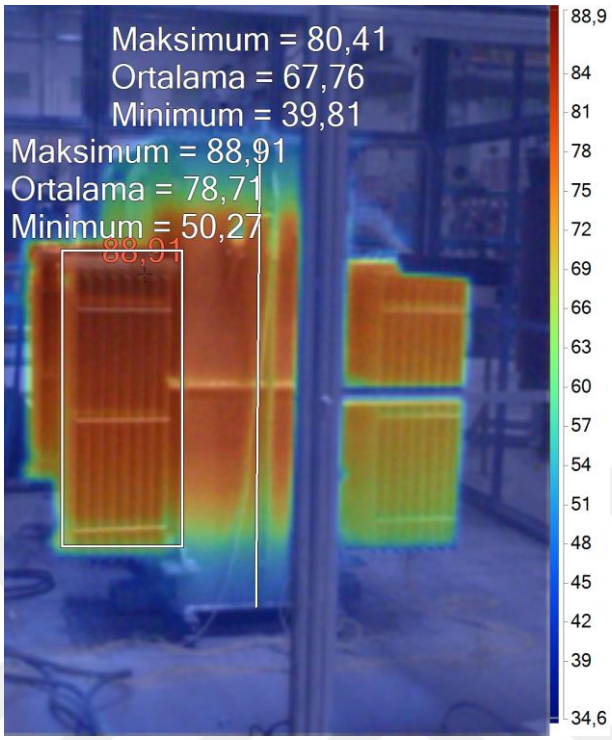


Şekil 4.53 %206 yük kademesi ortasında AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

Beşinci ve son yük kademesi olan %206 yüklenme durumundaki hızlı değişimin daha detaylı incelenebilmesi için yük kademesinin sonunda yapılan AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımı incelemelerine ek olarak bu yük kademesinin orta süresinde de alınan sıcaklık verileri soğrultusunda sıcaklıkların inceleme yapılmıştır. Son yük kademesinin ortası 765. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.53'te verilmiştir. AG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %80 SYS'de 96,1°C olduğu görülmektedir. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 78,3°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (17,8°C) YG sargısına (30,6°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %85 SYS'de 97,5°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 66,9°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 11,4°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Her iki sargı için

de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.

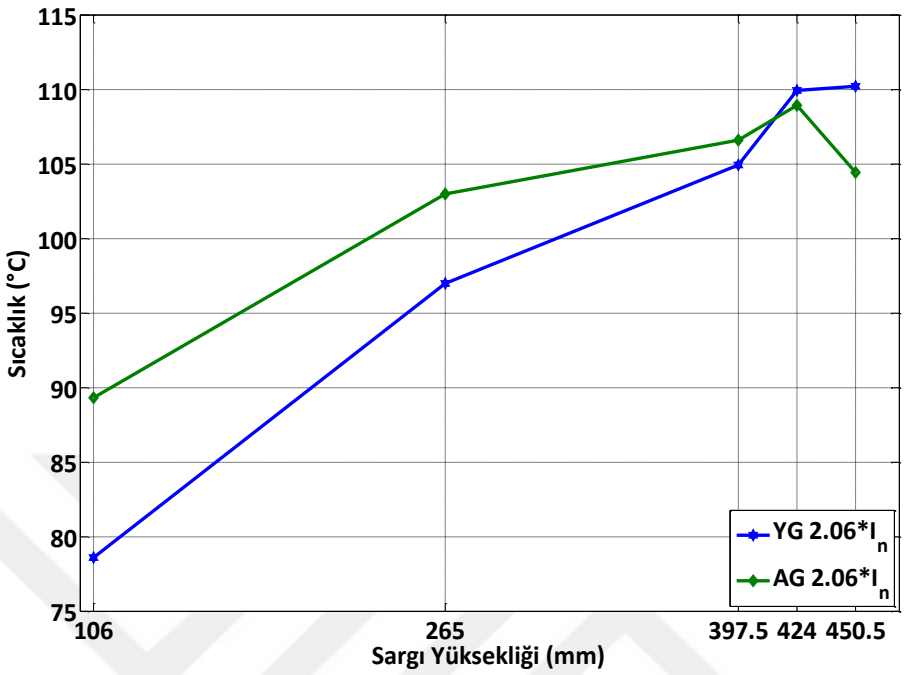


Şekil 4.54 %206 yük kademesi sonunda alınan termal kamera görüntüsü

Beşinci ve son yük kademesi olan %206 yüklenme durumunun sonu olan 785. dakikada alınan termal kamera görüntüsü Şekil 4.54'te verilmiştir. Bu yük kademesinde kazan üzerindeki ESNS'nin radyatörün üst kısmında 88,91°C olduğu belirlenmiştir. Ancak FOSS'lerden alınan değerlerde bu anda ESNS, YG sargısının %85 SYS'de 110,2°C olarak ölçülmüştür. Bu ölçümler transformatörün dış sıcaklıkları hakkında bilgi almak için yapılmıştır. Ayrıca radyatör üzerindeki ortalama sıcaklık 78,71°C iken en düşük sıcaklık 50,27°C olduğu tespit edilmiştir. Transformatörün orta kısmı bir doğru boyunca incelendiği takdirde ortalama sıcaklığın 67,76°C, en yüksek sıcaklığın 80,41°C ve en düşük sıcaklığın 39,81°C olduğu görülmektedir. Yüklenmenin fazla olması ile ısınma süresi azalsa da kazanın dış kısmındaki etkisinin incelenmesi için belirli bir süre geçmesi gerektiği Şekil 4.52 ve Şekil 4.54'ten görülmektedir.

Bütün termal görüntüler incelendiğinde kazanın üzerinde en sıcak nokta radyatörün üst kısmında çıktığı tespit edilmiştir. Sıcak yağ akışının radyatörlerin üst kısmından girdiği ve alt kısmından ise kazana soğuk yağ girişinin olduğu da görülmektedir. Özellikle

yüklenmenin %150 ve %206 olduğu 3. ve 5. yük kademelerinde sıcaklık artışına bağlı olarak yağ seviyesinin arttığı ve kazan dış çevre sıcaklığını arttırdığı tespit edilmiştir.



Şekil 4.55 %206 yük kademesi sonunda AG ve YG sargıları boyunca sıcaklık dağılımları

Beşinci ve son yük kademesi olan %206 yüklenme durumununun sonu 785. dakikada AG ve YG sargıları boyunca yükseklik seviyelerine göre sıcaklık dağılımları Şekil 4.55'te verilmiştir. AG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %80 SYS'de 108,9°C olduğu görülmektedir. AG sargısına ait en düşük sıcaklık seviyesinin ise %20 SYS'de 89,3°C olduğu tespit edilmiştir. AG sargısı boyunca sıcaklık değişiminin (19,6°C) YG sargısına (31,6°C) oranla daha düşük seviyelerde kalmasının sebeplerinden bir tanesi olarak AG sargısının levha tipi sargıdan oluşması söylenebilir.

YG sargısı üzerinde meydana gelen ESNS'nin %85 SYS'de 110,2°C olduğu görülmektedir. YG sargısına ait en düşük sıcaklık değerinin ise %20 SYS'de 78,6°C olduğu tespit edilmiştir. Aynı SYS'de AG sargısındaki sıcaklık 10,7°C daha yüksektir. Bu farkın oluşmasında ise AG sargılarının nüveye daha yakın olması ve bu kısımlarda meydana gelen manyetik alan şiddeti yoğunluğunun fazla olması söylenebilir. Ayrıca YG sargısının yapısı gereği yağ akışının sargının aralarına girerek daha iyi bir soğutma sağlaması, sargının alt ve orta yükseklik seviyelerinde AG sargısına göre YG sargısının daha soğuk sıcaklık değerlerinde olmasının sebebi olarak söylenebilir. Her iki sargı için

de soğuk yağ girişinin bobinin alt tarafında gerçekleştiğinden dolayı sıcaklık seviyeleri sargıların alt kısmından üst kısmına doğru arttığı görülmüştür.

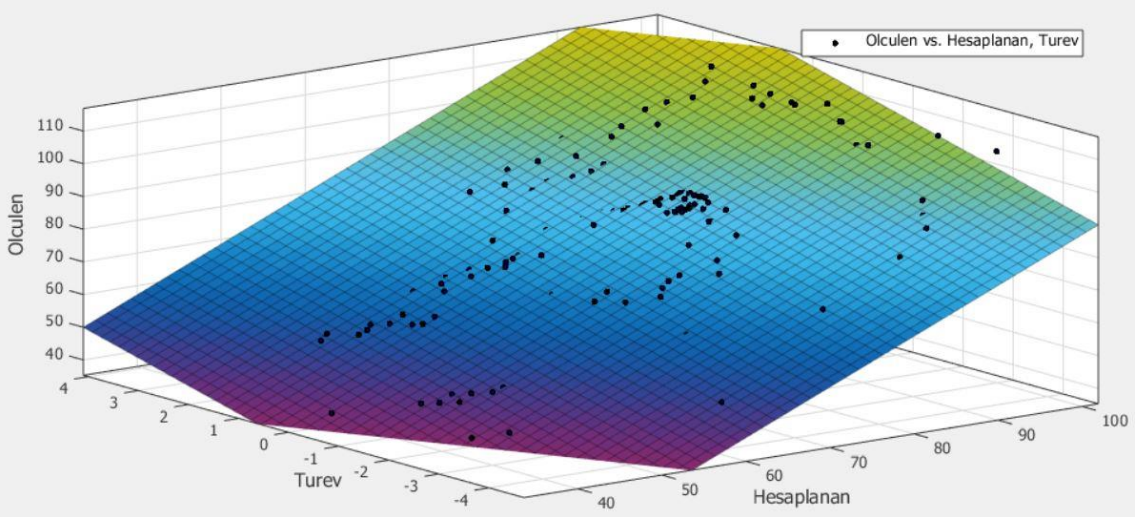
4.3 ESNS Hesaplama Yönteminin İyileştirilmesi

Yapılan testler sonucunda FOSS'lerden alınan veriler ile farklı yüklenme durumlarına göre transformatöre ait gerçek ESNS değerleri bulunmuştur. Orta sargı (B bobini) hizasında ÜYS kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri ile transformatöre ait ESNS gerçek değerleri kıyaslandığında %9,86'lık hata payı olduğu görülmektedir. Bu başlık altında hata payını düşürücek bir algoritma bulunması hedeflenmektedir.

Algoritma oluşturulması için MATLAB R2012a programının Eğri Uydurma Aracı (Curve Fitting Tool) kullanılmıştır. Bu araç kullanılırken giriş verilerini oluşturmak için orta sargı (B Bobini) hizasında ÜYS kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri ile ESNS değerlerinin değişim değerleri kullanılmıştır. İstenen çıkış değeri olarak FOSS'lerden alınan gerçek ESNS değerleri kullanılmıştır. Eğri uydurma aracında; polinomsal değişiklikler kullanılırken, "x" değişkeni olarak hesaplanmış ESNS değerleri ve "y" değişkeni olarak hesaplanmış ESNS değerlerinin türevine ait veriler kullanılmıştır. Polinom derecesine karar verilirken doğruluk oranı yüksek tutulacak şekilde formül karmaşıklığı da dikkate alınarak optimum sonucun bulunabilmesi için "x" ve "y" değişkenlerine farklı yüklenme dereceleri uygulanıp sonuçlar karşılaştırılmıştır.

4.3.1 x=1 ve y=1 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma

Polinomsal eğri uydurma işlemi yapılırken ilk olarak eğri uydurma aracında "x" değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerine ait polinom derecesi 1 ve "y" değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerinin türevi verilerine ait polinom derecesi 1 seçilmiştir. Bu derecelendirmede eğri uydurma işlemi uygulandıktan sonra Şekil 4.56'da gösterilen grafik elde edilmiştir.



Şekil 4.56 x=1 ve y=1 polinom dereceleri için eğri uydurma

Şekil 4.56'da gösterilen polinom derecelerinin en düşük tutulduğu eğri sonucunda elde edilen algoritma (4.1)'de verilmiştir.

$$ESN = -5{,}52 + 1{,}133 \cdot x + 4{,}245 \cdot y \qquad (4.1)$$

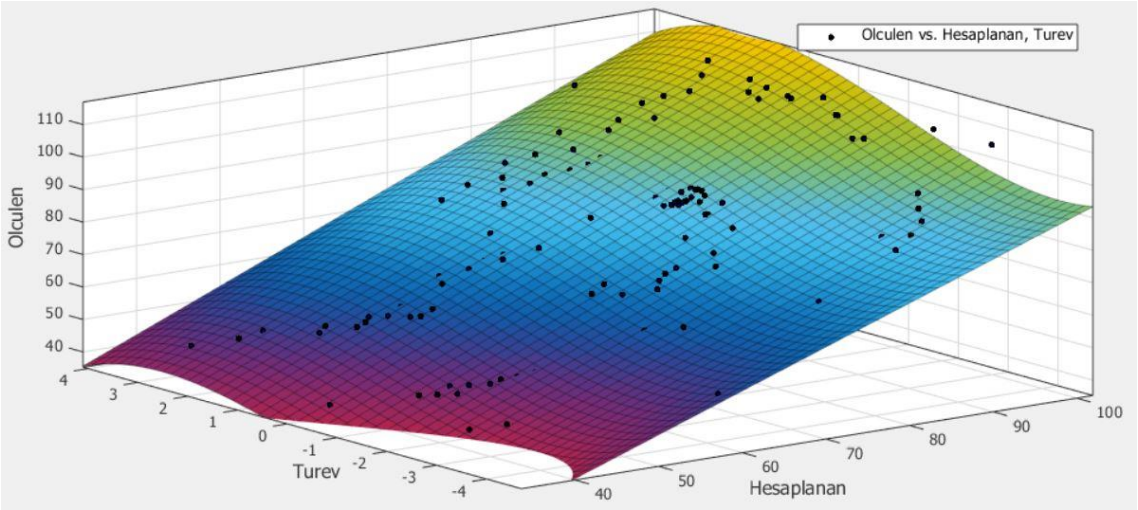
Bu eşitlikte "x" değişkeni olarak hesaplanmış ESNS değerleri, "y" değişkeni olarak ise bu ESNS değerlerinin türevleri girilmiştir. Elde edilen algoritmadan EK-D'de gösterilen Matlab m-file dosyası oluşturulmuştur. Bu hazırlanan program ile istenilen sıcaklık değerlerine ait yeni ESNS değerleri hesaplanabilmektedir. Yapılan testler sonucunda elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan yeni ESNS değerlerinde %3,33'lük hata payı olduğu görülmüştür. Böylece TİS'de standart olarak kullanılan ESNS yöntemlerine göre daha doğru sonuç veren ek bir algoritma oluşturulmuştur. Oluşturulan algoritma sayesinde ESNS hesaplamalarında hata payı büyük oranda azaltılarak bir iyileştirme yapılmıştır. Polinom dereceleri az olduğu gibi, algoritmalar da bir o kadar basittir.

Hata payını azaltmak için polinom derecelerinin arttırılması gerekmektedir. Ancak, hata payı azaltılırken elde edilen algoritmalar da bir o kadar kompleks olacaktır. Elde edilen bu algoritmanın ise basit ek ESNS algoritması olduğu söylenebilir.

4.3.2 x=1 ve y=3 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma

Polinomsal eğri uydurma işlemi yapılırken ilk olarak eğri uydurma aracında "x" değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerine ait polinom derecesi 1 ve "y"

değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerinin türevi verilerine ait polinom derecesi 3 seçilmiştir. Bu derecelendirmede eğri uydurma işlemi uygulandıktan sonra Şekil 4.57'de gösterilen grafik elde edilmiştir.



Şekil 4.57 x=1 ve y=3 polinom dereceleri için eğri uydurma

Şekil 4.57'de gösterilen polinom derecelerinin en düşük tutulduğu eğri sonucunda elde edilen algoritma (4.2)'de verilmiştir.

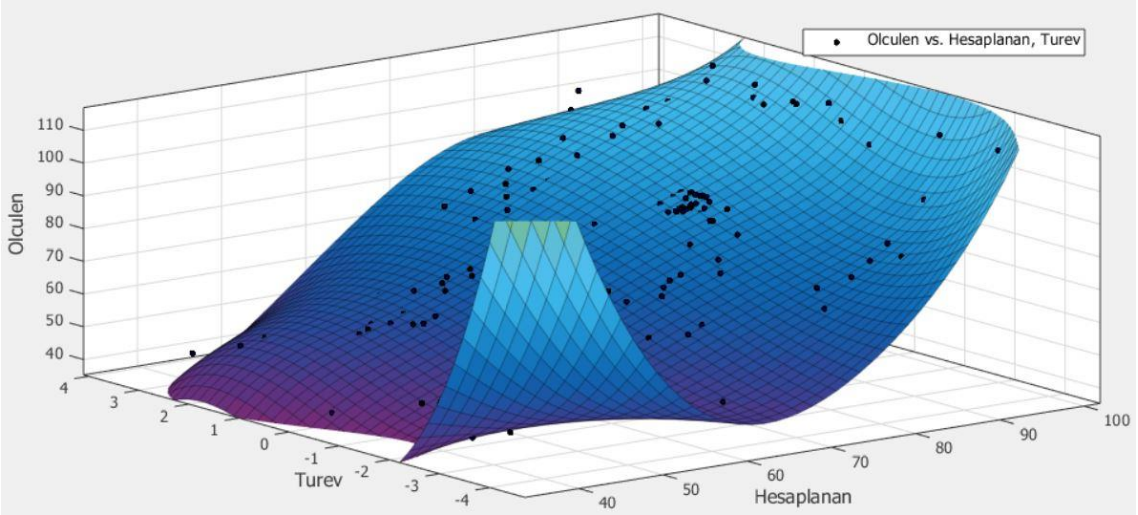
$$ESN = -4,788 + 1,129 \cdot x + 4,189 \cdot y + 0,0133 \cdot x \cdot y + 0,06614 \cdot y^2 - 0,006077 \cdot x \cdot y^2 - 0,2061 \cdot y^3 \quad (4.2)$$

Bu eşitlikte "x" değişkeni olarak hesaplanmış ESNS değerleri, "y" değişkeni olarak ise bu ESNS değerlerinin türevleri girilmiştir. Elde edilen algoritmadan EK-D'de gösterilen Matlab m-file dosyası oluşturulmuştur. Bu hazırlanan program ile istenilen sıcaklık değerlerine ait yeni ESNS değerleri hesaplanabilmektedir. Yapılan testler sonucunda elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan yeni ESNS değerlerinde %2,87'lik hata payı olduğu görülmüştür. Böylece TİS'de standart olarak kullanılan ESNS yöntemlerine göre daha doğru sonuç veren ek bir algoritma oluşturulmuştur. Oluşturulan algoritma sayesinde ESNS hesaplamalarında hata payı büyük oranda azaltılarak bir iyileştirme yapılmıştır. Polinom dereceleri az olduğu gibi, algoritmalar da bir o kadar basittir.

Hata payını azaltmak için polinom derecelerinin arttırılması gerekmektedir. Ancak, hata payı azaltılırken elde edilen algoritmalar da bir o kadar kompleks olacaktır. Elde edilen bu algoritmanın ise orta ek ESNS algoritması olduğu söylenebilir.

4.3.3 x=5 ve y=3 Polinom Dereceleri için Eğri Uydurma

Polinomsal eğri uydurma işlemi yapılırken ilk olarak eğri uydurma aracında "x" değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerine ait polinom derecesi 5 ve "y" değişkeni olarak belirlenen hesaplanmış ESNS değerlerinin türevi verilerine ait polinom derecesi 3 seçilmiştir. Bu derecelendirmede eğri uydurma işlemi uygulandıktan sonra Şekil 4.58'de gösterilen grafik elde edilmiştir.



Şekil 4.58 x=5 ve y=3 polinom dereceleri için eğri uydurma

Şekil 4.58'de gösterilen polinom derecelerinin en düşük tutulduğu eğri sonucunda elde edilen algoritma (4.3)'te verilmiştir.

$$\begin{aligned} ESN = & -567{,}5 + 48 \cdot x - 47{,}83 \cdot y - 1{,}524 \cdot x^2 + 4{,}118 \cdot x \cdot y + 16{,}85 \cdot y^2 + \\ & 0{,}02423 \cdot x^3 - 0{,}11 \cdot x^2 \cdot y - 0{,}7654 \cdot x \cdot y^2 - 4{,}62 \cdot y^3 - 0{,}0001887 \cdot x^4 + \\ & 0{,}001214 \cdot x^3 \cdot y + 0{,}01089 \cdot x^2 \cdot y^2 + 0{,}1302 \cdot x \cdot y^3 + 5{,}766 \cdot 10^{-7} \cdot x^5 - \\ & 4{,}721 \cdot 10^{-6} \cdot x^4 \cdot y - 5{,}016 \cdot 10^{-5} \cdot x^3 \cdot y^2 - 0{,}0009395 \cdot x^2 \cdot y^3 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Bu eşitlikte "x" değişkeni olarak hesaplanmış ESNS değerleri, "y" değişkeni olarak ise bu ESNS değerlerinin türevleri girilmiştir. Elde edilen algoritmadan EK-D'de gösterilen Matlab m-file dosyası oluşturulmuştur. Bu hazırlanan program ile istenilen sıcaklık değerlerine ait yeni ESNS değerleri hesaplanabilmektedir. Yapılan testler sonucunda elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan yeni ESNS değerlerinde %2,4'lük hata payı olduğu görülmüştür. Böylece TİS'de standart olarak kullanılan ESNS yöntemlerine göre daha doğru sonuç veren ek bir algoritma oluşturulmuştur. Oluşturulan algoritma

sayesinde ESNS hesaplamalarında hata payı büyük oranda azaltılarak bir iyileştirme yapılmıştır. Polinom dereceleri az olduğu gibi, algoritmalar da bir o kadar basittir.

Hata payını azaltmak için polinom derecelerinin arttırılması gerekmektedir. Ancak, hata payı azaltılırken elde edilen algoritmalar da bir o kadar kompleks olacaktır. Elde edilen bu algoritmanın ise karmaşık ek ESNS algoritması olduğu söylenebilir.

4.4 Ömür Kaybı Hesaplamaları

Bağıl yaşlanma oranı ile ömür kaybı hesaplamalarında IEC standartlarında kullanılan hesaplama yöntemleri Başlık 2.3 altında verilmiştir. Kullanılan eşitliklerde değişken olarak sadece transformatöre ait ESNS (θ_H) değeri kullanılmıştır. Ömür kaybı hesaplamalarında hem kayıp artışı deneyleri sonucu hem de farklı yüklenme durumlarına göre yapılan testlere ait toplam 2.255 dakikalık veri kullanılmıştır. TİS'lerinde kullanılan standart algoritmalar kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri ile FOSS'ler ile ölçülen gerçek ESNS değerleri arasında %10 seviyelerindeki hata payı yaşlanma hesabında çok daha ciddi hatalara yol açabilmektedir. Standart olarak hesaplanan ESNS değerleri ile gerçek ESNS değerleri kullanıldığında elde edilen ömür kaybı verileri arasında %50 gibi çok büyük bir hata payı olduğu tespit edilmiştir. ESNS hesaplamalarındaki hata %10 seviyelerinde iken ömür kaybı hesaplamalarında %50 gibi çok büyük bir hata payının olmasının sebebi olarak ise (2.3) eşitliğinde ESNS değerlerinin üstel olarak işleme alınması ve ömür kaybının sürekli toplanması olduğu söylenebilir.

Başlık 4.3'te basit, orta ve karmaşık olmak üzere üç farklı ek ESNS algoritması oluşturulmuştur. Bu algoritmalar kullanılarak hesaplanan ESNS değerlerinde sırasıyla %3,33, %2,87 ve %2,4'lük yanılma oranları olduğu bulunmuştur. Transformatöre uygulanan test verileri kullanılarak elde edilen farklı ESNS değerleri kullanılarak hesaplanan ömür kaybı hesaplamaları EK-E'de verilmiştir. Hesaplanan ömür kayıpları ile gerçek ESNS değerleri kullanılarak elde edilen ömür kaybı değerleri arasında basit ESNS eşitliği kullanıldığında %26,18, orta ESNS eşitliği kullanıldığında %2,11 ve karmaşık ESNS eşitliği kullanıldığında %0,8'lik hata oranları olduğu tespit edilmiştir. Böylece TİS'de kullanılan IEC standartlarındaki ömür kaybı hesaplama yöntemi kullanıldığında

%50 hata oranı olduğu hesaplanırken geliştirilen algoritmalar ile bu oran %0,8'e kadar düşürülek çok daha doğru ömür tahmini yapılmasına olanak sağlanmıştır. Gerçek ESNS, IEC standartlarına göre hesaplanan ESNS ve üç farklı ek ESNS algoritması kullanılarak hesaplanmış ESNS değerlerine ait toplam hata oranları ile bu ESNS değerleri kullanılarak hesaplanmış ömür kaybı toplam süreleri ve bunlara ait toplam hata oranları Çizelge 4.13'te verilmiştir. Gerçek ESNS değerlerine göre transformatör 2255 dk'lık yüklenme değişimleri sonucunda 524 dk yaşlanmıştır. Bunun sebebi olarak transformatörün kısa süreli aşırı yük kademeleri haricinde düşük seviyelerde yüklenmesinin yanı sıra yüksüz durumda da çalıştırılmış olması söylenebilir. IEC standartlarına göre yapılan ömür hesabında 262 dk gibi kabul edilemeyecek kadar düşük değerlerde bir sonuç elde edilmiştir. Basit ek ESNS algoritması kullanılarak ömür kaybı hesaplandığında ise 661 dk gibi gerçek değerlere göre daha yüksek bir değer hesaplanmıştır. Orta ek ESNS algoritması kullanılarak ömür kaybı hesaplandığında 512 dk gibi yakın bir değer elde edilirken bu değerin daha da doğru olabilmesi için algoritma daha kompleks hale getirilerek karmaşık ek ESNS algoritması elde edilmiştir. Bu algoritma kullanıldığında ise 519 dk gibi çok yakın bir değer elde edilmiştir. Hata oranında %0,8 gibi çok başarılı bir değer elde edildiğinden; polinom seviyesi arttırıldığında algoritma çok daha karmaşık hale geleceğinden ve hata oranındaki gelişme de artık çok düşük seviyelerde olacağından son olarak bu polinom seviyeleri alınmıştır.

Çizelge 4.13 ESNS ve toplam ömür kaybı hata oranları

ESNS	ESNS Hata Oranı (%)	Toplam Ömür Kaybı (dk)	Ömür Kaybı Hata Oranı (%)
ESNS (Gerçek)	0	523,9166188	0
ESNS (IEC)	9,13368433	262,5156442	49,89362148
ESNS (Basit)	3,333939036	661,1058019	26,18530853
ESNS (Orta)	2,87643264	512,8468823	2,112881339
ESNS (Karmaşık)	2,406736144	519,6842394	0,807834536

Transformatöre ait ömür tahmininin daha doğru yapılması; transformatörde oluşabilecek arıza tahminlerinin daha doğru yapılabilmesine ve bakım zamanlarının doğru belirlenmesine olanak sağlamıştır. Dolayısıyla transformatör işletim ömrünün de arttırılmasına olanak sağlanmıştır.

IEC standartlarına göre hesaplanan ömür kaybı oranları %50 gibi çok büyük bir hata oranına sahipken bu oran orta sargının üst kısmındaki ÜYS değerlerini FOSS kullanılarak elde edilmiştir. TİS'lerde kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinde FOSS'lere göre hata payı daha çok olduğundan ve sensörlerin yerleştirileceği konumlardaki hatalar da düşünüldüğünde ömür kaybındaki %50'lik hata oranı standart olarak konulan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınacak veriler kullanıldığı takdirde daha da artacağı öngörülmektedir.

BÖLÜM 5

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

1,5 MVA'lık bir dağıtım transformatörü üzerinde gerçekleştirilen ölçüm ve analiz çalışmaları sonucunda elde edilen sonuçlar aşağıda belirtilmiştir.

- Hazırlanmış olan transformatör detaylı çizimi üzerinden manyetik alan analizleri geçici rejim koşulları üzerinde yapılmış ve ESNS için kritik noktalar tespit edilmiştir. Sargılarda meydana gelen ısınmalar ve yağ akışları da düşünüldüğünde ESNS yerlerinin orta sargıda çıkacağı öngörülmüştür. ESNS için kritik noktalar ise sargının üst kısmına yakın olan kısımda yaklaşık %75-85 yükseklikte olduğu görülmüştür.
- Yapılan tez çalışmasında literatürde yapılan çalışmalardan farklı olarak analizler yüzeysel yapılmamış ve detaylı manyetik alan analizleri yapılmıştır.
- Ayrıca, çalışmalar literatürdeki çalışmalar gibi prototipler üzerinde değil firmaya ait gerçek boyutlarda imalatı yapılmış 1,5 MVA'lık bir dağıtım transformatörü üzerinde yapılmıştır.
- Transformatör çizimleri imalat için tekrar hazırlanmış ve transformatörün imalatına geçilmiştir. Transformatör tasarımında sargılara yerleştirilecek FOSS'ler için yağ kanalları ve boyutları özel olarak ayarlanmıştır. Ayrıca kazan içine yerleştirilecek FOSS'ler için özel aparatlar tasarlanmıştır.
- Yapılan manyetik alan analizleri, literatürde bu konu hakkında yapılan çalışmalar ve transformatörler üzerine edinilmiş tecrübeler sonucunda belirlenen kritik noktalara FOSS'ler yerleştirilmiştir.

- Yapılan çalışmada; literatürdeki çalışmalardan farklı olarak transformatör içinde standart sıcaklık sensörlerine göre çok daha doğru sonuçlar veren, hata sapma payı çok daha düşük FOSS'ler kullanılmıştır.
- FOSS'lerden alınan sonuçlar doğrultusunda yerleşimin doğru olduğu onaylanmıştır. Sargılarda meydana gelen ESNS'nin orta sargıda ve diğer sargılara yakın olan tarafında Şekil 4.3'te gösterilen A kesitinde olduğu sonuçlarla doğrulanmıştır.
- Transformatöre yerleştirilen 24 adet FOSS'den 11 numaralı FOSS'den yani YG sargısının %85 yüksekliği olan 450,5 mm yükseklikte alınan sonuçlar 113,2°C'ye kadar çıkmış ve diğer veriler ile kıyaslandığında tüm koşullar için bu noktanın çoğu zaman transformatörün en sıcak noktası olduğu tespit edilmiştir.
- Dağıtım transformatörlerinde kullanılmayan FOSS'lerin kullanımında öncü olunmuştur. Hem firmaya bu konuda büyük bir tecrübe kazandırılmış hem de siparişlerin alınması ile yeni bir iş kalemi oluşturulmuştur.
- Elde edilen sonuçlar ile TİS'de ESNS hesaplamalarında kullanılan yöntemler karşılaştırılmış ve bu transformatör için en uygun ESNS hesaplama yöntemi belirlenmiştir.
- Basit, orta ve karmaşık olmak üzere üç farklı ek ESNS algoritması oluşturulmuştur. Bu algoritmalar kullanılarak hesaplanan ESNS değerlerinde sırasıyla %3,33, %2,87 ve %2,4'lük yanılma oranları olduğu bulunmuştur.
- Transformatöre uygulanan test verileri kullanılarak elde edilen farklı ESNS değerleri kullanılarak hesaplanan ömür kaybı hesaplamaları ile gerçek ESNS değerleri kullanılarak elde edilen ömür kaybı değerleri arasında basit ESNS eşitliği kullanıldığında %26,18, orta ESNS eşitliği kullanıldığında %2,11 ve karmaşık ESNS eşitliği kullanıldığında %0,8'lik hata oranları olduğu tespit edilmiştir. Böylece TİS'de kullanılan IEC standartlarındaki ömür kaybı hesaplama yöntemi kullanıldığında %50 hata oranı olduğu hesaplanırken geliştirilen algoritmalar ile bu oran %0,8'e kadar düşürülerek çok daha doğru ömür tahmini yapılmasına olanak sağlanmıştır.
- Transformatörün ömrünü etkileyen en önemli parametrelerin başında gelen ESNS değerinin daha doğru bulunması ile transformatör ömür hesabının daha doğru

yapılmasına olanak sağlanmıştır. Transformatöre ait ömür tahmininin daha doğru yapılması; transformatörde oluşabilecek arıza tahminlerinin daha doğru yapılabilmesine ve bakım zamanlarının doğru belirlenmesine olanak sağlamıştır. Dolayısıyla transformatör işletim ömrünün de arttırılmasına olanak sağlanmıştır.

- IEC standartlarına göre hesaplanan ömür kaybı oranları %50 gibi çok büyük bir hata oranına sahipken bu oran orta sargının üst kısmındaki ÜYS değerlerini FOSS kullanılarak elde edilmiştir. TİS'lerde kullanılan pt100 sıcaklık sensörlerinde FOSS'lere göre hata payı daha çok olduğundan ve sensörlerin yerleştirileceği konumlardaki hatalar da düşünüldüğünde ömür kaybındaki %50'lik hata oranı standart olarak konulan pt100 sıcaklık sensörlerinden alınacak veriler kullanıldığı takdirde daha da artacağı öngörülmektedir.
- Yapılan çalışma sonucunda 1,5 MVA'lık test edilen transformatör için %0,8'lik ömür kaybı oranı hatasının elde edildiği ek bir ESNS hesaplama yöntemi bulunmuştur. Elde edilen bu algoritma; bu transformatör için kullanılabildiği gibi seri üretimi yapıldığı takdirde aynı tarzda üretilen transformatörlerde de sadece tek bir FOSS kullanılarak aynı sonuçlar elde edilebilir. Bunun gibi seri üretimi yapılacak transformatörler için bir tane prototip transformatör üzerinde aynı çalışmalar yapılarak o seriye ait benzer ek algoritmalar elde edilebilir.
- Testlerde kullanılan 1,5 MVA gücündeki dağıtım transformatörü ve yapısı aynı şekilde üretilecek başka transformatörler için %1'in altında hata payı ile ömür hesabı yapılabilen ve bu tez çalışması sonucunda elde edilen ek algoritmaların uygulanabildiği yerli bir TİS geliştirilebilir.
- Yapılan manyetik alan analizleri, disiplinlerarası çalışmalarda makine mühendisleri ile birlikte hesaplamalı akışkanlar dinamiği (HAD) analiz yöntemleri kullanılarak yağ akışının da etkisi dikkate alınarak analizler geliştirilebilir.
- Yapılan tez çalışmasında analizler ve testler 1,5 MVA'lık bir dağıtım transformatörü üzerinde yapılmıştır. İleriki çalışmalar başka dağıtım transformatörleri üzerinde yapılabileceği gibi güç transformatörleri üzerinde de yapılabilir.

- Yapılan testler ile transformatörün farklı yüklenme durumlarında sargılarda meydana gelen sıcaklık değişim verileri elde edilmişitir. Bu sıcaklık değerlerinde farklı mekanik zorlanmalarda yalıtım malzemesine ait sünme eğrileri elde edilerek transformatörün ömrünü etkileyen farklı faktörler incelenebilir.

KAYNAKLAR

[1] Susa, D. ve Nordman, H., (2009). "A Simple Model For Calculating Transformer Hot-Spot Temperature", IEEE Transactions on Power Delivery, 24(3):1257-1265.

[2] Declercq, J. ve Van Der Veken, W., (1999). "Accurate Hot Spot Modeling In A Power Transformer Leading To Improved Design And Performance", IEEE Transmission and Distribution Conference, 11-16 April 1999, New Orleans, 920-924

[3] Rosner, M., Weenen, J. ve Hao, X., (2008). "Benefits of Comprehensive And Interactive On-Line Monitoring and Expert Systems for Power Transformers", IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 21-24 April 2008, Beijing, 1302-1306.

[4] Ding, H., Heywood, R., Lapworth, J. ve Ryder, S., (2009). "Why Transformers Fail", Euro TechCon, 17-18 November 2009, Sretton.

[5] Jongen, R., Gulski, E., Morshuis, P., Smit, J. ve Janssen, A., (2007). "Statistical Analysis of Power Transformer Component Life Time Data". IEEE International Power Engineering Conference, 3-6 December 2007, Singapore, 1273-1277.

[6] Jongen, R., Morshuis, P., Smit, J., Janssen, A. ve Gulski, E., (2007). "A Statistical Approach To Processing Power Transformer Failure Data", 19th International Conference on Electricity Distribution, 21-24 May 2007, Vienna.

[7] ABB Monitoring Solutions, "Intelligent monitoring system, type TEC", http://www.abb.com/product/db0003db004283/6242000fec997581c1257b1000211293.aspx, 25 Temmuz 2013.

[8] GE Monitoring and Diagnostics, "Advanced Transformer Management Brochure", http://www.gedigitalenergy.com/MD.html, 25 Temmuz 2013.

[9] Alstom MS 3000 Transformers' Monitoring System, "MS 3000 Online condition monitoring and expert System Brochure EN", http://www.alstom.com/grid/productandsservices/highvoltagepowerproducts/electricalpowertransformers/MS3000Transformersmonitoringsystem/, 25 Temmuz 2013.

[10] Han, S., Li, Q., Li, C. ve Yan, J., (2014). “Electrical and Mechanical Properties of The Oil-Paper Insulation Under Stress of The Hot Spot Temperature”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 21(1):179-185.

[11] Vanegas, D. M. R. ve Mahajan, S. M., (2008). “Correlation Between Hot-Spot Temperature and Aging Factor of Oil-İmmersed Current Transformers”, IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 20-24 July 2008, Pittsburgh, 1-5.

[12] Taheri, S., Shahabi, S. ve Gholami, A., (2009). “Transformer Hot Spot Temperature Assessment Terminated At Transmission Line Through A Cable Under Lightning Impulses”, IEEE EUROCON, 18-23 May 2009, Saint-Petersburg, 540-544.

[13] Josue, F., Arifianto, I., Saers, R., Rosenlind, J. ve Hilber, P., (2012). “Transformer Hot-Spot Temperature Estimation For Short-Time Dynamic Loading”, IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 23-27 September 2012, Bali, 217-220.

[14] Duval, M., Aubin, J., Giguere, Y., Pare, G. ve Langhame, Y., (1982). “Oil Additives For The Evaluation of Hot Spot Temperature In Power Transformers During Overload Tests”, IEEE Transactions on Electrical Insulation, 5:414-422.

[15] Chen, M., Yan, Y., Cheng, Y. Ve Diao, C., (2012). “The Characteristic of Transformer Winding Inter-turn Discharge Under Sulphur Corrosion and Thermal Ageing”, IEEE International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, 6-7 January 2012, Sanya, 563-566.

[16] Sen, P. K. ve Pansuwan, S., (2001). “Overloading and Loss-Of-Life Assessment Guidelines of Oil-Cooled Transformers”, IEEE Rural Electric Power Conference, 29 April-May 1 2001, Arkansas, B4-1.

[17] McNutt, W. J. ve Patel, M. R., (1976). “The Combined Effects of Thermal Aging And Short-Circuit Stresses On Transformer Life”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 95(4):1275-1286.

[18] Ribeiro, A. L., Eira, N. F., Sousa, J. M., Guerreiro, P. T. Ve Salcedo, J. R., (2008). “Multipoint Fiber-Optic Hot-Spot Sensing Network Integrated Into High Power Transformer For Continuous Monitoring”, IEEE Sensors Journal, 8(7):1264-1267.

[19] Saravolac, M. P., (1994). “The Use Of Optic Fibres For Temperature Monitoring In Power Transformers”, IEE Colloquium on Condition Monitoring and Remanent Life Assessment in Power Transformers, , 22 March 1994, London, 7-1.

[20] IEC 600767, (2005). International Standard Power Transformers–Part 7: Loading Guide For Oilimmersed Power Transformers, Switzerland.

[21] IEC 600762, (2011). International Standard Power Transformers–Part 2: Temperature Rise For Liquid–Immersed Transformers, Switzerland.

[22] Nordman, H., Rafsback, N. Ve Susa, D., (2003). “Temperature Responses To Step Changes In The Load Current of Power Transformers”, IEEE Transactions on Power Delivery, 18(4):1110-1117.

[23] Montsinger, V. M. Ve Dann, W. M., (1934). “Overloading of Power Transformers”, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 53(10):1353-1355.

[24] Tong, L. ve Wu, G., (2004). “Temperature Rise Calculation and Loss of Life Assessment of Oil-Cooled Traction Transformer”, IEEE International Conference on Solid Dielectrics, 5-9 July 2004, Toulouse, 375-378.

[25] Jardini, J. A., Brittes, J. L. P., Magrini, L. C., Bini, M. A. ve Yasuoka, J., (2005). “Power Transformer Temperature Evaluation For Overloading Conditions”, IEEE Transactions on Power Delivery, 20(1):179-184.

[26] Pierce, L. W., (1992). “Predicting Liquid Filled Transformer Loading Capability”, Petroleum and Chemical Industry Conference, 39th Annual Industry Applications Society, 1992, San Antonio, 197-207.

[27] IEEE Std C, 57, 1-112, (1995). Guide For Loading Mineral-Oilimmersed Transformers, IEEE, USA.

[28] Archer, D. S., (1988). An Adaptive Thermal Module For Transformer Monitoring, PhD Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge.

[29] Räfsbäck, N. T., (2001). Short-Time Emergency Overloading of Power Transformers, MSc Thesis, ABB, Vaasa.

[30] Susa, D. ve Lehtonen, M., (2006). “Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Further Development-Part I”, IEEE Transactions on Power Delivery, 21(4):1961-1970.

[31] Nordman, H., ve Lahtinen, M., (2003). “Thermal Overload Tests on A 400-MVA Power Transformer With A Special 2.5-Pu Short Time Loading Capability”, IEEE Transactions on Power Delivery, 18(1):107-112.

[32] Swift, G., Molinski, T. S. ve Lehn, W., (2001). “A Fundamental Approach To Transformer Thermal Modeling. I. Theory and Equivalent Circuit”, IEEE Transactions on Power Delivery, 16(2):171-175.

[33] Amoiralis, E. I., Tsili, M. A. ve Kladas, A. G., (2009). “Transformer Design and Optimization: A Literature Survey”. IEEE Transactions on Power Delivery, 24(4):1999-2024.

[34] Pierce, L. W., (1992). “An Investigation of The Thermal Performance of An Oil Filled Transformer Winding”, IEEE Transactions on Power Delivery, 7(3):1347-1358.

[35] ANSI/IEEE C57.92, (1981). Guide For Loading Mineral Oil Immersed Transformers Up To and Including 100 MVA With 55°C or 65°C Average Winding Rise, ANSI/IEEE, USA.

[36] Susa, D., (2005). Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers, PhD Thesis, Helsinki University of Technology, Espoo.

[37] Savaghebi, M., Gholami, A. ve Hooshyar, H., (2007). “Loading Capability of Transformer in Over-excitation Condition”, IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition, 16-20 July 2007, Africa, 1-3.

[38] Picher, P., Torriano, F., Chaaban, M., Gravel, S., Rajotte, C. ve Girard, B., (2010). “Optimization of Transformer Overload Using Advanced Thermal Modelling”, CIGRE Conference, 22-27 August 2010, Paris, A2-305.

[39] Susa, D. ve Lehtonen, M., (2006). “Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Further Development-Part II”, IEEE Transactions on Power Delivery, 21(4):1971-1980.

[40] Pradhan, M. K. ve Ramu, T. S., (2004). “Estimation of The Hottest Spot Temperature (HST) In Power Transformers Considering Thermal Inhomogeneity of The Windings”, IEEE Transactions on Power Delivery, 19(4):1704-1712.

[41] Taheri, S., Vahedi, A., Gholami, A. ve Taheri, H., (2008). “Estimation of Hot Spot Temperature In Distribution Transformer Considering Core Design Using FEM”, IEEE 2nd International Power and Energy Conference, 1-3 December 2008, Johor Bahru, 1408-1413.

[42] Li, J., Jiang, T. ve Grzybowski, S., (2009). “Hot Spot Temperature Models Based on Top-Oil Temperature For Oil İmmersed Transformers”. IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 18-21 October 2009, Virginia, 55-58.

[43] Kasinathan, M., Praveen, O., Sosamma, S., Kumar, A., Rao, C. B., Palanisamy, P. K.ve Jayakumar, T., (2012). “Hotspot Monitoring In Transformers Using Fiber Bragg Grating”, IEEE International Conference on Fiber Optics and Photonics, 9-12 December 2012, Chennai, 1-3.

[44] Feng, D., Wang, Z. ve Jarman, P., (2014). “Evaluation of Power Transformers' Effective Hot-Spot Factors by Thermal Modeling of Scrapped Units”, IEEE Transactions on Power Delivery, 29(5):2077-2085.

[45] Li, L., Niu, S., Ho, S. L., Fu, W. N. ve Li, Y., (2015). “A Novel Approach To Investigate The Hot-Spot Temperature Rise In Power Transformers”, IEEE Transactions on Magnetics, 51(3):1-4.

[46] Kweon, D., Koo, K., Woo, J. ve Kim, Y., (2012). “Hot Spot Temperature For 154 kV Transformer Filled With Mineral Oil And Natural Ester Fluid”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 19(3):1013-1020.

[47] McShane, C. P., Corkran, J., Rapp, K. ve Luksich, J., (2006). “Natural Ester Dielectric Fluid Development”. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 21-24 May 2006, Dalian, 18-22.

[48] Susa, D., Lehtonen, M. ve Nordman, H., (2005). “Dynamic Thermal Modeling of Distribution Transformers”, IEEE Transactions on Power Delivery, 20(3):1919-1929.

[49] Zhang, X., Yao, S., Huang, R., Hou, D., Huang, W. ve Zheng, M., (2014). “Oil-Immersed Transformer Online Hot Spot Temperature Monitoring and

Accurate Life Lose Calculation Based On Liber Bragg Grating Sensor Technology". International Conference on Electricity Distribution, 23-26 September 2014, Shenzhen, 1256-1260.

[50] Yong-Qiang, W., Huan-Huan, C., Shuai, Y., Jian-Gang, B. ve Yun-Peng, L., (2014). "Research of Temperature Sensor Arrangement Based on Transformer Hot-Spot Temperature Estimates", International Conference on Power System Technology, 20-22 October 2014, Chengdu, 1393-1397.

[51] Sezer, M., (2008). Yalıtım Yağı ve Trafo Bakımı, 1. Basım, Çağdaş Basımevi, Balıkesir.

[52] Bengtonss, C., (1996). "Status and Trends In Transformer Monitoring", IEEE Transactions on Power Delivery, 11(3):1379-1384.

EK-A

SAN-TEZ PROJE SONUÇLANDIRMA TUTANAĞI

Evrak No : 1602100238
Tarih : 10.02.2016

T.C.
BİLİM, SANAYİ VE TEKNOLOJİ BAKANLIĞI
Bilim ve Teknoloji Genel Müdürlüğü

Sayı : 78507420 - 205.99/247 19/01/2016
Konu : Sanayi Tezleri Programı ile İlgili
Diğer İşler

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ REKTÖRLÜĞÜNE
(Strateji Geliştirme Daire Başkanlığı)
Barbaros Bulvarı
34349 Yıldız, İstanbul

San-Tez Programı kapsamında Üniversitenizde Prof. Dr. İbrahim ŞENOL tarafından yürütülmekte olan 0464.STZ.2013-2 kodlu, "Yerli Bir Güç Transformatörleri İzleme Sistemi Geliştirilmesi ve Uygulaması" başlıklı proje 01/03/2014 tarihinde başlatılmış ve 31/08/2015 tarihinde sonuçlandırılmıştır.

Söz konusu projeye ilişkin sonuç raporunun mali hususlarını içeren bölümü proje yürütücüsü tarafından Üniversitenize teslim edilmiş olup, San-Tez Projelerinin Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik Uygulama Usul ve Esaslarının 18. Maddesinin 3. fıkrası gereğince projeye ait "Banka Hesap Dökümü" ve yazımız ekindeki "Proje Sonuçlandırma Tutanağının" imzalanarak 28.02.2016 tarihine kadar Bakanlığımıza teslim edilmesi gerekmektedir.

Bilgilerinizi ve gereğini rica ederim.

Doç. Dr. İlker Murat AR
Bakan a.
Genel Müdür V.

EK:
Proje Sonuçlandırma Tutanağı

Güvenli Elektronik İmzalı Asıl ile Aynıdır.
20 Ocak 2016
Ömer TÖRE
Şef

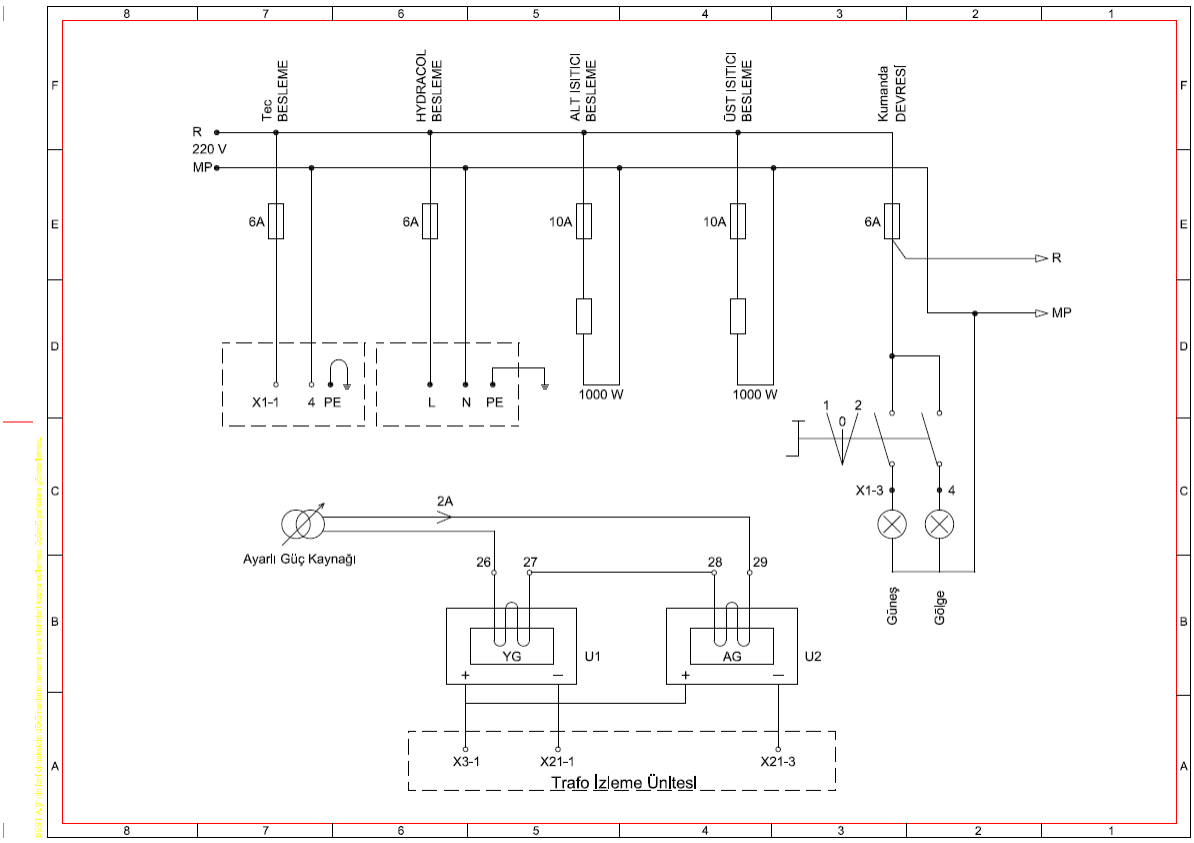
"Bu belge, güvenli elektronik imza ile imzalanmıştır."

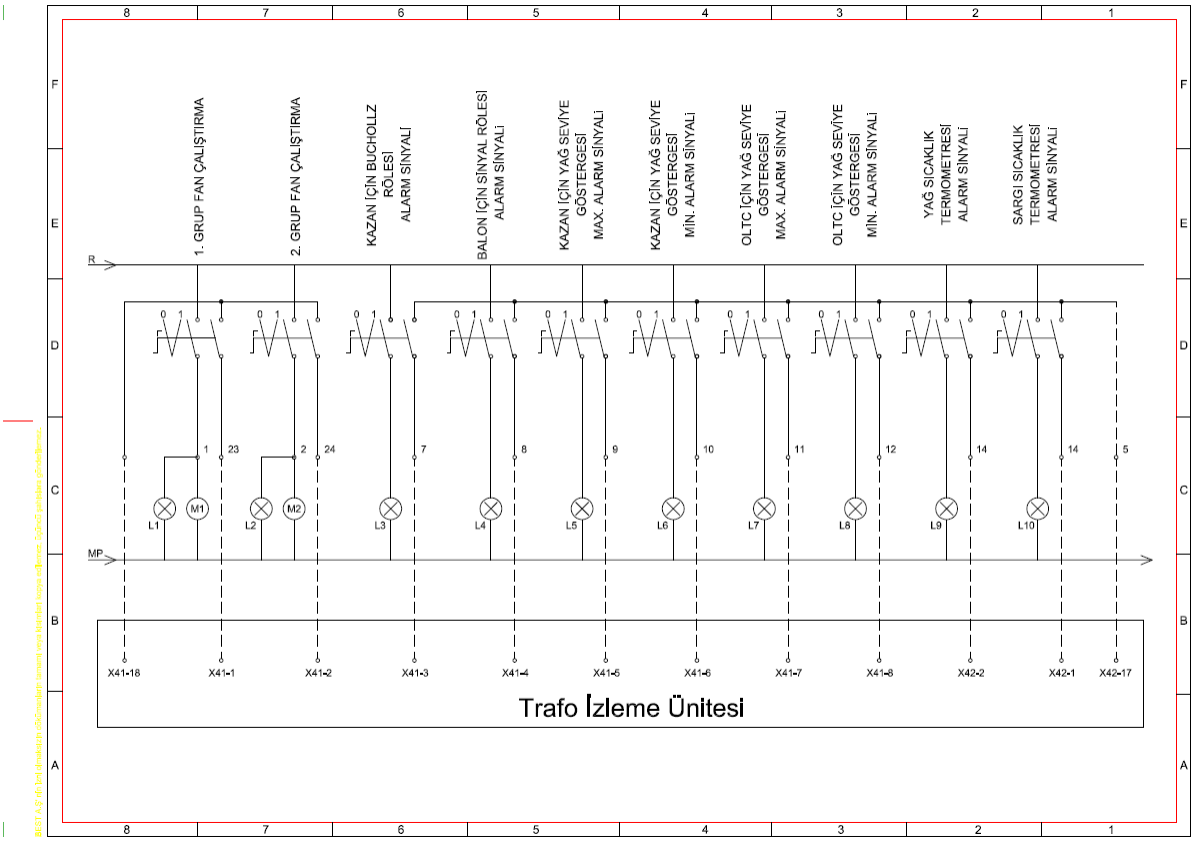
Mustafa Kemal Mahallesi Dumlupınar Bulvarı Eskişehir Yolu 2151 Cadde No:154 06510 Çankaya /ANKARA
Bilgi İçin İrtibat: Ahmet Yaşar ŞAĞBAN Sanayi ve Teknoloji Uzmanı
Telefon : 03122015278 Faks : 03122015253
e-posta : ayasar.sagban@sanayi.gov.tr Elektronik Ağ : www.sanayi.gov.tr
Evrak bilgisine www.sanayi.gov.tr adresindeki e-hizmetler bölümünden, "zkoxz1036FF6" DYS No ve evrak tarihi ile erişebilirsiniz.

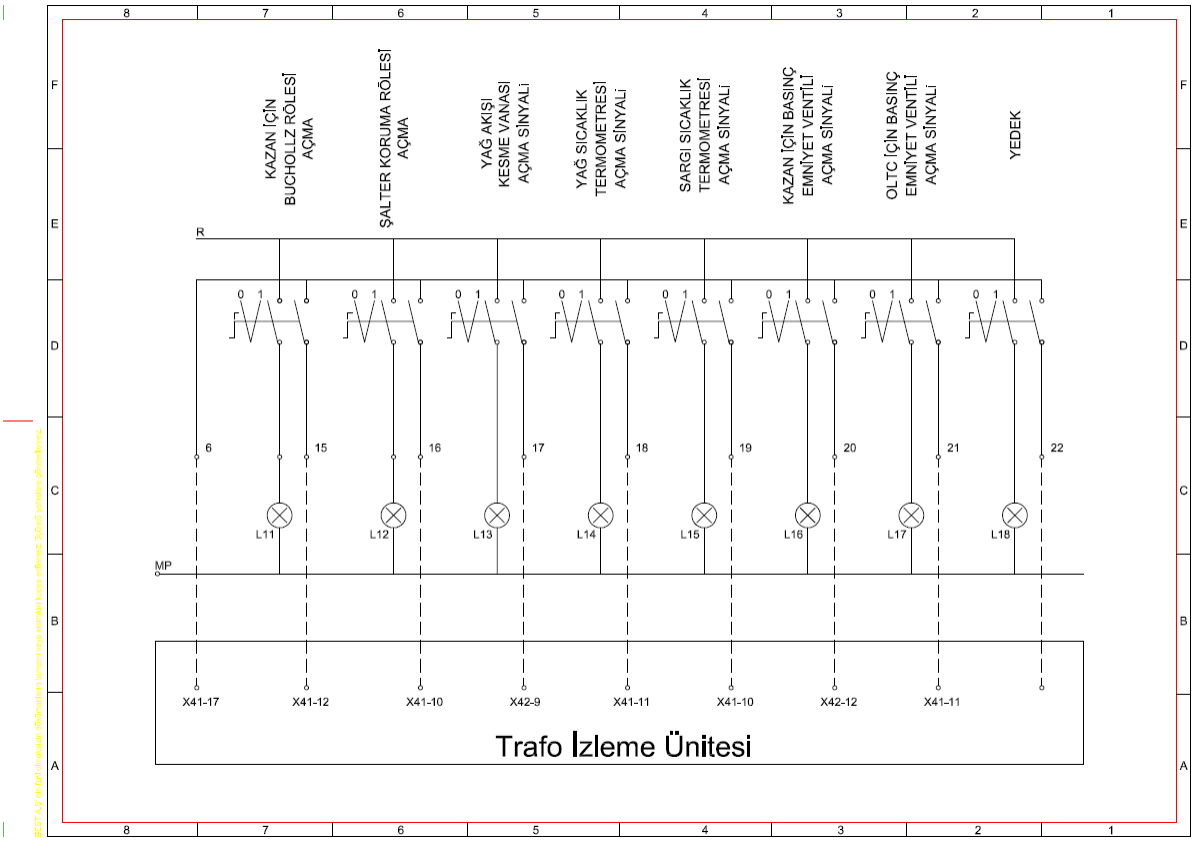
1/1

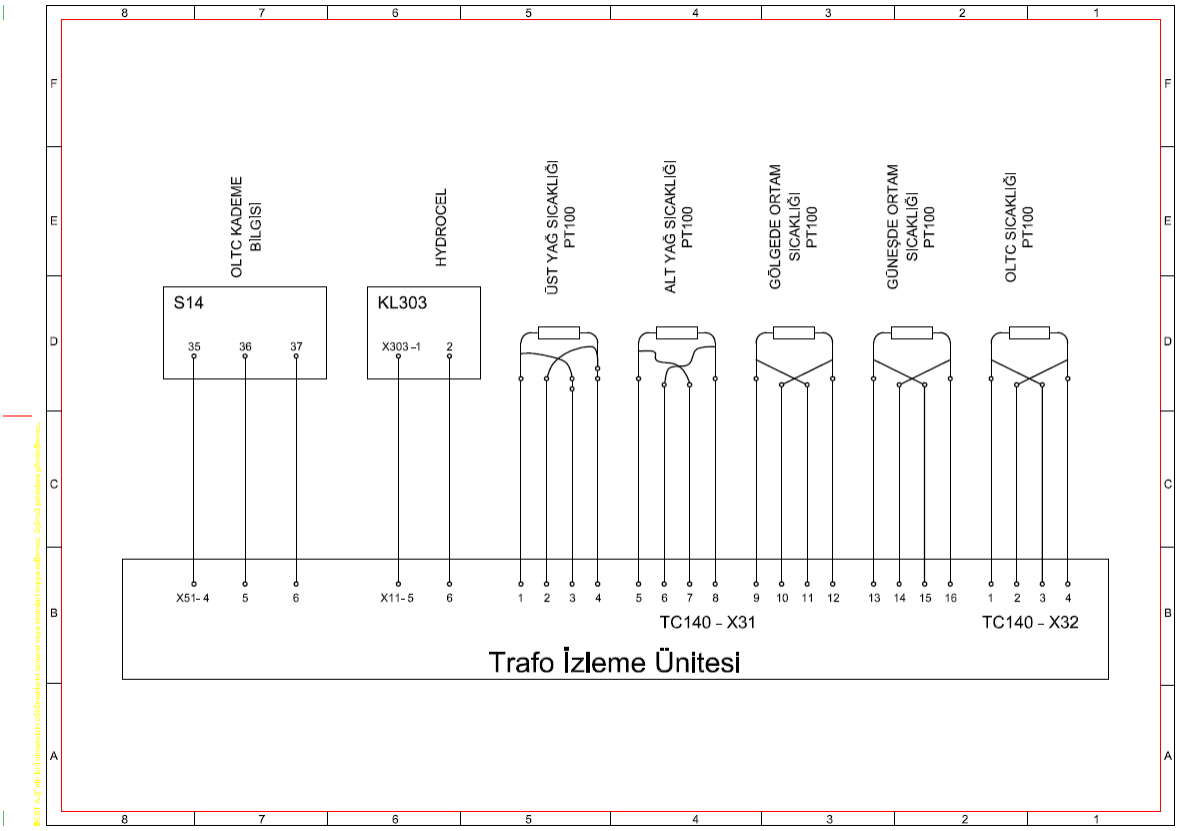
EK-B

TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ TEST DÜZENEĞİ ELEKTRİKSEL BAĞLANTI ŞEMALARI




1. GRUP FAN ÇALIŞTIRMA
2. GRUP FAN ÇALIŞTIRMA
KAZAN İÇİN BUCHOLLZ RÖLESİ ALARM SİNYALİ
BALON İÇİN SİNYAL RÖLESİ ALARM SİNYALİ
KAZAN İÇİN YAĞ SEVİYE GÖSTERGESİ MAX. ALARM SİNYALİ
KAZAN İÇİN YAĞ SEVİYE GÖSTERGESİ MİN. ALARM SİNYALİ
OLTC İÇİN YAĞ SEVİYE GÖSTERGESİ MAX. ALARM SİNYALİ
OLTC İÇİN YAĞ SEVİYE GÖSTERGESİ MİN. ALARM SİNYALİ
YAĞ SICAKLIK TERMOMETRESİ ALARM SİNYALİ
SARGI SICAKLIK TERMOMETRESİ ALARM SİNYALİ
R
MP
L1
M1
L2
M2
L3
L4
L5
L6
L7
L8
L9
L10
X41-18
X41-1
X41-2
X41-3
X41-4
X41-5
X41-6
X41-7
X41-8
X42-2
X42-1
X42-17
Trafo İzleme Ünitesi


KAZAN İÇİN BUCHOLLZ RÖLESİ AÇMA
ŞALTER KORUMA RÖLESİ AÇMA
YAĞ AKIŞI KESME VANASI AÇMA SİNYALİ
YAĞ SICAKLIK TERMOMETRESİ AÇMA SİNYALİ
SARGI SICAKLIK TERMOMETRESİ AÇMA SİNYALİ
KAZAN İÇİN BASINÇ EMNİYET VENTİLİ AÇMA SİNYALİ
OLTC İÇİN BASINÇ EMNİYET VENTİLİ AÇMA SİNYALİ
YEDEK
R
MP
L11
L12
L13
L14
L15
L16
L17
L18
X41-17
X41-12
X41-10
X42-9
X41-11
X41-10
X42-12
X41-11
Trafo İzleme Ünitesi


OLTC KADEME BİLGİSİ
HYDROCEL
ÜST YAĞ SICAKLIĞI PT100
ALT YAĞ SICAKLIĞI PT100
GÖLGEDE ORTAM SICAKLIĞI PT100
GÜNEŞDE ORTAM SICAKLIĞI PT100
OLTC SICAKLIĞI PT100
S14
35 36 37
KL303
X303-1 2
X51-4 5 6
X11-5 6
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
TC140 - X31
1 2 3 4
TC140 - X32
Trafo İzleme Ünitesi

EK-C

TRANSFORMATÖR TESTLERİNDE KULLANILAN EKİPMANLAR



Şekil C.1 Vanguard ATRT-01B



Şekil C.2 Raytech winding resistance meter WR50



Şekil C.3 Fluke hydra series 2



Şekil C.4 Fluke thermal imager

EK-D

MATLAB PROGRAMINDA KULLANILAN EĞRİ UYDURMA SONUCU HAZIRLANAN M-FILE DOSYASI

x=1 ve y=1 Polinom Dereceleri için Hazırlanan Algoritma

```
x=Hesaplanan; y=Turev;
p00 =     -5.52;
p10 =      1.133;
p01 =      4.245;
ESNS_1_1= p00 + p10.*x + p01.*y;
```

x=1 ve y=3 Polinom Dereceleri için Hazırlanan Algoritma

```
x=Hesaplanan; y=Turev;
p00 =     -4.788;
p10 =      1.129;
p01 =      4.189;
p11 =     0.0133;
p02 =    0.06614;
p12 =  -0.006077;
p03 =    -0.2061;
ESNS_1_3= p00 + p10.*x + p01.*y + p11.*x.*y + p02.*y.^2 + p12.*x.*y.^2 +
p03.*y.^3;
```

x=5 ve y=3 Polinom Dereceleri için Hazırlanan Algoritma

```
x=Hesaplanan; y=Turev;
p00 =     -567.5;
p10 =         48;
p01 =     -47.83;
p20 =     -1.524;
p11 =      4.118;
p02 =      16.85;
```

p30 = 0.02423;
p21 = -0.11;
p12 = -0.7654;
p03 = -4.62;
p40 = -0.0001887;
p31 = 0.001214;
p22 = 0.01089;
p13 = 0.1302;
p50 = 5.766e-07;
p41 = -4.721e-06;
p32 = -5.016e-05;
p23 = -0.0009395;

ESNS_5_3= p00+p10.*x+p01.*y + p20.*x.^2 + p11.*x.*y + p02.*y.^2 + p30.*x.^3 + p21.*x.^2.*y+p12.*x.*y.^2 + p03.*y.^3 + p40.*x.^4 + p31.*x.^3.*y + p22.*x.^2.*y.^2 + p13.*x.*y.^3 + p50.*x.^5 + p41.*x.^4.*y + p32.*x.^3.*y.^2 + p23.*x.^2.*y.^3;

EK-E

ÖMÜR KAYBI ORANI HESAPLAMA SONUÇLARI

Sıra	Süre (dk)	ESNS (FOSS)	ESNS (IEC)	ESNS (Basit)	ESNS (Orta)	ESNS (Karmaşık)
1	15	0,036487782	0,015015193	0,053656439	0,035947211	0,020424002
2	15	0,05342124	0,020511358	0,059787807	0,050651147	0,04987311
3	15	0,066533463	0,026446736	0,07522373	0,066479517	0,068336922
4	15	0,081912301	0,033634588	0,067342736	0,070974401	0,085651251
5	15	0,09301178	0,039084924	0,083846797	0,087242526	0,09920149
6	15	0,103203032	0,045946201	0,082770825	0,089642945	0,100763887
7	15	0,115841487	0,051572867	0,094289905	0,102163331	0,110925259
8	15	0,127057836	0,057880529	0,112926448	0,121586593	0,126278625
9	15	0,13775952	0,065723597	0,118230322	0,128787238	0,131347561
10	15	0,147646998	0,072924897	0,114814121	0,125505476	0,12712724
11	15	0,154629833	0,07815897	0,117680509	0,128357625	0,128798476
12	15	0,165728152	0,082712292	0,159267383	0,173035174	0,164983687
13	1	0,012401571	0,006172568	0,009551622	0,010423085	0,010144641
14	14	0,194884095	0,091554513	0,257159079	0,253396734	0,200663653
15	15	0,275519041	0,11938089	0,282884558	0,299282687	0,250494955
16	15	0,316488269	0,138726036	0,274709761	0,299990474	0,263915387
17	15	0,359373831	0,153805866	0,341732788	0,369119924	0,310625909

18	15	0,403383486	0,174647242	0,414489439	0,443966611	0,363555862
19	15	0,458043735	0,200617	0,418632798	0,457566509	0,392698275
20	15	0,508231345	0,222598499	0,515599508	0,558238007	0,464217884
21	15	0,563917986	0,252312753	0,542809858	0,593706991	0,510072783
22	15	0,618519333	0,279958528	0,55362033	0,607414386	0,539729246
23	15	0,670615281	0,303538559	0,637237097	0,698994748	0,614437978
24	15	0,727099107	0,332928674	0,707581791	0,776354219	0,686219446
25	15	0,77033467	0,365164486	0,797194124	0,874493999	0,774867781
26	1	0,058314562	0,026793009	0,050399661	0,055089355	0,051275651
27	14	0,927030208	0,397406865	1,115220838	1,184407075	1,002014672
28	15	1,222830065	0,494790957	1,64102638	1,657314717	1,390431141
29	15	1,437495323	0,595245909	1,491697531	1,630731436	1,49052711
30	15	1,613533945	0,666476362	2,536761175	2,439423984	2,152856803
31	15	1,896786451	0,820528649	1,697177788	1,85659821	1,799930166
32	15	1,986493302	0,869319822	2,099148701	2,309261163	2,213904868
33	15	2,153809416	0,953491696	2,55863978	2,799720398	2,687308267
34	15	2,389801176	1,069036687	2,526408025	2,78056903	2,703140982
35	15	2,531906149	1,159078301	2,636311768	2,896123598	2,823319338
36	15	2,682461123	1,242269364	2,715223567	2,971665043	2,896640259
37	15	2,809325769	1,316138545	2,888158628	3,159991901	3,07740972
38	15	2,942190367	1,393185433	3,247275276	3,568474733	3,480093523
39	15	3,08133868	1,493179176	3,184417926	3,46626801	3,354579111
40	15	3,264564612	1,563797775	3,355582023	3,652640376	3,527152143
41	15	3,379689235	1,637756219	3,201961262	3,429851071	3,273081178
42	15	3,458685726	1,675588056	3,454974751	3,73369591	3,574171623

43	15	3,580656015	1,734677541	3,593339299	3,883147707	3,707930288
44	15	3,75	1,795850813	3,737245059	4,038581738	3,846374311
45	15	3,882243464	1,859181355	4,283812594	4,690129818	4,514417443
46	15	4,019150485	1,96933853	3,950303769	4,231130595	3,971278428
47	15	4,113093674	2,015369636	4,472961262	4,869366897	4,63193786
48	15	4,209232681	2,110684775	4,273042296	4,576310392	4,266761762
49	15	4,357670951	2,160019693	4,37828961	4,687162677	4,358943173
50	15	4,511343885	2,209546821	4,500502845	4,819565101	4,473747055
51	15	4,511343885	2,261192529	4,619871969	4,947215915	4,58203995
52	15	4,511343885	2,314045399	4,299352908	4,505140493	4,084300401
53	15	4,511343885	2,314045399	4,295694212	4,500374255	4,079312599
54	15	4,511343885	2,313581355	4,514423346	4,7847579	4,37933583
55	15	4,563763176	2,340463875	4,573900713	4,847643982	4,431275739
56	15	4,563763176	2,367658755	4,634161691	4,911356575	4,483856541
57	15	4,511343885	2,395169625	4,258987475	4,407689303	3,940648942
58	15	4,511343885	2,367975319	4,018746982	4,108924677	3,647562771
59	10	3,00756259	1,544224042	2,732126519	2,827606454	2,539359814
60	15	4,065850764	2,289730675	3,66700812	3,693621894	3,26437399
61	15	3,837652095	2,211734042	2,895438343	2,747428987	2,369792334
62	25	5,831456197	3,399213142	5,913134104	6,123981133	5,598305685
63	5	0,947322854	0,67203397	1,058199446	1,067038149	0,963235086
64	3	0,50638123	0,389485215	0,526952919	0,508759727	0,453405305
65	5	0,617821263	0,605670926	0,852730384	0,836346502	0,759673591
66	5	0,484732738	0,571677229	0,798710675	0,783915537	0,71966086
67	5	0,384732629	0,539591452	0,866684155	0,887354782	0,833351172

68	2	0,145255698	0,210906866	0,291513272	0,286395046	0,266736048
69	5	0,308910631	0,497673934	0,872299158	0,915655103	0,874881081
70	15	3,793572901	2,040048259	3,379065698	3,454137568	3,134377346
71	15	3,580656015	1,993453492	2,984227938	2,96681021	2,665377364
72	15	3,458685726	1,90343233	3,123848312	3,194778369	2,929886428
73	15	3,379689235	1,859957875	3,043133729	3,112727505	2,864621658
74	15	3,340870193	1,817476379	3,113508175	3,226532119	2,99689987
75	15	3,302497026	1,796600882	2,925955309	2,993585427	2,769296997
76	15	3,264564612	1,755566461	2,993619928	3,102871445	2,895506186
77	15	3,22706789	1,735402061	2,954691967	3,062713546	2,862425974
78	15	3,117142111	1,715469268	2,776705941	2,841792688	2,646799314
79	15	3,010960807	1,676287896	2,840919071	2,945331413	2,765271388
80	15	3,010960807	1,657034087	2,804356495	2,907705387	2,734064489
81	15	3,045946486	1,638053678	1,964294257	1,846581998	1,687949369
82	10	2,030630991	0,995734036	1,661837077	1,723986673	1,642030978
83	5	0,91505356	0,492148528	0,412765878	0,356372301	0,323230867
84	20	1,984251315	1,65538373	1,912414987	1,806838886	1,739414085
85	10	0,843968716	0,754625287	0,610929982	0,532761854	0,50757349
86	15	0,98183824	0,951842548	0,650240236	0,560759029	0,534901773
87	20	1,051120519	1,030933238	0,875126377	0,78748502	0,794962764
88	10	0,45752678	0,44358554	0,369099054	0,333712835	0,340346713
89	15	0,604392332	0,572592261	0,444670657	0,400651219	0,408714626
90	15	0,52011069	0,487085433	0,335509328	0,300439627	0,302051663
91	15	0,458043735	0,404849649	0,402949499	0,388691895	0,400619203
92	15	0,417608774	0,369110529	0,283978631	0,261572608	0,266777716

93	15	0,376370101	0,317638596	0,29146023	0,279455497	0,285507368
94	15	0,351165721	0,286271932	0,365221468	0,378440509	0,373141569
95	5	0,114381695	0,093247117	0,26102843	0,272679267	0,216454195
96	10	0,231421493	0,219458227	0,299532319	0,313277902	0,308094537
97	5	0,167464604	0,108468767	0,241383714	0,264222091	0,229858797
98	5	0,278405849	0,120353632	0,44345212	0,41408123	0,315660539
99	5	0,462842985	0,149894386	0,597240366	0,539522579	0,427513524
100	5	0,677641794	0,188855092	0,669799056	0,661213092	0,56564154
101	5	0,86369555	0,229837311	0,969334775	0,87501843	0,77497756
102	5	1,113623398	0,289576866	1,141739547	1,09800315	1,028447856
103	5	1,38696184	0,356510941	1,445064193	1,389780795	1,357901021
104	5	1,649384888	0,438916453	1,658102946	1,677387025	1,682496828
105	5	1,961460245	0,528027482	1,946546643	2,010551134	2,049640709
106	5	2,332582479	0,627934038	2,368817272	2,447671953	2,531688598
107	5	2,679433656	0,746743626	3,854210101	3,351575716	3,657364097
108	10	6,751749731	1,901836987	16,61603028	7,648092303	8,016294606
109	10	9,223161936	2,72085535	27,50052352	10,39762687	8,246041555
110	15	19,11840941	5,975348097	77,30552807	18,39160739	6,433886708
111	15	27,03751388	9,162170607	66,24272174	49,49579398	40,52758851
112	15	34,46095065	12,08611641	105,031295	64,87938904	34,66767898
113	15	43,41807712	16,50542504	14,79128725	10,84424009	38,35642341
114	5	12,03025036	4,356904578	8,37575811	8,167257202	12,59630125
115	10	12,89370308	8,32030751	13,0654639	11,82744049	16,42077687
116	5	4,665164958	3,792905734	6,178984616	5,710220132	7,042833509
117	5	3,260880174	3,49825838	5,368192655	4,875155771	5,43137675

118	5	2,332582479	3,189440835	2,100335477	1,560044791	2,630238329
119	15	3,793572901	7,168142662	3,554378276	2,830363422	5,062995472
120	15	2,153809416	5,068516715	2,780719942	2,196941032	2,283358564
121	15	1,404662885	3,710371411	1,859427442	1,527136294	1,442714259
122	15	0,959413024	2,684953201	1,227204024	1,055078489	0,9373465
123	15	0,670615281	1,920608688	0,926288487	0,794097424	0,666420731
124	15	0,496623325	1,406030996	0,484638815	0,496104698	0,382872355
125	15	0,359373831	0,960347471	0,513818899	0,445542934	0,398654857
126	15	0,288549472	0,736263999	0,535985246	0,471945994	0,469158833
127	15	0,254115673	0,612010538	0,643553441	0,616047389	0,635582093
128	5	0,079951085	0,18599459	0,097246658	0,086771562	0,080013787
129	10	0,132916744	0,288513475	0,138837579	0,126966471	0,11380236
130	20	0,220970869	0,44238589	0,250057839	0,226979415	0,217067944
131	15	0,142617599	0,266409162	0,18687308	0,172881785	0,172194652
132	10	0,086685115	0,151083684	1,228569966	0,354094415	0,170899787
133	5	0,079951085	0,115037458	0,16594256	0,175213948	0,171061203
134	2,5	0,079951085	0,057518729	0,096121692	0,10396751	0,09828377
135	2,5	0,175384695	0,059547123	0,163250109	0,173286018	0,143374564
136	2,5	0,298388001	0,069196471	0,348598723	0,252272961	0,188039875
137	2,5	0,473661427	0,092366207	0,46040408	0,350435634	0,289408112
138	2,5	0,63226215	0,121877941	0,544092001	0,47317876	0,42555827
139	2,5	0,834274909	0,155340825	0,829734985	0,629229733	0,612450278
140	2,5	1,100832342	0,204973447	1,02984165	0,857756957	0,879673394
141	2,5	1,435872944	0,264286677	1,128851613	1,085772583	1,128202907
142	2,5	1,83010712	0,325375066	1,906357041	1,447182855	1,600175455

143	2,5	2,359685782	0,428743876	1,953016133	1,878713187	2,020313931
144	2,5	2,938869766	0,527845628	2,596114235	2,420653684	2,619021606
145	2,5	3,494924835	0,657405138	2,736130801	2,831973767	3,00781236
146	2,5	4,352752816	0,781790867	4,254935301	3,828371883	4,051648526
147	2,5	5,297315472	0,98499477	5,263614608	4,905824117	5,190299937
148	2,5	6,372803137	1,226761365	6,119175153	6,056982577	6,70890669
149	2,5	7,578582833	1,492972891	4,457095464	4,914326047	5,930501924
150	1	3,249009585	0,64005149	2,23414956	2,470887969	3,211092112
151	1	3,482202253	0,710181594	1,783147155	1,904813697	2,498280267
152	1	3,60500185	0,726781302	1,922445146	2,075367724	2,829755785
153	1	3,775497251	0,752411189	2,526944859	2,799414983	4,14047093
154	1	4,093495568	0,823117099	0,324553352	0,284846505	4,958899029
155	1	4,489848193	0,542113435	2,609035667	2,647671189	3,045950542
156	3	15,29472753	1,956528105	6,846480279	7,57239062	9,97230495
157	1	5,78907695	0,723634619	4,192613965	3,9060375	4,41742064
158	5	18,87748625	4,506252313	10,08096211	10,33451451	17,46992946
159	5	11,62045587	4,454493591	8,588630441	8,372921281	13,36347428
160	5	6,989849671	4,253335805	6,07293851	5,288035009	7,575670388
161	5	4,454493591	3,789291416	5,87692476	5,329266698	6,516206745
162	5	2,973017788	3,4547822	5,039374806	4,492490226	4,90911885
163	5	2,102241038	3,113624056	4,479366655	4,001939124	3,956488576
164	5	1,593200784	2,806155121	1,647004802	1,246808847	2,081566208
165	15	2,445660131	6,162677359	2,995314027	2,420898532	3,613145449
166	15	1,832174941	4,357670951	1,833635985	1,604541694	2,02461566
167	15	0,806766972	3,010960807	1,266801601	1,124148218	1,088250095

168	15	0,538452354	2,104616341	0,931293144	0,819147476	0,6969995
169	15	0,376370101	1,505480403	0,814191799	0,68920333	0,589831712
170	15	0,285235199	1,140940794	0,443111169	0,422928468	0,332351741
171	15	0,206406064	0,806766972	0,382356577	0,342075464	0,296187411
172	15	0,165728152	0,604392332	0,289504416	0,261448895	0,231075227
173	15	0,133066925	0,458043735	0,244975141	0,219971934	0,205982952
174	15	0,113195664	0,359373831	0,168714662	0,156214475	0,138981919
175	15	0,096291834	0,275519041	0,124856306	0,11767388	0,103687238
176	15	0,081912301	0,211230577	0,130242656	0,120680676	0,116662237
177	15	0,072975564	0,175582861	0,028103441	0,072939106	0,03815907
178	30	0,108083929	0,213684958	0,169623418	0,166381566	0,162529697
179	15	0,051008822	0,096291834	0,056170531	0,053742253	0,051688956
180	15	0,044921729	0,080971458	0,048477438	0,046730684	0,045422015
181	15	0,041432038	0,06887976	0,042389201	0,041169085	0,040470457
182	15	0,037774521	0,059274577	0,035756696	0,034892479	0,03474806
183	15	0,034840052	0,051008822	0,03327019	0,032812035	0,033003662
184	15	0,031764459	0,044921729	0,031777672	0,031739715	0,032258503
185	15	0,029637288	0,040485729	0,024381949	0,024121155	0,024867668
186	15	0,027652568	0,035244874	0,022985331	0,022970065	0,023695565
187	15	0,025800758	0,031399613	0,022243443	0,022497343	0,023248909
188	15	0,024072958	0,028627733	0,007889815	0,009639244	0,026820748
189	60	0,079122067	0,08382691	0,025676765	0,029432011	0,078295462
190	60	0,065769261	0,063528918	0,060850261	0,06504614	0,064196298
TOP.	**2255**	**523,9166188**	**262,5156442**	**661,1058019**	**512,8468823**	**519,6842394**
Hata Oranı (%)			**49,89362148**	**26,18530853**	**2,112881339**	**0,807834536**

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Ahmet Yiğit ARABUL

Doğum Tarihi ve Yeri : 13.03.1987 / Fatih

Yabancı Dili : İngilizce

E-posta : arabul@yildiz.edu.tr

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Elektrik Makinaları ve Güç Elektroniği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2010
Lisans	Elektrik Mühendisliği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2008
Lise	Fen Bilimleri	Nişantaşı Anadolu Lisesi	2004

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2010 - Devam	Yıldız Teknik Üniversitesi	Araştırma Görevlisi

YAYINLARI

Bildiri

1. Arabul, F. K., **Arabul, A. Y.**, Kumru, C. F., Boynuegri, A. R. (2016, Mayıs). "Providing Energy Management of A Fuel Cell-Battery-Wind Turbine-Solar Panel Hybrid Grid Independent Smart Home System". International Green Energy Conference InGEC & EmHyTec 2016 - Jointly for Research, Innovation and Policy for Clean and sustainable Energy in the Euro Mediterranean Region (InGEC & EmHyTec 2016). Carthage, Tunisia.

2. Kurt, E., **Arabul, A. Y.**, Senol, I., & Arabul, F. K. (2015, Aralık). "An Investigation on Flux Density of Three Phase Distrubuted Air-Gap 3-5 Legged Shunt Reactor". The IRES-27th International Conference on Innovative Engineering Technologies (ICIET). Amsterdam, Netherlands.

3. **Arabul, A. Y.**, Senol, I., Arabul, F. K., Aydeniz, M. G., Oner, Y., & Kalkan, G. (2015, Ağustos). "An Investigation on Hot-Spot Temperature Calculation Methods of Power Transformers". The 17th International Conference on Power and Control Engineering (ICPCE 2015). Paris, France.

4. Arabul, F. K., Senol, I., **Arabul, A. Y.**, & Boynuegri, A. R. (2015, Ağustos). "Providing Energy Management of A Fuel Cell-Battery Hybrid Electric Vehicle". The 17th International Conference on Power and Control Engineering (ICPCE 2015). Paris, France.

5. **Arabul, A. Y.**, Senol, I., Kumru, C. F., Boynuegri, A. R., & Keskin, F. (2014, Mayıs). "An Experimental Study for Comparing The Effect of The Magnetic Field on Human Health Around Transformers In Sinusoidal and Non-Sinusoidal Current Conditions". The 5th International Symposium on Sustainable Development (ISSD2014).

Sarajevo, Bosnia and Herzegovina.

6. **Arabul, A. Y.**, Sarul, M. H., Boynueğri, A. R., Kumru, C. F., "Evsel Bir Yük Talebinin Karşılanmasında Yakıt Pili Kullanılmasına Yönelik Bir Benzetim Çalışması", Elektrik - Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği Sempozyumu (ELEC0 2012), Vol. 1, Issue 7, (2012), Bursa, Türkiye

Kitap

1. Şenol, İ., Bekiroğlu, N., Partal, S. Z., Aydeniz, M., Ayçiçek, E., Özçıra, S., Öner, Y., **Arabul, A. Y.**, Ağçal, A., & Arabul, F. K. (2016). Elektrik Makineleri Deneyleri, Birsen Yayınevi.

Proje

1. Yerli Bir Güç Transformatörleri İzleme Sistemi Geliştirilmesi ve Uygulaması, Bakanlığı Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, Proje No: 0464.STZ.2013-2, Tez Öğrencisi, Bütçesi: 626.984,29 TL, 2014–2015.

2. Eksenel Akılı Sürekli Mıknatıslı Motorlarda Vuruntu Momentini Minumum Yapan Karma Yapılı Tasarımın Deneysel Olarak Gerçekleştirilmesi, YTÜ Bilimsel Araştırma Proje Koordinatörlüğü, Proje No: 2011-04-02-KAP01, Bütçe: 23.500 TL, Araştırmacı, 2011–2013.

3. Aydınlatma Donanımlarının Sinüsoidal ve Nonsinüsoidal Besleme Koşullarında Termal Özelliklerinin İncelenmesi ve Analizi, YTÜ Bilimsel Araştırma Proje Koordinatörlüğü, Proje No: 2012-04-02-KAP01, Bütçe: 25.000 TL, Araştırmacı, 2012–2013.