

**GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNİN STANDARTLARA GÖRE
TERMAL ANALİZİ**

ALİ BURHAN HALİLOĞLU

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Mayıs 2012

ANKARA

Ali Burhan HALİLOĞLU tarafından hazırlanan “GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNİN STANDARTLARA GÖRE TERMAL ANALİZİ” adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. İres İSKENDER

Tez Danışmanı, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

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

Prof.Dr. M. Sezai DİNÇER

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Doç. Dr. İres İSKENDER

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Prof. Dr. Güngör BAL

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Teknoloji Fakültesi, G.Ü.

Tarih: 03/05/2012

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

Prof. Dr. Bilal TOKLU

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

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

Ali Burhan HALİLOĞLU

GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNİN STANDARTLARA GÖRE TERMAL ANALİZİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Ali Burhan HALİLOĞLU

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Mayıs 2012

ÖZET

Son yıllarda doğrusal olmayan akım çeken yüklerin sayısının artması güç kalitesini olumsuz etkilemektedir. Bu yüklerden kaynaklanan harmonik akımlar transformatörlerde kayıpların artmasına ve ısı artışına neden olmaktadır. Transformatörlerin faydalı ömrünü etkileyen ve transformatör yüklenmesini sınırlayan temel kriter, transformatörün termal performansdır. Transformatörün termal performansının en önemli parametresi de sıcak nokta sıcaklığı olarak ifade edilmektedir ve genellikle sargıların üst bölgesinde oluşmaktadır. Bu parametrenin, transformatörün yüklenmesinin sıcaklık sınırını temsil ettiği kabul edilir.

Sıcak nokta sıcaklığı ile bilgi sahibi olabilmenin en iyi yolu, gerçek en sıcak bölgeye alıcılar yerleştirilmesi ve ölçülen değerlerin transformatör tankının dışına aktarılmasıdır. Ancak bu durum halı hazırda kullanımda olan transformatörler için mümkün değildir. Alıcıların transformatör tasarım ve montaj aşamasındayken yerleştirilmesi gerekmektedir.

TEİAŞ'a ait güç transformatörlerinin büyük kısmında, sargı sıcaklığını ölçebilecek bir düzenek bulunmamaktadır. Bu çalışmada IEEE standartları temel alınarak transformatörün üst yağ ve sıcak nokta sıcaklığını tahmin etme yöntemleri anlatılmıştır. TEİAŞ'a ait iki adet güç transformatöründe üst yağ

sıcaklıkları ölçülmüş ve teorik değerler ile karşılaştırılmıştır. Sıcak nokta sıcaklığı da IEEE standartlarına göre tahmin edilmiştir. Özet olarak harmoniklerin; kayıplar, üst yağ sıcaklığı değişimi, sıcak nokta sıcaklığı ve transformatörlerin faydalı ömrü üzerindeki etkisi incelenmiştir.

Bilim Kodu	:905.1.033
Anahtar Kelimeler	:Güç Transformatörü, Sıcak nokta, Üst Yağ Sıcaklığı, Harmonikler
Sayfa Adedi	:169
Tez Yöneticisi	:Doç. Dr. İres İSKENDER

THERMAL ANALYSES OF POWER TRANSFORMERS ACCORDING TO STANDARDS

(M.Sc. Thesis)

Ali Burhan HALILOĞLU

GAZI UNIVERSITY

NATURAL AND APPLIED SCIENCES INSTITUTE

May 2012

ABSTRACT

During the past years, the increase in the number of nonlinear loads has been affecting the power quality negatively. The harmonic currents resulting from such loads yield to an increase in power losses of transformers and hence an increase in the temperature of these transformers. The main criteria that defines the life and loading limits of a transformer is its thermal performance. The most important parameter of the thermal performance of a transformer is the hot spot temperature. The hot spot temperature is the temperature of conductor in a region where it generally is near the top of winding. This parameter is accepted to represent the temperature limit of a transformer's loading.

The best way to have information about hot spot temperature is to place sensors in the exact top temperature zone and to transfer the measured values out of the tank of the transformer. But, this method is not suitable for the transformers that are currently in operation. It is necessary to place the sensors during design and implementation of the transformer.

In most of the power transformers of Turkish Electricity Transmission Company (TEİAŞ), there is no mechanism to measure the winding temperature. In this study, the estimating methods of top oil and hot spot temperature are

explained based on the IEEE standards. The top oil temperature of two different types of power transformers of TEİAŞ are measured and compared with those of theoretical. Also, the hot spot temperature is estimated based on the IEEE standards. As a summary, the effect of harmonics on losses, top oil temperature rise, hot spot temperature and the useful operating life of transformers are analyzed in this thesis.

Science Code	:905.1.033
Key Words	:Power Transformer, Hot Spot, Top Oil Temperature, Harmonics
Page Number	:169
Adviser	:Assoc. Prof. Dr. İres İSKENDER

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım sırasında bana verdiği değerli destek ve yönlendirmelerinden dolayı sevgili hocam Doç. Dr. İres İSKENDER'e, yardımlarından dolayı Ali MAMİZADEH'e ve TEİAŞ'ta görevli olan Sn. Yener AKKAYA'ya, her türlü maddi-manevi desteğini hiçbir zaman eksik etmeyen sevgili aileme, çok değerli arkadaşlarım Erinç ALTINTAŞ'a, Cem Özgür GERÇEK'e, Serkan BUHAN'a, Özgür ÜNSAR'a, TÜBİTAK UZAY'da çalışmakta olan ve yardımlarını esirgemeyen tüm arkadaşlarıma teşekkürü borç bilirim.

Ayrıca tez çalışmalarım boyunca beni hiç yalnız bırakmayan, hep yanımda olan sevgili Elif Nur ÖZBAY'a çok teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ÇİZELGELERİN LİSTESİ	xii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ	xiv
RESİMLERİN LİSTESİ	xix
SİMGELER VE KISALTMALAR	xx
1. GİRİŞ	1
2. TRANSFORMATÖRÜN YAPISI VE ÇALIŞMA ŞEKLİ	10
2.1. Transformatörün Yapısı	10
2.2. Transformatörlerin Soğutulması	12
2.3. Transformatörlerin Sınıflandırılması	12
2.4. Transformatör bağlantı şekilleri	13
3. GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNİN KAYIPLARI	15
3.1. Transformatörde Boştaki Kayıplar	15
3.1.1. Demir kayıpları	15
3.2. Transformatörde Yükteki Kayıplar	21
3.2.1. Bakır kayıpları	21
3.3. Dielektrik Kayıplar	24
3.4. Harmoniklerin transformatör kaybına etkisi	24
3.5. Harmonik içeren yükler için transformatör tasarımı	25

Sayfa

3.5.1. K-faktörlü transformatörler	28
3.5.2. Harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış transformatörler ..	29
4. TRANSFORMATÖRÜN TERMAL MODELİ	32
4.1. C57.91-1995 Standartına Göre Hesaplama Yöntemi	37
4.1.1. Ortam sıcaklığı değişimine göre üst yağ sıcaklık değişimi ($\Delta\Theta_{TO}$)	38
4.1.2. Yağ sıcaklığının zaman sabiti (τ_{TO})	39
4.1.3. Yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişimi ($\Delta\Theta_H$)	41
4.1.4. Sargı sıcaklığının zaman sabiti (τ_w)	42
4.2. C57.110-2008 Standartına Göre Hesaplama Yöntemi	44
4.2.1. Harmonik kayıp faktörü	44
4.2.2. Yağlı Tip Transformatörler İçin Hesaplama Yöntemi	49
5. ÖLÇÜM SİSTEMİ	53
5.1. Donanım	55
6. ÖLÇÜM SONUÇLARI	59
6.1. 154/6,3 kV Transformatör-1 Sekonder	61
6.1.1. Yük durumuna göre örnek hesaplama	68
6.1.2. Harmonik durumuna göre örnek hesaplama	76
6.2. 154/34,5 kV Transformatör-2 Sekonder	85
6.2.1. Yük durumuna göre örnek hesaplama	92
6.2.2. Harmonik durumuna göre örnek hesaplama	99
7. HATA ANALİZİ	108
7.1. Transformatör-1 Sekonder Hata Analizi	108
7.1.1. Yük durumuna göre hesaplama (C57.91-1995)	108

	Sayfa
7.1.2. Harmonik durumuna göre hesaplama (C57.110-2008).....	119
7.2. Transformatör-2 Sekonder Hata Analizi	130
7.2.1. Yük durumuna göre hesaplama (C57.91-1995).....	130
7.2.2. Harmonik durumuna göre hesaplama (C57.110-2008).....	140
8. SONUÇ VE ÖNERİLER	150
KAYNAKLAR	150
ÖZGEÇMİŞ	167

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. A,B,C ve D bağlantı grupları	14
Çizelge 4.1. Sıcaklık hesabında kullanılan değişkenler	37
Çizelge 4.2. Nominal kayıp verileri	50
Çizelge 4.3. Yük durumuna göre normalize edilmiş kayıp verileri	51
Çizelge 4.4. Harmonik durumuna göre normalize edilmiş kayıp verileri.....	52
Çizelge 6.1. Transformatör-1 test raporu verileri ve etiket değerleri.....	62
Çizelge 6.2. Transformatör-1 sekonder harmonik dağılımı	77
Çizelge 6.3. Transformatör-1 kayıp verileri.....	79
Çizelge 6.4. Transformatör-2 test raporu verileri ve etiket değerleri.....	86
Çizelge 6.5. Transformatör-2 sekonder harmonik dağılımı	100
Çizelge 6.6. Transformatör-2 kayıp verileri.....	103
Çizelge 7.1. Transformatör-1 C57.91-1995 hata verileri.....	109
Çizelge 7.2. Transformatör-1 C57.91-1995 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri.....	112
Çizelge 7.3. Transformatör-1 C57.91-1995'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi	114
Çizelge 7.4. Transformatör-1 C57.110-2008 290 dakika kaydırılmış hata verileri .	116
Çizelge 7.5. Transformatör-1 C57.110-2008 hata verileri.....	119
Çizelge 7.6. Transformatör-1 C57.110-2008 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri....	122
Çizelge 7.7. Transformatör-1 C57.110-2008'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi	124
Çizelge 7.8. Transformatör-1 C57.110-2008 290 dakika kaydırılmış hata verileri .	126
Çizelge 7.9. Transformatör-1 C57.110-2008 hata verileri özeti	128
Çizelge 7.10. Transformatör-2 C57.91-1995 hata verileri.....	132

Çizelge	Sayfa
Çizelge 7.11. Transformatör-2 C57.91-1995 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri....	133
Çizelge 7.12. Transformatör-2 C57.91-1995'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi	135
Çizelge 7.13. Transformatör-2 C57.110-2008 300 dakika kaydırılmış hata verileri	139
Çizelge 7.14. Transformatör-2 C57.110-2008 hata verileri.....	142
Çizelge 7.15. Transformatör-2 C57.110-2008 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri..	143
Çizelge 7.16. Transformatör-2 C57.110-2008'e göre düzeltme zaman aralığı.....	145
Çizelge 7.17. Transformatör-2 C57.110-2008 300 dakika kaydırılmış hata verileri	148
Çizelge 7.18. Transformatör-2 C57.110-2008 hata verileri özeti	148

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Çekirdek tipi demir gövdeye yerleştirilmiş iki sargıdan oluşan bir fazlı transformatör	10
Şekil 2.2. Transformatörün yapısal parçaları	11
Şekil 3.1. Transformatör boşa çalışma devre şekli	15
Şekil 3.2. Demir kayıplarının uygulanan gerilime göre değişimi	17
Şekil 3.3. Sürekli hal histerezis çevrimi	18
Şekil 3.4. Histerezis çevriminde B'nin değişimi	19
Şekil 3.5. Girdap akımları kaybının oluşumu	20
Şekil 3.6. Yalıtılmış bakır iletken taşıyıcıda akım, girdap akım kayıpları ve deri olayı etkisinin sonuçları	23
Şekil 4.1. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin faydalı	33
Şekil 4.2. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin yaşlanma faktörünün sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi	33
Şekil 4.3. Transformatörün iç kısmının sıcaklık dağılımı	36
Şekil 4.4. IEEE C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklığı termal devresi	37
Şekil 4.5. IEEE C57.91-1995'e göre sıcak nokta sıcaklığı termal devresi	43
Şekil 4.6. IEEE C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık termal devresi	44
Şekil 4.7. IEEE C57.110-2008'e göre sıcak nokta sıcaklığı termal devresi	51
Şekil 5.1. Ölçüm Sistemi Diyagramı	54
Şekil 6.1. Maltepe GIS Transformatör Merkezi tek hat şeması	60
Şekil 6.2. Transformatör-1 aktif, reaktif ve görünür güç değişimleri	63
Şekil 6.3. Transformatör-1 nominal güce göre güç değişimleri	63
Şekil 6.4. Transformatör-1 sekonder tarafı gerilim değişimi	64

Şekil	Sayfa
Şekil 6.5. Transformatör-1 sekonder tarafı akım değişimi	65
Şekil 6.6. Transformatör-1 sekonder akım harmonik dağılımı (A-rms)	65
Şekil 6.7. Transformatör-1 sekonder akım harmonik dağılımı (per-unit).....	66
Şekil 6.8. Transformatör-1 sekonder hat akımı toplam harmonik bozulumu	67
Şekil 6.9. Transformatör-1 sekonder hat akımı toplam talep bozulumu (% I_L ,A-rms)	67
Şekil 6.10. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	74
Şekil 6.11. C57.91-1995'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	74
Şekil 6.12. C57.91-1995'e göre hesaplama yöntemi akış diyagramı.....	75
Şekil 6.13. Transformatör-1 sekonder tarafı akım değişiminden seçilen örnek nokta	76
Şekil 6.14. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı grafiği.....	81
Şekil 6.15. C57.110-2008'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	83
Şekil 6.16. Üst yağ, ortam sıcaklığı ve transformatör yük durumu korelasyonu.....	83
Şekil 6.17. C57.110-2008'e göre hesaplama yöntemi akış diyagramı.....	84
Şekil 6.18. Transformatör-2 aktif, reaktif ve görünür güç değişimleri	87
Şekil 6.19. Transformatör-2 anma gücü sınırına göre güç değişimleri.....	87
Şekil 6.20. Transformatör-2 sekonder tarafı gerilim değişimi.....	88
Şekil 6.21. Transformatör-2 sekonder tarafı akım değişimi	88
Şekil 6.22. Transformatör-2 sekonder akım harmonik dağılımı (A-rms)	90
Şekil 6.23. Transformatör-2 sekonder akım harmonik dağılımı (per-unit).....	90
Şekil 6.24. Transformatör-2 sekonder hat akımı toplam harmonik bozulumu	91
Şekil 6.25. Transformatör-2 sekonder hat akımı toplam talep bozulumu.....	92
Şekil 6.26. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	97

Şekil	Sayfa
Şekil 6.27. C57.91-1995'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	98
Şekil 6.28. Transformatör-2 sekonder tarafı akım değişiminden seçilen örnek nokta	99
Şekil 6.29. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı grafiği.....	105
Şekil 6.30. C57.110-2008'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi	105
Şekil 6.31. Üst yağ sıcaklığı, ortam sıcaklığı ve transformatör yük durumu korelasyonu	106
Şekil 7.1. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklık grafiği.	108
Şekil 7.2. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi.....	110
Şekil 7.3. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi yoğunluğu	110
Şekil 7.4. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	111
Şekil 7.5. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi.....	113
Şekil 7.6. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu.....	113
Şekil 7.7. Transformatör-1 sekonder görünür güç-ortam sıcaklığı-üst yağ sıcaklığı korelasyonu.....	115
Şekil 7.8. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre 290 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	116
Şekil 7.9. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı	117
Şekil 7.10. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi.....	117
Şekil 7.11. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık grafiği	119

Şekil	Sayfa
Şekil 7.12. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi.....	120
Şekil 7.13. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi yoğunluğu	120
Şekil 7.14. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	122
Şekil 7.15. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi.....	123
Şekil 7.16. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu.....	123
Şekil 7.17. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği.....	125
Şekil 7.18. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı	127
Şekil 7.19. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi yoğunluğu	127
Şekil 7.20. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995 ve C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı karşılaştırma	129
Şekil 7.21. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklık grafiği.....	130
Şekil 7.22. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi.....	131
Şekil 7.23. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi yoğunluğu	131
Şekil 7.24. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	133
Şekil 7.25. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi.....	134
Şekil 7.26. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu.....	134

Şekil	Sayfa
Şekil 7.27. Transformatör-2 sekonder görünür güç-ortam sıcaklığı-üst yağ sıcaklığı koralasyonu	136
Şekil 7.28. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre 300 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	137
Şekil 7.29. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı	138
Şekil 7.30. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi	138
Şekil 7.31. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık grafiği	140
Şekil 7.32. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi	141
Şekil 7.33. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi yoğunluğu	141
Şekil 7.34. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	143
Şekil 7.35. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi	144
Şekil 7.36. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu	144
Şekil 7.37. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği	146
Şekil 7.38. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı	147
Şekil 7.39. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ hata analizi	147
Şekil 7.40. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995 ve C57.110-2008'e göre $ \Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc} $ farkı karşılaştırma	149

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 2.1. TEİAŞ transformatör merkezindeki bir güç transformatörü.....	11
Resim 4.1. Transformatör üzerinde üst yağ sıcaklık bilgisinin alındığı kısım.....	34
Resim 5.1. Mobil ölçüm sistemi	53
Resim 5.2. Veri kaydı yapan programın kullanıcı ara yüzü akım gerilim değerleri..	58
Resim 5.3. Veri kaydı yapan programın kullanıcı ara yüzü güç değerleri.....	58
Resim 6.1. Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nden bir görünüm.....	59
Resim 6.2. Maltepe GIS transformatör merkezi 25 MVA transformatör-1	61
Resim 6.3. Maltepe GIS transformatör merkezi 100 MVA transformatör-2	85

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklama
B_m	Manyetik alan maksimum yoğunluğu
B	Manyetik alan yoğunluğu
B_r	Mıknatıslık
$\cos\phi_0$	Boşta güç katsayısı
$\cos\phi_b$	Transformatörün güç katsayısı
$^{\circ}C$	Santigrat derece
C	Transformatörün termal kapasitesi
$\exp$	2,71828
F_{AA}	Yaşlanma hızlanma faktörü
F_{EQA}	Eşdeğer yaşlanma faktörü
F_{HL}	Harmonik kayıp faktörü
F_{HL-STR}	İlave girdap için harmonik kayıp faktörü
h	Harmonik numarası
H_c	Mıknatısiyeti giderici kuvvet
h_{max}	Maksimum harmonik numarası
I_1	Primer akımı
I_{10}	Primer sargıdan geçen boşta akım
I_{1k}	Primer sargıdan geçen kısa devre akımı
I_2	Sekonder akımı
I_{2k}	Sekonder sargıdan geçen kısa devre akımı
I_b	Baz akımı
I_e	Boşta çalışma akımının aktif bileşeni
I_{fe}	Demir akımı
I_h	Harmonik akım etkin değeri
I_R	Anma akımı

Simgeler**Açıklama**

I_m	Boşta çalışma akımının mıknatıslanma bileşeni
K	Anlık yükün anma yüküne oranı
K_h	Malzemenin histerezis kayıp katsayısı
K_f	Fuko kayıp katsayısı
m	$\Delta\Theta H$ 'ı hesaplamak için deneysel değişken
n	$\Delta\Theta TO$ 'u hesaplamak için deneysel değişken
N_1	Primer sarım sayısı
N_2	Sekonder sarım sayısı
P	Yük kaybının I^2R kaybı bileşeni
P_{LL-R}	Transformatör yükte kaybının anma değeri
P_{NL-R}	Transformatör boşta kaybının anma değeri
P_{EC}	Girdap akımları kaybı
P_{EC-R}	Girdap akımları kaybı anma değeri
P_{OSL}	İlave girdap akımları kaybı
P_{OSL-R}	İlave girdap akımları kaybı anma değeri
P_W	Girdap kayıpları
P_{Fuko}	Fuko kayıpları
P_0	Primer sargının aldığı etkin güç, boşta kayıp
P_k	Toplam kayıp
P_{fe}	Demir kaybı
P_{cu}	Bakır kaybı
P_g	Giriş kaybı
P_ϕ	Çıkış kaybı
P_H	Histerezis kaybı
P_{LL}	Transformatör yükte kaybı
P_{NL}	Transformatör boşta kaybı
r_{fe}	Hayali demir direnci
R_1	Primer sargı direnci
R_2	Sekonder sargı direnci
S_g	Giriş sarım sayısı

Simgeler	Açıklama
S_{ϕ}	Çıkış sarım sayısı
t	Zaman (saat)
U_1	Primer Gerilimi
U_2	Sekonder Gerilimi
U_s	Sipir başına endüklenen gerilimi
U_{1k}	Birincil sargı kısa devre gerilimi
U_{2k}	İkincil sargı kısa devre gerilimi
Y	Yıldız
δ	Deri kalınlığı
ω	Açısal frekans
ρ	İletkenin öz direnci
μ	İletkenin mutlak manyetik geçirgenliği
Θ	Sıcaklık
Θ_A	Ortam sıcaklığı
Θ_H	Sargı sıcak nokta sıcaklığı
$\Theta_{H,R}$	Sargı sıcak nokta sıcaklığı anma değeri
$\Theta_{H,U}$	Sargı sıcak nokta sıcaklığı son değeri
$\Theta_{H,I}$	Sargı sıcak nokta sıcaklığı ilk değeri
Θ_{TO}	Üst yağ sıcaklığı
$\Theta_{TO,R}$	Üst yağ sıcaklığı anma değeri
$\Theta_{TO,I}$	Üst yağ sıcaklığı ilk değeri
$\Theta_{TO,U}$	Üst yağ sıcaklığı son değeri
Θ_H	Sargı sıcak nokta sıcaklığı
Θ_g	Üst yağa göre sıcak nokta sıcaklığı
Δ	Delta
Δt_n	Zaman aralıkları, saat
$\Delta \Theta$	Sıcaklık değişimi
$\Delta \Theta_A$	Ortam sıcaklık değişimi
$\Delta \Theta_H$	Sargı sıcak nokta sıcaklık değişimi
$\Delta \Theta_{H,R}$	Sıcak nokta sıcaklığı anma değişim değeri

Simgeler**Açıklama** $\Delta\Theta_{H,U}$

Sargı sıcak nokta sıcaklık son değer değişimi

 $\Delta\Theta_{H,I}$

Sargı sıcak nokta sıcaklık ilk değer değişimi

 $\Delta\Theta_{TO}$

Üst yağ sıcaklık değişimi

 $\Delta\Theta_{TO,R}$

Üst yağ sıcaklık değişimi anma değeri

 $\Delta\Theta_{TO,I}$

Üst yağ sıcaklık ilk değer değişimi

 $\Delta\Theta_{TO,U}$

Üst yağ sıcaklık son değer değişimi

 $\Delta\Theta_H$

Sargı sıcak nokta sıcaklığı değişimi

 $\Delta\Theta_g$

Üst yağa göre sıcak nokta sıcaklık değişimi

 Φ

Akı

 τ_{TO}

Yağ sıcaklığının zaman sabiti

 $\tau_{TO,R}$

Yağ sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri

 τ_{TW}

Sargı sıcaklığının zaman sabiti

 $\tau_{TW,R}$

Sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri

Kısaltmalar**Açıklama****AA**

Alternatif Akım

AG

Alçak Gerilim

AF

Hava Cebri

AN

Hava Doğal

DA

Doğru Akım

EMK

Elektromotor Kuvvet

GIS

Gaz İzoleli Sistem

IEEE

Elektrik Elektronik Mühendisleri Enstitüsü

IEC

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu

OFWF

Yağ Cebri Su Cebri

ON

Yağ Doğal

ONAN

Yağ Doğal Hava Doğal

ONAF

Yağ Doğal Hava Cebri

OG

Orta Gerilim

Kısaltmalar**TEİAŞ****TÜBİTAK****YG****Açıklama**

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

Türkiye Bilim ve Teknoloji Araştırma Kurumu

Yüksek Gerilim

1. GİRİŞ

Elektrik üretimi ve dağıtımının belli aşamalarında, elektrik akım ve gerilim dönüştürücüsü olarak kullanılan transformatörler, maliyetinin fazlalığı ve tedarik süresinin uzun olması nedeniyle, iletim ve dağıtım sistemlerindeki en önemli yatırımlardan biri olarak görülürler. Bu nedenle ekonomik kayıplara sebep vermemek için, transformatörlerin izolasyon koşulları, faydalı çalışma ömürleri ve yüklenebilme kapasiteleri iyi bilinmelidir [1].

Son yıllarda doğrusal olmayan akım çeken yüklerin sayısı hızla artmıştır. Bu durumun enerji kalitesine olumsuz etkileri olmaktadır. Doğrusal olmayan yükleri besleyen transformatörlerde harmonikli akımlar, transformatörlerde kayıpların artmasına neden olmaktadır. Bu kayıplar transformatörlerde ısı artışını doğrudan etkilemektedir.

Transformatörlerin faydalı ömürlerini azaltan en önemli parametre, izolasyon malzemesinin hızlı yaşlanmasına neden olan yüksek sıcaklık seviyesidir. Elektrik sisteminde doğrusal olmayan yüklerin oluşturduğu harmonikler hem sistemde güç kayıplarının artmasına hem de transformatörlerin fazla ısınmasına neden olmaktadır [1].

Sistem harmoniklerinden dolayı transformatörlerdeki ısınmalar ya transformatörün kapasitesini arttırmayı ya da harmonikli yüklerde çalışabilen transformatör tasarımını gerektirmektedir. Transformatörün faydalı ömrü harmonikli ortamlarda aşırı ısınma sebebi ile normal ömrünün altına oldukça düşmektedir [2].

Transformatör ve jeneratörler, aşırı ısınmadan dolayı anma değerlerinin %70'ine ulaştıklarında devre dışı kalabilmektedirler [3].

Akım harmonikleri bakır kayıplarında artışa, gerilim harmonikleri ise demir kayıplarında artışa neden olmaktadır [4].

Önemli bir güç kalitesi parametresi olan akım ve gerilim harmonikleri, modern hassas yüklerin üretim süreçlerindeki kullanımının artışına paralel olarak, daha ciddi bir problem ve bu alanda çalışmaların yoğunlaştığı önemli bir konu başlığı haline gelmiştir. Bu sebeple harmonik ve güç kalitesi problemlerinin araştırılmasının önemi ortadadır [5].

Güç kalitesi problemlerinin araştırılması ve tespit edilmesine yönelik ülkemizdeki en kapsamlı çalışma 2006-2010 yılları arasında yürütülen Güç Kalitesi Milli Projesi adı ile anılan, TÜBİTAK tarafından yürütülen bir proje ile yapılmıştır. TEİAŞ'a ait 200'e yakın transformatör merkezinde transformatör primer ve sekonder taraflarında, ÇYG, YG ve OG fiderlerde ölçümler, güç kalitesini izlemeye ve problemleri tespit etmeye yönelik çalışmalar yapılmıştır [6, 7, 8, 9, 10].

Transformatörlerin enerji iletim ve dağıtımındaki rolü çok büyüktür. Hareketsiz makineler olmalarından dolayı sürtünme kayıpları yoktur. Dolayısı ile de verimleri çok yüksektir (kullanılan malzemelere ve tasarıma bağlı olarak verimi %99,5 civarında tutmak mümkündür) [11, 12].

Transformatörlerdeki yalıtım malzemesinin ömrü, nem, sıcaklık ve oksijen miktarının bir fonksiyonu olarak ifade edilmektedir. Gelişen teknoloji ile nem ve oksijenin etkilerini azaltmak için yapılan uygulamalar, izolasyon yaşlanmasının bu parametrelere olan bağımlılığını azaltmıştır. Ancak sıcaklık seviyesini kontrol altına alabilmek ile alakalı çok fazla bir şey yapılamamaktadır. Yüksek sıcaklık seviyesi izolasyon malzemesini bozmanın dışında, izolasyon yağında da baloncuklaşmaya (bubbling) neden olur. Baloncuklaşma, aşırı yüklenme durumunda ortaya çıkan ısı sonucu, izolasyon malzemesindeki suyun çözünerek buharlaşması ile transformatörün içindeki izolasyon sıvısında gaz baloncukları oluşturması olayıdır. Bu gaz baloncuklarının dielektrik katsayısı, yağın ve izolasyon malzemesinin dielektrik katsayısından oldukça küçük olduğu için tehlike arz etmektedir [13, 14].

IEEE yükleme kılavuzuna göre transformatörlerin varsayılan izolasyon tahmini ömrünün seçimini kullanıcıya bırakmaktadır. Tasarım koşullarının üzerinde bir

yüklenmenin transformatörün faydalı ömrünü azalttığını öne sürmektedir. Kılavuza göre transformatörün faydalı ömrü, anma gücünde, normal ortam şartlarında çalıştığında ve sargının sıcak-nokta sıcaklığı 110 °C'yi geçmediğinde 180.000 saat (yaklaşık 20,6 yıl) olarak belirtilmektedir [13, 14].

Transformatörün faydalı ömrünü etkileyen, transformatör yüklenmesini sınırlayan temel kriter, transformatörün termal performansdır [13, 15, 16, 17]. Termal performansın en önemli parametresi da sıcak nokta sıcaklığı olarak ifade edilmektedir [18]. Sıcak nokta sıcaklığı, transformatörün akım taşıyan elemanlarının, izolasyon malzemesi ya da izolasyon sıvısı ile temas ettiği kısımlarda, genellikle sargıların üst kısmına yakın bölgesinde gözlemlenen maksimum sıcaklıktır [19]. Bu parametrenin transformatörün yüklenmesi ile alakalı olan sıcaklık sınırını temsil ettiği kabul edilir [18].

Sıcak nokta sıcaklığı ile bilgi sahibi olabilmenin en iyi yolu, gerçek en sıcak bölgeye algılayıcılar yerleştirilmesi ve algılayıcılar ile ölçülen değerlerin transformatör tankının dış kısmına aktarılmasıdır. Ancak bu durum halı hazırda kullanılmakta olan transformatörler için mümkün değildir. Alıcıların transformatör tasarım aşamasındayken yerleştirilmesi gerekmektedir [18].

Halı hazırda kullanılmakta olan transformatörlere bu algılayıcıların yerleştirilmesi mümkün olmayacağı için, sıcak nokta sıcaklığı yerine tepe yağı sıcaklığı ölçülerek standartlarda belirtilen yöntemler çerçevesinde sıcak nokta sıcaklığı tahmin edilmelidir. Üst (tepe) yağ sıcaklığı, kapaktaki ceplerin içinde, tankın tepesindeki yağın içine daldırılmış bir veya daha çok algılayıcı ile tayin edilir [18].

Halı hazırda kullanılmakta olan güç transformatörlerde, üst yağ sıcaklığı mekanik göstergeli sensörler yardımı ile ölçülebilmektedir. Yani sargı sıcaklıkları ile ilgili bilgi, dolaylı olarak bu mekanik ibreli termometreler vasıtası ile alınabilmektedir.

Ülkemizin elektrik iletiminden sorumlu kurumu TEİAŞ'a ait yaklaşık 2000 civarındaki transformatörde üst yağ sıcaklığı, bahsettiğimiz mekanik basit

termometreler sayesinde ölçülebilmektedir. Termometre transformatörün üzerinde olduğu için ancak olağan dışı durumlarda kullanılarak bilgiler bir görevli tarafından takip edilmektedir. Transformatör normal işletme halindeyken bu değerler kayıt altına alınmamaktadır. En sıcak nokta sıcaklığı ise işletmedeki transformatörlerin çok büyük bir kısmında ölçülememektedir. Önceki bölümlerde anlatıldığı gibi sıcak nokta sıcaklığını ölçebilmek için transformatör tasarım aşamasındayken sargılarının ilgili kısmına ısıölçer alıcılar yerleştirilmeli ve bu bilgilerin transformatör tankının dış kısmına aktarılması sağlanmalıdır. Oysa TEİAŞ'ın yıllardır kullanılan transformatörlerinde böyle bir düzenek bulunmamaktadır.

Literatürde sıcak nokta sıcaklığını tahmin edebilmek için uygulanan birkaç yöntem ve bu yöntemlerle ilgili yapılan çeşitli çalışmalar mevcuttur.

Sıcak nokta sıcaklığını tahmin edebilmek için kullanılan en genel yöntemde, sıcak nokta sıcaklığı (Θ_{HS}); ortam sıcaklığı (Θ_A), ortam sıcaklığına göre üst yağ sıcaklığı değişimi ($\Delta\Theta_{TO}$) ve üst yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişim ($\Delta\Theta_{HS}$) değerlerinin toplamı olarak IEEE [13] ve IEC [17] transformatör yükleme kılavuzlarında tanımlanmıştır. Her iki standardın da kararlı haldeki sıcaklık ilişkileri benzerdir.

IEC ve IEEE transformatör yükleme kılavuzlarında genel olarak kullanılan denklemler gösterilmektedir [20, 21]. IEEE modeli gelişmiş bir üst yağ sıcaklık modelinin kesin olarak ihtiyaç duyduğu ortam sıcaklık değişimini, hassas bir şekilde hesaba katmamaktadır [22]. Dinamik olarak ortam sıcaklığı değişimine tepki veren, üst yağ sıcaklığını belirten, üst yağ sıcaklık artış modeli ortam sıcaklığı bilgisini de kapsamalıdır [23, 24, 25].

IEEE yükleme kılavuzu Std. C57.91-1995 [13]'in 7 no'lu başlığında ortam sıcaklığını da hesaba katan bir yöntem önerilmektedir (Clause-7). [14] ve [16]'da bu yöntemin modifiye edilerek ortam sıcaklığının sürekli değişimini hesaba katan bir yöntem uygulandığı ifade edilmektedir.

IEEE yükleme kılavuzu Std. C57.91-1995 [13] sadece yağlı tip transformatörlerde kullanılır. Sıcaklık tahmini için yükteki değişimleri baz alan standart, bu duruma yönelik denklemler önermektedir. Transformatörün üreticisi tarafından bildirilen, üzerindeki etiketinde belirtilen, anma gücünden fazla olan yüklenmelerin büyük risk içerdiği belirtilmektedir. Bu kılavuzun amacı da bu riskleri tanımlamak ve limit değerler ile talimatları belirlemek, riskleri minimize ederek kabul edilebilir bir seviyeye çekecek uygulamalar hazırlamaktır [13].

Transformatörün yüklenmesi değiştiğinde veya cebri soğutma yoğunluğu değiştirildiğinde, sargının ve yağın sıcaklıkları bu durumu biraz gecikme ile takip edecektir. Bu, uygun olarak iki zaman sabiti ile açıklanır. Bunlardan bir tanesi komple transformatörün kalorimetrik ısı kapasitesini (burada yağın kütlesinin ısı kapasitesini, baskın bölüm olarak temsil eder) yansıtır. Bunlar genel olarak bir saatten beş saate kadar sırayla, daha kısa olanı büyük, kompakt, cebri soğutmalı transformatörler ve daha uzun olanı doğal soğutmalı transformatörler içindir. Diğer zaman sabitesi beş dakikadan 20 dakikaya kadar olup kısadır ve sargı ile yağ arasındaki sıcaklık farkı dışarı atılan kaybın nasıl değiştiğini yansıtır [18]. IEEE yükleme kılavuzu Std. C57.91-1995'in orijinalinde adı geçen, üst yağ sıcaklığındaki değişimleri değerlendiren, zaman sabiti hesabı hatalıydı. Ancak 2002 yılında çıkartılan Standard C57.91-1995/Cor 1-2002 adındaki bir düzeltme ile bu hesaplama hatası düzeltilmiştir [26].

IEEE transformatör yükleme kılavuzunun [13] ekler kısmının G başlığında daha kesin sonuçların elde edebileceği öne sürülen başka bir yöntem önerilmektedir (Annex-G) [20, 27]. Bu yöntem anma yük koşullarında ortam sıcaklığına göre dip yağı sıcaklık artış bilgisine ihtiyaç duymaktadır. Bunun dışında akışkanın tipini, transformatörün soğutma türünü, direncini ve yağ viskozite değişimini, yağ sıcaklığını, ortam sıcaklık değişimini ve bir yük çevrimi boyunca yükte meydana gelen değişimi hesaba katmaktadır. Ayrıca bu yöntem gerçek koşullarda değeri üst yağ sıcaklık değerinden daha fazla olabilecek olan, izolasyon malzemesi kanalcıklarındaki yağın sıcaklığı kavramını sunmaktadır. Kanalcıklardaki yağın ve

dip yağı sıcaklığının halı hazırda kullanılan transformatörlerde ölçülmesinin imkansız oluşu bu yöntemin kullanımını zorlaştırmaktadır [13].

IEEE yükleme kılavuzunun G ekinde ifade edilen yöntemdeki geliştirilmiş sıcaklık denklemleri Δt zaman aralığındaki enerji dönüşümlerini baz almaktadır. Böyle bir zaman aralığında tüm enerji dönüşümlerinde joule cinsinden bir denge olmalıdır. Hesaplamanın her basamağında son hesaplanan değer ilk hesaplanan sıcaklık değerine eklenmelidir. Hesaplamalar [20, 24, 26]'da gösterilmektedir.

IEEE Std. C57.110-2008 [28] üst yağ sıcaklığı ve sıcak nokta sıcaklığı değerlerini hem yağlı tip transformatörler için hem de kuru tip transformatörler için hesaplama yöntemi önermektedir. Bu standardın amacı sinüzoidal olmayan yük akımlarını besleyen transformatörler için bir tahmin yöntemi geliştirmek ve bunu uygulamaktır. Bu standart sabit yük ve karmaşık harmonik içeriğine sahip olan transformatörler için sıcaklık hesabına yönelik tahmin yöntemini sunmaktadır. Deneysel çalışmalar yapılırken transformatör üreticisinin sertifikalı test raporundan da faydalanılmaktadır.

Bu standartta daha doğru sonuçlar alınmasını sağlayacak olan düzeltilmiş harmonik kayıp faktörünün kullanılması önerilmektedir [28, 29].

Bir başka teorik modelde [30] transformatör sargılarındaki ısı transferinin limit değerlerini baz alan, sonlu integral dönüşüm teknikleri uygulanmıştır.

Swift tarafından önerilen bir yöntemde ısı transfer teorisinin temellerini baz alan elektriksel eşdeğer devre ile termal eşdeğer model sunulmaktadır [31]. Önerilen termal model sıcak nokta sıcaklığını saptayabilmek için yapılmıştır. Üst yağ sıcaklığı yağ-hava modelinden hesaplanmaktadır. Daha sonra üst yağ sıcaklığı değeri sargı-yağ modelinde ortam sıcaklığına dönüşmektedir. Swift bu modeli işletmede kullanımda olan 250 MVA'lık bir transformatörün verileri ile doğruladığını ifade etmektedir [32].

Susa'nın orijinal çalışmasında [33], transformatör üreticisinin sertifikalı test raporlarını da kullanan modelinin, Swift'in modelini daha da geliştirerek, IEEE modeli ile hemen hemen aynı sonuçlar sergilediği ifade edilmektedir. Yakın zamanda yapılan çalışmalar da [34, 35] Susa'nın yönteminin IEEE modelinden daha isabetli ve doğru sonuçlar verdiğini iddia etmektedir. Bu modellerin kabul edilebilirliğini tartışmak için uzun süreli veri setleri ile yapılan deneysel çalışmalara ihtiyaç duyulmaktadır.

Bunların dışında transformatör üreticisi tarafından verilen sertifikalı test raporlarındaki verilerin kullanılmasını öneren birçok çalışma mevcuttur [16, 21, 33, 34, 35, 36, 37, 38]. Sertifikalı test raporu ya da testlerin eksikliğinin fazla olması bu çalışmalar esnasında yapılan kabullenmelerin sayısını arttırmaktadır.

Bu tez çalışmasında, transformatörün sadece sabit yük durumuna göre değil, yükün ve harmonik içeriğinin değişken durumlarına göre kayıp ve sıcaklık verilerini isabetli bir şekilde tahmin etme yöntemleri üzerinde durulmuştur. Bunun için IEEE C57.91-1995 ve IEEE C57.110-2008 standartları baz alınmıştır. Her iki standarda göre yapılan hesaplamalar birbiri ile karşılaştırılarak, standartların birbiri üzerindeki eksiklikler ve üstünlükleri üzerinde durulmuştur.

Bu doğrultuda, 2006-2010 yılları arasında gerçekleşen Güç Kalitesi Milli Projesi kapsamında geliştirilen mobil ölçüm sistemi kullanılarak, TEİAŞ'a ait Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nde, 15'er günlük sürelerle, iki adet güç transformatöründe, ölçümler yapılmıştır. Yapılan ölçümler sırasında mobil ölçüm sisteminin veri kaydı yapan yazılımı modernize edilmiş ve işlenmiş veri kaydı yerine ham veri kaydı yapması sağlanmıştır. Bahsedilen ölçüm sistemleri akım ve gerilim bilgilerini (kanal başına 6400 örnek/saniye) güç transformatörünün sekonder taraflarından almıştır. Ölçüm sistemi IEC 61000-4-30 /class B sınıfına göre ham veri kaydı yapmıştır. Daha sonra bu ham veriler IEC 61000-4-7/class B ve IEC 61000-4-15 class B ve IEEE Std 519 kullanılarak güç kalitesi parametreleri ışığında Matlab ortamında işlenmiştir. İşlenen veriler sonucunda IEEE standartları doğrultusunda kayıp ve sıcaklık verileri tahmin edilmeye çalışılmıştır.

Çalışmanın ikinci bölümünde transformatörün genel yapısı, yapısal parçaları ve çalışma şekliinden bahsedilmiştir. Yine aynı bölümde transformatörlerin soğutma türleri, sınıflandırılmaları ve bağlantı şekilleri üzerinde durulmuştur.

Tezin üçüncü bölümünde transformatörlerdeki kayıplar alt başlıklar halinde irdelenmiştir. Harmoniklerin transformatör kayıplarına etkisi, harmoniklerin etkisinden dolayı kullanılan, harmonikli yük olması durumunda güç kapasitesi azaltılmış transformatörler, k-faktörlü transformatörler ve bu transformatörlerin tasarım parametreleri üzerinde durulmuştur.

Dördüncü bölümde transformatörün termal modeli, tez çalışması sırasında kullanılan standartlar, formüller, hesaplama yöntemlerine değinilmiş, sırası ile hangi formüllerin kullanılması gerektiği anlatılmıştır. Bu standartlarda yükün değışken durumuna ve harmonik içeriğine göre üst yağ ve sıcak nokta sıcaklık değerlerinin nasıl hesaplanması gerektiği belirtilmiştir.

Çalışmanın beşinci bölümünde, hesaplamaları yapabilmek için gerekli olan ölçümler alınırken kullanılan cihaz ve ekipmanlara ayrıntıları ile yer verilmiş olup, hangi standartlar baz alınarak ölçümlerin gerçekleştirildiği konularına değinilmiştir.

Tezin altıncı bölümü yapılan ölçümlerin sonuçlarının yer aldığı kısımdır. Maltepe Transformatör Merkezi transformatör-1 sekonder ve transformatör-2 sekonder tarafına ait ölçümler, kodları Matlab ile yazılan programlar ile analiz edildikten sonra, dördüncü bölümde anlatılan yöntemlerle yapılan hesaplamalar her bir transformatör için ayrı ayrı gösterilmiştir. Her bir ölçüm noktası için rastgele zamanlar seçilmiş, seçilen bu anlardaki hesaplamalar basamak basamak gösterilmiştir. Dördüncü bölümde anlatılan yöntemler sonucu çıkan grafiklerle birlikte, ölçüm noktalarının güç kalitesi parametrelerine ilişkin grafiklerine de yer verilmiş ve yorumlamalar yapılmıştır.

Yedinci bölüm yapılan tüm hesaplamalar neticesinde ortaya çıkan grafiklerin ayrı ayrı incelenip hata analizlerinin yapıldığı bölümdür. Hata analizleri yapılırken

ölçülen üst yağ sıcaklığı ile tahmin edilen üst yağ sıcaklıkları her iki yöntem ve her iki ölçüm noktası için de incelenmiştir. Hata analizi grafikleri ayrıntılı olarak incelendiğinde, kullanılan yöntemlerden hangisinin daha iyi sonuç verdiğine dair yorum yapmak mümkündür.

Sonuç bölümünde standartların birbirlerine göre eksik ya da üstün olduğu kısımlar incelenmiştir. Kullanılan yöntemlerin genel olarak eksik kaldığı kısımların üzerinde durulmuş, geleceğe yönelik yapılabilecek çalışmalar ile ilgili fikirler sunulmuştur.

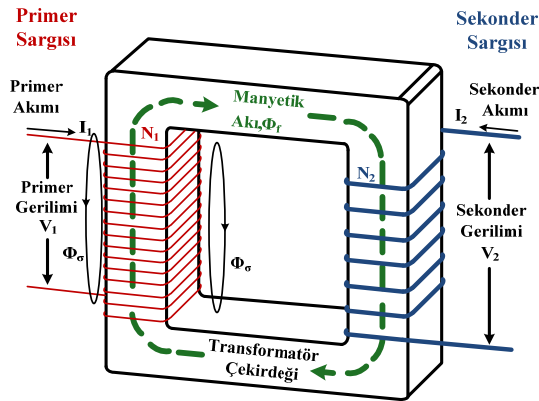
2. TRANSFORMATÖRÜN YAPISI VE ÇALIŞMA ŞEKLİ

Elektromanyetik indüksiyon yolu ile frekansta değişiklik yapmadan gerilim ve akım değerlerini ihtiyaca göre, bir oran dahilinde değiştiren makinelere transformatör denir.

2.1. Transformatörün Yapısı

Transformatörler ince saclardan yapılmış ve demir gövde adı verilen kapalı bir manyetik devre ile yalıtılmış iletkenlerden sarılıp demir gövde üzerine yerleştirilmiş bobinlerden meydana gelmiştir. Temel olarak nüve, sargılar, izolasyon malzemeleri ve bunları kaplayan bir tanktan oluşur. Yağlı tip transformatörlerde kazana ısınan bobinleri soğutmaya yarayan yalıtkan bir yağ konulur. Soğutma yağı, pompa yardımıyla radyatörlerde dolaştırılarak soğutulur [11, 39].

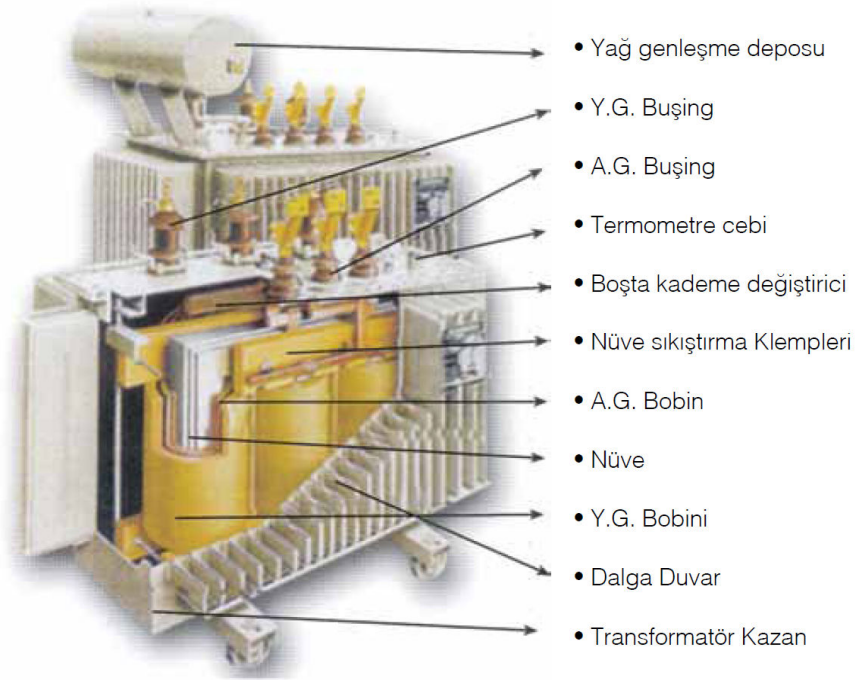
Transformatörlerin nüveleri, silisyum alaşımlı özel saclardan yapılır. Silisyum sac levhaların eklenmesi; silisyumun özgül direncinin yüksek olmasından dolayı oluşan girdap akımını azaltmış olur. Bunun yanı sıra, manyetik geçirgenliği artırır.



Şekil 2.1. Çekirdek tipi demir gövdeye yerleştirilmiş iki sargıdan oluşan bir fazlı transformatör

Çekirdek; soğuk haddelenmiş, kristalleri yönlendirilmiş, yaşlanmayan, yüksek manyetik geçirgenliğe sahip, yüzeyleri pürüzsüz silisli sacdan imal edilir. Levhalar

basınç altında veya sıcak yağ içerisinde bozulmayacak izolasyona sahiptir. Çekirdek tipi, mentel tip ve dağıtılmış tip olmak üzere çeşitleri vardır.



Şekil 2.2. Transformatörün yapısal parçaları [40]



Resim 2.1. TEİAŞ transformatör merkezindeki bir güç transformatörü

2.2. Transformatörlerin Soğutulması

Transformatörün çalışmasında demir gövdede oluşan histerezis ve girdap kayıpları ile sargılarda meydana gelen joule kayıpları, sargıların ve demir çekirdeğin sıcaklıklarını belli bir zaman içerisinde yükseltir. Yükselen ısıyı düşürmek için transformatörlerde çeşitli soğutma tipleri mevcuttur.

Yağlı tip transformatörler temel olarak orta ve büyük güçlerde imal edilirler. Soğutma tipi ya ‘tabii soğutma’ ya da ‘cebri soğutma’ şeklindedir. Transformatör tankı içindeki sıcak yağın tank yüzeyine çarparak soğuması, yağ ile tabii soğutma sınıfına girmektedir. İlk olarak soğutulan transformatör, soğutanı yağ ve soğutma türü tabii olduğundan harfleri ON (Oil-Natural)’dur. Transformatörde ikinci tür soğutma; cebri soğutmadır. Eğer tabii soğutma gücü yetersiz kalırsa, cebri soğutma yöntemi kullanılır. Tabii soğutmada kullanılan radyatörler yetersiz olduğu durumlarda, radyatöre temas eden havanın miktarını arttırmak için vantilatör kullanılır. Bu durumda soğutma türü cebri olduğundan AF (Air-Forced) olarak ifade edilir [41, 42].

Eğer transformatör çok büyükse, hava dışında su ile de cebri soğutma sağlanabilir. Bu tip soğutma sistemini temsil için WF (Water-Forced) harfleri kullanılır [41, 42].

2.3. Transformatörlerin Sınıflandırılması

- Manyetik nüvenin yapılış şekline göre; çekirdek tipi, mantel tip, dağıtılmış nüve tipi şeklindedir.
- Faz sayısına göre; primer ve sekonder akımı aynı sayıda faza sahip olanlar, primer ve sekonder akımı farklı sayıda faza sahip olanlar şeklindedir.
- Soğutma şekline göre; kuru tip transformatörler ve yağlı tip transformatörlerdir.

- Kuruluş yerine göre; dahili tip transformatörler ve harici tip transformatörlerdir.
- Sargı tiplerine göre; silindirik sargı ve dilimli sargılıdır.
- Çalışma prensibine göre; sabit akımlı ve sabit gerilimli transformatörlerdir.
- Sargı durumlarına göre; yalıtılmış sargılı ve oto transformatörlerdir.
- Soğutma tipine göre; hava ile soğutmalı, yağ ile soğutmalı ve su ile soğutmalıdır.
- Kullanış amacına göre; güç transformatörleri, ölçü transformatörleri, çeşitli aygıt ve makinalarda kullanılan transformatörlerdir.
- Prensip şemasına göre; transformatörler gerilimi alçaltma veya yükseltme şekline göre iki çeşittir.

2.4. Transformatör bağlantı şekilleri

Üç fazlı transformatörlerin faz sargıları üçgen, yıldız veya zig-zag bağlanır. Bağlantılar sırasıyla, üst gerilim sargılarında D, Y, Z büyük harfleriyle ve alt gerilim sargılarında d, y, z küçük harfleriyle gösterilir. Yıldız veya zig-zag sargıların nötr noktası dışarıya çıkarılmışsa bu harflere ayrıca, üst gerilimde N, alt gerilimde n harfi eklenir [43, 44].

Üç fazlı transformatörlerde bağlantı grupları yapılırken primer giriş gerilimleri ile sekonder çıkış gerilimleri aynı fazda olmayabilir. Bu faz farkı dört farklı bağlantı grubunu oluşturmuştur.

Bağlantı gruplarının yanındaki sayı, primer gerilimleri ile sekonder gerilimleri arasındaki faz farkını gösterir. Bu sayı 30 ile çarpılarak faz farkı bulunur.

Çizelge 2.1. A,B,C ve D bağlantı grupları

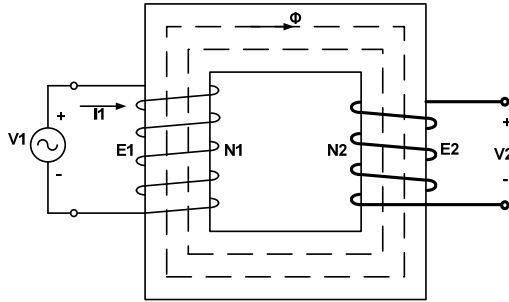
NORMLAR		SEMBOLLERİ		BAĞLANTILARI	
DIN	IAC	1.DEVRE	2.DEVRE	1.DEVRE	2.DEVRE
A GRUBU BAĞLAMA					
A ₁	D _d 0				
A ₂	Y _y 0				
A ₃	D _z 0				
B GRUBU BAĞLAMA					
B ₁	D _d 6				
B ₂	Y _y 6				
B ₃	D _z 6				
C GRUBU BAĞLAMA					
C ₁	D _y 5				
C ₂	Y _d 5				
C ₃	Y _z 5				
D GRUBU BAĞLAMA					
D ₁	D _y 11				
D ₂	Y _d 11				
D ₃	Y _z 11				

3. GÜÇ TRANSFORMATÖRLERİNİN KAYIPLARI

Transformatör kayıpları boşa kayıplar ve yükte kayıplar olmak üzere ikiye ayrılır.

3.1. Transformatörde Boştaki Kayıplar

Transformatörün boşa çalışması, primer sargı şebekeye bağlı iken sekonder sargı uçlarının açık olma durumudur. Yani sekonder yüke bağlı değildir, bu durumda sekonder devreden bir akım akmayacaktır ($I_{10}=0$). Sekonderi yüksüz olan bir transformatörün primerine U_1 gerilimi uygulandığında, primerden çok küçük bir akım geçer. Bu akıma boşa çalışma akımı denir. Yüksüz primer akımı I_0 , anma yükündeki primer akımına kıyasla çok küçüktür. Anma yük akımının yaklaşık %1-2'si kadardır. Bu değer büyük transformatörlerde %0,2'lere kadar düşmektedir. I_0 çok küçük olduğu için yüksüz primerdeki bakır kaybı da önemsenmeyecek miktarda küçük olur [45]. Bu da yüksüz primer girişinin pratik olarak bir transformatördeki demir kaybına eşit olması anlamına gelmektedir.



Şekil 3.1. Transformatör boşa çalışma devre şekli

3.1.1. Demir kayıpları

Demir kayıpları alternatif akımda meydana gelir. Alternatif akımın bir periyot içinde iki defa yön değiştirmesi, iletken malzeme üzerinde manyetik ve elektrik olarak iki türlü etki meydana getirir. Bunlardan birincisi olan manyetik etki, akımın ani değerinin değişmesine bağlı olarak, amper sarımının ani değerinin ve dolayısıyla B

manyetik alan yoğunluğunun değişmesi olarak kendisini gösterir ki, buna “histerezis kaybı” denir. İkincisi ise, demirin elektrik akımına gösterdiği elektriksel dirençten kaynaklanır. Bu durumda malzeme bir iletken gibi davranır ve değişken akının etkisi ile demirde gerilim indüklenir. Bu gerilim malzemenin içinde akımların akmasına neden olur ki bu akımlara Foucault (fuko-girdap) akımları adı verilir. Bunların demir içinde serbest olarak akması ile demirde “joule kayıpları” adı altında hesaplanan ve ısı enerjisi olarak ortaya çıkan kayıplar oluşur [11].

Histerezis kaybı Eş. 3.1’de verilmiştir.

$$P_H = K_h f B_m^x \quad (3.1)$$

Burada K_h malzemenin histerezis kayıp katsayısıdır. B_m manyetik alan maksimum yoğunluğudur, birimi Wb/m^2 ’dir. f manyetik akı değişim frekansını, x faktörü ise, malzemeden malzemeye göre değişen sabit sayıyı simgeler. Değeri 0,5-2,3 arasındadır. Fakat genellikle elektrik makinelerinde bu değer 1,5-2,0 arasında alınır. Girdap akımları kaybı Eş. 3.2’de verilmiştir [11].

$$P_g = K_f f^2 B_m^2 \quad (3.2)$$

Buradaki K_f fuko kayıp katsayısıdır. Yukarıda verilen eşitliklerden görüldüğü gibi, her iki kayıp da, manyetik alan yoğunluğu B_m ile orantılıdır.

Eş. 3.1 ve Eş. 3.2’de indüklenen emk’nın manyetik alan yoğunluğu ile orantılı olduğu verildiğinden, manyetik alan yoğunluğu B ’ye göre yazılmış kayıp ifadeleri, indüklenen gerilim E ’ye göre düzenlenebilir. Bu durum dikkate alınır ve histerisiz kayıplarında kullanılan “ x ” üstel faktörü de 2 kabul edilirse, toplam demir kayıpları Eş. 3.3’teki gibi yazılabilir [11].

$$P_{fe} = f^2 (B^2) \quad (3.3)$$

Burada P_{fe} , B^2 ile orantılı olduğundan, E_1^2 ile orantılı olarak yazılabilir. Yani kayıplar, indüklenen gerilimin karesi ile doğru orantılı olur. Buna bağlı olarak toplam demir kayıpları Eş. 3.4'teki gibi verilebilir.

$$P_{fe} = \frac{E_1^2}{r_{fe}} \quad (3.4)$$

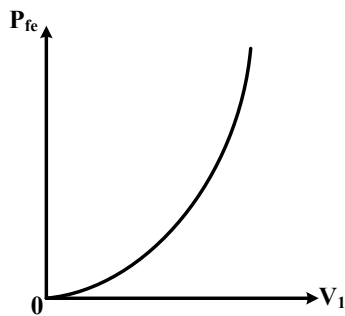
E_1 gerilimi esas alınarak hayali bir demir direnci ve demir akımı arasındaki ilişki Ohm yasasından yararlanarak, Eş. 3.5'teki gibi tanımlanabilir.

$$I_{fe} = \frac{E_1}{r_{fe}} \quad (3.5)$$

İndüklenen gerilim ile primer sargıya uygulanan gerilim, aradaki gerilim düşümü ihmal edilerek eşit kabul edilirse, demir kayıpları Eş. 3.6'daki gibi olur [11].

$$P_{fe} = \frac{V_1^2}{r_{fe}} \quad (3.6)$$

Eş. 3.6'dan görülebileceği üzere, gerilimin değiştirilmesi ile demir kayıplarının uygulanan gerilime göre değişimi parabolik olur. Bu durum Şekil 3.2'de verilmiştir [46].

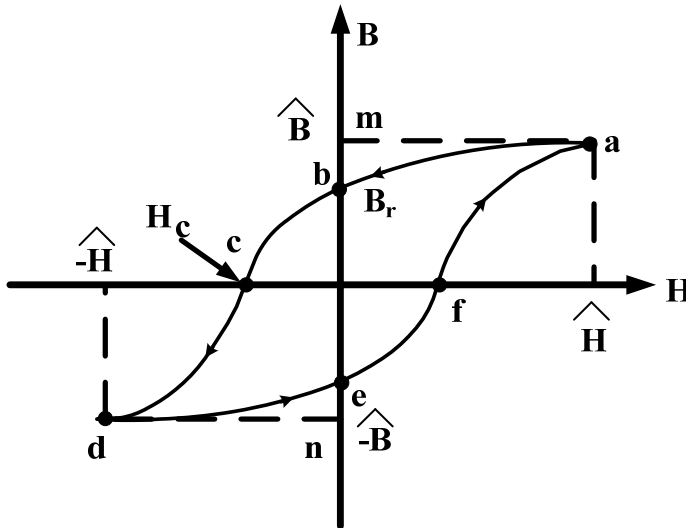


Şekil 3.2. Demir kayıplarının uygulanan gerilime göre değişimi

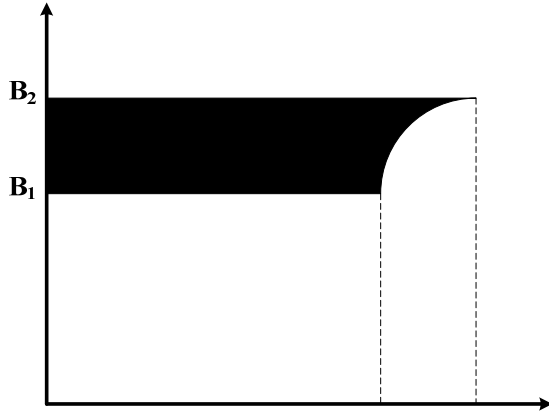
Histerezis Kayıpları

Ferromanyetik bir materyal üzerine bobin sarıldığında ve bobin uçlarına AC gerilim uygulandığında, manyetik materyalde histerezis çevrimi oluşur. Histerezis alanı kayıplara neden olur ve bu çevrim verimi düşürür. Sürekli haldeki histerezis çevrimi incelenirse B_r ve H_c ile ifade edilen iki önemli kavramla karşılaşılır. B_r ile gösterilen mıknatıslıktır. Doğru akım makinelerinin kendi kendine uyarılmalarında önemli rol oynar. İkinci önemli kavram ise H_c ile gösterilen kuarzif kuvvettir. Kuarzif kuvvet sürekli mıknatıslarda kullanılan önemli bir kavramdır.

Akı yoğunluğu Tesla (T) ve f frekans (Hz) olarak alınırsa, histerezis kaybı W/m^3 olarak bulunur. Histerezis eğrisinin elde edilişinde dikkat edilecek husus, bobin akımının pozitif yönde doymaya kadar sürekli arttırılıp, negatif yönde sürekli azaltılarak eğrinin tamamlanmasını sağlamaktır. Histerezis eğrisindeki bu iki eğrinin farklı yollardan apsis ve ordinat eksenlerini kesmesi ile ortaya çıkan fark alan, demire verilen ve demirden alınan enerji farkını, yani kayıp enerjiyi ortaya koyar [11].



Şekil 3.3. Sürekli hal histerezis çevrimi



Şekil 3.4. Histerezis çevriminde B'nin değişimi

$B_1 < B_2$ ise sisteme enerji verilir.

$B_1 > B_2$ ise sistemden enerji alınır.

Şekil 3.3'ü inceleyecek olursak;

amb - yolunda sistemden enerji alınır.

bcdn - yolunda sisteme enerji verilir.

dne - yolunda sistemden enerji alınır.

efam - yolunda sisteme enerji verilir.

B - H eğrisi verilen bir manyetik materyalde histerezis kayıplarını birim hacimde alınan veya verilen enerji miktarı Eş. 3.7'deki gibi ifade edilebilir.

$$\Delta W_B = \int_{B_1}^{B_2} H \times dB \quad (3.7)$$

B - H eğrisinde a noktasından b noktasına gelmekle ΔB alanı kadar bir enerji sistemden alınır. b noktasından d noktasına gelmekle sisteme ΔB alanı kadar bir enerji verilmiş olur. d'den e'ye gelmekle ΔB alanı kadar bir enerji alınır. e'den a'ya gelmekle ΔB alanı kadar enerji verilir. Bir çevrim boyunca birim hacimdeki alana verilen enerji abcdefa çevrimi ile tanımlanan alan kadardır.

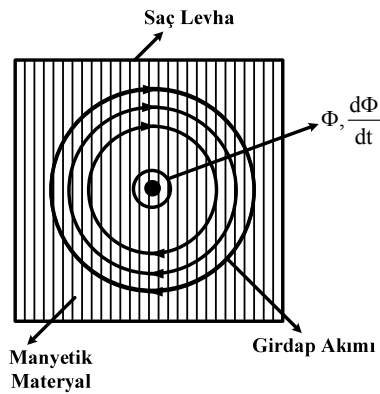
Akı yoğunluğunun düzgün dağıldığı ve f frekansı ile değiştiği düşünülürse bu durumda birim hacimdeki toplam histerezis kaybı Eş. 3.8'deki gibi ifade edilir.

$$P_H = K_h \times f \times B_{\max}^n \quad (3.8)$$

K_h manyetik materyalin cinsine ve boyuna bağlı sabit, $B_{\max}^n$ ise manyetik akı yoğunluğu tepe değeridir.

Girdap Akım Kayıpları

Zamanla değişen bir alan içinde bulunan malzeme üzerinde gerilimler indüklenir. Bu indüklenen gerilimler manyetik materyaller içerisinde girdap akımları (Fuko akımı) ismi verilen akımların dolaşmasına neden olur. Bu akımlar belli bir yoldan ilerler ve ilerlediği yolun da bir direnci olacağından ohmik kayıplara sebep olur. Bu kayıplar transformatörün verimini düşürür [47]. Bu kayıpları azaltmak için çeşitli önlemlere başvurulur.



Şekil 3.5. Girdap akımları kaybının oluşumu

Kayıpları azaltmak için alınan önlemlerden biri, direnci arttırmak için materyal içerisine az bir yüzde ile silisyum katmaktır. İkinci yöntem materyali sac levhalardan oluşmuş bir sac paketi halinde (laminasyon) imal etmektir. Girdap kayıpları aşağıdaki formülle hesaplanabilir;

$$P_w = B^2 \times f \quad (3.9)$$

Sac levha ile paketlenmiş materyalin Fuko kayıpları ise aşağıdaki formülle hesaplanabilir;

$$P_{Fuko} = K_e (B \times f \times d)^2 \quad (3.10)$$

d sac levhanın kalınlığıdır.

3.2. Transformatörde Yükteki Kayıplar

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

3.2.1. Bakır kayıpları

Bir transformatörün yüksek verime sahip olabilmesi için bütün kayıpların minimize edilmesi gerekmektedir [11, 48].

Yük akımlarından dolayı meydana gelen bakır kayıpları I^2R 'dir. Akım değerleri sabit olduğundan, bakır kaybını azaltmak için transformatör tasarım aşamasındayken değiştirilebilecek olan faktör, sargı direncidir [11, 49]. Direnç değerini minimuma indirebilmek için iletkenin toplam kesitini mümkün olduğu kadar büyük, toplam iletken uzunluklarını mümkün olduğu kadar kısa tutmak gerekmektedir. Kesit artışı, direncin küçülmesini ve dolayısıyla I^2R kaybının azalmasını sağlar. Ancak iletken

uzunluğunun artması manyetik devredeki kayıpların artmasına sebep olacaktır. Bu bakımdan makul suretle değiştirilebilecek faktör, sargıların toplam uzunluğudur ve boyutlara uygun oranlanarak indirilmesi makuldür. İyi tasarlanmış bir transformatörde, belirli bir frekans, gerilim çevirme oranı ve ısınma değeri için verilen belirli güçteki toplam kayıplar neredeyse sabittir. Bakır kaybı yüksek tutulup demir kaybının mümkün mertebede düşük tutulması önceliklidir [4]. Çünkü demir kaybı 24 saatlik bir yük olarak ifade edilebilir.

Yağlı tabii soğutmalı transformatörlerde aşırı yüklenmeye müsaade edilmez. Nominal yükte ve maksimum çevre sıcaklığında, yağda 60°'lik bir ısınmaya müsaade edilir. Bu nedenle ONAF soğutmalı transformatörlerde bakır kayıplarının, demir kaybına oranı oldukça yüksek olabilir. Bu oran güç, gerilim ve frekansın durumuna göre 4/1'den 7/1'e kadar değişkenlik gösterebilir. Verilen bu oranlar sargılarda aşırı ısınma olmaksızın, belirli aşırı yüklenmelere daha düşük çevre sıcaklarında ulaşılmasına müsaade edecek şekildedir. Transformatör sürekli aşırı yükleme için tasarlanırsa, nominal yükte bakırın, demir kaybına oranı düşmektedir [11, 12, 48].

Kaçak alanlar yüzünden iletkenlerde meydana gelen girdap akım kayıpları

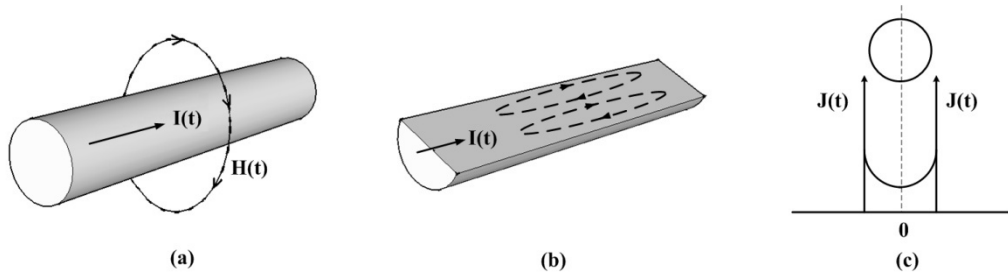
Manyetik alanlardaki sapmalardan kaynaklanan bu kayıplar iletkenlerde girdap akımlarına sebep olur. Bu kayıplar belirli bir doğruluk seviyesinde hesaplanması en zor olan kayıplardır. Transformatör tasarım aşamasındayken gerekli itina gösterilmezse çok önemli büyüklüklere ulaşabilirler. Bu kaybı hesaplamak için çeşitli formüller ileri sürülmüştür. Ancak hesaplanmasına etkisi olan pek çok faktör vardır. Bu nedenle formüller vasıtası ile hesaplamak yerine bakır kayıplarına belirli bir yüzde ilave etmek daha pratiktir. İlave edilecek yüzdelere belirli transformatör tiplerinin önceki verilerinden yararlanılarak belirlenmeye çalışılır.

Bakır sargılarda deri etkisi

Tıpkı çekirdekte olduğu gibi bakır iletkenlerde de deri etkisi oluşur. Şekil 3.6 (a)'da gösterildiği gibi zamanla değişen $i(t)$ akımı taşıyan bir bakır iletkeni ele alındığında Şekil 3.6 (a)'da gösterilen manyetik alan oluşur ve bu manyetik alan Şekil 3.6 (b)'de gösterilen girdap akım kayıplarını üretir. Bu girdap akımları, telin iç kısmında uygulanan $i(t)$ akımına ters yöndedir ve hem iletkenin içinde akan akımı hem de manyetik alanı engelleme eğilimindedir. Sonuç olarak toplam akı yoğunluğu iletkenin yüzeyinde maksimum değerindedir ve iletkenin iç kısmına doğru ilerledikçe üstel olarak azalır. Eş. 3.11 deri kalınlığını hesaplamak için kullanılır.

$$\delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu}} \quad (3.11)$$

Sargıda kullanılan iletken kesitinin boyutları deri kalınlığından çok büyükse, iletken tarafından taşınan akımın büyük bir kısmı yüzeyde akacaktır. Şekil 3.6 (c)'de gösterildiği gibi yaklaşık bir deri kalınlığında, ince bir tabakayla sınırlanacaktır. Bunun sonucunda akımın aktığı etkin kesit alanı, iletkenin geometrik kesitine kıyasla daha küçük olduğundan, iletkenin etkin direnci doğru akım direncinden çok daha büyük olacaktır. Bu durumda sargılara doğru akım uygulanması durumunda daha büyük bir sargı kaybı olacaktır [46].



Şekil 3.6. Yalıtılmış bakır iletken taşıyıcıda akım, girdap akım kayıpları ve deri olayı etkisinin sonuçları

3.3. Dielektrik Kayıplar

Sarım yalıtımındaki dielektrik kayıpları genellikle, boştaki kayıp bileşenlerine, histerezis kayıplarına ve farklı indüksiyon akımlarından oluşan demir kayıplarına göre ihmal edilir. Fakat büyük dağıtım transformatörleri için yapılmış olan ve doğruluğu kanıtlanmış ölçümler, %1-2'lik boştaki kayıp değerlerine karşılık birkaç on watt değerinde dielektrik kaybının bulunabileceğini göstermektedir. Transformatörün farklı kısımlarındaki boşta kayıp değerleri arasındaki farklara bakılarak bu sonuca varılmıştır [50, 51].

3.4. Harmoniklerin transformatör kaybına etkisi

IEEE Std C57.12.90 ve IEEE Std C57.12.91 transformatör kayıplarını boşta kayıplar (no-load loss), yükte kayıplar (load loss) ve toplam kayıplar (total loss) olarak sınıflandırmaktadır. Yük kayıpları I^2R kayıpları ve girdap kayıpları olmak üzere ikiye ayrılır.

Girdap kayıpları sargılarda, çekirdekte, çekirdek parçalarında, manyetik zırh da ya da transformatör duvarlarında başıboş dolaşan elektromanyetik akıdan meydana gelen kayıplardır. Girdap kayıpları, sargı girdap kayıpları (P_{EC}) ve transformatörün sargılar haricindeki diğer bileşenlerinde oluşan ilave girdap kayıpları (P_{OSL}) olmak üzere ikiye ayrılır. Sargı girdap kayıpları, sargı iletken teli girdap akımları kaybını ve paralel sargı çemberlerinde ya da iletkenlerde dönen akımlardan kaynaklanan kayıpları içerir. Bütün bu kayıp sargı girdap akımları kaybı (P_{EC}) olarak değerlendirilebilir [28].

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \quad (3.12)$$

Harmonik akımlarının I^2R kaybına etkisi

Eğer yük akımının rms değeri harmonik bileşenlerden dolayı arttırılırsa, I^2R kaybı da aynı doğrultuda artacaktır.

Harmonik akımlarının sargı girdap akımları kaybına etkisi

Güç Frekans spektrumunda sargı girdap akımları kaybı (P_{EC}) frekansın ve yük akımının karesi ile doğru orantılı bir eğilim gösterir. Bu karakteristik yüzünden sinüzoidal olmayan yük akımlarının bulunduğu transformatörlerde aşırı derecede sargı girdap akımları kaybı, dolayısı ile de sargılarda aşırı sıcaklık artışı oluşur [28].

Harmonik akımlarının ilave sargı girdap akımları kaybına etkisi

Çekirdekdeki, çekirdek sabitleyici elemanlarındaki ve transformatörün diğer yapısal parçalarındaki ilave girdap akımları kaybı (P_{OSL}), yük akımının karesi ile orantılı olarak artmaktadır. Fakat bu kayıplar sargı girdap akımları kaybında olduğu gibi frekansın karesi ile orantılı olarak artmaz. İmalatçı firmaların ve diğer araştırmacıların çalışmalarına göre, baralardaki, bağlantı noktalarındaki ve yapısal parçalardaki girdap akımları kaybı 0,8 ya da daha az bir harmonik katsayısı ile orantılı olarak artar. Bu kayıpların etkileri transformatörün tipine bağlı olarak değişkenlik gösterir. Sıcaklık artışı kuru tip transformatörler için çok önemli değildir. Bununla birlikte bu kayıplar, transformatör yağının ve sıcak noktanın ısınmasına katkıda bulunduklarından dolayı yağlı tip transformatörler için doğru bir şekilde hesaplanmalıdır [28].

3.5. Harmonik İçeren Yükler İçin Transformatör Tasarımı

Transformatörün sinüzoidal yük akımlarına gösterdiği tepki transformatör tasarım aşamasındayken düzgün bir şekilde belirlenir fakat doğrusal olmayan yüklere olan gerçek tepkisini, transformatörün çalışacağı gerçek yük koşulları bilinmeden önceden tahmin etmek son derece güçtür.

Gerilim harmoniklerinin varlığı nüve levhalarındaki histerezis ve girdap akımlarını arttırır, izolasyonu baskıya maruz bırakır. Akım harmonikleri ise bakır kayıplarını arttırmaktadır [14]. Kayıplar sıcaklıkla orantılı olarak artar ve sıcaklık artışı transformatörün faydalı ömrünü olumsuz etkiler.

Transformatörlerin faydalı ömrü harmonik yük akımlarından kaynaklanan aşırı ısınma ya da kısa devre ya da yüksek gerilim gibi olağandışı olaylarda meydana gelen yüksek sıcaklık değerlerine bağlıdır [52]. Transformatör faydalı ömrünü belirleyen faktörler aşağıdaki gibidir:

- Transformatörün tasarımı,
- Transformatörün çeşitli parçalarının sıcaklığı,
- Transformatör işletmede iken meydana gelen olayın şiddeti,
- Transformatörün izolasyon malzemesindeki ve izolasyon sıvısında bulunan nem yoğunluğu,
- Transformatörün izolasyon malzemesindeki ve izolasyon sıvısında bulunan oksijenin ve diğer gazların yoğunluğu,
- Kirli ya da paslı parçaların sayısı, çeşidi ve büyüklüğü.

Transformatörün faydalı ömür beklentisi transformatörün görevini normal ortam sıcaklığı ve nominal işletme koşullarında yaptığını baz alan geleneksel bir referans için geçerlidir. Ancak pratikte bu durumla pek karşılaşmamaktadır.

Transformatör üzerinde doğrusal olmayan yüklenmenin sonuçları aşağıdaki gibi sıralanabilir:

-Sargıların, izolasyon malzemesinin, izolasyon sıvısının sıcaklığı kabul edilemez seviyelere kadar yükselebilir,

-Aktif parçaların dışındaki kaçak akı yoğunluğu artar, akı ile ilişkili olan metalik parçalarda ek girdap kayıplarının oluşmasına sebep olur,

-Temel akı, artan kaçaklar, sıfır bileşeni akısı kombinasyonuna sınırlamalar getirir,

-Sıcaklığın değişmesiyle birlikte izolasyon malzemesindeki ve izolasyon sıvısındaki nem miktarı değişir,

-Buşingler, kademe değiştiricileri, kablo sonlandırma bağlantıları ve akım transformatörleri de tasarım ve işletme sınır değerleri açısından yüksek bir baskıya maruz kalırlar [53].

Transformatörlerdeki kayıplar çekirdekteki başıboş manyetik kayıplardan, girdap kayıplarından ve sargılardaki rezistif kayıplardan oluşur. Bunların içinde en tehlikeli olanı harmoniklerin sistemde var olduğu durumdaki girdap akımları kaybıdır. Çünkü girdap akımları kaybı frekansın yaklaşık karesi ile orantılı olarak artmaktadır [54]. İlave kayıpları tespit etmeden önce yük akımının harmonik spektrumu bilinmelidir.

Transformatör seçiminde artan girdap akımları kaybının hesaba katıldığı iki farklı yaklaşım mevcuttur. Birincisi transformatör üreticileri tarafından tasarlanan, girdap akımları kaybındaki artışı hesaplar ve bu kayıp artışını karşılayabilecek bir transformatör tasarımı yapmaya dayanır. Bu yöntemde göre tasarlanan transformatörler k-faktörlü transformatörler olarak isimlendirilir.

İkinci yöntemde ise standart bir transformatörün harmonik yüklerden kaynaklanan toplam kaybının, transformatörün tasarlandığı kayıp değerlerini aşmaması için anma yükünün ne miktar altında çalıştırılabileceğinin tahmin edilmesine dayanmaktadır. Bu yöntemde ise güç kapasitesi azaltılmış (derated) denir. İki yöntemden elde edilen

nümerik değerler aynı değildir. K-faktörü bir çarpan iken kapasite azaltımı bir oran kullanılarak yapılır [54].

3.5.1. K-faktörlü transformatörler

Standart bir transformatör doğrusal olmayan yüklerin ürettiği yüksek harmonik akımlar için tasarlanmaz. İşletme koşullarında harmonik içeren yükleri besledikleri zaman aşırı ısınır ve hızlı bir şekilde arıza durumuna geçebilirler. Bu yüzden araştırmalar sonucunda özel bir transformatör imal edilmiştir [55]. Transformatör üreticileri k-faktörü adında transformatörlerin harmoniklerden kaynaklanan aşırı ısınmasından daha az etkilenecek oransal bir sistem kullanmaktadırlar [53]. Bu sistemi kullanarak ürettikleri transformatöre de k-faktörlü transformatör adını vermişlerdir.

K-faktör transformatörleri kendi k-faktörü değerlerinin altında çalıştıklarında oldukça verimlidirler [55].

K-faktörlü transformatörler için tasarım parametreleri

Genel olarak transformatör çekirdeği soğuk haddelenmiş CRGO çelik ile üretilir ve çeliğin derecesi kayıpların gereksinimine göre tasarımcı tarafından belirlenir. [56]. K-faktörlü transformatörler daha ağır, hacimli bakır ve iki kat kalın nötr iletken kullanılarak üretilirler. Standart transformatörlere göre daha yüksek manyetik geçirgenliğe sahiptirler. Örneğin girdap akımları kaybı örgülü iletken kullanılarak, manyetik kayıplar da düşük kayıplı çelikler kullanılarak düşürülür [55]. Doğrusal olmayan yüklerin sebep olduğu bozulma etkilerini ve ısınmayı azaltmak için bütün bu özelliklere ihtiyaç duyulur.

K-faktör transformatörleri ortak bir k-faktörü oranına sahiptir. K-faktör oranlarının aralığı 1-50 arasında değişmektedir. K-faktör ne kadar yüksek olursa transformatörün harmonik akımlarından kaynaklanan aşırı ısınmadan etkilenmesi o kadar düşük olmaktadır. Doğrusal yükler için tasarlanan standart bir transformatörün k-

faktörünün 1 değerinde olduğu söylenir. K-faktörünün 50 olması ise transformatörün çok fazla ve yüksek harmonik bileşen içeren yükler için tasarlandığı manasına gelmektedir. 40-50 arası sınıflandırılmış k-faktörlü transformatörler son derece nadir bulunmaktadır, çok pahalıdır ve genellikle kullanılmazlar [55].

K-faktörünün doğru bir şekilde seçilmesi son derece önemlidir, çünkü maliyeti ve güvenli çalışmayı direkt olarak k-faktörü belirlemektedir. Transformatörün tasarlanmasından önce yükün harmonik içeriğinin hesaplanması daha doğru bir k-faktörü bulunmasına yardımcı olur. Fakat yükün anlık olarak değişim gösterebilmesi, bulunan değerin ne derece sağlıklı olduğunun düşünülmesine sebep olmaktadır [55].

Yeni yapılan tesislerin k-faktörü seçebilmeleri için ellerinde yük durumu ile ilgili hiç veri bulunmayacaktır. Bu durumlarda deneysel verilerden yararlanarak k-faktörü aralığının tespit edilebilmesi için geçmiş uygulamaların kullanması önerilmektedir [55].

3.5.2. Harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış transformatörler

Sistemde kullanılan transformatörlerin normal koşullar altında doğrusal yükler ile çalışacağı düşünülerek tasarımı yapılır. Ancak bu şekilde tasarlanan bir transformatör doğrusal olmayan yüklere maruz bırakılırsa aşırı ısınma meydana gelir. Bu aşırı ısınmanın önüne geçebilmek için transformatör normal kapasitesinin oldukça altında bir seviyeye kadar yüklenerek kullanılmak zorunda kalınır.

Transformatör tasarımcıları, kullanımda olan transformatörleri harmoniklerin sebep olduğu aşırı ısınmadan koruyabilmek için nominal kapasitelerinin altında olan yüklenmeyi, ‘azaltılmış kapasite’ (derated) olarak tanımlamaktadırlar [56].

Standart bir transformatörü harmoniklerden dolayı nominal işletme koşullarının altında düşük kapasiteli olarak kullanmak dezavantajlıdır. Harmonik yüklerin olmadığı durumdaki kadar yükleyebilmek için daha büyük bir transformatör kullanmak gerekir.

Harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış transformatörler oldukça verimsizdir. Artan kayıplar hala üretilmektedir ve transformatörün her tarafına dağılmaktadır. Bu sebeple de daha büyük çekirdek ihtiyacı doğmaktadır. Bunların dışında potansiyel bir risk daha vardır: Harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış olarak kullanılan bir transformatör, üst sınırına yakın bir değerde kullanılırken, sistemde meydana gelebilecek bir problemde, aşırı yük artışına sebebiyet verebilir. Bu durumda transformatörde aşırı yüklenme meydana gelip hatalar doğabilir, transformatör devre harici kalabilir.

K-faktörlü transformatörler ile harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış transformatörlerin karşılaştırılması

K-faktörlü ve harmonikli yük durumunda güç kapasitesi azaltılmış (derated) transformatör seçeneklerinden genellikle, k-faktörlü transformatör tasarımı seçilir. Çünkü k-faktörlü transformatörler, standart transformatör tasarım koşullarına ek olarak fazladan bir termal kapasiteye sahiptir. Sahip olduğu ekstra termal kapasite sayesinde de harmonik akım kayıplarını minimize edebilirler. K-faktörlü transformatörler, transformatör etiketinde belirtilen nominal güç değerinden herhangi bir kapasite kısıtlamasına gerek kalmadan çalışabilirler [50, 57].

Daha önce de ifade edildiği gibi standart transformatörler doğrusal olmayan yüklerin ürettiği harmoniklerden kaynaklanan aşırı ısınmaya dayanamayabilirler. Bazı transformatör üreticileri K-1 oranlı standart transformatörün, büyütülüp kapasitesinin yarısında K-13 ya da K-20 oranlı transformatör olarak kullanılmasını önermektedirler. Bu transformatörler K-1 oranında kullanıldığı zaman 100 kVA kapasitesindeyken, K-13 oranlı transformatör olarak kullanılmak istendiğinde yaklaşık olarak 50 kVA kapasitesinde kullanılabilmektedirler. Nominal kapasitesinin altında kullanılan K-1 oranlı bu transformatör, 50 kVA'lık K-13 oranlı bir transformatörden çok daha büyük olacak ve daha pahalıya mal olacaktır. Herhangi bir transformatörde bu kapasite azaltımını yapmak, doğrusal olmayan yüklere bağlandığında güvenilir bir performans göstereceğini garantilemez. Bir transformatörün manyetik ve rezistif özellikleri doğrusal olmayan ortamlarda çalışma

durumuna göre geliştirilir. Standart bir transformatörde bu değerlendirmeler hesaba katılmaz. Nispeten daha az harmonik içeren ya da harmonik içermeyen doğrusal olmayan yüklerde bile güvenilir bir şekilde çalışamayabilir [50, 51].

Bazı transformatör üreticileri de bakır sargılar yerine daha ucuz oldukları için alüminyum sargılar kullanmaktadır. Ancak bakır sargılar ile aynı rezistif değere sahip olabilmeleri için alüminyum sargıların, bakır sargılara göre hacim olarak 1,6 kat daha büyük olması gerekmektedir. Bakırdan imal edilen transformatör bağlantı terminallerine, güçlü bir alüminyumu bağlamanın son derece zor olduğu kanıtlanmıştır. Nispeten daha zayıf bir bağlama ile birlikte bile alüminyum, bakıra göre ısı değişimleri yüzünden çok daha fazla genişip daralacağı için aradaki bağlantının kopmasına sebep olabilir. Alüminyum kullanılan transformatörler başlangıç için daha ucuz görünse bile, bakır kullanılan transformatörlere göre hacimleri daha büyüktür ve arızalanma oranı da daha yüksek olduğu için uzun vadede daha masraflı olmaktadır.

Özetle k-faktörlü transformatörler sadece standart transformatörlerin sağlıklı bir şekilde çalışmadığı doğrusal olmayan yüklerin bulunduğu yerler için tasarlanırlar. Standart bir transformatörü kapasitesinin altında kullanmak doğrusal olmayan yükler altında optimal performansı garantilemez ve alüminyum kullanılan transformatörlerde de güvenilirlik daha azdır [50, 51].

4. TRANSFORMATÖRÜN TERMAL MODELİ

Transformatörler, daha önce de bahsedildiği gibi enerji üretim, iletim ve dağıtım zincirinin en önemli elemanıdır. Transformatörleri verimli bir şekilde kullanabilmek için yalıtım durumu, faydalı ömrü ve yüklenebilirliği ile ilgili yeterince bilgiye sahip olmak ve transformatörü bu bilgiler ışığında işletmede tutmak fazlasıyla önemlidir. Transformatörlerdeki yalıtım durumu, faydalı ömür ve yüklenebilirlik konularını birbirine bağlayan etken; transformatörlerin sargılarında kullanılan katı yalıtım malzemesinin en sıcak noktasının sıcaklığıdır.

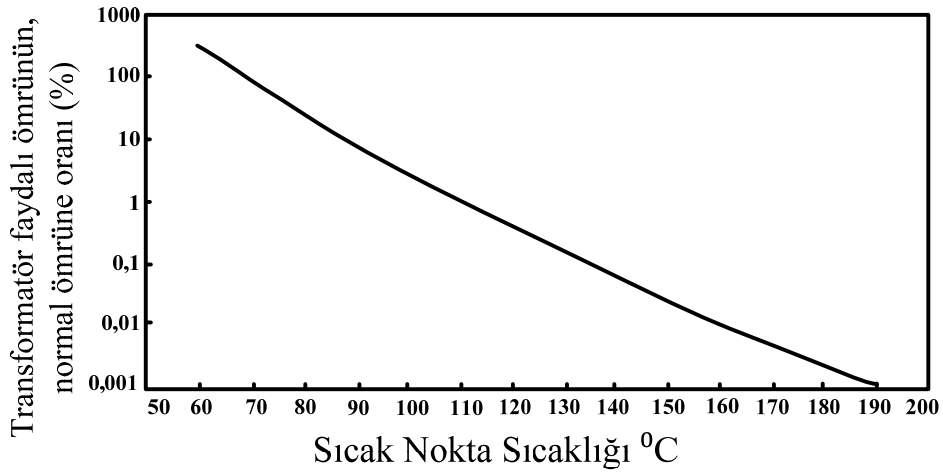
Yağlı tip güç transformatörlerinin faydalı ömrüne etkileyen en önemli faktör, sargılarda kullanılan katı yalıtım malzemesinin yaşlanma hızıdır. Yalıtım malzemesinin yaşlanması ile sıcak nokta sıcaklığı arasında üstel bir ilişki vardır. Bu ilişki IEEE Std. C57.91-1995 standardında sunulmaktadır [13, 26].

IEEE Std. C57.91-1995, yağlı tip güç transformatörlerinin faydalı ömrüne, çalıştıkları güç değerlerine, faydalı ömrü ile çalıştığı güç seviyesinin ilişkisine, termal modeline ve sıcaklık hesaplamaları ile ilgili konulara dair açıklamalarda bulunmaktadır. Transformatörün faydalı ömrü ile sıcaklık arasındaki ilişki Eş. 4.1’de verilmektedir. Eş. 4.1’e göre transformatör izolasyonunun faydalı ömrü, transformatörün çalıştığı sıcaklıkla, dolayısıyla transformatör kayıplarıyla ters orantılıdır [13, 26].

$$(\%) \text{Faydalı Ömür} = A \times e^{\left(\frac{B}{\Theta_H + 273} \right)} \times 100 \quad (4.1)$$

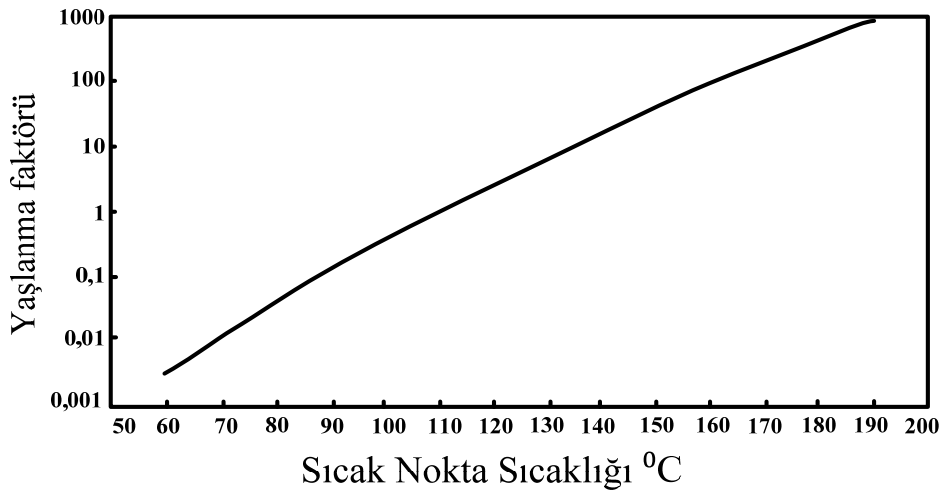
A ve B sabit sayılar olup Θ_H sıcak nokta sıcaklığıdır. Transformatörün içindeki sıcaklık dağılımı homojen değildir. Daha sıcak olan kısımlardaki izolasyon malzemesi daha çabuk yaşlanır. Bu yüzden sıcak nokta bölgesinin sıcaklığı dikkate alınmalıdır. Standarda göre transformatörün sıcak nokta sıcaklığı ile üst yağ sıcaklığı arasındaki ilişki ile hesaplamalar yapılmaktadır ve sıcak nokta sıcaklığı 110 °C’yi aşmadığı durumlarda, transformatörün faydalı ömrü 180.000 saat olarak belirtilmektedir [13, 26, 58].

Transformatörün izolasyonunun faydalı ömrü ile sıcak-nokta sıcaklığı arasındaki bağıntı Şekil 4.1’de verilmektedir. Dağıtım ve güç transformatörlerinde aynı izolasyon kağıtları kullanıldığından (cellulose conductor insulation) bu bağıntı her iki tür transformatör için de geçerlidir [13, 26].



Şekil 4.1. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin faydalı ömrü oranının sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi

İzolasyonun yaşlanma faktörü ile sıcak-nokta sıcaklığı arasındaki ilişki Şekil 4.2’de verilmektedir [13, 26].



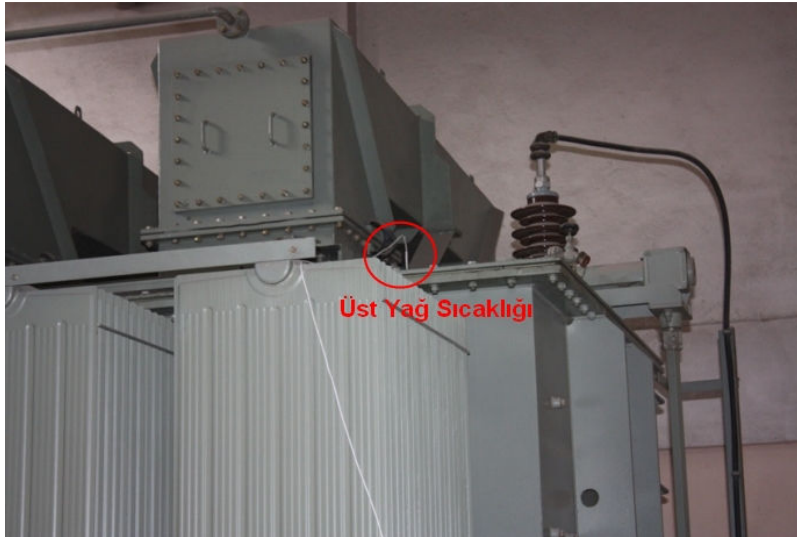
Şekil 4.2. Yağlı tip dağıtım transformatörlerinde katı yalıtım malzemesinin yaşlanma faktörünün sıcak-nokta sıcaklığıyla ilişkisi

Sıcak nokta sıcaklığı, kullanılmakta olan transformatörlerde sonradan kurulan bir düzenek ile ölçülememektedir. Ancak transformatör tasarım aşamasındayken

sargılarının uygun kısımlarına sıcaklık algılayıcılar yerleştirilerek, bunların ölçtüğü değerleri transformatör tankının dış kısmına aktarması ile gerçekleştirilebilir. O halde ölçülemeyen sıcak nokta sıcaklığını, üst yağ sıcaklığı ile olan bağıntısını kullanarak en doğru şekilde tahmin etmek gerekmektedir [13, 26]. Bu noktada IEEE Std. C57 91-1995 ve IEEE Std. C57 110-2008 standartları kullanıcıya tahmin yöntemleri sunmaktadır. Bu modelleri kullanırken ihtiyaç duyulan verilerin bir kısmını ölçüm yaparak, bir kısmını da transformatör üretici firmasından sağlanan sertifikalı test raporundaki verileri kullanarak elde etmek mümkündür.

Ölçümü yapılabilecek değerler şunlardır:

- Transformatörün 3 faz akım bilgisi,
- Transformatörün bulunduğu ortamın sıcaklık bilgisi,
- Transformatörün üst yağ sıcaklık bilgisi (Bkz Resim 4.1).



Resim 4.1. Transformatör üzerinde üst yağ sıcaklık bilgisinin alındığı kısım

Transformatör üreticisinden alınan sertifikalı test raporundan edinilen bilgiler;

Yükteki kayıplar ve kısa devre gerilim testinden:

- Transformatör boşa kayıpları (P_{NL}),
- Transformatör yükte kayıpları (P_{LL}),
- Baz akımları (I_b),
- YG ve AG tarafı ortalama direnç değerleri (r_{ort} , R_{ort}).

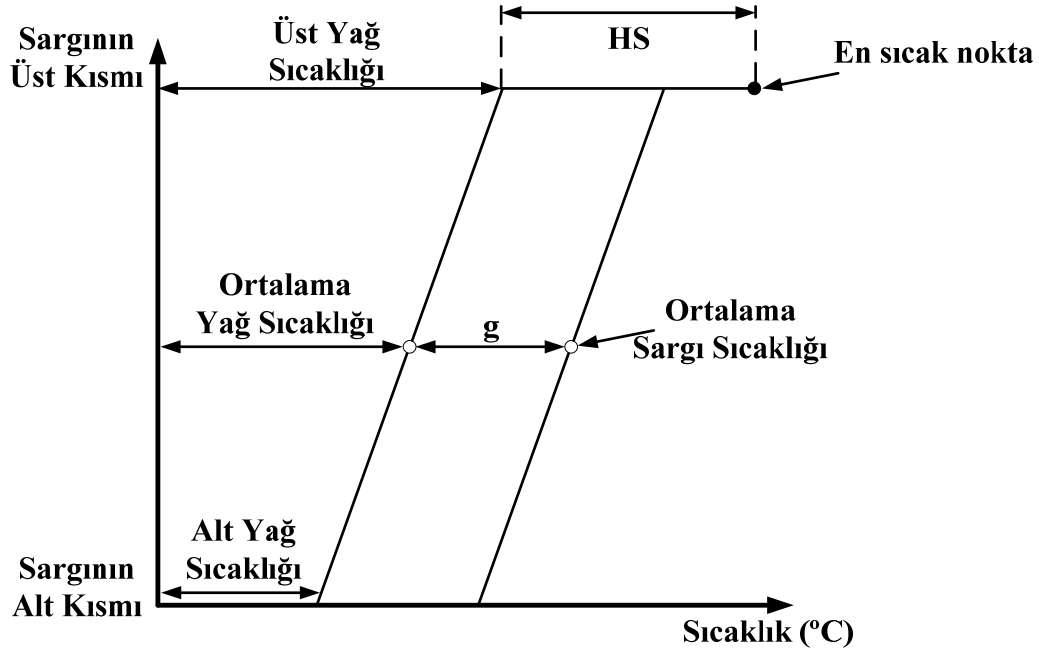
Isı artış deneyinden:

- Nominal üst yağ sıcaklık artış değeri ($\Delta\Theta_{TO}$),
- Nominal sargı sıcaklığı artış değeri ($\Delta\Theta_H$).

Transformatör etiketinden:

- Transformatör nominal kapasitesi (S),
- Transformatör bağlantı şekli (Y/ Δ),
- Transformatör aktif kısım, yağ, kazan ve teçhizat ağırlıklarıdır (kg, lt).

Sıcak nokta sıcaklığı ile üst yağ sıcaklığı arasındaki ilişki Şekil 4.3'te gösterilmektedir.

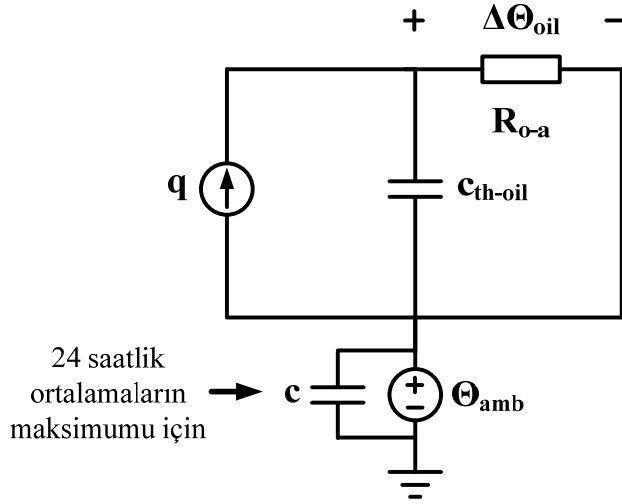


Şekil 4.3. Transformatörün iç kısmının sıcaklık dağılımı

Transformatör yüklenebilirlik kılavuzlarına göre sargının sıcak nokta sıcaklığı üç bileşenden oluşur: ortam sıcaklığı değişimi, üst yağ sıcaklık değişimi ve üst yağ sıcaklığına göre sargı sıcaklık değişimi (Şekil 4.3). Üst yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişimi, transformatör yükünün belli bir periyottaki geçici değişimi boyunca, zamandan bağımsız olarak yük durumuna göre anlık olarak değişim gösterir [33]. IEEE ilgili standartlarına göre, Şekil 4.3'ten de görüleceği üzere sıcak nokta sıcaklığına en yakın değer sargıların üstünde bulunan üst yağ sıcaklığı değeridir. Tüm hesaplamalarda üst yağ sıcaklık değeri kullanılır.

Soğuyan yağ sargının altından girer ve dip yağ sıcaklığındadır. Bu yağ sargıların içinden yukarıya doğru çıkar ve yağın sıcaklığının yükseklikle doğrusal olarak yükseldiği kabul edilir. Sargı kayıpları, bütün sargı boyunca sargıdan yağa geçer. Bu ısı geçişi, yüksekliğin bütün seviyelerinde aynı olduğu kabul edilen sargı ile etrafındaki yağ arasında bir sıcaklık düşümünü gerektirir. Bu yüzden sargı sıcaklığı ve yağ sıcaklığı sargı yüksekliğine göre iki paralel çizgi olarak görülmektedir.

4.1. C57.91-1995 Standartına Göre Hesaplama Yöntemi



Şekil 4.4. IEEE C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklığı termal devresi

IEEE Std. C57.91-1995 sıcaklık değişimlerini transformatörün yük değişimlerine göre inceler. Yük değişimleri için yağ ve sargı sıcaklıklarının hesaplanmasında verilen metot oldukça basitleştirilmiştir. Sıcaklıktaki değişiklikler, yük kaybı ve yağ viskozite değerinde değişikliklere neden olur. Yük kaybı ve yağ viskozitesinde meydana gelen bu değişiklikleri yaklaşık olarak hesaplayabilmek için denklemlerde m ve n diye tanımlanan, transformatörün soğutma tipine göre farklılık gösteren değişkenler kullanılır. Bu değişkenler için kullanılan sayısal değerler Çizelge 4.1'de verilmiştir. [13, 26].

Çizelge 4.1. Sıcaklık hesabında kullanılan değişkenler

Soğutma Tipi	m	n
ONAN	0,8	0,8
ONAF	0,8	0,9

Eş. 4.2'de gösterilen sıcak nokta sıcaklığının (Θ_H), yağ sıcaklığına göre sargı sıcaklığı değişim değeri ($\Delta\Theta_H$), ortam sıcaklığı (Θ_A) ve ortam sıcaklığına göre üst

yağ sıcaklığı değişim değerinin ($\Delta\Theta_{TO}$) toplamından oluştuğu varsayılmaktadır [13, 26].

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (4.2)$$

Ortam sıcaklığına göre üst yağ sıcaklık değeri (Θ_{TO}) Eş. 4.3'teki gibidir.

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} \quad (4.3)$$

Buradan sonra IEEE C57.91-1995'e göre yapılan hesaplamalarda kullanılan bileşenler gösterilmektedir.

4.1.1. Ortam sıcaklığı değişimine göre üst yağ sıcaklık değişimi ($\Delta\Theta_{TO}$)

Yükte meydana gelen bir değişimden sonra üst yağ sıcaklığı değişim değeri, bir yağ zaman sabiti de içeren fonksiyon şeklinde, Eş. 4.4'teki gibi ifade edilmektedir.

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{\frac{-t}{\tau_{TO}}} \right) + \Delta\Theta_{TO,i} \quad (4.4)$$

Eğer transformatörün eşdeğer yükü stabil ise, iki basamaklı çevrim analizi kullanılır ve üst yağ sıcaklığı değişim ilk değeri ($\Delta\Theta_{TO,i}$) Eş. 4.5'teki gibi hesaplanır.

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (4.5)$$

Eğer transformatör değişken yüke sahip ise, kısa zaman aralıklarında çok basamaklı çevrim analizi kullanılır ve Eş. 4.6'daki gibi üst yağ sıcaklığı değişimi son değeri ($\Delta\Theta_{TO,U}$) her basamak için ayrı ayrı hesaplanır. Bir önceki basamakta yapılan

hesaplamanın sonucunda elde edilen üst yağ sıcaklığı değişim değeri ($\Delta\Theta_{TO}$) bir sonraki adımdaki üst yağ sıcaklığı değişimi ilk değerine ($\Delta\Theta_{TO,i}$) eşit olur [13, 26].

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (4.6)$$

4.1.2. Yağ sıcaklığının zaman sabiti (τ_{TO})

Transformatörün yüklenmesi değiştiğinde veya cebri soğutma yoğunluğu değiştirildiğinde, sargının ve yağın sıcaklıkları bu durumu gecikme ile takip edecektir. Bu durum, yağ için bir yağ zaman sabiti ile açıklanır. Yağ zaman sabiti, transformatörün kalorimetrik ısıl kapasitesi kullanılarak (burada yağ ile temas halinde olan toplam kütle termal kapasiteyi temsil eder) hesaplanır. Bu değer genel olarak bir saatten beş saate kadar sırayla, daha kısa olanı büyük, kompakt, cebri soğutmalı transformatörler ve daha uzun olanı doğal soğutmalı transformatörler içindir [18]. IEEE yükleme kılavuzu Std. C57.91-1995'in orijinalinde adı geçen, üst yağ sıcaklığındaki değişimleri değerlendiren, zaman sabiti hesabı hatalıydı. Ancak 2002 yılında çıkartılan Standard C57.91-1995/Cor 1-2002 adındaki bir düzeltme ile bu hesaplama hatası düzeltilmiştir [26].

IEEE transformatör yüklenebilirlik kılavuzu, yağ zaman sabitini hesaplarken, transformatörün soğutma tipini göz önünde bulundurarak, transformatör bileşenlerinin ağırlıklarını kullanmayı önermektedir. Nominal yükteki yağ sıcaklığının zaman sabiti Eş. 4.7'deki gibidir.

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (4.7)$$

C termal kapasite olarak tanımlanmıştır ve transformatörün soğutma tipine göre değişken değerler almaktadır. Aşağıda ONAN ya da ONAF soğutma modunda çalışmakta olan transformatörler için verilen değerleri, transformatörün ilgili

kısımlarının kilogram cinsinden ağırlıkları ile çarparak termal kapasite hesaplanabilmektedir [13].

$$\begin{aligned}
 C = & +0,1323 \text{ (Çekirdek ağırlığı, kg)} \\
 & +0,1323 \text{ (Bakır sargıların ağırlığı, kg)} \\
 & +0,0882 \text{ (Trafo tankı ve mekanizmanın ağırlığı, kg)} \\
 & +0,3513 \text{ (Yağın ağırlığı, lt)}
 \end{aligned}
 \tag{4.8}$$

Aşağıdaki değerler ise OFAF soğutma modunda çalışan bir transformatör için geçerlidir [13].

$$\begin{aligned}
 C = & +0,1323 \text{ (Çekirdek ağırlığı, kg)} \\
 & +0,1323 \text{ (Bakır sargıların ağırlığı, kg)} \\
 & +0,1323 \text{ (Trafo tankı ve mekanizmanın ağırlığı, kg)} \\
 & +0,5099 \text{ (Yağın ağırlığı, lt)}
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Alüminyum ve bakır iletkenlerin termal kapasitansları karşılaştırıldığında; alüminyum iletkenlerin, bakır iletkenlere göre iki kat daha fazla termal kapasiteye sahip olduğu söylenebilir. Bu durumda sargıların alüminyum olması Eş. 4.8'i aşağıdaki şekilde değiştirmektedir [59].

$$\begin{aligned}
 C = & +0,1323 \text{ (Çekirdek ağırlığı, kg)} \\
 & +0,3162 \text{ (Alüminyum sargıların ağırlığı, kg)} \\
 & +0,0882 \text{ (Trafo tankı ve mekanizmanın ağırlığı, kg)} \\
 & +0,3513 \text{ (Yağın ağırlığı, lt)}
 \end{aligned}
 \tag{4.10}$$

Zaman sabiti hesabında, transformatörün yalnızca ısınan yağla temasta olan kısımlarının ağırlıkları hesaba katılmaktadır. Bazı transformatörler, yağ zaman sabiti hesabında dikkate alınmaması gereken, termal kütle ile alakası olmayan dış kabine sahip olmaktadır. Bu kısımlar ihmal edilmelidir.

Eksponansiyel ısınma denkleminin temeli, tüm transformator kütlesinin ortalama sıcaklık artışına dayanmaktadır. Bununla birlikte, üst yağ sıcaklık değişimi, termal testler süresince sıcaklık göstergeleri ya da termokupllar ile ölçülebilen bir değişkendir. Eş. 4.8 ve Eş. 4.9’da termal kapasite hesaplanırken, tankın ağırlığının üçte ikisi ve yağ sıcaklığının yaklaşık %86’sı kullanılmaktadır [13, 26].

Yağ sıcaklığının zaman sabiti Eş. 4.11’de verildiği gibi hesaplanır.

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n}} \quad (4.11)$$

4.1.3. Yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişimi ($\Delta\Theta_H$)

Sıcak nokta sıcaklığı, sargının üst kısmında bulunan ve sargı sıcaklığının ulaşabileceği maksimum sıcaklık derecesidir. Üst yağ sıcaklığı değerine göre sıcak nokta sıcaklık değişimi Eş. 4.12’deki gibidir.

$$\Delta\Theta_H = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i} \right) \left(1 - \exp^{\frac{-t}{\tau_w}} \right) + \Delta\Theta_{H,i} \quad (4.12)$$

Üst yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişim ilk değeri Eş. 4.13’teki gibidir.

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (4.13)$$

Üst yağ sıcaklığına göre sıcak nokta sıcaklık değişim son değeri Eş. 4.14’teki gibidir.

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} K_U^{2m} \quad (4.14)$$

Üst yağ sıcaklığına göre nominal sıcak nokta sıcaklık değişim değeri Eş. 4.15'te gösterilmiştir.

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \quad (4.15)$$

4.1.4. Sargı sıcaklığının zaman sabiti (τ_w)

Yağ sıcaklığının zaman sabitinde olduğu gibi, transformatörün yüklenmesi veya cebri soğutma yoğunluğu değiştirildiğinde, sargının ve yağın sıcaklıkların bu durumu gecikme ile takip etmektedir. Bu durum, sargı için bir sargı zaman sabiti ile açıklanır. Zaman sabitesi beş dakikadan 20 dakikaya kadar olup kısadır ve sargı ile yağ arasındaki sıcaklık farkı dışarı atılan kaybın nasıl değiştiğini yansıtır [18].

Sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri Eş. 4.16'daki gibi ifade edilir.

$$\tau_{TW,R} = \frac{C\Delta\Theta_{H,R}}{P_{T,R}} \quad (4.16)$$

Sargı sıcaklığının zaman sabiti transformatör üreticisi tarafından yapılan termal testler sonucu ortaya çıkan direnç soğuma eğrisinden tahmin edilebilir, ya da üretici tarafından verilen transformatörün iletken malzemelerinin kütle bilgisi kullanılarak hesaplanabilir. Sargı zaman sabitini hesaplamak için kullanılacak transformatör termal kapasitesi C'nin hesaplanmasında yalnızca sargıların ağırlığını hesaba katmaktadır. Aşağıda ONAN, ONAF ya da OFAF soğutma modunda çalışan transformatörler için verilen değerleri, transformatörün ilgili kısımlarının kilogram cinsinden kütleleri ile çarparak termal kapasite hesaplanabilmektedir [13, 26].

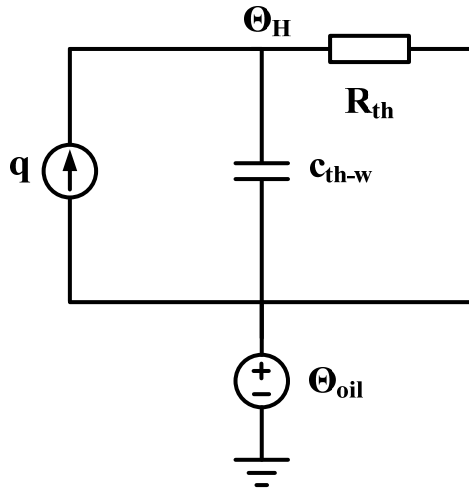
$$C = +0,1323 \text{ (Çekirdek ağırlığı, kg)} \\ +0,1323 \text{ (Bakır sargıların ağırlığı, kg)} \quad (4.17)$$

Sargılar alüminyum ise Eş. 4.17, Eş. 4.18'deki gibi değişir [59].

$$C = +0,1323 \text{ (Çekirdek ağırlığı, kg)} \\ +0,3162 \text{ (Alüminyum sargıların ağırlığı, kg)} \quad (4.18)$$

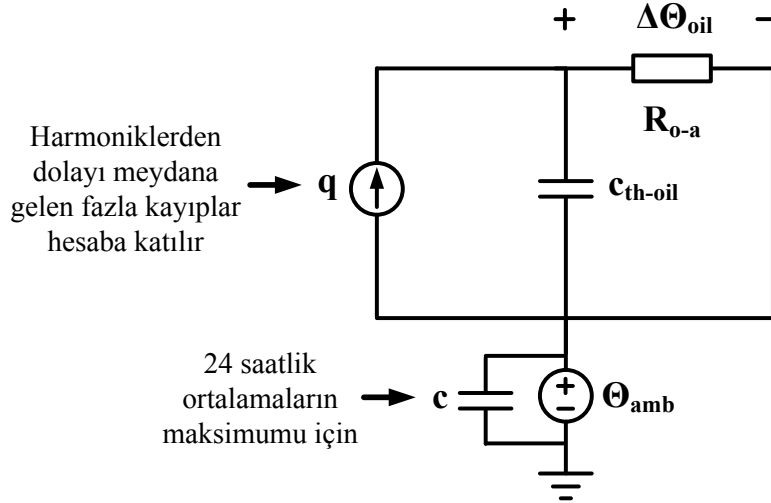
Sargı sıcaklığının zaman sabiti Eş. 4.19’da verildiği gibi hesaplanmaktadır.

$$\tau_W = \tau_{W,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{H,U}}{\Delta\Theta_{H,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{H,i}}{\Delta\Theta_{H,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{H,U}}{\Delta\Theta_{H,R}} \right)^{1/n} - \left(\frac{\Delta\Theta_{H,i}}{\Delta\Theta_{H,R}} \right)^{1/n}} \quad (4.19)$$



Şekil 4.5. IEEE C57.91-1995’e göre sıcak nokta sıcaklığı termal devresi

4.2. C57.110-2008 Standartına Göre Hesaplama Yöntemi



Şekil 4.6. IEEE C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık termal devresi

C57.110-2008 standardına göre yapılan hesaplamalarda yükün içerdiği harmonik bileşenler de hesaplamalara katılır. Dolayısı ile harmoniklerden kaynaklanan kayıplar nominal kayıplara eklenerek, transformatörün işletme anındaki yük koşullarına göre normalize edilerek hesaplamalar yapılır.

Bu kısımdan sonra C57.110-2008 standardına göre yapılan hesaplamalarda kullanılan bileşenler alt başlıklar halinde incelenmiş, daha sonra yağlı tip transformatörler için hesaplama yöntemi anlatılmıştır.

4.2.1. Harmonik kayıp faktörü

Transformatörün yükü besleyebilme kabiliyetini ifade edebilmek için tek bir sayı tanımlamak hesapları oldukça kolaylaştırır. F_{HL} , bu hesapları kolaylaştırmak için girdap akımları kaybına uygulanan, harmonik yük akımlarından kaynaklanan ve asıl ısınmaya sebebiyet veren orantısallık faktörüdür [28].

Sargı girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü (F_{HL})

F_{HL} ile gösterilen sargı girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü, harmoniklerden kaynaklanan toplam sargı girdap akımları kaybının (P_{EC}), hiç harmonik olmadığı durumda, güç frekansındaki sargı girdap akımları kaybına (P_{EC-O}) oranıdır [28]. Eş. 4.20'deki gibi ifade edilir;

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad (4.20)$$

Eş. 4.20, F_{HL} değerinin, yükün harmonik bileşenlerinin gerçek rms değerleri cinsinden hesaplanmasını sağlar. Piyasada kullanılan güç analizörleri ya da harmonik analizörleri, hesaplamaları toplam rms akımına ya da harmonik ana bileşenine oranlanmış bir şekilde ifade ederler. Bu durumda Eş. 4.20'yi de bu şekilde ifade etmek gerekirse Eş. 4.21 ve Eş. 4.22'deki eşitlikler oluşur [28].

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2} \quad (4.21)$$

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (4.22)$$

İlave girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü (F_{HL-STR})

İlave girdap akımları (F_{HL-STR}) sebebiyle ortaya çıkan ısınma, soğutma havası ile bertaraf edildiğinden kuru tip transformatörler için dikkate alınmamaktadır. Bununla

birlikte bu kayıplar soğutma yağının fazladan ısınmasına sebep olduğu için yağlı tip transformatörlerde önemli bir etkiye sahip olabilmektedir. Sargı girdap akımları için kayıp faktörüne benzer bir ilişki, ilave girdap akımları kaybı için de var olup benzer bir şekilde formüller uyarlanmaktadır. Ancak baralardaki, bağlantı noktalarındaki ve yapısal parçalardaki girdap akımları kaybı yük akımının karesi ile orantılı iken, harmonik frekansının 0,8inci kuvveti ile orantılıdır [28].

F_{HL-STR} ’nin rms akımına ve rms ana bileşen akımına normalize edilmiş formülleri Eş. 4.23 ve Eş. 4.24’te gösterildiği gibidir [28].

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2} \quad (4.23)$$

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_l} \right)^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_l} \right)^2} \quad (4.24)$$

Harmonik kayıp faktörü ile k-faktörü arasındaki ilişki

K-faktörü transformatörlere isteğe bağlı olarak uygulanan ve transformatörün sinüzoidal olmayan akımlara sahip yüklerle çalışabilme uygunluk derecesini gösteren değişkendir [28].

$$K - \text{faktörü} = \sum_{h=1}^{\infty} I_h (\text{pu})^2 h^2 \quad (4.25)$$

F_{HL} bu hesapları kolaylaştırmak için girdap akımları kaybına uygulanan, harmonik yük akımlarından kaynaklanan ve asıl ısınmaya sebebiyet veren orantısallık faktörüdür.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h \max} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h \max} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (4.26)$$

Eş. 4.26’da verilen harmonik kayıp faktöründeki I_1 değeri sabittir ve her iki tarafta bu değere bölünerek, I_1 değeri Eş. 4.27’de olduğu gibi sadeleştirilebilir.

$$F_{HL} = \frac{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 h^2}{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2} = \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 h^2 = \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 \quad (4.27)$$

F_{HL} , k-faktörüne benzer ama tam olarak aynı değildir. K-faktörü daha çok harmonik etkisinin toplamı cinsinden ifadesi sayılabilirken, F_{HL} orantısallık faktörüdür. F_{HL} harmonik akım dağılımının bir fonksiyonudur, fakat akımın büyüklük olarak değerine bağlı değildir. K-faktörü ise hem harmonik akım dağılımına hem de akımın büyüklük değerine bağımlı bir değerdir. Kullanımda olan bir transformatörde ölçümü yapılan akım harmoniklerinden hesaplanan F_{HL} ve k-faktörünün sayısal değerleri aynı değildir [28].

K-faktörü ile F_{HL} arasındaki ilişkiyi Eş. 4.28 göstermektedir [28].

$$K - \text{faktörü} = \left[\frac{\sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2}{I_R^2} \right] F_{HL} \quad (4.28)$$

Toplam harmonik bozulma oranı (THD)

Harmonik büyüklüklerin sınırlandırmasını amaçlayan standartlarda çok kullanılan toplam harmonik bozulma oranı gerilim ve akım için sırasıyla;

$$THD_V = \%100 \times \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (4.29)$$

$$THD_I = \%100 \times \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (4.30)$$

ifadelerinden yararlanılarak bulunur. Görüldüğü gibi THD, harmonik bileşenlerin efektif değerlerinin temel bileşen efektif değerine oranıdır ve genellikle yüzde olarak ifade edilir. Bu değer, harmonikleri içeren periyodik dalga şeklinin tam bir sinüs dalga şeklinden sapmasının tespit edilmesinde kullanılır. Sadece temel frekanstan oluşan tam bir sinüs dalga şekli için THD sıfırdır.

Toplam talep bozulma oranı (TDD)

Toplam talep bozulma oranı, yüke ait bir değer olup aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$TDD = \%100 \times \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_L} \quad (4.31)$$

Burada I_L yük tarafından besleme sisteminin, ortak bağlantı noktasından çekilen temel frekanslı akım değerlerinin, belli bir ölçüm süresi boyunca 15 dakikalık ortalamalarının maksimum değeridir.

4.2.2. Yağlı tip transformatörler için hesaplama yöntemi

Hesaplamaları doğru bir şekilde yapabilmek için transformatör üreticisinin sertifikalı test raporlarından yararlanılır. Transformatöre ait bütün nominal kayıp verileri en doğru şekilde bilinmelidir. Ancak transformatör üreticileri girdap akımları kaybı ile ilgili herhangi bir test yapmamaktadır. Bu kayıp verilerini hesaplayabilmek için IEEE Std. C57.110-2008 standardı aşağıdaki denklemleri kullanmayı önermektedir.

$$P_{TSL-R} = P_{LL} - K \left[(I_{1-R})^2 \times R_1 + (I_{2-R})^2 \times R_2 \right] \quad (4.32)$$

Eş. 4.32'deki R_1 ve R_2 dirençleri transformatörün YG ve AG tarafının bağlantı tipine göre hesaplanır.

$$R_1 \begin{cases} R_{ort}(YG) \times \frac{2}{3} & (Y \text{ sargıda}) \\ R_{ort}(YG) \times \frac{2}{9} & (\Delta \text{ sargıda}) \end{cases} \quad (4.33)$$

$$R_2 \begin{cases} r_{ort}(AG) \times \frac{2}{3} & (Y \text{ sargıda}) \\ r_{ort}(AG) \times \frac{2}{9} & (\Delta \text{ sargıda}) \end{cases} \quad (4.34)$$

$$P_{EC-R} = 0,33 \times P_{TSL-R} \quad (4.35)$$

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \quad (4.36)$$

P_{TSL-R} , P_{EC-R} ve P_{OSL-R} değerleri elde edilerek Çizelge 4.2 oluşturulur.

Çizelge 4.2. Nominal kayıp verileri

Kayıp Türü	Nominal Kayıp (W)
Transformatör Boşta Kaybı (P_{NL})	α
I^2R Kaybı	β
Sargı Girdap Akımları Kaybı (P_{EC})	γ
İlave Girdap Akımları Kaybı (P_{OSL})	λ
Toplam Kayıp (P_{TL})	P_{TL} $= \alpha + \beta + \gamma + \lambda$

Çizelge 4.2'deki α , β , γ ve λ değerleri hesaplanan kayıp verilerini sembolize etmektedir. P_{TL} bu değerlerin toplamından oluşan toplam kayıp değeridir. Bu kayıp değerleri nominal değerlerdir. Ancak transformatörün normal işletme koşullarında ölçüm yapılırken sürekli olarak nominal değerlerde çalışması beklenen bir durum değildir. Bu sebeple nominal kayıp verileri transformatörün çalıştığı işletme koşullarına göre normalize edilmelidir. IEEE Std. C57.110-2008 bahsi geçen normalizasyonu yapmak için akımın gerçek değerlerini dikkate alan Eş. 4.37'nin kullanılmasını önermektedir [28].

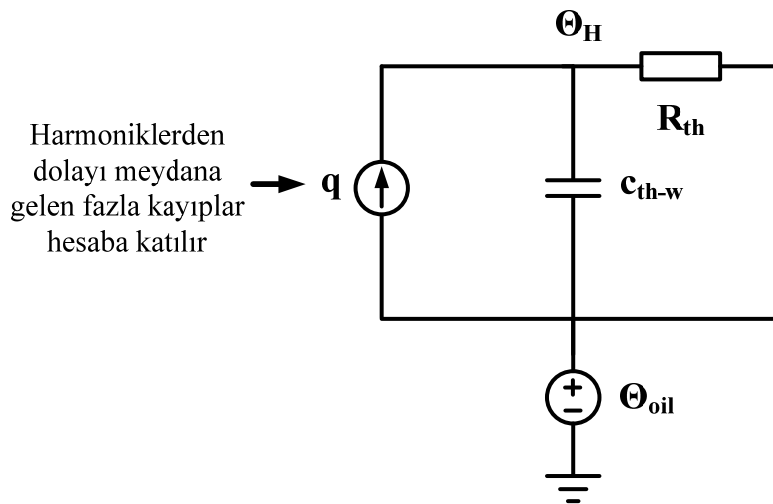
$$P_{LL}(pu) = \left(\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_l} \right)^2 \right) \times \left(\frac{I}{I_{rated}} \right)^2 \quad (4.37)$$

Eş. 4.37'yi kullanarak kayıp verilerinin yük durumuna göre normalize edilmiş değerleri Çizelge 4.3'te verilmiştir.

Çizelge 4.3. Yük durumuna göre normalize edilmiş kayıp verileri

Kayıp Türü	Nominal Kayıp (W)	Yüke göre Kayıp (W)
Transformatör Boşta Kaybı (P_{NL})	α	α
I^2R Kaybı	β	β' $= \beta \times P_{LL(pu)}$
Sargı Girdap Akımları Kaybı (P_{EC})	γ	γ' $= \gamma \times P_{LL(pu)}$
İlave Girdap Akımları Kaybı (P_{OSL})	λ	λ' $= \lambda \times P_{LL(pu)}$
Toplam Kayıp (P_{TL})	P_{TL} $= \alpha + \beta + \gamma + \lambda$	P_{TL}' $= \alpha + \beta' + \gamma' + \lambda'$

Yapılan ölçümler neticesinde, akımların harmonik analizi yapılarak harmonik kayıp faktörleri (F_{HL} ve F_{HL-STR}) hesaplanır. Elde edilen kayıp faktörü değerleri, kayıp verileri tablosunda ilgili kısımlara çarpan olarak katılıp transformatör kayıplarının harmonik durumuna göre normalize edilmiş verilerini ortaya çıkarır (Çizelge 4.4).



Şekil 4.7. IEEE C57.110-2008'e göre sıcak nokta sıcaklığı termal devresi

Çizelge 4.4. Harmonik durumuna göre normalize edilmiş kayıp verileri

Kayıp Türü	Nominal Kayıp (W)	Yüke göre Kayıp (W)	Düzeltilmiş Kayıp (W)
Transformatör Boşta Kaybı (P_{NL})	α	α	α
I²R Kaybı	β	β' $= \beta \times P_{LL}$	β' $= P_{LL}'$
Sargı Girdap Akımları Kaybı (P_{EC})	γ	γ' $= \gamma \times P_{LL}$	γ'' $= P_{EC}''$ $= \gamma' \times F_{HL}$
İlave Girdap Akımları Kaybı (P_{OSL})	λ	λ' $= \lambda \times P_{LL}$	λ'' $= P_{OSL}''$ $= \lambda' \times F_{HL-STR}$
Toplam Kayıp (P_{TL})	P_{TL} $= \alpha + \beta + \gamma + \lambda$	P_{TL}' $= \alpha + \beta' + \gamma' + \lambda'$	P_{TL}'' $= \alpha + \beta' + \gamma'' + \lambda''$

Sonuçta elde edilen tablodan üst yağ sıcaklık artış değeri (Θ_{TO}) Eş. 4.38'e göre hesaplanabilir. Eş. 4.39, Eş. 4.40 ve Eş. 4.41 kullanılarak sargı sıcaklık değeri elde edilir.

$$\Theta_{TO} = \Delta\Theta_{TO-R} \times \left(\frac{P_{TL}''}{P_{TL}} \right)^n + \Theta_A \quad (4.38)$$

$$I_{2-R}^2 R = 1,5 \times I_{base(AG)}^2 \times R_2 \quad (4.39)$$

$$I_2^2 R = I_{2-R}^2 R \times P_{LL} (pu) \quad (4.40)$$

$$\Theta_g = (\Delta\Theta_{H,R} - \Delta\Theta_{TO,R}) \times \left(\frac{I_2^2 R + P_{EC}'' \times 2,4}{(K \times I_{2-R}^2 \times R_2) + P_{EC} \times 2,4} \right)^{0,8} \quad (4.41)$$

5. ÖLÇÜM SİSTEMİ

Bu çalışmada yapılan ölçümler TÜBİTAK'a ait olan, 2006-2010 yılları arasında gerçekleşen Güç Kalitesi Milli Projesi kapsamında geliştirilen mobil ölçüm sistemi kullanılarak yapılmıştır. Ölçüm sistemi için geliştirilen yazılım özgün olup sistem donanımında bir adet kişisel bilgisayar, bir adet kesintisiz güç kaynağı, bir adet NI SC2040 örnekleme & tutma kartı, bir adet NI DAQ6036E veri toplama kartı, bir adet rezistif gerilim bölücü kartı, üç adet CTF-5A akım trafosu (clamp tipi), bir adet ortam sıcaklık sensörü, bir adet üst yağ sıcaklık sensörü ve sensörler için sinyal çeviriciler kullanılmıştır.

Bahsi geçen ölçüm sistemi kullanılarak, TEİAŞ'a ait Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nde 15'er günlük sürelerle, iki adet güç transformatöründe ölçümler yapılmıştır. Yapılan ölçümler sırasında mobil ölçüm sisteminin veri kaydı yapan yazılımı modernize edilmiş, işlenmiş veri kaydı yerine ham veri kaydı yapması sağlanmıştır. Ölçüm sistemi akım ve gerilim bilgilerini (kanal başına 6400 örnek/saniye) güç transformatörünün sekonder taraflarından almıştır. Ölçüm sistemi IEC 61000-4-30 /class B sınıfına göre ham veri kaydı yapmıştır. Daha sonra bu ham veriler IEC 61000-4-7/class B ve IEC 61000-4-15 class B ve IEEE Std. 519 kullanılarak güç kalitesi parametreleri ışığında Matlab ortamında işlenmiştir. İşlenen veriler sonucunda ilgili IEEE standartları doğrultusunda kayıp ve sıcaklık verileri tahmin edilmeye çalışılmıştır [6, 7, 8, 27, 60, 61].



Resim 5.1. Mobil ölçüm sistemi

sistemine kadar getirilip bağlantıları yapılmıştır. Kumanda binasının dışında yer alan güç trafolarına yerleştirilen üst yağ sıcaklık sensörlerine ve ortam sıcaklığı sensörlerine ait bilgiler de, bulunduğu yerde bir sinyal dönüştürücüsü kullanılarak, ölçüm sisteminin yanına kadar getirilip bağlantıları yapılmıştır. Ölçüm sisteminde 220V AC ile çalışan kişisel bilgisayar ve sensörlerin sinyal dönüştürücüsü, olası bir elektrik kesintisine karşı önlem olarak bir kesintisiz güç kaynağı ile beslenmiştir.

Ölçüm sistemi kurulduktan sonra iki gün boyunca test verisi kayıt edilmiş, herhangi bir hata olup olmadığı bu test verileri incelendikten sonra uzun süreli ölçümlere geçilmiştir. Ham veri kaydı yapılırken saniyede alınan 6400 örnek ardı arkasına eklenerek birer dakikalık dosyalar oluşturulmuştur. Her bir dosya hard diskte yaklaşık altı MB'lık yer kapladığından, her bir ölçüm noktası için 15'er günlük ölçümler yaklaşık 130 GB yer kaplamıştır. Dolayısı ile kişisel bilgisayarın hard disk 1TB olarak seçilmiştir.

Labview programı kullanılarak alınan ölçümler Matlab'da m-file uzantısında yazılan kodlar aracılığıyla kişisel bilgisayar RAM belleğinin yetersiz kalması sebebi ile parçalara bölünerek işlenmiş daha sonra da bu parçalar birleştirilmiştir.

Verilerin işlenmesi sırasında konvansiyonel akım ve gerilim transformatörü dönüştürme oranları ile sıcaklık sensörlerinin ilgili katsayıları m-file içerisinde uygun yerlere yazılarak gerçek değerlerin elde edilmesi sağlanmıştır. Veriler standartlarda önerilen şekilde ortalamalar aldırılarak işlenmiş, sonuçta ölçümü yapılan değişkenlerin 10'ar dakikalık ortalama değerleri elde edilmiştir.

5.1. Donanım

Donanım olarak; National Instruments Labview programı kurulu olan bir adet kişisel bilgisayar, verileri kaydedip hard diskinde muhafaza etmek için kullanılmıştır.

Ölçümler sırasında olası muhtemel enerji kesintilerinde, bilgisayarın ve sinyal dönüştürücülerin enerjisiz kalıp veri kaybı oluşmasını engellemek için bir adet kesintisiz güç kaynağı kullanılmıştır.

National Instruments'a ait SC2040 kartı, analog gerilim (mV, V) sinyallerini, üzerinde bulunan sekiz kanal sayesinde, kendi içerisinde eşzamanlı olarak örnekleyebilen, giriş gerilim aralığı $\pm 0,05$ V ile ± 10 V aralığında olan örnekleme&tutma kartıdır. Bu kart akım ve gerilim bilgileri ile ortam ve üst yağ sıcaklıklarından örnekler alabilmek için kullanılmıştır.

DAQCard-6036E, SC2040 ile bilgisayar arasındaki analog / dijital sinyal dönüştürme işlemini yapan karttır. PCMCIA yuvasına yerleştirilen DAQCard SC2040'ın çıkışından aldığı analog sinyalleri 16 bit çözünürlükte, kanal başına saniyede 6400 kez örnekleyebilme kapasitesine sahiptir [62].

Gerilim bilgisini alabilmek için gerilim bölücü kart kullanılmıştır. SC2040 giriş gerilim aralığı ± 0.05 ile ± 10 V aralığında olduğu için konvansiyonel gerilim trafosu ölçüm sekonderi bilgisi olan 34,5 kV / 100 V değerini 10 V'un altına indirmek gerekmektedir. Bu sebeple rezistif bir gerilim bölücü kart tasarlanmıştır.

Akım bilgilerini alabilmek için manyetik devresi açılabilir kablo tipi akım klempleri kullanılmıştır. Bu klempler, çalışmakta olan tesislerde enerjinin kesilip herhangi bir iletkenin sökülmesine gerek kalmadan sisteme monte edilebilirler. Özellikle manyetik geçirgenliği yüksek hassas nüveler ile kaçak akım ölçümleri gibi çeşitli özel uygulamalarda kullanılabilirler. Çevirme oranı 3000/1 olan klemp ölçüm yapılacak noktanın konvansiyonel akım trafosu ölçüm sekonderine bağlanmıştır. Klemp çıkış akımını gerilime çevirmek için 100 Ω 'luk direnç üzerinden sonlandırma yapılıp SC2040 kanallarına bağlantı gerçekleştirilmiştir [63].

Sıcaklık ölçümlerinde rezistans termometreler kullanılmıştır. Bu komponentler özellikle hassas ölçüm alınmak istenilen düşük sıcaklıklarda, termokupllara tercih edilirler. Rezistans termometre, iletken bir telin direnç değerinin sıcaklıkla

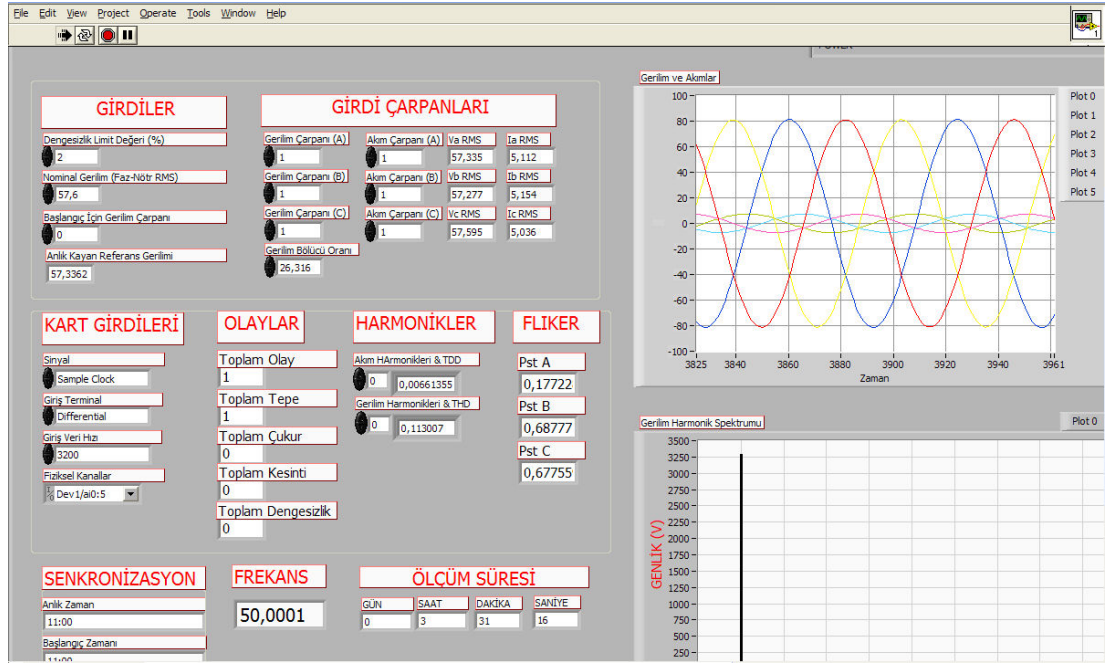
değişmesinden istifade ederek ölçüm yapan bir sıcaklık algılayıcısıdır. Değeri sıcaklıkla değişen bu direnç, sıcaklığı ölçülmek istenilen ortama daldırılır ve üzerinden sabit akım geçirilir. Sıcaklığın değişimi ile direncin ohm değeri değişir ve üzerinden geçen sabit akımla değişken bir gerilim elde edilir.

Rezistif termometrenin değişken direncinin üzerinden geçmesi gereken sabit akımı sağlamak için sinyal dönüştürücüler kullanılmıştır.

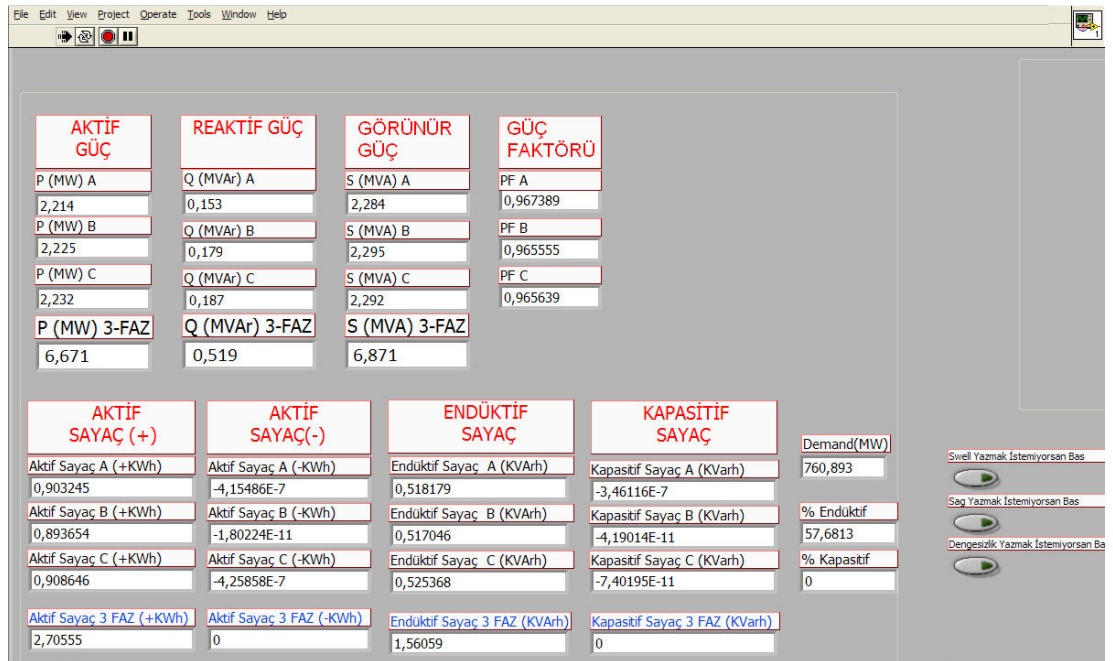
DAQCard-6036E ve SC2040 örnekleme&tutma kartının birbiriyle haberleşerek sağlıklı bir şekilde veri kaydı yapabilmesi için NI Labview programı kullanılmıştır [64].

Programın kullanıcı ara yüzü Resim 5.2. ve Resim 5.3.'te gösterilmektedir. Akım ve gerilim bilgilerinin doğru faz sıraları ile alınıp alınmadığını kontrol edebilmek için sinüzoidal dalga şekilleri kullanıcı arayüzünde görülebilmektedir.

Kayıt edilen ham verileri işleyip grafiklerini çıkartmak için Matlab programı kullanılmıştır [65].



Resim 5.2. Veri kaydı yapan programın kullanıcı ara yüzü akım gerilim değerleri



Resim 5.3. Veri kaydı yapan programın kullanıcı ara yüzü güç değerleri

6. ÖLÇÜM SONUÇLARI

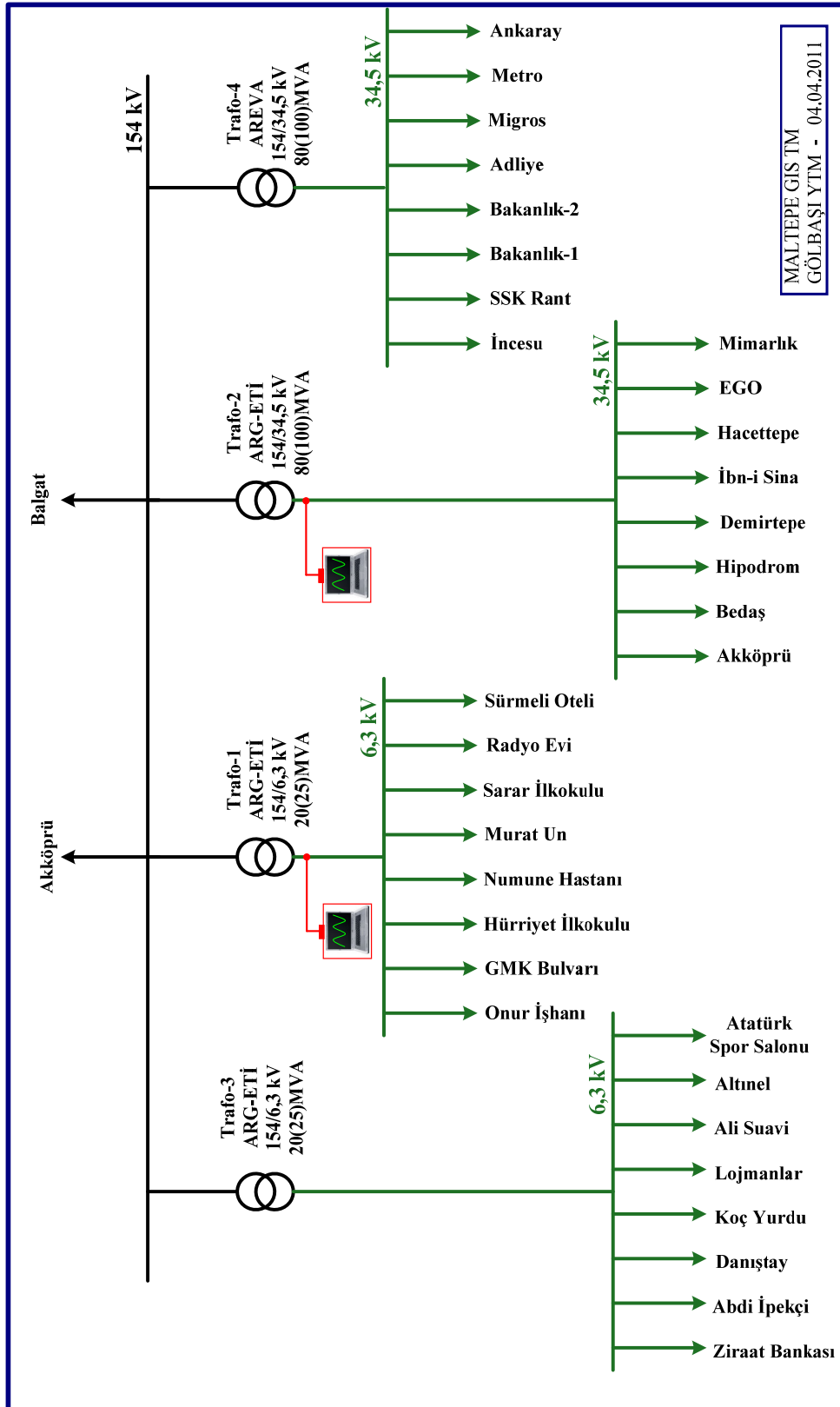
Beşinci bölümde anlatılan ölçüm sistemi (Bkz. Resim 5.1) ile TEİAŞ'a ait olan Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nde 15'er günlük periyotlarla 20(25) MVA'lık ONAN(ONAF) 154/6,3 kV Transformatör-1 Sekonder tarafında ve 80(100) MVA'lık ONAN(ONAF) 154/34,5 kV Transformatör-2 Sekonder tarafında ölçümler yapılmıştır.



Resim 6.1. Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nden bir görünüm

Ölçüm noktası olarak transformatörün sekonder tarafı seçilmesinin sebebi; primer tarafında konvansiyonel akım trafosu ölçüm sekonderi bulunmayıp sekonder tarafta bulunmasıdır.

Akım transformatörlerinde hatanın belirli sınırlar içinde kaldığını açıklayan hata sınıfı terimi, akım transformatörünün primer anma akımı ve anma yükünde, yüzde olarak akım yanlışlığının üst sınırına eşit olan, sınıf indisi olarak ifade edilir. Hata sınıfı akım transformatörlerinin ölçüm sekonderlerinde, koruma sekonderlerine oranla daha düşüktür. Başka bir deyişle ölçüm sekonderi daha az hata ile ölçüm yapmaktadır. Bu yüzden ölçüm noktası olarak, transformatör-1 ve transformatör-2'nin sekonder noktaları seçilmiştir. Ölçüm yapılan noktalar Maltepe GIS TM tek hat şemasında işaretlenmiştir (Şekil 6.1).



Şekil 6.1. Maltepe GIS Transformatör Merkezi tek hat şeması

6.1. 154/6,3 kV Transformatör-1 Sekonder

Bu bölümde TEİAŞ Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nde transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında, 13 Mart 2011 – 04 Nisan 2011 tarihleri arasında 15 gün süreyle kesintisiz olarak yapılan ölçümlere ait değişim grafikleri, sonuç ve değerlendirmeler bulunmaktadır.

Transformatör-1 sekonderi ölçüm noktasında IEEE 519-1992, IEC 61000-4-7, 61000-4-15 ve 61000-4-30 standartlarında belirtilen zaman periyotlarına ve güç kalitesi parametrelerinin tanımlamalarına uygun olarak hafta içi / hafta sonu, gündüz / gece ve puant zamanlarına ilişkin veri alınmıştır.

Maltepe GIS TM'de yapılan ölçümde 3 faz gerilim ve 3 faz akım her bir elektriksel büyüklük için 6400 örnek/saniye örnekleme hızında örneklenerek, kişisel bilgisayarda yüklü bulunan Labview tabanlı gerçek zamanlı ölçüm yazılımı ile kayıt edilmiştir.



Resim 6.2. Maltepe GIS transformatör merkezi 25 MVA transformatör-1

Kayıt edilen değerler daha sonra Matlab tabanlı yazılım ile işlenmiş, güç kalitesi parametrelerine ilişkin, aktif, reaktif ve görünür güçler hesaplanmış, harmonik analizi yapılmış ve standartlarda önerilen yöntemler çerçevesinde üst yağ sıcaklığı ile sıcak nokta sıcaklıkları hesaplanmıştır. Üst yağ sıcaklık değeri ile ilgili aynı zamanda ölçüm verilerine de sahip olduğu için, hesaplanan değerlerle ölçülen değerler grafikler üzerinde karşılaştırılmıştır.

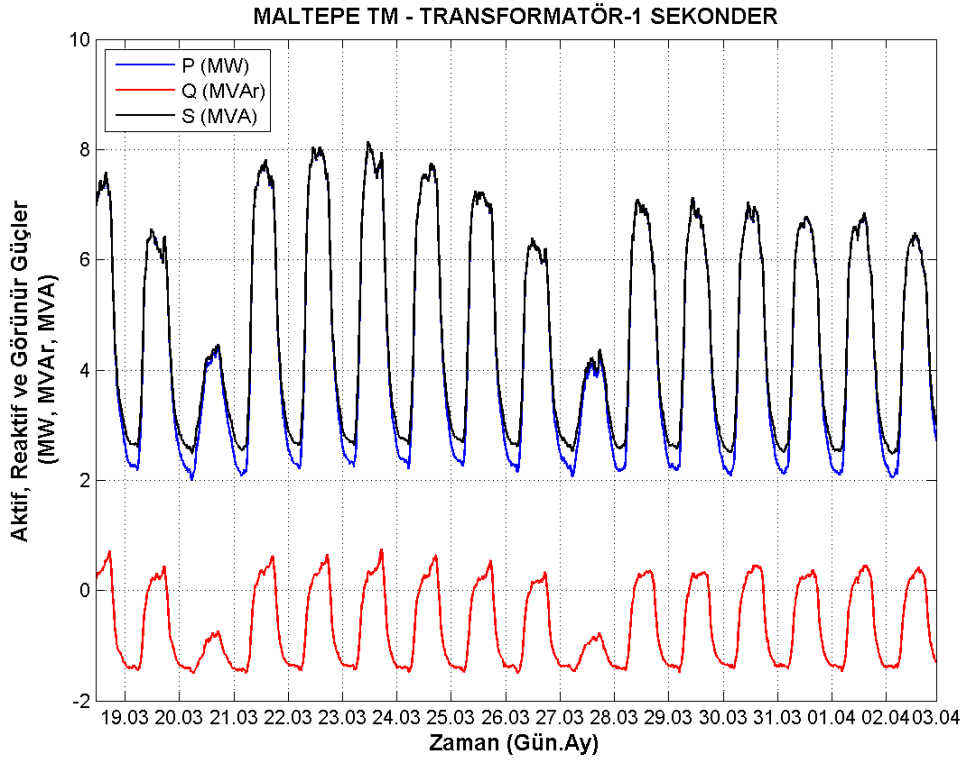
Transformatör-1'e ait test raporu ve transformatör etiket değerleri Çizelge 6.1'deki gibidir.

Çizelge 6.1. Transformatör-1 test raporu verileri ve etiket değerleri

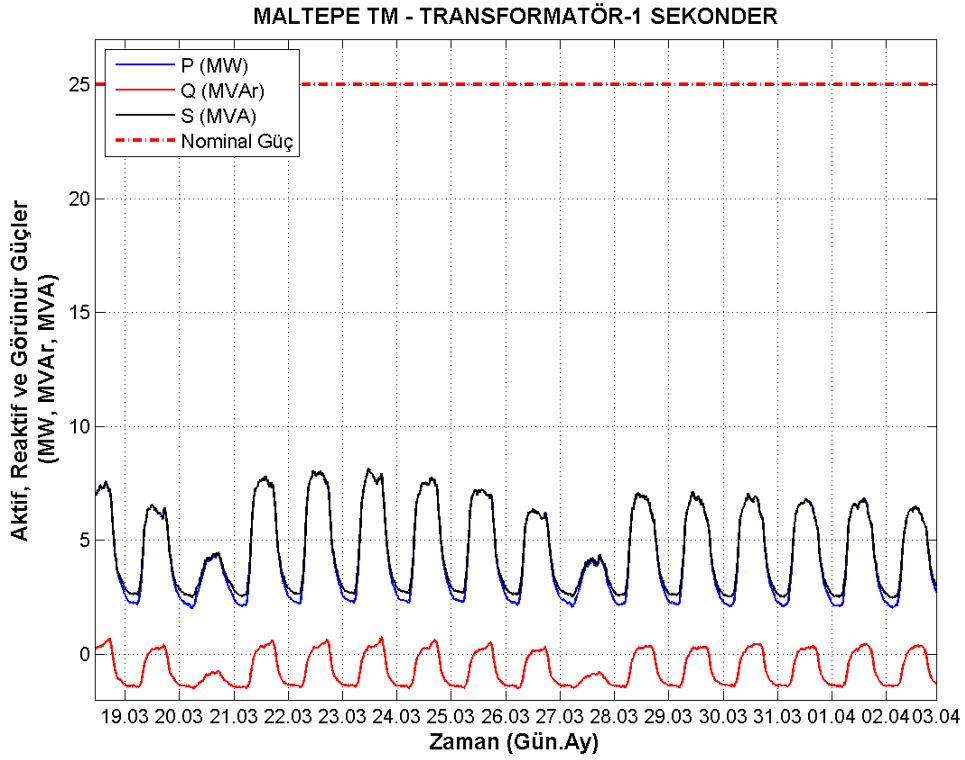
Parametre	Değer
Gerilim Seviyesi (YG)	154000 V
Gerilim Seviyesi (AG)	6300 V
Primer Bağlantı Tipi	Y
Sekonder Bağlantı Tipi	Δ
Markası	AEG-ETİ
Nominal Kapasite	20 (25) MVA
Transformatör Boşta Kayıpları	13 805 watt
Transformatör Yük Kayıpları	98 758 watt
R_{ort} YG (18 °C)	2,138 ohm
r_{ort} AG (18 °C)	0,005566 ohm
I_{1-R} (YG)	93,7 A
I_{2-R} (AG)	2 291 A

Yapılan 15 günlük ölçümler neticesinde transformatör-1'in güç değişimleri Şekil 6.2'deki gibi gözlemlenmiştir. Transformatör-1 20 MVA'lık (ONAF soğutma modunda 25 MVA) bir transformatördür ve Şekil 6.2'den de görülebileceği gibi ölçüm süresi boyunca nominal çalışma yükünün ortalama %30'u kadar yüklenmiştir. Bu durum Şekil 6.3'ten daha net anlaşılmaktadır.

Şekil 6.3'te kırmızı ile çizilen çizgi transformatörün nominal çalışma gücü olan 25 MVA değerini göstermektedir.



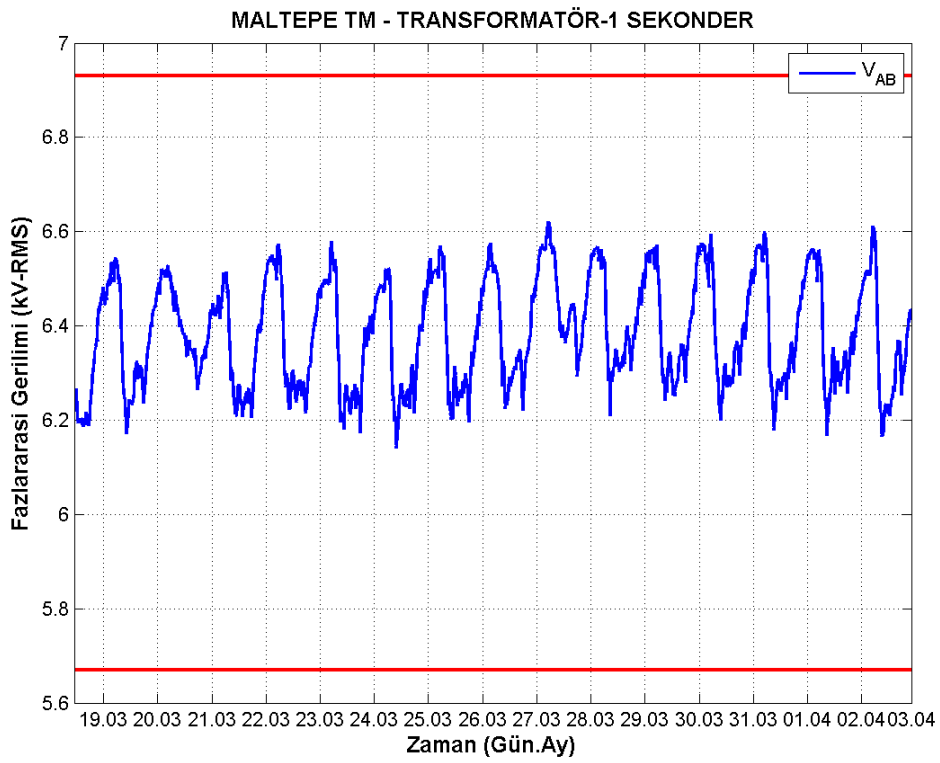
Şekil 6.2. Transformatör-1 aktif, reaktif ve görünür güç değişimleri



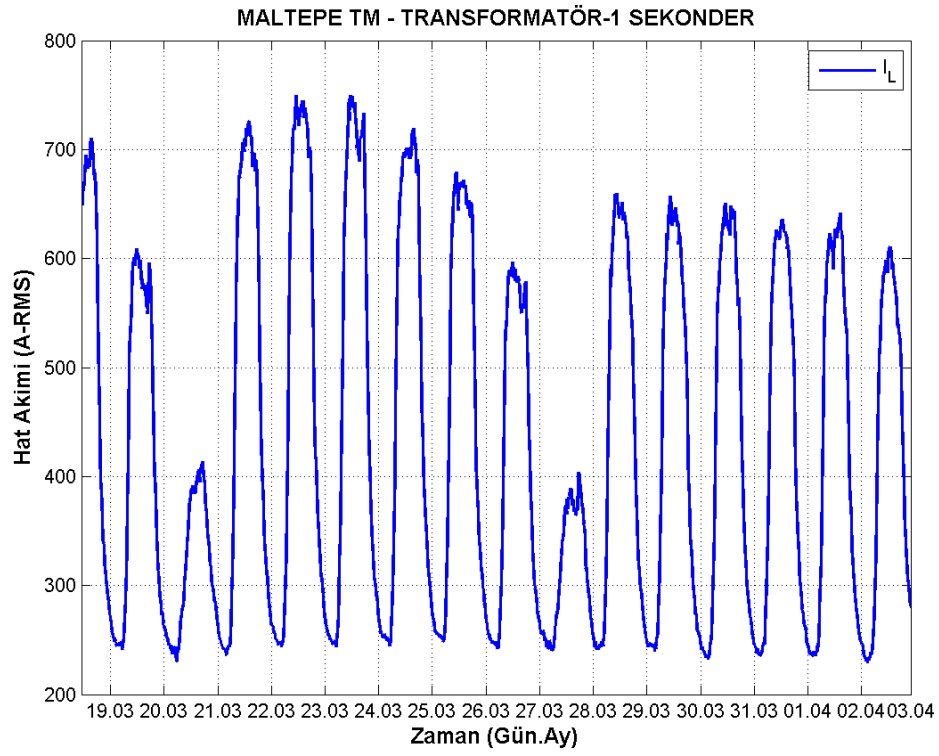
Şekil 6.3. Transformatör-1 nominal güce göre güç değişimleri

Şekil 6.4, 154 / 6,3 kV transformatör-1 sekonder ölçüm noktasına ait fazlar arası gerilim değişimi grafiğidir. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişim aralığı $\pm\%10$ 'dur [67]. Gerilim değişim grafiğinden görüldüğü üzere, ölçüm süresi boyunca limit değerler arasında seyretmiştir.

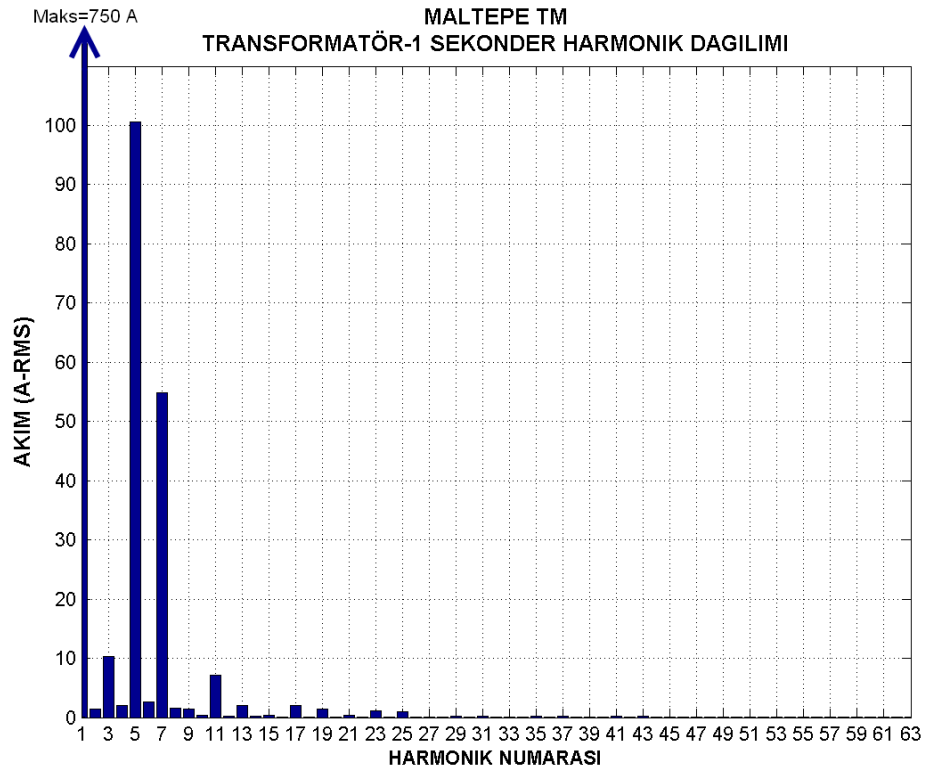
Şekil 6.5, akım değişimleri grafiğidir ve 2500 / 5 Amper konvansiyonel akım trafosu ölçüm sekonderi tarafından bilgiler alınıp uygun katsayılarla çarpılarak çizdirilmiştir. Elde edilen değerlerle harmonik analizi yapılmış ve bu analizler sonucu elde edilen harmonik dağılımı grafikleri amper-rms olarak Şekil 6.6 ve Şekil 6.7'de bar grafik şeklinde gösterilmiştir.



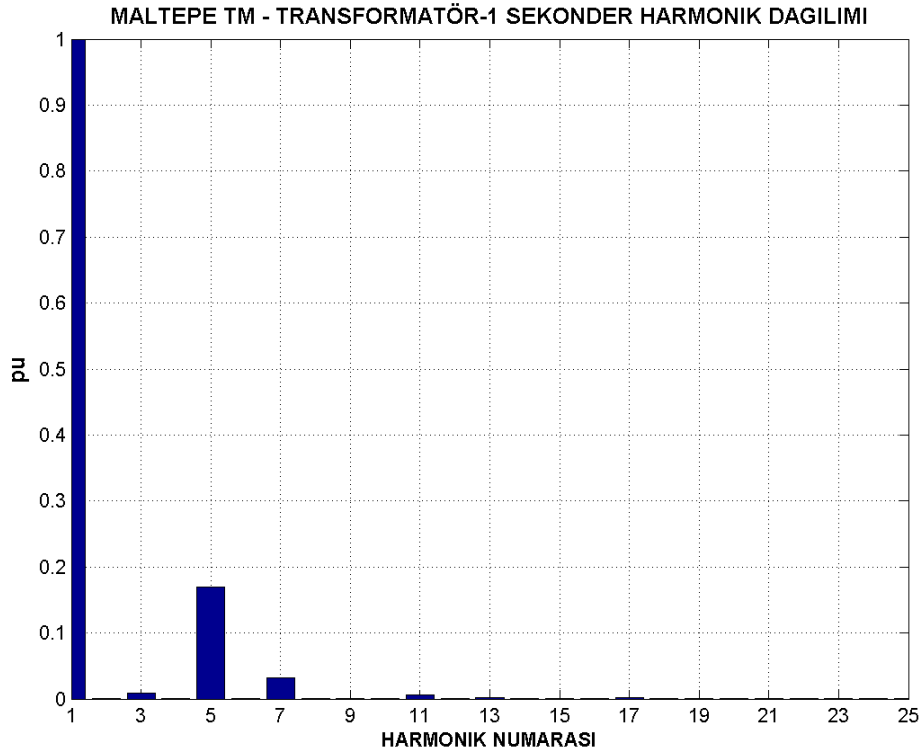
Şekil 6.4. Transformatör-1 sekonder tarafı gerilim değişimi



Şekil 6.5. Transformör-1 sekonder tarafı akım değişimi



Şekil 6.6. Transformör-1 sekonder akım harmonik dağılımı (A-rms)

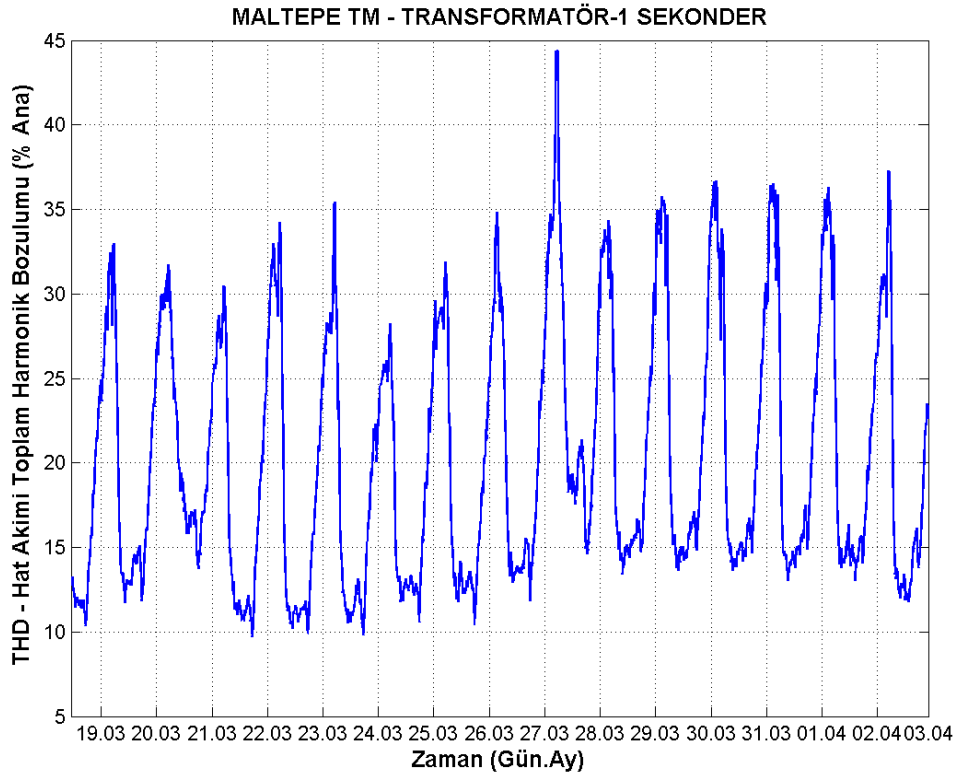


Şekil 6.7. Transformatör-1 sekonder akım harmonik dağılımı (per-unit)

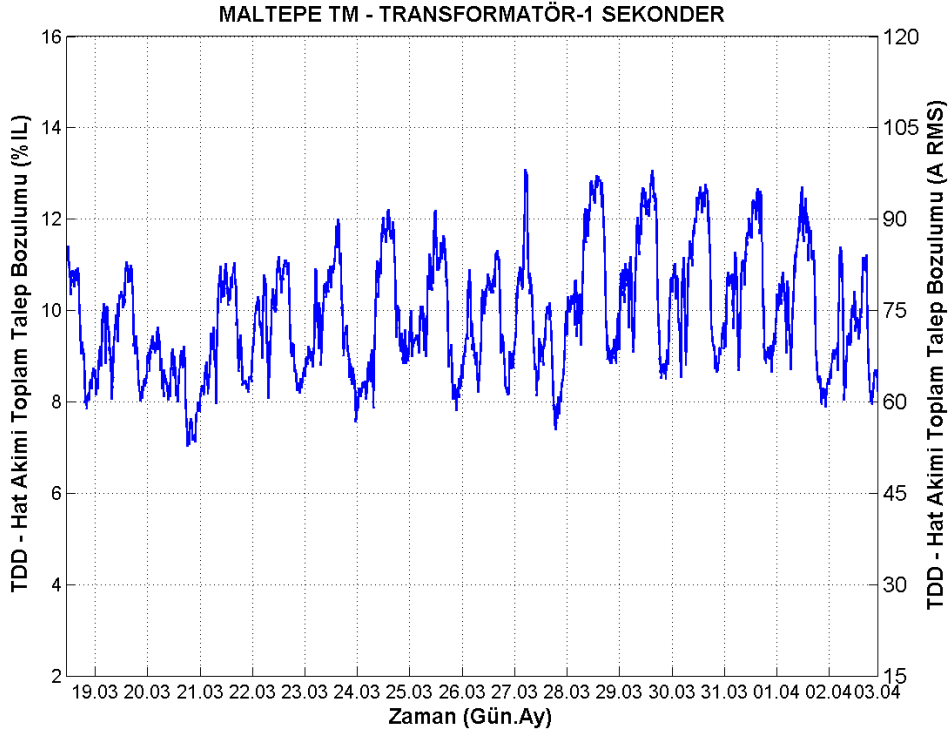
Transformatör-1 sekonder ölçüm noktasına ait akım harmoniklerinin 15 günlük ölçüm süresi boyunca Amper rms cinsinden aldıkları maksimum değerler Şekil 6.6'da gösterilmektedir.

Harmonikleri ana bileşene göre normalize ederek değerlendirmek daha anlamlı olacağı için Şekil 6.7 oluşturulmuştur. Burada tüm ölçüm süresi boyunca hesaplanan harmoniklerin, ana bileşene oranlarının ortalama değerleri pu cinsinden gösterilmektedir. Şekile göre transformatör-1 sekonder tarafına ait harmoniklerin per-unit sistemindeki değerlerinin; 3. ve 11. harmonik için 0,01 pu, 5. harmonik için 0,17 pu ve 7. harmonik için 0,03 pu olduğu görülmektedir.

Transformatör-1 sekondere ait hat akımı toplam harmonik bozulumu (THD) değişimi Şekil 6.8'de gösterilmektedir. Grafiğin soldaki eksenini toplam harmonik bozulumu değerini ana bileşenin yüzdesi cinsinden derecelendirmektedir.



Şekil 6.8. Transformatör-1 sekonder hat akımı toplam harmonik bozulumu



Şekil 6.9. Transformatör-1 sekonder hat akımı toplam talep bozulumu (% I_L , A-rms)

Hat akımı toplam akım bozulum oranı (TDD) değişimi ise Şekil 6.9’da gösterilmektedir. Akım harmonikleri ve TDD değerlendirilirken, ölçüm yapılan noktadaki I_k / I_L oranı kullanılır [67].

I_k ortak kuplaj noktasındaki maksimum sistem kısa devre akımı, I_L ortak kuplaj noktasındaki yük akımının 15 dakikalık ortalamalarının en büyük değeri şeklinde tanımlanır.

Şekil 6.9’da soldaki eksen TDD değerinin I_L ’e oranını yüzde cinsinden verirken, sağdaki eksen bunların karşılığı olan amper rms cinsinden değerler gösterilmektedir.

I_k / I_L ’den elde edilen değer [67]’de verilen kabul edilebilir akım harmonik limitleri tablosuna göre değerlendirilir. İlgili tablo Ekler kısmında verilmiştir. Maksimum I_L değerinin yaklaşık 750 Amper olduğu Şekil 6.5’ten görülmektedir. I_k değeri için ise TEİAŞ’tan alınan minimum yük koşulları kısa devre akımları listesi kullanılmıştır. Bu listede TEİAŞ transformatör merkezlerindeki çok yüksek gerilim ve yüksek gerilim tarafları için I_k değerleri verilmiştir. Transformatör-1’in etiket bilgileri kullanılarak ölçüm noktası için kısa devre akımı hesaplanmıştır. Transformatör-1 sekonder için limit değer %5’tir ve Şekil 6.9’dan görülebileceği üzere bu değer yaklaşık iki katına kadar çıkıldığı anlaşılmaktadır.

İlgili listeler kullanılarak, kısa devre akımı ile ilgili yapılan ayrıntılı hesaplamalar ekler kısmında bulunmaktadır.

6.1.1. Yük durumuna göre örnek hesaplama

Yük durumuna göre yapılan hesaplamaları daha iyi anlayabilmek için rastgele bir tarih seçilmiş ve o tarihe ait hesaplamalar adım adım gösterilmiştir. Seçilen tarih 23.03.2011, saat 12:00 civarındır.

Öncelikle yağ sıcaklığının zaman sabitinin anma değerinin hesaplanması gerekmektedir. Bu değeri hesaplayabilmek için transformatörün termal kapasitesi göz önünde bulundurulur. Yapılacak olan hesaplamada transformatörün çalışırken izolasyon sıvısı ile temas halinde olan aktif parçalar ile transformatör tankı ve mekanizmanın ağırlığı kullanılır.

Eş. 4.8'e göre hesaplanan termal kapasite Eş. 4.7'de yerine yazılarak, yağ sıcaklığı zaman sabitinin nominal değeri hesaplanır.

Transformatör-1 sekonder için Eş. 4.8'e göre;

$$C = +0,1323 \text{ (Çekirdek ve sargıların ağırlığı, 28000 kg)} \\ +0,0882 \text{ (Trafo tankı ve mekanizmanın ağırlığı, 14100 kg)} \\ +0,3513 \text{ (Yağın ağırlığı, 14400 lt)}$$

$$C = 0,1323 \times 28\ 000 + 0,0882 \times 14\ 100 + 0,3513 \times 14\ 400$$

$$C = 3\ 704,4 + 1\ 243,62 + 5\ 058,72$$

$$C = 10\ 006,74$$

$$\Delta\Theta_{TO,R} = 37,7\ ^\circ\text{C}$$

$$P_{T,R} = 260\ 000\ \text{Watt}$$

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} = \frac{10\ 006,74 \times 37,7}{112\ 563}$$

$$\tau_{TO,R} = 3,35\ \text{saat}$$

Yağ sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri bulunduktan sonra üst yağ sıcaklık artış değeri hesaplanır. Bu değer Eş. 4.5'e göre hesaplanırken yükün seçilen anındaki durumu göz önüne alınarak, anlık akımın anma akımına oranı kullanılır.

$$K_u = I_{rms} / I_{rated}$$

$$K_u = 749,05 / 2\,291$$

$$K_u = 0,323$$

Eş. 4.5'teki R yük kaybının boştaki kayıplara oranıdır. Dolayısı ile bu değer sabit bir değerdir.

$$R = P_{LL} / P_{NL}$$

$$P_{LL} = 98\,758 \text{ Watt}$$

$$P_{NL} = 13\,805 \text{ Watt}$$

$$R = 98\,758 / 13\,805$$

$$R = 7,15$$

Eş. 4.5'te değerler yerine yazılırsa;

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_u^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n = 37,7 \left[\frac{(0,323^2 \times 7,15 + 1)}{(7,15 + 1)} \right]^{0,8}$$

$$\Delta\Theta_{TO,U} = 11 \text{ } ^\circ\text{C}$$

olarak bulunur.

Bundan sonraki aşamada $\Delta\Theta_{TO}$ hesabına geçmeden önce hesaplama yapılan andaki veriler için yağ sıcaklığının zaman sabitini hesaplamak gerekir. O da Eş. 4.11 kullanılarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n}} = 3,35 \times \frac{\left(\frac{11}{37,7} \right) - \left(\frac{9,76}{37,7} \right)}{\left(\frac{11}{37,7} \right)^{1/0,8} - \left(\frac{9,76}{37,7} \right)^{1/0,8}}$$

$$\tau_{TO} = 3,7 \text{ saat}$$

Üst yağ sıcaklık değişimini hesaplayabilmek için tüm veriler elde edildiğinden, Eş. 4.4 kullanılarak hesaplama gerçekleştirilebilir.

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{\frac{-t}{\tau_{TO}}} \right) + \Delta\Theta_{TO,i} = (11 - 9,76) \left(1 - \exp^{\frac{-10}{60 \times 3,7}} \right) + 9,76$$

$$\Delta\Theta_{TO} = 9,81 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Üst yağ sıcaklığının Eş. 4.3'e göre ortam sıcaklığı ve üst yağ sıcaklık değişimi değerlerinin toplamından oluştuğunu daha önceki bölümlerde belirtmiştik. Öyleyse Eş. 4.3'ü kullanılarak seçilen andaki üst yağ sıcaklık değeri bulunulabilir.

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} = 5,33 + 9,81$$

$$\Theta_{TO} = 15,14 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Bu kısımdan sonraki hesaplamalar önceki hesaplamalar ile aynı anda yapılmalıdır. Çünkü belirlenen bir zaman için hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerine sargı sıcaklığı değişim değerini de ekleyerek sargının sıcak nokta sıcaklığının hesaplanması

gerekmektedir. Dolayısı ile başa dönecek olursak sargı sıcaklığı zaman sabitininin anma değeri (τ_{WR}) hesaplanmalıdır. Sargı sıcaklığının zaman sabitini hesaplarken yağ, tank ya da diğer bileşenlerin ağırlıkları dikkate alınmaz. Sadece sargıların ağırlıkları göz önüne alınarak Eş. 4.8'e göre ayrı bir termal kapasite hesaplanır.

$$C = +0,1323 \text{ (Sargıların ağırlığı, kg)}$$

Eş. 4.17'e göre hesaplanan termal kapasite Eş. 4.16'da yerine yazılarak, sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri hesaplanır.

$$C = 0,1323 \times 5440$$

$$C = 719,7$$

$$\tau_{TW,R} = \frac{719,7 \times 24,6}{112\,563}$$

$$\tau_{TW,R} = 0,158 \text{ saat}$$

Sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri bulunduğundan sonra son sargı sıcaklık artış değeri hesaplanır. Bu değer Eş. 4.5'e göre hesaplanırken yükün o andaki durumu göz önüne alınarak, önceki hesaplamada olduğu gibi aynı R ve K_U değerleri kullanılır.

$$\Delta\Theta_{H,U} = 24,6 \times 0,323^{2 \times 0,9}$$

$$\Delta\Theta_{H,U} = 3,21 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Bundan sonraki aşamada $\Delta\Theta_H$ hesabına geçmeden önce hesaplama yapılan andaki veriler için sargı sıcaklığının zaman sabitini hesaplamak gerekir. O da Eş. 4.19 kullanılarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$\tau_{TW} = 0,158 \frac{\left(\frac{3,21}{24,6}\right) - \left(\frac{3,27}{24,6}\right)}{\left(\frac{3,21}{24,6}\right)^{1/0,8} - \left(\frac{3,27}{24,6}\right)^{1/0,8}}$$

$$\tau_{TW} = 0,209 \text{ saat}$$

Sargı sıcaklık değişimini hesaplayabilmek için tüm veriler elde edildiğinden, Eş. 4.12 kullanılarak hesaplama aşağıdaki gibi gerçekleştirilebilir.

$$\Delta\Theta_H = (3,21 - 3,27) \left(1 - \exp^{\frac{-10}{60 \times 0,209}} \right) + 3,27$$

$$\Delta\Theta_{HS} = 3,23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Sargı sıcaklığının ortam sıcaklığı, üst yağ sıcaklık değişimi ve sargı sıcaklık değişiminin toplamından oluştuğu daha önceki bölümlerde ifade edilmişti. Öyleyse Eş. 4.2'e göre;

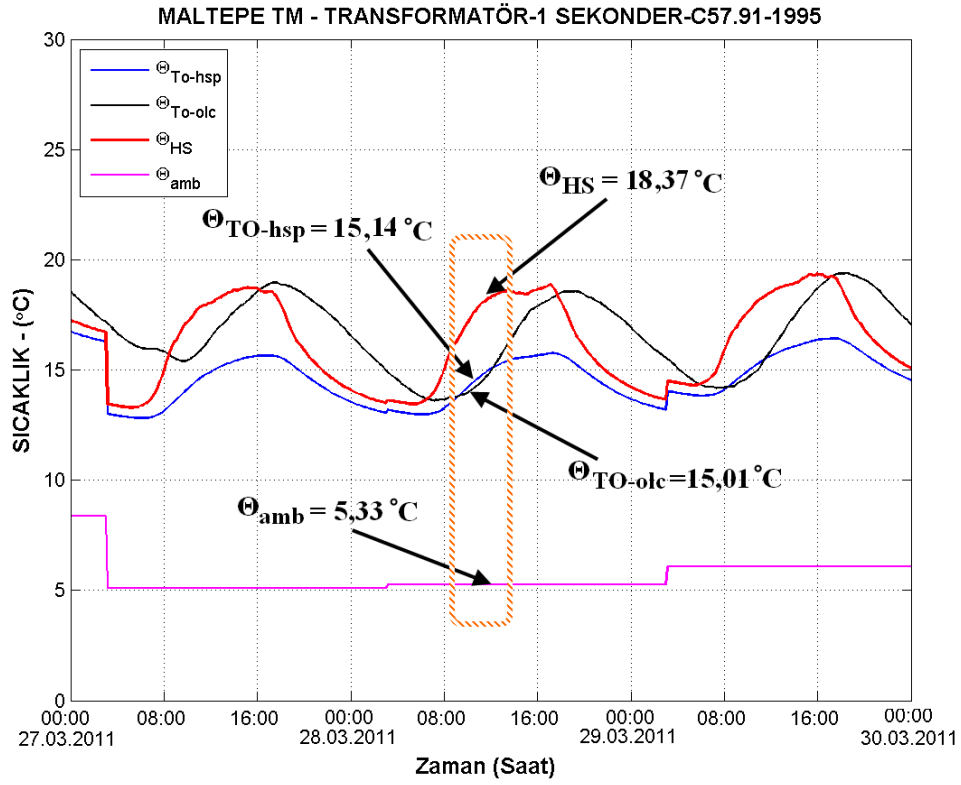
$$\Theta_{HS} = 5,33 + 9,81 + 3,23$$

$$\Theta_{HS} = 18,37 \text{ } ^\circ\text{C}$$

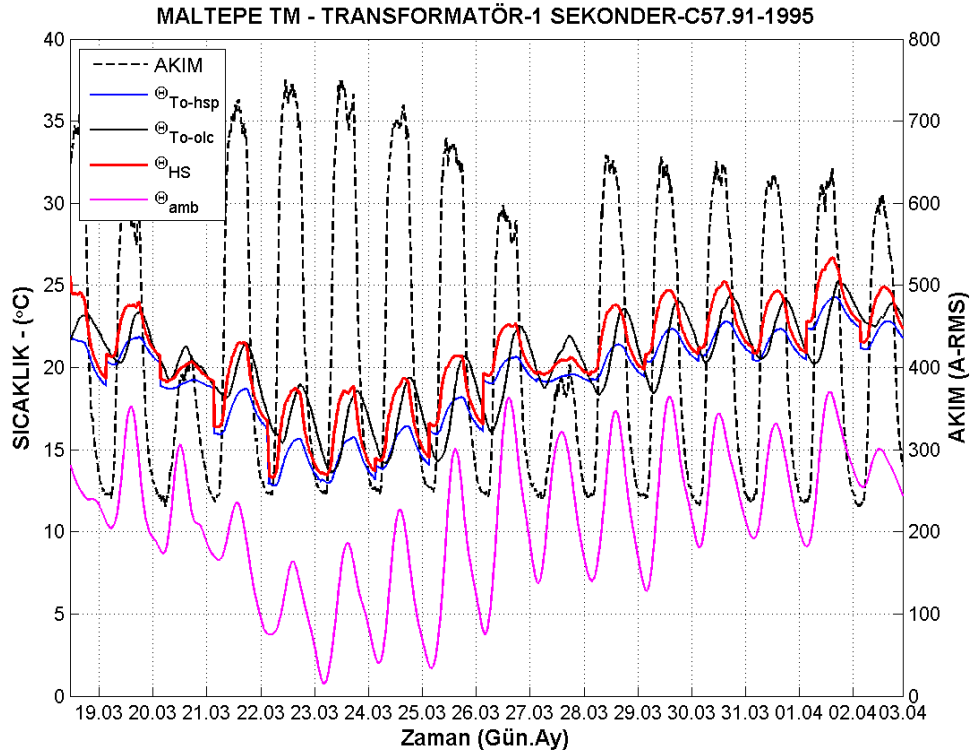
olarak bulunur.

Şekil 6.10'da turuncu ile seçili bölgede ortam sıcaklığı (Θ_{amb}) magenta rengi ile, hesaplanan üst yağ sıcaklığı (Θ_{TO-hsp}) mavi renk ile ve hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı (Θ_{HS}) kırmızı renk ile gösterilmektedir. Siyah ile gösterilen değişim grafiği ise ölçülen üst yağ sıcaklık değişimi (Θ_{TO-olc})'dir. Grafikte işaretlenen noktalar önceki hesaplamalardan bulunan değerlerdir.

[13, 26]'a göre yapılan hesaplamaların sonucuna göre çıkan grafik Şekil 6.11'de verilmiştir.

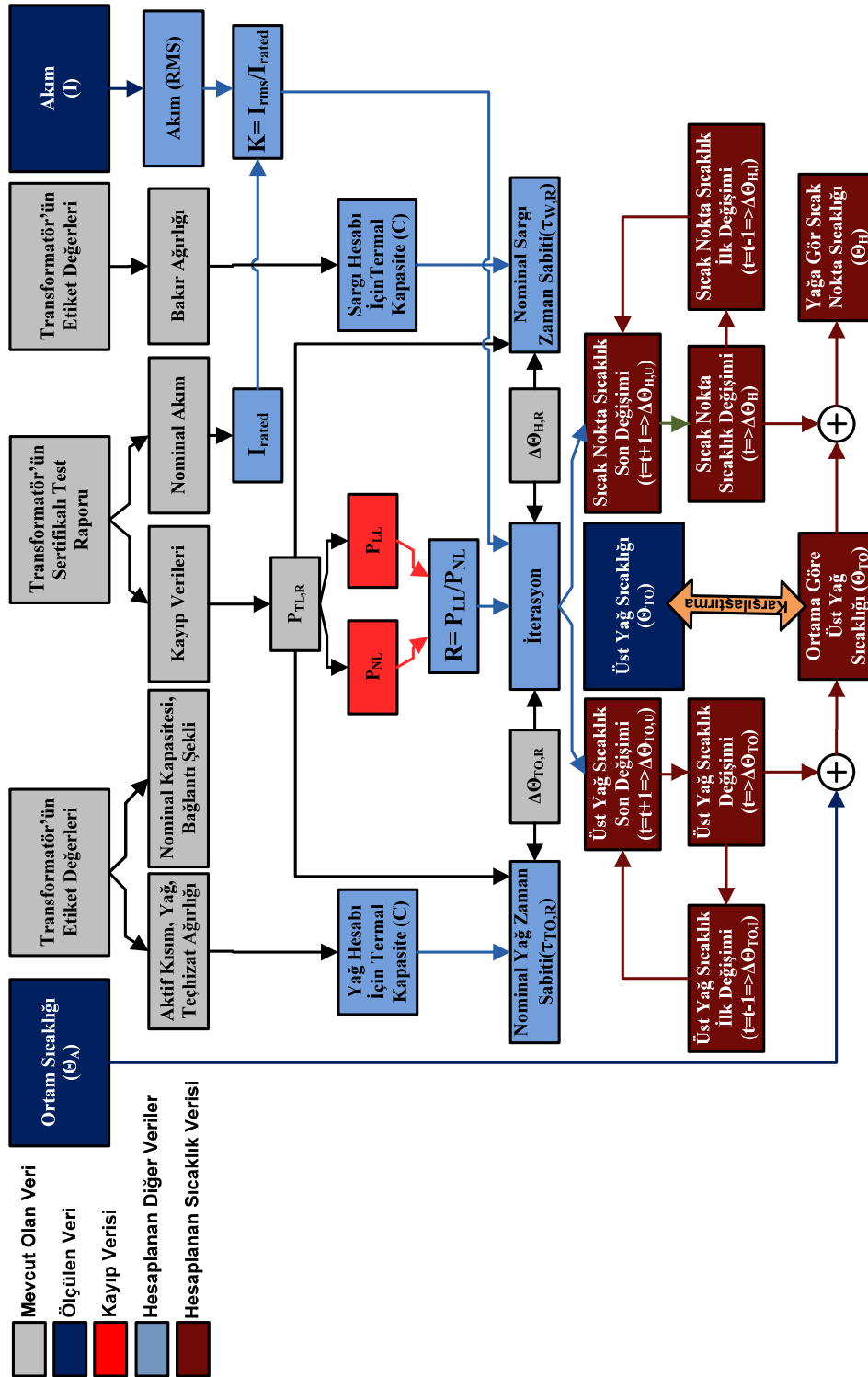


Şekil 6.10. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi



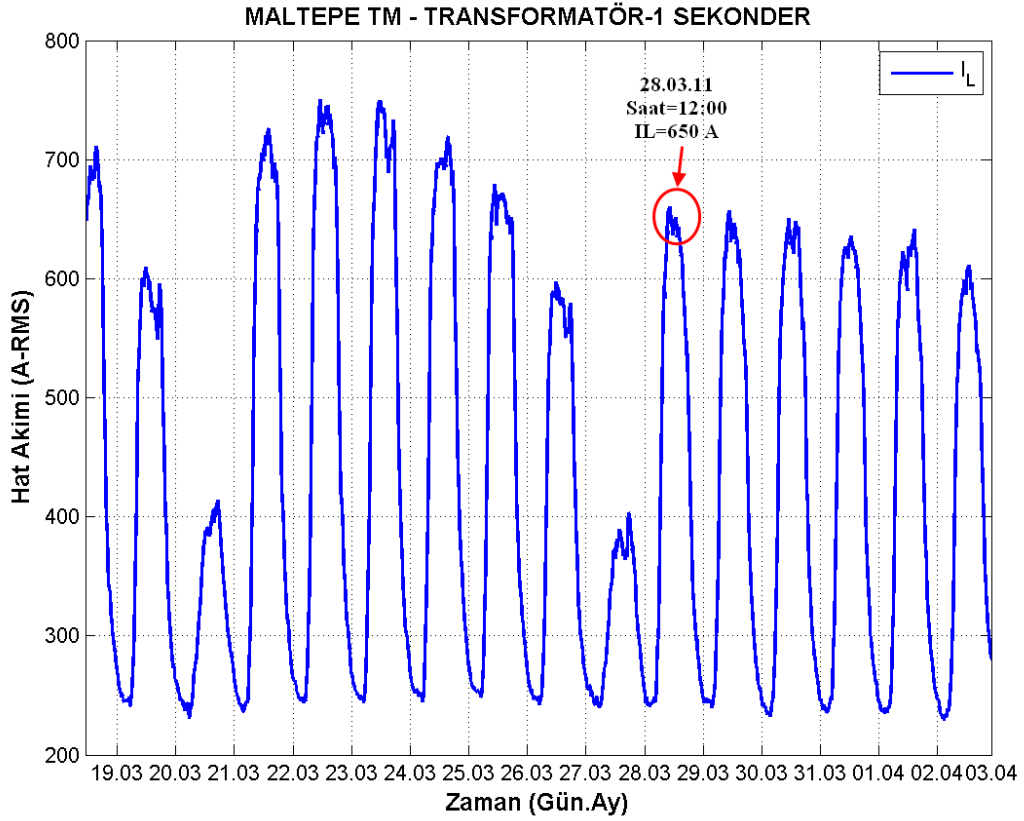
Şekil 6.11. C57.91-1995'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi

Şekil 6.12 C57.91-1995 standardının önerdiği yöntemi özetleyen akış diyagramıdır.



Şekil 6.12. C57.91-1995'e göre hesaplama yöntemi akış diyagramı

6.1.2. Harmonik durumuna göre örnek hesaplama



Şekil 6.13. Transformatör-1 sekonder tarafı akım değişiminden seçilen örnek nokta

Hesaplamaları yapabilmek için Şekil 6.13'teki akım değişimleri grafiğinden rastgele bir zaman seçilip, bu andaki değişken bilgileri kullanılacaktır. Grafikte kırmızı ile işaretlenen, 28.03.2011 tarihindeki, saat 12:00 civarına denk gelen noktadaki akım değerinin yaklaşık 650 Amper olduğu görülmektedir.

Bundan sonraki bölümde seçilen nokta için transformatör-1 ölçüm noktasına ait hesaplamalar yapılacaktır. Öncelikle seçilen andaki akım değerinin Fourier analizi yapılarak harmonik bileşenleri hesaplanır. Hesaplanan bileşenlerden transformatör-1 sekonder ölçüm noktasına ait harmonik dağılımı çıkartılır ve Çizelge 6.2 oluşturulur.

Çizelge 6.2. Transformatör-1 sekonder harmonik dağılımı

h	I_h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h²	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h$	h^{0,8}	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h^{0,8}$
1	423,57	1	1	1	1	1	1
3	4,0182	0,011309	0,0001278	9	0,001151	2,408	0,00030799
5	72,128	0,19535	0,03816	25	0,95401	3,623	0,13829
7	13,414	0,039808	0,0015847	49	0,077648	4,743	0,0075164
9	0,45567	0,001246	1,55E-06	81	0,000125	5,799	9,01E-06
11	2,7196	0,009174	8,42E-05	121	0,010184	6,809	0,0005731
13	0,96047	0,002782	7,74E-06	169	0,001308	7,783	6,03E-05
15	0,08527	0,000232	5,42E-08	225	1,22E-05	8,727	4,73E-07
17	1,048	0,003129	9,79E-06	289	0,002830	9,646	9,45E-05
19	0,44234	0,001187	1,41E-06	361	0,000509	10,54	1,49E-05
21	0,06741	0,000174	3,03E-08	441	1,34E-05	11,42	3,47E-07
23	0,36871	0,000998	9,96E-07	529	0,000526	12,28	1,22E-05
25	0,36727	0,001017	1,04E-06	625	0,000646	13,13	1,36E-05
27	0,02888	7,91E-05	6,26E-09	729	4,56E-06	13,96	8,74E-08
29	0,09060	0,000261	6,82E-08	841	5,73E-05	14,78	1,01E-06
31	0,06027	0,000160	2,59E-08	961	2,48E-05	15,59	4,03E-07
33	0,01247	3,33E-05	1,11E-09	1089	1,21E-06	16,39	1,82E-08
35	0,05631	0,000149	2,23E-08	1225	2,73E-05	17,18	3,83E-07
37	0,04346	0,000113	1,28E-08	1369	1,75E-05	17,97	2,30E-07
39	0,01214	3,27E-05	1,07E-09	1521	1,62E-06	18,74	2,00E-08
41	0,03784	9,25E-05	8,56E-09	1681	1,44E-05	19,50	1,67E-07
43	0,05090	0,000133	1,79E-08	1849	3,31E-05	20,26	3,63E-07
45	0,01195	3,31E-05	1,09E-09	2025	2,21E-06	21,01	2,30E-08
47	0,01768	5,15E-05	2,65E-09	2209	5,86E-06	21,76	5,77E-08
49	0,02002	5,60E-05	3,13E-09	2401	7,53E-06	22,49	7,05E-08
51	0,01162	3,11E-05	9,64E-10	2601	2,51E-06	23,23	2,24E-08
53	0,01363	3,72E-05	1,38E-09	2809	3,88E-06	23,95	3,31E-08
55	0,01454	3,96E-05	1,57E-09	3025	4,74E-06	24,67	3,86E-08
57	0,01141	3,11E-05	9,69E-10	3249	3,15E-06	25,39	2,46E-08
59	0,01330	3,63E-05	1,32E-09	3481	4,58E-06	26,10	3,44E-08
61	0,01590	4,30E-05	1,85E-09	3721	6,87E-06	26,80	4,95E-08
63	0,02678	7,22E-05	5,21E-09	3969	2,07E-05	27,50	1,43E-07
Toplam	-	-	1,0399795	-	2,049189	-	1,14689579

Eş. 4.26 ve Eş. 4.24'e göre;

dördüncü sütunun toplamı amper-rms olarak 1,02 pu çıkmaktadır. Sargı girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü (F_{HL}) altıncı sütunun dördüncü sütuna

bölünmesi ile 1,97 pu olarak hesaplanabilir. İlave girdap akımları kaybı (F_{HL-STR}) ise sekizinci sütunun dördüncü sütuna bölünmesi ile 1,1 pu olarak hesaplanabilir.

Transformatör üreticileri tarafından girdap akımları kaybı ile ilgili herhangi bir test yapılmadığına daha önceki bölümlerde değinilmişti. Toplam girdap akımları kaybını hesaplayabilmek için Eş. 4.32, Eş. 4.33 ve Eş. 4.34 kullanılır.

$$P_{TSL-R} = 98\,758 - 1,5 \times \left[(93,7^2 \times 2,138) + (2\,291^2 \times 0,005566) \right]$$

$$P_{TSL-R} = 26\,780 \text{ watt}$$

Sargı girdap akımları kaybı, toplam girdap akımları kaybının %33'ü kadardır (Eş. 4.35).

$$P_{EC-R} = 26\,780 \times 0,33$$

$$P_{EC-R} = 8\,837 \text{ watt}$$

İlave girdap akımları kaybı ise Eş. 4.36'a göre aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$P_{OSL-R} = 26\,780 - 8\,837$$

$$P_{OSL-R} = 17\,943 \text{ watt}$$

$$I^2R = 98\,758 - 26\,780$$

$$I^2R = 71\,978 \text{ watt}$$

Anma kayıp değerleri yukarıdaki gibi hesaplandıktan sonra, transformatörün ölçüm anındaki yük durumuna göre normalize edebilmek için Eş. 4.37 kullanılır.

$$P_{LL} (\text{pu}) = (1,02)^2 \times \left(\frac{650}{2291} \right)^2$$

$$P_{LL}(\text{pu})=0,083 \text{ pu}$$

$$I^2R' \text{ kaybı} = I^2R \text{ kaybı} \times P_{LL}(\text{pu}) = 71\,978 \times 0,083 = 5\,974 \text{ watt}$$

$$P_{EC}' = P_{EC} \times P_{LL}(\text{pu}) = 8\,837 \times 0,083 = 734 \text{ watt}$$

$$P_{OSL}' = P_{OSL} \times P_{LL}(\text{pu}) = 17\,943 \times 0,083 = 1\,489 \text{ watt}$$

Kayıp verileri yük durumuna göre normalize edildikten sonra, P_{EC}' ve P_{OSL}' transformatörün ölçüm anındaki harmonik durumuna göre normalize edilir.

$$P_{EC}' \times F_{HL} = 734 \times 1,97 = 1\,446 \text{ watt}$$

$$P_{OSL}' \times F_{HL-STR} = 1\,489 \times 1,1 = 1\,638 \text{ watt}$$

Düzeltilen ve ölçüm anındaki şartlara göre normalize edilen tüm kayıp verileri ile Çizelge 6.3 oluşturulur.

Çizelge 6.3. Transformatör-1 kayıp verileri

Kayıp Türü	Nominal Kayıp (W)	Yüke göre Kayıp (W)	Harmonik Kayıp Faktörü	Düzeltilmiş Kayıp (W)
Transformatör Boşta Kaybı (P_{NL})	13 805			13 805
I^2R Kaybı	71 978	5 974		5 974
Sargı Girdap Akımları Kaybı (P_{EC})	8 837	734	1,97	1 446
İlave Girdap Akımları Kaybı (P_{OSL})	17 943	1 489	1,1	1 638
Toplam Kayıp (P_{TL})	112 563			22 863

Eş. 4.38'e göre üst yağ sıcaklık yükselişi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\Theta_{TO} = 37,7 \times \left(\frac{22\,863}{112\,563} \right)^{0,8} + 13$$

$$\Theta_{TO} = 23,53 \text{ } ^\circ\text{C}$$

İçteki ya da AG sargısının kayıp değeri Eş. 4.39'a göre;

$$I_{2-R}^2 R = 1,5 \times 2291^2 \times 0,005566$$

$$I_{2-R}^2 R = 43\,821 \text{ watt}$$

bulunur.

İçteki ya da AG sargısının kayıp değeri Eş. 4.40'a göre;

$$I_2^2 R = 43\,821 \times 0,083$$

$$I_2^2 R = 3\,637 \text{ watt}$$

olarak hesaplanır.

$$\Theta_g = \left(\Delta\Theta_{H,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \right) \times \left(\frac{3\,637 + 1\,446 \times 2,4}{43\,821 + 8\,837 \times 2,4} \right)^{0,8}$$

$$\Theta_g = 2,22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

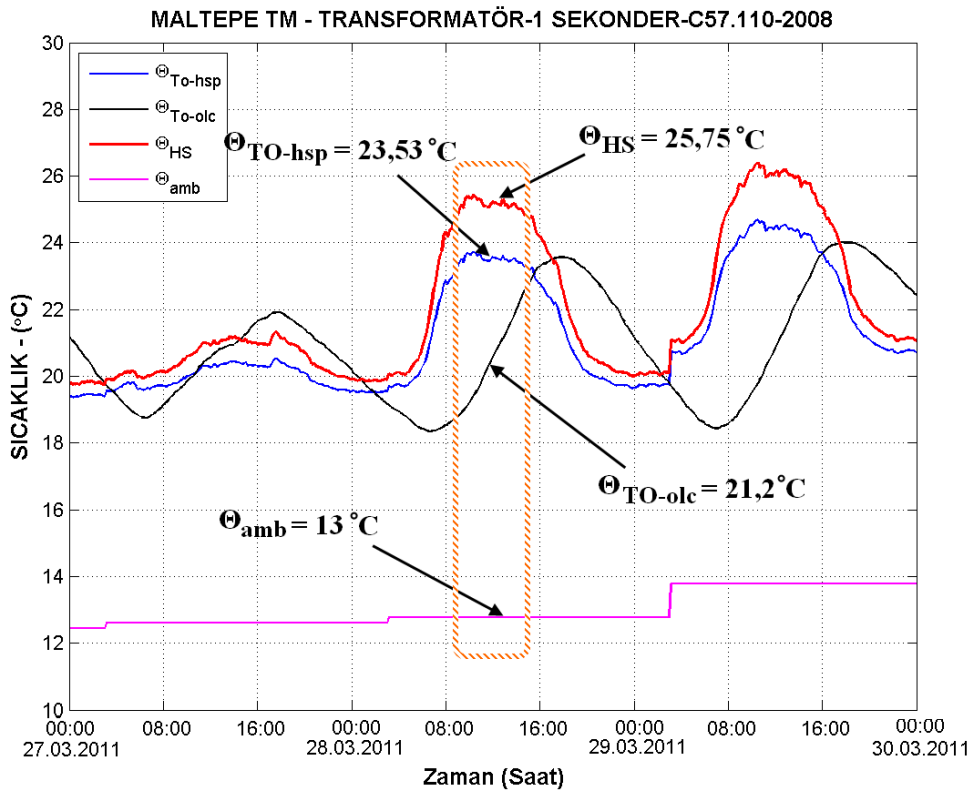
Sıcak nokta sıcaklığı, seçilen nokta için;

$$\Theta_{HS} = 23,53 + 2,22 = 25,75^\circ\text{C}$$

olarak hesaplanır.

Yukarıda yapılan tüm hesaplamalar 28.03.2011 saat 12:00 civarındaki akım, ortam sıcaklığı ve üst yağ sıcaklığı değerlerine göre yapılmış olup, sonuçları Şekil 6.14'te

gösterilmektedir. Standartta ortam sıcaklığı çok hızlı değişen bir parametre olmadığı için, 12 ya da 24 saatlik ortalamaların kullanılması önerilmektedir. Bu sebeple ortam sıcaklığı bilgisi 24 saatlik ortalamalar olarak gösterilmiştir. İlerleyen grafiklerde diğer değişkenlerle olan korelasyonun daha anlaşılabilir olması için 10 dakikalık ya da bir saatlik ortalamalar şeklinde çizdirilmiştir.



Şekil 6.14. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı grafiği

Şekil 6.14'te turuncu ile seçili bölgede ortam sıcaklığı Θ_{amb} magenta rengi ile, hesaplanan üst yağ sıcaklığı (Θ_{TO-hsp}) mavi renk ile ve hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı (Θ_{HS}) kırmızı renk ile gösterilmektedir. Siyah ile gösterilen değişim grafiği ise ölçülen üst yağ sıcaklık değişimi (Θ_{TO-olc})'dir.

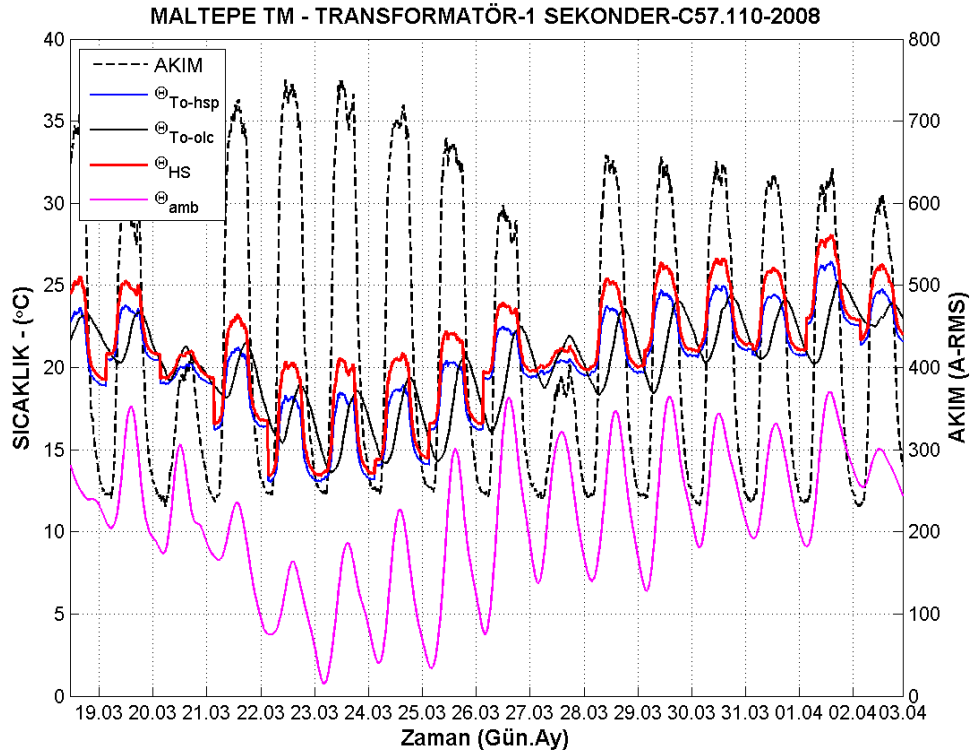
Şekil 6.14 ve Şekil 6.15 incelendiğinde, [28]'e göre yapılan hesaplamalara göre hesaplanan üst yağ sıcaklığı ile ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki benzerlik

dikkat çekicidir. Hesap ile tahmin arasındaki farklar hata analizi başlığı altında ayrıntılı bir şekilde incelenmiştir.

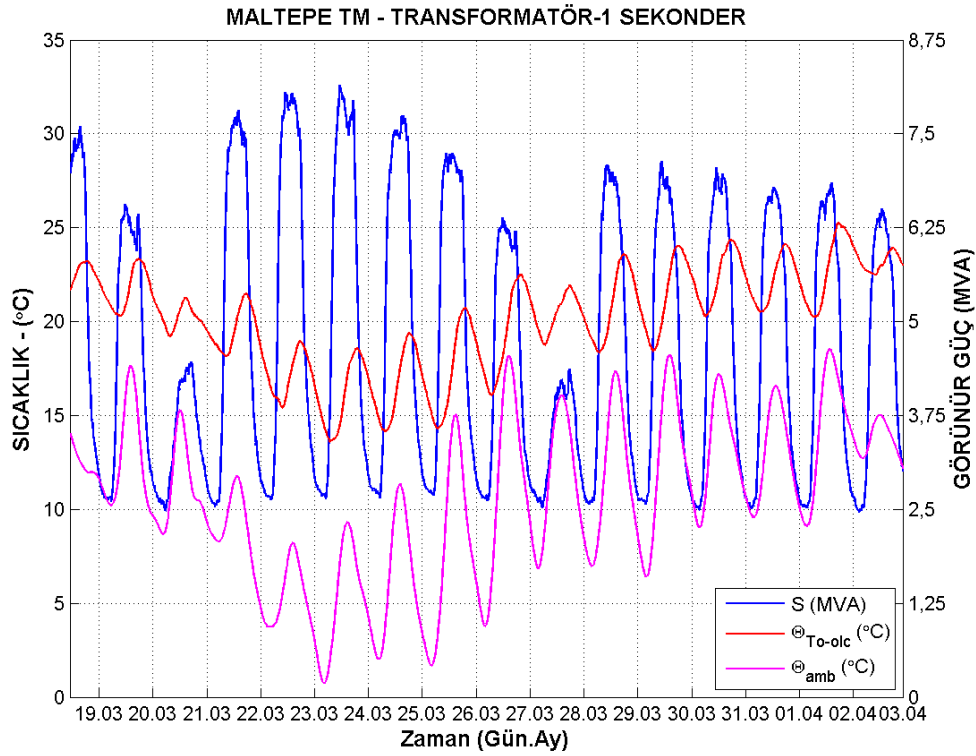
Sıcak nokta sıcaklığı değeri ise, tahmin edilen üst yağ sıcaklık değerine göre hesaplanmaktadır. Dolayısı ile üst yağ sıcaklığı tahmininde yapılacak olan hatalar sıcak nokta sıcaklık tahminini de etkilemektedir. Ancak sıcak nokta sıcaklığı ölçümü yapılamadığı için, herhangi bir şekilde kıyaslama yapmak mümkün olmamıştır.

Şekil 6.16’da ise üst yağ sıcaklığı ($\Theta_{TO-ölç}$) kırmızı renk ile, ortam sıcaklığı (Θ_{amb}) magenta rengi ile ve transformatör-1’e ait görünür güç değişimi (S) mavi renk ile gösterilmektedir. Bu grafik, üst yağ sıcaklığı ile ortam sıcaklığı ve yük durumu arasındaki korelasyonu anlamak açısından oldukça açıklayıcıdır. Soldaki eksen sıcaklık değerlerini temsil ederken, sağdaki eksen transformatörün güç (MVA) değerini temsil etmektedir.

Şekil 6.16’dan görüldüğü gibi yük artışı ile üst yağ sıcaklığı artışı arasında gecikmeli bir benzerlik bulunmaktadır. Bu gecikmenin sebebi ani artan yüklerde yağın aniden ısınmamasıdır. Yağ yavaş yavaş ısınır yavaş yavaş soğumaktadır. Dolayısı ile de transformatörün yük durumu ile üst yağ sıcaklığı arasında bir zaman gecikmesi meydana gelir.

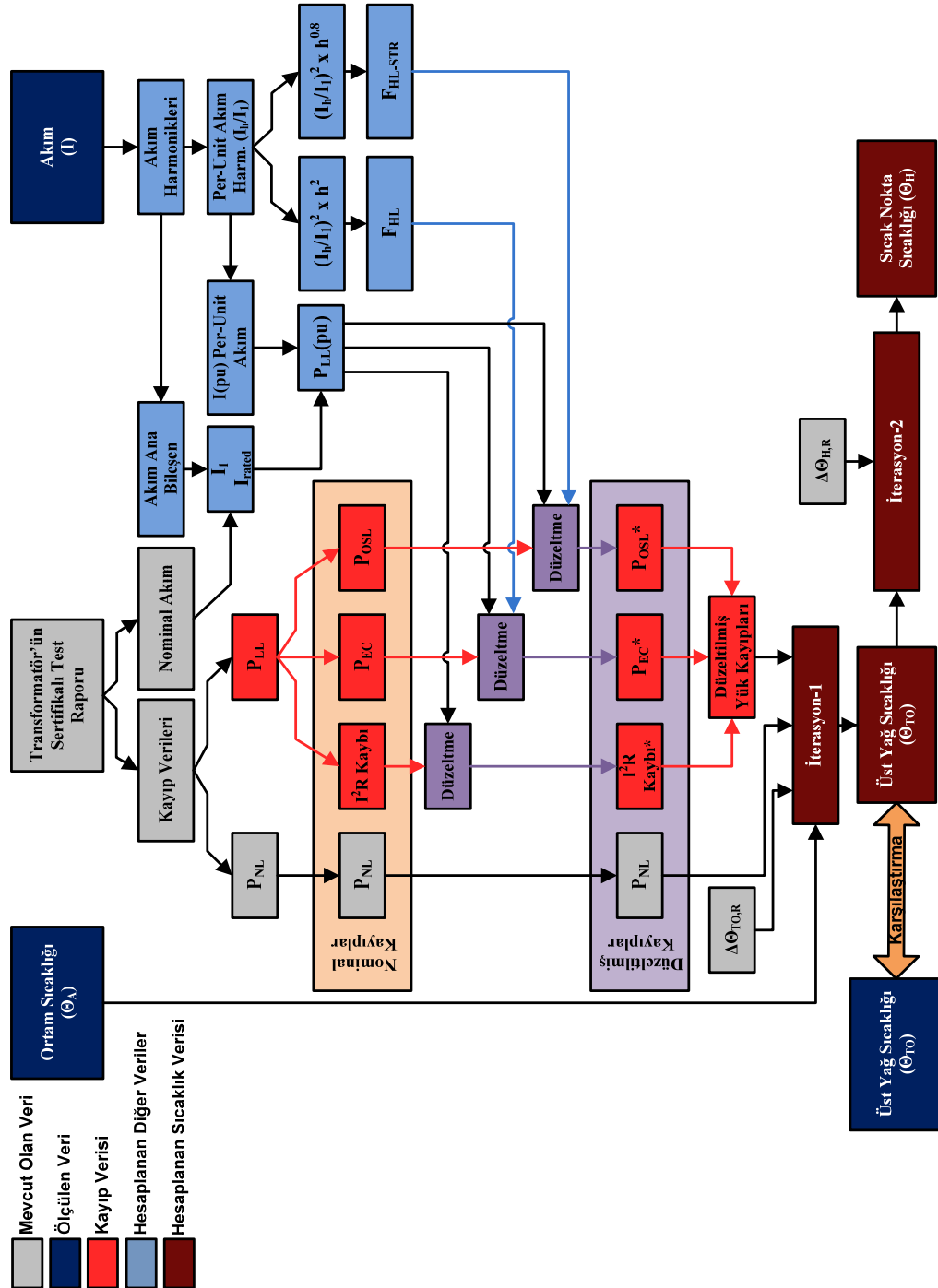


Şekil 6.15. C57.110-2008'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi



Şekil 6.16. Üst yağ, ortam sıcaklığı ve transformatör yük durumu korelasyonu

Şekil 6.17 C57.110-2008 standardının önerdiği yöntemi özetleyen akış diyagramıdır.



Şekil 6.17. C57.110-2008'e göre hesaplama yöntemi akış diyagramı

6.2. 154/34,5 kV Transformatör-2 Sekonder

Bu bölümde TEİAŞ Maltepe GIS Transformatör Merkezi'nde transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında, 06 Nisan 2011 – 21 Nisan 2011 tarihleri arasında 15 gün süreyle kesintisiz olarak yapılan ölçümlere ait değişim grafikleri, sonuç ve değerlendirmeleri bulunmaktadır.

Transformatör-2 sekonderi ölçüm noktasında IEEE 519-1992, IEC 61000-4-7, 61000-4-15 ve 61000-4-30 standartlarında belirtilen zaman periyotlarına ve güç kalitesi parametrelerinin tanımlamalarına uygun olarak hafta içi / hafta sonu, gündüz / gece ve puant zamanlarına ilişkin veri alınmıştır.



Resim 6.3. Maltepe GIS transformatör merkezi 100 MVA transformatör-2

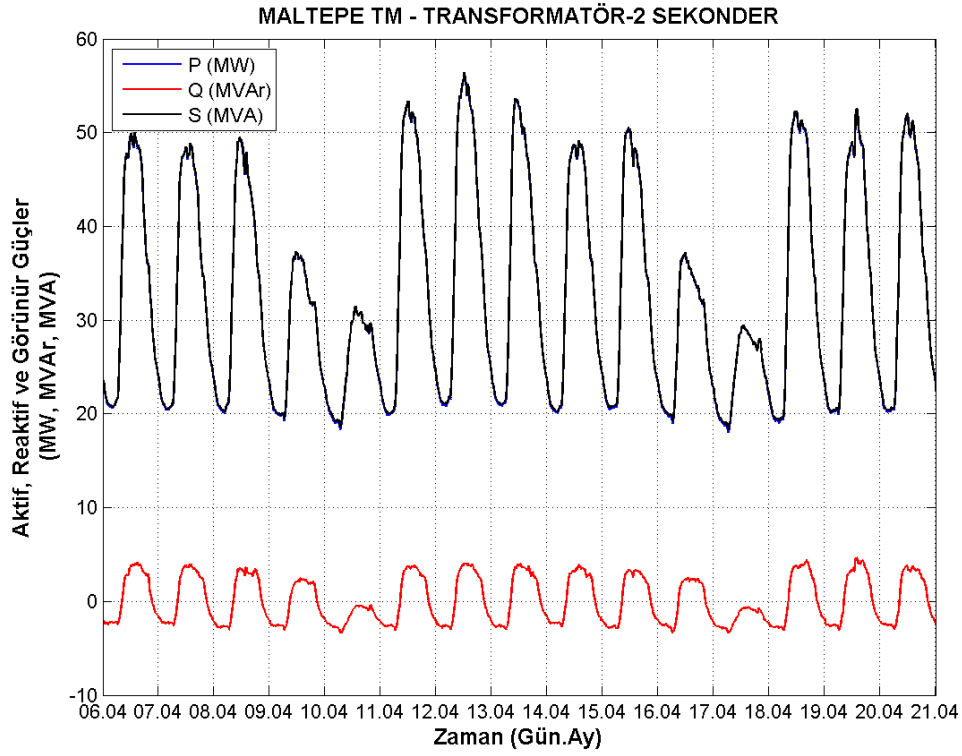
Transformatör-2'e ait olan test raporu ve transformatör etiketi değerleri Çizelge 6.4'teki gibidir.

Çizelge 6.4. Transformatör-2 test raporu verileri ve etiket değerleri

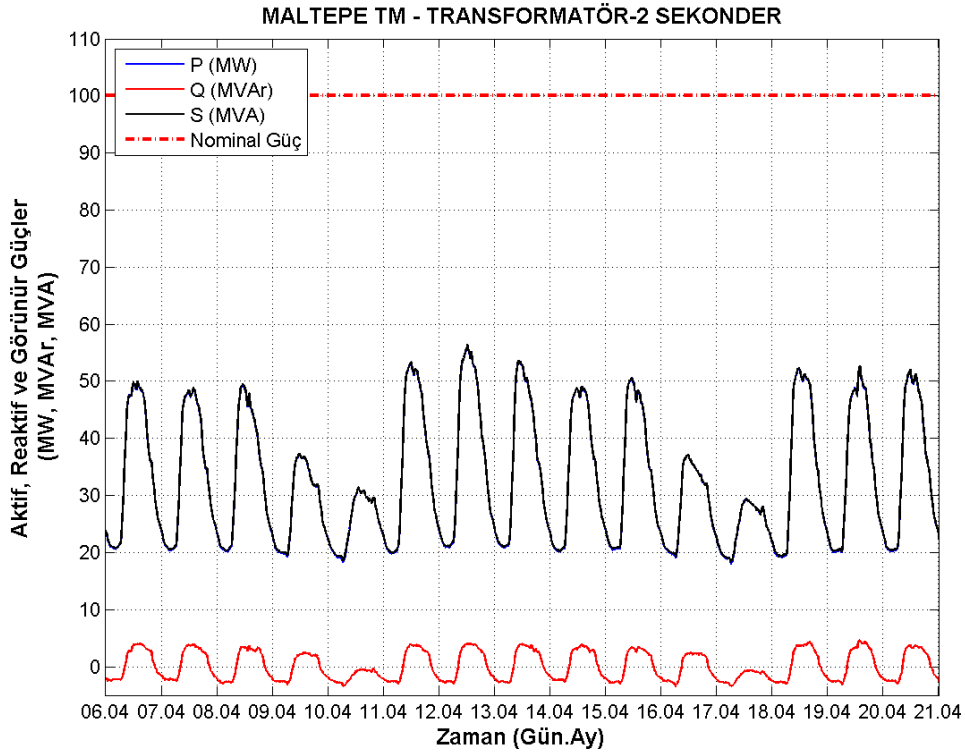
Parametre	Değer
Gerilim Seviyesi (YG)	154000 V
Gerilim Seviyesi (AG)	34500 V
Primer Bağlantı Tipi	Y
Sekonder Bağlantı Tipi	Y
Markası	AEG-ETİ
Anma Gücü	80 (100) MVA
Transformatör Boşta Kayıpları	56 697 watt
Transformatör Yük Kayıpları	216 973 watt
R_{ort} YG (18 °C)	0,3044 ohm
r_{ort} AG (18 °C)	0,01229 ohm
I_{1-R} (YG)	300 A
I_{2-R} (AG)	1339 A

Yapılan 15 günlük ölçümler neticesinde transformatör-2'nin güç değişimleri Şekil 6.18'deki gibi gözlemlenmiştir. Transformatör-2 80 MVA'lık (ONAF soğutma modunda 100 MVA) bir transformatördür ve Şekil 6.2'den de görülebileceği gibi yüklenme oranı transformatör-2 ye göre daha yüksektir. Zaman zaman %55 kapasiteye kadar yükselmiştir. Bu durum Şekil 6.19'dan daha net anlaşılmaktadır.

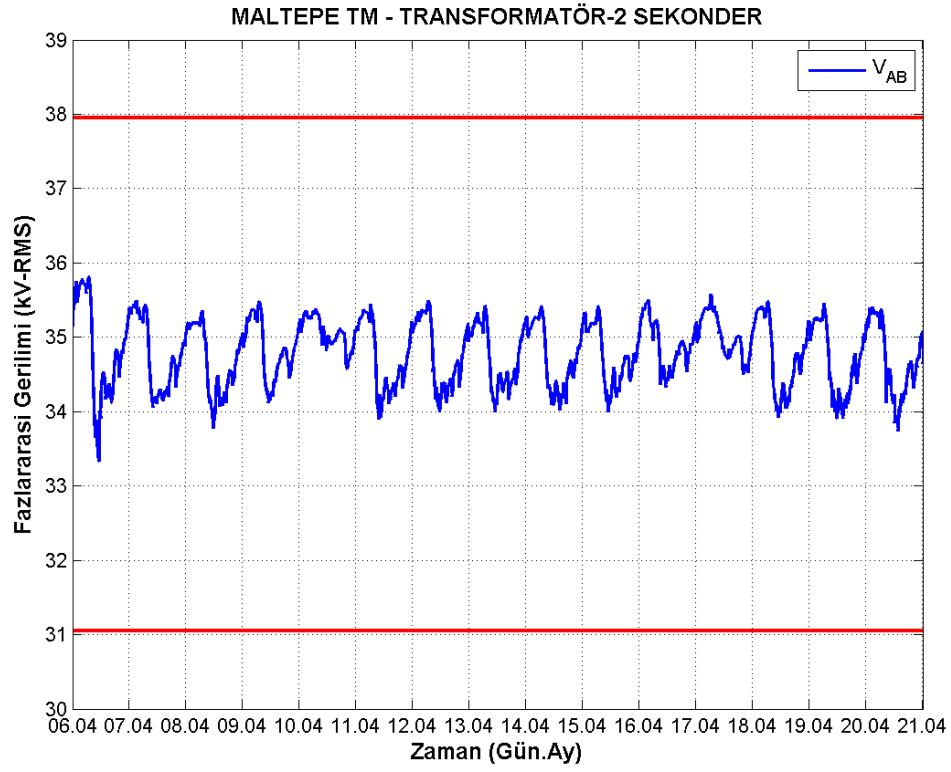
Şekil 6.19'da kırmızı ile çizilen çizgi transformatörün anma gücü olan 100 MVA değerini göstermektedir.



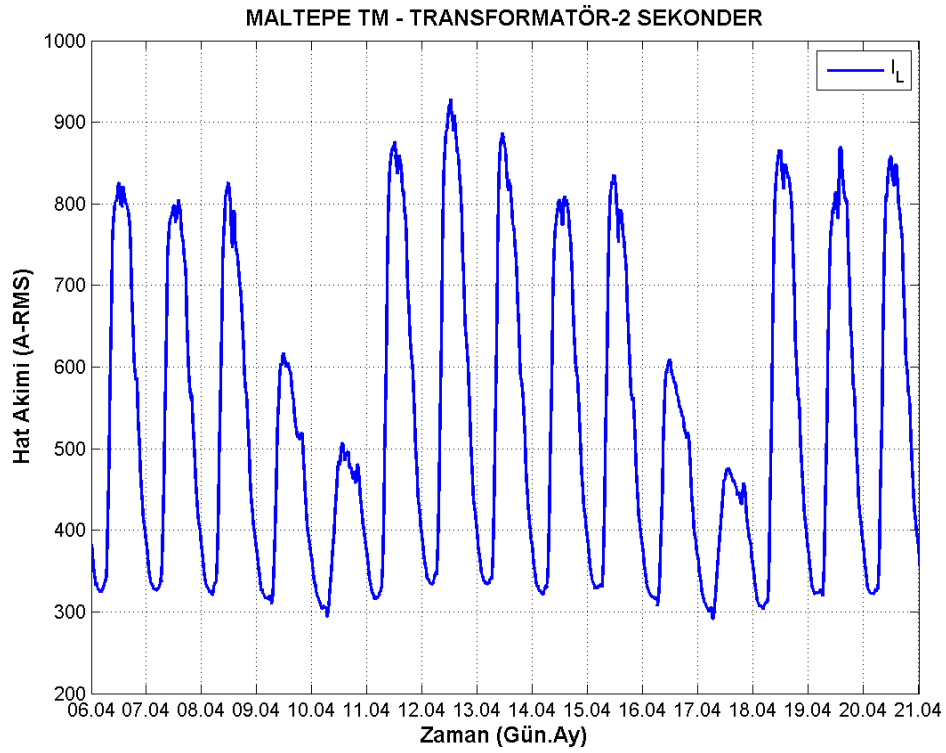
Şekil 6.18. Transformatör-2 aktif, reaktif ve görünür güç değişimleri



Şekil 6.19. Transformatör-2 anma gücü sınırına göre güç değişimleri



Şekil 6.20. Transformatör-2 sekonder tarafı gerilim değişimi



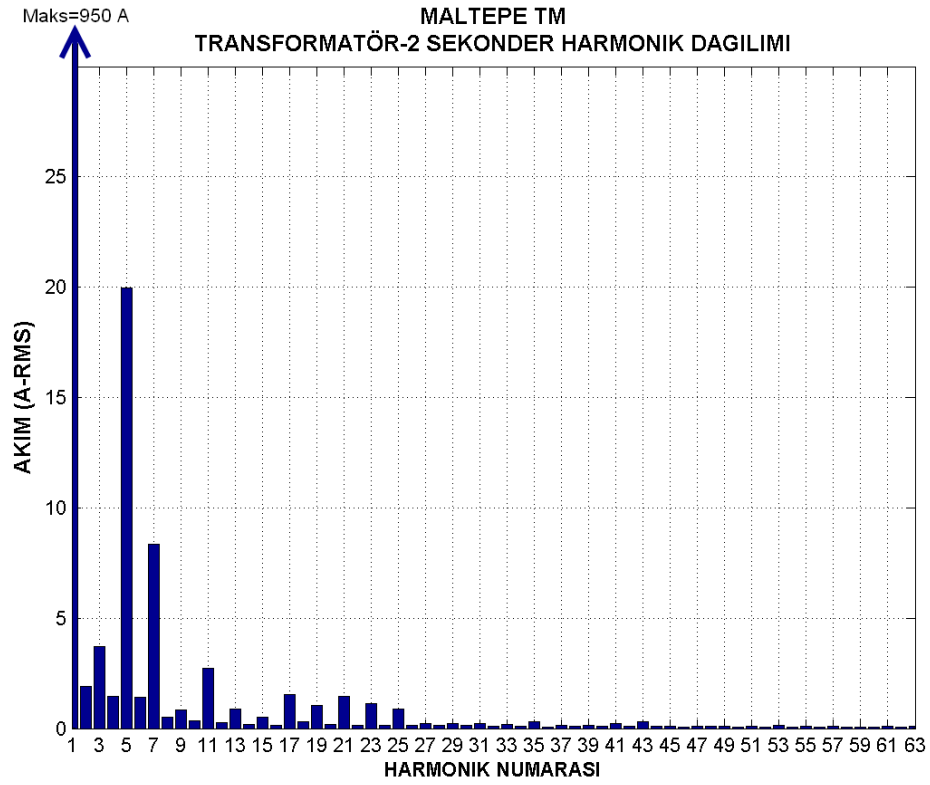
Şekil 6.21. Transformatör-2 sekonder tarafı akım değişimi

Şekil 6.20, 154 / 34,5 kV Transformatör-2 sekonder ölçüm noktasına ait fazlar arası gerilim değişimi grafiğidir. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişim aralığı $\pm \%10$ 'dur [67]. Gerilim değişim grafiğinden görüldüğü üzere, ölçüm süresi boyunca limit değerler arasında seyretmiştir.

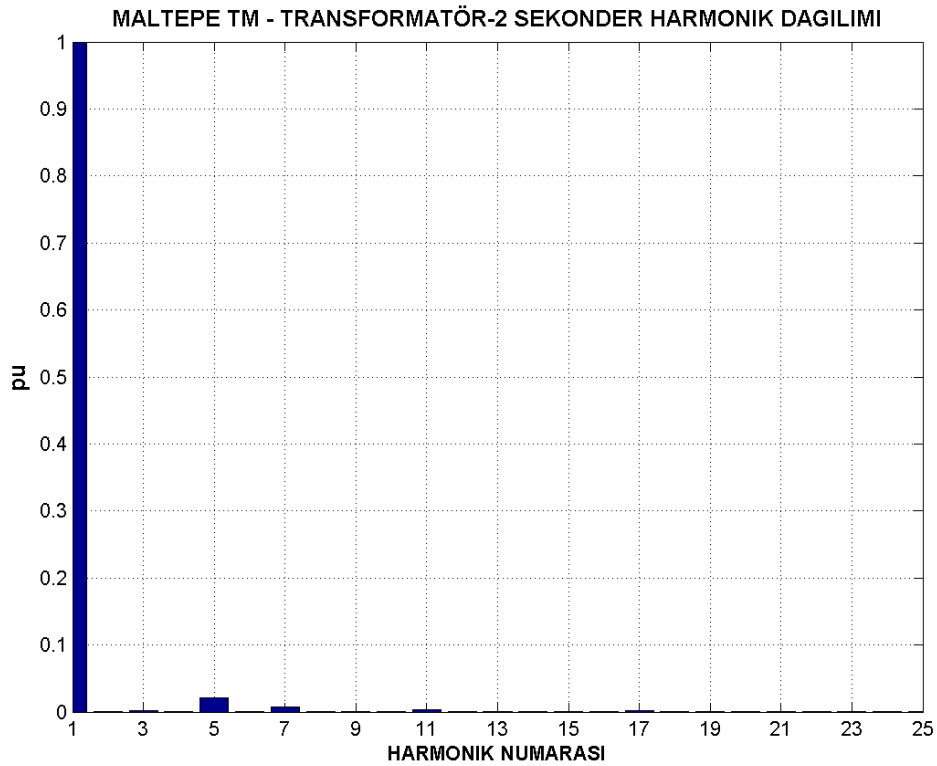
Şekil 6.21, akım değişimleri grafiğidir ve 2000 / 5 Amper konvansiyonel akım trafosu ölçüm sekonderi tarafından bilgiler alınıp uygun katsayılarla çarpılarak oluşturulmuştur. Elde edilen değerlerle harmonik analizi yapılmış ve bu analizler sonucu elde edilen harmonik dağılımı grafikleri amper-rms olarak Şekil 6.22 ve Şekil 6.23'te bar grafik şeklinde gösterilmiştir.

Transformatör-2 sekonder ölçüm noktasına ait akım harmonikleri Amper rms maksimum değerleri olarak Şekil 6.22'de gösterilmektedir.

Harmonikleri ana bileşene göre normalize ederek değerlendirmek daha anlamlı olacağı için Şekil 6.23 çizdirilmiştir. Burada tüm ölçüm süresi boyunca hesaplanan harmoniklerin, ana bileşene oranlarının ortalama değerleri pu cinsinden gösterilmektedir. Şekile göre transformatör-1 sekonder tarafına ait harmoniklerin per-unit sistemindeki değerleri; 5. harmonik için 0.025 pu, 7. harmonik için 0.008 pu ve 11. harmonik için 0.003 pu olduğu görülmektedir.



Şekil 6.22. Transformatör-2 sekonder akım harmonik dağılımı (A-rms)



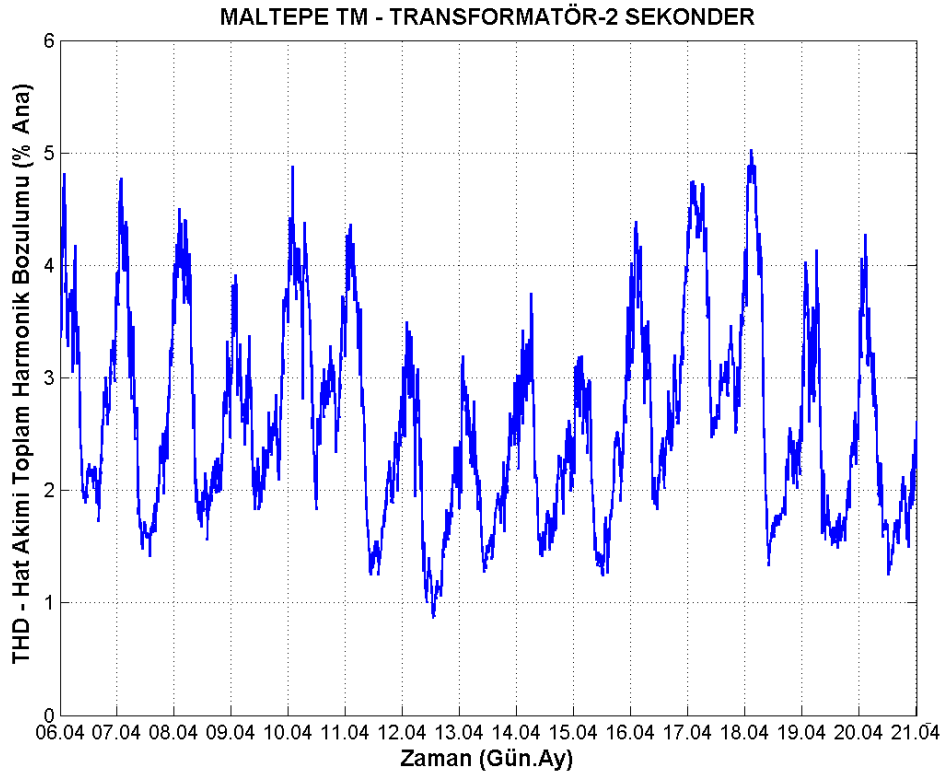
Şekil 6.23. Transformatör-2 sekonder akım harmonik dağılımı (per-unit)

Transformatör-2 sekondere ait hat akımı toplam harmonik bozulumu (THD) değişimi Şekil 6.24'te gösterilmektedir. Grafiğin soldaki eksen toplam harmonik bozulumu değerini ana bileşenin yüzdesi cinsinden derecelendirmektedir.

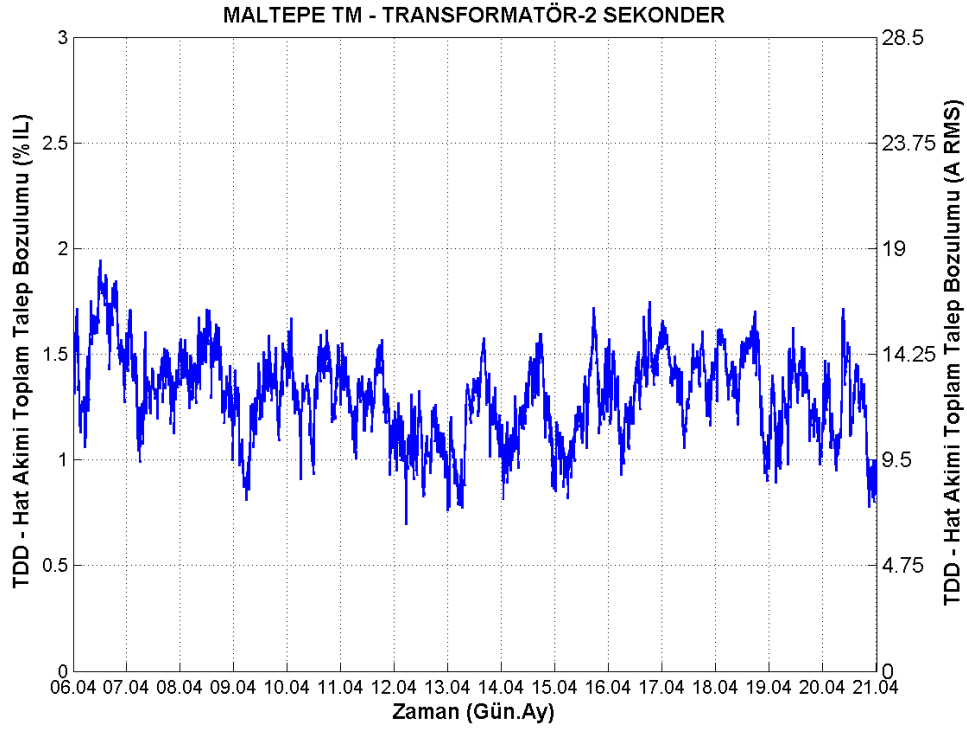
Hat akımı toplam akım bozulum oranı (TDD) değişimi ise Şekil 6.25'te gösterilmektedir. Akım harmonikleri ve TDD değerlendirilirken, ölçüm yapılan noktadaki I_k / I_L oranı kullanılır [67].

TEİAŞ'tan alınan minimum yük koşulları kısa devre akımları listesi ile [67]'de verilen kabul edilebilir akım harmonik limitleri tablosu kullanılarak Transformatör-2'e ait I_k / I_L değeri ile ilgili ayrıntılı hesaplamalar Ekler kısmında verilmiştir.

Şekil 6.25'te soldaki eksen TDD değerinin I_L 'e oranını yüzde cinsinden verirken, sağdaki eksen bunların karşılığı olan amper rms cinsinden değerleri gösterilmektedir.



Şekil 6.24. Transformatör-2 sekonder hat akımı toplam harmonik bozulumu



Şekil 6.25. Transformatör-2 sekonder hat akımı toplam talep bozulumu

6.2.1. Yük durumuna göre örnek hesaplama

Yük durumuna göre yapılan hesaplamaları daha iyi anlayabilmek için rastgele bir tarih seçilmiş ve o tarihe ait hesaplamalar adım adım gösterilmiştir. Seçilen tarih 10.04.2011 saat 12:00 civarındır.

Öncelikle yağ sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri hesaplanması gerekmektedir. Bu değeri hesaplayabilmek için transformatörün termal kapasitesi göz önünde bulundurulur. Yapılacak olan hesaplamada transformatörün çalışırken izolasyon sıvısı ile temas halinde olan aktif parçalar ile transformatör tankı ve mekanizmanın ağırlığı kullanılır.

Eş. 4.8'e göre hesaplanan termal kapasite Eş. 4.7'de yerine yazılarak, yağ sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri hesaplanır.

Transformatör-2 sekonder için Eş. 4.8'e göre;

$$C = +0,1323 \text{ (Çekirdek ve sargıların ağırlığı, 81300 kg)}$$

$$+0,0882 \text{ (Trafo tankı ve mekanizmanın ağırlığı, 11250 kg)}$$

$$+0,3513 \text{ (Yağın ağırlığı, 29325 lt)}$$

$$C = 0,1323 \times 81300 + 0,0882 \times 11250 + 0,3513 \times 29325$$

$$C = 10755,99 + 992,87 + 10301,87$$

$$C = 22050,11$$

$$\Delta\Theta_{TO,R} = 38,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$P_{T,R} = 273670 \text{ Watt}$$

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} = \frac{22050,11 \times 38,4}{273670}$$

$$\tau_{TO,R} = 3,09 \text{ saat}$$

Yağ sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri bulunduğundan sonra üst yağ sıcaklık artış değeri hesaplanır. Bu değer Eş. 4.5'e göre hesaplanırken yükün seçilen andaki durumu göz önüne alınarak, anlık akımın anma akımına oranı kullanılır.

$$K_u = I_{rms} / I_{rated}$$

$$K_u = 482,2 / 1673,5$$

$$K_u = 0,2882$$

Eş. 4.5'teki R yük kaybının boştaki kayıplarına oranıdır. Dolayısı ile bu değer sabit bir değerdir.

$$R = P_{LL} / P_{NL}$$

$$P_{LL} = 216\,973 \text{ Watt}$$

$$P_{NL} = 56\,697 \text{ Watt}$$

$$R = 216\,973 / 56\,697$$

$$R = 3,83$$

Eş. 4.5'te değerler yerine yazılırsa;

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n = 38,4 \left[\frac{(0,4882^2 \times 3,83 + 1)}{(3,83 + 1)} \right]^{0,8}$$

$$\Delta\Theta_{TO,U} = 13,58 \text{ } ^\circ\text{C}$$

olarak bulunur.

Bundan sonraki aşamada $\Delta\Theta_{TO}$ hesabına geçmeden önce hesaplama yaptığımız andaki veriler için yağ sıcaklığının zaman sabitini hesaplamak gerekir. O da Eş. 4.11 kullanılarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}} \right)^{1/n}} = 3,09 \times \frac{\left(\frac{13,58}{38,4} \right) - \left(\frac{12,8}{38,4} \right)}{\left(\frac{13,58}{38,4} \right)^{1/0,8} - \left(\frac{12,8}{38,4} \right)^{1/0,8}}$$

$$\tau_{TO} = 3,23 \text{ saat}$$

Üst yağ sıcaklık değişimini hesaplayabilmek için tüm veriler elimizde olacağından, artık Eş. 4.4 kullanılarak hesaplama gerçekleştirilebilir.

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{\frac{-t}{\tau_{TO}}} \right) + \Delta\Theta_{TO,i} = (13,58 - 12,8) \left(1 - \exp^{\frac{-10}{60 \times 3,23}} \right) + 12,8$$

$$\Delta\Theta_{TO} = 12,83 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Üst yağ sıcaklığının Eş. 4.3'e göre ortam sıcaklığı ve üst yağ sıcaklık değişimi değerlerinin toplamından oluştuğunu daha önceki bölümlerde belirtilmişti. Eş. 4.3 kullanılarak seçilen zamandaki üst yağ sıcaklık değeri bulunabilir.

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} = 9,66 + 12,83$$

$$\Theta_{TO} = 22,49 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Bu kısımdan sonraki hesaplamalar önceki hesaplamalar ile aynı anda yapılmalıdır. Çünkü belirlenen bir zaman için hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerine sargı sıcaklığı değişim değeri de eklenerek sargının sıcak nokta sıcaklığının hesaplanması gerekmektedir. Dolayısı ile başa dönülecek olursa sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri (τ_{WR}) hesaplanmalıdır. Sargı sıcaklığının zaman sabitini hesaplarken yağ, tank ya da diğer bileşenlerin ağırlıkları dikkate alınmaz. Sadece sargıların ağırlıkları göz önüne alınarak Eş. 4.8'e göre ayrı bir termal kapasite hesaplanmalıdır.

$$C = +0,1323 \text{ (Sargıların ağırlığı, kg)}$$

Eş. 4.17'e göre hesaplanan termal kapasite Eş. 4.16'da yerine yazılarak, sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri hesaplanır.

$$C = 0,1323 \times 13800 \quad C = 1825,7$$

$$\tau_{TW,R} = \frac{1825,7 \times 22,5}{273670}$$

$$\tau_{TW,R} = 0,15 \text{ saat}$$

Sargı sıcaklığı zaman sabitinin anma değeri bulunduktan sonra son sargı sıcaklık artış değeri hesaplanır. Bu değer Eş. 4.5'e göre hesaplanırken yükün o andaki durumu göz önüne alınarak, önceki hesaplamada olduğu gibi aynı R ve Ku değerleri kullanılır.

$$\Delta\Theta_{H,U} = 22,5 \times 0,2882^{2 \times 0,9}$$

$$\Delta\Theta_{H,U} = 2,396 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Bundan sonraki aşamada $\Delta\Theta_H$ hesabına geçmeden önce hesaplama yapılan zamandaki veriler için sargı sıcaklığının zaman sabitini hesaplamak gerekir. O da Eş. 4.19 kullanılarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$\tau_{TW} = 0,15 \frac{\left(\frac{2,39}{22,5}\right) - \left(\frac{2,42}{22,5}\right)}{\left(\frac{2,39}{22,5}\right)^{1/0,8} - \left(\frac{2,42}{22,5}\right)^{1/0,8}}$$

$$\tau_{TW} = 0,21 \text{ saat}$$

Sargı sıcaklık değişimini hesaplayabilmek için tüm veriler elde edildiğinden, artık Eş. 4.12 kullanılarak hesaplama aşağıdaki gibi gerçekleştirilebilir.

$$\Delta\Theta_H = (2,39 - 2,42) \left(1 - \exp^{\frac{-10}{60 \times 0,21}} \right) + 2,42$$

$$\Delta\Theta_H = 2,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

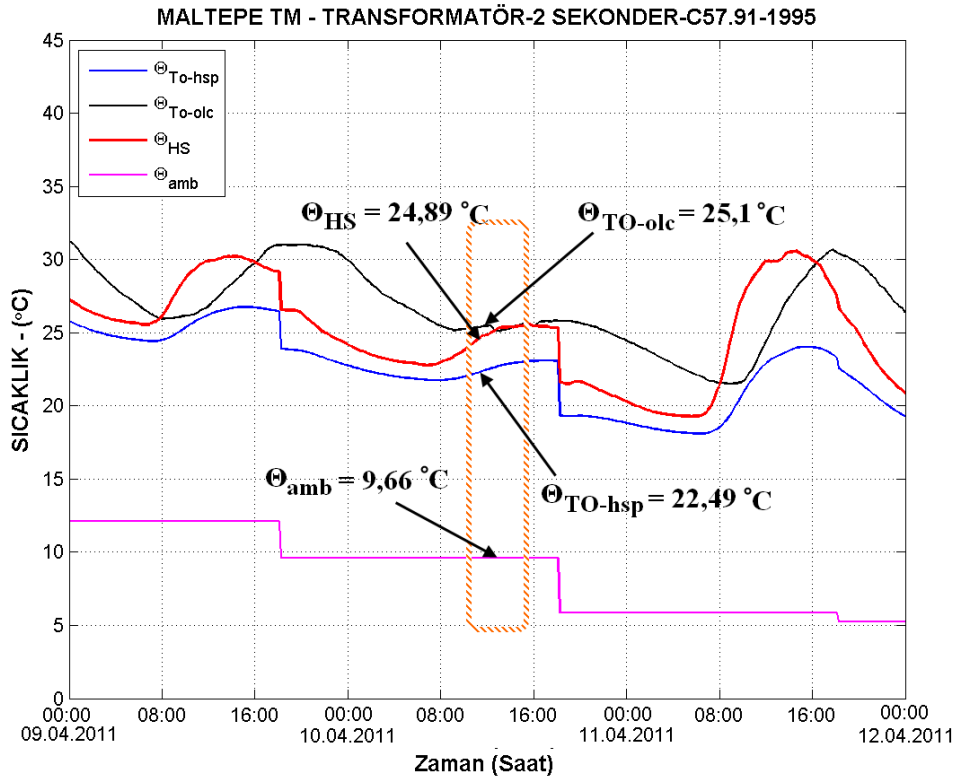
Sargı sıcaklığının ortam sıcaklığı, üst yağ sıcaklık değişimi ve sargı sıcaklık değişiminin toplamından oluştuğunu daha önceki bölümlerde ifade edilmişti. Eş. 4.2'e göre

$$\Theta_H = 9,66 + 12,83 + 2,4 \quad \Theta_H = 24,89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

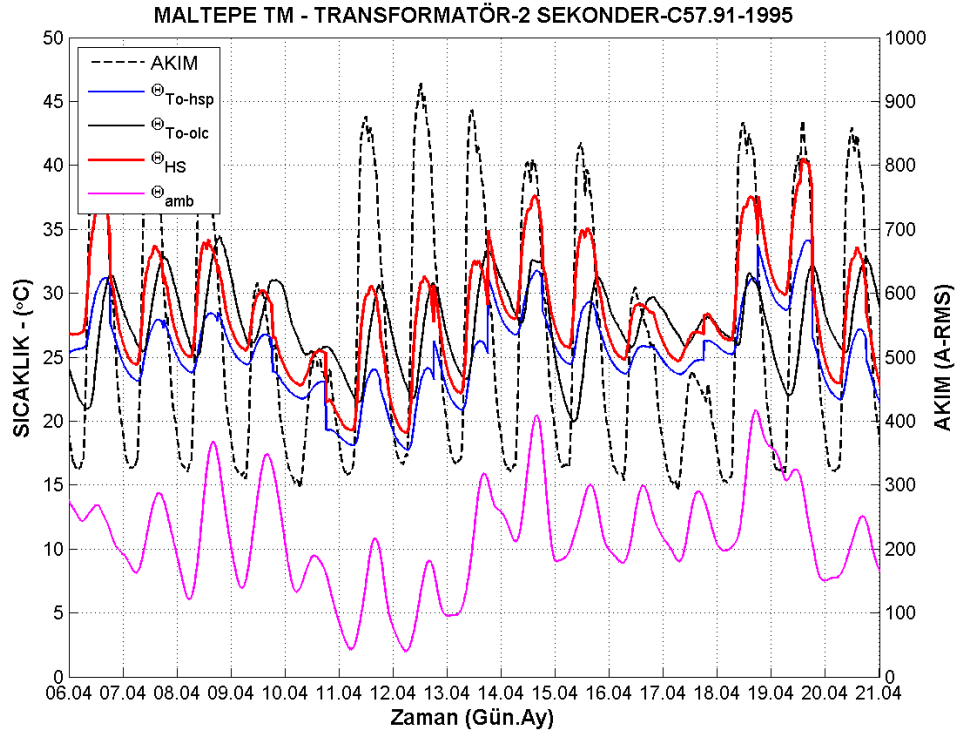
olarak bulunur.

Şekil 6.26'da turuncu ile seçili bölgede ortam sıcaklığı (Θ_{amb}) magenta rengi ile, hesaplanan üst yağ sıcaklığı (Θ_{TO-hsp}) mavi renk ile ve hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı (Θ_{HS}) kırmızı renk ile gösterilmektedir. Siyah ile gösterilen değişim grafiği ise ölçülen üst yağ sıcaklık değişimidir (Θ_{TO-olc}).

[13, 26]'a göre yapılan hesaplamaların sonucuna göre çıkan grafik Şekil 6.27'deki gibidir.

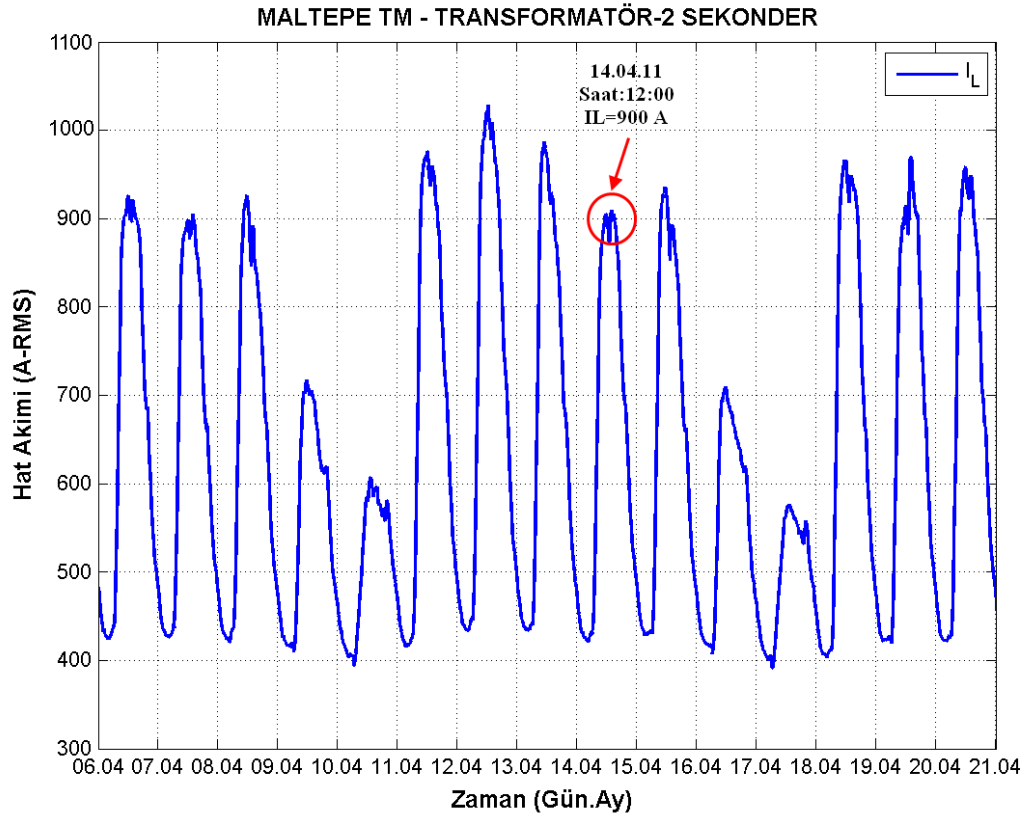


Şekil 6.26. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi



Şekil 6.27. C57.91-1995'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi

6.2.2. Harmonik durumuna göre örnek hesaplama



Şekil 6.28. Transformatör-2 sekonder tarafı akım değişiminden seçilen örnek nokta

Hesaplamaları yapabilmek için Şekil 6.28’deki akım değişimleri grafiğinden rastgele bir nokta seçilsin. Grafikte kırmızı ile işaretlenen, 14.04.2011 tarihindeki, saat 12:00 civarına denk gelen noktadaki akım değerinin yaklaşık 900 Amper olduğu görülmektedir.

Bundan sonraki bölümde seçilen nokta için transformatör-2 ölçüm noktasına ait hesaplamalar yapılacaktır. Öncelikle seçilen andaki akım değerinin Fourier analizi yapılarak harmonik bileşenleri hesaplanır. Hesaplanan bileşenlerden transformatör-2 sekonder ölçüm noktasına ait harmonik dağılımı çıkartılır ve Çizelge 6.5 oluşturulur.

Önce harmonik dağılımı ile ilgili Çizelge 6.5’i oluşturmak gerekir.

Çizelge 6.5. Transformatör-2 sekonder harmonik dağılımı

h	I_h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h²	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h^2$	h^{0,8}	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 \times h^{0,8}$
1	524,8	1	1	1	1	1	1
3	1,2201	0,002395	5,74E-06	9	5,16E-05	2,408	1,38E-05
5	11,258	0,023808	0,0005668	25	0,01417	3,623	0,0020541
7	4,1411	0,008857	7,85E-05	49	0,0038444	4,743	0,00037215
9	0,40225	0,000792	6,28E-07	81	5,09E-05	5,799	3,64E-06
11	1,6515	0,003538	1,25E-05	121	0,0015146	6,809	8,52E-05
13	0,31277	0,000695	4,84E-07	169	8,18E-05	7,783	3,77E-06
15	0,22781	0,000454	2,06E-07	225	4,64E-05	8,727	1,80E-06
17	0,73376	0,001571	2,47E-06	289	0,0007133	9,646	2,38E-05
19	0,24216	0,000552	3,05E-07	361	0,0001101	10,54	3,22E-06
21	0,64301	0,001303	1,70E-06	441	0,0007491	11,42	1,94E-05
23	0,4269	0,000908	8,25E-07	529	0,0004362	12,28	1,01E-05
25	0,32346	0,000674	4,55E-07	625	0,0002841	13,13	5,97E-06
27	0,05993	0,000127	1,63E-08	729	1,19E-05	13,96	2,27E-07
29	0,08139	0,000178	3,18E-08	841	2,68E-05	14,78	4,71E-07
31	0,10121	0,000208	4,35E-08	961	4,18E-05	15,59	6,79E-07
33	0,04647	9,65E-05	9,30E-09	108	1,01E-05	16,39	1,53E-07
35	0,05409	0,000114	1,30E-08	122	1,60E-05	17,18	2,24E-07
37	0,04319	9,16E-05	8,38E-09	136	1,15E-05	17,97	1,51E-07
39	0,04849	9,99E-05	9,98E-09	152	1,52E-05	18,74	1,87E-07
41	0,08750	0,000180	3,26E-08	168	5,48E-05	19,50	6,36E-07
43	0,14219	0,000301	9,10E-08	184	0,0001683	20,26	1,85E-06
45	0,04152	8,51E-05	7,24E-09	202	1,47E-05	21,01	1,52E-07
47	0,03301	6,87E-05	4,72E-09	220	1,04E-05	21,76	1,03E-07
49	0,03021	6,38E-05	4,07E-09	240	9,76E-06	22,49	9,15E-08
51	0,03375	7,22E-05	5,22E-09	260	1,36E-05	23,23	1,21E-07
53	0,04144	8,83E-05	7,79E-09	280	2,19E-05	23,95	1,87E-07
55	0,03756	8,07E-05	6,52E-09	302	1,97E-05	24,67	1,61E-07
57	0,02681	5,73E-05	3,28E-09	324	1,06E-05	25,39	8,32E-08
59	0,02883	6,20E-05	3,84E-09	348	1,34E-05	26,10	1,00E-07
61	0,02576	5,56E-05	3,09E-09	372	1,15E-05	26,80	8,29E-08
63	0,02531	5,42E-05	2,94E-09	396	1,17E-05	27,50	8,09E-08
Toplam	-	-	1,0006708	-	1,0225346	-	1,00260270

Eş. 4.26 ve Eş. 4.24'e göre;

dördüncü sütunun toplamı amper-rms olarak 1,00033 pu çıkmaktadır. Sargı girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü (F_{HL}) altıncı sütunun dördüncü sütuna

bölünmesi ile 1,022 pu olarak hesaplanabilir. İlave girdap akımları kaybı (F_{HL-STR}) ise sekizinci sütunun dördüncü sütuna bölünmesi ile 1,0019 pu olarak hesaplanabilir.

Transformatör üreticileri tarafından girdap akımları kaybı ile ilgili herhangi bir test yapılmadığına daha önceki bölümlerde değinilmişti. Toplam girdap akımları kaybını hesaplayabilmek için Eş. 4.32, Eş. 4.33 ve Eş. 4.34 kullanılır.

$$P_{TSL-R} = 216\,973 - 1,5 \times \left[(374,9^2 \times 0,3044) + (1\,673,5^2 \times 0,01229) \right]$$

$$P_{TSL-R} = 101\,169 \text{ watt}$$

Sargı girdap akımları kaybı, toplam girdap akımları kaybının %33'ü kadardır (Eş. 4.35).

$$P_{EC-R} = 101\,169 \times 0,33$$

$$P_{EC-R} = 33\,386 \text{ watt}$$

İlave girdap akımları kaybı ise Eş. 4.36'ya göre aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$P_{OSL-R} = 101\,169 - 33\,386$$

$$P_{OSL-R} = 67\,783 \text{ watt}$$

$$I^2R = 216\,973 - 101\,169$$

$$I^2R = 115\,804 \text{ watt}$$

Anma kayıp değerleri yukarıdaki gibi hesaplandıktan sonra, transformatörün ölçüm anındaki yük durumuna göre normalize edebilmek için Eş. 4.37 kullanılır. Bundan sonraki kısımda yapılan hesaplamalar Matlab ile her bir adımda ayrı ayrı gerçekleştirilmiş ve sonuçta istenen grafikler oluşturulmuştur. Bundan sonraki kısımda sadece bir adım için örnek hesaplama yöntemi anlatılacaktır. Akım değerinin 900 A olduğu bir anda;

$$P_{LL}(pu) = (1,00033)^2 \times \left(\frac{900}{1\,673,5} \right)^2$$

$$P_{LL}(pu) = 0,289 \text{ pu}$$

$$I^2R \text{ 'kaybı} = I^2R \text{ kaybı} \times P_{LL}(pu) = 115\,804 \times 0,289 = 33\,467 \text{ watt}$$

$$P_{EC}' = P_{EC} \times P_{LL}(pu) = 33\,386 \times 0,289 = 9\,649 \text{ watt}$$

$$P_{OSL}' = P_{OSL} \times P_{LL}(pu) = 67\,783 \times 0,289 = 19\,589 \text{ watt}$$

Kayıp verileri yük durumuna göre normalize edildikten sonra, P_{EC}' ve P_{OSL}' transformatörün ölçüm anındaki harmonik durumuna göre normalize edilir.

$$P_{EC}' \times F_{HL} = 9\,649 \times 1,022 = 9\,861 \text{ watt}$$

$$P_{OSL}' \times F_{HL-STR} = 19\,589 \times 1,0019 = 19\,626 \text{ watt}$$

Düzeltilen ve ölçüm anındaki şartlara göre normalize edilen tüm kayıp verileri ile Çizelge 6.6 oluşturulur.

Çizelge 6.6. Transformatör-2 kayıp verileri

Kayıp Türü	Nominal Kayıp (W)	Yüke göre Kayıp (W)	Harmonik Kayıp Faktörü	Düzeltilmiş Kayıp (W)
Transformatör Boşta Kaybı (P_{NL})	56 697			56 697
I²R Kaybı	115 804	33 467		33 467
Sargı Girdap Akımları Kaybı (P_{EC})	33 386	9 649	1,022	9 861
İlave Girdap Akımları Kaybı (P_{OSL})	67 783	19 589	1,0019	19 626
Toplam Kayıp (P_{TL})	273 670			119 651

Eş. 4.38'e göre üst yağ sıcaklık yükselişi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\Theta_{TO} = 38,4 \times \left(\frac{119\,651}{273\,670} \right)^{0,8} + 14$$

$$\Theta_{TO} = 33,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

İçteki ya da AG sargısının kayıp değeri Eş. 4.39'a göre;

$$I_{2-R}^2 R = 1,5 \times 1\,673,4^2 \times 0,01229$$

$$I_{2-R}^2 R = 51\,622 \text{ watt}$$

bulunur.

İçteki ya da AG sargısının kayıp değeri Eş. 4.40'a göre;

$$I_2^2 R = 51\,622 \times 0,289$$

$$I_2^2 R = 14\,919 \text{ watt}$$

olarak hesaplanır.

$$\Theta_g = (\Delta\Theta_{H,R} - \Delta\Theta_{TO,R}) \times \left(\frac{14\,919 + 9\,861 \times 2,4}{51\,622 + 33\,386 \times 2,4} \right)^{0,8}$$

$$\Theta_g \approx 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

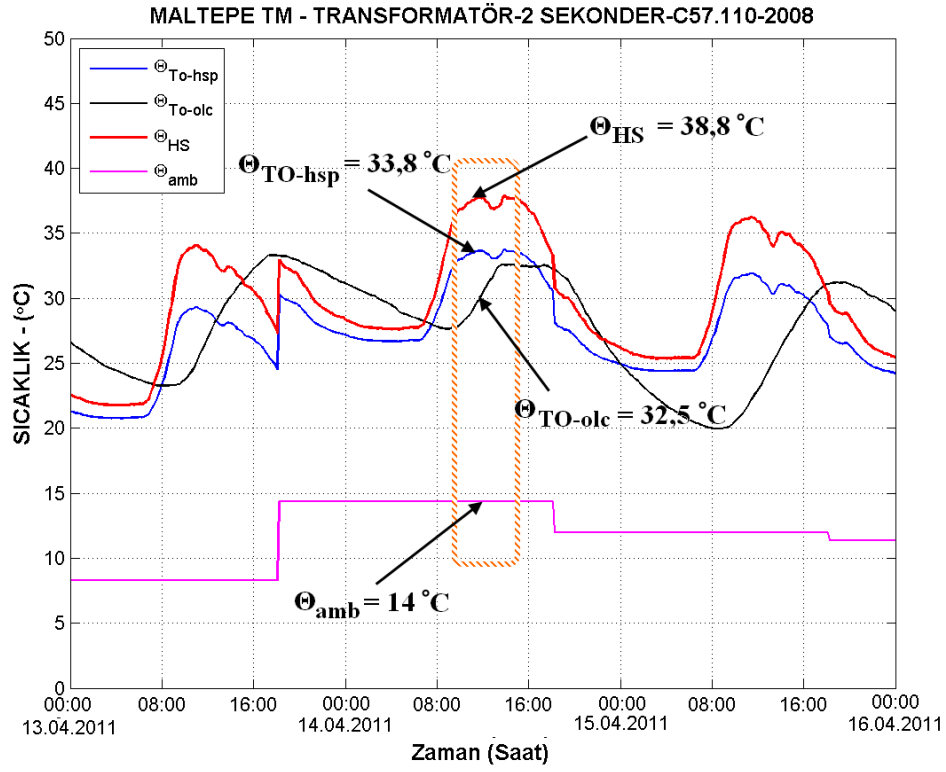
Sıcak nokta sıcaklığı seçilen nokta için;

$$\Theta_{HS} = 33,8 + 5 = 38,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

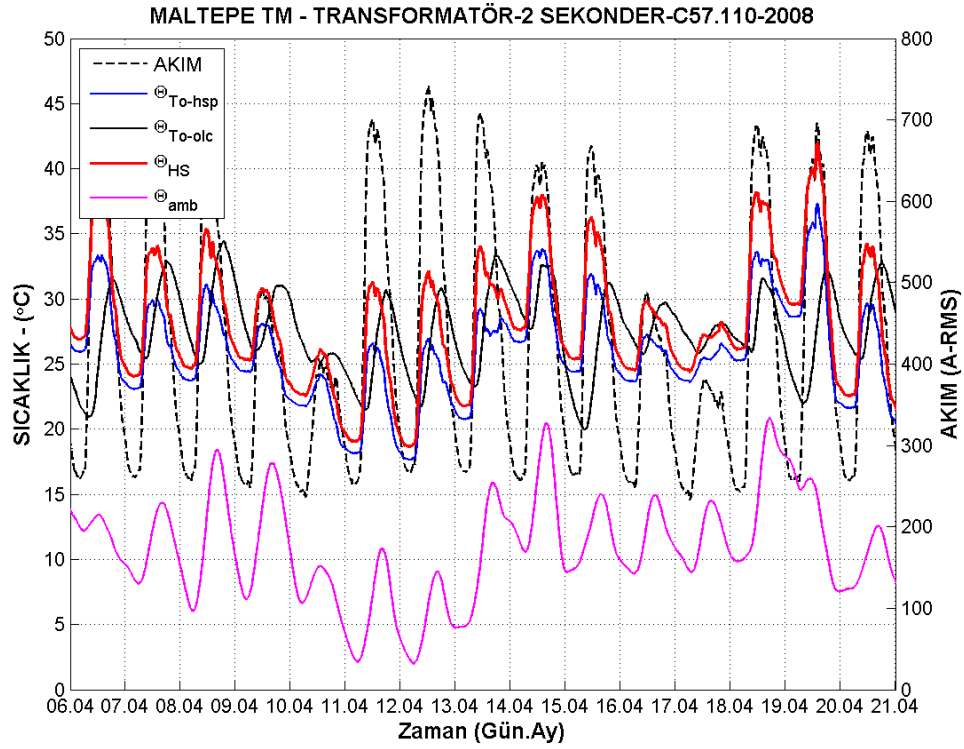
olarak hesaplanır.

Yukarıda yapılan tüm hesaplamalar 14.04.2011 saat 12:00 civarındaki akım, ortam sıcaklığı ve üst yağ sıcaklığı değerlerine göre yapılmış olup sonuçları Şekil 6.29'da gösterilmektedir. Standartta ortam sıcaklığı çok hızlı değişen bir parametre olmadığı için, 12 ya da 24 saatlik ortalamaların kullanılması önerilmektedir. Bu sebeple ortam sıcaklığı bilgisi 24 saatlik ortalamalar olarak gösterilmiştir. İlerleyen grafiklerde diğer değişkenlerle olan korelasyonun daha anlamlı değerlendirilebilmesi için 10 dakikalık ya da bir saatlik ortalamalar şeklinde çizdirilmiştir.

Şekil 6.29'da turuncu ile seçili bölgede ortam sıcaklığı Θ_{amb} magenta rengi ile, hesaplanan üst yağ sıcaklığı Θ_{TO-hsp} mavi renk ile ve hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı Θ_{HS} kırmızı renk ile gösterilmektedir. Siyah ile gösterilen değişim grafiği ise ölçülen üst yağ sıcaklık değişimi Θ_{TO-olc} 'dir.



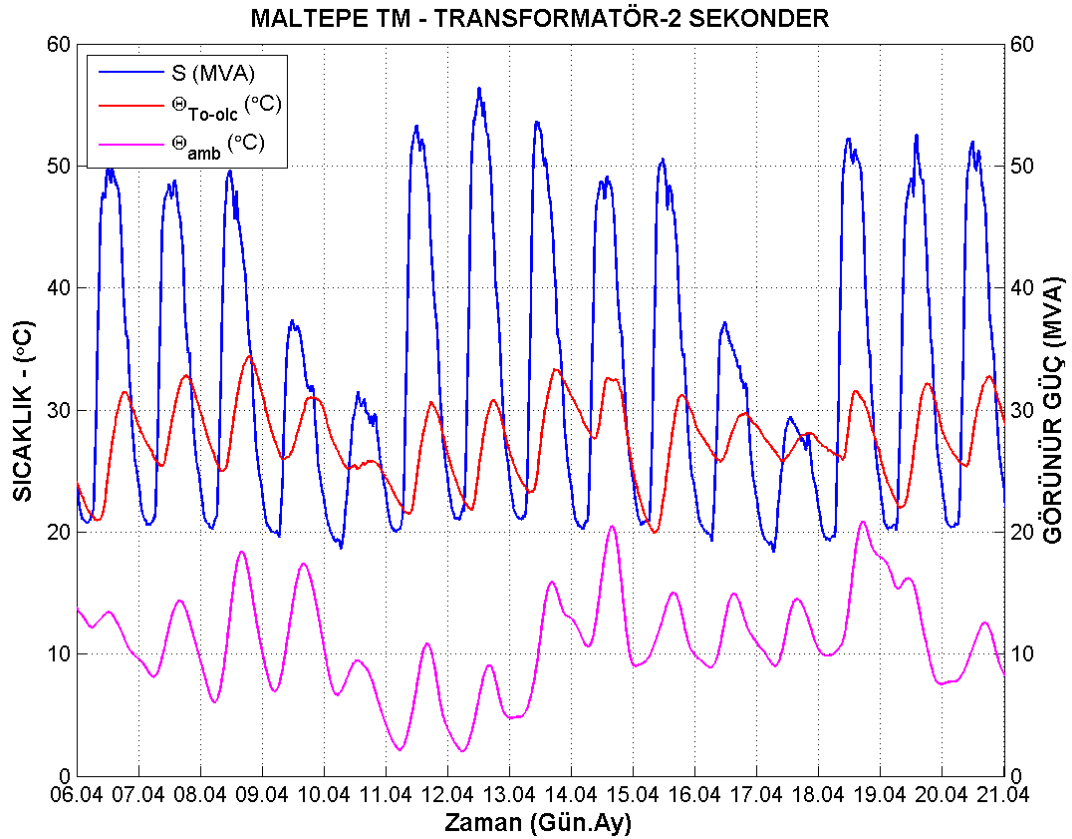
Şekil 6.29. Hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı grafiği



Şekil 6.30. C57.110-2008'e göre hesaplanan sıcak nokta sıcaklığı değişimi

Şekil 6.29 ve Şekil 6.30 incelendiğinde [28]'e göre yapılan hesaplamalara göre hesaplanan üst yağ sıcaklığı ile ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki benzerlik dikkat çekicidir. Hesap ile tahmin arasındaki farklar hata analizi başlığı altında ayrıntılı bir şekilde incelenmiştir.

Sıcak nokta sıcaklığı değeri ise, tahmin edilen üst yağ sıcaklık değerine göre hesaplanmaktadır. Dolayısı ile üst yağ sıcaklığı tahmininde yapılacak olan hatalar sıcak nokta sıcaklık tahminini de etkilemektedir. Ancak sıcak nokta sıcaklığı ile ilgili olarak ölçülen herhangi bir veri olmadığı için karşılaştırma yapılamamaktadır.



Şekil 6.31. Üst yağ sıcaklığı, ortam sıcaklığı ve transformatör yük durumu korelasyonu

Şekil 6.31'de ise üst yağ sıcaklığı (Θ_{TO-olc}) kırmızı renk ile, ortam sıcaklığı (Θ_{amb}) magenta rengi ile ve transformatör-2'ye ait görünür güç değişimi (S) mavi renk ile gösterilmektedir. Bu grafik üst yağ sıcaklığı ile ortam sıcaklığı ve yük durumu

arasındaki korelasyonu anlamak açısından oldukça açıklayıcıdır. Soldaki eksen sıcaklık değerlerini temsil ederken, sağdaki eksen transformatörün güç (MVA) değerini temsil etmektedir.

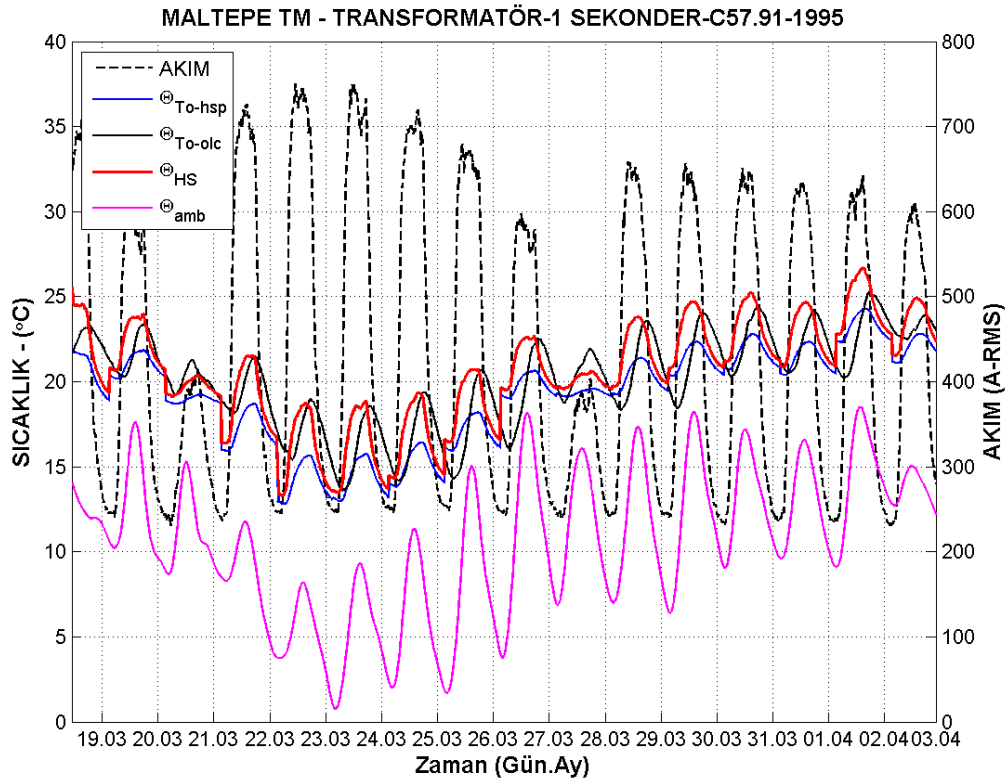
Görüldüğü gibi yük artışı ile üst yağ sıcaklığı artışı arasında gecikmeli bir benzerlik bulunmaktadır. Bu gecikmenin sebebi ani artan yüklerde yağın aniden ısınamamasıdır. Yağ yavaş yavaş ısınıp yavaş yavaş soğumaktadır. Dolayısı ile de transformatörün yük durumu ile üst yağ sıcaklığı arasında bir zaman gecikmesi meydana gelir.

7. HATA ANALİZİ

Bu bölümde, çalışmanın tamamında yapılan hesaplamalar neticesinde ortaya çıkan sonuçlar, ölçülen değerlerle karşılaştırılmış, her bir ölçüm noktası ve kullanılan yöntem için ayrı ayrı hata analizleri yapılmıştır.

7.1. Transformatör-1 Sekonder Hata Analizi

7.1.1. Yük durumuna göre hesaplama (C57.91-1995)



Şekil 7.1. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.1'de gösterilen, IEEE C57.91-1995 standardına göre yapılan hesaplamalar sonucu elde edilen değişimlere ait hata analizi grafikleri Şekil 7.2 ve Şekil 7.3'te yer almaktadır. Hata analizi grafiklerinde ölçülen üst yağ sıcaklığı değerleri ile

standardın önerdiği yönteme göre tahmini yapılan üst yağ sıcaklığı değeri farkı zaman eksenine göre, mutlak değer olarak çizdirilmiştir.

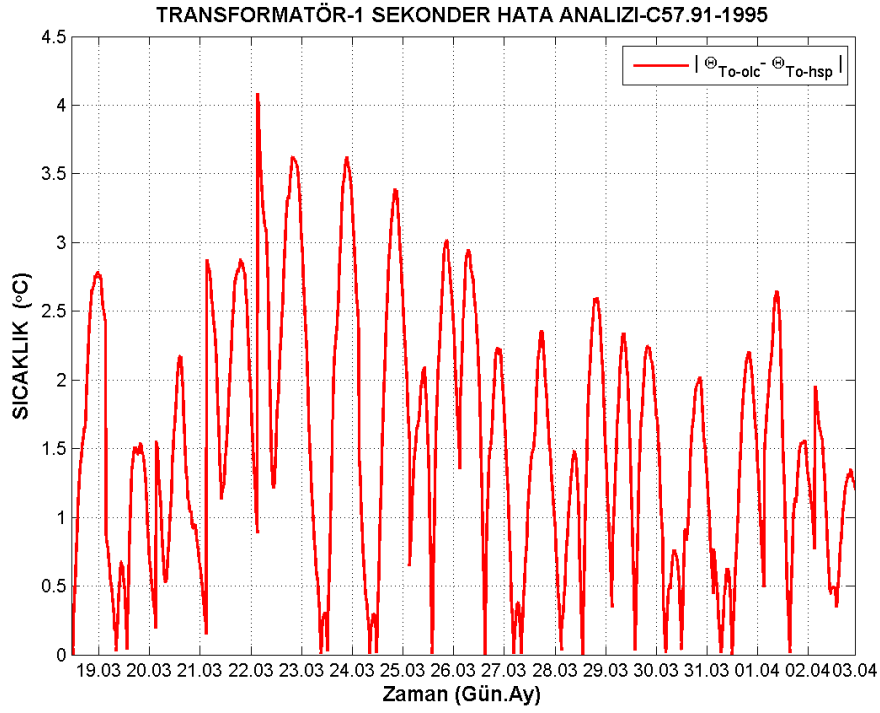
Şekil 7.2’de transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri ($\Theta_{To-ölç}$) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki fark mutlak değer olarak gösterilmektedir.

Çizelge 7.1. Transformatör-1 C57.91-1995 hata verileri

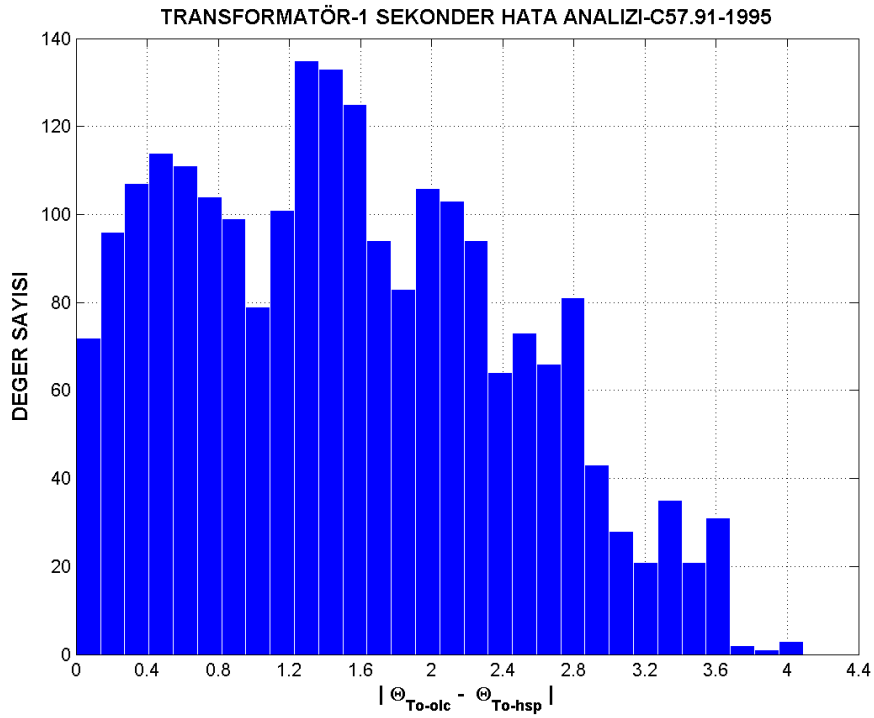
Maksimum Hata	Ortalama Hata
4,08 °C	1,64 °C

Çizelge 7.1’den hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 4,08 °C, ortalama 1,64 °C olduğu görülmektedir.

Şekil 7.3’te transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri ($\Theta_{To-ölç}$) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

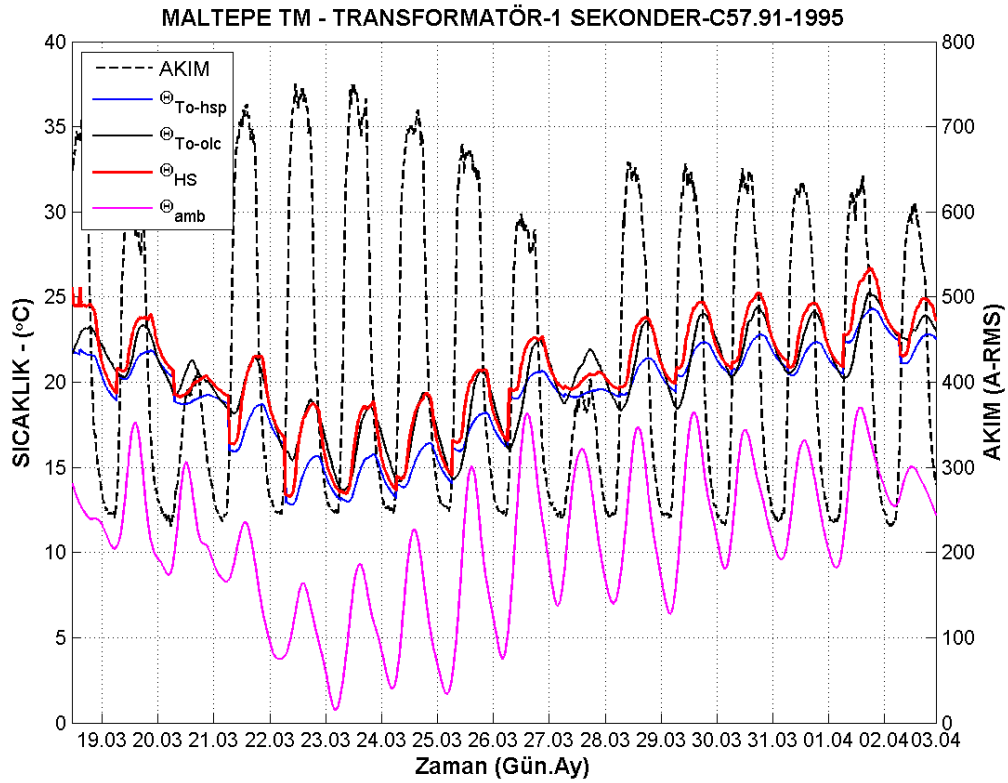


Şekil 7.2. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi



Şekil 7.3. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi yoğunluğu

Transformatör-1 sekonder ölçüm noktasına ait veriler değerlendirilirken, transformatörün yüklenmesi veya ortam sıcaklığı değiştiğinde, sargının ve yağın sıcaklıklarının bu durumu biraz gecikme ile takip edecekleri daha önceki bölümlerde anlatılmıştı. Bahsi geçen gecikmeden dolayı hata analizi grafiklerinde fazladan bir hata görülmektedir. Bu durum dikkate alınarak hesaplanan üst yağ sıcaklığı ve sıcak nokta sıcaklığı değeri yağ zaman sabiti τ_{TO} kadar kaydırılacak olursa Şekil 7.4 elde edilir. 25 MVA'lık Transformatör-1 için $\tau_{TO} \approx 200$ dakika olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri yaklaşık olarak 200 dakika kaydırıldığında aşağıdaki şekil elde edilir.



Şekil 7.4. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.4'te transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), τ_{TO} kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

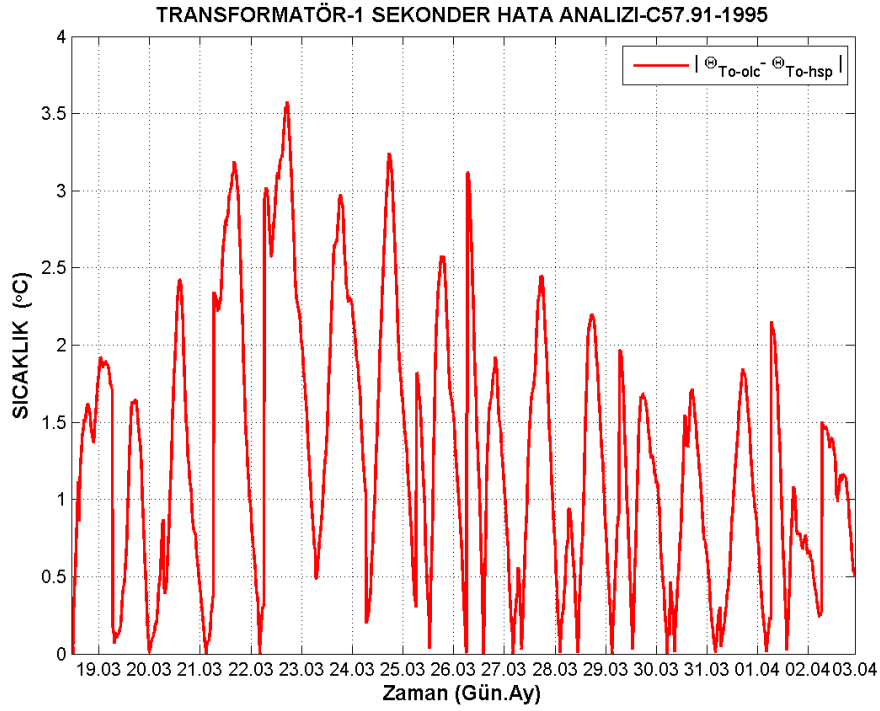
Şekil 7.5 ve Şekil 7.6’da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.

Yağ zaman sabitinden kaynaklanan zaman kayması ortadan kaldırıldığında, Çizelge 7.2’den, hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 3,64 °C’ye, ortalama farkın 1,32 °C’ye indiği görülmektedir.

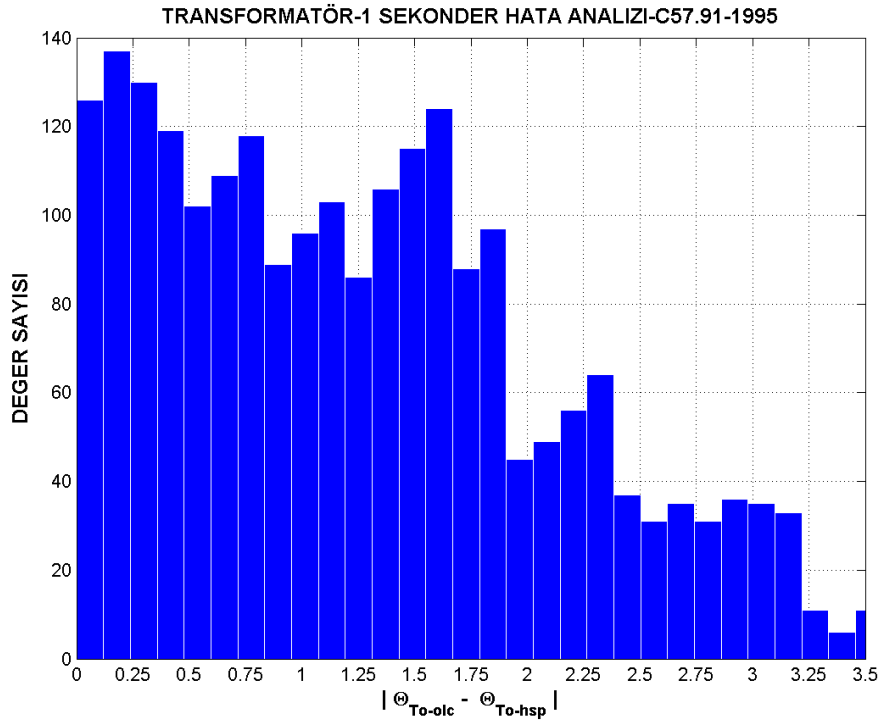
Çizelge 7.2. Transformatör-1 C57.91-1995 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
3,64 °C	1,32 °C

Şekil 7.6’da transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri ($\Theta_{To-ölç}$) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) τ_{TO} kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.



Şekil 7.5. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi



Şekil 7.6. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu

Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri τ_{TO} kadar kaydırılmasına rağmen (Bkz Şekil 7.4) hala ölçülen üst yağ değeri ile üst üste denk gelmemektedir. Bu değerleri üst üste denk getirebilmek için τ_{TO} zamanından başlayarak yarım saatlik zaman aralıkları ile kaydırmalar yapılmış ve en uygun aralık tespit edilmiştir. Bu durum Çizelge 7.3'te gösterilmektedir.

Çizelge 7.3. Transformatör-1 C57.91-1995'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi

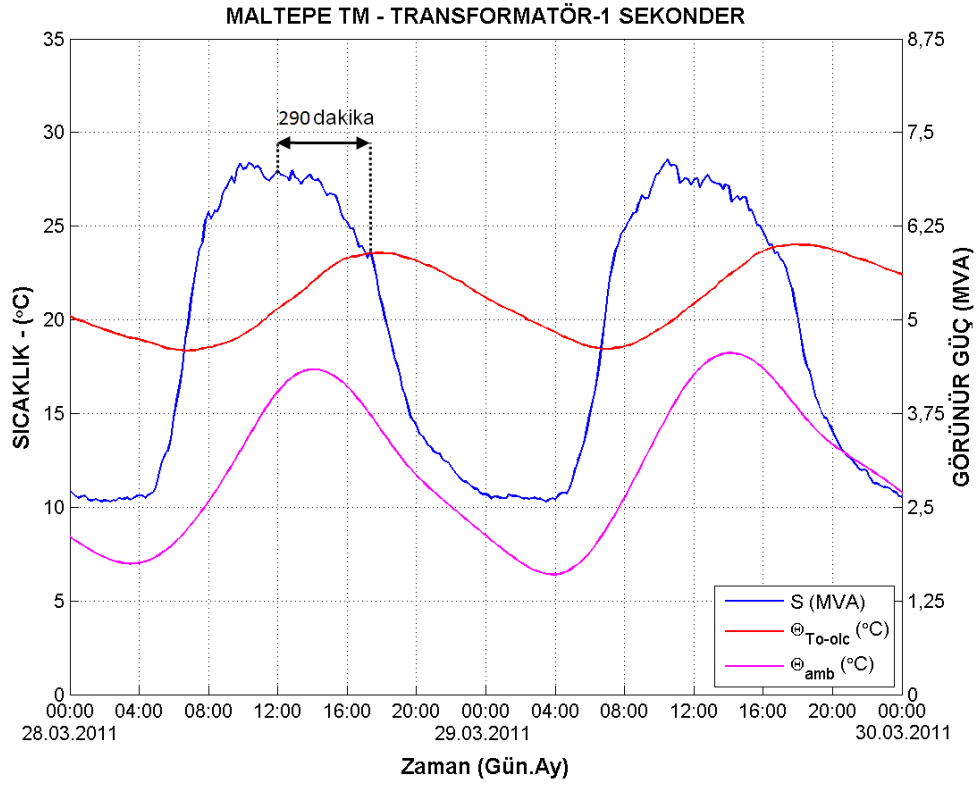
Kaydırma Zaman Aralığı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
200	3.64	1.32
230	3.68	1.25
260	3.80	1.24
290	4.07	1.23
320	4.18	1.25
350	4.43	1.27
380	4.67	1.30
410	4.88	1.33
440	5.11	1.38
470	5.35	1.43
500	5.57	1.48

Çizelge 7.3 incelendiğinde ortalama hatanın en düşük olduğu 290 dakikalık zaman aralığı dikkat çekmektedir.

Hata oranını minimize eden 290 dakikalık fark, transformatör-1 çalışırken ölçüm yapılan değerler üst üste çizdirildiğinde de açıkça görülmektedir.

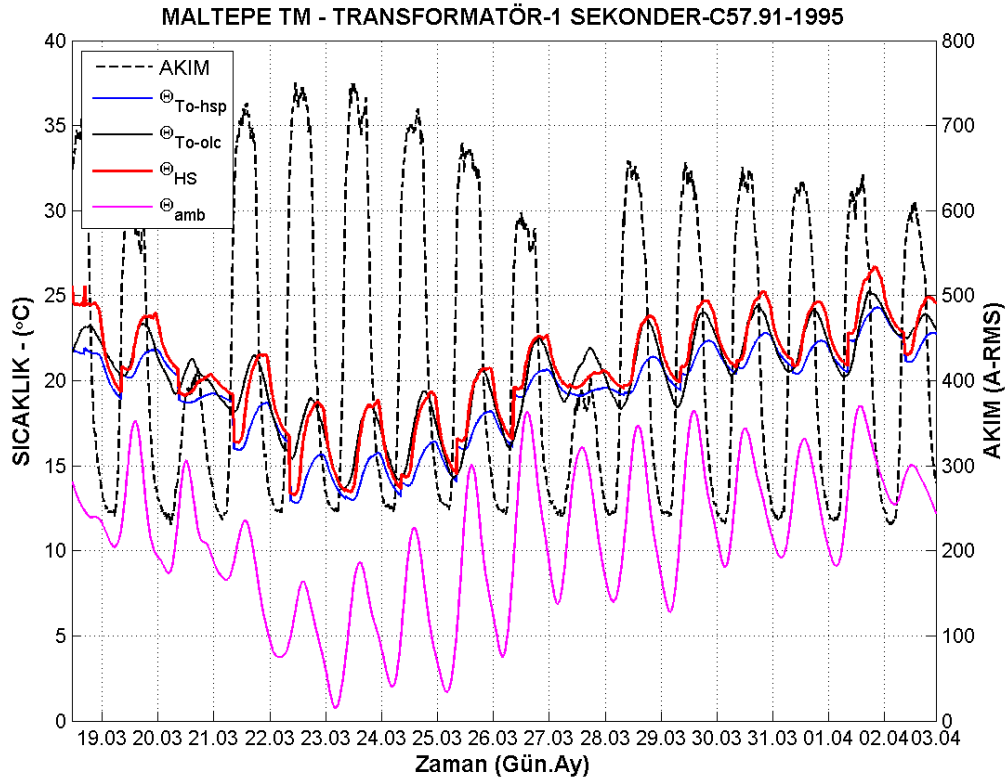
Şekil 7.7'de transformatör-1'in güç değişimi (10 dakikalık ortalamalar şeklinde), aynı andaki ortam sıcaklığı değişimi (bir saatlik ortalamalar şeklinde) ve yine aynı andaki ölçülen üst yağ sıcaklık değişimi (10 dakikalık ortalamalar şeklinde), toplamda iki günlük bir süre için çizdirilmiştir. Güç değişiminin maksimum değerlerine ulaştığı anların tam ortası ile ölçülen üst yağ sıcaklığı değerlerinin

maksimum değerlere çıktığı anların tam ortası arasındaki fark yaklaşık olarak 290 dakikaya tekabül etmektedir. Yani pratikte standardın önerdiği 200 dakikalık τ_{TO} yağ zaman sabitinden daha fazla bir gecikme söz konusudur.



Şekil 7.7. Transformatör-1 sekonder görünür güç-ortam sıcaklığı-üst yağ sıcaklığı koralasyonu

Hesaplanan üst yağ sıcaklık grafiğini 290 dakika kadar kaydırıldığında Şekil 7.8 elde edilir.



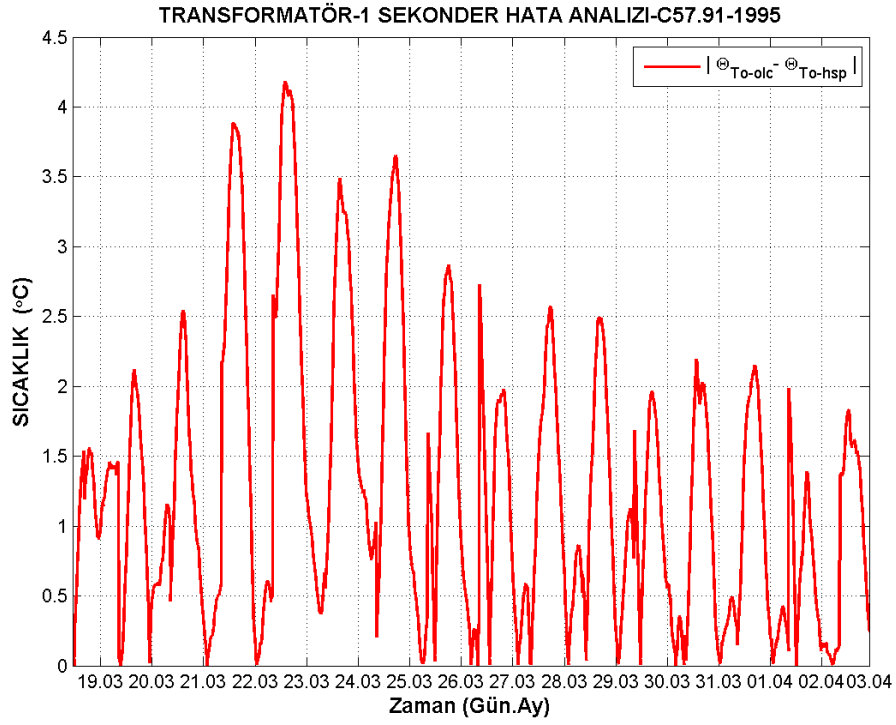
Şekil 7.8. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995'e göre 290 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.8'de transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında, yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), 290 dakika kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

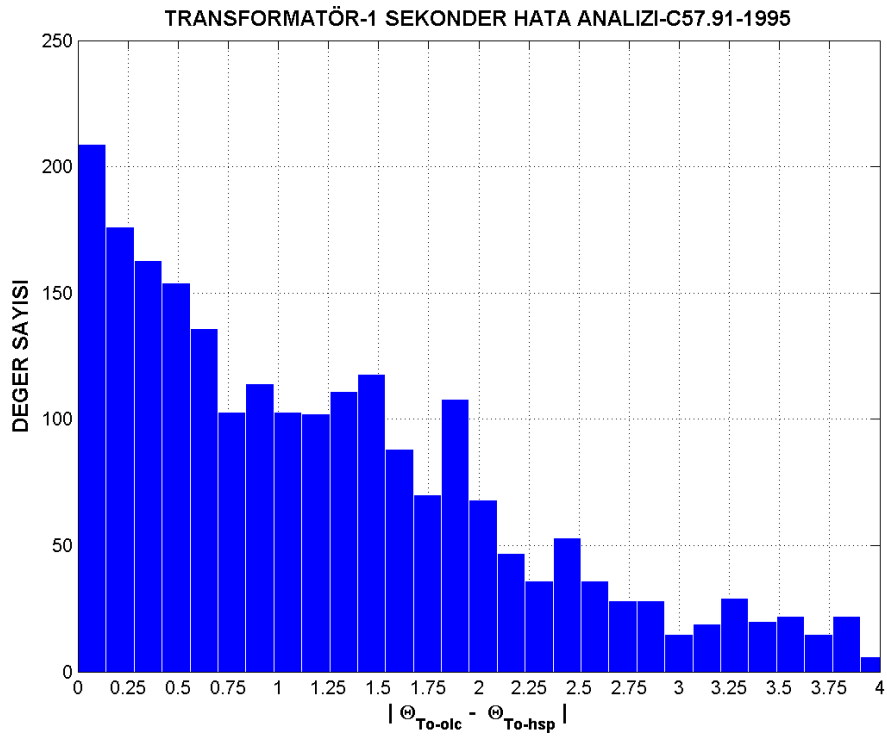
Şekil 7.9 ve Şekil 7.10'da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir. Ölçülen üst yağ sıcaklığı ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı grafikleri 290 dakikalık zaman farkı ortadan kaldırılarak üst üste oturtulduğunda Şekil 7.9 elde edilmiştir.

Çizelge 7.4. Transformatör-1 C57.110-2008 290 dakika kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
4,07 °C	1,23 °C



Şekil 7.9. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı

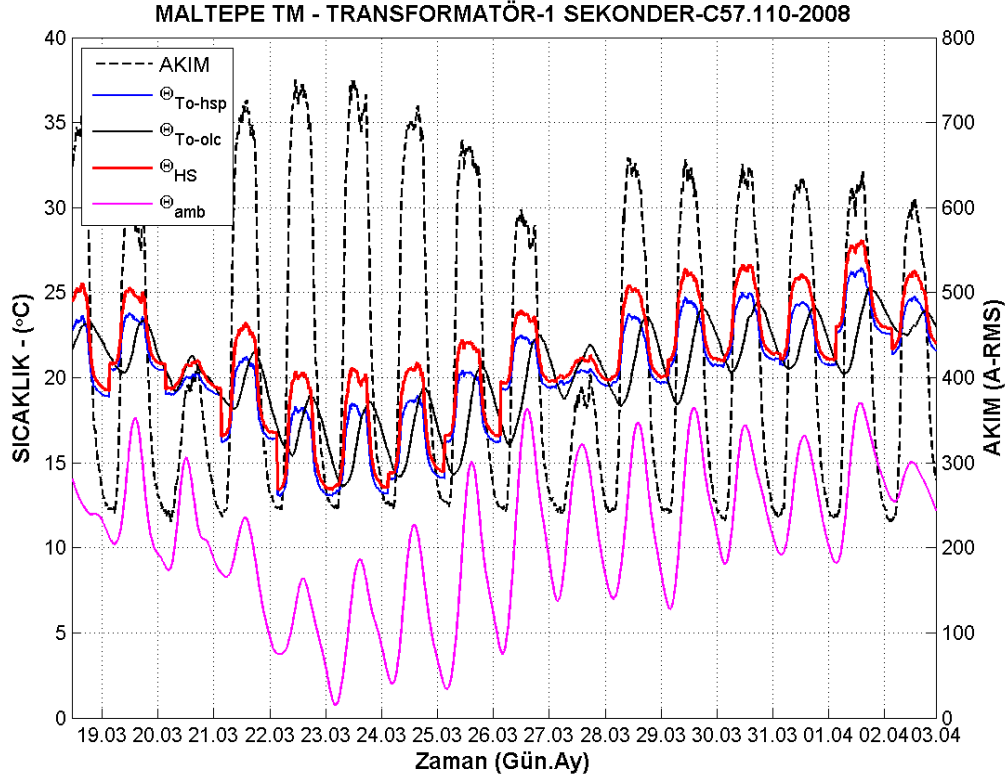


Şekil 7.10. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi

Çizelge 7.4'ten hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimumunun 4,7 °C olduğu, ortalama farkın ise 1,25 °C'ye indiği görülmektedir. Ortalama farkın en fazla düştüğü durum bu bölümde olmuştur..

Şekil 7.10'da transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) 290 dakika kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

7.1.2. Harmonik durumuna göre hesaplama (C57.110-2008)

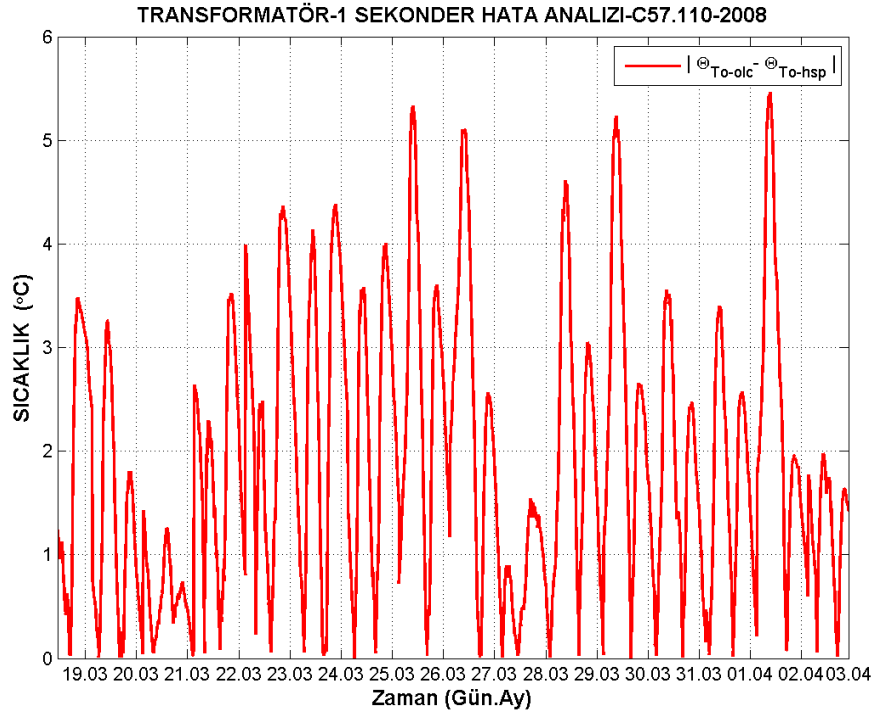


Şekil 7.11. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık grafiği

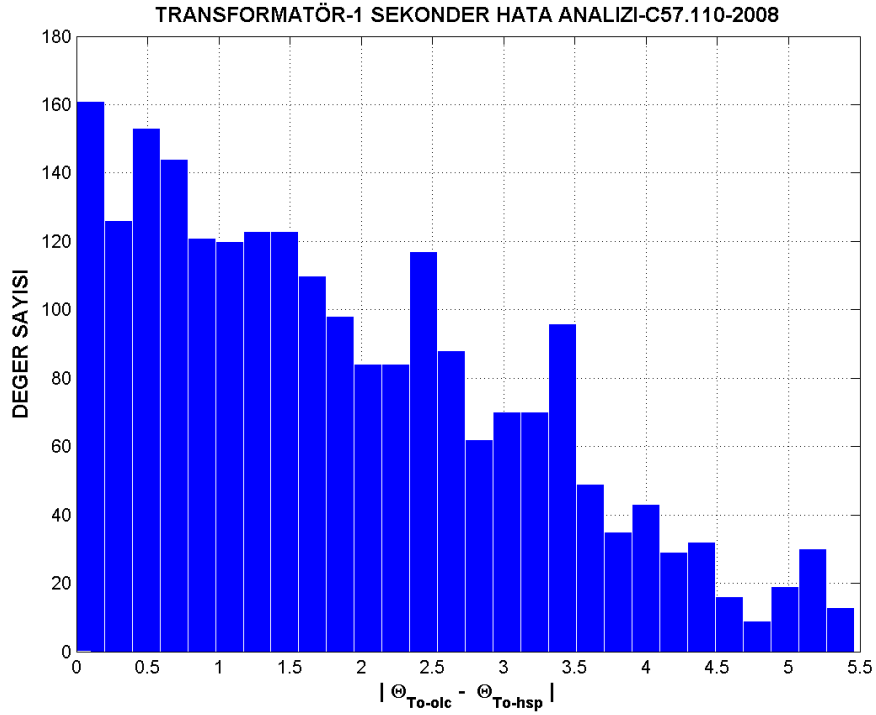
Şekil 7.11'de gösterilen, IEEE C57.110-2008 standardına göre yapılan hesaplamalar sonucu elde edilen değişimlere ait hata analizi grafikleri Şekil 7.12 ve Şekil 7.13'te yer almaktadır. Hata analizi grafiklerinde ölçülen üst yağ sıcaklığı değerleri ile standardın önerdiği yöntemle tahmini yapılan üst yağ sıcaklığı değeri farkı zaman eksenine göre, mutlak değer olarak çizdirilmiştir. Daha sonra hata değerlerinin kaç °C civarında yoğunlaştığını görebilmek için histogram grafiklerine yer verilmiştir.

Çizelge 7.5. Transformatör-1 C57.110-2008 hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
5,46 °C	1,87 °C



Şekil 7.12. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi



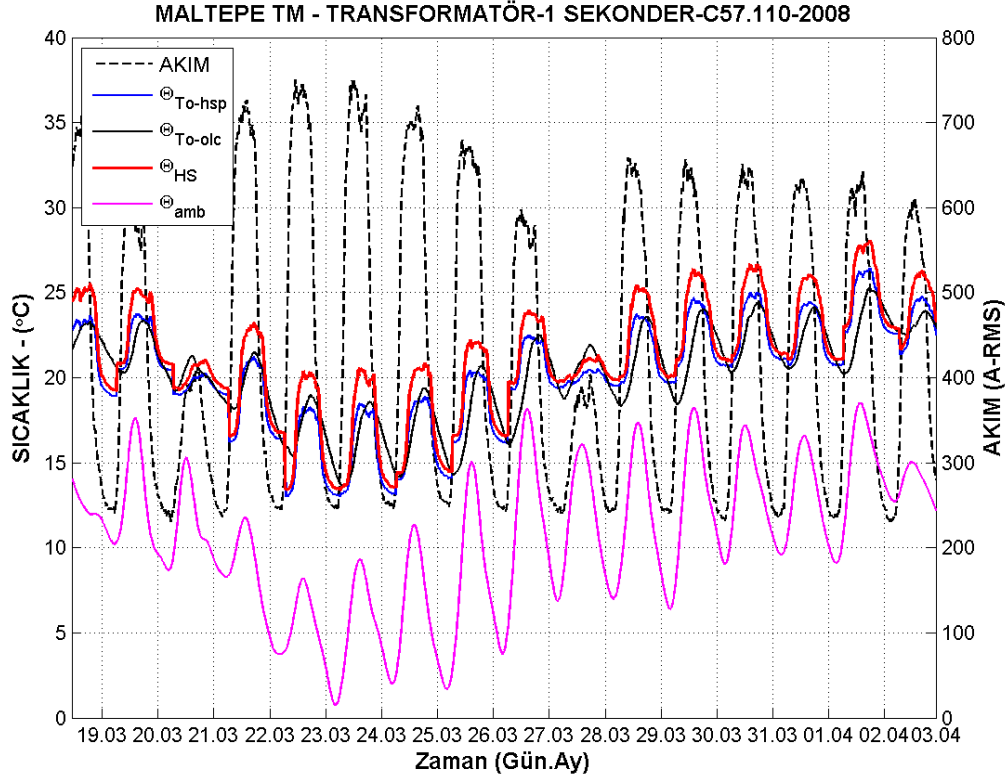
Şekil 7.13. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi yoğunluğu

Çizelge 7.5'ten hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 5,46 °C, ortalama 1,87 °C olduğu görülmektedir.

Şekil 7.12'de transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki fark mutlak değer olarak gösterilmektedir.

Şekil 7.13'te transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Yağ zaman sabiti dikkate alınarak hesaplanan üst yağ sıcaklığı ve sıcak nokta sıcaklığı değeri, yağ zaman sabiti τ_{TO} kadar kaydırılacak olursa Şekil 7.14 elde edilir. 25 MVA'lık Transformatör-1 için $\tau_{TO} \approx 200$ dakika olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri yaklaşık olarak 200 dakika kaydırıldığında aşağıdaki şekil elde edilir.



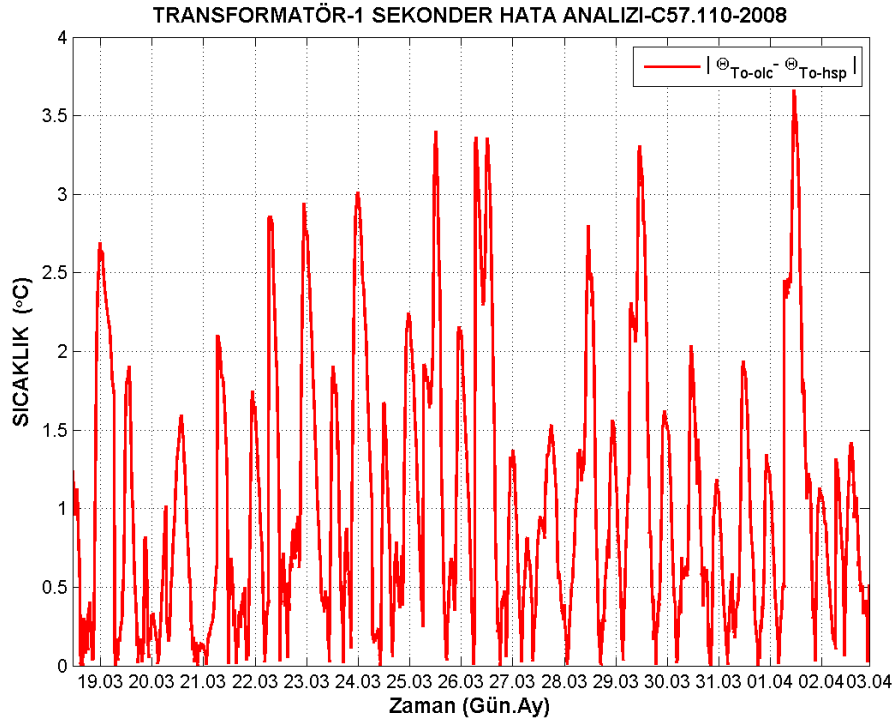
Şekil 7.14. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.14'te transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), τ_{TO} kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

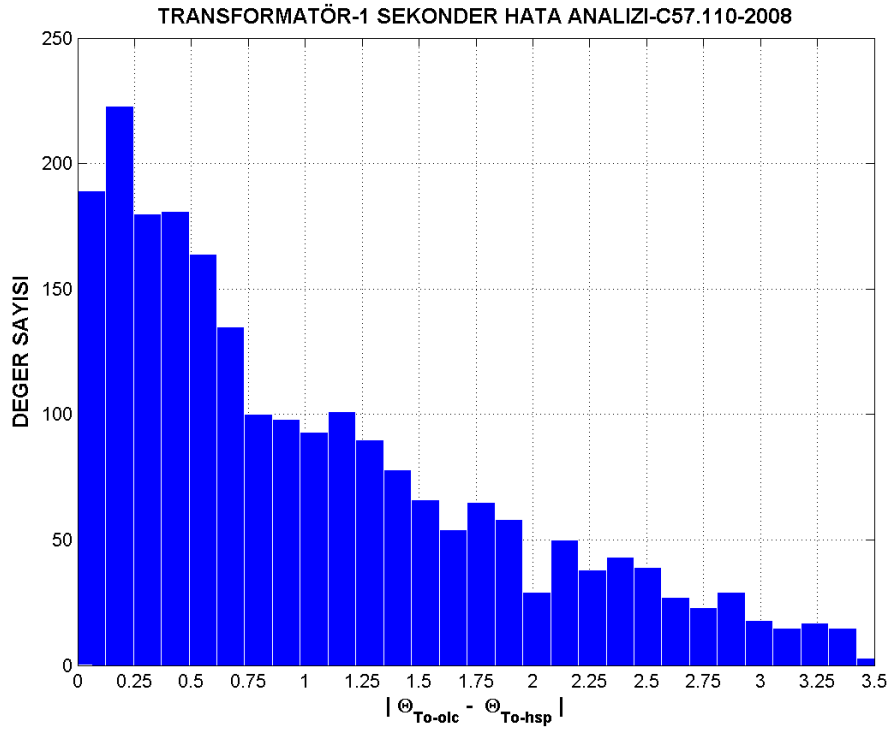
Şekil 7.15 ve Şekil 7.16'da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.

Çizelge 7.6. Transformatör-1 C57.110-2008 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
3,67 °C	1,03 °C



Şekil 7.15. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi



Şekil 7.16. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu

Yağ zaman sabitinden kaynaklanan zaman kayması ortadan kaldırıldığında, Çizelge 7.6'dan, hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 3,67 °C'ye, ortalama farkın 1,03 °C'ye indiği görülmektedir.

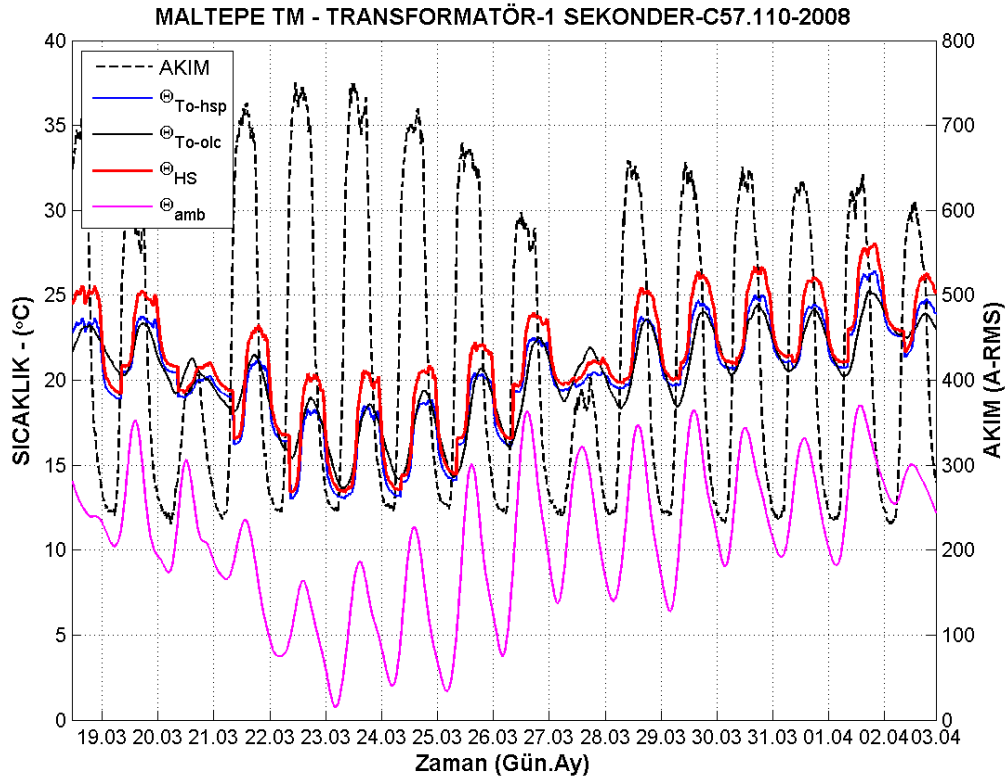
Şekil 7.16'da transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) τ_{TO} kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri τ_{TO} kadar kaydırılmasına rağmen (Bkz. Şekil 7.14) hala ölçülen üst yağ değeri ile üst üste denk gelmemektedir. Bu değerleri üst üste denk getirebilmek için τ_{TO} zamanından başlayarak yarım saatlik kaydırmalar yapılmış ve en uygun aralık tespit edilmiştir. Bu durum Çizelge 7.7'de gösterilmektedir.

Çizelge 7.7. Transformatör-1 C57.110-2008'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi

Kaydırma Zaman Aralığı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
200	3,67	1,03
230	3,32	0,92
260	3,26	0,83
290	2,96	0,73
320	3,12	0,75
350	3,27	0,76
380	3,51	0,77
410	3,79	0,78
440	4,08	0,85
470	4,32	0,94
500	4,54	1,06

Çizelge 7.7 incelendiğinde ortalama hatanın en düşük olduğu 290 dakikalık zaman aralığı dikkat çekmektedir. Hesaplanan üst yağ sıcaklık grafiğini 290 dakika kadar kaydırduğumuzda Şekil 7.17 elde edilir.



Şekil 7.17. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008’e göre 290 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.17’de transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında, yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), 290 dakika kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

Şekil 7.18 ve Şekil 7.19’da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.

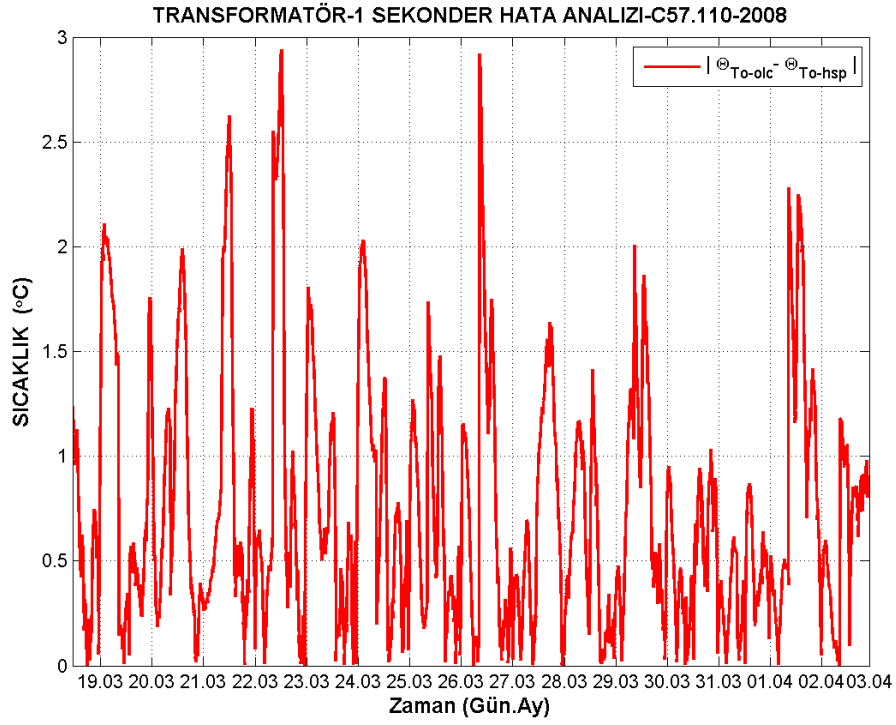
Ölçülen üst yağ sıcaklığı ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı grafikleri 290 dakikalık zaman farkı ortadan kaldırılarak üst üste oturtulduğunda Şekil 7.19 elde edilmiştir.

Çizelge 7.8. Transformatör-1 C57.110-2008 290 dakika kaydırılmış hata verileri

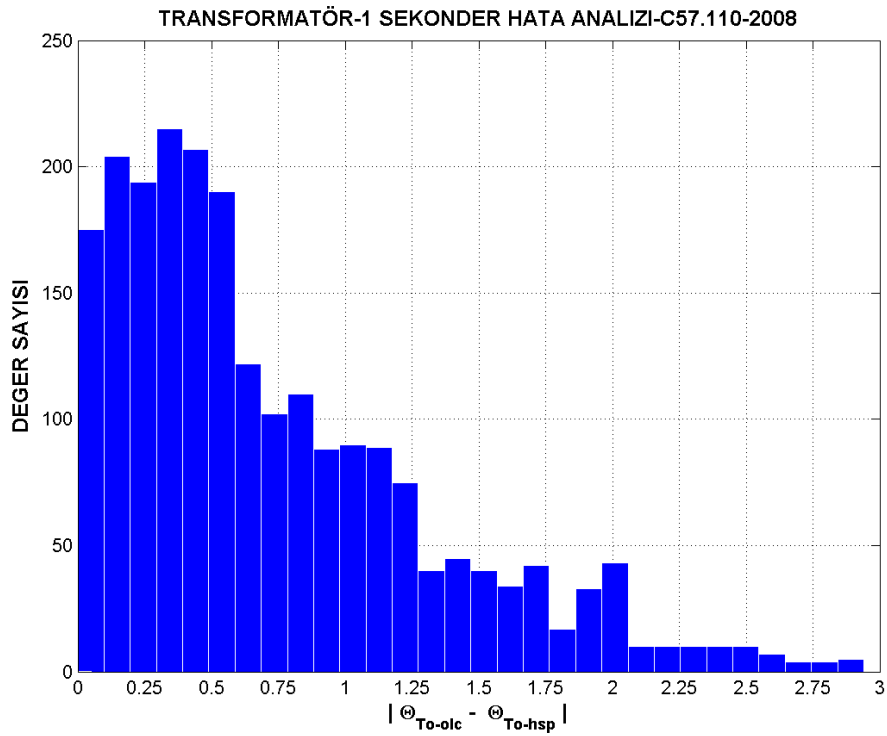
Maksimum Hata	Ortalama Hata
2,96 °C	0,73 °C

Çizelge 7.8'den hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimumunun 2,96 °C, ortalama farkın ise 0,73 °C'ye indiği görülmektedir.

Şekil 7.19'da transformatör-1 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin, Çizelge 7.7'den bulunan değer doğrultusunda (Θ_{To-hsp}) 290 dakika kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.



Şekil 7.18. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı

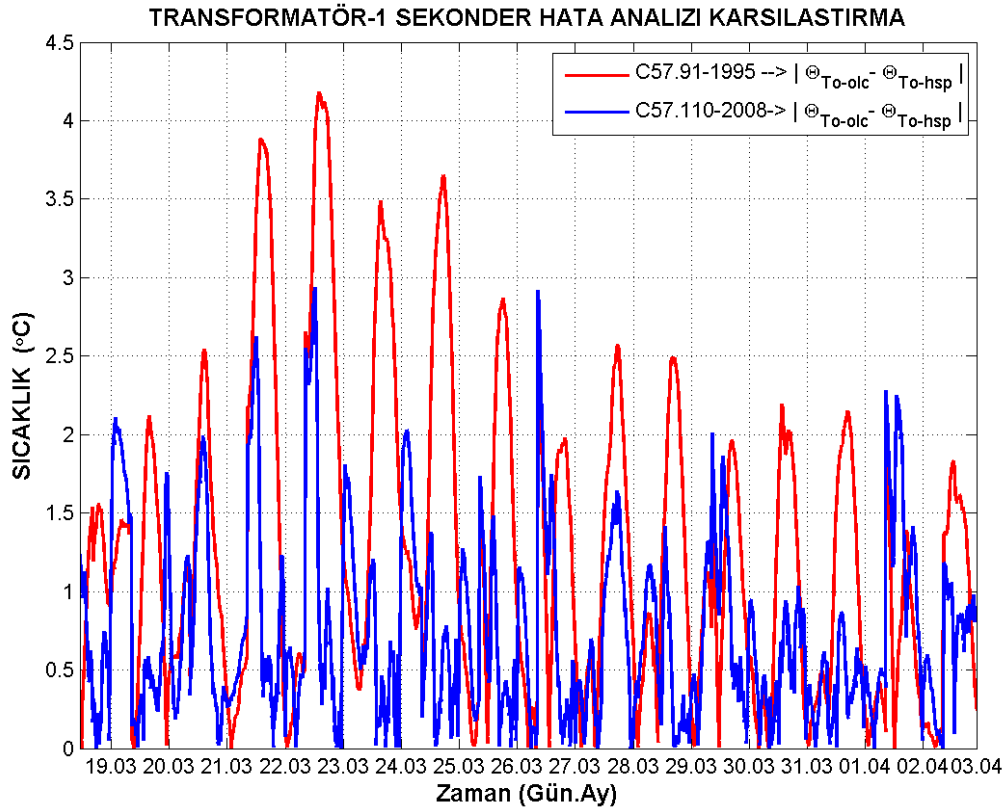


Şekil 7.19. Transformatör-1 sekonder C57.110-2008'e göre 290 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi yoğunluğu

Transformatör-1 sekonder ölçüm noktasına ait veriler her iki hesaplama yöntemi ile de ayrı ayrı çizdirilmiş ve yukarıda bu grafikler gösterilmiştir. Hangi standardın ölçüm yapılan değerlere daha yakın sonuçlar verdiğini görebilmek için Çizelge 7.9 incelenecek olursa; başlangıçta sadece yük durumuna göre hesaplama yapan C57.91-1995'in önerdiği yöntemin daha yakın sonuçlar verdiği düşünülebilir. Ancak zaman ekseninde ölçülen ve tahmin edilen değerler üst üste oturtulduğunda, harmonikleri de hesaba katan C57.110-2008 yönteminin daha doğru sonuçlar verdiğini görülecektir.

Çizelge 7.9. Transformatör-1 C57.110-2008 hata verileri özeti

Kullanılan Standart	Kaydırma Miktarı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
C57.91-1995	-	4,08	1,64
C57.110-2008	-	5,46	1,87
C57.91-1995	$\tau_{TO} = 200$	3,64	1,32
C57.110-2008	$\tau_{TO} = 200$	3,67	1,03
C57.91-1995	290	4,18	1,25
C57.110-2008	290	2,96	0,73

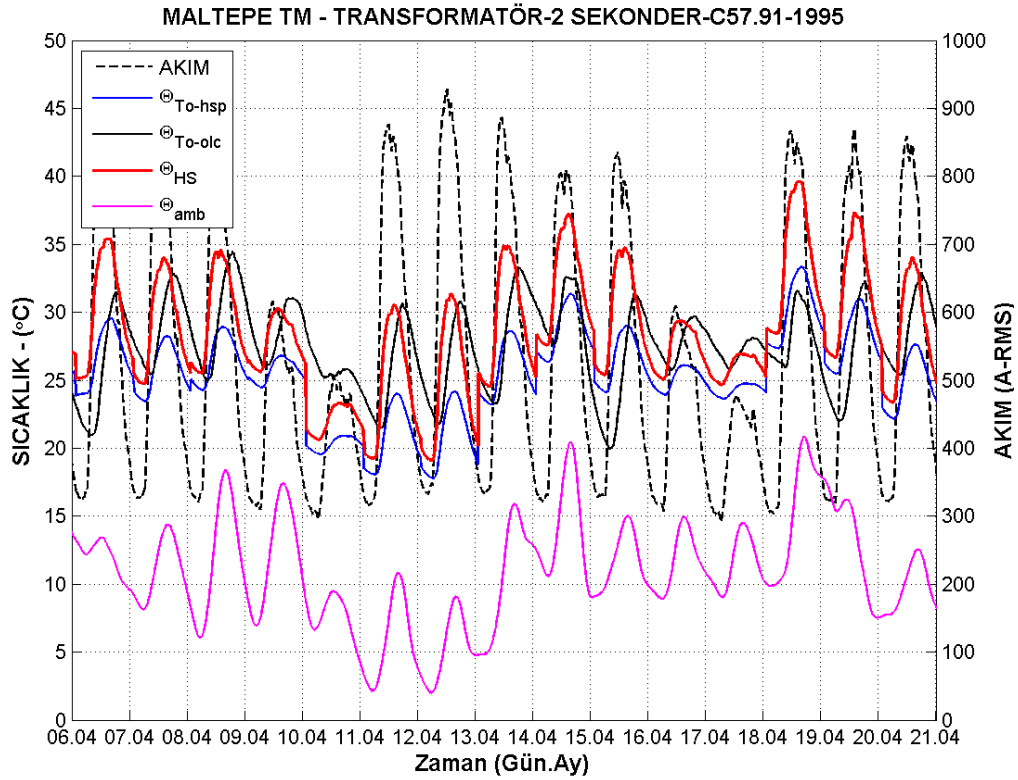


Şekil 7.20. Transformatör-1 sekonder C57.91-1995 ve C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı karşılaştırma

Şekil 7.20'de mavi ile gösterilen grafik harmonikleri de hesaba katan tahmin yönteminin sonucu iken, kırmızı ile gösterilen grafik yük durumuna göre yapılan tahminlerin sonucunda ölçülen gerçek değerlere yakınlık durumları ile ilgili bize bilgi vermektedir. Görüldüğü üzere mavi grafik genel olarak kırmızı grafiğin altında kalmaktadır. Dolayısı ile harmonikleri de hesaba katan yöntemin daha yakın sonuçlar verdiğini söylemek mümkündür.

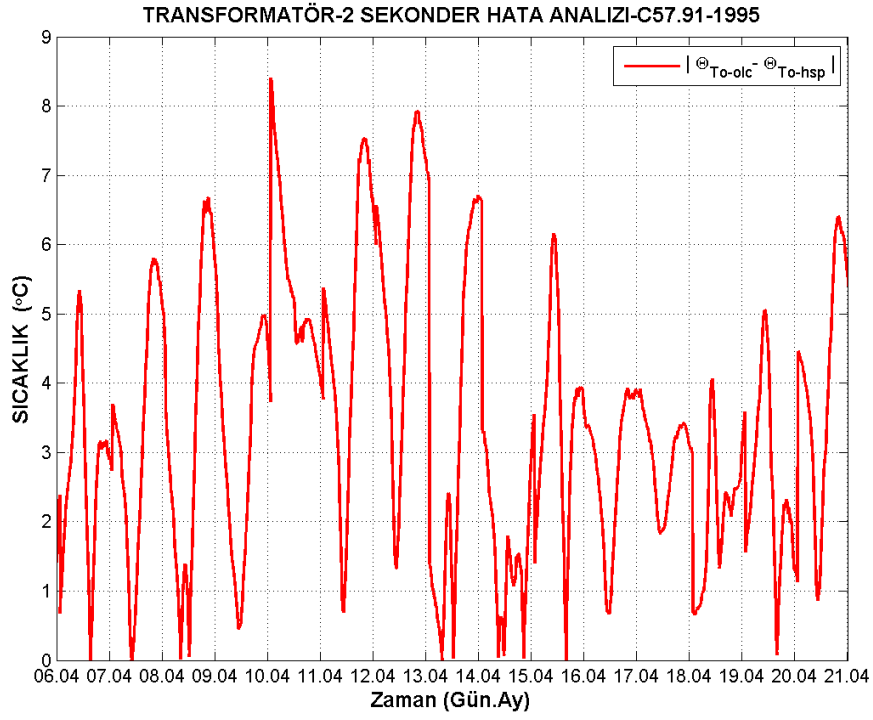
7.2. Transformatör-2 Sekonder Hata Analizi

7.2.1. Yük durumuna göre hesaplama (C57.91-1995)

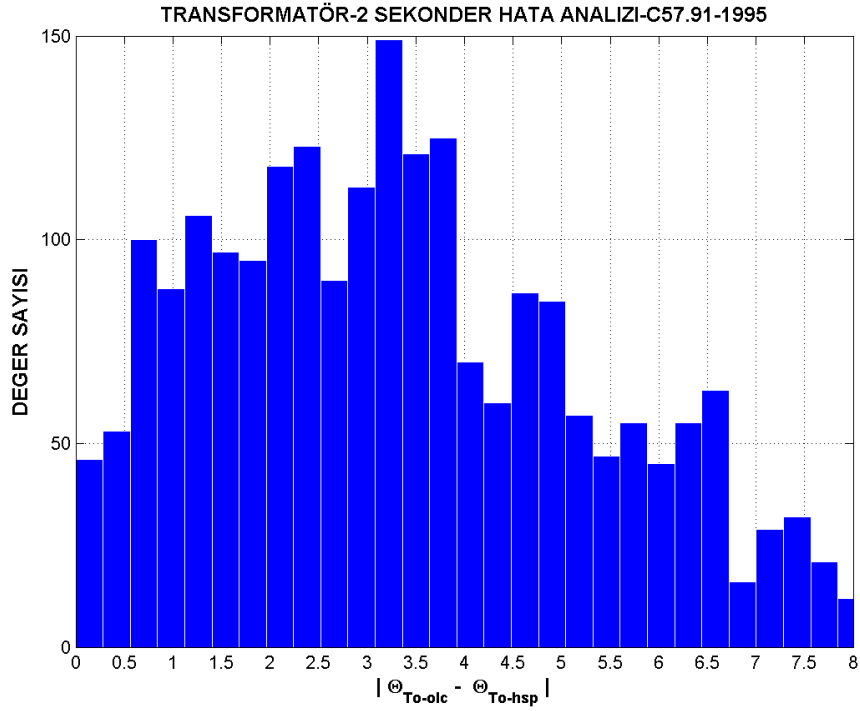


Şekil 7.21. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.21'de gösterilen, IEEE C57.91-1995 standardına göre yapılan hesaplamalar sonucu elde edilen değişimlere ait hata analizi grafikleri Şekil 7.22 ve Şekil 7.23'te yer almaktadır. Hata analizi grafiklerinde ölçülen üst yağ sıcaklığı değerleri ile standardın önerdiği yöntemle tahmini yapılan üst yağ sıcaklığı değeri farkı zaman eksenine göre, mutlak değer olarak çizdirilmiştir. Daha sonra hata değerlerinin kaç °C civarında yoğunlaştığını görebilmek için histogram grafiklerine yer verilmiştir.



Şekil 7.22. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi



Şekil 7.23. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi yoğunluğu

Şekil 7.22’de transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki fark mutlak değer olarak gösterilmektedir.

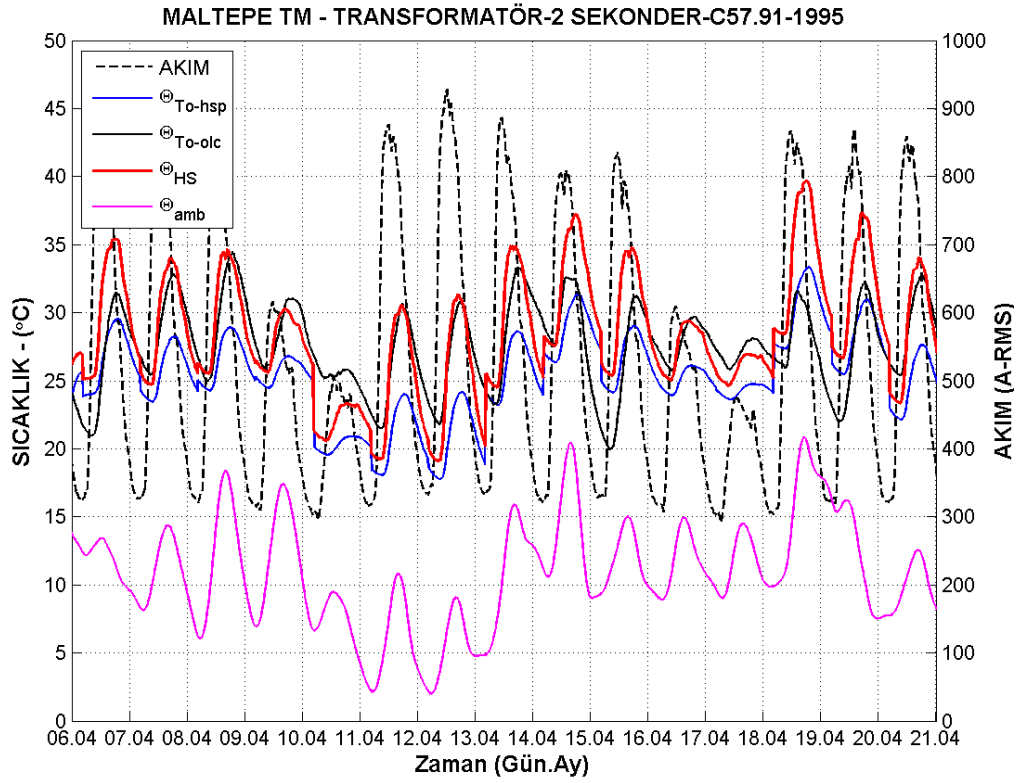
Çizelge 7.10. Transformatör-2 C57.91-1995 hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
8,71 °C	3,35 °C

Çizelge 7.10’dan hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 8,71 °C, ortalama farkın ise 3,35 °C olduğu görülmektedir.

Şekil 7.23’te transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Transformatör-2 sekonder ölçüm noktasına ait veriler değerlendirilirken, transformatörün yüklenmesi değiştiğinde veya ortam sıcaklığı değiştiğinde sargının ve yağın sıcaklıklarının bu durumu biraz gecikme ile takip edecekleri daha önceki bölümlerde anlatılmıştı. Bahsi geçen gecikmeden dolayı hata analizi grafiklerinde fazladan bir hata görünmektedir. Bu durum dikkate alınarak hesaplanan üst yağ sıcaklığı ve sıcak nokta sıcaklığı değeri yağ zaman sabiti τ_{TO} kadar kaydırılacak olursa Şekil 7.24 elde edilir. 100 MVA’lık transformatör-2 için $\tau_{TO} \approx 180$ dakika olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri yaklaşık olarak 180 dakika kaydırıldığında aşağıdaki şekil elde edilir.



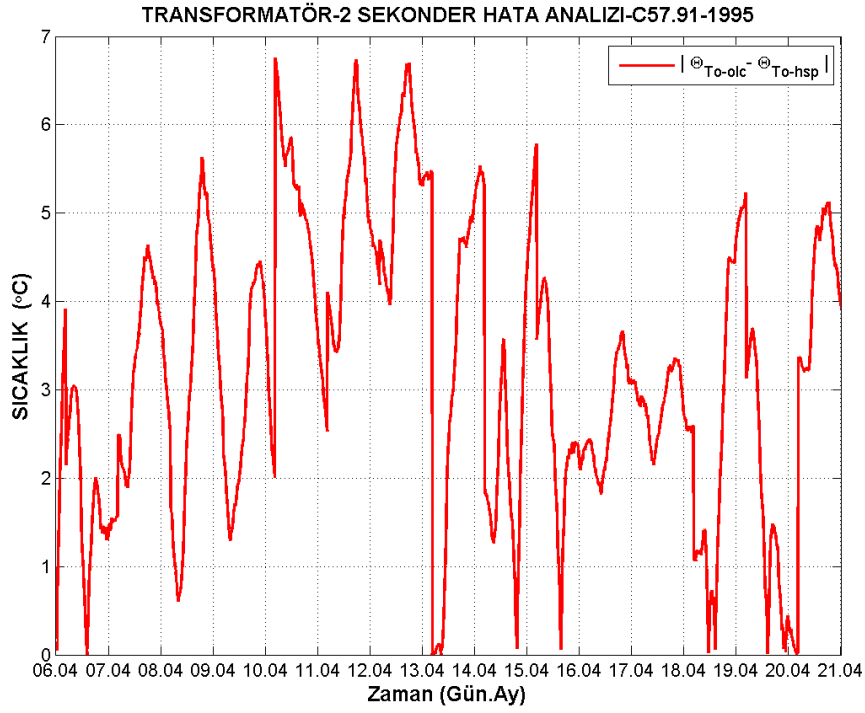
Şekil 7.24. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.24'te transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), τ_{TO} kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

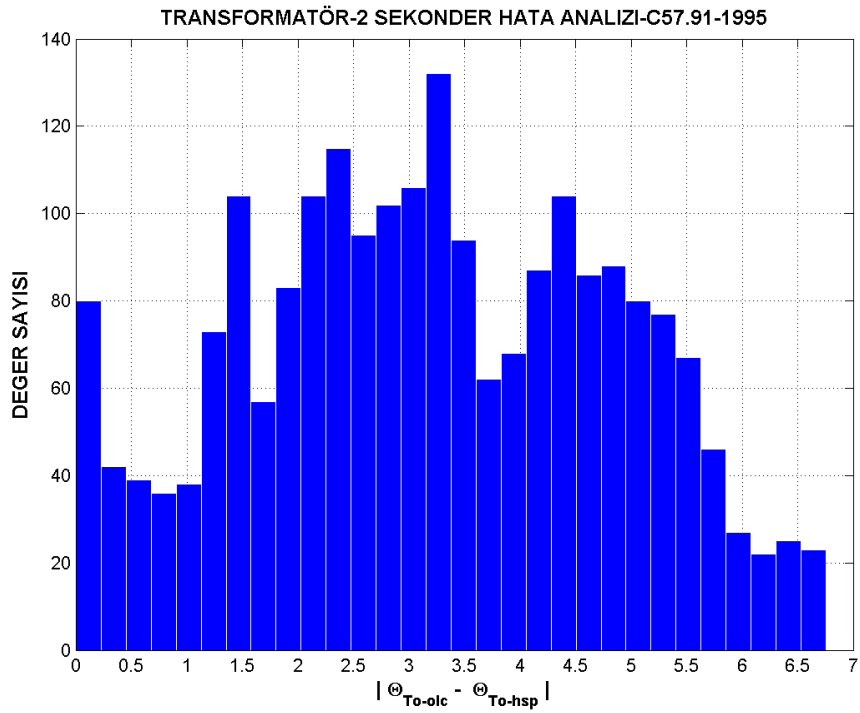
Şekil 7.25 ve Şekil 7.26'da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.

Çizelge 7.11. Transformatör-2 C57.91-1995 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
6,75 °C	3,29 °C



Şekil 7.25. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi



Şekil 7.26. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu

Yağ zaman sabitinden kaynaklanan zaman kayması ortadan kaldırıldığında, Çizelge 7.11'den, hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 6,75 °C'ye, ortalama farkın 3,2 °C'ye indiği görülmektedir.

Şekil 7.26'da transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) τ_{TO} kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri τ_{TO} kadar kaydırılmasına rağmen (Bkz Şekil 7.24) hala ölçülen üst yağ değeri ile üst üste denk gelmemektedir. Bu değerleri üst üste denk getirebilmek için τ_{TO} zamanından başlayarak yarım saatlik kaydırmalar yapılmış ve en uygun aralık tespit edilmiştir. Bu durum Çizelge 7.12'de gösterilmektedir.

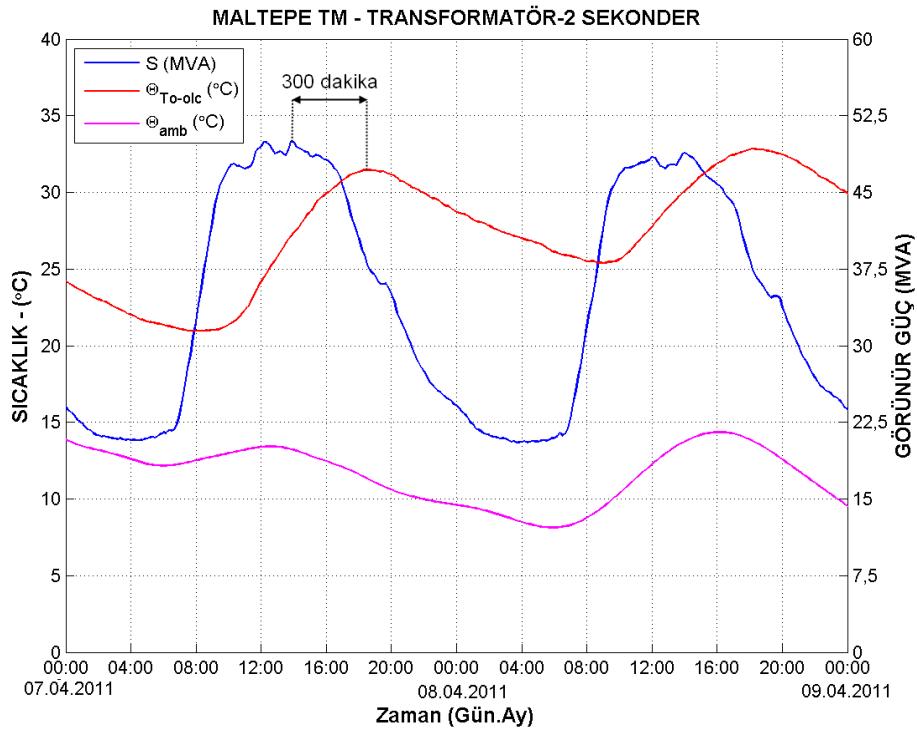
Çizelge 7.12. Transformatör-2 C57.91-1995'e göre düzeltme zaman aralığı çizelgesi

Kaydırma Zaman Aralığı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
180	6,75	3,29
210	6,91	3,27
240	7,36	3,25
270	8,05	3,22
300	8,72	3,1
330	9,33	3,40
360	9,95	3,45
390	10,54	3,51
420	11,00	3,56
450	11,38	3,62
480	11,72	3,67

Çizelge 7.12 incelendiğinde ortalama hatanın en düşük olduğu 300 dakikalık zaman aralığı dikkat çekmektedir.

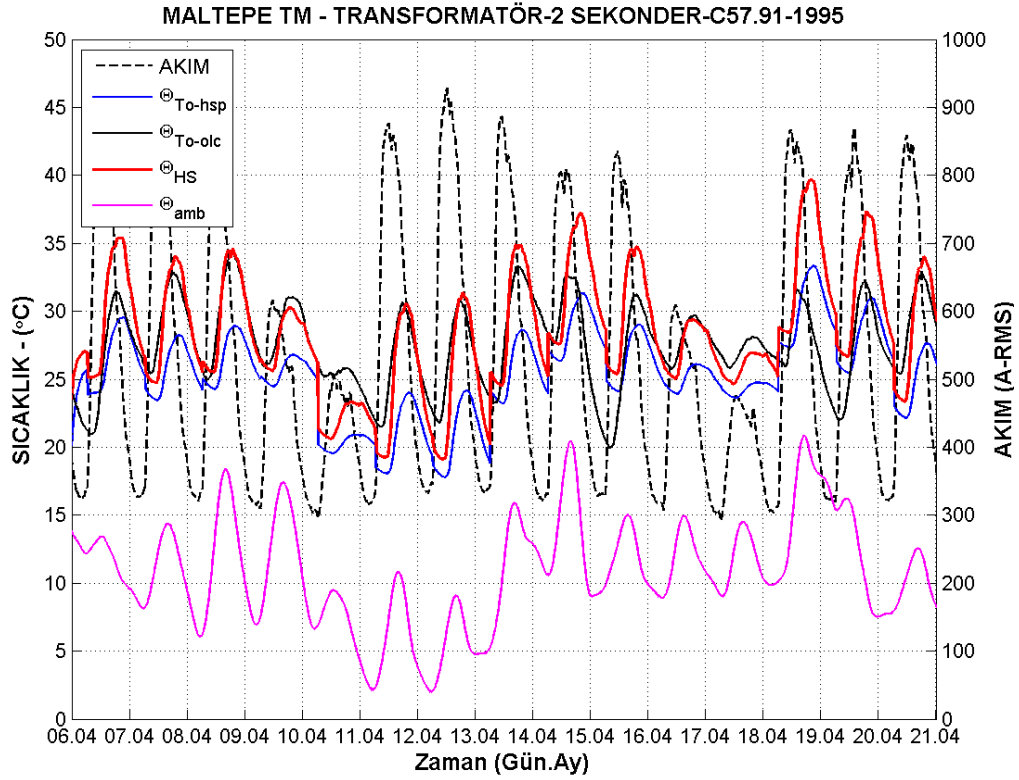
Ortalama hata oranını minimize eden 300 dakikalık fark, transformatör-2 çalışırken ölçüm yapılan değerler üst üste çizdirildiğinde de açıkça görülmektedir.

Şekil 7.27’de transformatör-2’in güç değişimi (10 dakikalık ortalamalar şeklinde), aynı andaki ortam sıcaklığı değişimi (bir saatlik ortalamalar şeklinde) ve yine aynı andaki ölçülen üst yağ sıcaklık değişimi (10 dakikalık ortalamalar şeklinde), toplamda iki günlük bir süre için çizdirilmiştir. Güç değişiminin maksimum değerlerine ulaştığı anların tam ortası ile ölçülen üst yağ sıcaklığı değerlerinin maksimum değerlere çıktığı anların tam ortası arasındaki fark yaklaşık olarak 300 dakikaya tekabül etmektedir. Yani pratikte standardın önerdiği 180 dakikalık τ_{TO} yağ zaman sabitinden daha fazla bir gecikme söz konusudur.



Şekil 7.27. Transformatör-2 sekonder görünür güç-ortam sıcaklığı-üst yağ sıcaklığı koralasyonu

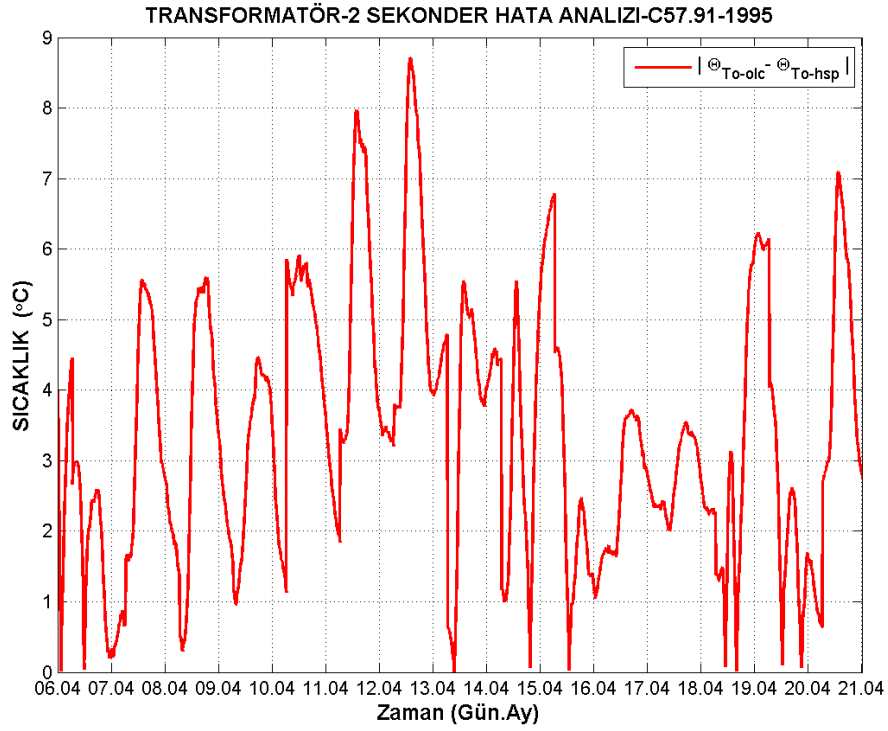
Hesaplanan üst yağ sıcaklık grafiğini 300 dakika kadar kaydırıldığında Şekil 7.28 elde edilir.



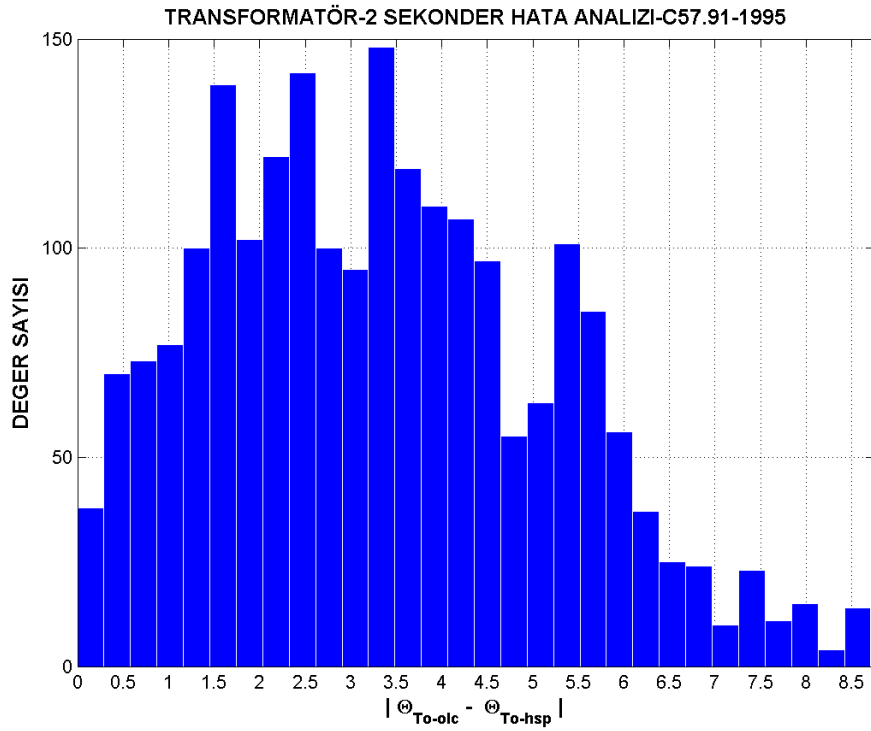
Şekil 7.28. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995'e göre 300 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.28'de transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında, yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), 300 dakika kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

Şekil 7.29 ve Şekil 7.30'da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.



Şekil 7.29. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı



Şekil 7.30. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi

Ölçülen üst yağ sıcaklığı ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı grafikleri 300 dakikalık zaman farkı ortadan kaldırılarak üst üste oturtulduğunda Şekil 7.29 elde edilmiştir.

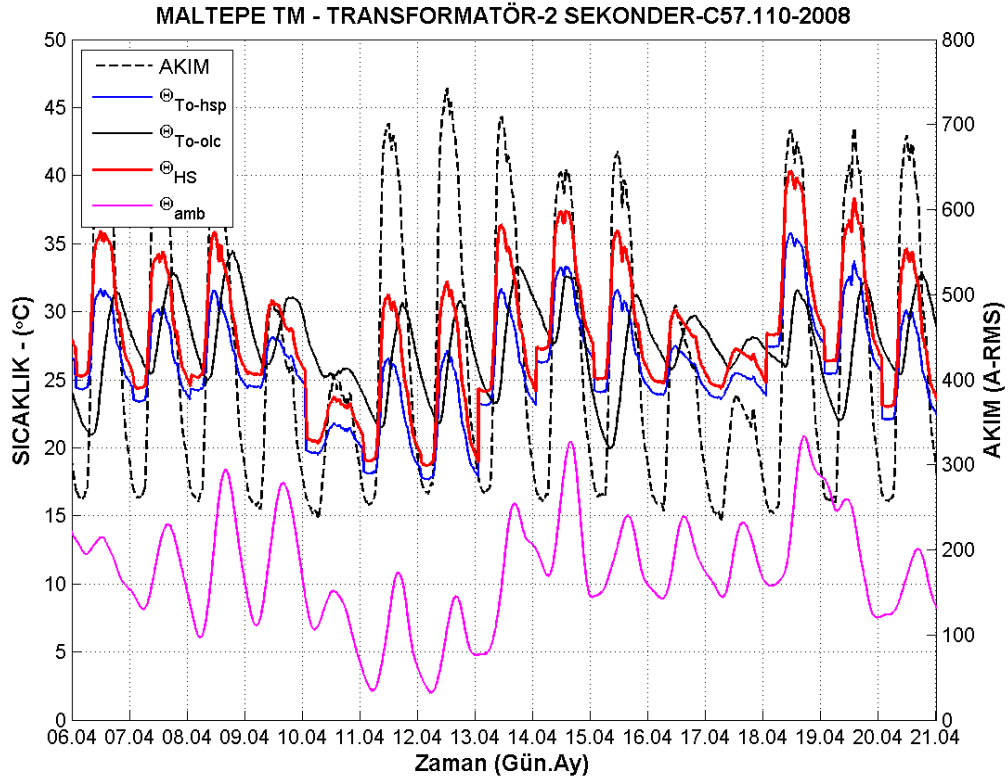
Çizelge 7.13. Transformatör-2 C57.110-2008 300 dakika kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
8,72 °C	3,1 °C

Çizelge 7.13'ten hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimumunun 8,72 °C'ye yükseldiği, ancak ortalama hatanın 3,1 °C'ye indiği görülmektedir.

Şekil 7.30'da transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-ole}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) 300 dakika kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

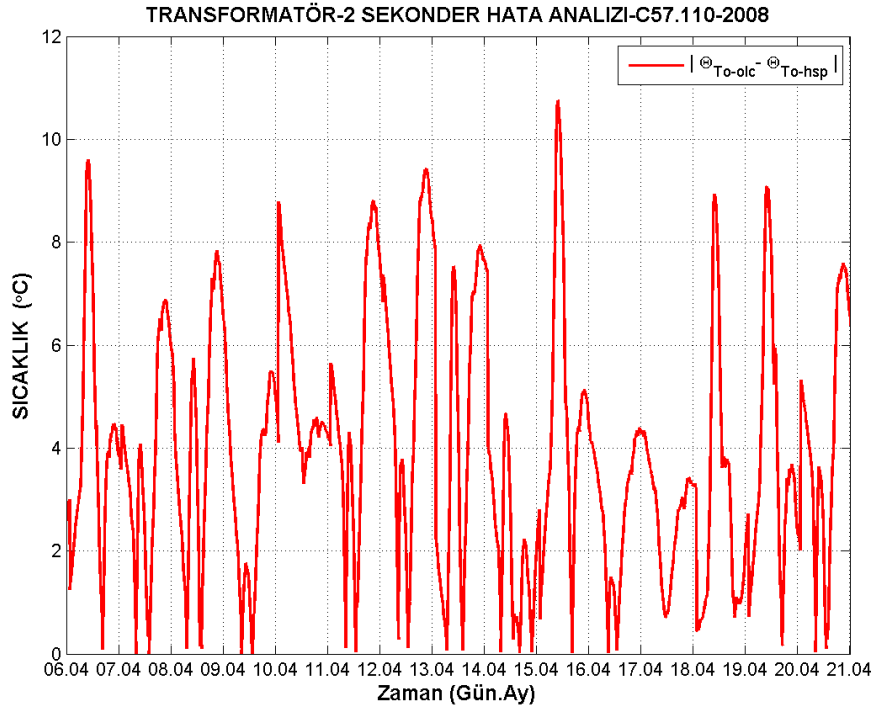
7.2.2. Harmonik durumuna göre hesaplama (C57.110-2008)



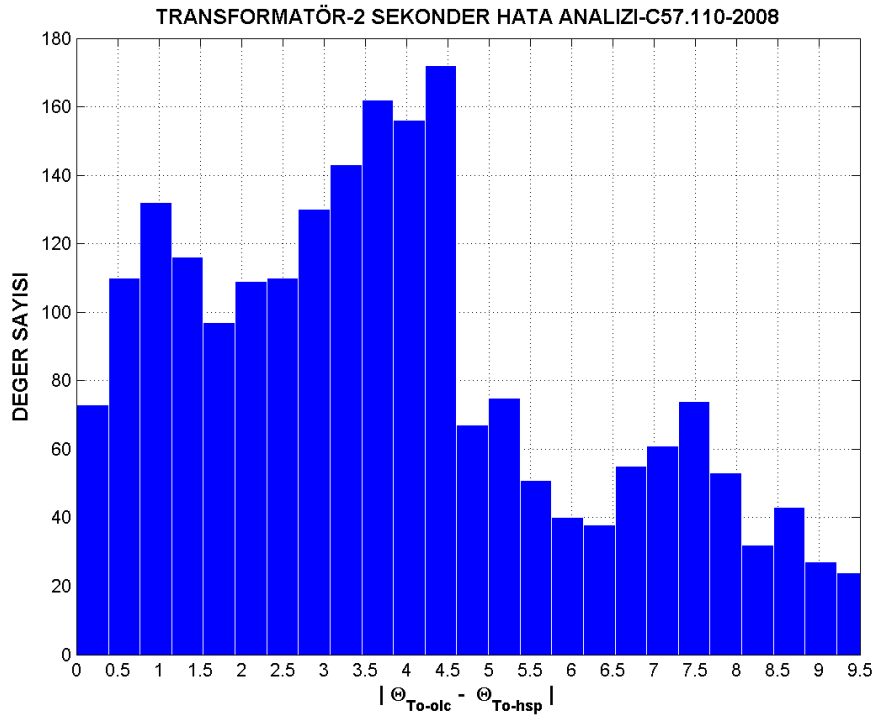
Şekil 7.31. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.31'de gösterilen, IEEE C57.110-2008 standardına göre yapılan hesaplamalar sonucu elde edilen değişimlere ait hata analizi grafikleri Şekil 7.32 ve Şekil 7.33'te yer almaktadır. Hata analizi grafiklerinde ölçülen üst yağ sıcaklığı değerleri ile standardın önerdiği yönteme göre tahmini yapılan üst yağ sıcaklığı değeri farkı zaman eksenine göre, mutlak değer olarak çizdirilmiştir. Daha sonra hata değerlerinin kaç °C civarında yoğunlaştığını görebilmek için histogram grafiklerine yer verilmiştir.

Şekil 7.32'de transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki fark mutlak değer olarak gösterilmektedir.



Şekil 7.32. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi



Şekil 7.33. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi yoğunluğu

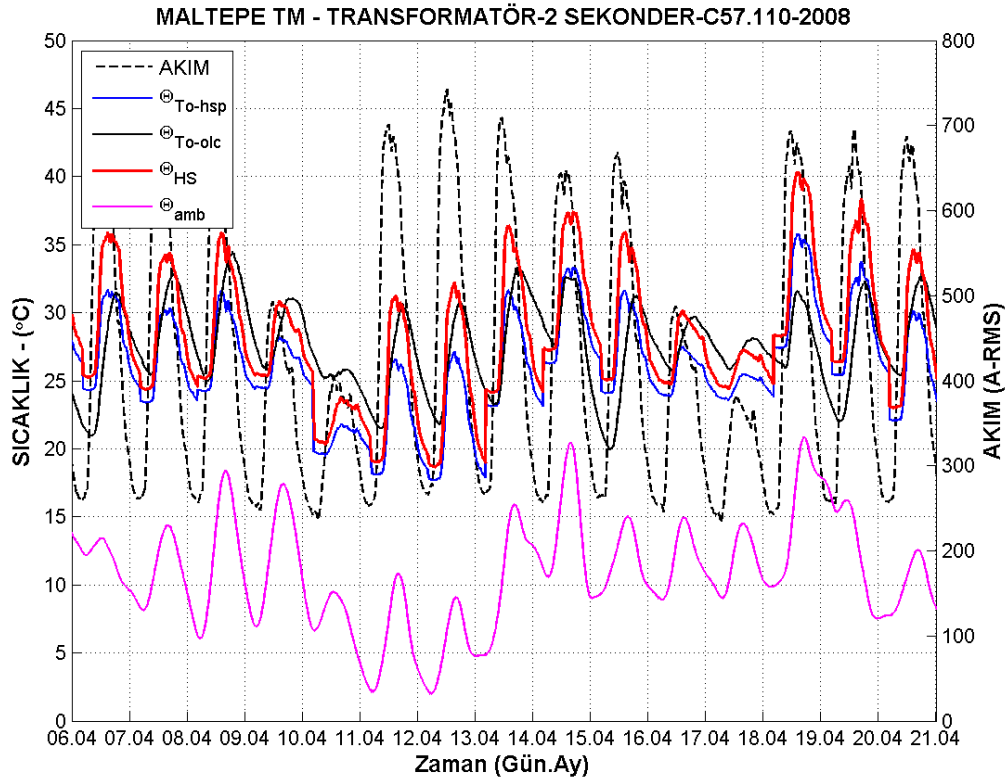
Çizelge 7.14. Transformatör-2 C57.110-2008 hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
10,75 °C	3,87 °C

Çizelge 7.14'ten hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimum 10,75 °C, ortalama 3,87 °C olduğu görülmektedir.

Şekil 7.33'te transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri ($\Theta_{To-ölç}$) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-hsp}) arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Yağ zaman sabiti dikkate alınarak hesaplanan üst yağ sıcaklığı ve sıcak nokta sıcaklığı değeri, yağ zaman sabiti τ_{TO} kadar kaydırılacak olursa Şekil 7.34 elde edilir. 100 MVA'lık transformatör-2 için $\tau_{TO} \approx 180$ dakika olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri yaklaşık olarak 180 dakika kaydırıldığında aşağıdaki şekil elde edilir.



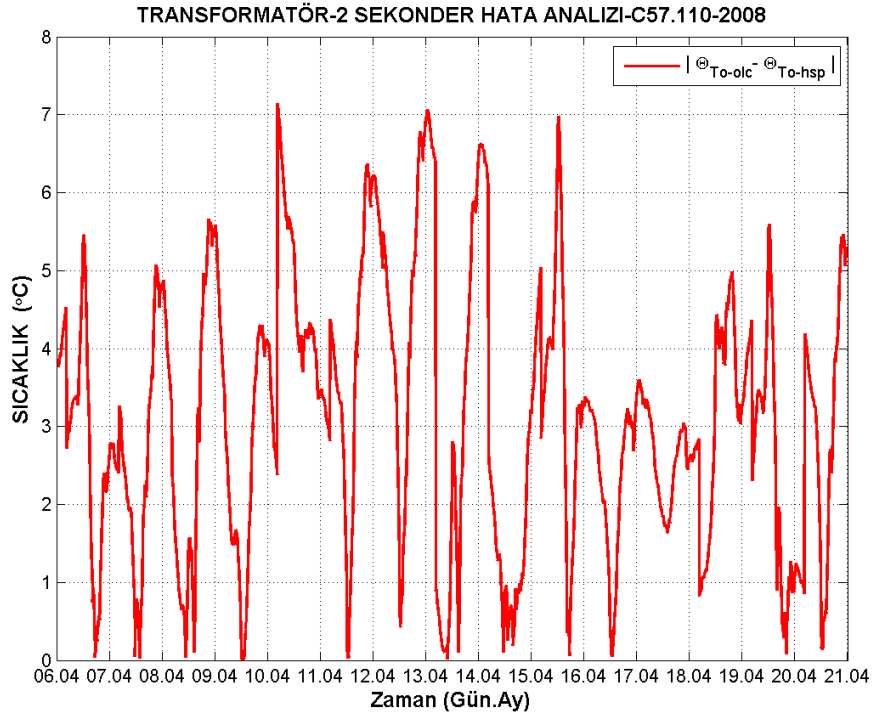
Şekil 7.34. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre τ_{TO} kadar kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.34'te transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), τ_{TO} kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

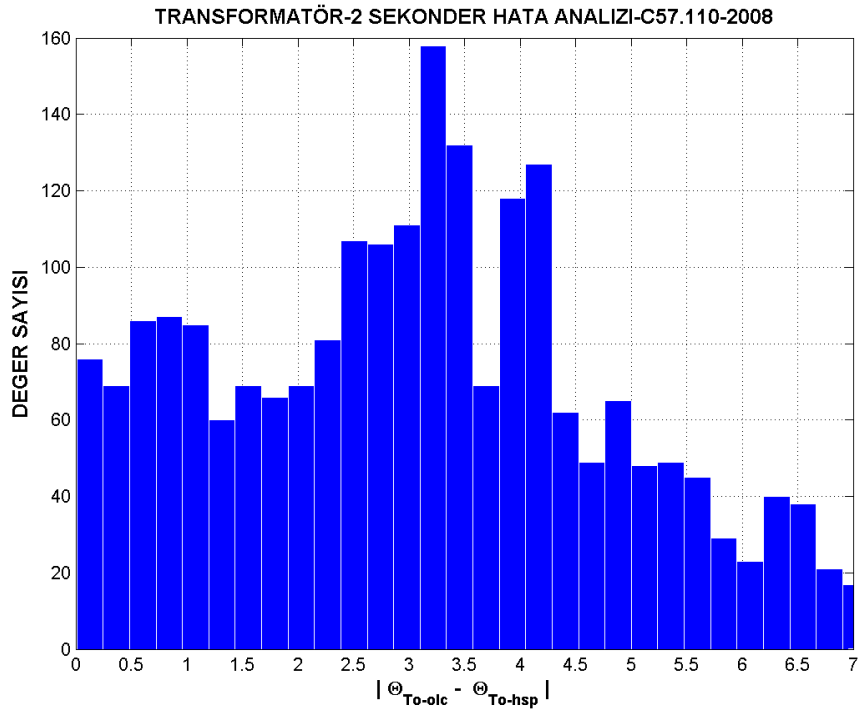
Şekil 7.35 ve Şekil 7.36'da ise yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir.

Çizelge 7.15. Transformatör-2 C57.110-2008 τ_{TO} kadar kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
7,14 °C	3,06 °C



Şekil 7.35. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi



Şekil 7.36. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}| \tau_{TO}$ kadar kaydırılmış hata analizi yoğunluğu

Yağ zaman sabitinden kaynaklanan zaman kayması ortadan kaldırıldığında, Çizelge 7.15'ten, hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki maksimum farkın 7,14 °C'ye, ortalama farkın 3,06 °C'ye indiği görülmektedir.

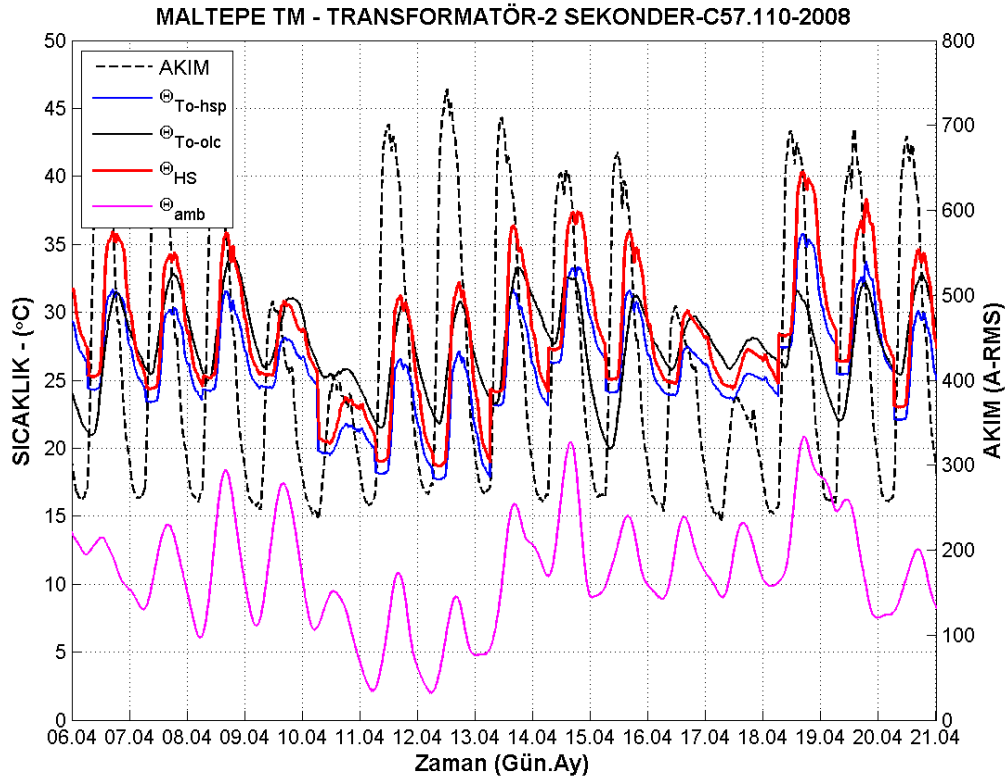
Şekil 7.36'da transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) τ_{TO} kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Hesaplanan üst yağ sıcaklığı değeri τ_{TO} kadar kaydırılmasına rağmen (Bkz. Şekil 7.34), hala ölçülen üst yağ değeri ile üst üste denk gelmemektedir. Bu değerleri üst üste denk getirebilmek için τ_{TO} zamanından başlayarak yarım saatlik kaydırmalar yapılmış ve en uygun aralık tespit edilmiştir. Bu durum Çizelge 7.16'da gösterilmektedir.

Çizelge 7.16. Transformatör-2 C57.110-2008'e göre düzeltme zaman aralığı

Kaydırma Zaman Aralığı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
180	7,14	3,06
210	6,93	3,00
240	6,73	2,96
270	6,68	2,95
300	6,61	2,85
330	7,45	2,96
360	8,25	2,98
390	8,94	3,02
420	9,60	3,08
450	10,19	3,15
480	10,84	3,23

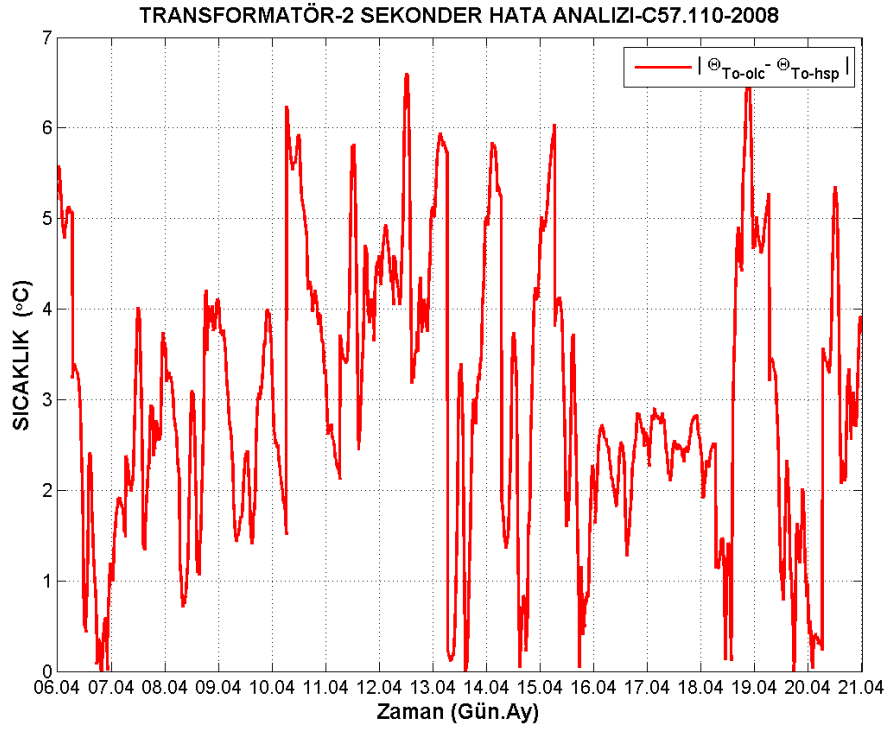
Çizelge 7.16 incelendiğinde ortalama hatanın en düşük olduğu 300 dakikalık zaman aralığı dikkat çekmektedir. Hesaplanan üst yağ sıcaklık grafiğini 300 dakika kadar kaydığımızda Şekil 7.37 elde edilir.



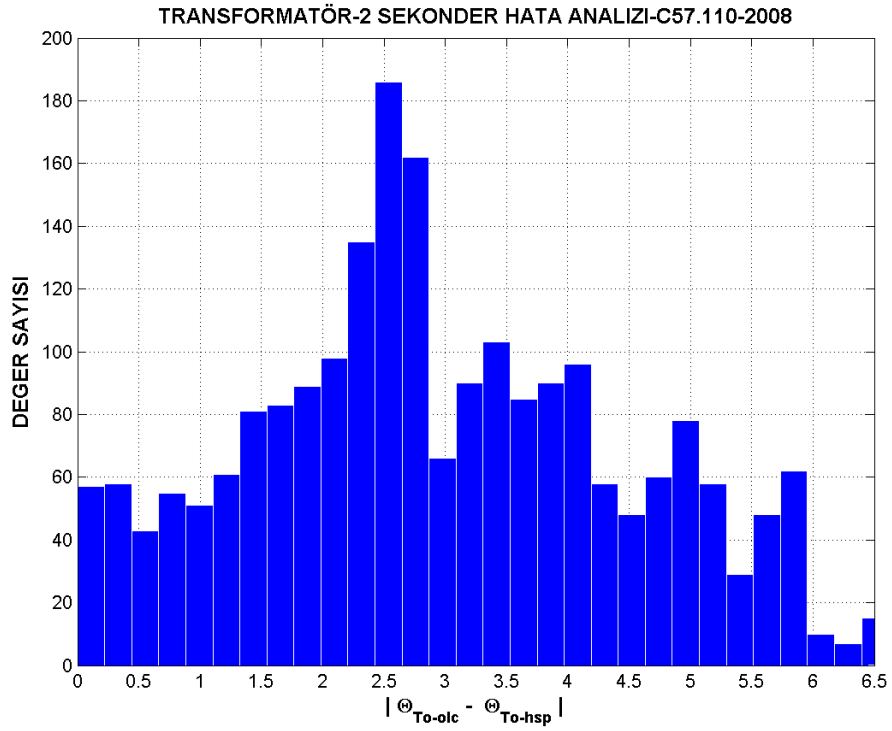
Şekil 7.37. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış üst yağ sıcaklık grafiği

Şekil 7.37'de transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında, yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-olc}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}), 300 dakika kadar kaydırılmış hali arasındaki düzeltilmiş fark çizdirilmiştir.

Şekil 7.38 ve Şekil 7.39'da yukarıdaki grafiğe göre hata analizi grafiklerine yer verilmiştir. Ölçülen üst yağ sıcaklığı ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı grafikleri 300 dakikalık zaman farkı ortadan kaldırılarak üst üste oturtulduğunda Şekil 7.38 elde edilmiştir.



Şekil 7.38. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı



Şekil 7.39. Transformatör-2 sekonder C57.110-2008'e göre 300 dakika kaydırılmış $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ hata analizi

Çizelge 7.17. Transformatör-2 C57.110-2008 300 dakika kaydırılmış hata verileri

Maksimum Hata	Ortalama Hata
6,61 °C	2,85 °C

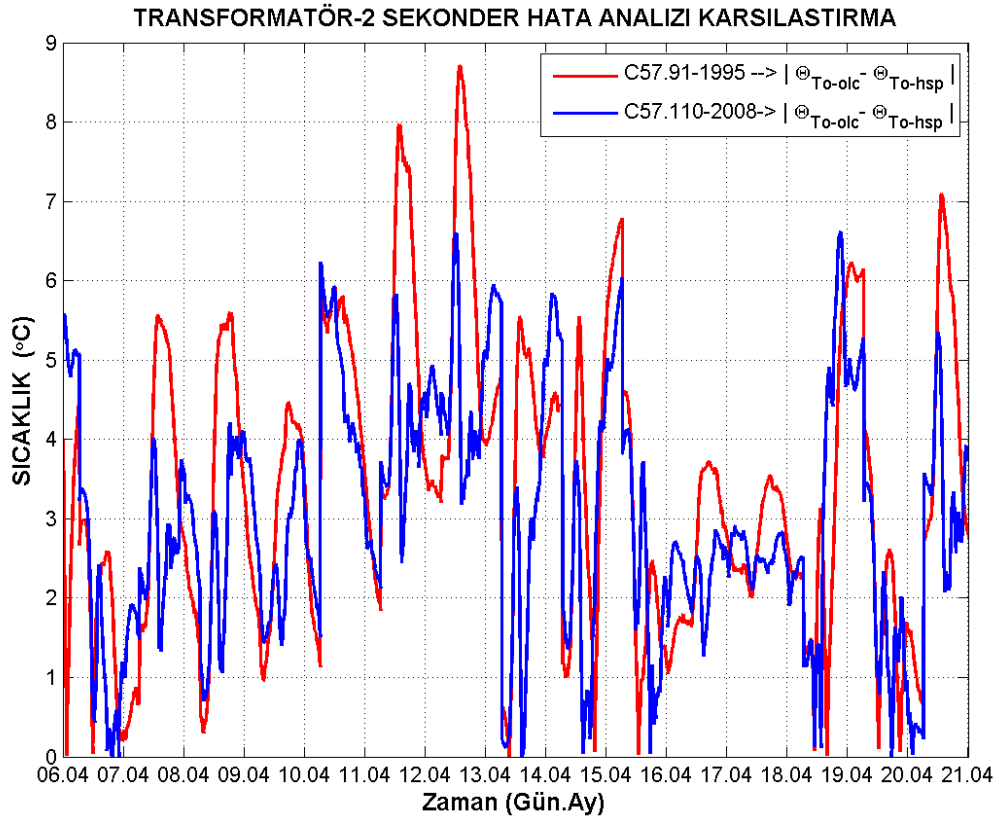
Çizelge 7.17’den hesaplanan ve ölçülen üst yağ sıcaklıkları arasındaki farkın maksimumunun 6,61 °C’ye, ortalama farkın ise 2,85 °C’ye indiği görülmektedir.

Şekil 7.39’da transformatör-2 sekonder ölçüm noktasında yükün durumuna göre yapılan hesaplamalar neticesinde; ölçülen üst yağ sıcaklığı değeri (Θ_{To-ole}) ile hesaplanan üst yağ sıcaklığı değerinin (Θ_{To-hsp}) 300 dakika kadar kaydırılmış değerleri arasındaki hata analizi histogram grafiği çizdirilerek, hangi hata aralığında ne derece yoğunluk olduğu gösterilmektedir.

Transformatör-2 sekonder ölçüm noktasına ait veriler her iki hesaplama yöntemi ile de ayrı ayrı çizdirilmiş ve yukarıda bu grafikler gösterilmiştir. Hangi standardın ölçüm yapılan değerlere daha yakın sonuçlar verdiğini görebilmek için Çizelge 7.18 incelenecek olursa; başlangıçta sadece yük durumuna göre hesaplama yapana C57.91-1995’in önerdiği yöntemin daha doğru sonuçlar verdiği düşünülebilir. Ancak zaman ekseninde ölçülen ve tahmin edilen değerler üst üste oturtulduğunda, harmonikleride hesaba katan C57.110-2008 yönteminin daha güvenilir sonuçlar verdiği görülecektir.

Çizelge 7.18. Transformatör-2 C57.110-2008 hata verileri özeti

Kullanılan Standart	Kaydırma Miktarı (dakika)	Maksimum Hata (°C)	Ortalama Hata (°C)
C57.91-1995	-	8,71	3,35
C57.110-2008	-	10,75	3,87
C57.91-1995	$\tau_{TO} = 180$	6,75	3,29
C57.110-2008	$\tau_{TO} = 180$	7,14	3,06
C57.91-1995	300	8,72	3,1
C57.110-2008	300	6,61	2,85



Şekil 7.40. Transformatör-2 sekonder C57.91-1995 ve C57.110-2008'e göre $|\Theta_{To-hsp} - \Theta_{To-olc}|$ farkı karşılaştırma

Şekil 7.40'da mavi ile gösterilen grafik harmonikleride hesaba katan tahmin yönteminin sonucu iken, kırmızı ile gösterilen grafik yük durumuna göre yapılan tahminlerin sonucunda ölçülen gerçek değerlere yakınlık durumları ile ilgili bilgi vermektedir. Görüldüğü üzere mavi grafik genel olarak kırmızı grafiğin altında kalmaktadır. Dolayısı ile harmonikleri de hesaba katan yöntemin daha güvenilir sonuçlar verdiğini söylemek mümkündür.

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

Transformatörlerin yükleme yöntemi, sıcak-nokta sıcaklık hesabına dayanarak yapılmaktadır. Sıcak-nokta sıcaklığı, yalıtım katı malzemesinin normal koşullar altında beklenen faydalı ömrünü sağlayacak şekilde hesaplanır. Bu konuda serbest ortamda çalışan transformatörler için IEC ve IEEE ilgili standartlarının sunduğu yöntemler temel alınmaktadır. Bu yöntemlerde yağlı tip güç transformatörlerinin yüklenebilme kapasitelerinin hesaplanmasıyla ilgili açıklamalar, faydalı ömrü, çalıştıkları güç, faydalı ömrü ile çalıştığı güç seviyesinin ilişkisi, termal modeli ve sıcaklık hesaplamaları ile ilgili konularda açıklamalarda bulunmaktadır. Dolayısı ile yapılan tahminler işletmede olan transformatörlerin ne derece sağlıklı bir şekilde çalıştırıldıkları ile ilgili de bilgi sahibi olmamızı sağlamaktadır.

Bu çalışma kapsamında TEİAŞ'a ait MALTEPE GIS Transformatör Merkezi'ne (Bkz Şekil 6.1) ait 25 MVA'lık 154/6,3 kV transformatör-1'in ve 100 MVA'lık 154/34,5 kV transformatör-2'in orta gerilim taraflarında, ayrı zamanlarda 15'er günlük ölçümler yapılmıştır. Yapılan ölçümler hem güç kalitesi parametreleri açısından hem de transformatörlerin üst yağ ve sıcak nokta sıcaklık değerlerini tahmin edebilme açısından ayrı ayrı değerlendirilmiştir. Ölçüm sistemi olarak beşinci bölümde anlatılan ve TÜBİTAK'ta geliştirilen ölçüm sistemi kullanılmıştır. Ölçüm sistemi ile ölçümü yapılan veriler; akım, gerilim, ortam sıcaklığı ve üst yağ sıcaklığıdır. Ölçüm sisteminde gerekli kalibrasyon ve ölçüm sisteminin kullandığı yazılımda (Labview) ham veri kaydı için gerekli modifikasyonlar yapıldıktan sonra fiziki montajı TEİAŞ teknik personelinin de yardımı ile gerçekleştirilmiştir.

Ölçüm verileri ölçüm sisteminde kullanılan bilgisayarın hard diskine kayıt edildiği için, cihazın veri depolama kapasitesi oranında ölçüm süresini daha da uzun tutmak mümkün olabilirdi.

Kayıt edilen ham veriler (6400 örnek/saniye) Matlab (m-file uzantılı) kullanarak yazılan kodlar ile işlenerek 10'ar dakikalık, birer saatlik ve 24'er saatlik ortalamaları alınarak grafikler çizdirilmiştir. Her iki ölçüm noktası da Matlab (m-file uzantılı)

kullanarak yazılan kodlar ile güç kalitesi parametreleri açısından (akım rms, gerilim rms, aktif güç, reaktif güç, akım harmonikleri) değerlendirilmiştir.

25 MVA'lık transformatör-1'in ölçüm alınan süre boyunca maksimum 8 MW'a kadar yüklendiği, ortalamada ONAN gücüne göre %25 yüklü olduğu görülmüştür. Transformatörün daha yüklü olması hesaplamalarda daha yüksek bir üst yağ sıcaklık değeri getirebilirdi.

Güç kalitesi parametreleri açısından değerlendirildiğinde, transformatör-1 fazla yüklü bir transformatör olmamasına karşın ortalama %23 THD_I ve %11'lik TDD değerleri ile harmonik bileşenler açısından bir miktar harmonik içerdiği yorumunu yapmak mümkündür. Elektrik iletim sistemi arz güvenilirliği ve kalitesi yönetmeliğinde kabul edilebilir akım harmonikleri limitleri tablosunda TDD ile ilgili gerekli sınırlamalar verilmiştir. Bu sınır değer transformatör-1 ölçüm noktası için %5 olarak ifade edilmektedir. %11'lik ortalama değer bile sınır değerın yaklaşık 2 katı civarındadır.

100 MVA'lık transformatör-2'nin ölçüm alınan süre boyunca maksimum 56 MW'a kadar yüklendiği, ortalamada ONAN gücüne göre %35 yüklü olduğu görülmüştür.

Transformatör-2'nin yükünün harmonik içeriğinin ortalama %3'lük THD_I ve %1,5'lük TDD değerleri ile transformatör-1'e oranla daha az harmonik içeriği olduğu görülmüştür.

Her iki ölçüm noktası da güç kalitesi parametreleri açısından değerlendirildikten sonra, Matlab (m-file uzantılı) kullanarak yazılan kodlar ile işlenerek, IEEE standartlarının önerdiği yöntemler ile ilgili gerekli hesaplamalar yapılmış, üst yağ ve sıcak nokta sıcaklık değerleri tahmin edilmeye çalışılmıştır.

Bu yöntemleri kullanırken önceki bölümlerde de anlatıldığı üzere ihtiyaç duyulan verilerin bir kısmı ölçümü yapılarak, bir kısmı da transformatör üretici firmasından sağlanan sertifikalı test raporları kullanılarak elde edilmiştir.

Bahsedilen standartlardan IEEE Std. C57.91-1995 sıcaklık değişimlerini transformatörün yük değişimlerine göre incelemektedir. Yük değişimleri için yağ ve sargı sıcaklıklarının hesaplanmasında verilen metod oldukça basitleştirilmiştir. Sıcaklıktaki değişiklikler, yük kaybı ve yağ viskozite değerinde değişikliklere neden olmaktadır. Yük kaybı ve yağ viskozitesindeki meydana gelen bu değişiklikleri yaklaşık olarak hesaplayabilmek için denklemlerde, transformatörün soğutma tipine göre farklılık gösteren değişkenler kullanılmaktadır (m ve n). Yükte meydana gelen bir değişimden sonra üst yağ sıcaklığı değişim değeri, bir yağ zaman sabiti de üstel bir fonksiyon biçiminde ifade edilmektedir.

Bu yöntemin eksik kaldığı yönü, yükün doğrusal olduğunu düşünmesidir. Yükün içerdiği harmonik bileşenleri hesaba katmamaktadır. Harmonik bileşenler transformatör kayıp değerlerini fazlası ile etkilemektedir. Harmoniklerin hesaba katılmaması, bu durumun dikkate alınmaması anlamına gelmektedir. Bu durum yapılan tahminlerde hatalara sebep olmaktadır. Bu eksikliği gidermek için bir diğer IEEE standardı (IEEE Std. C57.110-2008) kullanılmıştır.

IEEE Std. C57.110-2008 sıcaklık değişimlerini transformatörün yük değişimlerine göre incelerken, yükteki harmonik bileşenleri de hesaba dahil eder. Harmonik bileşenleri ayrı ayrı hesaplamalarda kullanmak yerine, tamamını harmonik kayıp faktörü (F_{HL}) adında tek bir değişken ile ifade ederek hesaplamaları kolaylaştırmaktadır. Bu değişken bir katsayı olarak hesaplamalara katılmaktadır. Transformatör kayıp değerlerini yükün harmonik bileşenlerine göre normalize ederek hesaplamalara dahil ettiği için bu standart daha yaklaşık tahminler yapabilmektedir.

F_{HL} ile gösterilen sargı girdap akımları kaybı için harmonik kayıp faktörü, harmoniklerden kaynaklanan toplam sargı girdap akımları kaybının (P_{EC}), hiç harmonik olmadığı durumda, güç frekansındaki sargı girdap akımları kaybına (P_{EC-O}) oranıdır.

F_{HL} bu hesapları kolaylaştırmak için, girdap akımları kaybına uygulanan, harmonik yük akımlarından kaynaklanan ve asıl ısınmaya sebebiyet veren orantısallık faktörüdür.

Yine aynı standartta ilave girdap akımları (F_{HL-STR}) için de bir sabit tanımlamaktadır. İlave girdap akımları sebebiyle ortaya çıkan ısınma miktarı soğutma havası ile yok edildiği için ilave girdap akımları kaybı kuru tip transformatörler için dikkate alınmamaktadır. Fakat bu kayıplar soğutma yağının fazladan ısınmasına sebep oldukları için yağlı tip transformatörlerde önemli bir etkiye sahip olabilmektedirler. Sargı girdap akımları için kayıp faktörüne benzer bir ilişki ilave girdap akımları kaybı için de var olup, benzer bir şekilde formüller uyarlanabilmektedir.

Yapılan ölçümlerde IEEE yöntemlerine göre hesaplamalar yapılmış ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Tahmin edilen üst yağ sıcaklığı ile ölçülen üst yağ sıcaklık değerleri kıyaslanmıştır. Hata analizi bölümünden de görülebileceği üzere, yükün harmonik bileşenlerini de hesaba katan IEEE yönteminin, sadece yük değişimine göre hesaplama yapan yöntemle oranla daha yakın bir üst yağ sıcaklık değeri verdiği görülmektedir.

Transformatör kayıp değerlerine göre iki yöntem karşılaştırıldığında; Std. C57.110-2008 harmonik bileşenleri hesaba katarak kayıp değerlerini yükün harmonik içeriğine göre normalize ettiği için, Std. C57.91-1995'e göre daha gerçekçi sonuçlar vermektedir. Dolayısı ile bu durum Std. C57.91-1995 standardının eksik kaldığı yönü olarak ifade edilebilir.

IEEE modelleri gelişmiş bir üst yağ sıcaklık modelinin kesin olarak ihtiyaç duyduğu ortam sıcaklığı değişimini, hassas bir şekilde hesaba katmamaktadır. Standartların her ikisinde de ortam sıcaklığı değeri, sıcak nokta sıcaklığı hesaplanırken, üst yağ sıcaklığı ile direkt olarak toplanmaktadır. Standartlarda ortam sıcaklığının 12 saat ya da 24 saatlik ortalama değerlerinin alınması önerilmektedir. Ortam sıcaklığı değeri 10 dakikalık ya da bir saatlik ortalamalar şeklinde alınarak her bir adım tekrarlandığı

durumda, üst yağ sıcaklığının bu değişimlerden aşırı derecede etkilendiği gözlemlenmiştir.

Ortam sıcaklığının 24 saatlik ortalamalar şeklinde hesaplamalara katıldığı durumlarda ise hesaplanan üst yağ sıcaklığının, 24 saatlik ortalama diliminin sonundaki keskin iniş ya da yükselişlerden birebir etkilendiği görülmüştür. Bu da hesaplamalara ekstra hata getirmektedir.

C57.110-2008 standardı önerdiği yöntemde kayıp değerlerini hesaplarken kullanılan R değerini sabit almaktadır. Halbuki R sıcaklıkla değişen bir değerdir. R değerinin sabit alınması hesaplamalara ekstra hata getirmektedir. Bu durum C57.110-2008 standardının eksik kaldığı kısımdır.

C57.91-1995 standardı yükteki değişim ile üst yağ sıcaklığı değişimi arasındaki gecikmeyi bir yağ zaman sabiti (τ_{TO}) değişkeni ile tanımlamaktadır. Transformatörün yük artışı ile üst yağ sıcaklığı artışı arasında gecikmeli bir benzerlik bulunmaktadır. Standart sargı ve yağ sıcaklığının yükteki değişimi bir yağ zaman sabiti kadar gecikme ile takip ettiği söylenmektedir. Ancak yapılan hesaplamalar sonucu elde edilen yağ zaman sabiti değerleri incelendiğinde, pratikte bundan daha fazla bir gecikme olduğu grafiklerden görülmektedir. Dolayısı ile yağ zaman sabiti hesaplamasında da hata bulunmaktadır.

Transformatör-1 için Çizelge 7.9 incelendiğinde C57.91-1995 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda, ortalama hatanın 1,64 °C olduğu ve C57.110-2008 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 1,87 °C olduğu görülmektedir. Ancak hesaplanan değerler yağ zaman sabitinden dolayı zaman eksenine göre gerçek değerlerden daha geride kalmaktadır. Hesaplanan değerler ile gerçek değerler zaman ekseninde üst üste getirildiğinde C57.91-1995 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 1,25 °C olduğu ve C57.110-2008 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 0,73 °C olduğu görülmektedir. Yani transformatör-1 için yükün harmonik bileşenlerini de hesaba

katan yöntem ile yapılan hesaplamalar neticesinde, diğer yöntemle yapılan hesaplamalara göre %41 daha az hata yapıldığı görülmektedir.

Transformatör-2 için Çizelge 7.18 incelendiğinde C57.91-1995 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 3,35 °C olduğu ve C57.110-2008 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 3,87 °C olduğu görülmektedir. Ancak hesaplanan değerler yağ zaman sabitinden dolayı zaman eksenine göre gerçek değerlerden daha geride kalmaktadır. Hesaplanan değerler ile gerçek değerler zaman ekseninde üst üste getirildiğinde C57.91-1995 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 3,1 °C olduğu ve C57.110-2008 standartına göre yapılan hesaplama sonucunda ortalama hatanın 2,85 °C olduğu görülmektedir. Yani transformatör-2 için yükün harmonik bileşenlerini de hesaba katan yöntem ile yapılan hesaplamalar neticesinde, diğer yöntemle yapılan hesaplamalara göre %8 daha az hata yapıldığı görülmektedir. Transformatör-1’de %41 olan bu değer, transformatör-2’de %8’e düşmesi, trafoların yüklerinin içerdiği harmonik bileşenler ile alakalıdır. Daha öncede bahsedildiği üzere transformatör-2’nin yükü daha az harmonik bileşen içermektedir.

Bu hususlar dikkate alındığında;

Elektrik iletim ve dağıtım zincirinin en pahalı ve önemli elemanı olan transformatörleri faydalı ömürlerini aşmadan kullanabilmek için sıcak nokta sıcaklık değerini bilmemiz gerekmektedir.

Harmonikli yüklerin azaltılması, harmoniklerin elenmesi ve transformatörlerin yükünün harmonik durumuna göre seçilmesi başlıkları dikkat çekmektedir.

Kullanımda olan transformatörlerde ölçülemeyen sıcak nokta sıcaklığını, üst yağ sıcaklığı ile olan bağıntıyı kullanarak en doğru şekilde tahmin etmek gerekmektedir.

Bu çalışmada bahsedilen standartların önerdiği tahmin yöntemlerinin eksik kaldığı yönleri giderildiğinde, bu yöntemleri kullanarak geliştirilebilecek olan cihazlar sayesinde, transformatörlerin yüklenme kapasitelerine göre üst yağ ve sıcak nokta sıcaklık değerlerini önceden tahmin etmek mümkün olabilir. Hatta bu cihazlara cihazlara kontrol özelliğide kazandırılarak sıcak nokta sıcaklığının yüksek değerlere doğru çıkması öngörüldüğü durumlarda, transformatörün yüklerinin bir kısmını üzerinden atması böylece aşırı ısınmaların önüne geçilmesi mümkün olabilir. Böylece elektrik iletim ve dağıtım zincirinin en pahalı ve önemli elemanı olan transformatörlerin sağlıklı bir şekilde işletilmesi, faydalı ömürlerini aşmayacak şekilde kullanılması mümkün olabilir.

KAYNAKLAR

1. Haliloğlu, A. B., Mamizadeh, A., İskender, İ., "Yük harmoniklerinin yağlı tip güç transformatörlerindeki sıcak nokta sıcaklığına dinamik termal model üzerindeki etkisi", **2. Elektrik Tesisat Ulusal Kongresi**, İzmir (2011).
2. Wagner, V. E., 1993. Effects of Harmonics on Equipment, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 8(2) (1993).
3. Özcan, C., "Endüstriyel tesislerde harmonik sorunları ve çözümleri", Yüksek lisans Tezi, **Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Kocaeli, (2006).
4. Adak, S., "Enerji sistemlerinde harmonik distorsiyon azaltılması", Doktora Tezi, **Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, İstanbul, 2-8,10-3 (2003).
5. Asaad, A., Elmoudi, "Evaluation of power system harmonic effect on transformers, hot spot calculation and loss of life estimation", Doctoral Dissertation, **Helsinki University of Technology**, (2007).
6. Buhan, S., Boyrazoglu, B., Unsar, O., Altintas, E., Haliloglu, B., Polat, B., Ozdemirci, E., "Türkiye elektrik iletim sisteminde mobil güç kalitesi ölçümleri", **Enerji Verimliliği Kongresi**, Kocaeli, (2007).
7. Salor, Ö., Buhan, S., Ünsar, Ö., Boyrazoğlu, B., Altıntaş, E., Atalık, T., Haliloğlu, B., et.al. "Mobile monitoring system to take nationwide pq measurements on electricity transmission systems", **Measurement Elsevier Journal**, 42(4), 501-515 (2009).
8. Haliloğlu, B., Buhan, S., Boyrazoğlu, B., "Elektrik iletim sisteminde güç kalitesi bozulmalarının tespiti ve ölçülmesi", **Enerji Verimliliği Kongresi**, Kocaeli, (2007).
9. Küçük, D., İnan, T., Salor, Ö., Demirci, T., Akkaya, Y., Buhan, S., Boyrazoğlu, B., Ünsar, Ö., Altıntaş, E., Haliloğlu, B., Çadircı, I., Ermiş, M., "An extensible database architecture for nationwide power quality monitoring", **International Journal Of Electrical Power And Energy Systems**, Elsevier, (2009)
10. İnternet : TÜBİTAK Uzay Enstitüsü, "Güç Kalitesi Milli Projesi", <http://www.guckalitesi.gen.tr/tr/root/index.php>, (2011).
11. Mamizadeh, A., "Yağlı tip transformatörlerin doğrusal olmayan dinamik termal modellemesi", Yüksek Lisans Tezi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Ankara, 8-34 (2010).

12. Dunlap, C.H., Siefert, W.A., Austin, F.E., “Transformers, principles and applications”, *American Technical Society*, Chicago, 145-146, 255-257 (1947).
13. “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”, *IEEE*, Standard C57.91-1995 (1995).
14. Swift, G.W., et al., “Adaptive transformer thermal overload protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16 (4), 516-521, (2001).
15. Boyrazoğlu, B., Ünsar, Ö., Polat, B., " Elektrik iletim sisteminde akım ve gerilimdeki harmonik bileşenlerin gerçek zamanlı ölçülmesi", *Enerji Verimliliği Kongresi*, Kocaeli, (2007).
16. Lesieutre, B.C., Hagman, W.H., Kirtley, J., L., Jr, "An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(1), 249 – 256, (1997).
17. “Loading guide for oilimmersed power transformers”, *IEC*, Standard 354:1991-09, Second ed. (1991).
18. IEC Publication 76-2:1993, Power Transformers, Part 2. Temperature rises, *IEC*, IEC Standard 60076-2, (1993).
19. “IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers”, *IEEE*, Standard C57.12.80-2002, (2002).
20. Pierce, L.W., “Predicting liquid filled transformer loading capability,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30(1), 170-178 (1992).
21. Tylavsky, D.J., and Mao, X., “Transformer thermal modeling: improving reliability using data quality control”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3), 1357-1366 (2006).
22. Grigsby, L.L., “Electric Power Engineering Handbook”, *CRC Press LLC*, IEEE Press, New York, 52-63 (2001).
23. Emanuel, A.E., Wang, X., “Estimation of loss of life of power transformers supplying non-linear loads,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 104 (3), 628-636 (1985).

24. Staats, P.T., Grady, W.M., Arapostathis, A., Thallam, R. S., “A procedure for derating a substation transformer in the presence of widespread electric vehicle battery charging,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(4), 1562-1568 (1997).
25. Pierrat, L., Resende, M.J., Santan, J., “Power transformers life expectancy under distorting power electronic loads,” *Proceedings of ISIE 96*, 2, 578-583 (1996).
26. “IEEE Guide for Loading Mineral- Oil- Immersed Transformers Corrigendum 1”, *IEEE*, Standard C57.91-1995/Cor 1-2002, (2002)
27. “Testing and Measurement Techniques- Power Quality Measurement Methods”, *IEC*, Standard 61000-4-30, (2003).
28. “IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents”, *IEEE*, Standard C57.110-2008, (2008).
29. Makarov, S.N., Emanuel, A.E., “Corrected harmonic loss factor for transformers supplying non-sinusoidal load current,” *Proc. of the 9th International conference on Harmonics and Power Quality*, 1,87-90 (2000).
30. Pradhan, M.K., Ramu, T.S., “Prediction of hottest spot temperature (hst) in power and station transformers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(4), (2003).
31. Swift, G., Molinski, T., Lehn, W., Bray, R., “A fundamental approach to transformer thermal modeling—part 1: theory and equivalent circuit,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(13), 171-175 (2001).
32. Swift, G.W., Molinski, T.S., Bray, R., and Menzies, R., “A fundamental approach to transformer thermal modelling—part 2: field verification,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(2), 176-180 (2001).
33. Susa, D, Lehtonen, M., Nordman, H., “Dynamic thermal modeling of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, 20(1): 69-73, 197-204 (2005).
34. Rivera, L.J., Tylavsky, D.J., “Acceptability of four transformer top-oil, thermal models: pt. 1: defining metrics”, *PSERC Publication*, (2007).

35. Rivera, L.J., Tylavsky, D.J., “Acceptability of four transformer top-oil thermal models: pt. 2: comparing metrics”, *PSERC Publication*, (2007).
36. Liang, Y., “Simulation of top oil temperature for transformers”, Masters Thesis and Final Project Report, *PSERC Publication*, New York, (2001).
37. Vilaithong, R., Tenbohlen, S., Stirl, T., “Investigation of different top-oil temperature models for on-line monitoring system of power transformer”, *Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik*, (2007).
38. Tenbohlen, S., et. al., “Experienced-based evaluation of economic benefits of on-line monitoring systems for power transformers”, *Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik*, (2007).
39. Bernard, H., “Power Transformer Handbook”, *Butterworths & Co. Ltd.*, London, 145-148 (1987).
40. "Dağıtım ve Güç Transformatörleri", *AstorPower*, (2011).
41. Ceylan, H., “Elektrik Atölyesi- bobinaj”, *Yüce Yayın evleri*, İstanbul, 217-222 (1998).
42. Çapanoğlu N.E., “Ferit çekirdekli transformatör tasarımı ve uygulaması”, Yüksek Lisans Tezi, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara, 6-10, 32-38, (2006).
43. Bharat, H., “Principles of Transformers”, Transformers , *Mc Graw Hill*, New York, 12-36 (2005).
44. Boduroğlu, T., “Elektrik Makinaları Dersleri–Transformatörler”, *Beta BasımYayım Dağıtım A.Ş.*, İstanbul, 58-60, 295-305 (1988).
45. Pekin, H., “Transformatör Arızaları ve Sebepleri”, *Elektrik Mühendisliği Dergisi*, 117: 183-185,187-192 (1995).
46. Mahmoud, S.K., “Yağlı dağıtım transformatörlerde kayıpların hesaplanması”, Yüksek lisans Tezi, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara, 15-45 (2008).
47. Nasar, S.A., “Electric Machines and Transformer”, *Kentucky*, New York, 35-38, 52-53 (1984).

48. Fitzgerald, A.E., Kingsley, C.J., Umans, S.D., "Electric Machinery", **McGraw-Hill**, New York, 50-58 (1990).
49. Coltman, J.W., "The Transformer", **Scientific American**, New York, 258(1), 86-95 (1998).
50. Adak, S., "Elektrik Tesislerindeki Kirlilik, Harmonikler", **Kaynak Elektrik**, İstanbul, 162(11), 16-21 (2002).
51. Driesen, J., Olivares, J.C., "Parasitic loss identification techniques for distribution transformer", **15th International conference on electrical machines (ICEM)**, Belgium, 2-6 (2002).
52. IEC 354-1991-09 "Loading Guide for Oil Immersed Power Transformers", **IEC**, Standard 354-1991-09/Corr.1:1992, (1992).
53. Jayasinghe, N.R., Lucas, J.R., Perera, K.B.I.M., "Power system harmonic effects on distribution transformers and new design considerations for k factor transformers", **IEE Sri Lanka Annual Sessions**, (2003).
54. "Harmonics, Transformers and K-Factors", **Copper Development Association**, Publication 144, (2000).
55. "What is K-Rated Transformer", **Controlled Power Company**, Application Notes, (2005).
56. Gouda, O.E., Taher, M.A., "Improving transformer characteristics under harmonics", **The Eleventh International Middle East Power System Conference**, (2006).
57. Gruzs, T.M., " A survey of neutral currents in three-phase computer power systems " **IEEE Transactions on Industry Applications**, 16(4), (1990).
58. Tang, W.H., Wu, Q.H., Richardson, J., "Equivalent heat circuit based power transformer thermal model," **IEE Proceedings Electric Power Applications**, Stevenage, 149(2), 87-92 (2002).
59. İskender, İ., Mamizadeh, A., "Thermal capacitance calculation of top-oil temperature for power transformers", **International Review of Electrical Engineering (IREE)**, 4(5), 882-886 (2009).

60. "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems", **IEEE**, Standard 519-1992, (1992).
61. "Testing And Measurement Techniques- General Guide On Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto", **IEC**, Standard 61000-4-7, (2002).
62. İnternet : National Instruments, "NI DAQCard-6036E (for PCMCIA)", <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/en/nid/11914>, (2011).
63. İnternet : Multi Measuring Instruments, "Split type AC current sensor (CTF Series)", <http://www.multimic.com/e/sensor/ac1/index.html>, (2011).
64. National Instruments, "LabVIEW Tutorial Manuel", **National Instruments Corporation**, United States, (1996).
65. Inc The MathWorks, "MATLAB 7.0, The Language of Technical Computing", **Matworks Inc.**, Natick, MA, (2001).
66. Karaca, H., "Prediction of hot-spot and top-oil temperatures of power transformers according to ieee standards c57.110-1998 and c57.91-1995", master of science thesis, **Middle East Technical University Institute of Science**, Ankara, (2007).
67. "Elektrik İletim Sistemi Arz Guvenilirliđi ve Kalitesi Yönetmeliđi", Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, **EPDK** (2010).

EKLER

EK-1. Transformatör-1 sekonder kısa devre akımı hesabı

Transformatör 1 Sekonder Tarafı için (6,3 kV Tarafı):

Transformatör 1'in 154 kV bara kısa devre akımı 4368,7 A olarak verilmiştir.

$$S = \sqrt{3} \times 154000 \times I_{base} \Rightarrow I_{base} = 375 \text{ A}$$

$$I = I_{pu} \times I_{base}$$

$$I_{pu} = 4368,7 / 375 = 11,65$$

Transformatörün empedans değeri 25 MVA ve 6,3 kV için 16,06 olarak verilmiştir. Bu nokta için işletme gerilim 6,3 kV tur.

Transformatör empedansı S_{base} gücüne göre p.u. değerleri şu şekilde hesaplanmaktadır.

$$U_k = 16,06 = X_{tr1}(pu) : \text{Transformatör-1 empedansı}(pu)$$

$$X_{tr1} = 0,1606 \times 100/25 = 0,6424 (pu)$$

$$X_s(p.u.) : \text{Sistem empedansı}(p.u.) \quad X_s(p.u.) = 1/11,65 = 0,08583 (p.u.)$$

$$\text{Toplam empedans } X_{top} = X_s + X_{tr1} = 0,6424 + 0,08583 = 0,72823 (pu)$$

6,3 kV baradaki kısa devre akımının p.u. değeri $1 / 0,72823 = 1,26866 (pu)$ olmaktadır.

Buradaki I_{base} değeri şu şekilde bulunabilir.

$$S_{base} = \sqrt{3} \times V_{base} \times I_{base}$$

$$100 \text{ MVA} = \sqrt{3} \times 6300 \times I_{base} \Rightarrow I_{base} = 9175,2 \text{ A}$$

$$I_k = I_{base} \times (p.u. \text{ değeri}) = 11640,2 \text{ A bulunmaktadır.}$$

Buradan hesaplanan kısa devre akımı, I_L değerine oranlanarak I_k/I_L oranı aşağıdaki gibi bulunur.

EK-2. Transformatör-2 sekonder kısa devre akımı hesabı

Transformatör 2 Sekonder Tarafı için (34,5 kV Tarafı):

Transformatör 2'nin 154 kV bara kısa devre akımı 11492,9 A olarak verilmiştir.

$$S = \sqrt{3} \times 154000 \times I_{base} \Rightarrow I_{base} = 375 \text{ A}$$

$$I = I_{pu} \times I_{base}$$

$$I_{pu} = 11492,9 / 375 = 30,65$$

Transformatörün empedans değeri 100 MVA ve 31,5 kV için 12,19 olarak verilmiştir. Bu nokta için işletme gerilim 34,5 kV tur.

Transformatör empedansı S_{base} gücüne göre p.u. değerleri şu şekilde hesaplanmaktadır.

$$U_k = 12,19 = X_{tr2}(pu) : \text{Transformatör-2 empedansı}(pu)$$

$$X_{tr2} = 0,1219 (pu)$$

$$X_s(p.u.) : \text{Sistem empedansı}(p.u.) \quad X_s(p.u.) = 1/30,65 = 0,03262 (p.u.)$$

$$\text{Toplam empedans } X_{top} = X_s + X_{tr2} = 0,03262 + 0,1219 = 0,15452 (pu)$$

34,5 kV baradaki kısa devre akımının p.u. değeri $1 / 0,15452 = 6,47 (pu)$ olmaktadır.

Buradaki I_{base} değeri şu şekilde bulunabilir.

$$S_{base} = \sqrt{3} \times V_{base} \times I_{base}$$

$$100 \text{ MVA} = \sqrt{3} \times 34500 \times I_{base} \Rightarrow I_{base} = 1673,4 \text{ A}$$

$$I_k = I_{base} \times (p.u. \text{ değeri}) = 10829 \text{ A bulunmaktadır.}$$

EK-3. Elektrik iletim sistemi arz güvenilirliği ve kalitesi yönetmeliğinde kabul edilebilir akım harmonik limitleri

Harmonik Sırası		OG 1<Un≤34.5					YG 34.5<Un≤154					ÇYG Un>154				
Grup	No	I _k /I _L					I _k /I _L					I _k /I _L				
		<20	20-50	50-100	100-1000	>1000	<20	20-50	50-100	100-1000	>1000	<20	20-50	50-100	100-1000	>1000
T E K H A R M O N İ K L E R	3	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	5	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	7	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	9	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	11	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	13	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	15	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	17	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	19	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	21	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	23	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	25	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	27	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	29	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	31	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	33	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	h>33	0,3	0,5	0,7	1	1,4	0,15	0,25	0,35	0,5	0,7	0,75	0,12	0,17	0,25	0,35
Çift harmonikler izleyen tek harmoniğin 0.25 katı ile sınırlıdır.																
Toplam Talep		5	8	12	15	20	2,5	4	6	7,5	10	1,3	2	3	3,75	5
Bu değerler 3 saniyelik ortalamalardır.																

I_k : Ortak kuplaj noktasındaki maksimum sistem kısa devre akımı

I_L : Ortak kuplaj noktasındaki maksimum yük akımının en büyük bileşeni

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : HALİLOĞLU, Ali Burhan
 Uyuğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 26.04.1984 Trabzon
 Medeni hali : Bekar
 Telefon : +90 (505) 691 07 61
 e-posta : burhanhaliloglu@gmail.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Lisans	Kırıkkale Üniversitesi Elektrik-Elektronik Müh.	2006
Lise	Yıldırım Beyazıt Anadolu Lisesi	2002

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2006-2010	TEİAŞ Genel Md. Ar-Ge Departmanı	Araştırmacı
<u>Güç Kalitesi Milli Projesi</u>		
Saha çalışması	:Mobil ölçüm sistemleri montajı, Güç Kalitesi Çözümleyici montajı, Geçici Rejim Alt Projesi ölçümleri	
Analiz çalışması	:Yapılan ölçümlerin verilerinin Güç Kalitesi Parametreleri kapsamında, NI Labview ve MATLAB ile işlenerek ayrıntılı analizi	
Değerlendirme	:Analizi yapılan değerlerin raporlanması ve bunların değerlendirilmesi	

Yıl	Yer	Görev
2010-halen	TÜBİTAK UZAY Enstitüsü	Araştırmacı
<u>İsdemir Ölçüm Projesi</u> (Araştırmacı – Proje Yöneticisi - Ocak 2010-Aralık 2010)		
Saha çalışması	:Ölçüm sistemleri montajı	

- Analiz çalışması :Yapılan ölçümlerin verilerinin Güç Kalitesi Parametreleri kapsamında, NI Labview ve MATLAB ile işlenerek ayrıntılı analizi
- Değerlendirme :Analizi yapılan değerlerin raporlanması ve bunların değerlendirilmesi

Güç Kalitesi Yaygınlaştırma Projesi (Araştırmacı - Ocak 2011- halen)

- Dizayn çalışması : Üretimi yapılan Güç Kalitesi Çözümleyici cihazları ve ekipmanlarının AutoCad ile dizayn çalışması
- Saha-bakım çalışması :Güç Kalitesi Çözümleyici cihazlarının montajı, devreye alınması, izleme merkezinden izlenebilir hale getirilmesi
- İdame :Montajı yapılan cihazların sağlıklı bir şekilde idame ettirilmesi

Proje Sonuçları Uygulama Projesi (Araştırmacı - Ocak 2011-halen)

- Saha-bakım çalışması : Arızalanan Güç Kalitesi Çözümleyici cihazlarının demontajı, tamirata ve tekrar montajı, devreye alma çalışması

Rüzgar İzleme Tahmin Projesi (Araştırmacı - Ocak 2011-halen)

- Saha çalışması : Rüzgar İzleme Tahmin cihazlarının montajı, devreye alınması, izleme merkezinden izlenebilir hale getirilmesi

Güneydoğu Anadolu Bölgesi Sulama Yüklerinden Kaynaklı Güç Kalitesi Problemlerinin Tespiti ve Çözüm Önerilerini Belirlemesi Projesi (Araştırmacı – Ekim 2011-Mart 2012)

- Saha çalışması :Güç Kalitesi Çözümleyici cihazlarının montajı, devreye alınması, ham veri kaydedilmesi ve bunların işlenmesi, incelenmesi

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

1. **A.Burhan Haliloğlu**, A.Mamizadeh, İ.İskender “Yük Harmoniklerinin Yağlı Tip Güç Transformatörlerindeki Sıcak Nokta Sıcaklığına Dinamik Termal Model Üzerindeki Etkisi”, II. Elektrik Tesisat Ulusal Kongresi, İzmir, Türkiye, Kasım 2011
2. O.Salor, S.Buhan, O.Unsar, B.Boyrazoglu, E. Altintas, T. Atalik, **B.Haliloglu**, T.Inan, A.Kalaycioglu, A.Terciyanlı, A.Açık, T.Demirci, E. Ozdemirci, I. Cadirci, M. Ermiş “Mobile Monitoring System to Take Nationwide PQ Measurements on Electricity Transmission Systems”, ELSEVIER Measurement Journal, Vol. 42, Issue 4, 501-515, May 2009
3. D. Küçük, T. İnan, Ö., Salor, T. Demirci, Y. Akkaya, S. Buhan, B. Boyrazoğlu, Ö. Ünsar, E. Altıntaş, **B. Haliloğlu**, Işık Çadirci, Muammer Ermiş “An Extensible Database Architecture for Nationwide Power Quality Monitoring” 2009, International Journal Of Electrical Power And Energy Systems, Elsevier
4. S.Buhan, B.Boyrazoğlu, Ö. Ünsar, E.Altıntaş, **B.Haliloğlu** et al. “Türkiye Elektrik İletim Sisteminde Mobil Güç Kalitesi Ölçümleri” , Enerji Verimliliği Kongresi, Kocaeli, Türkiye, Mayıs 2007
5. **B.Haliloğlu**, S.Buhan, B. Boyrazoğlu “ Elektrik İletim Sisteminde Güç Kalitesi Bozulmalarının Tespiti ve Ölçülmesi”, Enerji Verimliliği Kongresi, Kocaeli, Türkiye, Mayıs 2007