

**ELEKTRİK SİSTEMİ ORTAK BAĞLANTI NOKTALARINDA  
HARMONİK AKIM KATKILARININ ÖLÇÜME DAYALI OLARAK  
BELİRLENMESİ**

**DETERMINATION OF HARMONIC CURRENT CONTRIBUTIONS AT  
POINTS OF COMMON COUPLING OF THE ELECTRICAL SYSTEM  
BASED ON FIELD MEASUREMENTS**

**ÖZGÜR ÜNSAR**

Hacettepe Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim – Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin

ELEKTRİK ve ELEKTRONİK Mühendisliği Anabilim Dalı İçin Öngördüğü

YÜKSEK LİSANS TEZİ

olarak hazırlanmıştır.

2010

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürlüğü'ne,

Bu çalışma jürimiz tarafından **ELEKTRİK ve ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI** 'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Başkan :

Prof.Dr. Birsen SAKA

Üye (Danışman) :

Prof.Dr. Işık ÇADIRCI

Üye :

Yrd.Doç.Dr. Yakup ÖZKAZANÇ

Üye :

Yrd.Doç.Dr. Umut SEZEN

Üye :

Dr. Özgül SALOR

ONAY

Bu tez, Hacettepe Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliği'nin ilgili maddeleri uyarınca yukarıdaki jüri üyeleri tarafından 14/10/2010 tarihinde uygun görülmüş ve Enstitü Yönetim Kurulunca .../.../2010 tarihinde kabul edilmiştir.

Prof.Dr. Adil DENİZLİ

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

# ELEKTRİK SİSTEMİ ORTAK BAĞLANTI NOKTALARINDA HARMONİK AKIM KATKILARININ ÖLÇÜME DAYALI OLARAK BELİRLENMESİ

Özgür Ünsar

## ÖZ

Bir elektrik sisteminin herhangi bir ortak bağlantı noktasındaki harmonikler genellikle birden fazla harmonik kaynak tarafından oluşturulur. Harmoniğin ana kaynağının belirlenmesi ve ortak bağlantı noktasındaki harmoniğe şebekenin ve tüketicinin ne kadar katkı yaptığıının bilinmesi, bu harmonik kaynaklara yönelik uygun harmonik azaltma yöntemlerinin ve yönetmeliklerdeki cezai koşulların uygulanması açısından da çok önemlidir. Bu tez çalışmasında, bir ortak bağlantı noktasındaki yüklerin ve şebekenin harmonik akım katkı miktarlarının belirlenmesi için, akımın ve gerilimin saha ölçümlerinden, sistemdeki şebeke ve yük empedanslarının hesaplanarak harmonik akım kaynaklarının analitik olarak bulunması temeline dayalı iki yöntem önerilmiştir. Önerilen ilk yöntemde, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayanarak kurulan sistemin harmonik Norton eşdeğer devre modeli üzerinden yüklerin ve şebekenin harmonik akım katkıları bulunur. Bu yöntem, sistemin devre şemasına veya devre elemanlarına bağlı olmadan uygulanabilmektedir. Sadece pasif harmonik süzgeç veya süzgeçlerine sahip tesislerde uygulanabilen diğer yöntemde ise sistemin harmonik Norton eşdeğer devre modeli, gerilim harmonik bileşenlerine ihtiyaç duyulmadan akım harmonik ölçümleri ile birlikte pasif harmonik süzgeç parametreleri kullanılarak elde edilir. Bu tez çalışmasında, önerilen yöntemler bilgisayar benzetimleri ve Güç Kalitesi Milli Projesi tarafından geliştirilen Güç Kalitesi Çözümleyicileri ( $PQ^+$ ) kullanılarak alınan saha verileri üzerinde uygulanarak doğrulanmıştır. Elde edilen sonuçlar önerilen her iki yöntemin de bir ortak bağlantı noktasında harmonik akım katkı miktarlarının bulunmasında iyi bir tahmin aracı olarak kullanılabileceğini göstermiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Harmonik, harmonik akım katkısı, saha ölçümleri, ortak bağlantı noktası, elektriksel güç kalitesi, Güç Kalitesi Çözümleyici ( $PQ^+$ ).

Danışman: Prof.Dr. Işık ÇADIRCI, Hacettepe Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü.

# DETERMINATION OF HARMONIC CURRENT CONTRIBUTIONS AT POINTS OF COMMON COUPLING OF THE ELECTRICAL SYSTEM BASED ON FIELD MEASUREMENTS

Özgür Ünsar

## ABSTRACT

The harmonics at any points of common coupling (PCC) of an electrical system, are usually produced by more than one loads. To identify the main harmonic source and to know the harmonic contribution of the utility and the customer at PCC are very important for the application of appropriate harmonic mitigation method devoted to these harmonic sources, and also for penalty conditions to be imposed by the regulations. In this thesis, two methods are proposed to determine the harmonic current contributions of loads and utility at PCC, based on identifying harmonic current sources in the system analytically, by calculating utility and load impedances from the field measurements of current and voltage. In the first proposed method, the harmonic current contributions of loads and utility are determined through the harmonic Norton equivalent circuit model of the system constructed on the basis of the measurements of current and voltage harmonics. This method can be applied independently from the circuit scheme and circuit components of the system. In the other method applicable only for the plants having passive harmonic filter(s), the harmonic Norton equivalent circuit model of the system is obtained by using the harmonic current measurements and also the passive harmonic filter parameters, without any harmonic voltage measurements. In this thesis, the proposed methods are verified by applying on computer simulations and the field data obtained by the Power Quality Analyzers ( $PQ^+$ ) developed within the scope of the National Power Quality Project of Turkey. The obtained results show that both methods can be used as good prediction tools to determine harmonic current contributions at PCC.

**Keywords:** Harmonic, harmonic current contribution, field measurements, point of common coupling, electrical power quality, Power Quality Analyzer ( $PQ^+$ ).

Advisor: Prof.Dr. Işık ÇADIRCI, Hacettepe University, Department of Electrical&Electronics Engineering.

## TEŞEKKÜR

Bu tez çalışması TÜBİTAK Kamu Kurumları Araştırma Projeleri Destekleme Programı (Program Kodu:1007) kapsamındaki 105G129 no'lu "Türkiye Elektrik Sistemi'nde Güç Kalitesine Etki Eden Değişkenleri ve Güç Akışını İzleme, Problemlerin Tespiti, Değerlendirilmesi ve Karşı Önlemlerin Hayata Geçirilmesi Projesi" kapsamında desteklenmiştir.

Bu tez çalışmasında bana kendisiyle çalışma fırsatını veren ve sürekli desteğini esirgemeyen Prof.Dr. Işık ÇADIRCI'ya,

Bu tez çalışması sırasında bana her zaman güvenen ve parlak fikirleriyle bana ışık tutan Dr. Özgül SALOR'a sonsuz teşekkürler ederim. Onun desteği ve verdiği cesaret olmasaydı bu çalışma tamamlanamazdı.

Tez çalışmamda ve iş hayatımda bana sürekli destek olan başta proje yöneticimiz Prof.Dr. Muammer ERMIŞ olmak üzere tüm Milli Güç Kalitesi Projesi çalışanlarına,

Katkılarından dolayı değerli çalışma arkadaşlarım Tolga İNAN, Cem Özgür GERÇEK, Erinç ALTINTAŞ, Ali Burhan HALILOĞLU, Serkan BUHAN ve Murat GÖL'e,

Bilgi ve deneyimlerini benimle paylaşan değerli Tez İzleme Komitesi ve Tez Savunma Sınavı jüri üyelerine,

Bugünlere gelmemde en çok emekleri olan annem Fatma ÜNSAR'a, ağabeyim Barış ÜNSAR'a ve ruhunu her zaman yanımda hissettiğim babam merhum Halis ÜNSAR'a

içtenlikle teşekkür ederim.

Hacettepe Üniversitesi 2010

Özgür Ünsar

# İÇİNDEKİLER DİZİNİ

|   | <u>Sayfa</u> |
|---|--------------|
| ÖZ.....   | i            |
| ABSTRACT .....  | ii           |
| İÇİNDEKİLER DİZİNİ .....  | iv           |
| ŞEKİLLER DİZİNİ.....  | vii          |
| ÇİZELGELER DİZİNİ.....  | xii          |
| SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....  | xiii         |
| 1. GİRİŞ.....   | 1            |
| 1.1. Güç Sistemlerindeki Harmonikler .....  | 2            |
| 1.2. Problemin Tanımı .....   | 9            |
| 1.3. Tezin İçeriği .....  | 12           |
| 2. AKIM VE GERİLİM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK<br>ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI<br>BULMA YÖNTEMİ ..... | 14           |
| 2.1. Yöntemin Genelleştirilmesi .....   | 14           |
| 2.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma.....  | 17           |
| 2.1.1.1. Geçici rejim durumlarının değerlendirilmesi.....   | 21           |
| 2.1.2. Şebeke ( $I_{HS}$ ) ve yük ( $I_{HL}$ ) harmonik kaynaklarını bulma.....   | 25           |
| 2.1.2.1. Şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....                                   | 26           |
| 2.1.2.2. Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLa}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....                                   | 28           |
| 2.1.2.3. Yük-B n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLb}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....                                   | 29           |
| 2.1.2.4. Yük-M n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....                                   | 31           |

|  |    |
|--|----|
| 2.2. Önerilen Yöntemin Bilgisayar Benzetimleriyle Doğrulanması .....   | 36 |
| 2.2.1. Birinci durum için bilgisayar benzetim sonuçları.....   | 37 |
| 2.2.2. İkinci durum için bilgisayar benzetim sonuçları .....   | 38 |
| 2.3. Önerilen Yöntemin Ölçüm Verileriyle Doğrulanması.....   | 40 |
| 2.3.1. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nde önerilen<br>yöntemin uygulama sonuçları .....  | 42 |
| 2.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi.....  | 64 |
| 3. PASİF HARMONİK SÜZGEÇ PARAMETRELERİNE VE AKIM<br>HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI<br>NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİ..... | 66 |
| 3.1. Yöntemin Genelleştirilmesi .....  | 71 |
| 3.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma.....   | 75 |
| 3.1.1.1. Geçici rejim durumlarının incelenmesi.....  | 75 |
| 3.1.2. Pasif harmonik süzgeç empedanslarını ( $Z_F$ ) bulma.....   | 75 |
| 3.1.3. Şebeke ( $I_{HS}$ ) ve yük ( $I_{HL}$ ) harmonik kaynaklarını bulma.....  | 77 |
| 3.1.3.1. Şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....  | 78 |
| 3.1.3.2. Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLa}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....  | 79 |
| 3.1.3.3. Yük-B n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLb}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....  | 81 |
| 3.1.3.4. Yük-M n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına<br>bırakıldığı durum.....  | 82 |
| 3.2. Önerilen Yöntemin Bilgisayar Benzetimleriyle Doğrulanması .....   | 88 |
| 3.2.1. Bilgisayar benzetim sonuçları .....   | 89 |
| 3.3. Önerilen Yöntemin Ölçüm Verileriyle Doğrulanması.....   | 90 |
| 3.3.1. Ereğli Demir Çelik Anonim Şirketi (ERDEMİR A.Ş.)<br>tesislerinde önerilen yöntemin uygulama sonuçları.....  | 91 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi.....   | 105 |
| 4. YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ.....  | 106 |
| 4.1. Akım ve Gerilim Harmonik Ölçümlerine Dayalı Olarak Ortak Bağlantı Noktasındaki Harmonik Akım Katkısı Bulma Yönteminin Uygulanması.....                               | 106 |
| 4.2. Pasif Harmonik Süzgeç Parametrelerine ve Akım Harmonik Ölçümlerine Dayalı Olarak Ortak Bağlantı Noktasındaki Harmonik Akım Katkısı Bulma Yönteminin Uygulanması..... | 109 |
| 4.3. Yöntemlerin Uygulama Sonuçları .....   | 109 |
| 4.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi.....   | 118 |
| 5. SONUÇLAR.....  | 125 |
| KAYNAKLAR.....  | 129 |
| EKLER DİZİNİ .....  | 136 |
| EK-1 .....  | 137 |
| EK-2 .....  | 139 |
| EK-3 .....  | 140 |
| EK-4 .....  | 141 |
| EK-5 .....  | 142 |
| EK-6 .....  | 143 |
| EK-7 .....  | 144 |
| ÖZGEÇMİŞ .....  | 157 |



## ŞEKİLLER DİZİNİ

### Sayfa

|  |    |
|--|----|
| Şekil 1.1. Sinüzoidal olmayan dalga şeklinin farklı frekanslardaki sinüzoidal dalga şekillerinin toplamı biçiminde ifadesi.....                            | 4  |
| Şekil 1.2. Tek faz doğrultucu devresi ve çektiği akımın bir periyottaki dalga şekli.....   | 4  |
| Şekil 1.3. Üç faz diyot doğrultucu devresi ve çektiği akımın bir periyottaki dalga şekli.....  | 5  |
| Şekil 2.1. Ortak bağlantı noktasında şebeke ve yük için Norton eşdeğer devre modeli şeması.....  | 16 |
| Şekil 2.2. Ortak bağlantı noktası için genelleştirilmiş harmonik model.....  | 16 |
| Şekil 2.3. Akım ve gerilim ölçümüne dayalı yük empedansının rezistif ( $R_L$ ), endüktif ( $L_L$ ) ve kapasitif ( $C_L$ ) bileşenlerini bulma yöntemi..... | 19 |
| Şekil 2.4. Sıfır geçiş noktalarının düzeltilmesi.....  | 19 |
| Şekil 2.5. Transformatorün enerjilendirilmesi sırasında primer tarafında görülen tipik bir doluşma akımı ve faz-nötr gerilim değişimi.....                 | 22 |
| Şekil 2.6. Tipik bir doluşma akımı ve aynı andaki faz-nötr gerilim değişimi.....   | 23 |
| Şekil 2.7. Tipik bir doluşma akımının bir çevriminin içerdiği harmonik bileşenleri.....  | 23 |
| Şekil 2.8. Şebeke harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.....  | 27 |
| Şekil 2.9. Yük-A harmonik akım kaynağının ( $I_{HLa}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.....  | 28 |
| Şekil 2.10. Yük-B harmonik akım kaynağının ( $I_{HLb}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.....   | 30 |
| Şekil 2.11. Yük-M harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.....   | 31 |
| Şekil 2.12. Önerilen yöntemin doğruluğunun sınanması için hazırlanmış tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması.....                                      | 36 |

|  |    |
|--|----|
| Şekil 2.13. $PQ^+$ Çözümleyici donanımı.....   | 40 |
| Şekil 2.14. Transformatör merkezinde kurulu bulunan bir $PQ^+$ Çözümleyiciye ait pano ve bileşenler. ....  | 41 |
| Şekil 2.15. $PQ^+$ Çözümleyicisi'nin bir transformatör merkezindeki bağlantı şeması.....   | 42 |
| Şekil 2.16. Türkiye Elektrik İletim Sistemi'ndeki çalışılan bölgenin bağlantı şeması.....  | 43 |
| Şekil 2.17. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin basitleştirilmiş tek hat şeması üzerinde ölçüm noktaları. ....  | 44 |
| Şekil 2.18. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin tek hat şeması üzerinde çalışılan yüklerin ayrıntılı gösterimi. ....  | 44 |
| Şekil 2.19. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki yüklerin ve şebekenin tek faz Norton eşdeğer devre harmonik modeli.....   | 46 |
| Şekil 2.20. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Yük-A'ya ait direnç ( $R_{La}$ ), endüktans ( $L_{La}$ ) ve kapasitans ( $C_{La}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .... | 48 |
| Şekil 2.21. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Yük-B'ye ait direnç ( $R_{Lb}$ ), endüktans ( $L_{Lb}$ ) ve kapasitans ( $C_{Lb}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .... | 49 |
| Şekil 2.22. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Yük-C'ye ait direnç ( $R_{Lc}$ ), endüktans ( $L_{Lc}$ ) ve kapasitans ( $C_{Lc}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .... | 51 |
| Şekil 2.23. Yük-A fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-A'nın 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....      | 55 |
| Şekil 2.24. Yük-B fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-B'nin 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....      | 59 |

|  |    |
|--|----|
| Şekil 2.25. Yük-C fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-C'nin 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ..... | 63 |
| Şekil 2.26. Harmonik akım katkılarının ölçülen harmonik akımı üzerindeki etkileri. ....  | 64 |
| Şekil 3.1. Paralel pasif harmonik süzgeç tipleri. ....   | 67 |
| Şekil 3.2. Paralel pasif harmonik süzgecin ortak bağlantı noktasındaki bağlantısı.....   | 67 |
| Şekil 3.3. (a) Tek ayar frekanslı paralel pasif harmonik süzgeci devre şeması (b) Süzgeç empedansının frekans ile değişimi.....  | 68 |
| Şekil 3.4. Harmonik analiz eşdeğer devresi.....  | 70 |
| Şekil 3.5. Paralel pasif harmonik süzgeç ve yüklerin olduğu genelleştirilmiş harmonik model.....   | 74 |
| Şekil 3.6. C tipi sönümlü bir pasif harmonik süzgecinin devre şeması. ....   | 76 |
| Şekil 3.7. Şebeke harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model. ....   | 79 |
| Şekil 3.8. Yük-A harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model. ....   | 80 |
| Şekil 3.9. Yük-B harmonik akım kaynağının ( $I_{HLB}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model. ....   | 82 |
| Şekil 3.10. Yük-M harmonik akım kaynağının ( $I_{HLM}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model. ....  | 83 |
| Şekil 3.11. Önerilen yöntemin doğruluğunun sınanması için hazırlanmış tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması. ....   | 88 |
| Şekil 3.12. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki SVK sistemi ve pota ocağı yükleri ile ölçüm noktalarının tek hat şeması üzerinde ayrıntılı gösterimi. ....  | 92 |
| Şekil 3.13. ERDEMİR A.Ş. tesisi basitleştirilmiş tek hat şeması üzerinde ölçüm noktalarının gösterimi.....   | 93 |

|   |     |
|---|-----|
| Şekil 3.14. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yüklerin, süzgecin ve şebekenin tek faz norton eşdeğer devre harmonik modeli. ....   | 94  |
| Şekil 3.15. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yük direnç ( $R_L$ ) ve endüktans ( $L_L$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....  | 96  |
| Şekil 3.16. ERDEMİR A.Ş. tesisinde yük tarafında ( $\ddot{O}N_L$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....    | 100 |
| Şekil 3.17. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .... | 104 |
| Şekil 4.1. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yüklerin, süzgecin ve şebekenin tek faz norton eşdeğer devre harmonik modeli. ....  | 107 |
| Şekil 4.2. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 110 |
| Şekil 4.3. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 3. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 111 |
| Şekil 4.4. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 4. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 112 |
| Şekil 4.5. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 5. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 113 |
| Şekil 4.6. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 7. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 114 |
| Şekil 4.7. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\ddot{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 9. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ....                                  | 115 |

|   |     |
|---|-----|
| Şekil 4.8. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 11. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .....   | 116 |
| Şekil 4.9. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). .....   | 117 |
| Şekil 4.10. İlk durumda gerilim ölçü transformatörünün basitleştirilmiş bağlantı şeması. ....   | 119 |
| Şekil 4.11. Sonraki durumda gerilim ölçü transformatörünün basitleştirilmiş bağlantı şeması. ....   | 120 |
| Şekil 4.12. Sonraki durumda akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemle bulunan ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 3. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ..... | 122 |
| Şekil 4.13. Sonraki durumda akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemle bulunan ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 9. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde). ..... | 122 |

## ÇİZELGELER DİZİNİ

|   | <u>Sayfa</u> |
|---|--------------|
| Çizelge 2.1. Birinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri.....   | 37           |
| Çizelge 2.2. Birinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları.....   | 38           |
| Çizelge 2.3. Birinci durum için önerilen harmonik akım katkısı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları.....  | 38           |
| Çizelge 2.4. İkinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri.....  | 38           |
| Çizelge 2.5. İkinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları.....  | 39           |
| Çizelge 2.6. İkinci durum için önerilen harmonik akım katkısı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları.....   | 39           |
| Çizelge 3.1. PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri.....  | 89           |
| Çizelge 3.2. PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları.....  | 90           |
| Çizelge 3.3. Önerilen harmonik akım katkı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları.....   | 90           |
| Çizelge 4.1. Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki yükün harmonik akım katkılarının ortalama hata yüzdeleri.....     | 123          |
| Çizelge 4.2. Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre şebeke tarafında ( $\bar{O}N_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin harmonik akım katkılarının ortalama hata yüzdeleri..... | 124          |

## **SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ**

|              |   |
|--------------|---|
| A            | : Amper   |
| V            | : Volt  |
| DFT          | : Ayrık Fourier Dönüşümü                            |
| TKR          | : Tristör Kontrollü Reaktör                         |
| RKGT         | : Rezistif-Kapasitif Gerilim Transformatörü         |
| SVK          | : Statik VAr Kompanzatörü                           |
| THB          | : Toplam Harmonik Bozulumu                          |
| TTB          | : Toplam Talep Bozulumu                             |
| TTB          | : Toplam Talep Bozulumu                             |
| AA           | : Alternatif Akım                                   |
| DA           | : Doğru Akım  |
| PSS/E        | : Power System Simulator for Engineering            |
| MATLAB       | : Matrix Laboratory                                 |
| IEC          | : International Electrotechnical Commission         |
| IEEE         | : Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| PSCAD/ EMTDC | : Electromagnetic Power Transient Software          |

## 1. GİRİŞ

Elektrik sisteminde normal olarak gerilimin temel şebeke frekansında (50 veya 60 Hz) tam sinüs eğrisi şeklinde üretilmesi, iletilmesi, dağıtılması ve tüketime sunulması; elektrik sisteminin ve elektrikle çalıştırılan her türlü cihazın doğru, düzenli, verimli ve sorunsuz çalıştırılması açısından önemlidir.

Ancak elektrik sisteminde bulunan anahtarlama güç kaynakları, ark ve pota ocakları, motor sürücüleri, Alternatif Akım/Doğru Akım (AA/DA) dönüştürücüler ve diğer çevirgeçer gibi doğrusal olmayan yüklerden kaynaklı yan etkiler yüzünden, temel elektriksel büyüklükler olan akım ve gerilimin sinüzoidal dalga şekli bozulur. Ne yazık ki bu sorun, 90'lı yıllara kadar ne sanayi kuruluşlarının ne de araştırma kurumlarının dikkatini çekememiştir. Bu durumun en önemli nedeni bu döneme kadar kullanılan elektrikli cihazların genellikle basit ve gerilim bozulmalarına karşı daha dayanıklı olmalarıydı. Dolayısıyla elektrik şebekesindeki gerilim ve akım bozulmaları cihazların çalışmasını çok belirgin bir şekilde etkilemediğinden güç kalitesi problemleri de fark edilememekteydi. Daha sonraki dönemlerde kullanılan elektrikli cihazların güç kalitesi problemlerine karşı çok daha duyarlı olması, elektrikli cihazların sıkça arızalanmasına ve özellikle üretim süreçlerinde uzun süreli kesintilere yol açmıştır [1]. Bu şekilde güç kalitesi problemlerinin gün yüzüne çıkması, güç kalitesi terimini literatürde sıkça rastlanan ve dikkat edilmesi gereken bir araştırma konusu haline getirmiştir.

Takip eden yıllarda güç kalitesi konusunda hem ulusal hem de uluslararası alanda birçok ciddi araştırma yapılmıştır. Örneğin, 1992-1994 yılları arasında Electric Power Research Institute (EPRI), Amerika Birleşik Devletleri (ABD) üzerinde 24 ayrı dağıtım şirketinin faaliyet alanı içindeki 300 farklı yerde değişik güç kalitesi problemleri için ölçümler almış ve bu sonuçlar incelenerek güç kalitesi ile ilgili verilere ulaşılmıştır [2]. Daha sonra, Brezilya Ulusal Elektrik Enerjisi Kurumu, 1998 yılında bazı üniversite ve araştırma enstitüleri ile beraber Brezilya iletim sisteminin güç kalitesi açısından başarımını görmek için bir çalışma başlatmıştır [3].

Ülkemizde güç kalitesi ölçümüne yönelik geniş çaplı bir çalışma 2006 yılına kadar yapılmamış, 2006-2010 yılları arasında Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK), Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) ile birlikte Orta



Doğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ), Hacettepe Üniversitesi (HÜ), Yıldız Teknik Üniversitesi (YTÜ), Dokuz Eylül Üniversitesi (DEÜ) üniversitelerinin de içinde bulunduğu bir araştırma grubu tarafından “Türkiye Elektrik Sistemi’nde Güç Kalitesine Etki Eden Değişkenleri ve Güç Akışını İzleme, Problemlerin Tespiti, Değerlendirilmesi ve Karşı Önlemlerin Hayata Geçirilmesi Projesi” gerçekleştirilmiştir [4]. Bu proje kapsamında ülke genelinde TEİAŞ’a ait 200’e yakın transformator merkezinde güç kalitesi ölçümleri yapılmış, Türkiye’nin güç kalitesi açısından bir durum haritası çıkarılmıştır. Bu projede yapılan çalışmalarla birçok ulusal ve uluslar arası bilimsel yayın yapılmıştır ve Türkiye’de 310 ölçüm noktasına kalıcı güç kalitesi ölçüm cihazları ( $PQ^+$  Çözümleyici) bağlanmıştır. 2010 yılı içerisinde bu noktaların 900’e çıkartılması için TEİAŞ ile TÜBİTAK arasında bir sözleşme imzalanmıştır. Halen TEİAŞ Ankara’daki yerleşkesinde, Güç Kalitesi Milli Projesi çerçevesinde kurulmuş olan Milli Güç Kalitesi İzleme Merkezi’nde iletim sistemindeki 310 noktanın güç kalitesi izlenmektedir. Bu proje ile dünyada, ülke çapında elektrik iletim sistemini izleyen ilk sistem kurulmuştur [5], [6], [7], [8], [9].

### 1.1. Güç Sistemlerindeki Harmonikler

Güç kalitesinin izlenmesi, akım ve gerilim sinyallerinden hesaplanan çeşitli parametrelerin değerlendirilmesi ile sağlanmaktadır. Günümüzde uluslararası olarak kabul görmüş, International Electrotechnical Commission (IEC) tarafından yayımlanan güç kalitesi ölçüm standardı IEC 61000-4-30’da çeşitli parametreler ve bunların hangi yöntemler ile hesaplanacağı tanımlanmıştır [10]. Akım ve gerilimin etkin (kök ortalama kare - KOK) değerleri ile frekans, harmonikler ve kırpışma bu parametreler arasındadır.

1981 yılında Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) tarafından yayımlanan IEEE Std. 519-1981 standardına göre, “Temel frekansın tam katı frekansa sahip bir periyodik dalganın veya büyüklüğün sinüs bileşeni harmonik olarak tanımlanır” [11]. Akım ve gerilim harmoniklerinin hesaplanması için IEC 61000-4-30 standardı harmonik hesaplama yönteminin ayrıntılarını içeren IEC 61000-4-7 standardını kaynak göstermektedir. IEC 61000-4-7’ye göre kararlı durumdaki, periyodik sinyaller “Fourier Serileri” tarafından periyoda denk gelen frekansta ve bu frekansın tam katlarındaki sinüs dalgalarının toplamı şeklinde ifade edilebilir [12]:

$$f(t) = c_0 + \sum_{m=1}^{\infty} c_m \sin\left(\frac{m}{N} \omega_1 t + \varphi_m\right) \quad (1.1)$$

Bu ifadeye;

$\omega_1$  Temel bileşenin açısal frekansıdır ( $\omega_1 = 2\pi f_1$ ),

$f_1$  Temel bileşenin frekansıdır (Türkiye Elektrik Şebekesi için temel bileşen frekansı ideal olarak 50 Hz'dir),

$c_m$  Frekansı  $\frac{m}{N} f_m$  olan bileşenin genliğidir,

$N$  Penceredeki temel periyotların sayısıdır,

$c_0$  Doğru akım bileşenidir,

$m$  Frekans tabanına ilişkin sıra sayısıdır (spektral çizgisinin derecesidir).

(1.1)'deki tanıma dayanarak, akım ( $i(t)$ ) ve gerilim ( $v(t)$ ) dalga biçimleri de "Fourier Serileri" kullanılarak;

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} I_n \sin(2\pi f_n t - \theta_n) \quad (1.2)$$

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} V_n \sin(2\pi f_n t) \quad (1.3)$$

şeklinde ifade edilir.

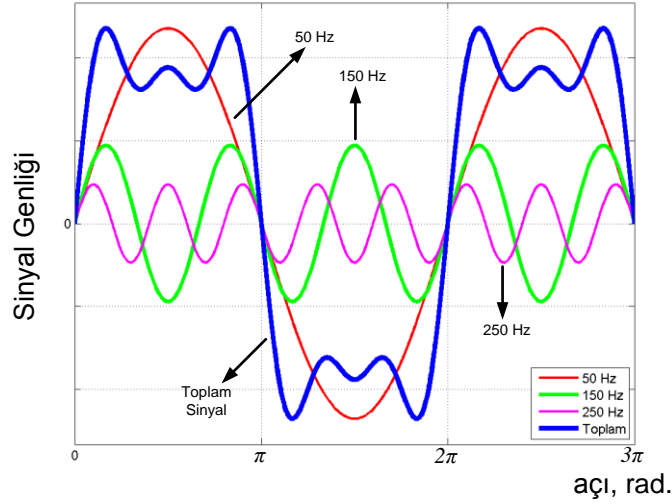
Akım ve gerilimlerin etkin (KOK) değerleri ise;

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 + I_0^2} \quad (1.4)$$

$$V = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2 + V_0^2} \quad (1.5)$$

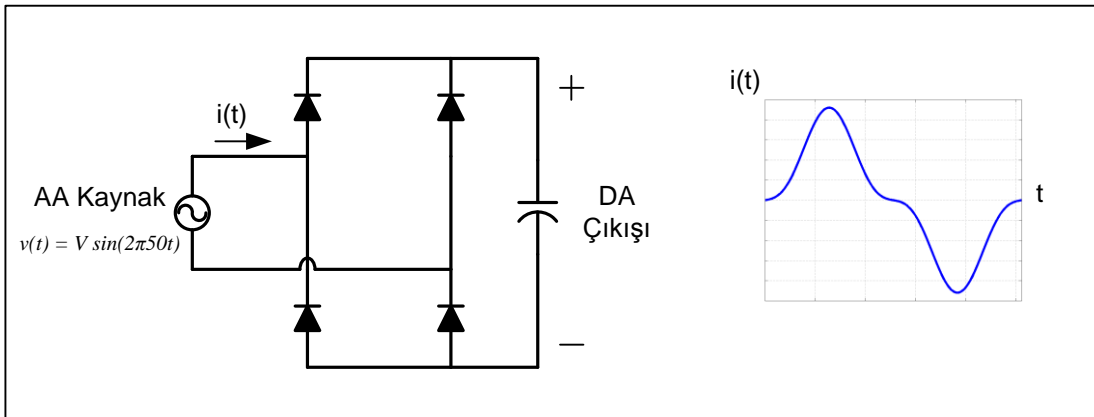
eşitlikleri ile hesaplanır.

Şekil 1.1'de örnek olarak tam bir sinüzoidal olmayan periyodik bir dalga ve toplanarak bu dalgayı oluşturan 1. (50 Hz), 3. (150 Hz) ve 5. (250 Hz) harmonik değerleri gösterilmiştir.



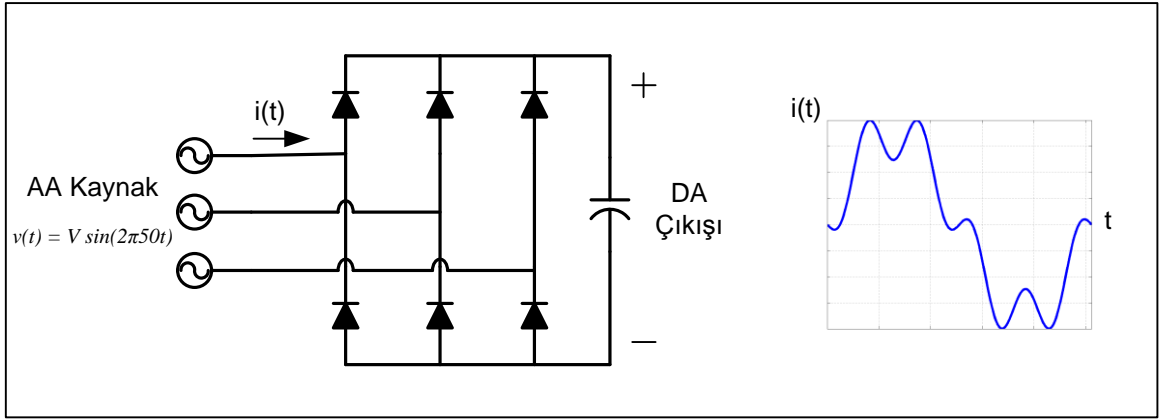
Şekil 1.1. Sinüzoidal olmayan dalga şeklinin farklı frekanslardaki sinüzoidal dalga şekillerinin toplamı biçiminde ifadesi.

Şebekedeki harmonikler çok çeşitli nedenlerden kaynaklanabilir. En sık görülen örnek olarak Şekil 1.2’de gösterilen bilgisayar, yazıcı gibi tek fazlı cihazları besleyen tek fazlı doğrultucu devresi verilebilir. Bu devrenin beslendiği AA kaynaktan çektiği akımın dalga şekli incelendiğinde, akımın sinüs şeklinden bozularak keskin inen ve çıkan kenarlara ve dolayısıyla tek dereceli harmoniklere sahip olduğu görülür [13].



Şekil 1.2. Tek faz doğrultucu devresi ve çektiği akımın bir periyottaki dalga şekli.

Bunun yanında, günümüzde kullanılan AA/DA Motor sürücüler ve kesintisiz güç kaynaklarında bulunan kontrollü veya kontrolsüz üç faz, altı darbeleri doğrultucuları da önemli harmonik kaynaklarıdır. Şekil 1.3’te üç faz diyot doğrultucu ve bu devrenin beslendiği AA kaynaktan çektiği harmonik içeren akım görülmektedir.



Şekil 1.3. Üç faz diyot doğrultucu devresi ve çektiği akımın bir periyottaki dalga şekli.

Bu devrenin beslendiği AA kaynaktan çektiği akım dalga şekli incelendiğinde ise sinüs şekli bozulmuş akım dalga şeklinde 5., 7., 11. ve 13. akım harmoniklerinin olduğu görülür.

İletim sistemlerinde, doğrusal olmayan bir yük tarafından üretilen bozulmuş bir akımın var olması, kaynak empedansı ile harmonik akımlar arasındaki karşılıklı etkileşim nedeniyle şebeke gerilimini de bozmaktadır. Şebeke gerilimindeki bu bozulma, şebeke ile son kullanıcı olan tüketiciyi birbirine bağlayan nokta olan ortak bağlantı noktasındaki diğer yükleri de olumsuz şekilde etkilemektedir [14]. Harmonik kirlenme ortak bağlantı noktasındaki şebeke geriliminin bozulması ile birlikte başka birçok problemi de ortaya çıkarmaktadır. Bunların en önemlileri:

- Transformator ve hat iletkenleri üzerinde aşırı kayıplar,
- Elektrikle beslenen cihazların ve güç sistemi ekipmanlarının yanlış çalışması,
- Rezonans etkiden dolayı oluşan aşırı akım ve gerilim problemleri,
- Güç sistemindeki nötr iletkenleri üzerinden akacak aşırı akımlar,
- İletişim sistemleri ile istenmeyen girişimler (interference)

olarak sıralanabilir [11].

Transformatör kayıpları, temelde çekirdek (nüve) ve sargı kayıplarından oluşur. Çekirdek kayıpları, transformatör terminallerine gerilim uygulanıp enerjilendirildiğinde çekirdekten akan manyetik akı tarafından oluşturulur. Çekirdekten akacak bu manyetik akı, transformatöre uygulanan terminal gerilimindeki harmoniklerin dereceleri ile ters orantılı olarak artar. Bunun yanında genelde güç sistemlerinde temel bileşene kıyasla düşük miktarda harmonik gerilime rastlandığından çekirdek kayıpları açısından gerilim harmonikleri çok ciddi bir öneme sahip değildir [15]. Fakat girdap akım kayıpları (eddy current loss) ve kaçak kayıpların (stray loss) oluşturduğu sargı kayıpları transformatörün içinden geçen akım ile doğrudan ilişkilidir. Girdap akımı kayıpları akımın frekansının karesi ile doğru orantılı olduğundan, harmonik derecesinin karesi ile bu kayıplar da artmaktadır. Sonuç olarak akım harmonikleri, transformatörlerde yalıtım arızası ve ekipman ömrünün kısılmasıyla sonuçlanacak fazladan kayıplara ve aşırı ısınmalara sebep olmaktadır [16]. Deri etkisi (skin effect) nedeniyle de elektrik sistemindeki enerji taşıyan kablolarda fazladan kayıplar ve aşırı ısınma gibi problemler meydana gelmektedir. Bu tür kablolardan yüksek frekanslı harmonik bileşenler içeren akımlar taşındığında deri etkisi sebebi ile kablo iletkenlerinin AA dirençleri frekansla doğru orantılı olarak artmaktadır. Bu da " $I^2R$  kayıpları" denilen iletken kayıplarının artmasına sebep olmaktadır. Ayrıca harmoniklerin varlığı devre kesicilerinin istenmeyen açmalarına, gerilimi referans olarak alan cihazların yanlış çalışmasına, enerji sayaçlarının hatalı enerji değerleri okumasına ve iletişim sistemlerindeki telefon girişimi de denilen etkilere sebep olur [13].

Sonuç olarak, harmoniklerin bütün bu olumsuz etkilerine pratik sınırlamalar koymak ve bu konuda bazı tavsiyelerde bulunabilmek için IEEE tarafından 1981 yılında "Guide for Harmonic Control and Reactive Power Compensation of Static Power Converters" adlı bir standart yayımlanmıştır [17]. Doğrusal olmayan yüklerin ortak bağlantı noktasında bağlı olduğu komşu yükler üzerindeki olumsuz etkilerinin keşfinden sonra, 1992 yılında bu standart tekrar düzeltme yapılarak güncellenmiştir [11]. Buna göre harmonik büyüklüğünün önem derecesi Harmonik Faktörü, Toplam Harmonik Bozulumu ve Toplam Talep Bozulumu gibi bazı nicel büyüklüklerle ifade edilmeye başlanmıştır.

Harmonik Faktörü (HF) hem akım hem de gerilim için geçerli olup bütün harmonik bileşenlerin karelerinin toplamının, temel bileşenin KOK değerine bölümünden elde edilir:

$$\text{Harmonik Faktörü (Gerilim)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (1.6)$$

$$\text{Harmonik Faktörü (Akım)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (1.7)$$

Bunun dışında alçak, orta ve yüksek gerilim seviyelerinde gerilim için bozulma faktörünü ifade etmek için IEC tarafından Toplam Harmonik Bozulumu (THB) tanımı yapılmıştır [12]. Buna göre, THB bütün harmonik bileşenlerin KOK değerlerini içeren harmonik kısmın temel bileşenin KOK değerine olan yüzdesi şeklinde ifade edilir:

$$\text{THB} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^H V_n^2}}{V_1} \times 100 \% \quad (1.8)$$

Bu ifadede;

$V_1$  Temel gerilim bileşeninin KOK değeridir,

$I_1$  Akım temel bileşeninin KOK değeridir,

$V_n$  n. derece gerilim harmonik bileşeninin genliğidir,

$I_n$  n. derece akım harmonik bileşeninin genliğidir,

H Her standartta tanımlanmış harmonik sınır değeridir.

Gerilim harmonik bozulumu sınırları THB değerlerine dayanırken akım harmonik bozulma sınırları ise Toplam Talep Bozulumu (TTB) değerleri ile açıklanır:

$$\text{TTB} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^H I_n^2}}{I_L} \times 100 \% \quad (1.10)$$

Burada;

$I_L$  En büyük yük talep akımıdır (temel frekans bileşeni),

$I_n$  n. derece akım harmonik bileşeninin genliğidir,

H Her standartta tanımlanmış sınır değeridir.

TTB, bir yükün harmonik akımı bakımından şebekeye yüklenmesini ifade eder. Bu yüzden bu değer, şebekenin ortak bağlantı noktasındaki kapasitesinin yükün büyüklüğüne olan oranı ile doğru orantılıdır. IEEE Std. 519-1992 standardında tanımlandığı şekliyle şebekenin bir ortak bağlantı noktasındaki kapasitesi o noktadaki kısa devre akımı ( $I_k$ ) ile ifade edilir. Yükün büyüklüğü ise son 12 aylık talep tepe değerlerinin 15 veya 30 dakikalık ortalamalarından hesaplanan en büyük yük talep akımıdır. Bu yüzden yük, bağlı olduğu sistemin kapasitesine göre kendi büyüklüğü azaldıkça şebekeye daha yüksek oranlarda harmonik akım basabilir.

Gerilim harmonik bileşenlerinin her biri için harmonik bozulma yüzdesi ise şu şekilde bulunur [11]:

$$\text{n. derece Gerilim Harmoniği Bozulumu (\% } V_n) = \frac{V_n}{V_1} \times 100 \% \quad (1.11)$$

$V_n$  n. derece gerilim harmonik bileşeninin KOK değeridir,

$V_1$  Gerilim temel bileşeninin KOK değeridir.

Benzer biçimde akım harmonik bileşenlerinin her biri için harmonik bozulma yüzdesi de benzer şekilde hesaplanır [11]:

$$\text{n. derece Akım Harmonik Bozulumu (\% } I_n) = \frac{I_n}{I_L} \times 100 \% \quad (1.12)$$

$I_n$  n. derece akım harmonik bileşeninin KOK değeridir,

$I_L$  Maksimum yük talep akımıdır (temel frekans bileşeni).

Harmonik bozulma sınırları ise elektrik sistemleri için bir takım uluslararası standartlarda belirtilmiştir. Buna göre gerilim harmonik sınırları IEC 61000-2-12

[18], IEC 61000-3-2 [19], IEC 61000-3-6 [20], IEC 61000-3-7 [21], EN 50160 [22] ve IEEE Std. 519-1992 [11] standartlarında, akım harmonik sınırları ise IEC 61000-3-2 [19], IEC 61000-3-4 [23] ve IEEE Std. 519-1992 [11] standartlarında belirtilmiştir.

Ülkemizde de temelde IEEE Std. 519-1992 [11] ve EN 50160 [22] standartları ışığında hazırlanmış, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından çıkarılan “Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği Ve Kalitesi Yönetmeliği” [24], “Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari Ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik” [25], “Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği” [26] ile akım ve gerilim harmonikleri sınır değerleri belirlenmiştir. Bu geçerli kabul edilebilir sınır seviyeleri sırasıyla EK-2, EK-3 ve EK-4’te çizelgeler halinde yer almaktadır.

Tüm bu standart ve yönetmeliklerde bahsedilen harmonik ölçüm yöntemleri, bir iletim veya dağıtım sisteminde ortak bağlantı noktasından beslenen bir tüketiciye ait fiderde yapılan ölçümde ortaya çıkan harmonik bozulmanın içindeki tüketici ve şebeke taraflarının katkılarının hesaplanması; yani ölçülen harmoniğin ne kadarının şebekeye, ne kadarının hangi tüketiciye ait olduğunun tespit edilebilmesi konusunda yetersiz kalmaktadır. Dolayısıyla sistem operatörünün, ölçtüğü bu harmonik miktarın ne kadarı için tüketiciye ceza uygulaması gerektiği çözülmesi gereken bir problem olarak ortaya çıkmaktadır. Sonuç olarak bu konuya açıklık kazandırılabilmesi ve bu önemli boşluğun giderilebilmesi için literatürde önemli miktarda araştırma çalışması yapılmıştır.

## **1.2. Problemin Tanımı**

Bir iletim veya dağıtım güç sistemindeki harmonik kaynakların tespitinin önemi gün geçtikçe artmaktadır. Bir ortak bağlantı noktasındaki ölçülen akım ve gerilim harmoniği üzerinde kimin, ne kadar sorumlu olduğunu anlamak sadece sistem operatörünün sistemdeki harmonik kaynağına karşı önlem alabilmesi açısından değil; aynı zamanda, tüketicinin o harmonik bozulumdaki sorumlu olduğu kısmı kadar ve adil bir şekilde yönetmeliklerde belirtilen harmonik sınırlarına uyup uymadığının denetlenebilmesi açısından da önemlidir.



Eğer bir ortak bağlantı noktasına bağlı çeşitli yükler varsa, hangi yükün şebekeye hangi miktarda harmonik akım bastığını doğru olarak hesaplamak çok güçtür. Böyle bir noktada her bir yük tarafından şebekeye basılan harmonik akım miktarı önceden bilinebiliyorsa sistem operatörü buna göre doğru bir şekilde tüketicilere ceza ya da onlara özel bir elektrik tarifi uygulayabilir ve buna göre tüketiciden önlem alması için talepte bulunabilir. Fakat her bir yükün çektiği akımlardaki harmonik miktarlarını ölçmek doğru olmayabilir. Çünkü bu harmonik akımları sadece doğrusal olmayan yükler tarafından değil, aynı zamanda ortak bağlantı noktasındaki sinüs şeklinde olmayan gerilimden de kaynaklanmış olabilir. Ayrıca kendi harmonik akımlarını süzmek amacıyla harmonik süzgeç tesis eden kuruluşlar, şebekedeki diğer harmonik kaynaklarından gelen harmonik akımları da üzerine çekeceği için, yalnızca yüklerin çektiği harmonik akımlar üzerinden yapılan ölçümler yanıltıcı sonuçlar verebilmektedir. Bir güç sistemindeki harmonik kaynakların tanımlanması bu açıdan özellikle sistem operatörleri için önemli bir meseledir. Bu sorun harmonik analizörü, bozucu etki izleme cihazları gibi birçok ölçüm cihazının geliştirilmesine sebep olmuştur.

Bu konudaki en basit yöntemlerden birisi harmonik gerilim ile harmonik akım yüzdelerini karşılaştırma yöntemidir [27]. Bu yöntemde göre bir ortak bağlantı noktasında yapılan ölçümde eğer akım harmoniğinin temel akım bileşenine yüzdesi, görece gerilim harmonik bileşeninin temel gerilim bileşenine yüzdesinden büyük ise harmonik kaynağı tüketicidir. Tam tersi ise harmonik kaynağı şebekedir.

- $I_h(\%) > V_h(\%) \rightarrow$  Harmonik kaynağı: Tüketici (Customer)
- $I_h(\%) \leq V_h(\%) \rightarrow$  Harmonik kaynağı: Şebeke (Utility)

Bu problemi çözmek için literatürde en sık karşılaşılan analitik yöntem harmonik güç yönü yöntemi olmuştur [28], [29]. Bu yöntem harmonik güç akış yönünü kontrol etmektedir. Buna göre, harmonik güç üreten taraf, baskın harmonik kaynağı barındıran taraf ya da ölçüm noktasında görülen harmonik bozulunun daha büyük kısmından sorumlu olan taraftır.

Harmonik kaynak bulma ile ilgili diğer bir pratik yöntem ise şebeke ve tüketici harmonik empedanslarını ölçmek ve sonra da bu empedansların arkasındaki harmonik kaynaklarını hesaplamak üzerine kurulmuştur [30], [31]. Bu yöntemde

geliştirilen aktif harmonik cihazı ile güç sistemine akım ara harmonikleri (temel frekansın tam katlarında olmayan harmonikler) dışarıdan basılarak şebeke ve yük tarafı harmonik empedansları ölçülür. Elde edilen verilerle hedeflenen harmonik empedansı ile şebeke ve yük tarafındaki harmonik akım kaynakları hesaplanır. Önerilen yöntem 20 MVA gücünde bir dağıtım sistemi üzerinde sahada test edilmiştir.

Bazı araştırmacılar ise harmonik güç yönü yöntemindeki harmonik aktif güç akış yönünün harmonik kaynak tespit edebilme konusundaki yetersizliğini göstermiş, bunun yerine “Kritik Empedans Tabanlı Yöntem” isminde yeni bir yöntem önermişlerdir [32], [33]. Bu yöntem harmonik aktif güç akış yönü yerine, harmonik reaktif güç akış yönünün baskın harmonik kaynakların yerlerinin tespit edilebilmesi için daha güvenilir bir gösterge olduğu gözlemlenmiştir. Yöntemde, başta şebeke ve tüketici empedanslarının bilindiği varsayılır. Daha sonra tüketicinin elektrik sistemi ile ortak bağlantı noktasındaki akım ve gerilim bilgisi kullanılarak harmonik reaktif güç hesaplanır. Elde edilen bu reaktif güce karşılık gelen bir eşdeğer empedans bulunur. Bu empedans değerine ise “Kritik Empedans (KE)” adı verilerek, değer hangi aralıkta olduğu incelenir. Buna göre, eğer KE değeri pozitifse şebeke reaktif güç çekmektedir; yani tüketici harmonik kaynağıdır denir. Tam tersine negatif olursa şebekenin reaktif güç üretmekte olduğu anlaşılır. Bu durumda ise KE değeri, şebeke ve tüketici empedansları ile karşılaştırılarak, tüketici veya şebeke taraflarından hangisinin ortak bağlantı noktasında daha fazla harmonik katkısı olduğu belirlenmektedir.

İlerleyen yıllarda bilgisayar yazılımlarında yaşanan gelişmelerle birlikte, parametreler arasındaki doğrusal olmayan ilişkilerle baş etmekte çok etkili olan yapay sinir ağları da bir güç sistemindeki doğrusal olmayan yüklerin sebep olduğu harmonik kirlenmenin kaynağının bulunabilmesinde kullanılmaya başlanmıştır [34] [35], [36], [37]. Bu çalışmalarda daha çok şebeke veya tüketici taraftan hangi tarafın harmonik kirlenmede daha çok katkısının olduğunun tespiti yapılmıştır. Hafızalı bir yapay sinir ağ yapısı doğrusal olmayan yük empedansını öğrenmek ve tanımlamak için kullanılmıştır. Yük empedansı öğrenildikten sonra; sinir ağı, “eğer şebeke yüke tam sinüs şeklinde gerilim sağlayabilseydi yük tarafından şebekeden çekilecek gerçek harmonik akımları ne olurdu” sorusuna yanıt bulur.

Literatürde yukarıda kısaca değinilen çeşitli yöntemler önerilmiş olmasına rağmen, her koşulda çalışan ve hangi yükün ne kadar harmonik ürettiğini bulan bir yöntem bulunmamaktadır. Bu tez çalışması bu konudaki boşluğu doldurmak üzere geliştirilen yöntemleri içermektedir.

### 1.3. Tezin İçeriği

Elektrik iletim veya dağıtım sisteminin herhangi bir ortak bağlantı noktasındaki harmonikler genellikle birden fazla harmonik kaynak tarafından oluşturulur. Harmoniğin ana kaynağının belirlenmesi ve ortak bağlantı noktasındaki harmoniğe şebekenin ve tüketicinin ne kadar katkı yaptığının bilinmesi, bu harmonik kaynaklara yönelik uygun harmonik azaltma yöntemlerinin ve yönetmeliklerdeki cezai koşulların uygulanması açısından da çok önemlidir.

Bu tez çalışmasında, elektrik sisteminin herhangi bir ortak bağlantı noktasında yüklerin ve şebekenin harmonik katkı miktarlarının belirlenmesi için sistemdeki şebeke ve yük empedanslarının hesaplanarak harmonik akım kaynaklarının analitik olarak bulunması temeline dayalı iki yöntem önerilmiştir. Her iki yöntemde de elektrik sistemindeki yük empedansları, yük fiderlerinde eş zamanlı olarak ölçülen akımın ve ortak bağlantı noktasındaki gerilimin temel frekans bileşenlerini kullanarak tahmin edilir. Şebeke kaynak empedansı ise sistem operatörü tarafından hesaplanmış kısa devre akımlarından şebeke reaktansının şebeke direnç değerine olan oranının ( $X/R$ ) elde edilmesiyle bulunur. Buna göre üç fazlı bir sistemde her faz ve harmonik derecesi için ayrı kurulan devre modeli üzerinden toplanırlık kuralı (superposition principle) kullanılarak sistem analitik olarak çözümlenir. Önerilen akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemde çözümlenirken yük fiderlerinden ölçülen harmonik akımlarından ve ortak bağlantı noktasında ölçülen harmonik gerilimlerinden faydalanılırken, önerilen pasif harmonik süzgeci parametreleri ile akım harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemde ise belli koşullar sağlanarak gerilim harmonik bileşenleri kullanılmadan sadece ölçülen akım harmonik bileşenlerinden yararlanılır. Daha sonrasında her iki yöntemde de bu şekilde ortaya çıkan doğrusal bağımsız eşitliklere göre harmonik akım kaynaklarının faz ve genlikleri tahmin edilir. Bu şekilde genlik ve faz değerleri elde edilen harmonik kaynakların ölçüm yapılan noktalardaki harmonik katkıları yine toplanırlık kuralı ile analitik olarak bulunur. Bu tez

çalışmasında, önerilen her iki yöntem de iletim ve dağıtım sistemindeki çok sayıda ark ve pota ocağının beslendiği ortak bağlantı noktalarından toplanmış ölçüm verileriyle doğrulanmıştır. Elde edilen sonuçlar önerilen her iki yöntemin de harmonik katkı miktarlarının bulunmasında iyi bir tahmin aracı olarak kullanılabileceğini göstermiştir.

Tezin bundan sonraki bölümleri şöyle özetlenebilir:

İkinci bölümde bir elektrik sisteminin ortak bağlantı noktasında yapılmış akım ve gerilim ölçümlerine dayanarak hesaplanan akım ve gerilim harmonik bileşenleri üzerinden tüketicilerin ve şebekenin ölçüm noktasındaki harmonik akım ve gerilim katkılarının bulunmasına ilişkin önerilen yöntem ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır. Aynı zamanda bu kısımda TEİAŞ'a ait bir transformatör merkezinden toplanmış ölçüm verileri üzerinde önerilen yöntemin uygulanışı anlatılmaktadır. Üçüncü bölümde ise devre topolojisi ve elemanlarının değerleri bilinen pasif harmonik süzgeç veya süzgeçlere sahip bir tesisin, elektrik iletim sistemi ile ortak bağlantı noktasında yapılacak akım ve gerilim ölçümü ile, fakat ortak bağlantı noktasındaki harmonik gerilimleri kullanılmadan harmonik katkılarının bulunabildiği alternatif bir yöntem önerilmektedir. Bu yöntemin iyi yönü ortak bağlantı noktasındaki gerilim harmoniklerinin IEC 60044-7 [38] ve IEC 60044-8 [39] standartlarında tanımlanan optik tabanlı dönüştürücü (optical transducer) ya da elektronik tip gerilim ölçü transformatörleri gibi hassas harmonik ölçümü yapabilen ölçü transformatörlerinin bulunmadığı durumlarda da harmonik katkı hesabının yapılabilmesidir. Bu yöntem de, yine iletim sisteminden beslenen bir işletmeye ait pota ocağının reaktif güç kompanzasyonu ve harmonik süzme için tesis ettiği Statik VAR Kompanzator (SVK) sistemi üzerinde, harmonik bileşenleri büyük doğrulukla ölçebilen rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörleri ile yapılan bir ölçüm üzerinde sınanmış, elde edilen sonuçlar ayrıntılı bir şekilde bu bölümde sunulmuştur. Dördüncü bölümde ise bu tez çalışmasında ikinci ve üçüncü bölümde kapsamlı bir şekilde açıklanan iki yöntem kullanılarak ortaya çıkan sonuçlar ışığında yöntemlerin teorik ve pratik uygulamalı karşılaştırması yapılmıştır. Beşinci bölümde tez çalışmasıyla elde edilen tüm sonuçlar yorumlanmış, önerilen yöntemlerin daha iyi çalışması, daha doğru sonuçlar vermesi için hangi faktörlerin üzerinde durulması gerektiği ile ilgili değerlendirmelerde bulunulmuştur.

## **2. AKIM VE GERİLİM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİ**

Bir arabağlantılı (interconnected) elektrik ağı sisteminde bir tüketicinin beslendiği ortak bağlantı noktasında gözlenen akım veya gerilim harmonik bozulununun tek sorumlusu olarak o tüketici görülemez. Örneğin radyal (radial) olmayan bir arabağlantılı iletim sisteminde o tüketicinin beslendiği baraya enerji sağlayan enerji iletim hatları, aynı zamanda başka baralara enerji vermekte veya farklı baralardan enerji almaktadır. Bu enerji alışverişleri sırasında sistemdeki herhangi bir yükten dolayı oluşacak akım harmonik bozulumu, kaynak empedansından dolayı hat gerilimleri üzerine gerilim harmonik bozulumu olarak yansıyacaktır. Böylece bu hatların bağlı olduğu ortak bağlantı noktalarından beslenen temiz yüklerin de harmonik içeriğe sahip akım çektiklerine rastlanacaktır. Sonuç olarak harmonik etkileşimi şebeke ile tüketicinin birbirini karşılıklı olarak etkilediği bir durumdur.

### **2.1. Yöntemin Genelleştirilmesi**

Bir elektrik sistemindeki birden çok tüketicinin, şebeke ile ortak bağlantı noktasındaki, şebekenin ve her bir tüketicinin harmonik katkılarını ayırtmak için sistemin ayrıntılı harmonik analizinin yapılması gereklidir.

Literatürde harmonik analiz yöntemleri genelde şu 3 ana başlık altında toplanır [40]:

- Frekans tarama
- Harmonik döngü
- Zaman tanım kümesinde analiz

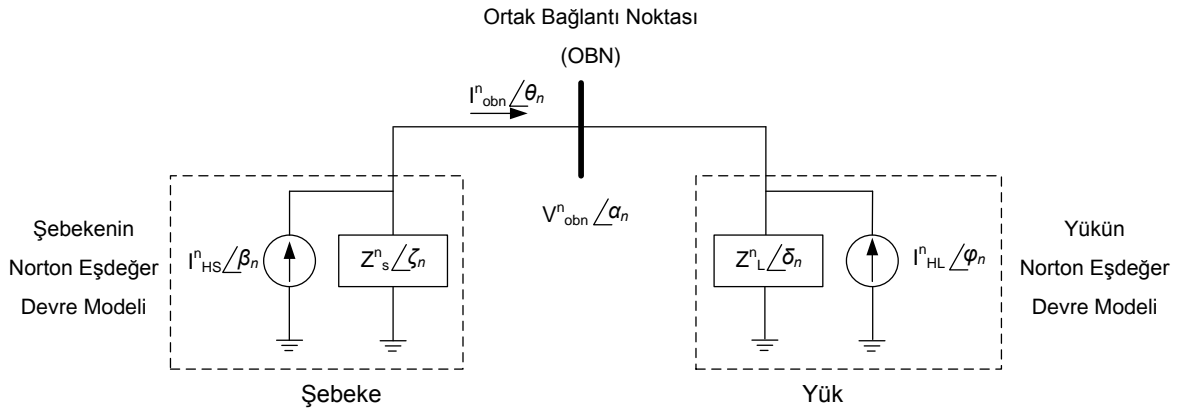
Frekans tarama ile harmonik analizi yapma yöntemi elde az veri bulunduğu durumlarda daha çok tercih edilir. Bu yöntemde yükler her bir harmonik derecesi için Sabit Akım Kaynağı (SAK) olarak modellenir ve sistem geriliminin sabit kaldığı varsayılır [40]. Dolayısıyla bu yöntem, daha çok sistemin frekans cevabının incelendiği, rezonans durumlarının araştırıldığı ve harmonik süzgeç tasarımı yapılan analizlerde kullanılır. Eğer ortak bağlantı noktasındaki gerilim bozulmaları büyük seviyelerde ise veya tipik olmayan harmonikler içeriyorsa bu yöntemin

verdiği sonuçların doğruluk oranı ciddi miktarda düşer. Buna ek olarak, gerilim temel frekans bileşenlerindeki büyük değişimler de, bu yöntemin sonuçlarını kötü yönde etkiler. Bu gibi durumlarda daha doğru sonuçlar alabilmek için daha gelişmiş harmonik modelleri ve analiz yöntemleri kullanılmalıdır [41].

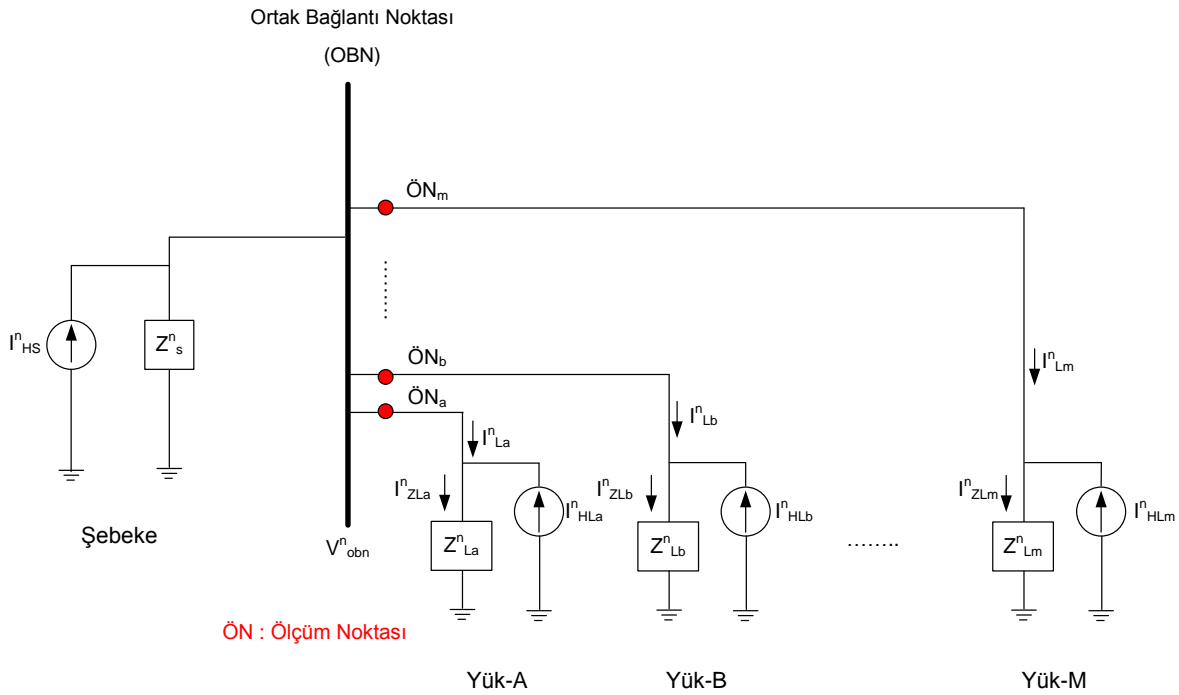
Yük tarafından üretilen harmonik akım bileşenlerinin sistem gerilimi üzerinde dikkate değer bir etkiye sahip olduğu durumlarda “Harmonik Döngü” yönteminin daha yüksek oranda doğru sonuçlar verdiği ortaya çıkmıştır [42]. Bu yöntem ile harmonik üreten yükler “Gerilim Kontrollü Akım Kaynağı” (GKAK) olarak modellenerek, yükün karakteristiğine göre belirlenen kontrol değişkenleri üzerinden akım kaynağına karşılık gelecek matematiksel eşitlikler çıkarılır. Daha sonra da çıkarılan bu eşitlikler Newton algoritması kullanılarak çözülür [43].

Buna ek olarak GKAK modellemesi yapılırken yükü Norton eşdeğer devre yaklaşımına uygun olarak her bir frekansta, ortak bağlantı noktasına paralel bağlı empedans ve akım kaynağı olarak modelleyen yöntemler de kullanılır [44], [45]. Bu yöntemde çıkarılan analitik ifadeler sayısal hesaplamalar yardımıyla çözülerek harmonik analizleri üzerinde uygulanmıştır. Öte yandan literatürde ölçüm verilerine dayanarak Norton eşdeğer devre teoremine göre model çıkarmayı öneren başka çalışmalar da yapılmıştır [46]. Bu şekilde SAK modelinin kullanıldığı harmonik analiz yönteminin en önemli dezavantajı olan modelin doğruluğunun büyük gerilim değişimlerine olan bağımlılığından da kurtulmuş olunur.

Yük-şebeke etkileşimini dikkate alan ve sistem geriliminin ideal olmayan durumlarında da doğru sonuçlar veren Norton eşdeğer devre modeli elektrik sistemindeki bir ortak bağlantı noktası için Şekil 2.1’de gösterilmiştir. Bu yaklaşım toplanırlık kuralını kullanır ve farklı derecelerdeki akım ve gerilim harmonikleri arasındaki etkileşimi ihmal eder. Yani devre modeli sadece bir harmonik frekansındaki yük ve şebeke empedansı ile akım kaynakları çıkartılarak oluşturulur. Buna göre analitik çözümlerle elektrik sisteminin harmonik analizi yapılır.



Şekil 2.1. Ortak bağlantı noktasında şebeke ve yük için Norton eşdeğer devre modeli şeması.



Şekil 2.2. Ortak bağlantı noktası için genelleştirilmiş harmonik model.

Şekil 2.2'de;

$Z_s^n$  n. derece harmonik frekansındaki şebekenin empedansdır,

$Z_{La}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-A'nın empedansdır,

$Z_{Lb}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-B'nin empedansdır,

$Z_{Lm}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-M'nin empedansdır,

- $I_{HS}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,
- $I_{HLa}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımıdır,
- $I_{HLb}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,
- $I_{HLm}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,
- $I_{La}^n$  Yük-A fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,
- $I_{Lb}^n$  Yük-B fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,
- $I_{Lm}^n$  Yük-M fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLa}^n$  Yük-A'nın empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLb}^n$  Yük-B'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLm}^n$  Yük-M'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır.

### 2.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma

Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulmak için bu tez çalışmasında önerilen yöntemde de yük ve şebekenin harmonik modellemesinde Norton eşdeğer devre modeli kullanılmıştır. Üç fazlı bir elektrik sisteminin her fazı ve harmonik derecesi için Şekil 2.2'deki harmonik model oluşturulmuştur. Şemadaki  $\bar{O}N_a$ ,  $\bar{O}N_b$ , ...,  $\bar{O}N_m$  ile gösterilen noktalar, eş zamanlı olarak akım ve gerilim ölçümünün yapıldığı noktalardır. Bu şekilde sistemin dengesiz çalıştığı durumlar göz önünde bulundurulduğu gibi, aynı zamanda seri R-L yük modeli için (2.1) ve (2.2) eşitliklerinde görülen şebeke empedansı ( $Z_s$ ) ile yük empedansının ( $Z_L$ ) doğrudan harmonik frekansına olan bağımlılığı da dikkate alınmıştır.

$$Z_s^n = R_s + j\omega L_s = R_s + j(2\pi f^n)L_s \quad (2.1)$$

$$Z_L^n = R_L + j\omega L_L = R_L + j(2\pi f^n)L_L \quad (2.2)$$

Şekil 2.2'deki genelleştirilmiş model üzerindeki şebeke empedansı ( $Z_s$ ) için, sistem operatörünün PSS/E programı yardımıyla temel bileşen frekansı olan 50 Hz için

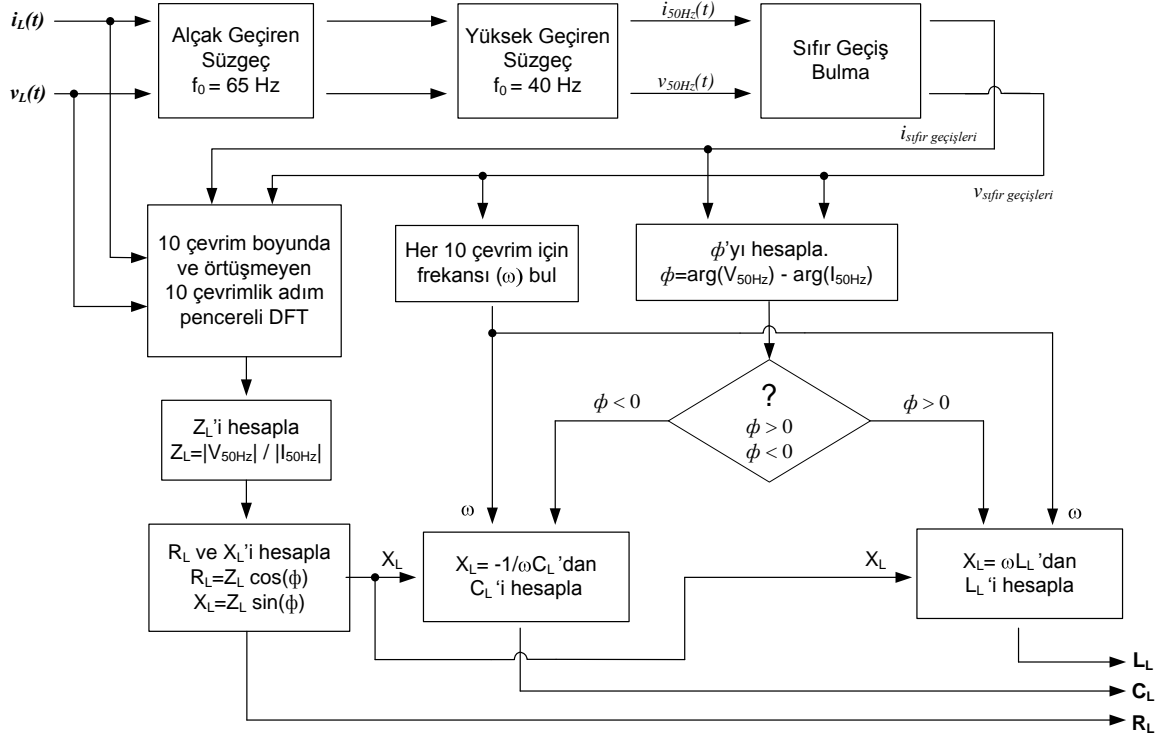


yük akışı ve kısa devre benzetimlerine dayanarak bulunduğu şebeke empedansı pozitif sıralı (positive sequence) bileşen değerleri dikkate alınmıştır. Buna göre, üç fazlı AA elektrik sistemlerindeki kısa devre akımının hesaplanması ile ilgili olan IEC 60909-0 standardındaki şebeke empedansı hesaplama yaklaşımına göre,  $Z_s$ 'nin seri rezistif-endüktif (R-L) bileşenlere sahip olduğu düşünülür [47]. Tez çalışmasındaki bu yöntem içerisinde ölçüm yapılan süre boyunca ortak bağlantı noktasındaki kısa devre gücünün değişmediği; yani  $Z_s$ 'nin genlik ve faz değerinin sabit kaldığı kabul edilmiştir. Şekil 2.2'deki şebeke empedansı ( $Z_s$ ) ve ona paralel bağlı olan, şebeke tarafından gelen harmonik akımlara karşılık gelen akım kaynağı ( $I_{HS}$ ), başka bir deyişle, ortak bağlantı noktasındaki baraya enerji sağlayan tüm hatların toplam Norton eşdeğer modeline karşılık gelmektedir.

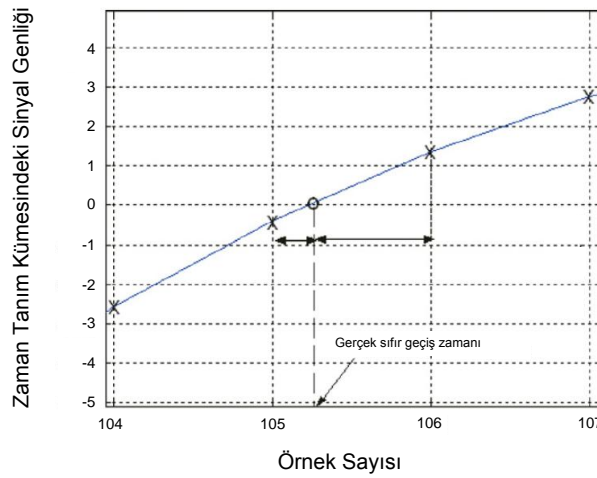
Şekil 2.2'de verilen şemadaki yük empedanslarını ( $Z_L$ ), ortak bağlantı noktasındaki yük fiderlerinden eş zamanlı olarak alınan akım ve gerilim bilgisinden bulmaya dayanan yöntemin blok şeması Şekil 2.3'te verilmiştir. Literatürde de bu tez çalışmasındaki  $Z_L$  bulma yöntemine benzer yöntemlerin kullanıldığı harmonik yük modelleme çalışmaları mevcuttur [48], [49]. Bu çalışmalarda bu yöntemin doğruluğu saha ölçümleriyle de ispatlanmıştır.

Şekil 2.3'te önerilen yöntemde yük empedanslarının, yük fiderlerinden ve ortak bağlantı noktasından ölçülen akım ve gerilim temel bileşenleri arasındaki faz açısına göre ya seri rezistif-endüktif (R-L) ya da seri rezistif-kapasitif (R-C) bileşenlere sahip olduğu düşünülür. Bu faz açısının, akım ve gerilimin sıfır geçişleri kullanılarak doğru olarak hesaplanabilmesi için onları saf sinüs şekline yakınlaştıran frekans bileşenlerinden arındırılması gereklidir. Bunun için yük fiderlerinden alınan anlık akım ( $i_L(t)$ ) ve gerilim ( $v_L(t)$ ) sinyalleri, bilgisayar ortamında kullanılacak bir sayısal sinyal işleme programı ile önce kesme frekansı ( $f_0$ ) 65 Hz olan sayısal bir Alçak Geçiren Süzgeç (AGS)'ten geçirilir. Hemen ardından da kesme frekansı 40 Hz olan sayısal bir Yüksek Geçiren Süzgeç (YGS)'ten geçirilerek bozulmaya yol açan şebeke temel frekansı 50 Hz dışındaki frekansa sahip bileşenler süzülür. Bunun sonucunda elde edilen sinüs şeklindeki sinyallerin sıfır geçişleri daha doğru bir şekilde bulunacaktır. Ancak burada akım ve gerilim sinyallerinin sıfır geçişlerinin bulunmasındaki hassasiyet, bilgisayar ortamında sinyal toplanırken sağlanan veri örnekleme hızına doğrudan bağlıdır.

Bir başka ifadeyle, sıfır geçişlerini yakalayabilme faz açısı çözünürlüğü ancak iki örnek arasındaki süreye karşılık gelen açı kadardır. Bu durum Şekil 2.4'te ayrıntılı bir şekilde gösterilmiştir. Düşük örnekleme hızlarıyla alınmış verilerde faz açısı ve frekans tespit ederken ortaya çıkan bu hata doğrusal aradeğerleme (linear interpolation) yöntemi kullanılarak en aza indirilebilir. Böylece akım ve gerilim sinyali arasındaki faz açısı farkı daha hassas bir biçimde elde edilir.



Şekil 2.3. Akım ve gerilim ölçümüne dayalı yük empedansının rezistif ( $R_L$ ), endüktif ( $L_L$ ) ve kapasitif ( $C_L$ ) bileşenlerini bulma yöntemi.



Şekil 2.4. Sıfır geçiş noktalarının düzeltilmesi.

Yük empedansını modellemek için akım ile gerilim arasındaki faz açısının yanında empedans genlik bilgisine de ihtiyaç vardır. Bunun için ölçüm sonucu bilgisayar ortamına sayısal olarak kaydedilen akım ve gerilim sinyallerinin, IEC 61000-4-7 standardında belirtilen yöntem kullanılarak analizi yapılır. Bu standarda göre, örneklenerek sayısal şekilde kaydedilmiş bir sinyalin sinuzoidal dalga şeklini bozan harmonik bileşenleri bulmak için belli bir zaman penceresi seçilerek sinyale Ayrık Fourier Dönüşümü (DFT) uygulanır [12].

Bu yöntemde standartta önerildiği gibi 10 çevrim boyunda DFT zaman penceresi, 10 çevrimlik adımlarla ve örtüşmeden ilerleyerek akım ve gerilim sinyallerine DFT uygulanır. Böylece 10 çevrimlik DFT penceresi, zaman tanım kümesinde 10 çevrim boyunda adımlarla ilerletildiğinden, her 10 çevrimlik zaman için bir DFT sonucu elde edilir. Dönüşüm sonrası frekans tanım kümesinde ortaya çıkan bileşenlerden, IEC 61000-4-7'deki harmonik alt grup tanımına göre 45 Hz, 50 Hz ve 55 Hz frekanslı bileşenler kullanılarak temel frekans akım ve gerilim genlik değerleri bulunur. Tez çalışmasında kullanılan harmonik hesaplama yöntemi hakkında daha detaylı bilgi EK-1'de verilmiştir.

Temel gerilim genliğinin temel akım genliğine bölümüyle elde edilen yük empedans genliği ve daha önce anlatılan yöntem yardımıyla hesaplanan yük empedansının faz açısı bilgisi kullanılarak yük empedansına ait direnç ( $R_L$ ) ve reaktans ( $X_L$ ) değeri hesaplanır.

Hesaplanan  $X_L$  değerinden yük  $L_L$  (veya  $C_L$ ) değerine ulaşmak için ise hem frekans hem de faz açısı bilgisine ihtiyaç vardır. Daha önce bulunmuş olan faz açısı bilgisi bu amaçla da kullanılabilir. Ayrıca yine daha önce bulunan gerilim sinyali sıfır geçişlerinden faydalanılarak her 10 çevrim için bir temel frekans değeri ( $\omega$ ) hesaplanır. Daha hassas bir şekilde temel frekans değeri bulmak için ise birbirini takip eden örnekler arasına denk gelen sıfır geçişlerinin tespit edilmesi gereklidir. Bunun için daha önce faz açılarının tespiti için kullanılan doğrusal aradeğerleme yöntemi kullanılabilir. Bu yöntem literatürdeki birçok çalışmada da temel frekans değerini daha hassas bulmak için kullanılmıştır [50], [51]. Böylece gerilim ile akım arasındaki faz açısı farkının pozitif veya negatif oluşuna göre sırasıyla yük endüktansı ( $L_L$ ) ya da yük kapasitansı ( $C_L$ ) değeri bulunmuş olur.

Tez çalışmasının bu bölümünde önerilen yöntemde akım ve gerilim sinyallerinin her 10 çevrim için 10 çevrim boyunda DFT pencereleri kullanılarak bulunan yük ve şebekeye ait direnç, endüktans ve kapasitans değerleri bütün harmonik frekansları için aynı kabul edilmiş; yüksek frekanslardaki iletkenlerde görülen deri etkisi ihmal edilmiştir. Böylece frekansın değişmesiyle sadece frekansa doğrudan bağımlı olan reaktans değerleri değişmiştir.

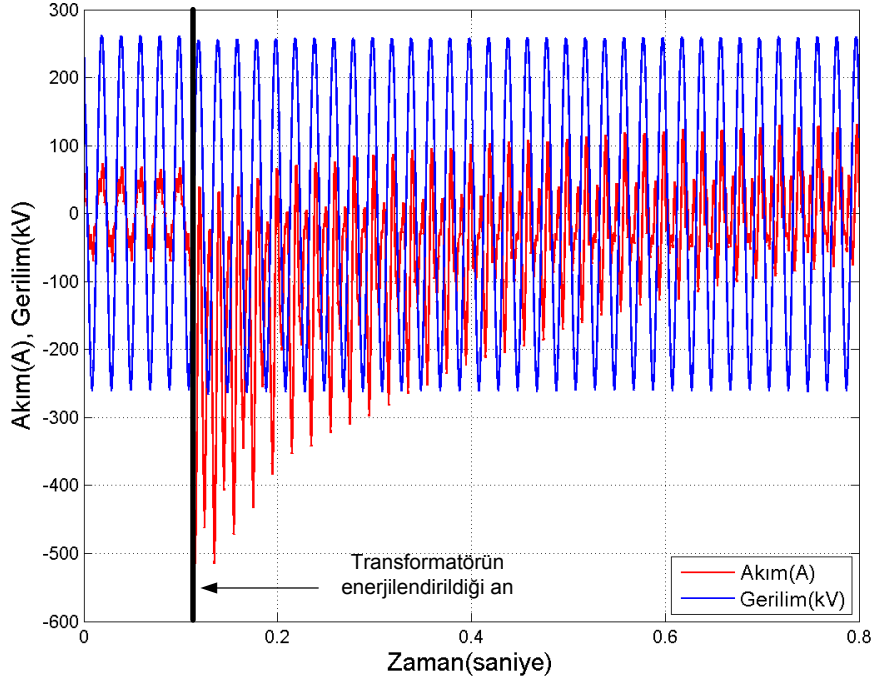
Kısaca önerilen bu yöntemde Şekil 2.2'deki harmonik modelin her harmonik ve her faz için kurulması gerektiğinin yanında, aynı zamanda zamanın her 10 çevrimi için de harmonik model yeniden kurulmalıdır. Bir başka deyişle, ölçüm süresi boyunca her 10 çevrim için şebeke empedansı ( $Z_s$ ) dışındaki bütün model empedans parametrelerinin değeri yeniden hesaplanmalıdır. Böylece elde edilen sonuçların hepsinin zaman çözünürlüğü 10 çevrim olacaktır.

#### **2.1.1.1. Geçici rejim durumlarının değerlendirilmesi**

Buraya kadar anlatılan hesaplamaların tamamı elektrik sisteminin sürekli kararlı durumda (steady-state) çalıştığı varsayılarak yapılmıştır. Yani yük empedansı hesaplanırken fazör tanım kümesinde çalışılmış, devre çözümlenmeleri bu esaslara göre gerçekleştirilmiştir. Fakat bir elektrik sistemindeki kondansatör ve reaktörlerin anahtarlanması, mevcut transformatörlerin devreye alınıp/çıkartılması, yüklerin devreye girip/çıkması, bara transferleri, bağlantı kesicilerinin kapatılıp açılması, 3-faz, fazlar arası, faz-toprak gibi arızaların olması, sistemin çeşitli noktalarına ve yakınlarına yıldırım düşmesi gibi olaylardan dolayı, frekans bant genişliği 1 MHz'e ulaşan, sistemin kararlılığının bozulduğu geçici rejim durumları da (transient state) yaşanabilir. Bunlardan en çok yaşananı da transformatör enerjilendirilmeleri sırasındaki mıknatıslanma doluşma (magnetizing inrush) akımlarıdır [52].

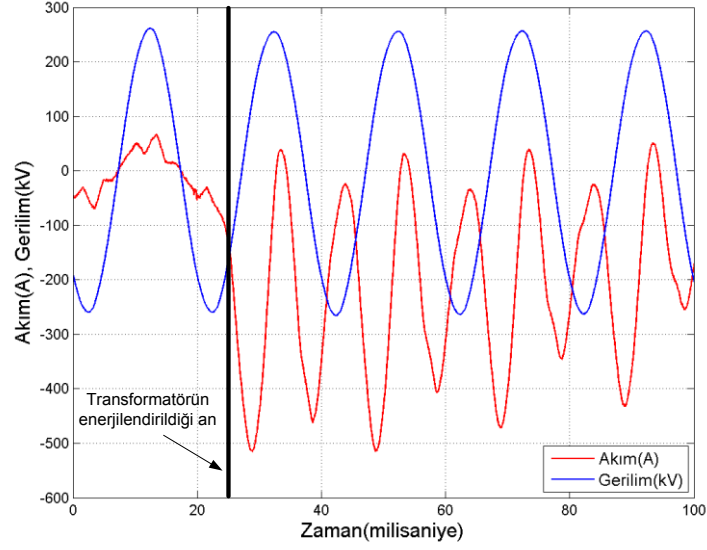
Elektrik sistemlerindeki güç transformatörleri devre dışı bırakıldıklarında çekirdeğindeki materyalin manyetik özelliklerinden dolayı bir miktar artık akı (residual flux) çekirdeğinde kalmaya devam eder. Bu artık akı, çekirdeğin içerisindeki materyalin türüne göre en yüksek çalışma akısının % 50'si ile % 90'ı arasında olabilmektedir. Transformatör terminallerine tekrardan gerilim uygulandığında ise, gerilimin ürettiği akı çekirdekteki zaten var olan akı ile birleşir ve böylece transformatör çekirdeğinin doğrusal olmayan davranışından dolayı

transformatörün doyuma ulaşmasına sebep olur. Sonuç olarak transformatör kaynaktan, tam yükteki anma akımının üzerinde, mıknatıslanma doluşma akımı olarak tanımlanan asimetrik ve zamanla sönümlenen bir dalga şekline sahip akım çeker.

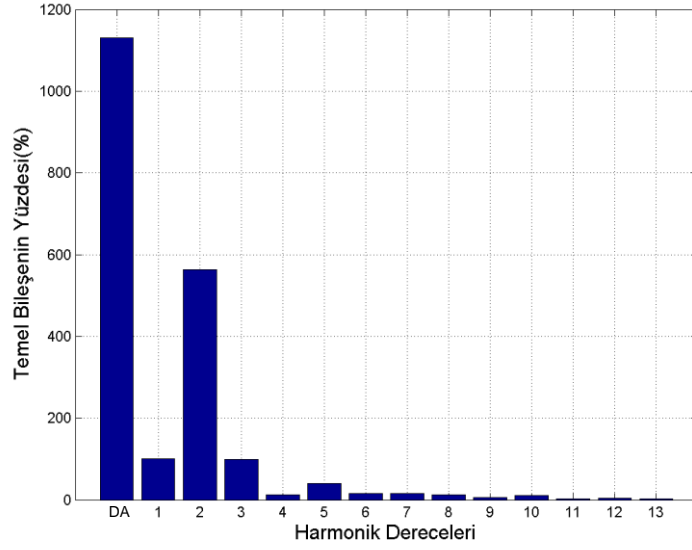


Şekil 2.5. Transformatörün enerjilendirilmesi sırasında primer tarafında görülen tipik bir doluşma akımı ve faz-nötr gerilim değişimi.

Şekil 2.5'te transformatör primer tarafında ölçülen tipik bir transformatör mıknatıslanma doluşma akımı görülmektedir. Mıknatıslanma doluşma akımlarının genliklerinin düşerek sönümlenmesi, transformatörün ve sistemin elektriksel parametrelerine bağlı olarak birkaç saniye boyunca devam edebilir. Kararlı durumda transformatörün anma akımı genliğinin %1-2'si civarında olan mıknatıslanma akımı genlikleri, bu sürenin başlangıcında, kararlı durumdaki değerinin 10-20 katına kadar çıkabilir. Mıknatıslanma doluşma akımlarının içerdiği frekans bileşenleri "Fourier Dönüşümü" kullanılarak incelendiğinde, mıknatıslanma doluşma akımının asimetrik doğası sebebiyle Şekil 2.6'da görülen çok yüksek miktarda DA ve 2. harmonik bileşene sahip olduğu görülmektedir [53], [54].



Şekil 2.6. Tipik bir doluşma akımı ve aynı andaki faz-nötr gerilim değişimi.



Şekil 2.7. Tipik bir doluşma akımının bir çevriminin içerdiği harmonik bileşenleri.

Transformatör enerjilendirilmesi gibi geçici rejim durumlarında, tez çalışmasının bu kısmında bahsedilen akım ve gerilim ölçüm verilerinden yük empedansı bulma yöntemi bazı sorunlarla karşı karşıya kalmaktadır. Enerjilendirilmenin başladığı andan itibaren birkaç çevrim boyunca akım ile gerilim temel bileşenleri arasındaki faz farkı, önerilen yöntemdeki gibi sinyallerin sıfır geçişleri kullanılarak doğru hesaplanamamaktadır. Şekil 2.6'dan daha iyi anlaşılabilceği gibi akımın içerdiği yüksek miktarda harmonik ve DA bileşenlerden dolayı sıfır geçişleri doğru tespit

edilememektedir. Dolayısıyla bu süre boyunca hesaplanan yük empedansı direnç, kapasitans ve endüktans değerleri yanlış olacak, bu değerler kullanılarak bulunan harmonik katkı miktarları açısından da doğru sonuçlar elde edilemeyecektir.

Yukarıda sayılan nedenlerle bu tez çalışmasında, yaşanan geçici rejim durumun transformatör enerjilendirilmesi olup olmadığı ölçülen akım değerlerinden anlaşılıp, bu süre boyunca hesaplanan yük empedansı değerlerinin dikkate alınmaması üzerinde çalışılmıştır. Bunun için literatürde sıkça rastlanılan iki yöntem bulunmaktadır:

- Akımın DA bileşeni ölçülerek, bu değer in akım temel bileşenine göre belli bir oranı aşması durumunda yaşanan geçici durumun bir transformatör enerjilendirilmesi olduğu anlaşılmaktadır. Bu yöntemin teorik olarak doğruluğu açık olsa da pratik uygulamada yeterli derecede doğru sonuçlar vermediği görülmüştür. Pratikte, bir elektrik iletim veya dağıtım sistemindeki mevcut konvansiyonel tip akım ölçü transformatörlerinin primerinden böyle bir doluşma akımının geçmesi halinde, akımın içerdiği yüksek DA bileşenden dolayı akım ölçü transformatörünün birkaç çevrim içinde doyuma gireceği ve sekonder terminallerinden doğru DA bileşen okunamayacağı yapılan birçok araştırmada gösterilmiştir [55], [56].
- Akım ölçü transformatörlerinin sahip olduğu bu DA bileşeni ölçüm hatası olasılığından dolayı elektrik sistemlerindeki röle koruma çalışmalarında, kısa devre arızası durumu ile transformatör enerjilendirilmesi durumunun ayırt edilebilmesinde sıkça kullanılan yöntem faz akımı 2. harmonik bileşen değerinin temel bileşen değeri ile karşılaştırılmasıdır. Bu yöntemde sürekli olarak 2. harmonik akım bileşen değeri izlenilmekte ve eğer bu değer akım temel bileşen değerinin önceden belirlenmiş bir eşik değerini aşmışsa bir transformatör enerjilendirilmesi durumunun olduğu karara varılmaktadır [57].

Tez çalışmasının bu bölümünde önerilen harmonik akım katkı bulma yönteminde, gerçek bir elektrik sistemi üzerinde çoğunlukla konvansiyonel tip akım ölçü transformatörü sekonderlerinden alınan akım bilgisinin kullanılacağı

düşünüldüğünden yük empedansı hesaplanırken, elektrik sistemlerinde en çok rastlanan transformatör enerjilendirilmesi geçici rejim durumlarının algılanabilmesi için ikinci yöntemin kullanılmasına karar verilmiştir. Ancak bu yöntemin uygulamasında, transformatör enerjilendirilmesinin anlaşılması için kullanılan 2. harmonik bileşenin temel bileşen değerine oranının eşik değeri olarak ne seçileceği önemlidir.

Elektrik sistemlerindeki transformatör enerjilendirilmesi durumunda oluşan mıknatıslanma doluşma akımındaki 2. harmonik akım bileşen en düşük değerinin temel akım bileşen değerinin %17'si civarında olduğu literatürdeki bir çalışmada raporlanmıştır [57]. Bu yüzden tez çalışmasındaki yük empedansları bulunurken dikkate alınacak 2. harmonik bileşen değerinin temel bileşen değerine oranının eşik değeri %15 seçilmiştir.

### 2.1.2. Şebeke ( $I_{HS}$ ) ve yük ( $I_{HL}$ ) harmonik kaynaklarını bulma

Şekil 2.2'de elektrik sistemindeki herhangi bir ortak bağlantı noktası için genelleştirilmiş harmonik modelde görülen her yük fiderindeki ölçüm noktalarında ( $\ddot{O}N_a, \ddot{O}N_b, \dots, \ddot{O}N_m$ ) eş zamanlı olarak alınan akım ( $I_{La}, I_{Lb}, \dots, I_{Lm}$ ) ve gerilim ( $V_{obn}$ ) bilgisi kullanılarak harmonik modelde görülen şebeke ve yük tarafı akım kaynağı genlik ve faz değerleri ( $I_{HS}, I_{HLa}, I_{HLb}, \dots, I_{HLm}$ ) analitik olarak bulunabilir. Bunun için farklı derecelerdeki akım ve gerilim harmonikleri arasındaki etkileşim ihmal edilerek toplanırlık kuralı kullanılır.

Önce ortak bağlantı noktası harmonik gerilimini ( $V_{obn}^n$ ) ve yüklerin ortak bağlantı noktasından çektikleri harmonik akımlarını ( $I_L^n$ ) veren eşitlikler toplanırlık kuralı uygulanarak bulunur. Bu kurala göre  $V_{obn}^n$ , Şekil 2.2'deki harmonik akım kaynaklarının ortak bağlantı noktası gerilimi üzerindeki harmonik katkılarının ( $V_{HS-obn}^n$  ve  $V_{HL-obn}^n$ );  $I_L^n$  ise yine bu harmonik akım kaynaklarının yük fiderleri üzerindeki harmonik katkılarının ( $I_{HS-L}^n$  ve  $I_{HL-L}^n$ ) vektörel toplamına eşittir. Bu durum (2.3)'ten ile (2.6)'ya kadarki eşitliklerde matematiksel olarak ifade edilmektedir:

$$I_{La}^n = I_{HS-La}^n + I_{HLa-La}^n + I_{HLb-La}^n + \dots + I_{HLm-La}^n \quad (2.3)$$



$$I^n_{Lb} = I^n_{HS-Lb} + I^n_{HLa-Lb} + I^n_{HLb-Lb} + \dots + I^n_{HLM-Lb} \quad (2.4)$$

$$I^n_{Lm} = I^n_{HS-Lm} + I^n_{HLa-La} + I^n_{HLb-Lm} + \dots + I^n_{HLM-Lm} \quad (2.5)$$

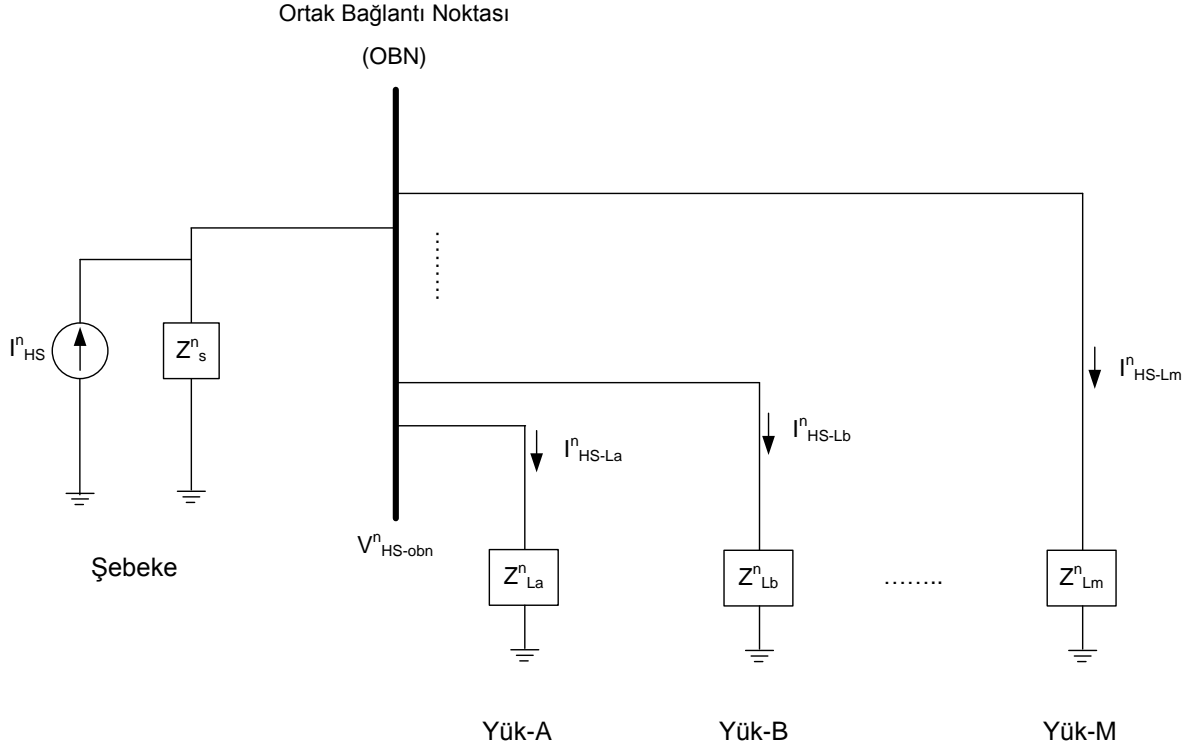
$$V^n_{obn} = V^n_{HS-obn} + V^n_{HLa-obn} + V^n_{HLb-obn} + \dots + V^n_{HLM-obn} \quad (2.6)$$

Yukarıda çıkarılan eşitliklerdeki harmonik katkılarının bulunabilmesi için Şekil 2.8, Şekil 2.9, Şekil 2.10 ve Şekil 2.11'deki devre şemalarında gösterildiği gibi her bir akım kaynağı tek başına bırakılarak, yani diğer akım kaynakları öldürülerek açık devre haline getirilir. Böylece  $V^n_{HS-obn}$  ve  $V^n_{HL-obn}$  gerilimleri ile  $I^n_{HL-L}$  ve  $I^n_{HS-L}$  akımlarını, harmonik akım kaynakları ( $I^n_{HS}$  ve  $I^n_{HL}$ ) cinsinden veren (2.7) ile (2.22) arasındaki eşitlikler Akım Bölünme Kuralı (Current Division Rule) kullanılarak elde edilir.

#### **2.1.2.1. Şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I^n_{HS}$ ) tek başına bırakıldığı durum**

Şekil 2.8'de şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I^n_{HS}$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

- $V^n_{HS-obn}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I^n_{HS}$ ) ortak bağlantı noktası geriliminde ( $V^n_{obn}$ ) oluşturduğu n. harmonik gerilim katkısıdır,
- $I^n_{HS}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,
- $I^n_{HS-La}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I^n_{HS}$ ) Yük-A fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,
- $I^n_{HS-Lb}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I^n_{HS}$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,
- $I^n_{HS-Lm}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I^n_{HS}$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.



Şekil 2.8. Şebeke harmonik akım kaynağının ( $I^n_{HS}$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

Şekil 2.8'deki harmonik modele göre:

$$I^n_{HS-La} = I^n_{HS} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \quad (2.7)$$

$$I^n_{HS-Lb} = I^n_{HS} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \quad (2.8)$$

$$I^n_{HS-Lm} = I^n_{HS} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \quad (2.9)$$

$$V^n_{HS-obn} = I^n_{HS-La} \times Z^n_{La}$$

$$V^n_{HS-obn} = I^n_{HS} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times Z^n_{La} \quad (2.10)$$

eşitlikleri elde edilir.

### 2.1.2.2. Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum

Şekil 2.9'da Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

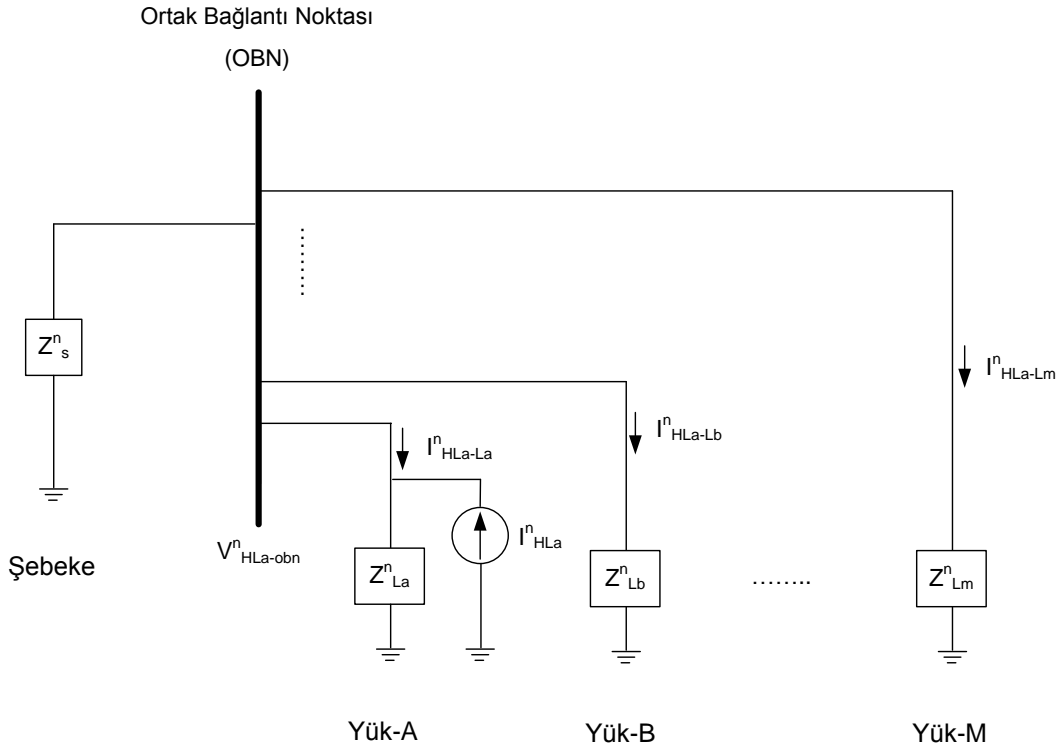
$V_{HLA-obn}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) ortak bağlantı noktası geriliminde ( $V_{obn}^n$ ) oluşturduğu n. harmonik gerilim katkısıdır,

$I_{HLA}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımdır,

$I_{HLA-La}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-A fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLA-Lb}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLA-Lm}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.



Şekil 2.9. Yük-A harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

Şekil 2.9'daki harmonik modele göre:

$$I^{n_{HLa-La}} = I^{n_{HLa}} \times \left( -\frac{Z^{n_{La}}}{(Z^{n_s} // Z^{n_{Lb}} // Z^{n_{Lc}} // \dots // Z^{n_{Lm}}) + Z^{n_{La}}} \right) \quad (2.11)$$

$$I^{n_{HLa-Lb}} = I^{n_{HLa}} \times \frac{(Z^{n_s} // Z^{n_{La}} // Z^{n_{Lc}} // \dots // Z^{n_{Lm}})}{(Z^{n_s} // Z^{n_{La}} // Z^{n_{Lc}} // \dots // Z^{n_{Lm}}) + Z^{n_{Lb}}} \quad (2.12)$$

$$I^{n_{HLa-Lm}} = I^{n_{HLa}} \times \frac{(Z^{n_s} // Z^{n_{La}} // Z^{n_{Lb}} // \dots // Z^{n_{Ll}})}{(Z^{n_s} // Z^{n_{La}} // Z^{n_{Lb}} // \dots // Z^{n_{Ll}}) + Z^{n_{Lm}}} \quad (2.13)$$

$$V^{n_{HLa-obn}} = (I^{n_{HLa-La}} + I^{n_{HLa}}) \times Z^{n_{La}}$$

$$V^{n_{HLa-obn}} = I^{n_{HLa}} \times \left( -\frac{Z^{n_{La}}}{(Z^{n_s} // Z^{n_{Lb}} // Z^{n_{Lc}} // \dots // Z^{n_{Lm}}) + Z^{n_{La}}} + 1 \right) \times Z^{n_{La}} \quad (2.14)$$

eşitlikleri elde edilir.

### **2.1.2.3. Yük-B n. harmonik akım kaynağının ( $I^{n_{HLb}}$ ) tek başına bırakıldığı durum**

Şekil 2.10'da Yük-B harmonik akım kaynağının ( $I^{n_{HLb}}$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

$V^{n_{HLb-obn}}$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I^{n_{HLb}}$ ) ortak bağlantı noktası geriliminde ( $V^{n_{obn}}$ ) oluşturduğu n. harmonik gerilim katkısıdır,

$I^{n_{HLb}}$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I^{n_{HLb-La}}$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I^{n_{HLb}}$ ) Yük-A fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I^{n_{HLb-Lb}}$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I^{n_{HLb}}$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I^{n_{HLb-Lm}}$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I^{n_{HLb}}$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.

Şekil 2.10'daki harmonik modele göre:

$$I^{n}_{HLb-La} = I^{n}_{HLb} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \quad (2.15)$$

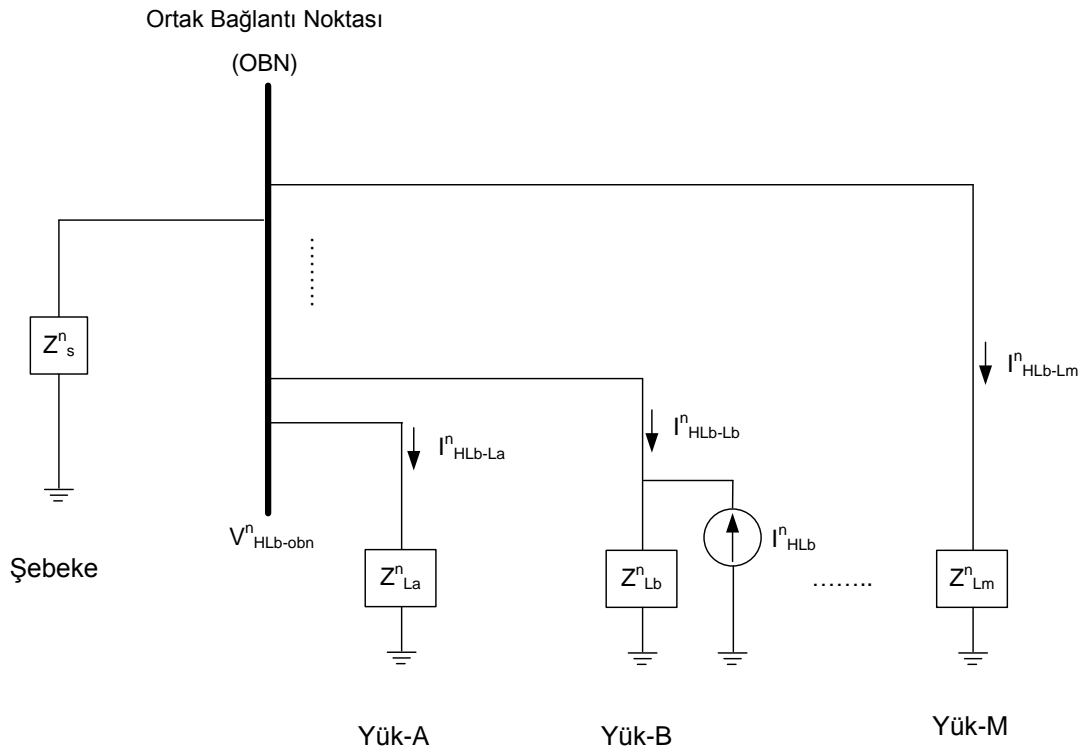
$$I^{n}_{HLb-Lb} = I^{n}_{HLb} \times \left( - \frac{Z^n_{Lb}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right) \quad (2.16)$$

$$I^{n}_{HLb-Lm} = I^{n}_{HLb} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \quad (2.17)$$

$$V^n_{HLb-obn} = I^{n}_{HLb-La} \times Z^n_{La}$$

$$V^n_{HLb-obn} = I^{n}_{HLb} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times Z^n_{La} \quad (2.18)$$

eşitlikleri elde edilir.



Şekil 2.10. Yük-B harmonik akım kaynağının ( $I^n_{HLb}$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

#### 2.1.2.4. Yük-M n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum

Şekil 2.11'de Yük-M harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

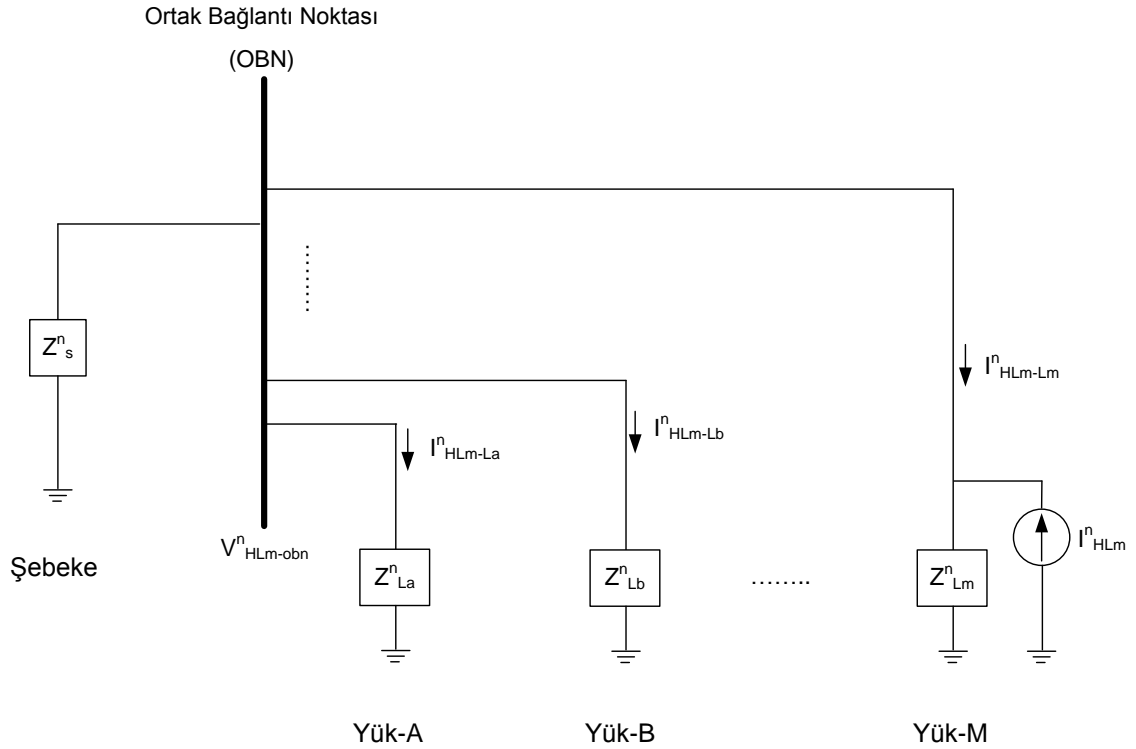
$V_{HLm-obn}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) ortak bağlantı noktası geriliminde ( $V_{obn}^n$ ) oluşturduğu n. harmonik gerilim katkısıdır,

$I_{HLm}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLm-La}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-A fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLm-Lb}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLm-Lm}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.



Şekil 2.11. Yük-M harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

Şekil 2.11’de görülen harmonik modele göre:

$$I^{n_{HLM-La}} = I^{n_{HLM}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \quad (2.19)$$

$$I^{n_{HLM-Lb}} = I^{n_{HLM}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \quad (2.20)$$

$$I^{n_{HLM-Lm}} = I^{n_{HLM}} \times \left( - \frac{Z^n_{Lm}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right) \quad (2.21)$$

$$V^{n_{HLM-obn}} = I^{n_{HLM-La}} \times Z^n_{La}$$

$$V^{n_{HLM-obn}} = I^{n_{HLM}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times Z^n_{La} \quad (2.22)$$

eşitlikleri elde edilir.

Yük fiderlerindeki harmonik akımların Şekil 2.2’deki harmonik akım katkıları cinsinden ifade edildiği (2.3)’ten (2.6)’ya kadarki eşitliklerde harmonik katkı terimleri yerine (2.7) ile (2.22) arasında verilen eşitlikler yazılır. Bu durumda (2.23) ile (2.26) arasındaki doğrusal bağımsız eşitlikler takımı (set of linear independent equations) elde edilir:

$$\begin{aligned} V^{n_{obn}} = & \left[ Z^n_{La} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times I^{n_{HS}} \right] \\ & \left[ Z^n_{La} \times \left( - \frac{Z^n_{La}}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} + 1 \right) \times I^{n_{HLA}} \right] \\ & \left[ Z^n_{La} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times I^{n_{HLb}} \right] \\ & \dots + \left[ Z^n_{La} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \times I^{n_{HLM}} \right] \quad (2.23) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I^n_{La} = & \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{La}} \times I^n_{HS} \right] \\
& + \left[ -\frac{\mathbf{Z}^n_{La}}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{La}} \times I^n_{HLa} \right] \\
& + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{La}} \times I^n_{HLb} \right] \\
& \dots + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{La}} \times I^n_{HLm} \right]
\end{aligned} \tag{2.24}$$

$$\begin{aligned}
I^n_{Lb} = & \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{Lb}} \times I^n_{HS} \right] \\
& + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{Lb}} \times I^n_{HLa} \right] \\
& + \left[ -\frac{\mathbf{Z}^n_{Lb}}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{Lb}} \times I^n_{HLb} \right] \\
& \dots + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lc} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Lm}) + \mathbf{Z}^n_{Lb}} \times I^n_{HLm} \right]
\end{aligned} \tag{2.25}$$

$$\begin{aligned}
I^n_{Lm} = & \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll}) + \mathbf{Z}^n_{Lm}} \times I^n_{HS} \right] \\
& + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll}) + \mathbf{Z}^n_{Lm}} \times I^n_{HLa} \right] \\
& + \left[ \frac{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll})}{(\mathbf{Z}^n_s // \mathbf{Z}^n_{La} // \mathbf{Z}^n_{Lb} // \dots // \mathbf{Z}^n_{Ll}) + \mathbf{Z}^n_{Lm}} \times I^n_{HLb} \right]
\end{aligned}$$



$$\dots + \left[ - \frac{Z^n_{Lm}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \times I^n_{HLM} \right] \quad (2.26)$$

Yukarıda bulunan eşitlikler (2.30)'daki gibi matris çarpımı şeklinde de yazılabilir. (2.29)'da matris şeklinde görülen eşitlikteki A matrisi; sistem parametreleri, yük ve şebeke empedanslarından oluşmaktadır. Dolayısıyla daha önceki bölümlerde elde edilen yük ve şebeke empedans değerleri ile bu matris yazılabilir. (2.27)'deki Y matrisi ise ortak bağlantı noktasındaki gerilim harmoniklerini ve buraya bağlı yüklerin kendi fiderleri üzerinden çektiği harmonik akım değerlerini içermektedir. Bu harmonik değerler, ortak bağlantı noktasından ve fiderlerden ölçülen gerilim ve akım bilgisi kullanılarak IEC 61000-4-7 standardına uygun olarak hesaplanabilir. (2.28)'deki X matrisi ise Şekil 2.2'deki harmonik akım kaynaklarından meydana gelmektedir. Bu eşitliğin çözülebilmesi; yani sıfırdan farklı bir X matrisinin bulunabilmesi için A matrisinin tekil olmayan (nonsingular) bir matris olması ve böylece ters çevrilebilir olması; yani doğrusal bağımsız eşitliklerden oluşması gerekmektedir. Şekil 2.2'deki şebeke tarafından gelen ve yüklerin ürettiği harmonik akımlara karşılık gelen akım kaynaklarının olduğu X matrisi, (2.31)'deki eşitlik yardımıyla çözülür. Böylece bu harmonik akım kaynaklarının değerleri bulunur.

$$Y = \begin{bmatrix} V_{obn}^n & I_{La}^n & I_{Lb}^n & \cdot & \cdot & I_{Lm}^n \end{bmatrix}^T \quad (2.27)$$

$$X = \begin{bmatrix} I_{HS}^n & I_{HLa}^n & I_{HLb}^n & \cdot & \cdot & I_{HLm}^n \end{bmatrix}^T \quad (2.28)$$

$$A = \begin{bmatrix} Z_{La}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} & Z_{La}^n \times \left( -\frac{Z_{La}^n}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} + I \right) & Z_{La}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{La}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \\ \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} & -\frac{Z_{La}^n}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} & \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \\ \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} & \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} & -\frac{Z_{Lb}^n}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lc}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} & \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} & \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} & \cdot & \cdot & \cdot & -\frac{Z_{Lm}^n}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

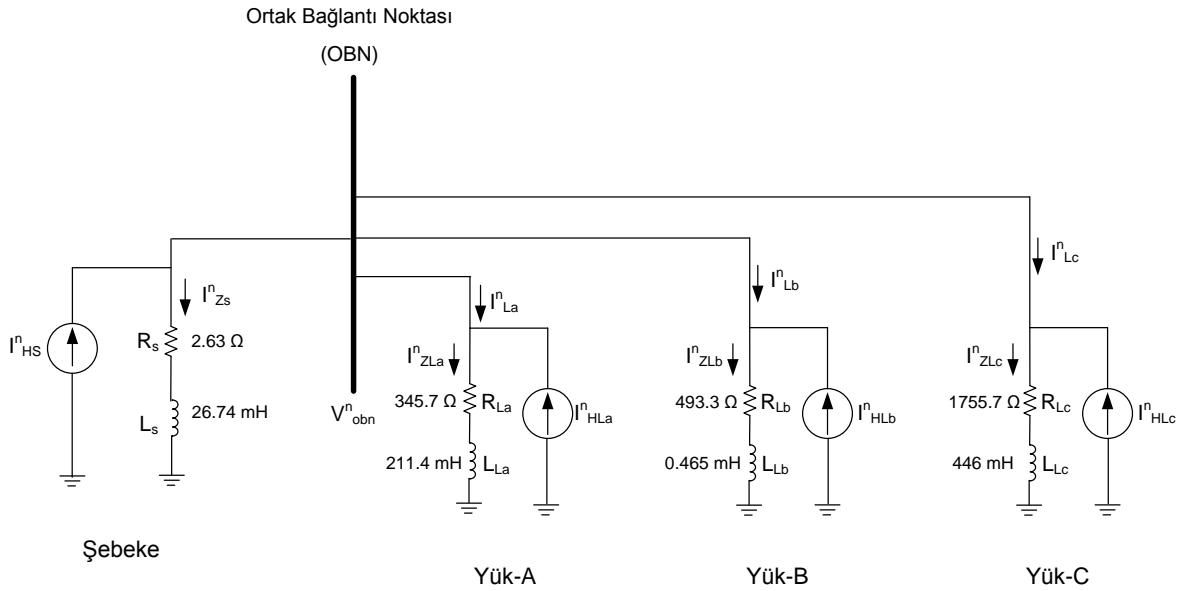
$$Y = AX \quad (2.30)$$

$$X = A^{-1}Y \quad (2.31)$$

## 2.2. Önerilen Yöntemin Bilgisayar Benzetimleriyle Doğrulanması

Bir önceki kısımda önerilen, şebeke tarafından gelen ve yüklerin ürettiği harmonik akımların ortak bağlantı noktasında oluşturduğu katkının bulunmasını sağlayan yöntemin doğrulanabilmesi için tez çalışmasının bu bölümünde PSCAD/EMTDC ve MATLAB bilgisayar benzetim yazılım ortamları kullanılarak çeşitli doğrulama çalışmaları yapılmıştır.

Önerilen yöntem bir elektrik sisteminin analitik yollarla çözümlenmesi üzerine kurulduğu için bilgisayar benzetimi ile aslında A matrisinin doğruluğu sınanmış olacaktır.



Şekil 2.12. Önerilen yöntemin doğruluğunun sınanması için hazırlanmış tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması.

Şekil 2.12’de bilgisayar benzetimi yapılan tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması görülmektedir. Bu şemaya uygun PSCAD/EMTDC ortamında kurulan benzetim şeması ise EK-5’te verilmiştir. Şekil 2.12’deki şemada üç adet harmonik üreten yük ve harmonik bozuluma sahip bir şebeke modellenmiştir. Yapılan benzetim çalışmasında iki durum göz önüne alınmıştır:

- **Birinci durum:** Harmonik akım kaynakları, elektrik sistemindeki ortak bağlantı noktasına doğru aynı anda sadece bir dereceli fakat farklı genliklerde harmonik akım basmaktadır.

- **İkinci durum:** Harmonik akım kaynakları, elektrik sistemindeki ortak bağlantı noktasına doğru aynı anda farklı derece ve genliklerde harmonik akım basmaktadır.

Bu benzetim ile önerilen yöntemin sınanmasında izlenen yol şu şekilde olmuştur:

- PSCAD/EMTDC bilgisayar benzetimine girdi olarak harmonik akım kaynaklarının genlik ve faz değerleri girilir.
- Benzetim sonucu ortaya çıkan ve gerçekte de elektrik sistemindeki ölçüm noktaları olan ortak bağlantı noktası fiderlerindeki gerilim ve akım harmonik bilgisi kaydedilir.
- Kaydedilen ortak bağlantı noktası gerilimi ile yük fideri akımının harmonik bileşenlerine ait genlik ve faz bilgileri, önerilen yöntem için MATLAB’da geliştirilmiş yazılıma girdi olarak verilir.
- Böylece yöntemin çıktısı olarak bulunduğu elektrik sistemindeki harmonik akım kaynak genlikleri ile PSCAD/EMTDC’deki benzetime girdi olarak verilen harmonik akım kaynaklarının genlik değerleri karşılaştırılır.

### 2.2.1. Birinci durum için bilgisayar benzetim sonuçları

Birinci durum için önerilen yöntemin PSCAD/EMTDC benzetimine girilen harmonik akım kaynağı genlik değerleri Çizelge 2.1’de görülmektedir. Buradaki harmonik akım kaynağı genlik değerleri ile MATLAB ortamında elde edilen sonuçların olduğu Çizelge 2.3’teki genlik değerlerinin birbirine yakınlığı, önerilen yöntemdeki kurulan eşitliklerin ve dolayısıyla (2.29)’daki A matrisinin doğru olduğunu göstermektedir.

Çizelge 2.1. Birinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri

|                       | Harmonik Derecesi | $I_{HS}$ | $I_{HLA}$ | $I_{HLB}$ | $I_{HLC}$ |
|-----------------------|-------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | <b>2</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>3</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 10,00     |
|                       | <b>5</b>          | 20,00    | 100,00    | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>7</b>          | 0,00     | 0,00      | 200,00    | 0,00      |

Çizelge 2.2. Birinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları

|                         | Harmonik Derecesi | $V_{obn}$ | $I_{La}$ | $I_{Lb}$ | $I_{Lc}$ |
|-------------------------|-------------------|-----------|----------|----------|----------|
| <b>Genlik (A,V-RMS)</b> | <b>2</b>          | 0,00      | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                         | <b>3</b>          | 240,50    | 0,60     | 0,48     | 9,94     |
|                         | <b>5</b>          | 4625,34   | 92,14    | 9,37     | 2,44     |
|                         | <b>7</b>          | 10463,05  | 18,05    | 195,87   | 5,20     |
| <b>Faz (Derece)</b>     | <b>2</b>          | 10,23     | -3,47    | 5,27     | 12,59    |
|                         | <b>3</b>          | -12,27    | -42,23   | -12,32   | 89,29    |
|                         | <b>5</b>          | -12,32    | 86,58    | -12,41   | -34,08   |
|                         | <b>7</b>          | -13,09    | -66,47   | 83,72    | -42,29   |

Çizelge 2.3. Birinci durum için önerilen harmonik akım katkısı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları

|                       | Harmonik Derecesi | $I_{HS}$ | $I_{HLa}$ | $I_{HLb}$ | $I_{HLc}$ |
|-----------------------|-------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | <b>2</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>3</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 10,00     |
|                       | <b>5</b>          | 20,03    | 99,99     | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>7</b>          | 0,10     | 0,00      | 199,55    | 0,00      |
| <b>Hata (%)</b>       | <b>2</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>3</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>5</b>          | -0,01    | 0,01      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>7</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,22      | 0,00      |

### 2.2.2. İkinci durum için bilgisayar benzetim sonuçları

Çizelge 2.4. İkinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri

|                       | Harmonik Derecesi | $I_{HS}$ | $I_{HLa}$ | $I_{HLb}$ | $I_{HLc}$ |
|-----------------------|-------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | <b>2</b>          | 50,00    | 100,00    | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>3</b>          | 0,00     | 0,00      | 200,00    | 0,00      |
|                       | <b>5</b>          | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 300,00    |
|                       | <b>7</b>          | 0,00     | 40,00     | 20,00     | 0,00      |

Çizelge 2.5. İkinci durum için PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları

|                         | Harmonik Derecesi | $V_{obn}$ | $I_{La}$ | $I_{Lb}$ | $I_{Lc}$ |
|-------------------------|-------------------|-----------|----------|----------|----------|
| <b>Genlik (A,V-RMS)</b> | <b>2</b>          | 2465,84   | 96,38    | 4,99     | 1,38     |
|                         | <b>3</b>          | 4810,12   | 12,05    | 198,14   | 2,66     |
|                         | <b>5</b>          | 11563,35  | 24,11    | 23,43    | 296,60   |
|                         | <b>7</b>          | 3138,91   | 35,02    | 19,53    | 1,56     |
| <b>Faz (Derece)</b>     | <b>2</b>          | -13,49    | 86,73    | -13,53   | -22,56   |
|                         | <b>3</b>          | -12,27    | -42,23   | 87,23    | -25,74   |
|                         | <b>5</b>          | -12,32    | -56,18   | -12,41   | 88,95    |
|                         | <b>7</b>          | -13,09    | 86,21    | 71,27    | -42,29   |

Çizelge 2.6. İkinci durum için önerilen harmonik akım katkısı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları

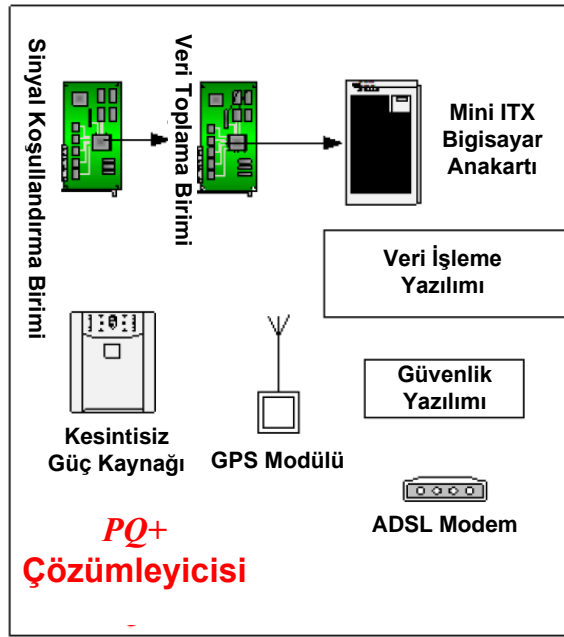
|                       | Harmonik Derecesi | $I_{Hs}$ | $I_{Ha}$ | $I_{Hb}$ | $I_{Hc}$ |
|-----------------------|-------------------|----------|----------|----------|----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | <b>2</b>          | 50,00    | 100,00   | 0,00     | 0,00     |
|                       | <b>3</b>          | 0,02     | 0,00     | 200,00   | 0,00     |
|                       | <b>5</b>          | 0,08     | 0,00     | 0,00     | 299,98   |
|                       | <b>7</b>          | 0,03     | 39,99    | 19,95    | 0,00     |
| <b>Hata (%)</b>       | <b>2</b>          | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                       | <b>3</b>          | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                       | <b>5</b>          | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,01     |
|                       | <b>7</b>          | 0,00     | 0,02     | 0,02     | 0,00     |

İkinci durum için de MATLAB ortamında elde edilen harmonik akım kaynağı genlik değerlerinin bulunduğu Çizelge 2.4 ile Çizelge 2.6'da yer alan PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetime girilen harmonik akım kaynak genlik değerlerinin birbirine yakın olduğu görülmektedir. Böylece her iki durumda da önerilen yöntemdeki kurulan eşitliklerin ve dolayısıyla (2.53)'teki A matrisinin doğru oluşturulduğu ortaya çıkmaktadır.

### 2.3. Önerilen Yöntemin Ölçüm Verileriyle Doğrulanması

Bu tez çalışmasında sunulan harmonik katkı bulma yöntemlerinin doğruluğunun sınanması için yapılan saha ölçümleri Güç Kalitesi Milli Projesi kapsamında geliştirilen  $PQ^+$  Çözümleyicileri ile gerçekleştirilmiştir [4], [58].

Donanımsal yapısı Şekil 2.13'te detaylı olarak verilen  $PQ^+$  Çözümleyici; bir güç kaynağı birimi, bir sinyal koşullandırma birimi, bir veri toplama birimi, bir GPS modülü, bir sabit disk, bir endüstriyel mini ITX bilgisayar anakartı ve güç kalitesi değişkenlerinin gösterildiği bir LCD ekrana sahiptir.



Şekil 2.13.  $PQ^+$  Çözümleyici donanımı.

Şekil 2.14'te görülebileceği gibi cihaz, transformatör merkezlerindeki elektrik panoları içerisine kolayca monte edilebilmesi için raf tipi montaja uygun bir dış muhafazaya sahiptir. Tüm veri işlemeye ilgili işler, içinde barındırdığı mini ITX bilgisayarı üzerinde yapılmaktadır. Veri toplama işlemi, sinyal koşullandırma ve veri toplama birimleri aracılığıyla sağlanmaktadır. UTC (Universal Time Coordinated)'e göre  $\pm 100$  ns'nin altında bir zaman hassasiyetle eş zamanlı veri toplama yeteneği ise GPS modülü ve onun GPS uyduları ile haberleşmesini sağlayan GPS anteni ile mümkün olmaktadır. Bu şekilde sağlanan, bir elektrik sistemindeki ortak bağlantı noktasına bağlı  $PQ^+$  Çözümleyicileri arasındaki eş zamanlı veri alabilme çok önemlidir. Çünkü bu tez çalışmasındaki "2.1. Yöntemin

Genelleştirilmesi” başlıklı bölümünde detaylı olarak bahsedilen yöntemin uygulanabilmesi için bir ortak bağlantı noktası geriliminin ve her yüke ait akımın eş zamanlı olarak alınması zorunludur.



(a)  $PQ^+$  Çözümleyici bileşenleri



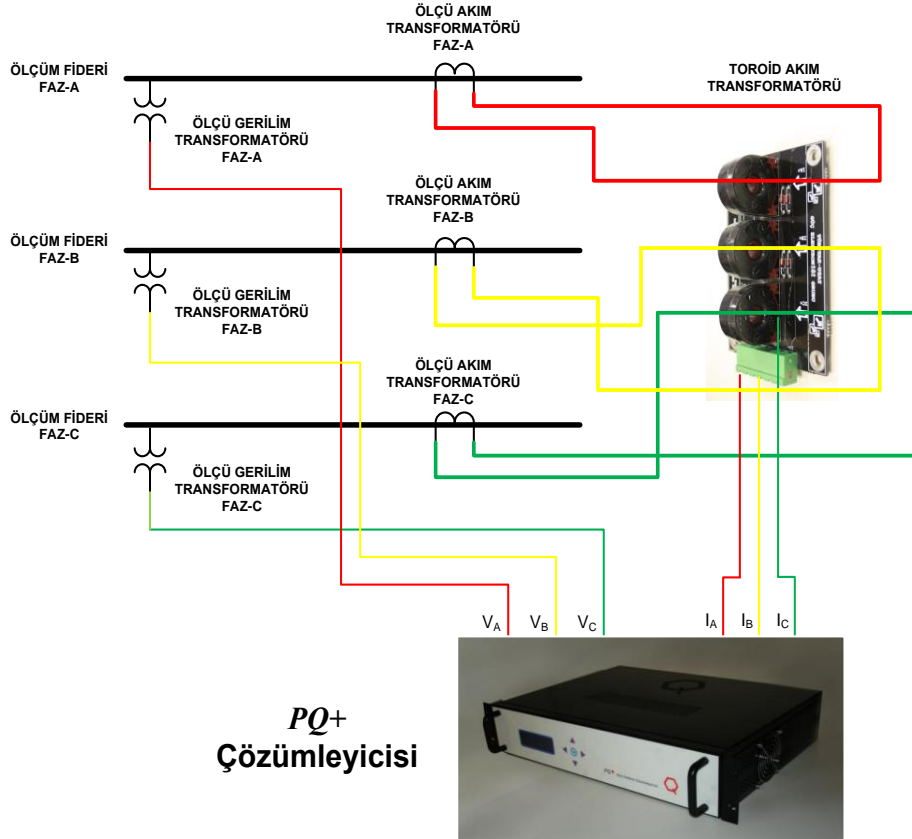
(b)  $PQ^+$  Çözümleyici panoları

Şekil 2.14. Transformatör merkezinde kurulu bulunan bir  $PQ^+$  Çözümleyiciye ait pano ve bileşenler.

Şekil 2.15'teki bağlantı şemasında da görüldüğü gibi;  $PQ^+$  Çözümleyici, bir transformatör merkezindeki akım ve gerilim ölçü transformatörlerinin sekonder terminallerindeki akım ve gerilim bilgisini kullanır. Cihazın veri toplama birimine sadece gerilim sinyali girilebildiğinden gerilim ölçü transformatöründen gelen gerilim sinyali sinyal koşullandırma birimi üzerinden gerilim olarak geçirilirken, akım ölçü transformatörlerinden gelen akım sinyalinin ise veri toplama kartına girilmeden önce sinyal koşullandırma birimi tarafından gerilime çevrilmesi gerekmektedir. Bu nedenle gerilim ölçü transformatörlerinin çıkışındaki faz-nötr arası 57 V KOK değerindeki gerilim cihazın girişlerine doğrudan uygulanır. Fakat akım ölçü transformatörlerinin çıkışındaki 5 A KOK veya 1 A KOK değerindeki anma akımı, önce 2000/1 dönüştürme oranına sahip hava aralıksız, toroid ve tek parça pasif akım ölçü transformatörleri ile akım olarak sinyal koşullandırma birimine taşınmaktadır. Sonra da cihaz içindeki sinyal koşullandırma birimi, bu akım sinyalini yüksek hassasiyet ve düşük toleransa sahip dirençler ile sonlandırarak gerilim sinyaline çevirmektedir. Böylece akım sinyali,  $PQ^+$  Çözümleyicisindeki veri toplama birimi için uygun gerilim sinyaline çevrilmiş olur.  $PQ^+$  Çözümleyicilerinin ölçüm hassasiyeti akım için %0.1, gerilim için %0.05'tir.



$PQ^+$  Çözümleyicileri Fedora Linux işletim sistemi kullanmaktadır. Cihaz sabit diskindeki C programlama dili ile hazırlanan veri işleme yazılımı, topladığı akım ve gerilim bilgisini gerçek zamanlı olarak işlediği gibi aynı anda ham veri olarak da kaydedebilir. Üç faz için akım ve gerilimi dalga şekilleri kanal başına 25.6 kHz (50 Hz frekansa sahip bir sinyal için çevrim başına 512 örnek) örnekleme hızında toplanmaktadır [58]. Bu tez çalışmasında kullanılan tüm ölçüm verileri, bahsedilen yazılımın ham veri kaydetme özelliğinden faydalanılarak toplanmıştır.

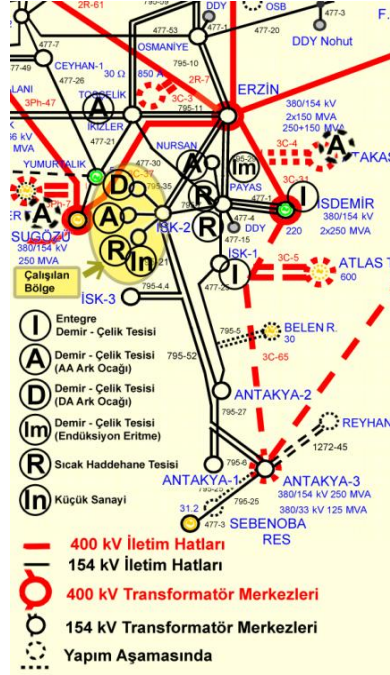


Şekil 2.15.  $PQ^+$  Çözümleyicisi'nin bir transformatör merkezindeki bağlantı şeması.

### 2.3.1. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nde önerilen yöntemin uygulama sonuçları

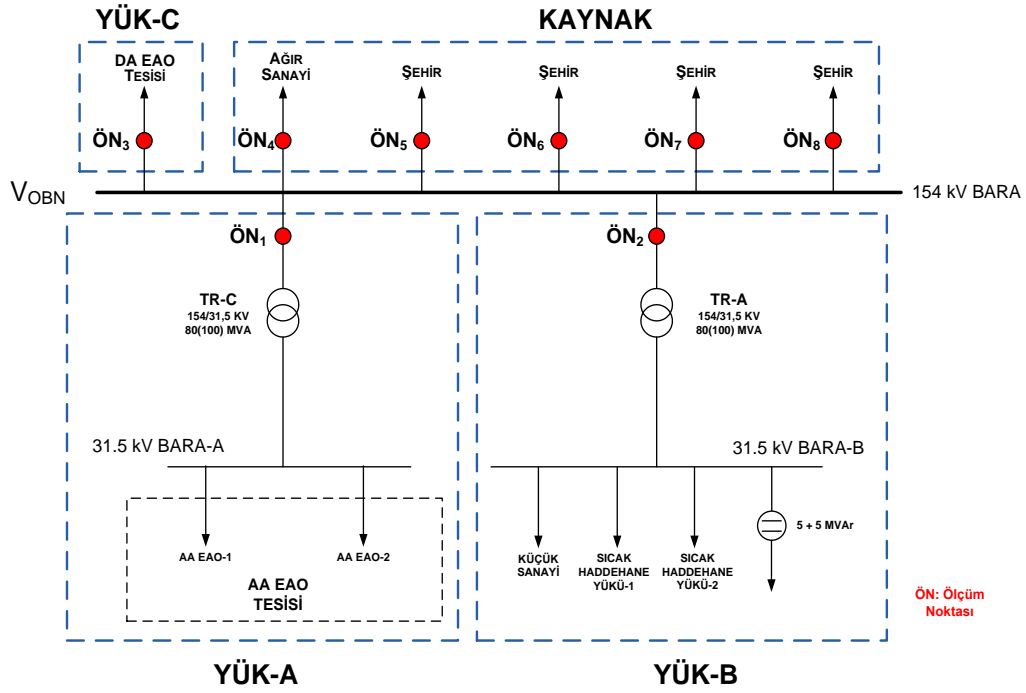
Önerilen yöntemin gerçek bir elektrik iletim sistemi üzerinde uygulama sonuçlarını görmek için Türkiye Elektrik İletim Sistemi üzerindeki, TEİAŞ'a ait İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nde detaylı bir çalışma yapılmıştır. Çalışılan bu transformatör merkezi, hurda metalden demir-çelik üretimi yapan ark ocağı ve pota ocağına sahip çok sayıda tesisin elektrik iletim sistemi ile ortak bağlantı noktasıdır. Bu tesislerden biri alternatif akım elektrik ark ocağına (AA EAO) sahipken bir diğeri

ise doğru akım elektrik ark ocağına (DA EAO) sahiptir. Bu tesislerin tümü iletim sistemi ile 154 kV gerilim seviyesinde bağlantılıdır. Ayrıca bu transformatör merkezindeki ortak bağlantı noktası olan 154 kV baradan 3 km uzaklıktaki komşu bir baraya bağlı bir adet daha alternatif akım ark ocağı tesisi bulunmaktadır. Şekil 2.16'da görülen D, A ve R + In simgeleri doğru akım ark ocağına dayalı demir çelik tesisi, alternatif akım ark ocağına dayalı demir çelik tesisi ve sıcak haddehane tesisleri ile küçük endüstriyel tesisleri ifade etmektedir.

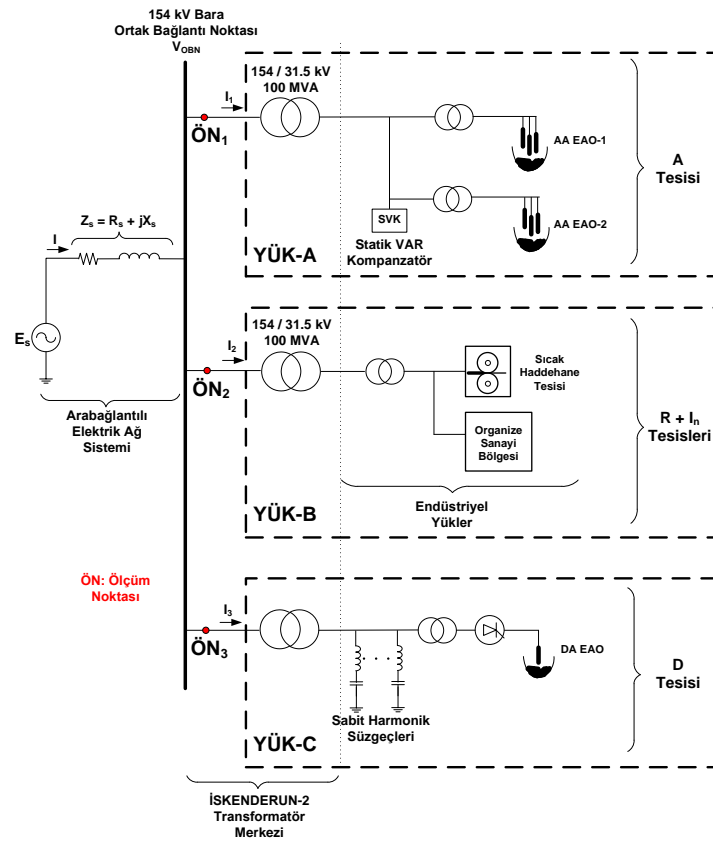


Şekil 2.16. Türkiye Elektrik İletim Sistemi'ndeki çalışılan bölgenin bağlantı şeması.

İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin 154 kV barasındaki her fiderin güç karakteristiğini görebilmek için baradaki bütün 154 kV fiderler  $PQ^+$  Çözümleyiciler ile ölçülmüştür. Her fiderin güç tüketimi hesaplanmıştır; böylece güç karakteristiğine bağlı olarak şebekeden sürekli enerji talep eden yük fiderleri ve şebekeye sürekli enerji veren kaynak fiderleri tespit edilmiştir. Şekil 2.17'deki 154 kV baraya bağlı sekiz fiderin konvansiyonel tip akım ve gerilim ölçü transformatörlerinden gelen akım ve gerilim bilgisi eş zamanlı olarak ölçülmüştür. Baraya enerji veren fiderlerin toplam etkisi Şekil 2.18'de, gerilim kaynağı  $E_s$  ve Thevenin Devre Teoremi'ne göre seri kaynak empedansı  $Z_s = R_s + jX_s$  olarak temsil edilmektedir. Aynı tek hat şemasında ortak bağlantı noktasından sürekli enerji talep eden üç adet yük de gösterilmektedir. Kurulan modeldeki  $Z_s$ , ortak bağlantı noktasından beslenen yükler tarafından görülen şebeke empedansına karşılık gelmektedir.



Şekil 2.17. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin basitleştirilmiş tek hat şeması üzerinde ölçüm noktaları.



Şekil 2.18. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin tek hat şeması üzerinde çalışılan yüklerin ayrıntılı gösterimi.

İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'nin iletim sistemi ile 154 kV ortak bağlantı noktasında ve sistemden sürekli enerji talep eden üç adet fider üzerinde bu bölümde önerilen yöntem uygulanmıştır. Yük olarak kabul edilmiş bu fiderler, içerisinde barındırdığı yük tiplerine bakılmaksızın sırasıyla Yük-A, Yük-B ve Yük-C olarak gruplandırılmış; bu tez çalışmasının "2.1. Yöntemin Genelleştirilmesi" başlıklı kısmında ayrıntılı olarak bahsedilen yöntemle göre her bir yük ve şebeke için 154 kV gerilim seviyesinde Şekil 2.19'daki Norton eşdeğer devre harmonik modeli oluşturulmuştur. Bu şekildeki:

$Z_s^n$  n. derece harmonik frekansındaki şebeke empedansdır,

$Z_{La}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-A'nın empedansdır,

$Z_{Lb}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-B'nin empedansdır,

$Z_{Lc}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-C'nin empedansdır,

$I_{HS}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,

$I_{HLa}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLb}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLc}^n$  Yük-C'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{La}^n$  Yük-A fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,

$I_{Lb}^n$  Yük-B fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,

$I_{Lc}^n$  Yük-C fiderinde ölçülen n. harmonik akımıdır,

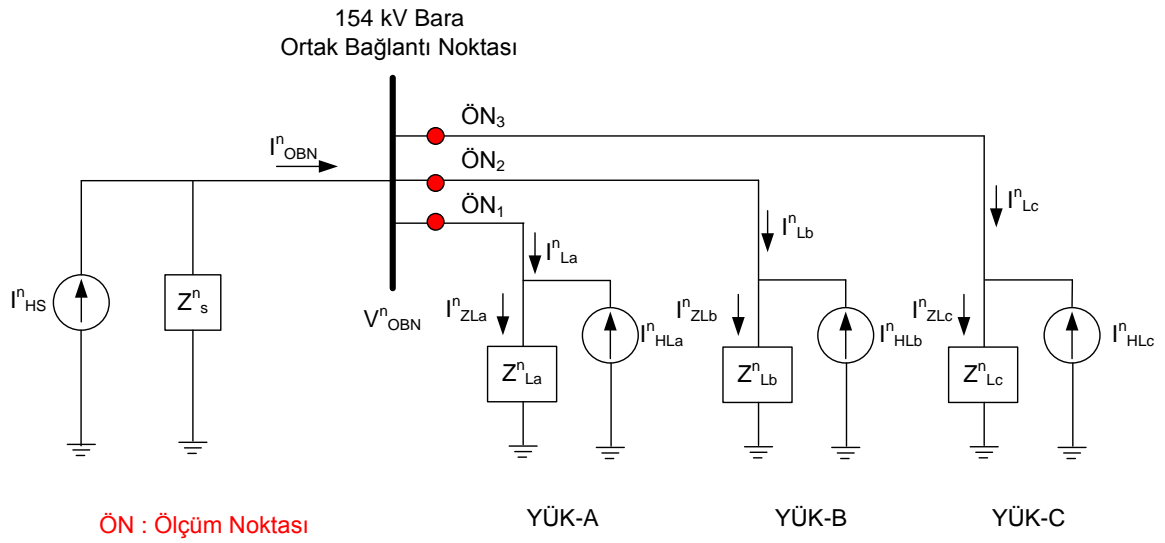
$I_{ZLa}^n$  Yük-A'nın empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,

$I_{ZLb}^n$  Yük-B'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,

$I_{ZLc}^n$  Yük-C'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır.

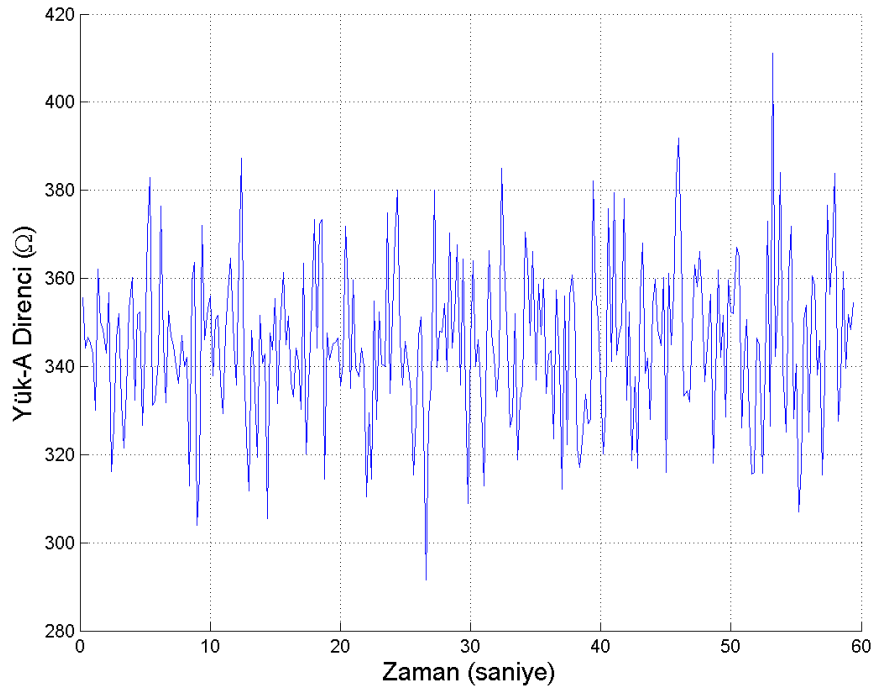
Şekil 2.19'daki modelde görülen 154 kV ortak bağlantı noktasındaki çalışılan yüklere ait fiderlerin girişlerine bağlanmış 3 adet  $PQ^+$  Çözümleyicisi ile kendi aralarında eş zamanlı olarak üç faz akım ve gerilim dalga şekilleri 3 saat süreyle

kaydedilmiştir. Ölçümlerin gerçekleştiği süre boyunca transformatör merkezinin normal çalışma şartlarında olmasına dikkat edilmiş, ölçüm sırasında 154 kV gerilim seviyesindeki bütün yük ve kaynak fiderleri kendi anma güçlerine yakın çalışmışlardır. Ancak tez çalışmasının bu bölümünde tüm ölçüm süresinin sadece tipik 1 dakikalık bölümü üzerinde durulmuş, takip eden bölümde verilecek ilgili grafikler sadece bu bölüm dikkate alınarak hazırlanmıştır. Bütün harmonik hesapları IEC 61000-4-7’de belirtilen yöntemle göre gerçekleştirilmiş, değerlendirilmeler de ülkemizde yürürlükte bulunan yönetmeliklere göre yapılmıştır.

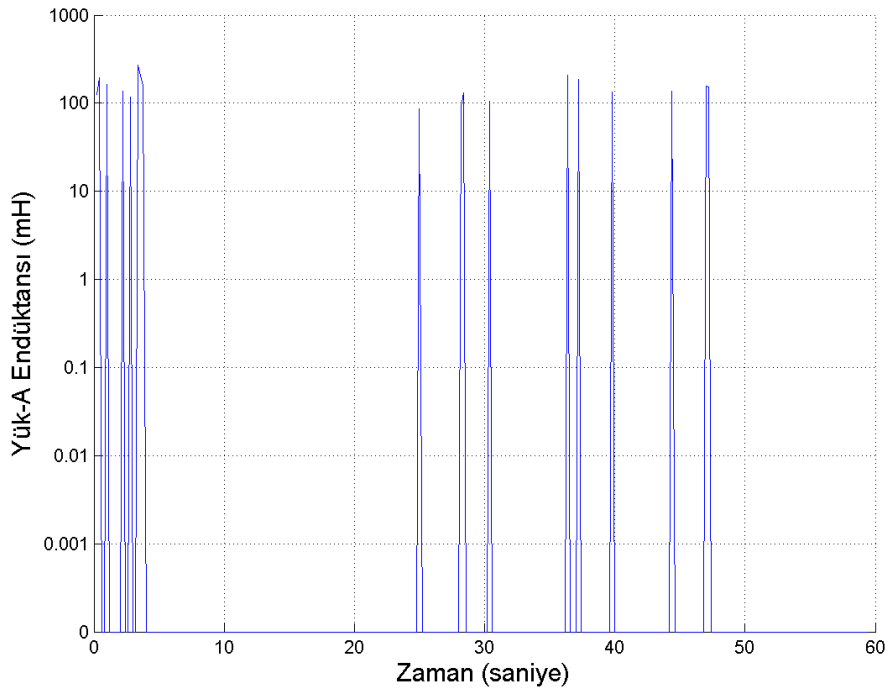


Şekil 2.19. İSKENDERUN-2 Transformator Merkezi'ndeki yüklerin ve şebekenin tek faz Norton eşdeğer devre harmonik modeli.

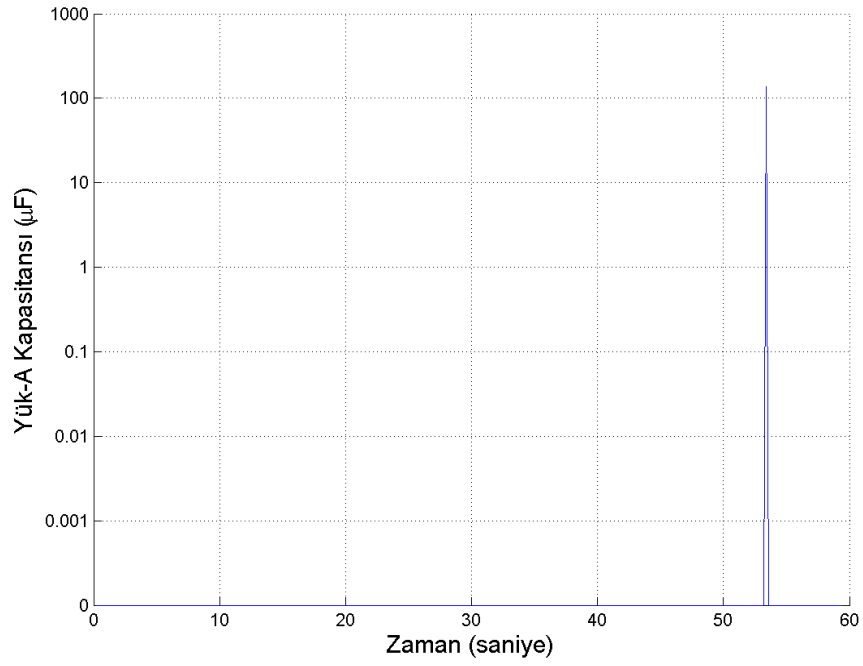
Bu tez çalışmasında İSKENDERUN-2 Transformator Merkezi'nde uygulanan harmonik akım katkısı bulma yönteminde sadece A fazı dikkate alınmıştır. Buna göre önce Şekil 2.19'da görülen harmonik model A fazına ait her harmonik derecesi için kurulmuştur. Bu modeldeki şebeke ( $Z^n_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z^n_{La}$ ,  $Z^n_{Lb}$ ,  $Z^n_{Lc}$ ) oluşturan rezistif ( $R_L$ ), endüktif ( $L_L$ ) ve kapasitif ( $C_L$ ) bileşenler; 154 kV gerilim seviyesindeki yük fiderlerinden ölçülen akım ve gerilim bilgileri kullanılarak tezin “2.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma” başlıklı kısmında anlatıldığı şekilde her harmonik derecesi için bulunmuştur. IEC 61000-4-7’de önerildiği gibi hesaplanmış 10 çevrimlik yük rezistif ( $R_L$ ) ve endüktif ( $L_L$ ) bileşen değerlerinin ölçüm süresi içerisindeki değişimleri Şekil 2.20, Şekil 2.21 ve Şekil 2.22’de görülmektedir.



(a) Direnç ( $R_{La}$ ) değişimi.

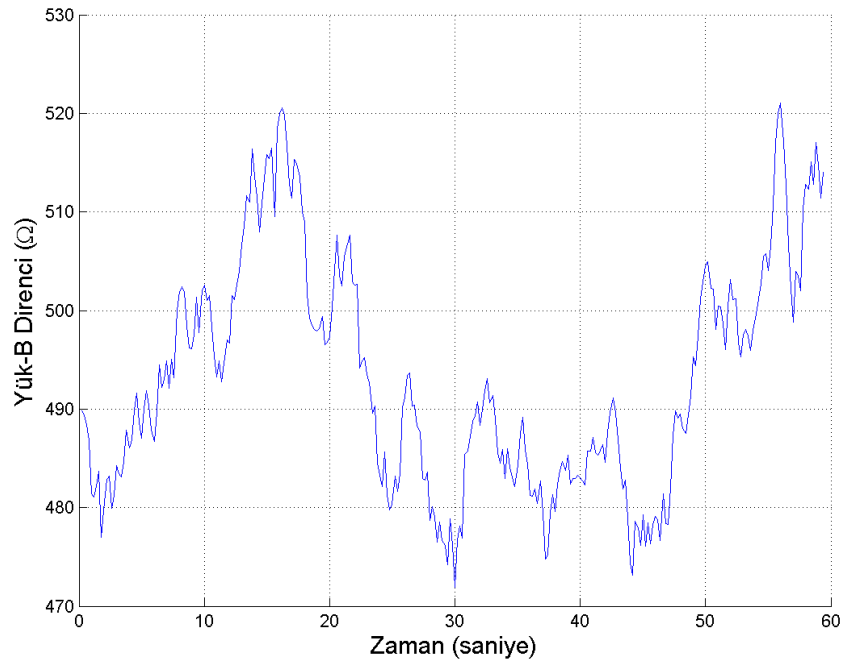


(b) Endüktans ( $L_{La}$ ) değişimi.

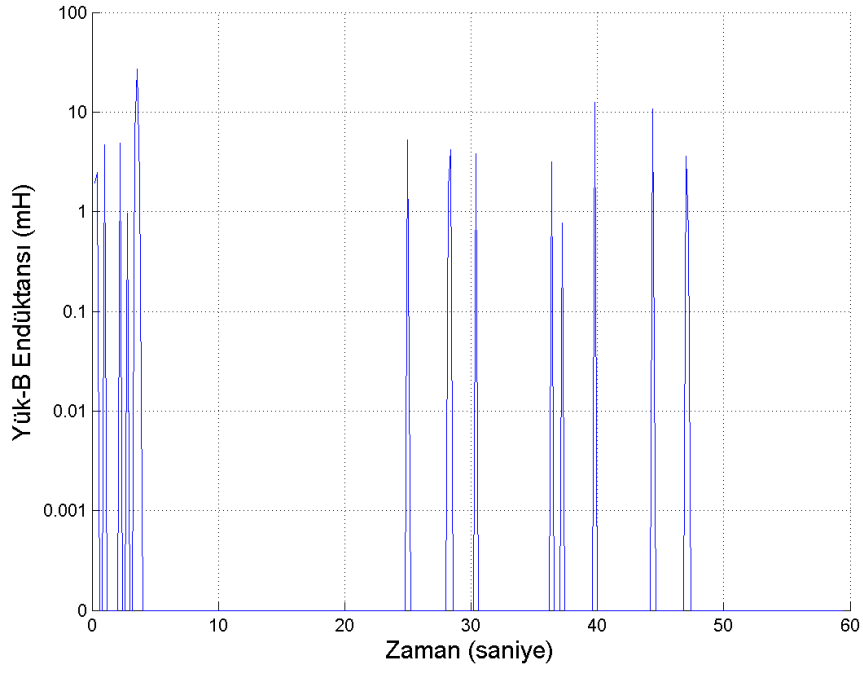


(c) Kapasitans ( $C_{La}$ ) değişimi.

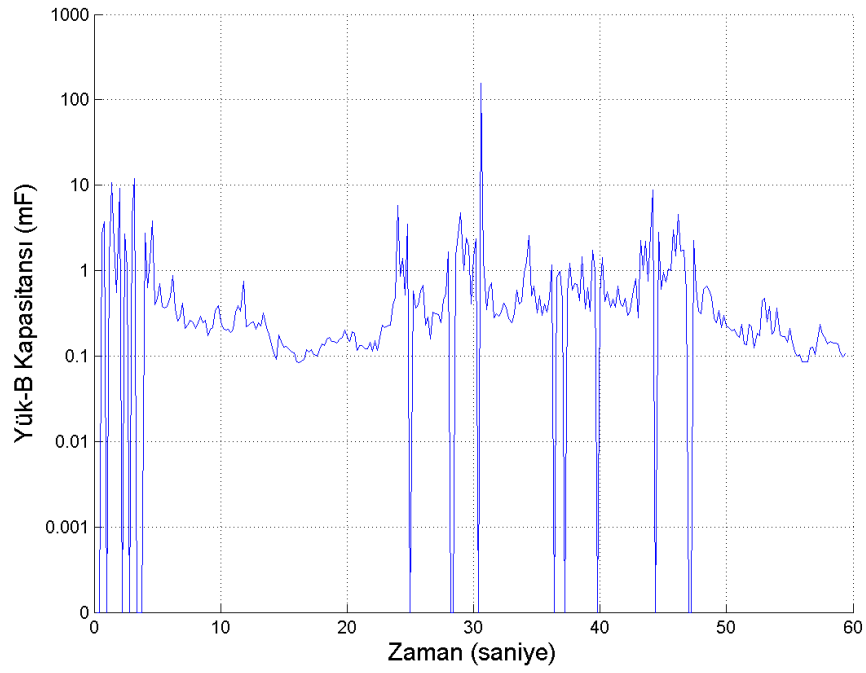
şekil 2.20. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Y¼k-A'ya ait direnç ( $R_{La}$ ), end¼ktans ( $L_{La}$ ) ve kapasitans ( $C_{La}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



(a) Direnç ( $R_{Lb}$ ) değişimi.



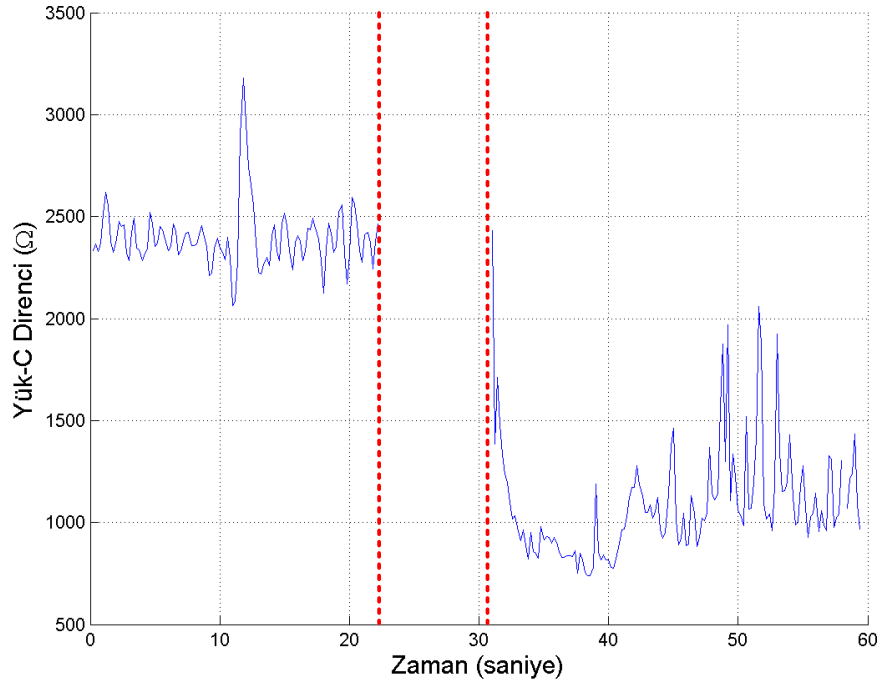
(b) Endüktans ( $L_{Lb}$ ) değişimi.



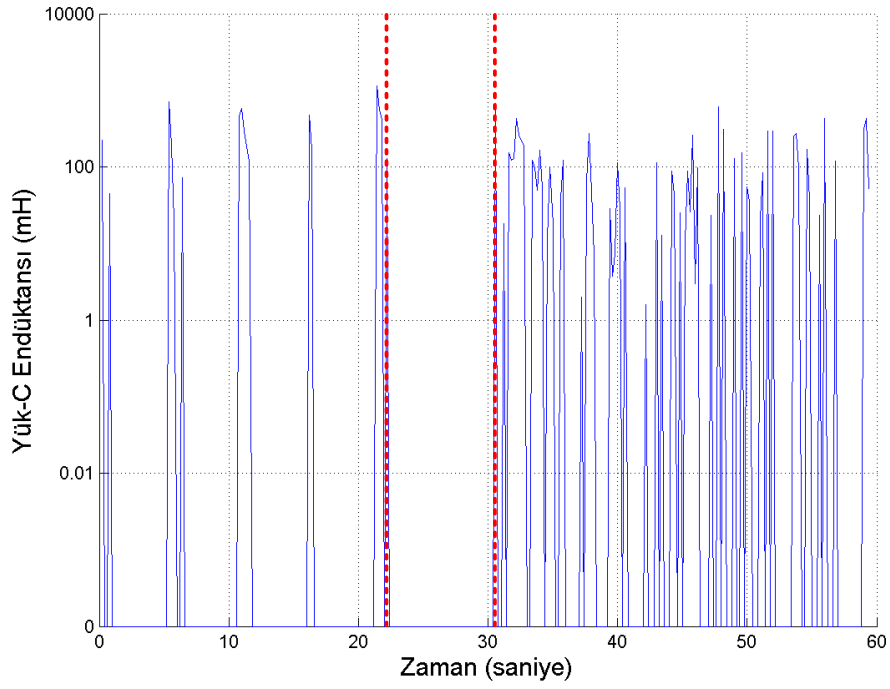
(c) Kapasitans ( $C_{Lb}$ ) değişimi.

Şekil 2.21. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Yük-B'ye ait direnç ( $R_{Lb}$ ), endüktans ( $L_{Lb}$ ) ve kapasitans ( $C_{Lb}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

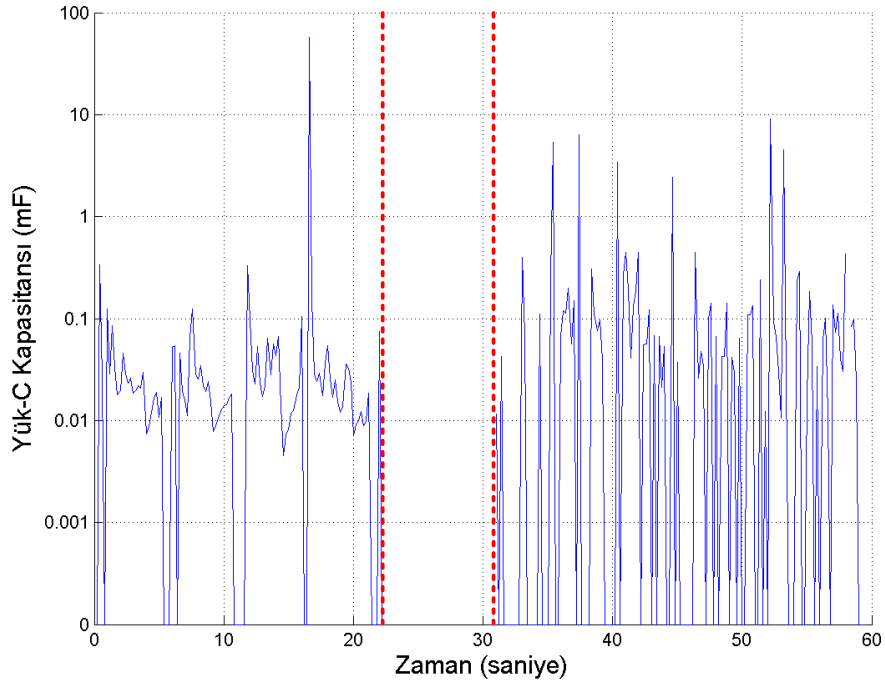




(a) Direnç ( $R_{Lc}$ ) değişimi.



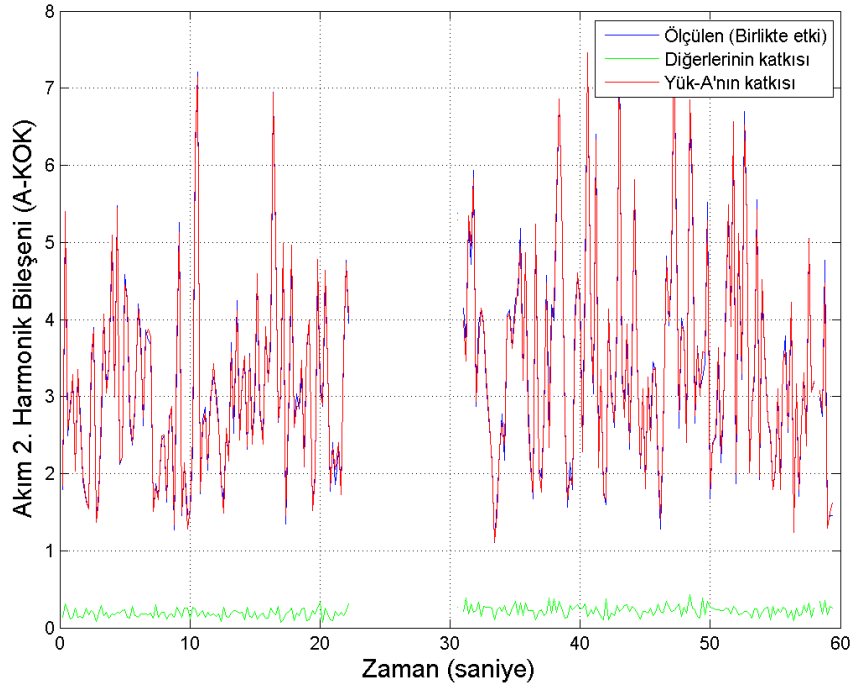
(b) Endüktans ( $L_{Lc}$ ) değişimi.



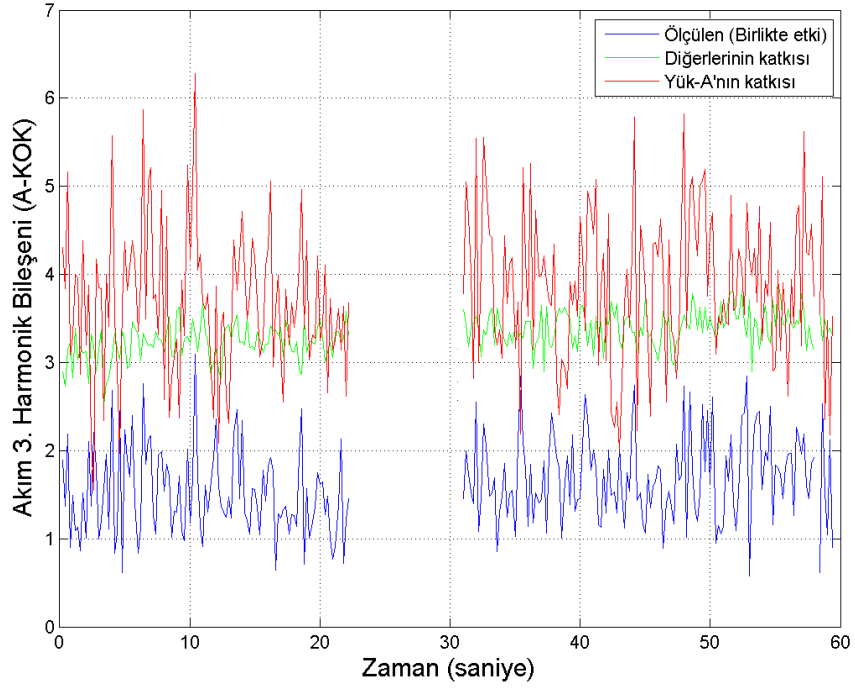
(c) Kapasitans ( $C_{LC}$ ) değişimi.

Şekil 2.22. İSKENDERUN-2 Transformatör Merkezi'ndeki Yük-C'ye ait direnç ( $R_{LC}$ ), endüktans ( $L_{LC}$ ) ve kapasitans ( $C_{LC}$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

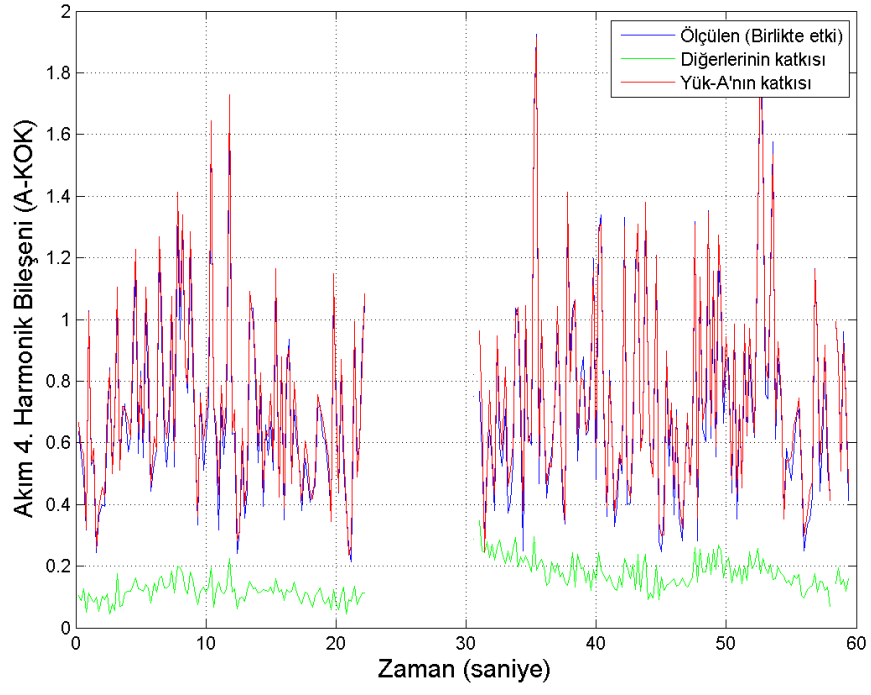
Şekil 2.22'de görülen, Yük-C'ye ait direnç ( $R_{LC}$ ), endüktans ( $L_{LC}$ ) ve kapasitans ( $C_{LC}$ ) değişimlerinde, ölçüm süresinin yaklaşık 22. ile 31. saniyeleri arasında gerçekleşen transformatör enerjilendirilmesinden dolayı tez çalışmasının “2.1.1.1. Geçici rejim durumlarının değerlendirilmesi” başlıklı bölümünde anlatıldığı gibi bu kısım boş bırakılmış, bu süre boyunca direnç, endüktans ve kapasitans değerleri hesaplanmamıştır. İlgili grafiklerde iki kırmızı kesikli çizgi arasında işaretlenen transformatör enerjilendirilmesi sırasında Yük-C için herhangi bir yük modeli oluşturulmadığından, Şekil 2.19'daki şebeke ( $I_{HS}$ ) ve yük ( $I_{HL}$ ) harmonik kaynakları da bu süre için hesaplanamayacaktır. Şekil 2.23, Şekil 2.24 ve Şekil 2.25'te görüldüğü gibi, bu yüzden yük fiderlerinde ölçülen akımlardaki harmonik katkı değişimleri grafiklerinde de bu kısım boş bırakılmış, geçici rejim durumunun devam ettiği süre boyunca herhangi bir harmonik değer hesaplanmamıştır.



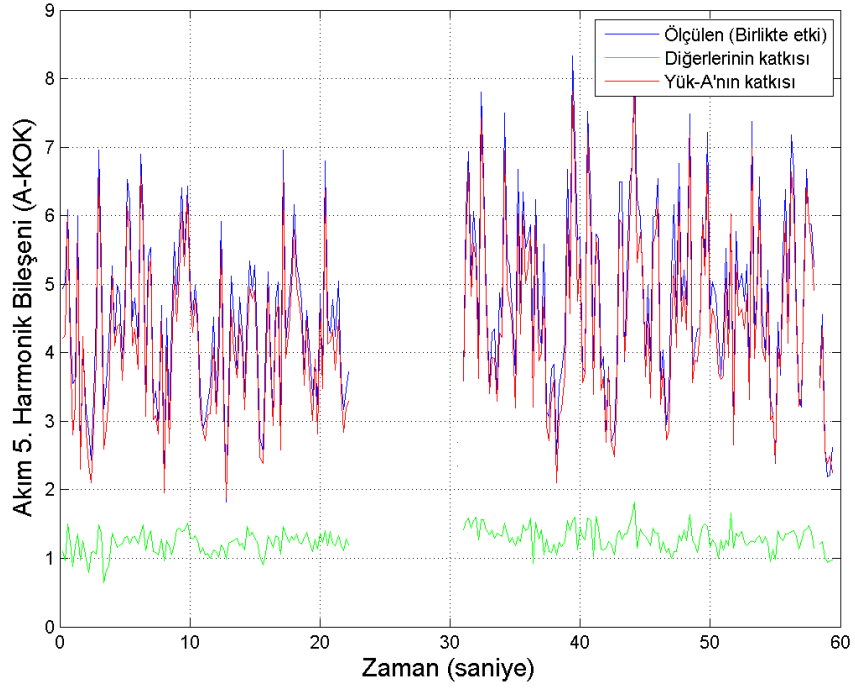
(a) 2. harmonik akım bileşen değişimleri.



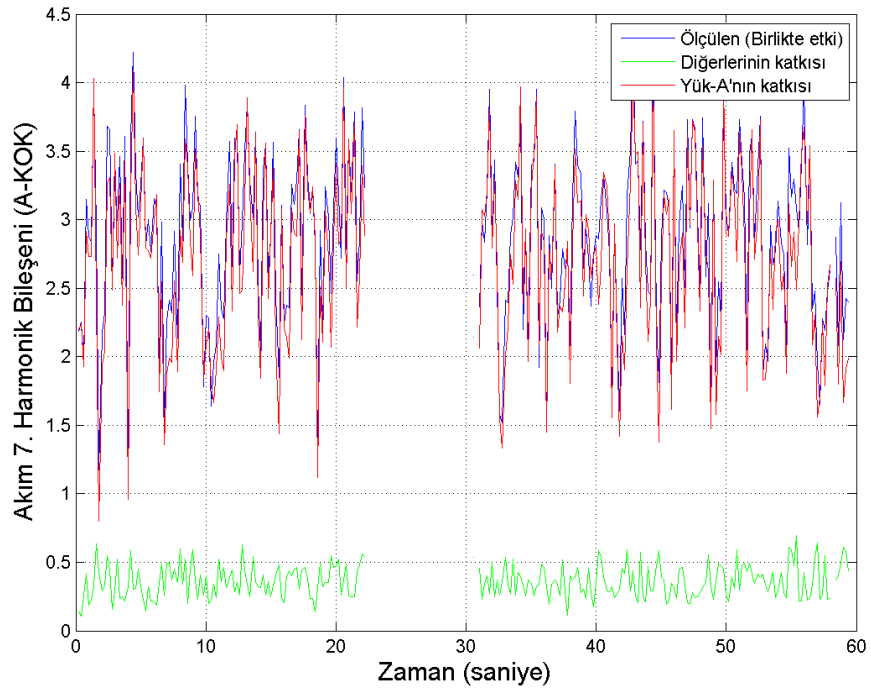
(b) 3. harmonik akım bileşen değişimleri.



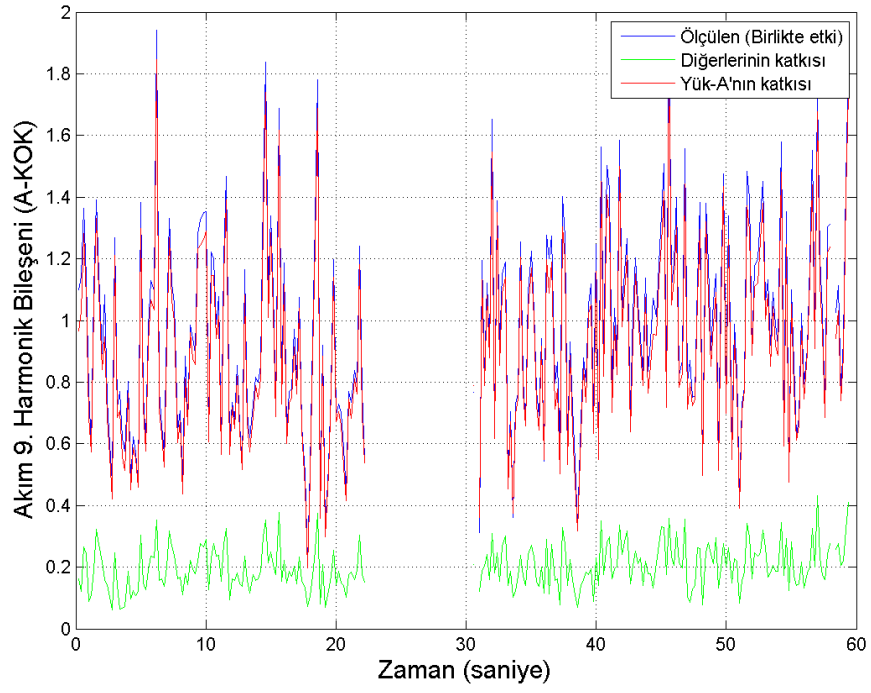
(c) 4. harmonik akım bileşen değişimleri.



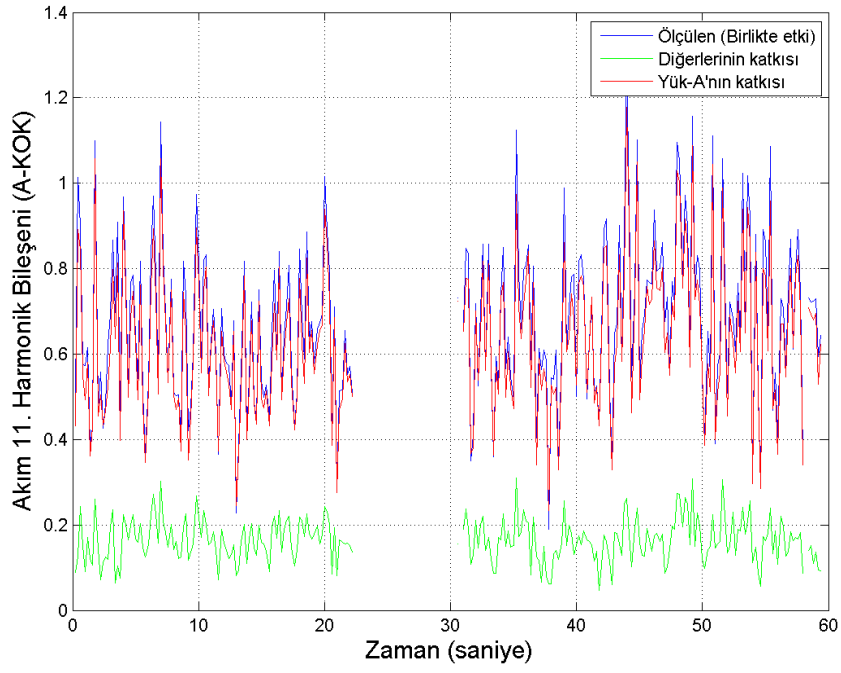
(d) 5. harmonik akım bileşen değişimleri.



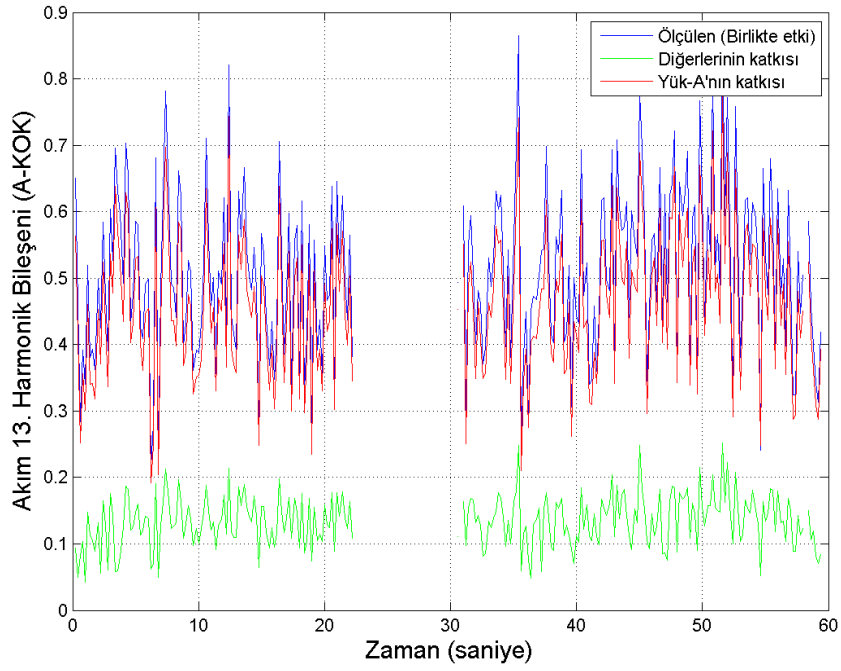
(e) 7. harmonik akım bileşen değişimleri.



(f) 9. harmonik akım bileşen değişimleri.

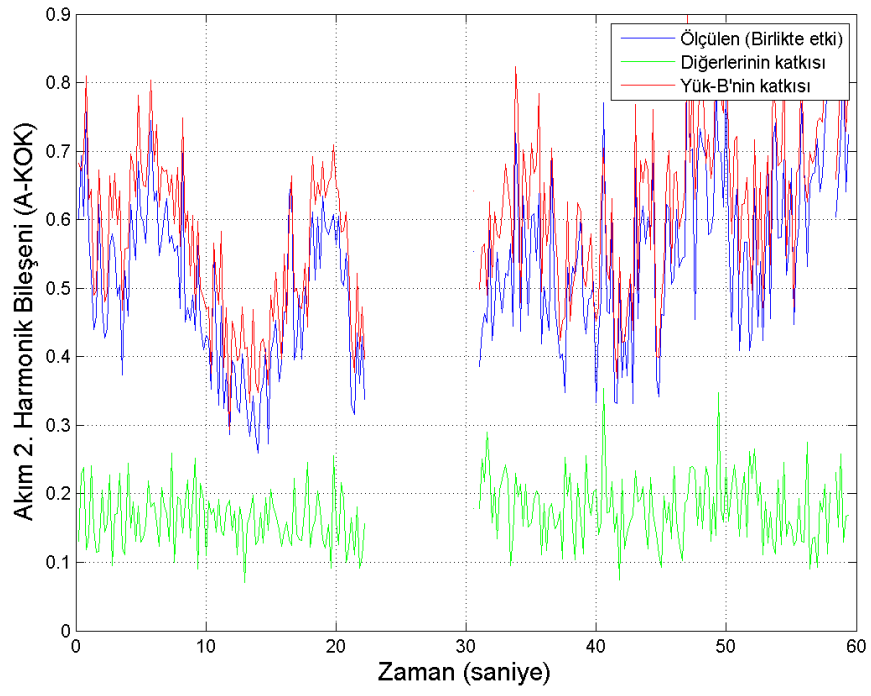


(g) 11. harmonik akım bileşen değişimleri.

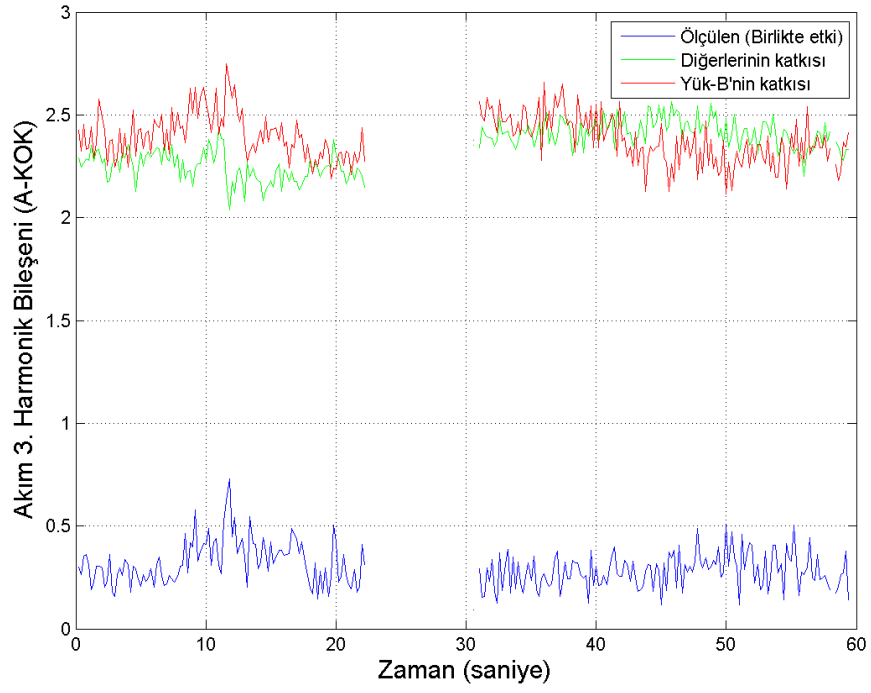


(h) 13. harmonik akım bileşen değişimleri.

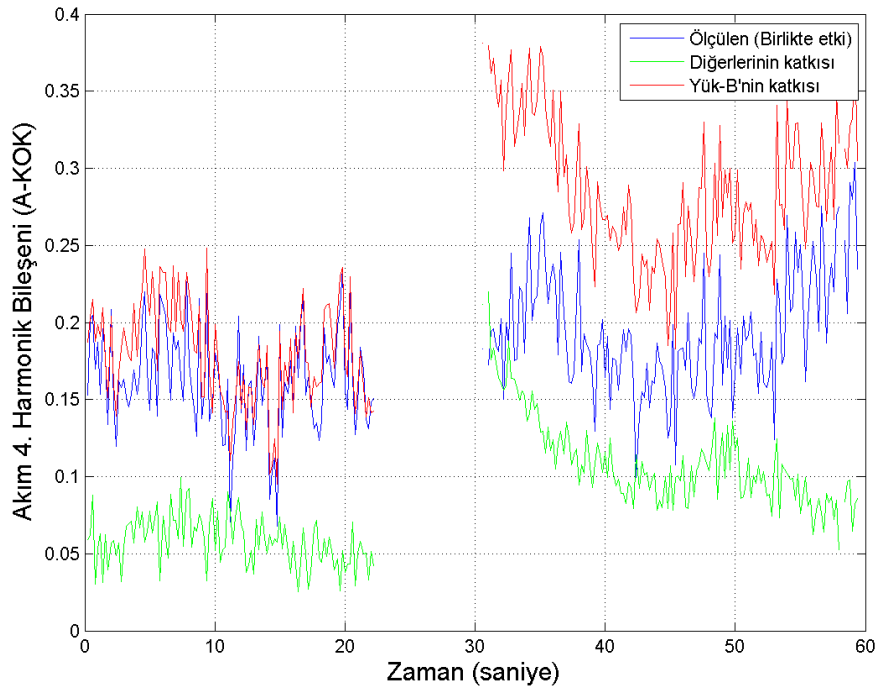
Şekil 2.23. Yük-A fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-A'nın 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



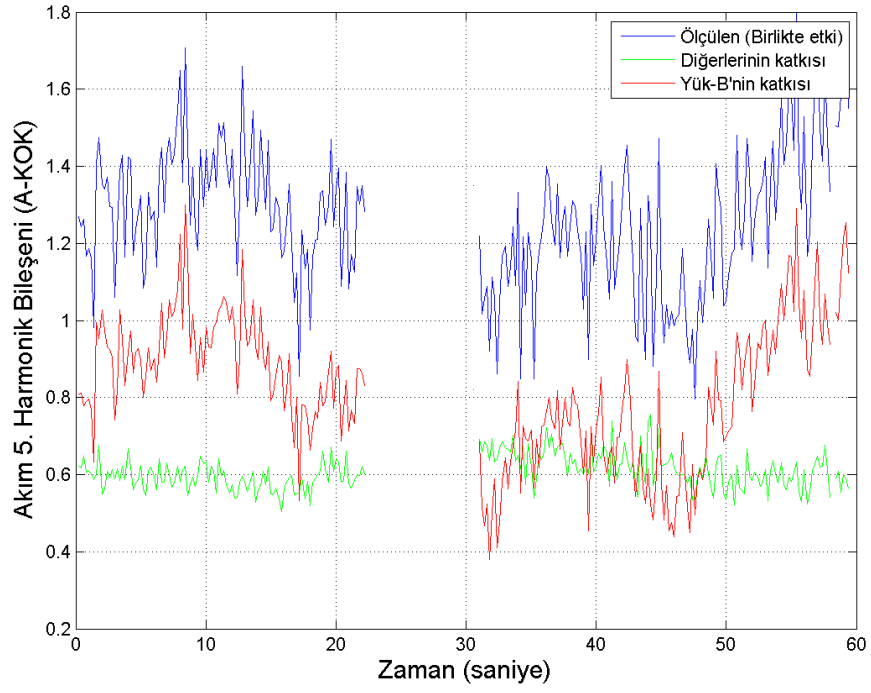
(a) 2. harmonik akım bileşen değişimleri.



(b) 3. harmonik akım bileşen değişimleri.

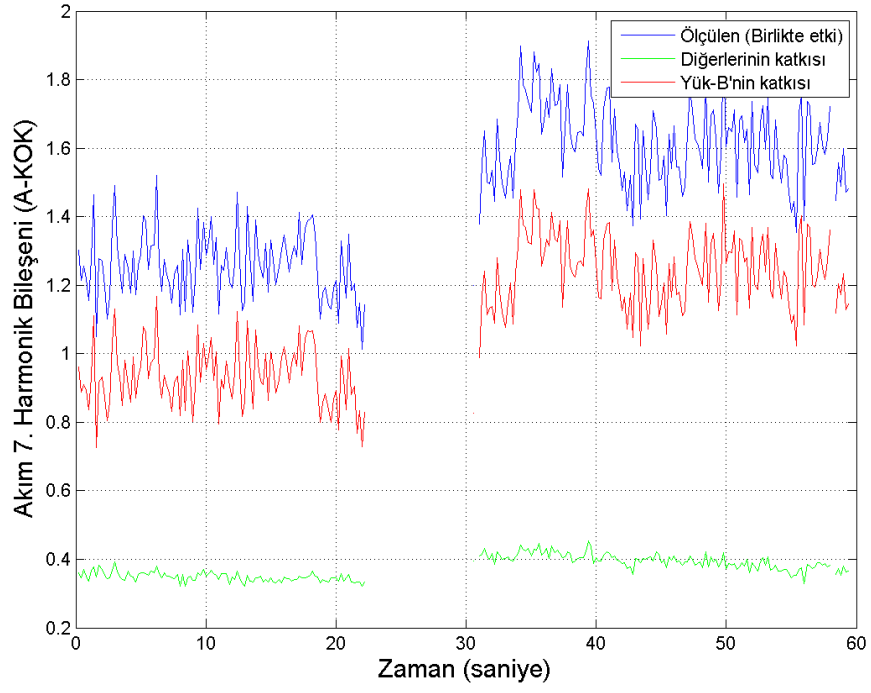


(c) 4. harmonik akım bileşen değişimleri.

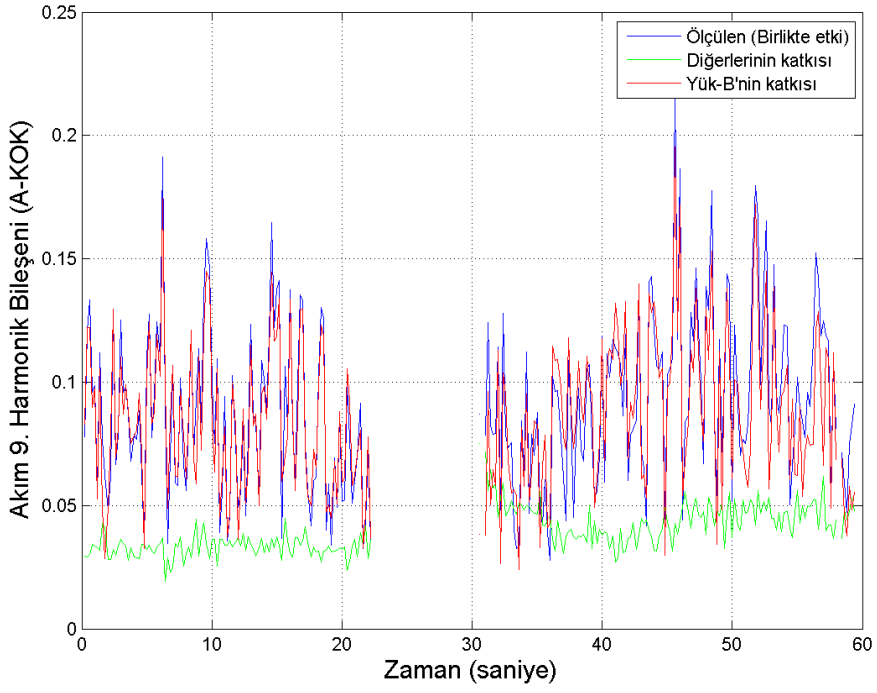


(d) 5. harmonik akım bileşen değişimleri.

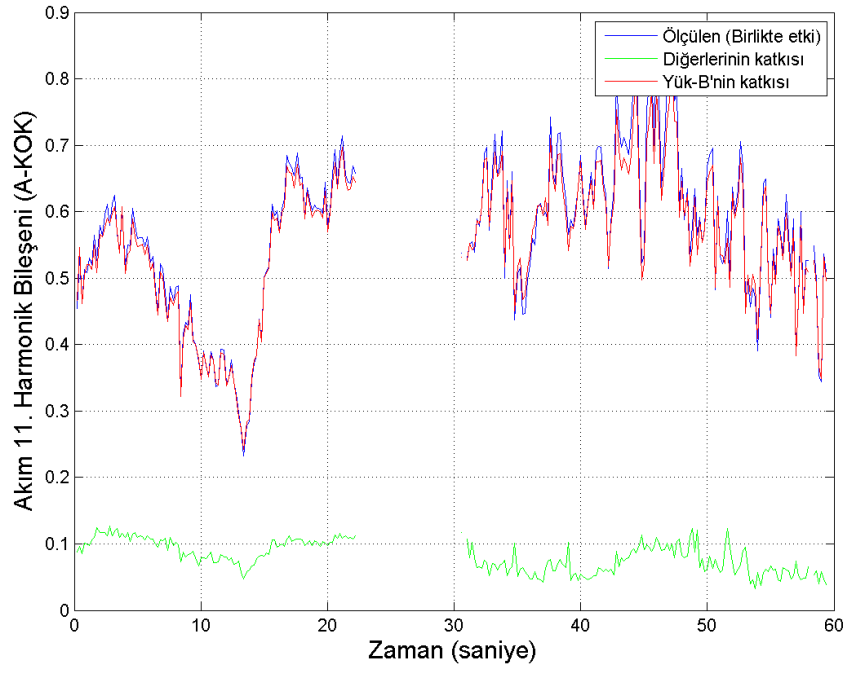




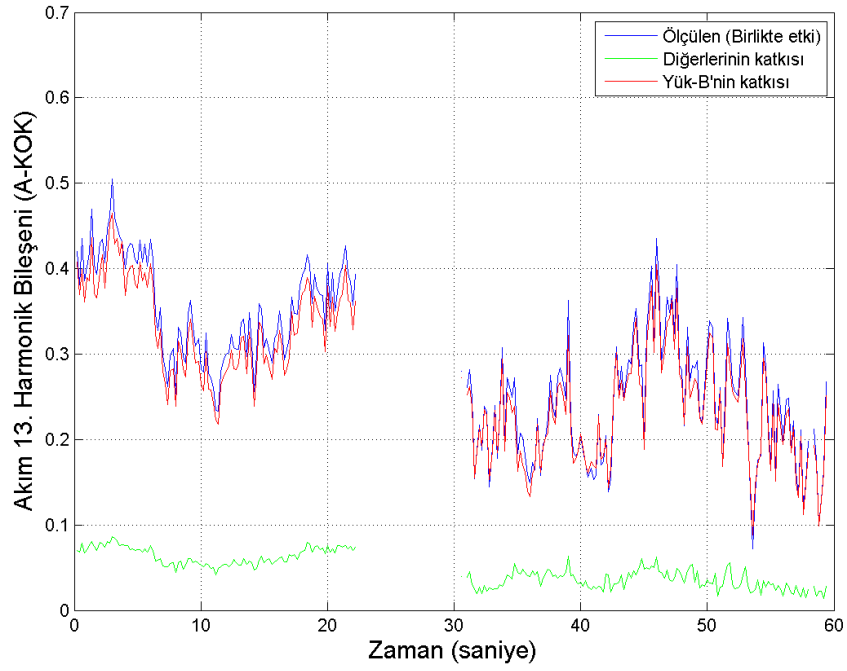
(e) 7. harmonik akım bileşen değişimleri.



(f) 9. harmonik akım bileşen değişimleri.

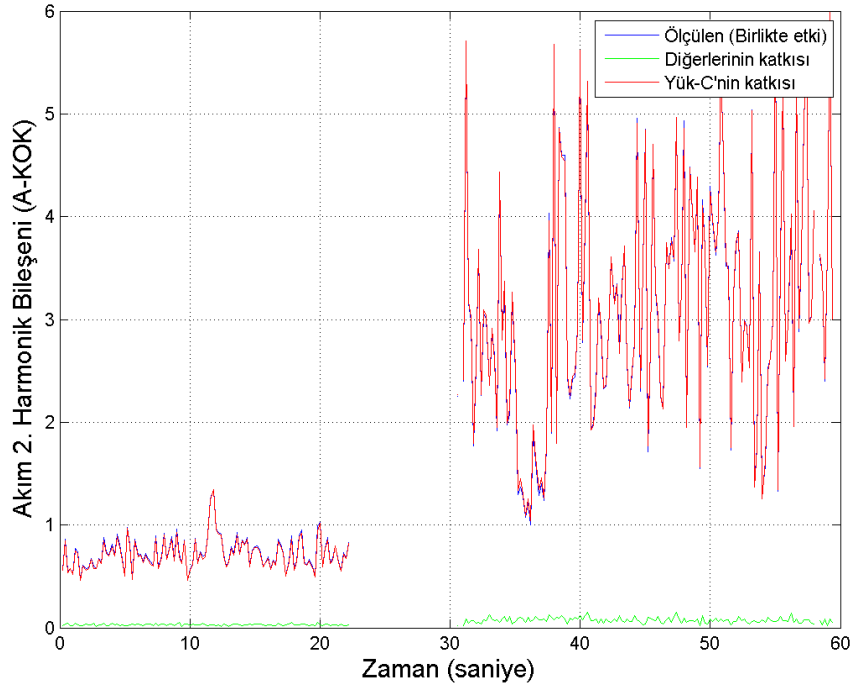


(g) 11. harmonik akım bileşen değişimleri.

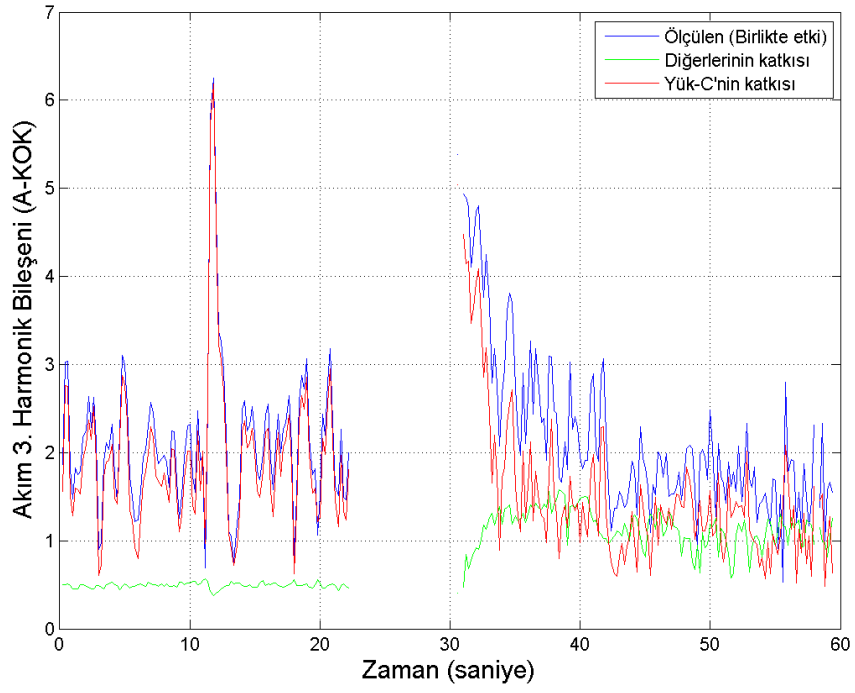


(h) 13. harmonik akım bileşen değişimleri.

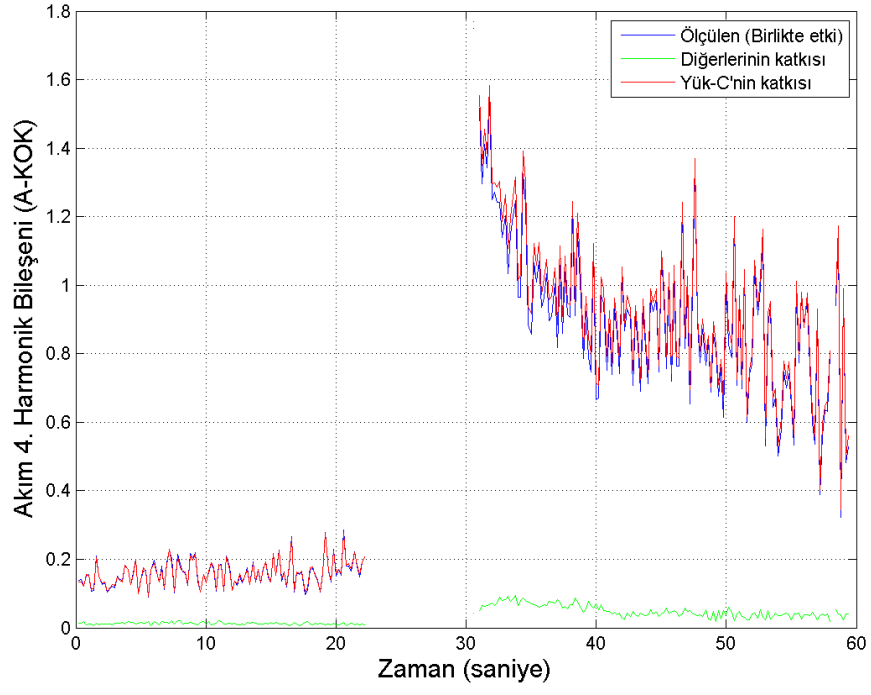
Şekil 2.24. Yük-B fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-B'nin 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



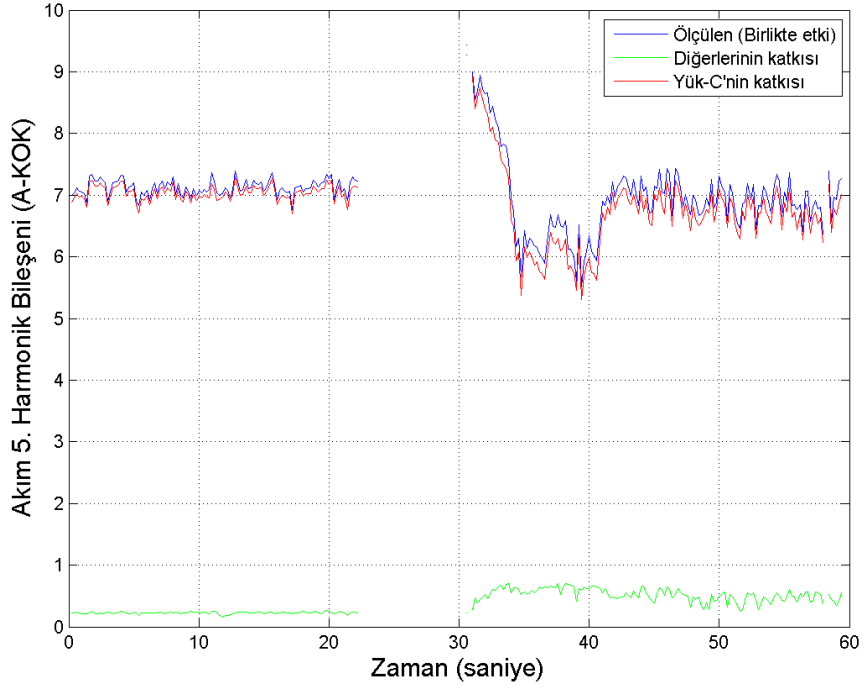
(a) 2. harmonik akım bileşen değişimleri.



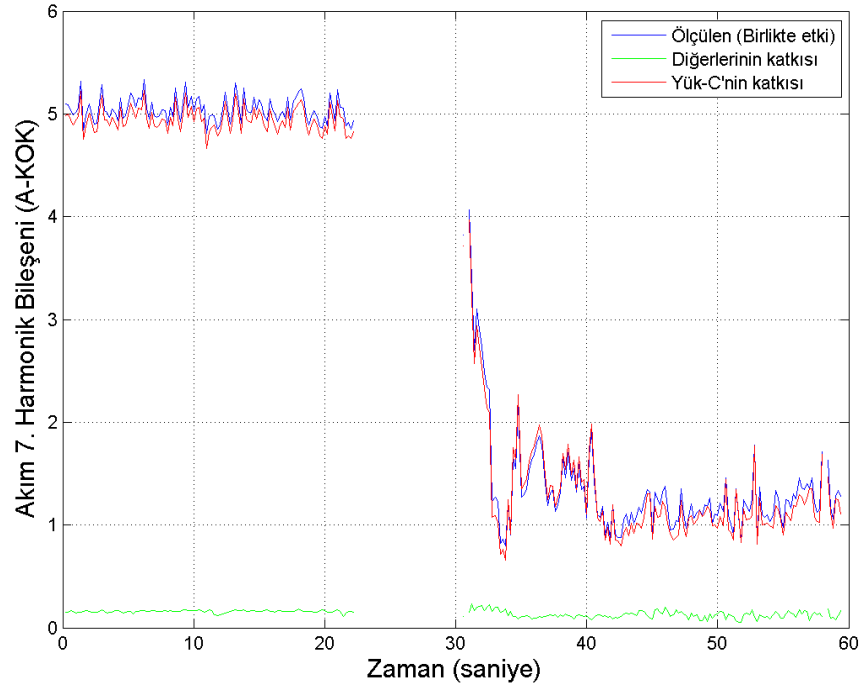
(b) 3. harmonik akım bileşen değişimleri.



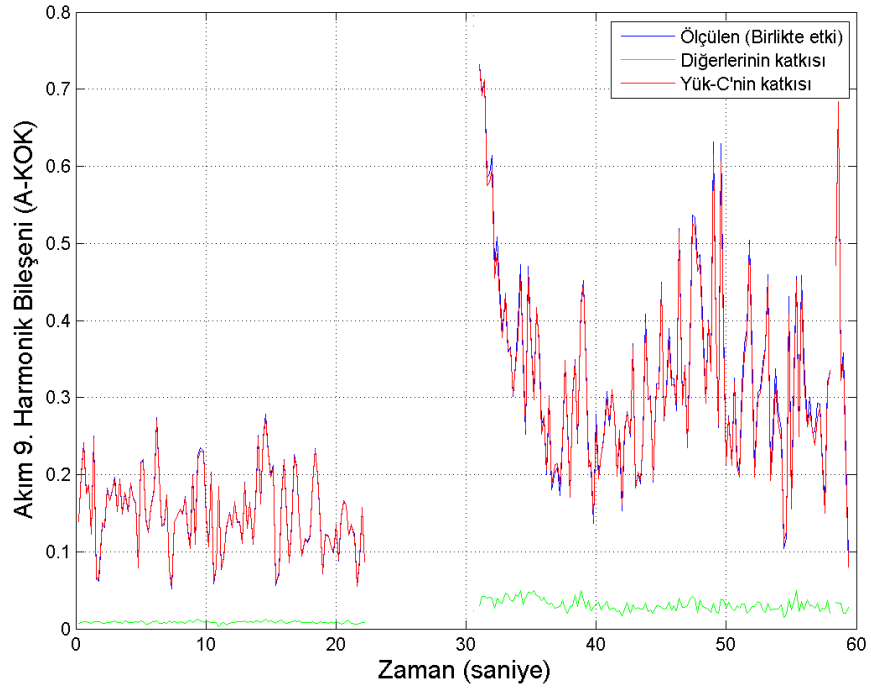
(c) 4. harmonik akım bileşen değişimleri.



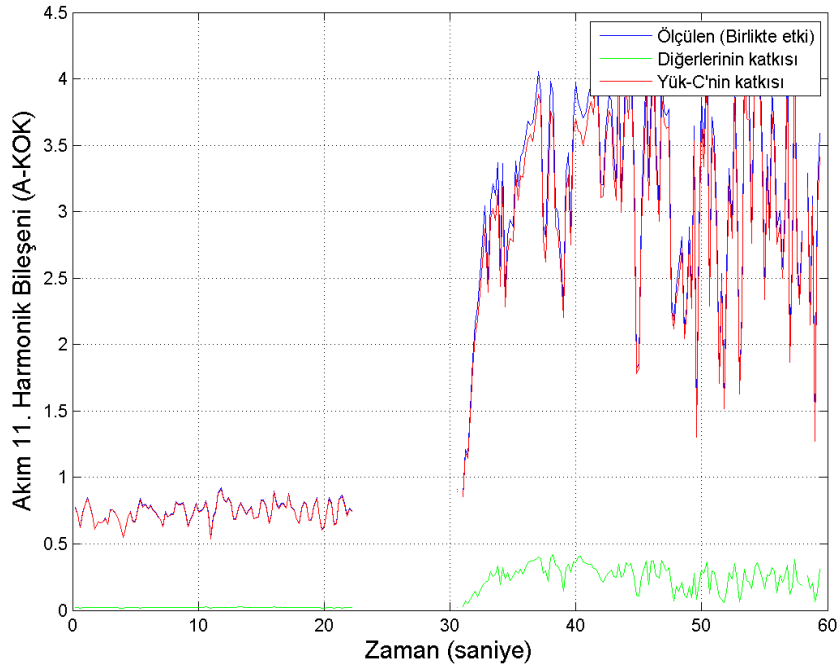
(d) 5. harmonik akım bileşen değişimleri.



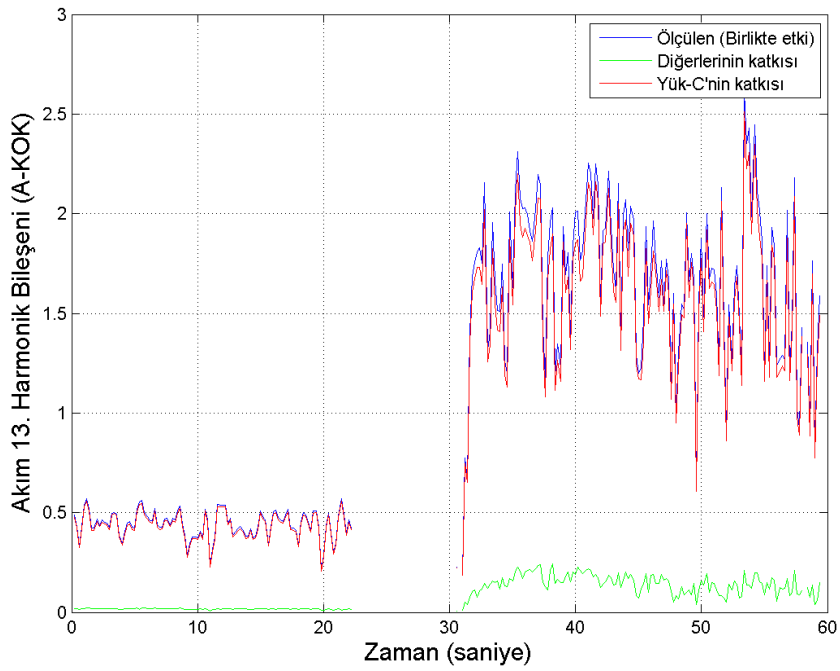
(e) 7. harmonik akım bileşen değişimleri.



(f) 9. harmonik akım bileşen değişimleri.



(g) 11. harmonik akım bileşen değişimleri.



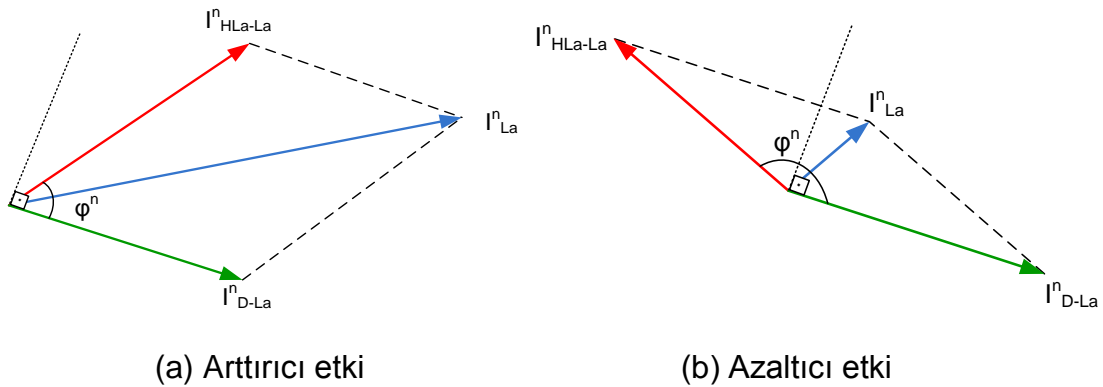
(h) 13. harmonik akım bileşen değişimleri.

Şekil 2.25. Yük-C fiderindeki ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve Yük-C'nin 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

## 2.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi

Şekil 2.23, Şekil 2.24 ve Şekil 2.25'teki, İSKENDERUN-2 TM'de yapılan ölçümlerle elde edilen veriler üzerinde uygulanan harmonik akım katkısı bulma yöntemi sonuçlarına göre Yük-A, Yük-B ve Yük-C fiderlerinde görülen harmonik katkıları hakkında şu değerlendirmelerde bulunulabilir:

- Yük-A fideri üzerinde ölçülen 2. harmonik akım bileşeninin büyük bir kısmı Yük-A'ya aittir. Şebeke ve diğer yükler tarafından Yük-A fiderine gelen 2. harmonik akım katkısı çok azdır. Buradan hareketle Yük-A fiderindeki 2. harmonik akım bileşeninin ana kaynağının Yük-A'nın kendisi olduğu söylenebilir.
- Yük-A fiderinde görülen 3. harmonik akım bileşeni üzerindeki şebeke ve diğer yükler tarafından gelen harmonik akım katkısı ile Yük-A'nın katkısı birbirine çok yakındır. Fakat fazör olarak dışarıdan gelen harmonik akım katkısı ile Yük-A'nın katkısı arasındaki faz açısı farkının  $90^\circ$ 'den büyük olması sebebiyle, bu katkılar fiderde ölçülen 3. harmonik akımı üzerinde birbirlerini azaltıcı bir etki yapmıştır. Bu durum Şekil 2.26.b'de ifade edilmiştir.
- Yük-A fideri üzerindeki 2. ve 3. harmonik akım bileşenleri dışındaki akım bileşenlerinde şebeke ve diğer yüklerin harmonik akım katkıları görece daha az bulunmaktadır. Diğer yandan bu harmoniklerdeki katkılar, fiderde ölçülen harmonik akımları üzerinde arttırıcı etki yapmıştır. Bunun sebebi, dışarıdan gelen harmonik akım katkısı ile Yük-A'nın katkısı arasındaki faz açısı farkının  $90^\circ$ 'den küçük olmasıdır. Gerçekleşen bu durum Şekil 2.26.a'daki fazör gösterimde görülmektedir.



Şekil 2.26. Harmonik akım katkılarının ölçülen harmonik akımı üzerindeki etkileri.

Şekil 2.26'da görülen fazör gösterimlerinde:

$I_{La}^n$  Yük-A fideri üzerinde ölçülen n. harmonik akımdır,

$I_{HL-La}^n$  Yük-A'nın Yük-A fideri üzerinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{D-La}^n$  Yük-A fideri üzerindeki şebekenin ve diğer yüklerin tarafından gelen n. harmonik akım katkısıdır,

$\varphi^n$  Yük-A fideri üzerindeki şebekenin ve diğer yüklerin tarafından gelen n. harmonik akım katkısı ile Yük-A'nın n. harmonik akım katkısı arasındaki faz açısıdır.

- Yük-B fiderinde görülen 3. harmonik akım bileşeni üzerindeki şebeke ve diğer yükler tarafından gelen harmonik akım katkısı ile Yük-B'nin katkısı hemen hemen birbirine eşittir. Öte yandan dışarıdan gelen harmonik akım katkısı ile Yük-B'nin katkısı arasındaki faz açısı farkı nedeniyle bu katkıların, fiderde ölçülen 3. harmonik akımı üzerinde düşürücü bir etki yaptığı görülmektedir.
- Yük-B fiderindeki diğer harmonik akım bileşenlerinin değişimleri incelendiğinde, yük tarafından gelen harmonik akım katkısının ortalama %30'u kadar şebeke ve diğer yüklerden gelen harmonik akım katkısının var olduğu görülmektedir. Bu harmonik katkıları ise fider üzerinde ölçülen harmonik akım bileşenleri üzerinde arttırıcı etki yapmıştır.
- Yük-C fideri için görülen 2. harmonik akım bileşen değişimlerine göre fiderde ölçülen harmonik akımın tamamına yakınının yük tarafından geldiği, şebekenin ve diğer yüklerin fider üzerindeki harmonik katkısının çok düşük olduğu söylenebilir. Bu durumun diğer harmonik bileşenlerinde de yaklaşık olarak tekrarlandığı, dolayısıyla Yük-C'nin beslendiği fiderde görülen harmonik akımların ana kaynağının Yük-C olduğu anlaşılmaktadır.
- Yük-C fiderinde ise 3. harmonik akım bileşenlerine bakıldığında, yine şebeke ve diğer yüklerden gelen harmonik akım katkısının Yük-C tarafından gelen harmonik akım katkısının %30'u civarında olduğu söylenebilir.

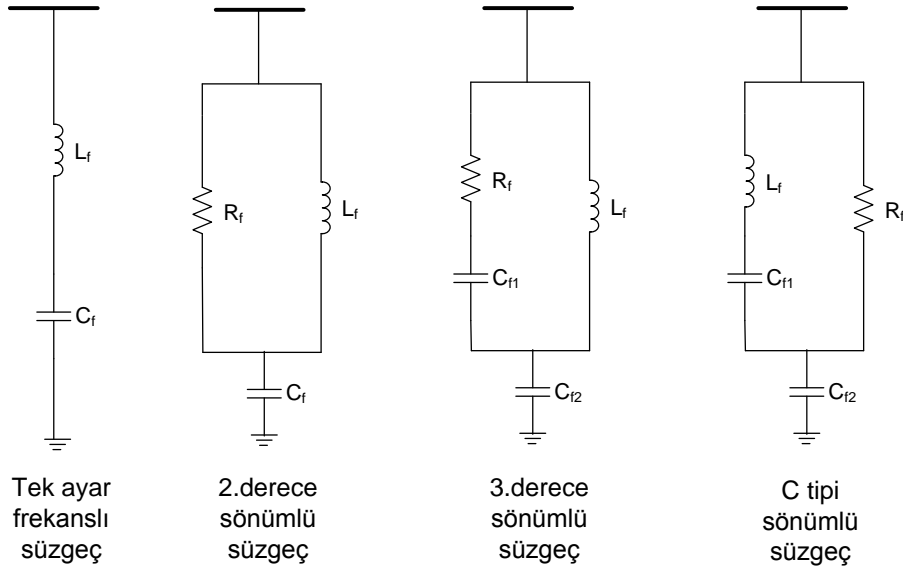


### **3. PASİF HARMONİK SÜZGEÇ PARAMETRELERİNE VE AKIM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİ**

Arabağlantılı bir elektrik ağı sisteminden beslenen tüketici, eğer tesisinde doğrusal olmayan ve yüksek güç gereksinimi olan yükler barındırıyorsa, bu yükleri ya daha düşük seviyelerde dalga şekli bozulmasına yol açan cihazlardan seçmek, ya da bu yüklerin yarattığı harmonik bozulmaları en aza indirecek harmonik giderici ekipmanları işletmesine tesis etmek zorundadır. Çünkü bunu yapmadığı takdirde tesisindeki elektrik enerjisi kalitesi düşeceği gibi, sistem operatörü tarafından belirlenen harmonik sınırlarını ihlal edeceğinden dolayı hem mali hem de idari cezai yaptırımlarla karşı karşıya kalabilir [13].

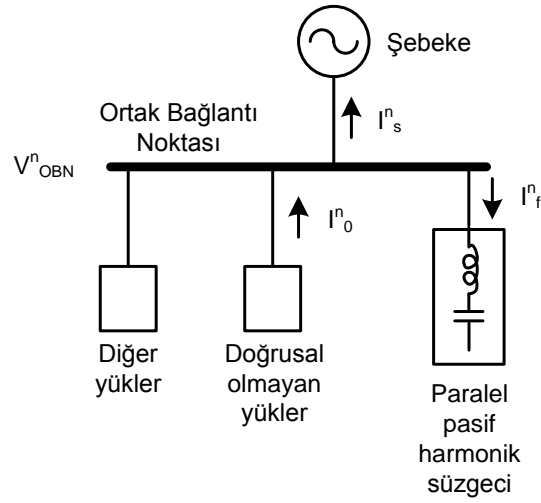
Tüketicinin seçeneklerinden biri olan harmonik azaltıcı ekipmanlardan hem pratik uygulama açısından kolay ve yüksek verimli olması, hem de ekonomik açıdan maliyetinin daha düşük olması sebebiyle en çok tercih edilen harmonik süzgeç topolojisi paralel pasif harmonik süzgeçleridir. Bu süzgeçler şebekeden beslenmekte olan yüke paralel olarak tesis edilir. Süzgeçlerin devre bileşenlerinin değerleri ayarlanarak, yükün ürettiği belli frekanslardaki harmonik akımlara karşı, şebekenin gösterdiği empedansa göre süzgecin çok daha düşük empedans göstermesi ve böylece harmonik akımların süzgeç üzerinden akması sağlanmaktadır. Sonuçta, bu şekilde şebekeye doğru giden harmonik akım bileşeni azaltılarak harmonik sınırlarını ihlal etme olasılığı en aza indirilir [59].

Paralel pasif harmonik süzgeçleri pasif devre elemanları olan direnç (R), endüktör (L) ve kondansatör (C)'den oluşan, aslında bir seri LC rezonans devresidir. Seri LC devresinin seri rezonans frekansı süzgecin ayar frekansı olmaktadır. En bilinen tipleri tek ayar frekanslı ve çift ayar frekanslı süzgeçler ile ikinci derece, üçüncü derece ve C tipi sönümlü süzgeçlerdir. Bir çift ayar frekanslı süzgeç iki adet tek ayar frekanslı süzgecin birbirine paralel bağlanmış hali ile eşdeğerdir. Bu yüzden tezin bu bölümünde sadece tek ayar frekanslı süzgeç ile diğer üç tip sönümlü süzgeçten bahsedilmiştir. Sunulan dört değişik tip süzgecin ideal devre şemaları Şekil 3.1'de görülmektedir. Üçüncü derece ve C tipi sönümlü süzgeçlerde sırasıyla direnç ve endüktöre seri iki tane kondansatör bulunur [60].



Şekil 3.1. Paralel pasif harmonik süzgeç tipleri.

Şekil 3.2'de ise bir paralel pasif harmonik süzgecin, yük ile şebekenin ortak bağlantı noktasındaki bağlantı şekli görülmektedir [60].



Şekil 3.2. Paralel pasif harmonik süzgecin ortak bağlantı noktasındaki bağlantısı

Şekil 3.2'de;

$I^n_o$  doğrusal olmayan yük tarafından üretilen n. derece harmonik akımıdır,

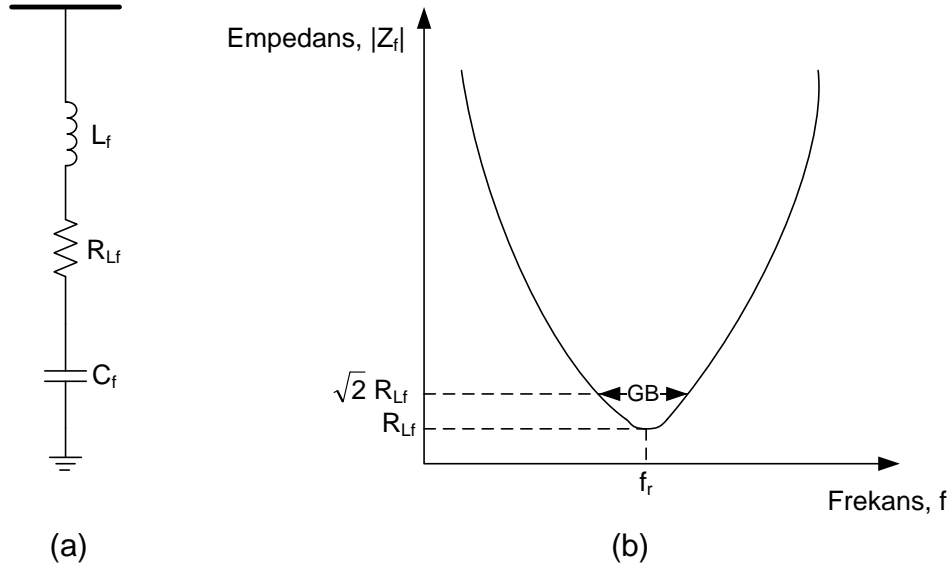
$I^n_s$  şebekeye doğru giden n. derece harmonik akımıdır,

$I^n_f$  süzgece doğru giden n. derece harmonik akımıdır,

$V^n_{OBN}$  ortak bağlantı noktasındaki n. derece harmonik gerilimidir,

n harmonik derecesidir (harmonik frekansların temel frekansa olan oranı).

Tek ayar frekanslı bir paralel pasif harmonik süzgeç ve ona ait empedansın frekansla değişimi Şekil 3.3'te görülmektedir.



Şekil 3.3. (a) Tek ayar frekanslı paralel pasif harmonik süzgeci devre şeması  
(b) Süzgeç empedansının frekans ile değişimi.

Şekil 3.3'te:

$L_f$  Süzgecin seri bağlı endüktörüdür,

$R_{L_f}$  Süzgeç endüktörünün ( $L_f$ ) iç direncidir,

$C_f$  Süzgecin seri bağlı kondansatördür,

$f_r$  Süzgeç ayar frekansıdır,

GB Geçme bandıdır.

Şekil 3.3'te görülen pasif harmonik süzgecin en düşük empedans değerine sahip olduğu frekansa süzgeç ayar frekansı ( $f_r$ ) denir.

Süzgeç empedansı ( $Z_f$ ):

$$Z_f = j(X_L + X_C) + R_f \quad (3.1)$$

$$X_L = \omega L_f \quad (3.2)$$

$$X_C = -\frac{1}{\omega C_f} \quad (3.3)$$

$$Z_f = j\omega L_f + \frac{1}{j\omega C_f} + R_{L_f} \quad (3.4)$$

olarak yazılabilir. (3.4) eşitliğindeki  $\omega$ , açısal frekansı ifade eder ve  $2\pi f$ 'e eşittir.

Süzgeç ayar frekansı olan  $f_r$  frekansında:

$$X_L = -X_C \quad (3.5)$$

$$\omega L_f = -\frac{1}{\omega C_f} \quad (3.6)$$

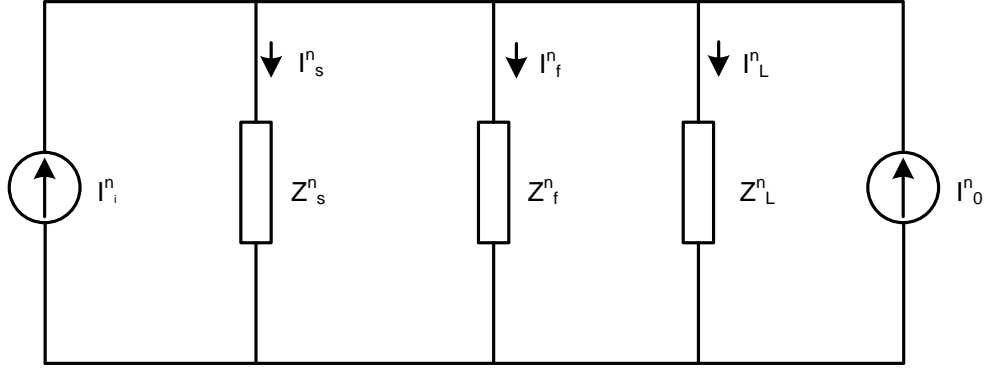
$$2\pi f_r L_f = -\frac{1}{2\pi f_r C_f} \quad (3.7)$$

olur. Böylece:

$$Z_f(f_r) = R_{L_f} \quad (3.8)$$

olacak ve Şekil 3.3.(b)'de görüldüğü gibi süzgecin empedansı sadece direnç değerinden ibaret kalacaktır. Bu frekansta süzgeç en düşük empedansa sahip olduğundan, doğrusal olmayan yükün ürettiği bu frekansa karşılık gelen frekanslardaki harmonik akımları en yüksek oranda üzerine alacaktır [13].

Öte yandan paralel pasif harmonik süzgeçleri, bağlı oldukları ortak bağlantı noktalarında, doğrusal olmayan yüklerden veya şebeke tarafından gelen, ayarlandıkları frekanslardaki ve onun çevresindeki harmonik akımları da üzerine çekebilir. Bu istenmeyen durum, süzgecin diğer yüklerden ortak bağlantı noktasına doğru gelen harmoniklere karşı, yine şebeke empedansına kıyasla daha düşük empedans göstermesinden kaynaklanır. Bu durum Şekil 3.4'teki devre modeli üzerinde analiz edilebilir.



Şekil 3.4. Harmonik analiz eşdeğer devresi

Şekil 3.4'te:

$I_i^n$  Şebekeden ve diğer doğrusal olmayan yüklerden gelen n. harmonik akım kaynağını,

$I_s^n$  Şebeke empedansı ( $Z_s^n$ ) üzerinden geçen n. harmonik akımları,

$I_f^n$  Süzgeç empedansı ( $Z_f^n$ ) üzerinden geçen n. harmonik akımları,

$I_L^n$  Yük empedansı ( $Z_L^n$ ) üzerinden geçen n. harmonik akımları,

$I_o^n$  Yük tarafından gelen n. harmonik akım kaynağını

temsil etmektedir.

Yük empedansı ( $Z_L^n$ ) genelde harmonik frekanslarında şebeke ( $Z_s^n$ ) ve süzgeç ( $Z_f^n$ ) empedanslarına göre daha yüksek empedans göstereceğinden  $I_L^n$  akımı,  $I_f^n$  ve  $I_s^n$  akımlarına kıyasla daha düşük olur. Fakat süzgeç ayar frekansı çevresindeki frekanslarda, süzgeç empedansı ( $Z_f^n$ ) şebeke empedansından ( $Z_s^n$ ) daha düşük değerlere sahip olabilir. Bu durumda Şekil 3.4'te  $I_s^n$  akım kaynağıyla modellenen, şebekeden ve diğer doğrusal olmayan yüklerden gelen harmonik akımlar süzgeç üzerine akacaktır. Bu da süzgecin aşırı yüklenmesine yol açabileceği gibi süzgeci tesis etmiş olan tüketicinin ortak bağlantı noktasından beslendiği fider girişinde süzgecin devrede olmadığı duruma göre daha yüksek harmonik akım akmasına sebep olabilir. Böylece, aslında bu tüketicinin üretmediği harmonik akımlar da burada görülecek, bu noktada yapılacak harmonik ölçümlerine dayanarak tüketici, sistem operatörü tarafından olası cezai yaptırımlara maruz kalabilecektir.

### 3.1. Yöntemin Genelleştirilmesi

Bir önceki bölümde bahsedilen, elektrik sistemindeki birden çok tüketicinin beslendiği ortak bağlantı noktalarında sıkça ortaya çıkan sorunu çözmek, tüketicilerin beslendiği fiderler üzerindeki bireysel olarak yüklerin ve şebeke tarafından gelen harmonik katkılarının ayrıştırılması ile mümkündür.

Bu tez çalışmasının ikinci bölümünde ayrıntılarıyla açıklanan harmonik akım katkısı bulma yönteminde Norton eşdeğer devre modeli yaklaşımı kullanılmıştı. Bu önerilen yöntemde, ortak bağlantı noktasındaki bara gerilimi ile yük fiderlerinden eş zamanlı olarak alınmış yük akımı kullanılarak yüklerin ve şebekenin harmonik akım katkıları hesaplanmıştı. Bu yöntemin gerçek bir elektrik iletim sistemindeki pratik uygulamasında, akım ve gerilim bilgileri genellikle konvansiyonel tip ölçü transformatörleri üzerinden daha düşük gerilim ve akım seviyelerine indirilmiş halde ölçüldüğünden bu ölçü transformatörlerinin temel bileşen dışındaki frekans bileşenlerini, yani harmonikleri ölçüm doğrulukları önem kazanmaktadır.

Orta ve yüksek gerilim seviyelerinde akım ve gerilim ölçümü yapabilmek için kullanılan konvansiyonel tip akım ve gerilim ölçü transformatörlerinin harmonikleri hangi doğruluk yüzdelerinde ölçebildiği konusunda literatürde birçok çalışma yapılmıştır [61], [62]. Buna göre konvansiyonel akım ölçü transformatörleri 10 kHz'e kadar %3 doğrulukta akım ölçümü yapabilmektedir [11]. Fakat özellikle konvansiyonel tip gerilim ölçü transformatörlerinin sargıları arasındaki kapasitans ve kaçak endüktanslarından dolayı oluşan transformatörlerin rezonans frekansları 200 Hz'e kadar inebilmektedir. Dolayısıyla özellikle yüksek gerilim seviyelerinde (154 kV, 380 kV gibi) bu tip gerilim ölçü transformatörleri harmonikleri, temel bileşen ölçüm doğruluklarının çok altındaki doğruluklarla ölçebilmektedir [11], [63]. Bu yüzden ikinci bölümde açıklanan harmonik akım katkısı bulma yöntemindeki gerilim harmoniği bileşenleri kullanılmadan, sadece ölçülen akım harmonik bileşenlerine dayanarak yük ve şebekenin harmonik katkılarının bulunması, özellikle elektrik iletim sisteminde yapılacak harmonik katkısı bulma çalışmalarında, büyük önem taşımaktadır.

Yukarıdaki sayılan sebeplerden dolayı tez çalışmasının bu bölümünde, harmonik gerilim bileşenleri kullanılmadan, elektrik sistemi üzerinde bir ortak bağlantı noktasına paralel bir pasif harmonik süzgeç tesis etmiş tüketicinin beslendiği

fiderin girişinde ölçülen harmonik akımlarda tüketicinin kendisine ait olan ve şebeke tarafından gelen harmonik katkıları bulmaya yönelik bir yöntem önerilmiştir. Bu yöntemde, bir tüketiciye ait paralel pasif harmonik süzgecin şebeke ile ortak bağlantı noktasındaki şebeke ve yük tarafında eş zamanlı olarak yapılacak harmonik akım ölçümleri ile süzgecin bilinen devre bileşen değerleri kullanılarak analitik devre çözümü yapılmaktadır. Önerilen bu yöntemin, elektrik sistemi ile tek bir noktada bağlı birden çok tüketicinin her birine ait süzgeç ile yükün ortak bağlantı noktasında, bu noktanın yük ve şebeke taraflarında birbirine eş zamanlı olarak yapılan ölçümler kullanılarak nasıl uygulanacağı genelleştirilmiş harmonik model ile Şekil 3.5'te gösterilmektedir.

Şekil 3.5'teki model üç fazlı bir elektrik sisteminin her bir fazı ve harmonik derecesi için oluşturulmuştur. Bu şekilde:

$Z_s^n$  n. derece harmonik frekansındaki şebekenin empedansdır,

$Z_{La}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-A'nın empedansdır,

$Z_{Lb}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-B'nin empedansdır,

$Z_{Lm}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Yük-M'nin empedansdır,

$Z_{Fa}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Süzgeç-A'nın empedansdır,

$Z_{Fb}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Süzgeç-B'nin empedansdır,

$Z_{Fm}^n$  n. derece harmonik frekansındaki Süzgeç-M'nin empedansdır,

$I_{HS}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,

$I_{HLa}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımıdır,

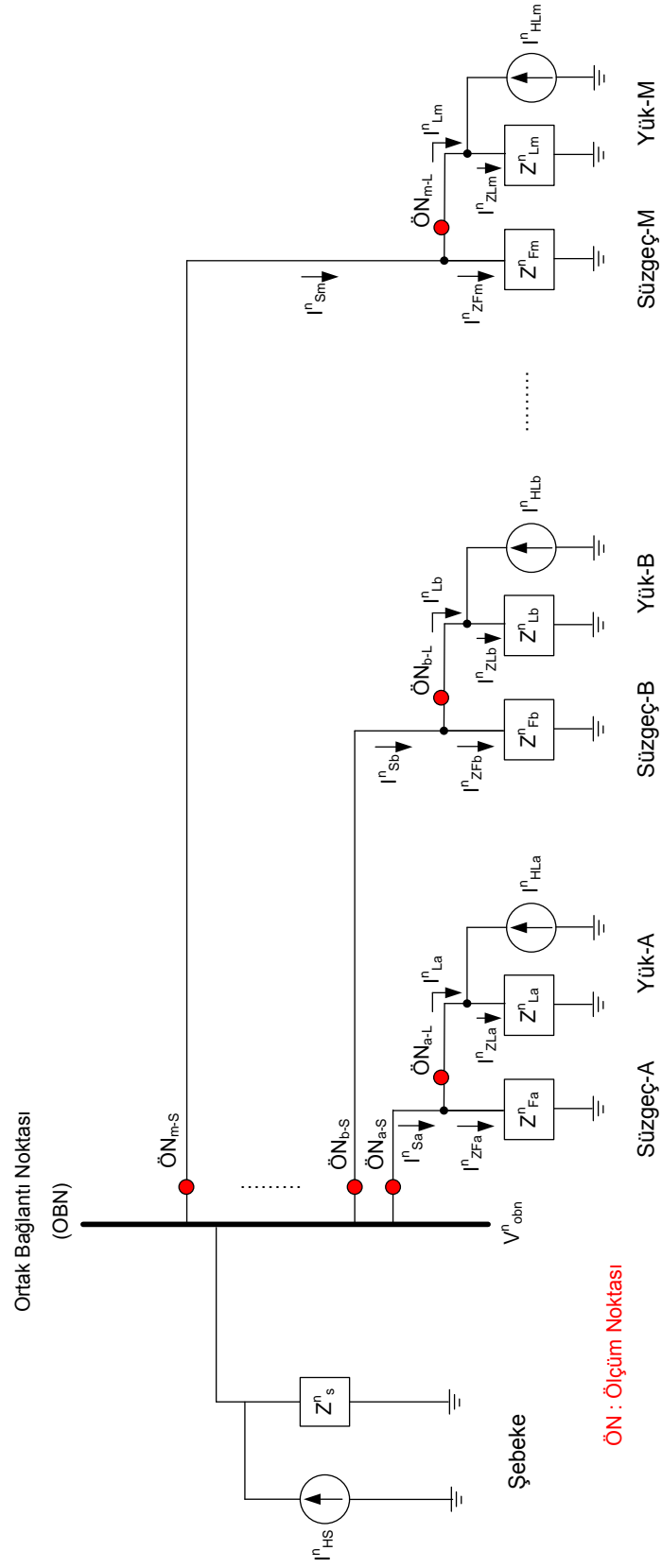
$I_{HLb}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLm}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{La}^n$  Yük-A ile Süzgeç-A'nın ortak bağlantı noktasının yük tarafında ( $\bar{O}N_{a-L}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,

- $I_{Lb}^n$  Yük-B ile Süzgeç-B'nin ortak bağlantı noktasının yük tarafında ( $\text{ÖN}_{b-L}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,
- $I_{Lm}^n$  Yük-M ile Süzgeç-M'nin ortak bağlantı noktasının yük tarafında ( $\text{ÖN}_{m-L}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,
- $I_{Sa}^n$  Yük-A ile Süzgeç-A'nın ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_{a-S}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,
- $I_{Sb}^n$  Yük-B ile Süzgeç-B'nin ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_{b-S}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,
- $I_{Sm}^n$  Yük-M ile Süzgeç-M'nin ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_{m-S}$ ) ölçülecek n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLa}^n$  Yük-A'nın empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLb}^n$  Yük-B'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZLm}^n$  Yük-M'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZFa}^n$  Süzgeç-A'nın empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZFb}^n$  Süzgeç-B'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,
- $I_{ZFm}^n$  Süzgeç-M'nin empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır.





Şekil 3.5. Paralel pasif harmonik süzgeç ve yüklerin olduğu genelleştirilmiş harmonik model.

### 3.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma

Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulmak için, tez çalışmasının “2.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma” başlıklı bölümünde önerilen yük ve şebeke harmonik modellemesi yöntemi kullanılmıştır. Şekil 3.5’te görülen şemadaki yük empedanslarını ( $Z_L$ ) hesaplayabilmek için süzgece sahip tüketicilerin yük ile süzgeç ortak bağlantı noktasının yük taraflarında ( $\text{ÖN}_{a-L}$ ,  $\text{ÖN}_{b-L}$ , ...,  $\text{ÖN}_{m-L}$ ), süzgece sahip olmayan tüketicilerin ise yük fider girişlerinde ( $\text{ÖN}_{a-S}$ ,  $\text{ÖN}_{b-S}$ , ...,  $\text{ÖN}_{m-S}$ ) yapılan eş zamanlı akım ve gerilim ölçümünden faydalanılır. Bu ölçüm noktasındaki ölçülecek gerilim aynı zamanda, elektrik sistemi ile ortak bağlantı noktasındaki gerilim ( $V_{obn}$ ) olacaktır. Ölçülen akım ve gerilim temel bileşen değerlerinden yük empedansı bulunurken yine blok şeması Şekil 2.3’te verilen yöntem kullanılmıştır.

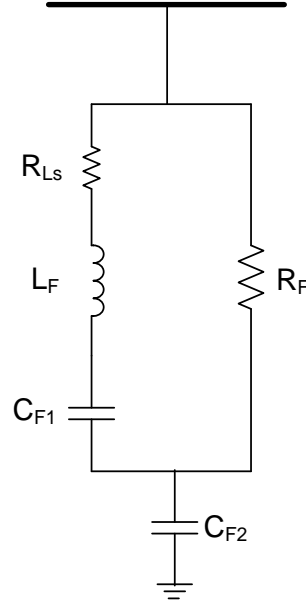
#### 3.1.1.1. Geçici rejim durumlarının incelenmesi

Tez çalışmasının bu bölümünde de, “2.1.1.1. Geçici rejim durumlarının değerlendirilmesi” başlıklı bölümünde olduğu gibi, yük empedansı hesaplaması yapılırken, elektrik sistemlerinde en çok rastlanan transformatör enerjilendirilmesi gibi geçici rejim durumlarının algılanıp bu durumun başlangıcından kararlı duruma geçilmesine kadarki geçen süre boyunca bulunan empedans değerleri yine dikkate alınmamıştır. Bunun için de yine, akım 2. harmonik bileşen değerinin akım temel bileşen değerine olan oranının %15’i aşması halinde bunun bir transformatör enerjilendirilmesi olduğunun anlaşılması temeline dayanan yöntem kullanılmıştır.

### 3.1.2. Pasif harmonik süzgeç empedanslarını ( $Z_F$ ) bulma

Pasif harmonik süzgeçlerin belli bir frekanstaki empedanslarını ( $Z_F$ ) bulabilmek için bilinen süzgeç devre şeması ve süzgeç devre elemanlarının değerleri kullanılır. Bütün hesaplamalar elektrik sisteminin kararlı durumda çalıştığı varsayılarak fazör tanım kümesinde yapılır.

Örnek bir C tipi sönümlü pasif harmonik süzgecinin devre şeması Şekil 3.6’daki gibi gösterilebilir.



Şekil 3.6. C tipi sönümlü bir pasif harmonik süzgecinin devre şeması.

Şekil 3.6'daki;

$R_F$  Süzgeç sönümlendirme direncidir,

$C_{F1}$ ,  $C_{F2}$  Süzgeç kondansatörleridir,

$L_F$  Süzgeç reaktörüdür,

$R_{Ls}$  Süzgeç reaktörünün eş değer seri direncidir (ESR).

Şekil 3.6'daki C tipi sönümlü bir pasif harmonik süzgecinin n. harmonik frekansında, fazör tanım kümesindeki empedansı ( $Z_F^n$ ):

$$Z_F^n = \left( \left( R_{Ls} + j\omega^n L_F + \frac{1}{j\omega^n C_{F1}} \right) // R_F \right) + \frac{1}{j\omega^n C_{F2}} \quad (3.9)$$

$$Z_F^n = \left( \left( R_{Ls} + j(2\pi f^n) L_F + \frac{1}{j(2\pi f^n) C_{F1}} \right) // R_F \right) + \frac{1}{j(2\pi f^n) C_{F2}} \quad (3.10)$$

şeklinde ifade edilir.

Tez çalışmasının bu bölümünde önerilen yöntemde süzgeç empedansları üç faz ve her harmonik için modellenmiştir. Böylece elektrik sistemindeki dengesizlik

durumları ve empedansın doğrudan frekansa olan bağımlılığı dikkate alınmış olur. Yük ve şebeke empedansları hesaplanırken (3.10) eşitliğindeki harmonik frekansı ( $f^n$ ) ifadesinin yerine, ortak bağlantı noktasındaki gerilimin her 10 çevrimi için hesaplanan temel bileşen frekans değerlerinin tam katları yazılarak her harmonik için süzgeç empedansı hesaplanır. Sonuç olarak, frekans tanım kümesinde her harmonik frekansı için, zaman tanım kümesinde ise her 10 çevrim için bir süzgeç empedansı değeri elde edilmiş olur.

### 3.1.3. Şebeke ( $I_{HS}$ ) ve yük ( $I_{HL}$ ) harmonik kaynaklarını bulma

Şekil 3.5'te bir elektrik sistemindeki paralel pasif harmonik süzgeçlerin ve yüklerin bulunduğu bir ortak bağlantı noktası için genelleştirilmiş harmonik model gözükmektedir. Bu şemadaki yüklerin süzgeç ile ortak bağlantı noktasının hem şebeke hem de yük tarafındaki ölçüm noktalarından ( $\ddot{O}N_{a-S}$ ,  $\ddot{O}N_{a-L}$ ,  $\ddot{O}N_{b-L}$ , ...,  $\ddot{O}N_{m-L}$ ) eş zamanlı olarak alınan akım ( $I_{Sa}$ ,  $I_{La}$ ,  $I_{Lb}$ , ...,  $I_{Lm}$ ) bilgisi kullanılarak harmonik modelde görülen şebeke ve yük tarafı akım kaynak genlik ve faz değerleri ( $I_{HS}$ ,  $I_{HLa}$ ,  $I_{HLb}$ , ...,  $I_{HLm}$ ) analitik olarak bulunabilir. Bunun için farklı derecelerdeki akım harmonikleri arasındaki etkileşim ihmal edilerek toplanırlık kuralı kullanılır.

Önce  $I_L^n$  ve  $I_S^n$  harmonik akımlarını veren eşitlikler yine toplanırlık kuralı uygulanarak bulunur. Bu kurala göre  $I_L^n$  akımı, Şekil 3.5'teki harmonik akım kaynaklarının yük tarafındaki harmonik katkılarının ( $I_{HS-L}^n$  ve  $I_{HL-L}^n$ );  $I_S^n$  akımı ise harmonik akım kaynaklarının şebeke tarafındaki harmonik katkılarının ( $I_{HS-S}^n$  ve  $I_{HL-S}^n$ ) vektörel toplamına eşittir. Sadece Yük-A'nın pasif bir harmonik süzgece sahip olduğu durum için (3.11)'den (3.14)'e kadarki eşitlikler matematiksel olarak elde edilir:

$$I_{Sa}^n = I_{HS-Sa}^n + I_{HLa-Sa}^n + I_{HLb-Sa}^n + \dots + I_{HLm-Sa}^n \quad (3.11)$$

$$I_{La}^n = I_{HS-La}^n + I_{HLa-La}^n + I_{HLb-La}^n + \dots + I_{HLm-La}^n \quad (3.12)$$

$$I_{Sb}^n = I_{HS-Sb}^n + I_{HLa-Sb}^n + I_{HLb-Sb}^n + \dots + I_{HLm-Sb}^n \quad (3.13)$$

$$I_{Sm}^n = I_{HS-Sm}^n + I_{HLa-Sm}^n + I_{HLb-Sm}^n + \dots + I_{HLm-Sm}^n \quad (3.14)$$

Yukarıda Süzgeç-A'ya sahip tüketici için çıkarılan (3.12) eşitliği, eğer sistemdeki süzgece sahip tüketici başkası ise o tüketici için yazılmalıdır. (3.11)'den (3.14)'e kadar olan eşitliklerdeki harmonik katkılarının bulunabilmesi için Şekil 3.7, Şekil 3.8, Şekil 3.9 ve Şekil 3.10'daki devre şemalarında gösterildiği gibi her bir akım kaynağı tek başına bırakılarak, yani diğer akım kaynakları öldürülerek açık devre haline getirilir. Böylece  $I_{HS-L}^n$  ve  $I_{HL-L}^n$  ile  $I_{HS-S}^n$  ve  $I_{HL-S}^n$  akımlarını, harmonik akım kaynakları ( $I_{HS}^n$  ve  $I_{HL}^n$ ) cinsinden veren (3.15) ile (3.30) arasındaki eşitlikler Akım Bölünme Kuralı kullanılarak elde edilir.

### **3.1.3.1. Şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum**

Şekil 3.7'de şebeke n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

$I_{HS}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,

$I_{HS-La}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I_{HS}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının yük tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HS-Sa}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I_{HS}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HS-Sb}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I_{HS}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HS-Sm}^n$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımın ( $I_{HS}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.

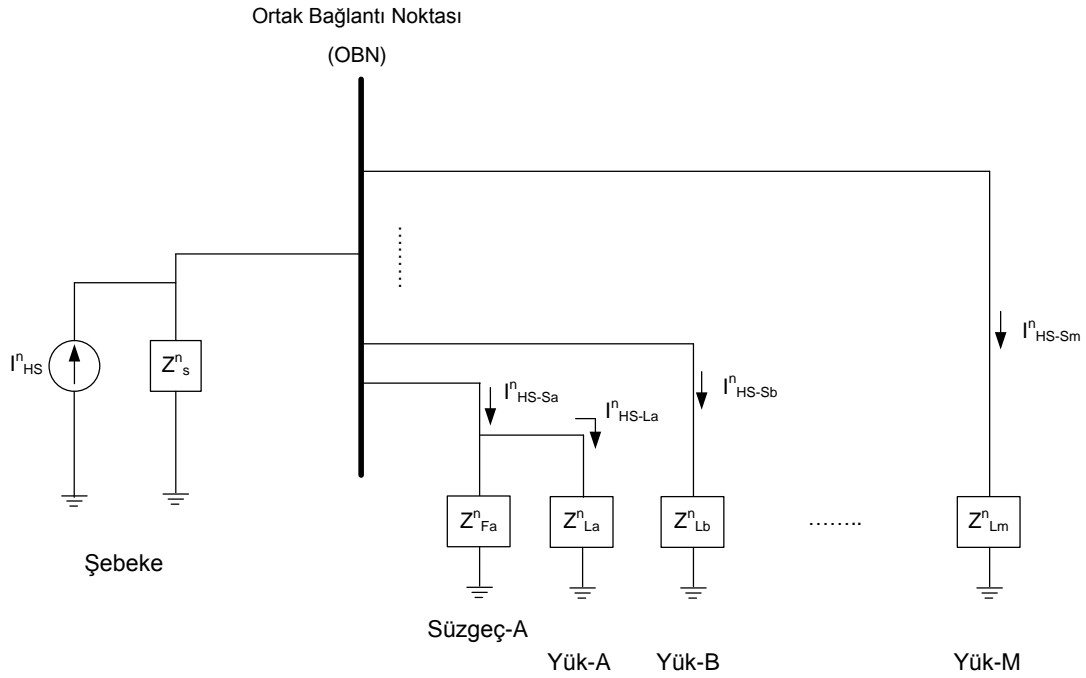
Şekil 3.7'deki harmonik modele göre:

$$I_{HS-La}^n = I_{HS}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \quad (3.15)$$

$$I_{HS-Sa}^n = I_{HS}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + (Z_{Fa}^n // Z_{La}^n)} \quad (3.16)$$

$$I_{HS-Sb}^n = I_{HS}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} \quad (3.17)$$

$$I_{HS-Sm}^n = I_{HS}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} \quad (3.18)$$



Şekil 3.7. Şebeke harmonik akım kaynağının ( $I_{HS}$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

### 3.1.3.2. Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum

Şekil 3.8'de Yük-A n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

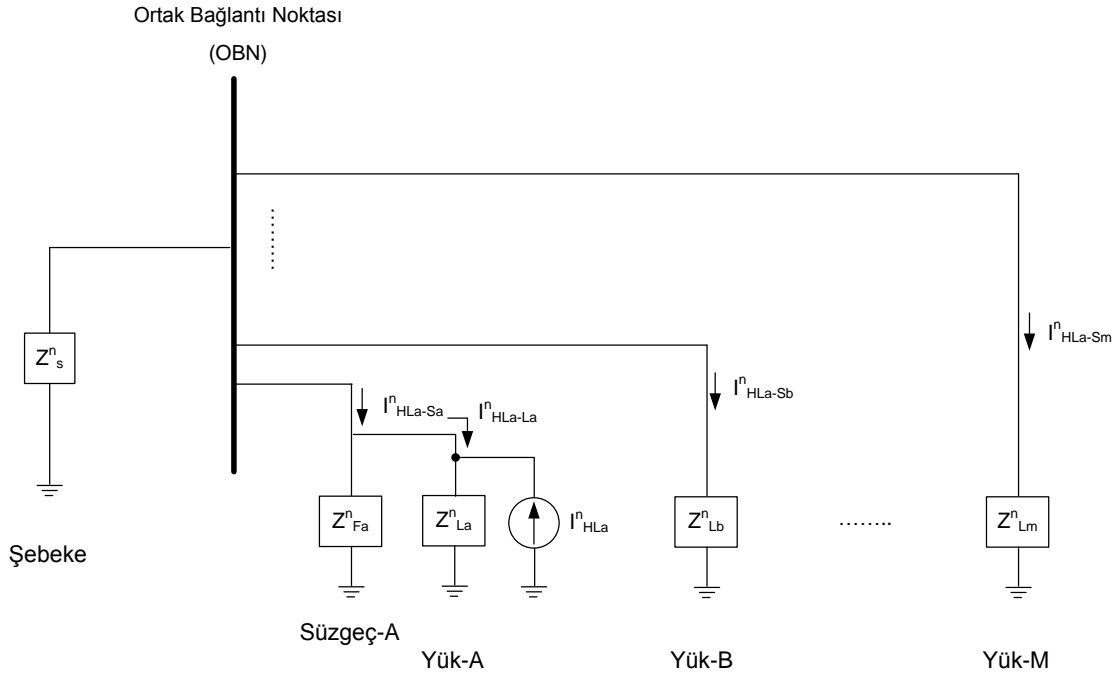
$I_{HLA}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLA-La}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının yük tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLA-Sa}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLA-Sb}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLA-Sm}^n$  Yük-A'nın ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLA}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.



Şekil 3.8. Yük-A harmonik akım kaynağının ( $I_{HLA}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

Şekil 3.8'deki harmonik modele göre:

$$I_{HLA-La}^n = I_{HLA}^n \times \left( - \frac{Z_{La}^n}{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \right) \quad (3.19)$$

$$I_{HLa-Sa}^n = I_{HLa-La}^n \times \left( -\frac{Z_{Fa}^n}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Fa}^n} \right)$$

$$I_{HLa-Sa}^n = I_{HLa}^n \times \left( -\frac{Z_{La}^n}{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \right) \times \left( \frac{Z_{Fa}^n}{(Z_s^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Fa}^n} \right) \quad (3.20)$$

$$I_{HLa-Sb}^n = I_{HLa}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{Lb}^n} \quad (3.21)$$

$$I_{HLa-Sm}^n = I_{HLa}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n)}{(Z_s^n // Z_{La}^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Ll}^n) + Z_{Lm}^n} \quad (3.22)$$

### **3.1.3.3. Yük-B n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLb}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum**

Şekil 3.9'da Yük-B n. harmonik akım kaynağının ( $I_{HLb}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

- $I_{HLb}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,
- $I_{HLb-La}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLb}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının yük tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,
- $I_{HLb-Sa}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLa}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,
- $I_{HLb-Sb}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLb}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,
- $I_{HLb-Sm}^n$  Yük-B'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLb}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

Şekil 3.9'daki harmonik modele göre:

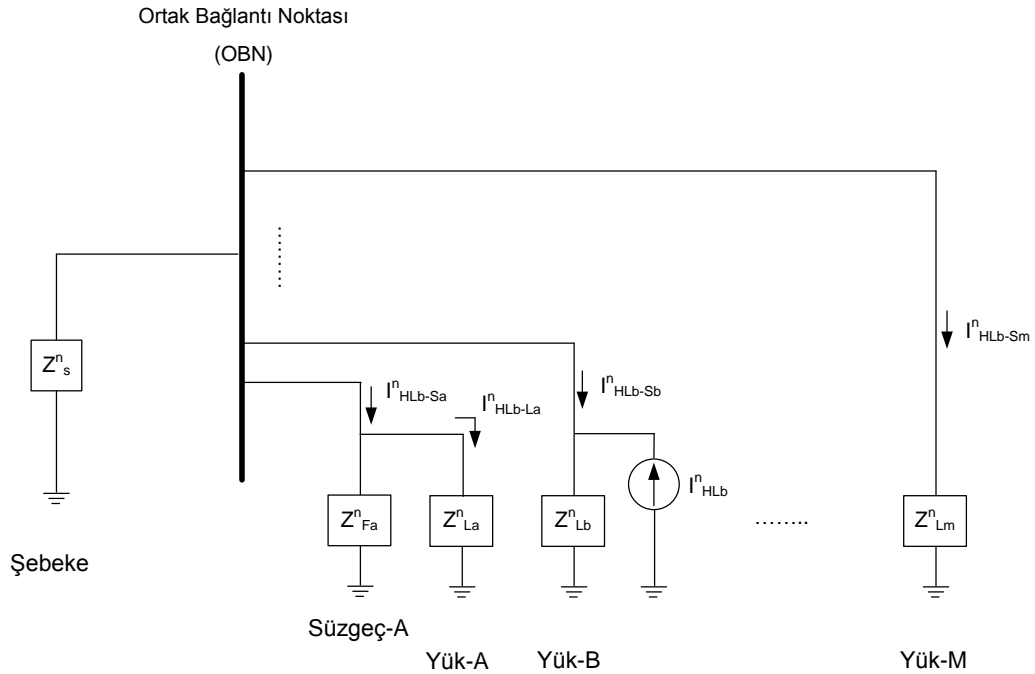


$$I^{n_{HLb-La}} = I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \quad (3.23)$$

$$I^{n_{HLb-Sa}} = I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \quad (3.24)$$

$$I^{n_{HLb-Sb}} = I^{n_{HLb}} \times \left( - \frac{Z^n_{Lb}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right) \quad (3.25)$$

$$I^{n_{HLb-Sm}} = I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \quad (3.26)$$



Şekil 3.9. Yük-B harmonik akım kaynağının ( $I^{n_{HLb}}$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

### 3.1.3.4. Yük-M n. harmonik akım kaynağının ( $I^{n_{HLm}}$ ) tek başına bırakıldığı durum

Şekil 3.10'da Yük-M n. harmonik akım kaynağının ( $I^{n_{HLm}}$ ) tek başına bırakıldığı durum gösterilmiştir. Bu şekilde:

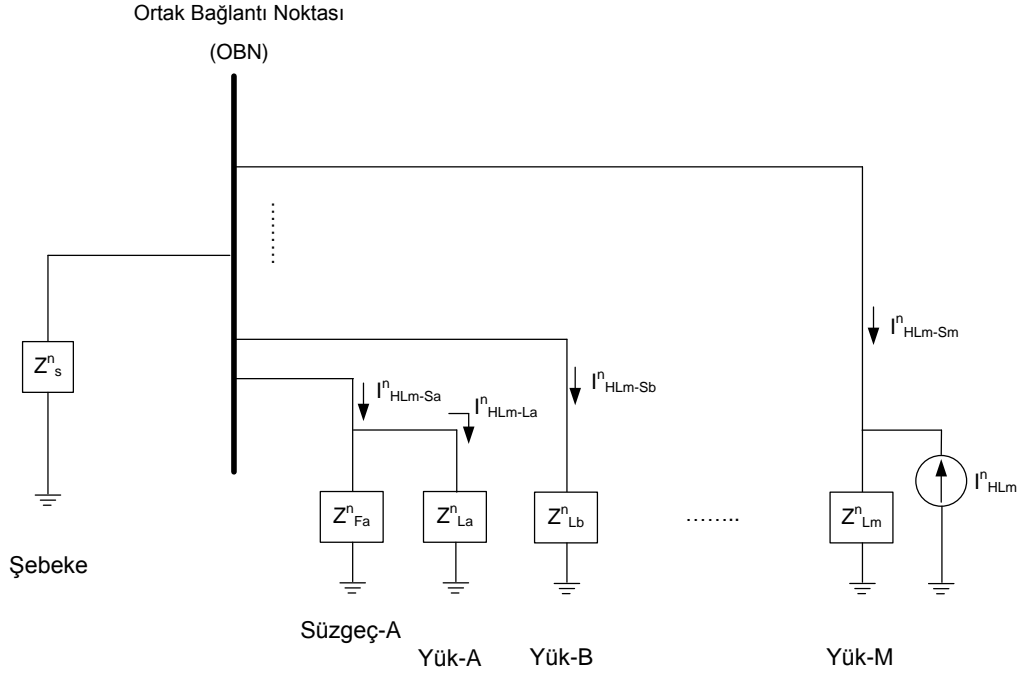
$I^{n_{HLm}}$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I_{HLm-La}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının yük tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLm-Sa}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-A ile Süzgeç-A ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLm-Sb}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-B fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{HLm-Sm}^n$  Yük-M'nin ürettiği n. harmonik akımın ( $I_{HLm}^n$ ) Yük-M fiderinde oluşturduğu n. harmonik akım katkısıdır.



Şekil 3.10. Yük-M harmonik akım kaynağının ( $I_{HLm}^n$ ) tek başına bırakıldığı durum için harmonik model.

Şekil 3.10'daki harmonik modele göre:

$$I_{HLm-La}^n = I_{HLm}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n)}{(Z_s^n // Z_{Fa}^n // Z_{Lb}^n // \dots // Z_{Lm}^n) + Z_{La}^n} \quad (3.27)$$

$$I^{n_{HLm-Sa}} = I^{n_{HLm}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \quad (3.28)$$

$$I^{n_{HLm-Sb}} = I^{n_{HLm}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \quad (3.29)$$

$$I^{n_{HLm-Sm}} = I^{n_{HLm}} \times \left( - \frac{Z^n_{Lm}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right) \quad (3.30)$$

Yük fiderlerinde ölçülen harmonik akımların Şekil 3.5'teki harmonik akım katkıları cinsinden bulunabileceğini gösteren (3.11)'den (3.14)'e kadarki eşitliklerde harmonik katkı terimleri yerine (3.15) ile (3.30) arasındaki verilen eşitlikler yazılır. Sonuçta, (3.31)'den (3.34)'e kadar olan doğrusal bağımsız eşitlikler elde edilir:

$$\begin{aligned} I^{n_{La}} = & \left[ I^{n_{HS}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right] \\ & + \left[ I^{n_{HLa}} \times \left( - \frac{Z^n_{La}}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right) \right] \\ & + \left[ I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right] \\ & \dots + \left[ I^{n_{HLm}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right] \end{aligned} \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned} I^{n_{Sa}} = & \left[ I^{n_{HS}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \right] + \dots \\ & + \left[ I^{n_{HLa}} \times \left( - \frac{Z^n_{La}}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right) \right] \\ & \times \left( \frac{Z^n_{Fa}}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Fa}} \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \left[ I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \right] \\
& \dots + \left[ I^{n_{HLm}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \right] + \dots
\end{aligned} \tag{3.32}$$

$$\begin{aligned}
I^{n_{Sb}} &= \left[ I^{n_{HS}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right] \\
& + \left[ I^{n_{HLa}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right] \\
& + \left[ I^{n_{HLb}} \times \left( - \frac{Z^n_{Lb}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right) \right] \\
& \dots + \left[ I^{n_{HLm}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \right]
\end{aligned} \tag{3.33}$$

$$\begin{aligned}
I^{n_{Sm}} &= \left[ I^{n_{HS}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right] \\
& + \left[ I^{n_{HLa}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right] \\
& + \left[ I^{n_{HLb}} \times \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right] \\
& \dots + \left[ I^{n_{HLm}} \times \left( - \frac{Z^n_{Lm}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right) \right]
\end{aligned} \tag{3.34}$$

Yukarıda bulunan eşitlikler (3.38)'de görülen matris çarpımı şeklinde de yazılabilir. (3.38) eşitliği ise sırasıyla (3.35), (3.36) ve (3.37) eşitliklerindeki Y, X ve A matrislerinden oluşmaktadır. (3.37)'de görülen Y matrisi IEC 61000-4-7 standardında belirtilen harmonik hesaplama yöntemi kullanılarak bulunan, ölçüm

yapılan noktalardaki harmonik akım değerlerini barındırır. (3.36) eşitliğindeki X matrisi de Şekil 3.5'teki genelleştirilmiş harmonik modelde gözüken, yüklerin ürettiği ile Şebekeden gelen harmonik akımların modellendiği harmonik akım kaynaklarını içerir. (3.37)'deki A matrisi, her faz ve harmonik derecesi için bulunan sistem parametreleri ile yk ve Şebeke empedansı değerlerinden oluşur. Bu eşitliğin zlerek X matrisinin bulunabilmesi için A matrisini oluşturan eşitliklerin kendi aralarında doğrusal bağımsız olması ve böylece A matrisinin tekil olmayan (nonsingular), yani ters çevrilebilir bir matris olması gerekmektedir. Şekil 3.5'teki harmonik akım kaynaklarının yer aldığı X matrisi, (3.39)'daki eşitlik kullanılarak üzülür.

$$Y = \begin{bmatrix} I^n_{La} & I^n_{Sa} & I^n_{Sb} & \cdot & \cdot & I^n_{Sm} \end{bmatrix}^T \quad (3.35)$$

$$X = \begin{bmatrix} I^n_{HS} & I^n_{HLa} & I^n_{HLb} & \cdot & \cdot & I^n_{HLM} \end{bmatrix}^T \quad (3.36)$$

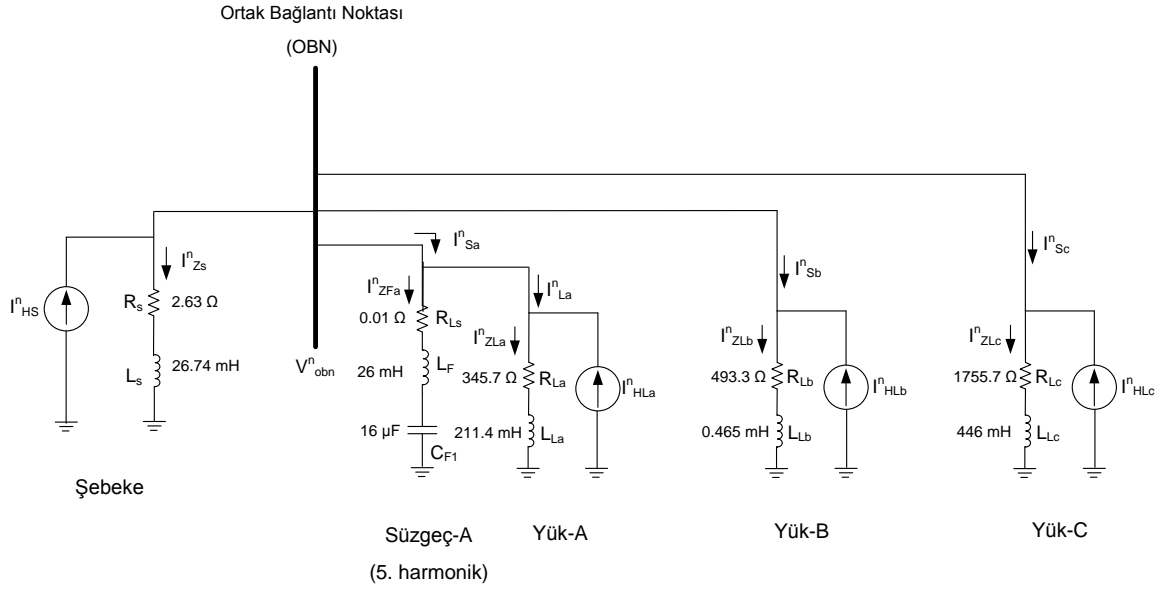
$$A = \begin{bmatrix} \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} & \left( \frac{Z^n_{La}}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right) & \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // Z^n_{Lc} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \\ \left( -\frac{Z^n_{La}}{(Z^n_s // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{La}} \right) & \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} & \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + (Z^n_{Fa} // Z^n_{La})} \\ \times \left( \frac{Z^n_{Fa}}{(Z^n_s // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Fa}} \right) & \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} & \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // \dots // Z^n_{Lm}) + Z^n_{Lb}} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} & \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} & \frac{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll})}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} & \cdot & \cdot & \cdot & \left( \frac{Z^n_{Lm}}{(Z^n_s // Z^n_{La} // Z^n_{Fa} // Z^n_{Lb} // \dots // Z^n_{Ll}) + Z^n_{Lm}} \right) \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$Y = AX \quad (3.38)$$

$$X = A^{-1}Y \quad (3.39)$$

### 3.2. Önerilen Yöntemin Bilgisayar Benzetimleriyle Doğrulanması

Bir önceki kısımda önerilen, şebeke tarafından gelen ve yüklerin ürettiği harmonik akım katkılarının bulunmasını sağlayan yöntemin doğrulanabilmesi için bu bölümde PSCAD/EMTDC ve MATLAB bilgisayar benzetim yazılım ortamları kullanılarak bir doğrulama çalışması yapılmıştır.



Şekil 3.11. Önerilen yöntemin doğruluğunun sınanması için hazırlanmış tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması.

Şekil 3.11’de bilgisayar benzetimi yapılan tek fazlı elektrik sisteminin devre şeması görülmektedir. Şemada Yük-A’nın şebeke ile ortak bağlantı noktasındaki paralel harmonik süzgeci olan Süzgeç-A, Yük-A’nın ürettiği 5. harmonik akımların şebeke tarafına doğru gitmesini engellemek için bulunur. Dolayısıyla yüklerin ve şebekenin harmonik akım katkılarını bulmak için yapılan devrenin analitik çözümlemesinde, modeldeki tüm yüklerin giriş fiderleriyle birlikte Süzgeç-A ile Yük-A’nın ortak bağlantı noktasının yük tarafındaki akım ( $I_{La}^n$ ) için de (3.31) eşitliğine uygun doğrusal bağımsız bir eşitlik çıkarılmıştır. Bu şemaya uygun PSCAD/EMTDC ortamında kurulan benzetim şeması ise EK-6’da verilmiştir.

Yapılan benzetim çalışmasında harmonik akım kaynakları, elektrik sistemindeki ortak bağlantı noktasına doğru aynı anda farklı derece ve genliklerde harmonik akım basmaktadır.

Bu benzetim ile önerilen yöntemin sınanmasında da, tez çalışmasının “2.2. Önerilen Yöntemin Bilgisayar Benzetimleriyle Doğrulanması” başlıklı bölümünde izlenen yol takip edilmiştir. Sadece burada izlenen yoldaki farklılık, önerilen yöntemin pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı olması sebebiyle, PSCAD/EMTDC benzetiminden çıkan ve Çizelge 3.2’deki gri renkli hücrelerin içerisinde gösterilen ortak bağlantı noktasındaki gerilim harmonik bileşenleri MATLAB ortamında girdi olarak kullanılmamıştır.

### 3.2.1. Bilgisayar benzetim sonuçları

Önerilen yöntemin uygulamasında, EK-6’daki PSCAD/EMTDC benzetimine girilen harmonik akım değerleri Çizelge 3.1’de görülmektedir. Çizelge 3.2’de ise PSCAD/EMTDC benzetiminden elde edilen ortak bağlantı noktası gerilim harmonik bileşen değerleri ile ölçüm noktalarındaki harmonik akım değerleri verilmektedir. Bu değerlerden harmonik akım değerleri, daha sonra önerilen yöntemin kullanıldığı yazılımın olduğu MATLAB ortamına girilerek harmonik akım katkılarını oluşturan Çizelge 3.3’teki harmonik akım kaynaklarının değerleri bulunmaktadır. Çizelge 3.1’deki harmonik akım kaynağı genlik değerleri ile MATLAB ortamında elde edilen sonuçların verildiği Çizelge 3.3’teki harmonik akım kaynağı genlik değerlerinin birbirine çok yakın olması, önerilen yöntem uygulanırken kurulan eşitliklerin ve dolayısıyla (3.37)’deki A matrisinin doğru olduğunu ispatlamaktadır.

Çizelge 3.1. PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim girdileri

|                       | <b>Harmonik Derecesi</b> | $I_{HS}$ | $I_{HLa}$ | $I_{HLb}$ | $I_{HLc}$ |
|-----------------------|--------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | <b>2</b>                 | 30,00    | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>3</b>                 | 50,00    | 0,00      | 100,00    | 0,00      |
|                       | <b>5</b>                 | 80,00    | 50,00     | 0,00      | 0,00      |
|                       | <b>7</b>                 | 100,00   | 0,00      | 0,00      | 150,00    |



Çizelge 3.2. PSCAD/EMTDC ortamındaki benzetim çıktıları

|                       | Harmonik Derecesi | $V_{obn}$ | $I_{sa}$ | $I_{La}$ | $I_{sb}$ | $I_{sc}$ |
|-----------------------|-------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | 2                 | 1703,53   | 19,32    | 4,60     | 50,97    | 11,58    |
|                       | 3                 | 415,06    | 9,45     | 1,04     | 47,89    | 4,78     |
|                       | 5                 | 138,24    | 78,52    | 49,79    | 2,78     | 4,57     |
|                       | 7                 | 370,84    | 13,39    | 0,64     | 4,30     | 75,85    |
| <b>Faz (Derece)</b>   | 2                 | -53,78    | 23,37    | -74,80   | 32,31    | 31,52    |
|                       | 3                 | -1,61     | 82,90    | -31,57   | -93,32   | 85,69    |
|                       | 5                 | -0,93     | -90,46   | 89,69    | -85,13   | 88,19    |
|                       | 7                 | -0,89     | -89,24   | -54,27   | -80,84   | -91,07   |

Çizelge 3.3. Önerilen harmonik akım katkı bulma yöntemi (MATLAB ortamındaki) sonuçları

|                       | Harmonik Derecesi | $I_{HS}$ | $I_{HLa}$ | $I_{HLb}$ | $I_{HLc}$ |
|-----------------------|-------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Genlik (A-RMS)</b> | 2                 | 30,01    | 0,00      | 0,000     | 0,000     |
|                       | 3                 | 50,00    | 0,00      | 100,00    | 0,00      |
|                       | 5                 | 80,00    | 49,98     | 0,00      | 0,00      |
|                       | 7                 | 100,00   | 0,00      | 0,00      | 149,99    |
| <b>Hata (%)</b>       | 2                 | -0,03    | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | 3                 | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                       | 5                 | 0,00     | 0,02      | 0,00      | 0,00      |
|                       | 7                 | 0,00     | 0,00      | 0,00      | 0,01      |

### 3.3. Önerilen Yöntemin Ölçüm Verileriyle Doğrulanması

Bu bölümde önerilen yöntemin doğruluğunun sınanması için yapılan saha ölçümleri tez çalışmasının “2.3. Önerilen Yöntemin Ölçüm Verileriyle Doğrulanması” başlıklı kısmında, donanımsal ve yazılımsal yapısından ayrıntılarıyla bahsedilen  $PQ^+$  Çözümleyicileri ile gerçekleştirilmiştir.

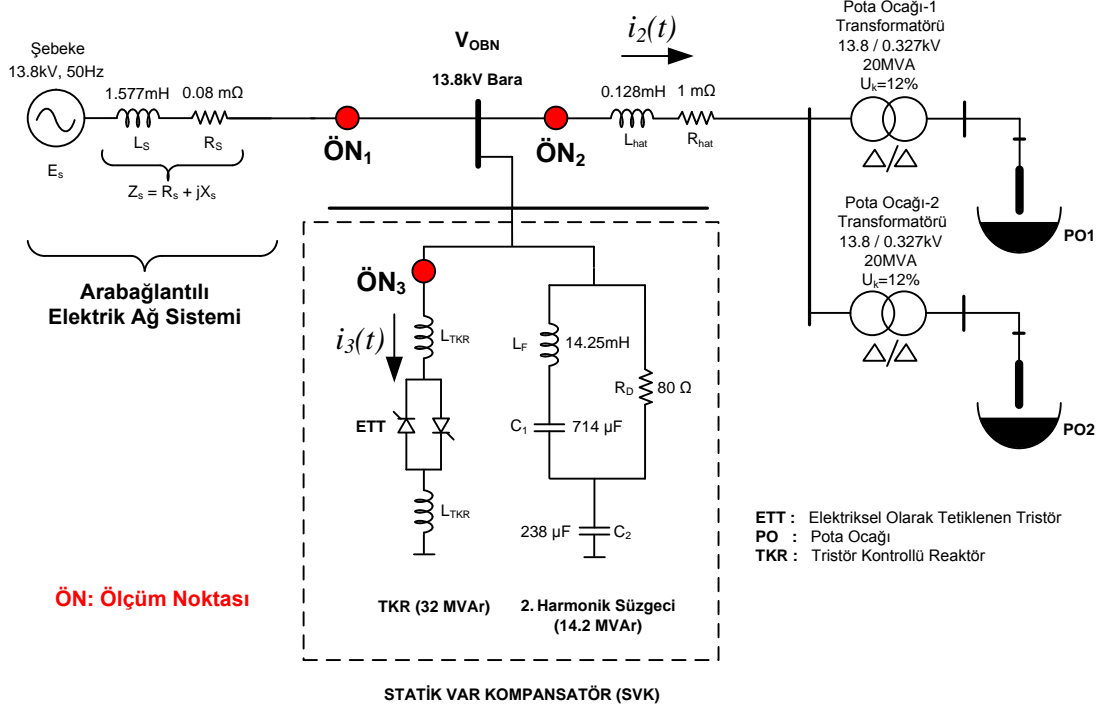
### 3.3.1. Ereğli Demir Çelik Anonim Şirketi (ERDEMİR A.Ş.) tesislerinde önerilen yöntemin uygulama sonuçları

Önerilen yöntemin gerçek bir elektrik sistemi üzerinde uygulama sonuçlarını görmek için Türkiye Elektrik İletim Sistemi ile ortak bağlantı noktası 13,8 kV gerilim seviyesi olan Ereğli Demir Çelik Anonim Şirketi (ERDEMİR A.Ş.) tesislerinde detaylı bir çalışma yapılmıştır. Çalışılan bu işletmede, hurda metalden demir-çelik üretimi yapan iki adet pota ocağı ile bu pota ocaklarının hem endüktif reaktif güç ihtiyaçlarını dengeleyebilmek hem de harmoniklerini süzebilmek için bir adet Statik VAr Kompanzatorü (SVK) kurulu bulunmaktadır.

Çalışma yapılan ERDEMİR A.Ş. tesisinin genel bir tek hat şeması Şekil 3.12'de görülmektedir. Bu tek hat şeması üzerinde  $PQ^+$  Çözümleyicileri ile eş zamanlı ölçüm yapılan noktalar ayrıntılı olarak gösterilmektedir. Buna göre tesisin iletim sistemi ile ortak bağlantı noktası olan 13.8 kV barasının gerilim bilgisi yüksek doğruluğa sahip elektronik tip rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörleri (RKG T) kullanılarak, diğer tüm fider akımları ise konvansiyonel tip akım ölçü transformatörleri üzerinden alınmıştır. Kullanılan "Trench" marka rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörlerinin frekans bant genişliği 1 MHz'dir. Buna rağmen transformatör üzerinden alınan gerilim bilgisi, EK-7'de verilen, üretici firmadan alınmış rutin test raporlarındaki frekansı 5 kHz'e kadarki harmonik bileşenleri için hem açı hem de genlik kalibrasyon düzeltme katsayıları ile kalibre edilmiştir [64].

Şekil 3.12'de görüldüğü gibi ERDEMİR A.Ş. tesisinin elektrik şebekesi ile 13.8 kV ortak bağlantı noktasına pota ocağı yükleri ile birlikte aynı zamanda tesise ait olan SVK sistemi de bağlıdır. SVK sisteminin buradaki işlevi, temelde yönetmeliklerde geçen reaktif/aktif enerji oranı sınır değerlerini sağlayabilmek için pota ocağının hızlı değişen endüktif reaktif güç ihtiyacını içerisindeki tristör kontrollü reaktörler (TKR) ve bunlara paralel kondansatör grupları ile karşılamaktır. TKR sistemleri, içerisindeki yarı iletkenler olan tristörlerin anahtarlama açılımlarına ve dengesiz çalışma durumlarına bağlı olarak doğrusal olmayan bir yük gibi davranırlar. TKR sistemlerinin bu şekilde akım ve gerilim karakteristiğinin doğrusal olmaması, temel bileşen olan 50 Hz'in tam katlarındaki frekanslara sahip harmonikler üretmesine sebep olur. Dolayısıyla SVK sistemlerinin içerisindeki paralel kondansatör grupları reaktif güç kompanzasyonu yapmasının yanında aynı zamanda TKR sisteminin ve

yükün ürettiği harmonikleri süzmek için de kullanılır. Bu nedenle kondansatör grupları, kondansatörlere seri olarak bağlanan reaktörler yardımıyla belli harmonik frekanslarına ayarlanarak paralel pasif harmonik süzgeci olarak çalıştırılırlar [64]. Şekil 3.12’de görülen 2. harmonik süzgeci de bu amaçla, özellikle yükün ürettiği 2. harmonik akımlarını süzmek için SVK sistemi içerisine tesis edilmiştir.



Şekil 3.12. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki SVK sistemi ve pota ocağı yükleri ile ölçüm noktalarının tek hat şeması üzerinde ayrıntılı gösterimi.

Yukarıda bahsedildiği gibi TKR sistemi harmonik kaynağı olan bir yük gibi davrandığından Pota Ocağı-1, Pota Ocağı-2 ve TKR akımlarının toplamı tek bir yük akımı kabul edilmiştir. Bu yüzden gerçekleştirilen ölçümde pota ocağı yükleri ile birlikte eş zamanlı olarak TKR sisteminin çektiği akım bilgisi de kaydedilmiştir. Böylece ÖN<sub>2</sub> ile ÖN<sub>3</sub> ölçüm noktalarından alınan, sırasıyla pota ocakları ( $i_2(t)$ ) ve TKR sistemi ( $i_3(t)$ ) anlık akım değerleri toplanarak:

$$i_L(t) = i_2(t) + i_3(t) \quad (3.40)$$

toplam yük akım anlık değerleri ( $i_L(t)$ ) elde edilmiştir.

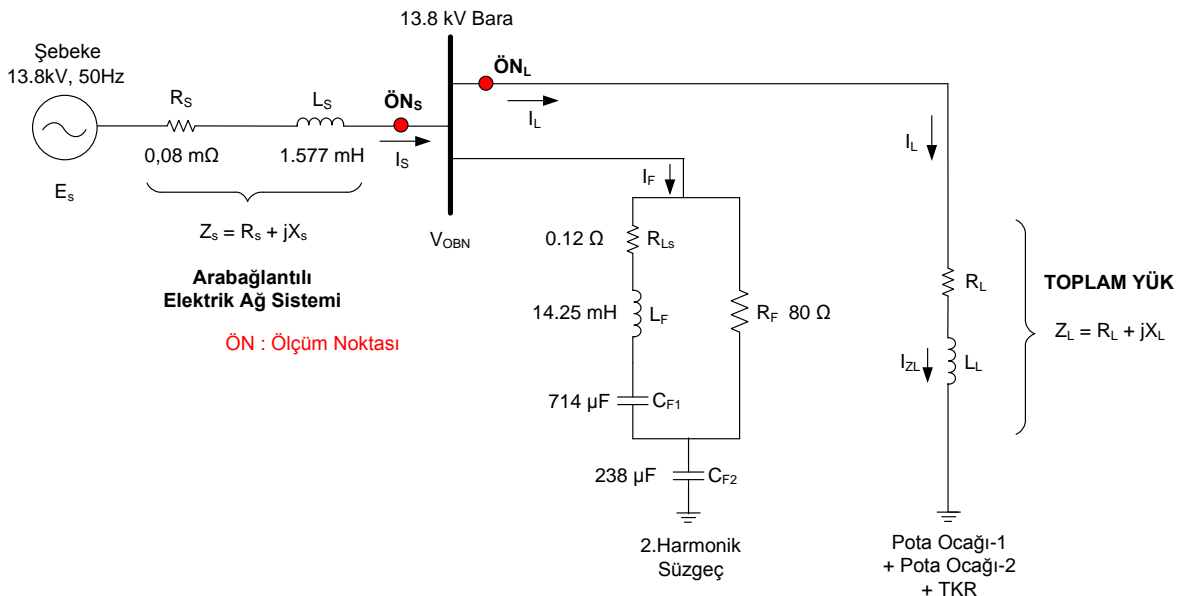
Daha sonra da tez çalışmasının “2.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma” başlıklı bölümündeki Şekil 2.3’te detaylı olarak açıklanan yük empedansı

( $Z_L$ ) bulma yöntemine göre, toplam yük akımı temel bileşeni ile ortak bağlantı noktasından ölçülen gerilim temel bileşeni arasındaki faz açısına bakılarak  $Z_L$ 'nin, seri rezistif-endüktif (R-L) veya seri rezistif-kapasitif (R-C) eşdeğer bileşenleri hesaplanır. Bundan dolayı Şekil 3.13'te görüldüğü gibi, endüktif reaktif güç talep etmesi beklenen pota ocakları ile reaktörler barındıran TKR sistemi seri rezistif-endüktif (R-L) bileşenlere sahip bir yük olduğu varsayılarak modellenmiştir.

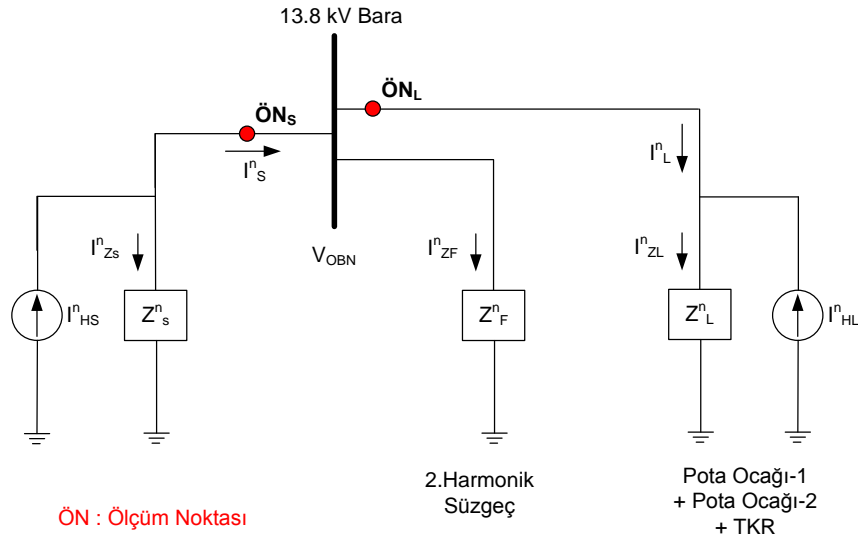
Şekil 3.12'de verilen, SVK sistemi içerisindeki 2. harmonik süzgeci girişinden herhangi bir akım bilgisi alınmamıştır.

Arabağlantılı elektrik ağ sistemi ile tesisin ortak bağlantı noktası olan 13.8 kV baraya enerji sağlayan fiderlerin toplam etkisi Şekil 3.12'de, gerilim kaynağı  $E_s$  ve Thevenin Devre Teoremi'ne göre seri kaynak empedansı  $Z_s = R_s + jX_s$  olarak temsil edilmektedir. Kurulan modeldeki  $Z_s$ , ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yüklerin ortak bağlantı noktasında gördüğü şebeke empedansına karşılık gelmektedir. Sonuç olarak  $Z_s$ , ERDEMİR A.Ş. tesisinden geriye kalan bütün arabağlantılı elektrik ağ sisteminin bir ifadesidir.

Bu bilgiler ışığında ERDEMİR A.Ş. tesisinin tek hat şeması Şekil 3.13'teki gibi basitleştirilebilir.



Şekil 3.13. ERDEMİR A.Ş. tesisinin basitleştirilmiş tek hat şeması üzerinde ölçüm noktalarının gösterimi.



Şekil 3.14. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yüklerin, süzgecin ve şebekenin tek faz norton eşdeğer devre harmonik modeli.

Şekil 3.14'teki;

$Z^n_s$  n. derece harmonik frekansındaki şebeke empedansdır,

$Z^n_L$  n. derece harmonik frekansındaki yük empedansdır,

$Z^n_{ZF}$  n. derece harmonik frekansındaki süzgeç empedansdır,

$I^n_{HS}$  Şebeke tarafından gelen n. harmonik akımıdır,

$I^n_{HL}$  Yüklerin ürettiği n. harmonik akımıdır,

$I^n_L$  Yükler ile süzgecin ortak bağlantı noktasının yük tarafında ( $ÖN_L$ ) ölçülen n. harmonik akımıdır,

$I^n_S$  Yükler ile süzgecin ortak bağlantı noktasının şebeke tarafında ( $ÖN_s$ ) ölçülen n. harmonik akımıdır,

$I^n_{ZF}$  Süzgeç empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,

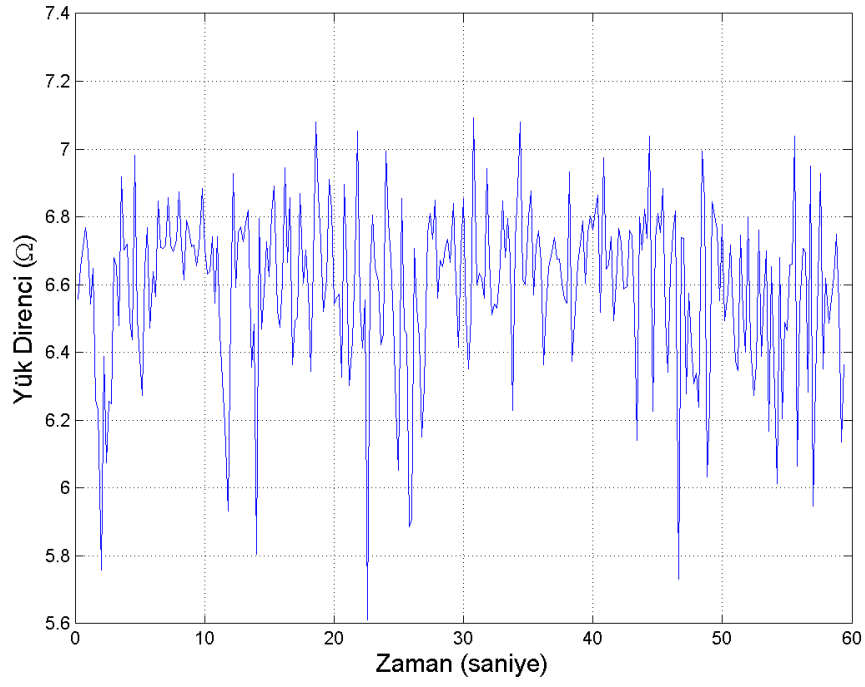
$I^n_{ZL}$  Yük empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır,

$I^n_{Zs}$  Şebeke empedansı üzerinden geçen n. harmonik akımıdır.

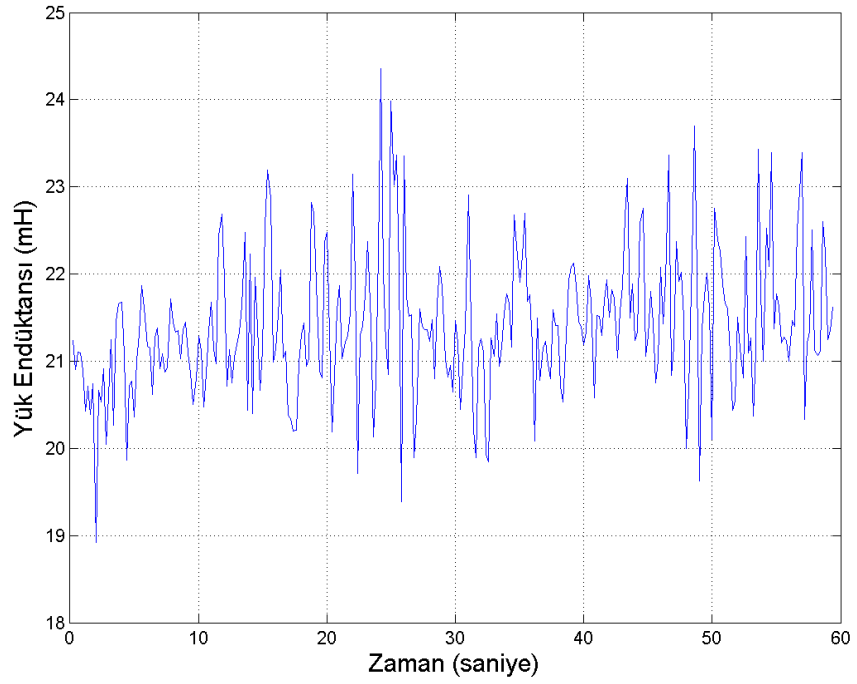
ERDEMİR A.Ş. tesisinde elektrik iletim sistemi ile 13.8 kV ortak bağlantı noktasında bu bölümde önerilen yöntem uygulanmıştır. Yük olarak kabul edilmiş Pota Ocağı-1, Pota Ocağı-2 ile TKR sistemi, tiplerine bakılmaksızın tek bir yük olarak düşünülmüş; bu tez çalışmasının “3.1. Yöntemin Genelleştirilmesi” başlıklı kısmında ayrıntılı olarak bahsedilen yöntemle göre yükler, süzgeç ve şebeke için 13.8 kV gerilim seviyesinde Şekil 3.14’teki Norton eşdeğer devre harmonik modeli oluşturulmuştur.

Şekil 3.12’deki modelde gözükten 13.8 kV ortak bağlantı noktasındaki pota ocakları, TKR sistemi ile pasif harmonik süzgecinin girişlerine (sırasıyla  $\text{ÖN}_1$ ,  $\text{ÖN}_2$ ,  $\text{ÖN}_3$ ) bağlanmış 3 adet  $PQ^+$  Çözümleyicisi ile üç faz akım ve gerilim dalga şekilleri kendi aralarında eş zamanlı olarak ham veri biçiminde, kanal başına 25.6 kHz örnekleme hızında 10 dakika süreyle kaydedilmiştir. Ölçümlerin gerçekleştiği süre boyunca tesisin normal çalışma şartlarında çalışması, böylece ölçüm sırasında 13.8 kV gerilim seviyesindeki bütün yükler ve SVK sisteminin çektiği güçlerin kendi anma değerlerinde olması sağlanmıştır. Ancak tez çalışmasının bu bölümünde 10 dakikalık ölçümün yükün tipik karakteristiğinin var olduğu 1 dakikalık bölümü incelenerek Şekil 3.15, Şekil 3.16 ve Şekil 3.17’de verilen grafikler hazırlanmıştır. Bu bölümdeki tüm harmonik hesaplamaları IEC 61000-4-7’de belirtilen yöntemle göre gerçekleştirilmiş, değerlendirilmeler de ülkemizde yürürlükte bulunan yönetmeliklere uygun olarak yapılmıştır.

Bu tez çalışmasında ERDEMİR A.Ş.’de uygulanan harmonik akım katkısı bulma yöntemine göre sadece A fazı dikkate alınmıştır. Dolayısıyla önce Şekil 3.14’te görülen harmonik model A fazına ait her harmonik derecesi için kurulmuştur. Bu modeldeki şebeke ( $Z_s^n$ ) ve yük empedansını ( $Z_L^n$ ) oluşturan rezistif (R) ve endüktif (L) bileşenler; 13.8 kV gerilim seviyesindeki ölçüm noktalarından alınan akım ve gerilim bilgileri kullanılarak tezin “3.1.1. Şebeke ( $Z_s$ ) ve yük empedanslarını ( $Z_L$ ) bulma” başlıklı kısmında anlatıldığı şekilde her harmonik derecesi için bulunmuştur. Daha sonra da “3.1.2. süzgeç empedanslarını ( $Z_F$ ) bulma” başlıklı kısımda detaylı olarak verilen yol izlenerek SVK sistemine dâhil olan 2. harmonik süzgecin empedansı ( $Z_f^n$ ) hesaplanmıştır. IEC 61000-4-7 standardında önerildiği şekilde bulunmuş yüke ait rezistif ( $R_L$ ) ve endüktif ( $L_L$ ) bileşenlerin 10 çevrimlik değerlerine ait değişim grafikleri Şekil 3.15’te görülmektedir.



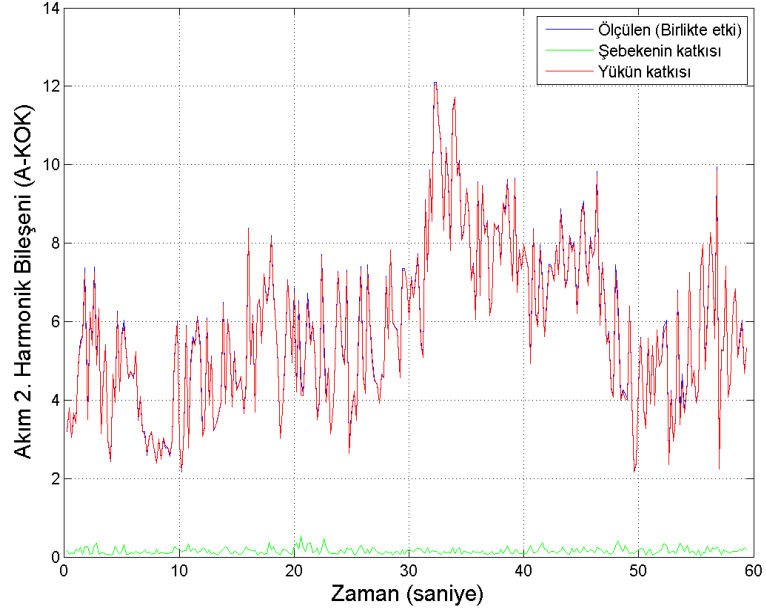
(a) Yük direnç ( $R_L$ ) değişimi



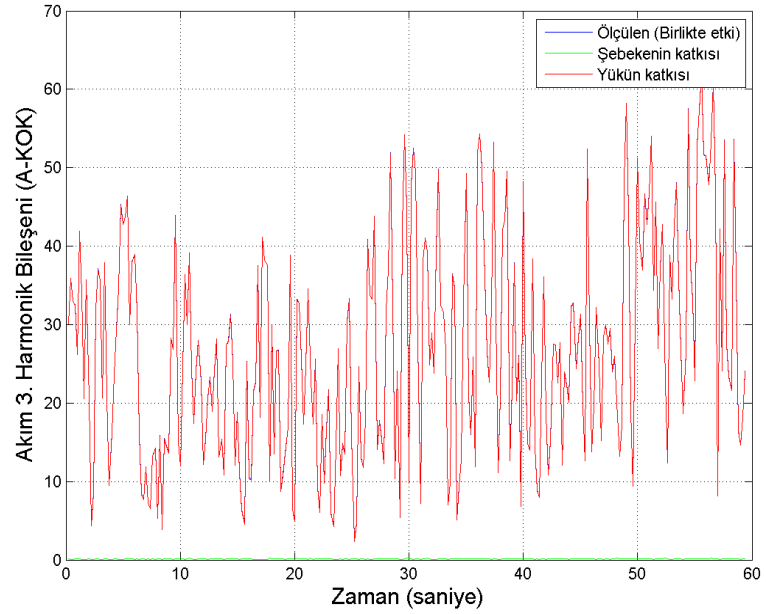
(b) Yük endüktans ( $L_L$ ) değişimi

Şekil 3.15. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yük direnç ( $R_L$ ) ve endüktans ( $L_L$ ) değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

Şekil 3.15'te görülen, yüke ait direnç ( $R_L$ ) ve endüktans ( $L_L$ ) değişimleri incelendiğinde tez çalışmasının “3.1.1.1. Geçici rejim durumlarının değerlendirilmesi” başlıklı bölümünde bahsedilen yöntemle göre ölçüm süresi boyunca herhangi bir transformatör enerjilendirilmesi yaşanmadığı görülmektedir. Dolayısıyla harmonik hesaplamaları ölçüm süresinin tamamı için yapılmıştır.

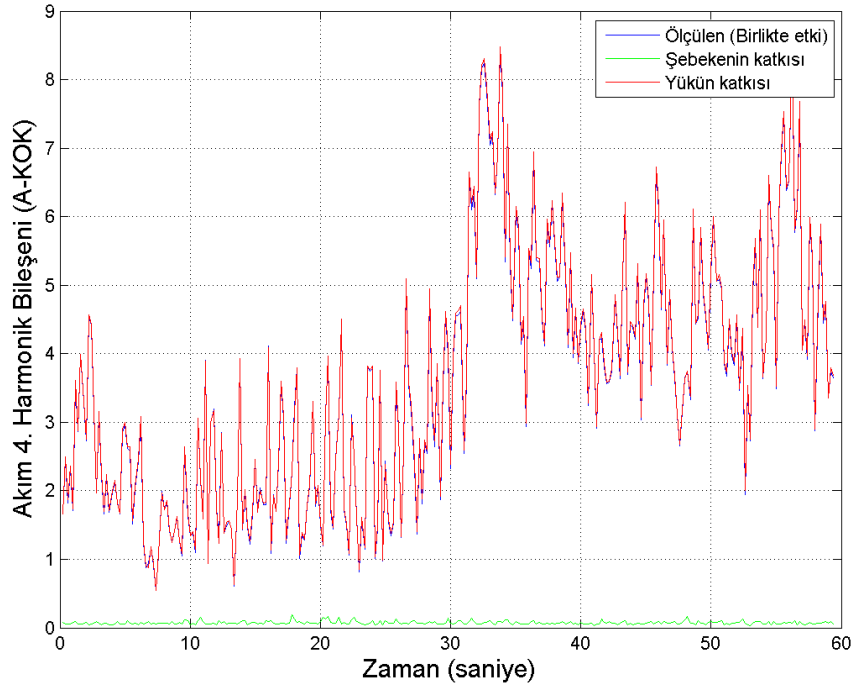


(a) 2. harmonik akım bileşen değişimleri.

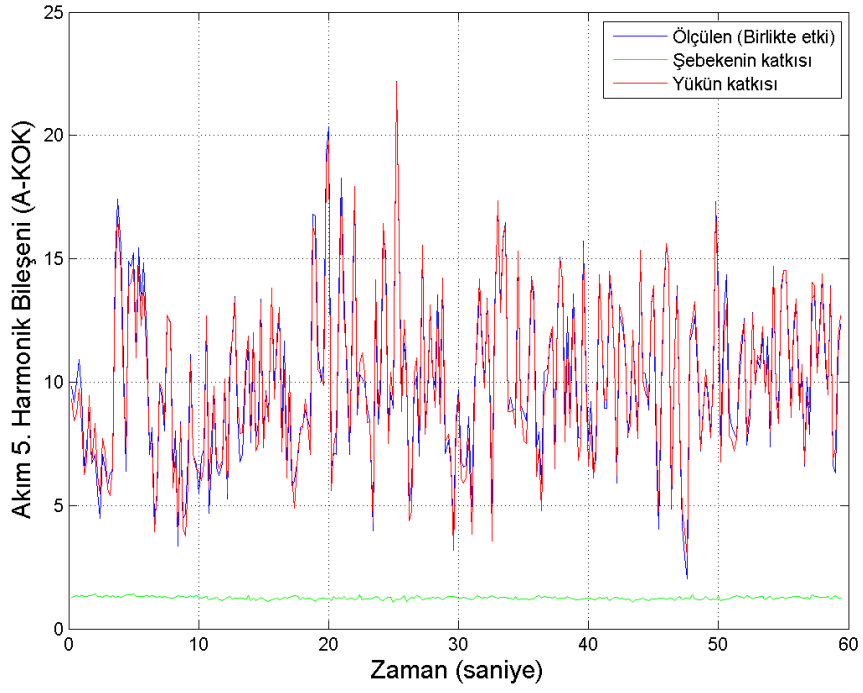


(b) 3. harmonik akım bileşen değişimleri.

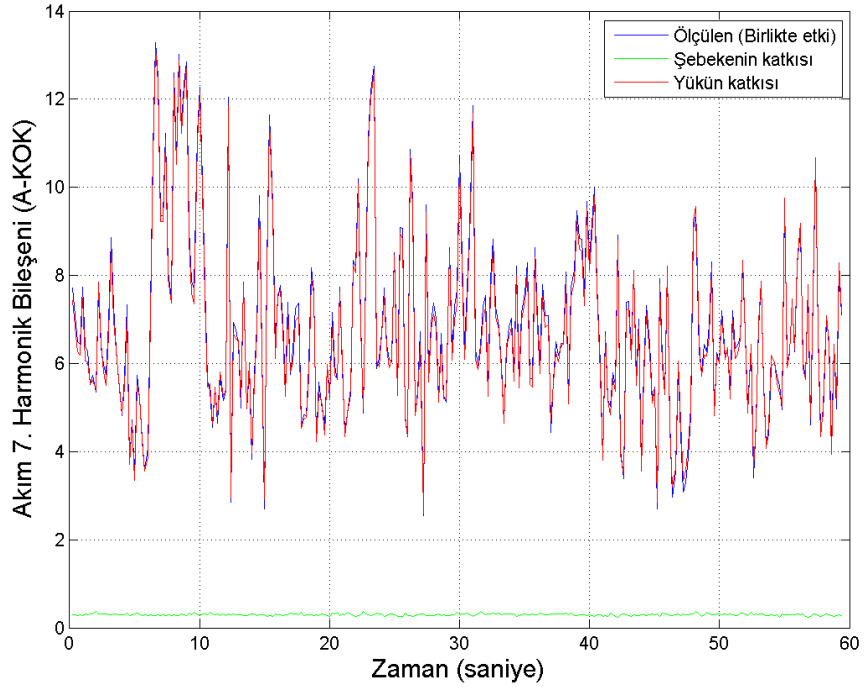




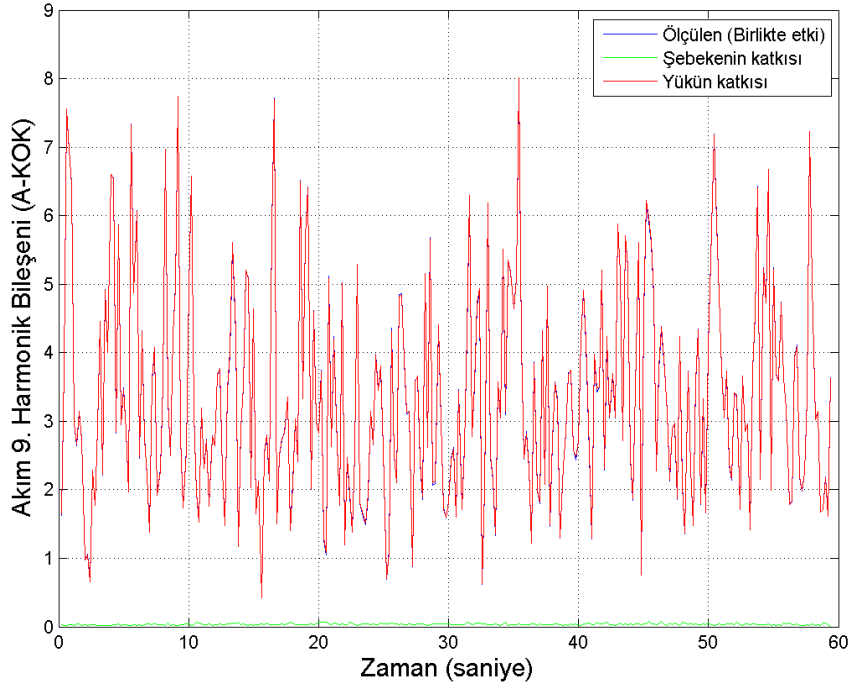
(c) 4. harmonik akım bileşen değişimleri.



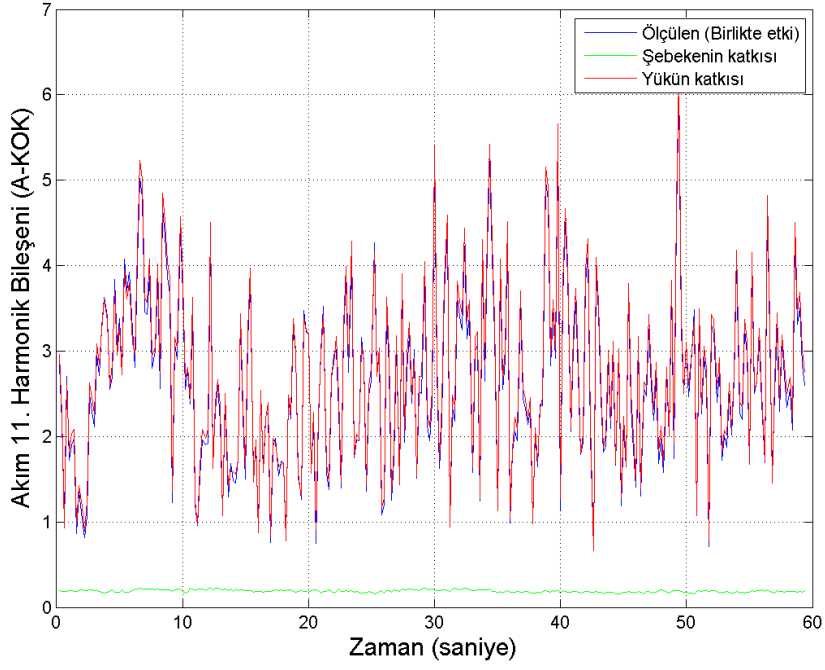
(d) 5. harmonik akım bileşen değişimleri.



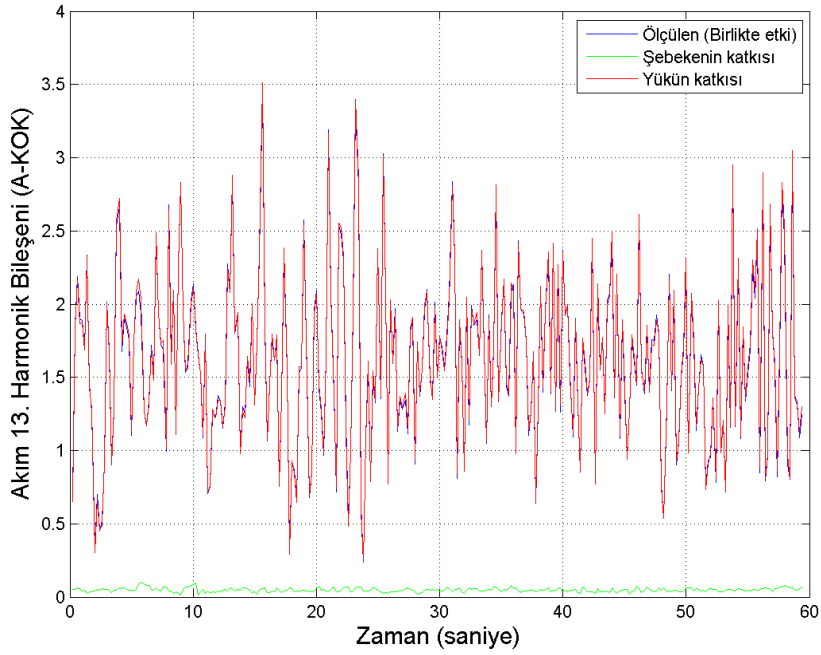
(e) 7. harmonik akım bileşen değişimleri.



(f) 9. harmonik akım bileşen değişimleri.

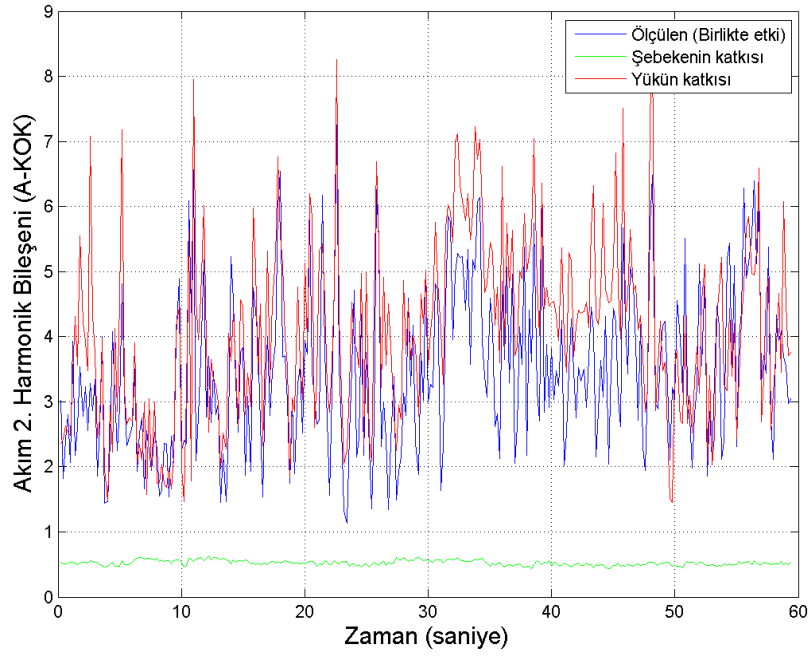


(g) 11. harmonik akım bileşen değişimleri.

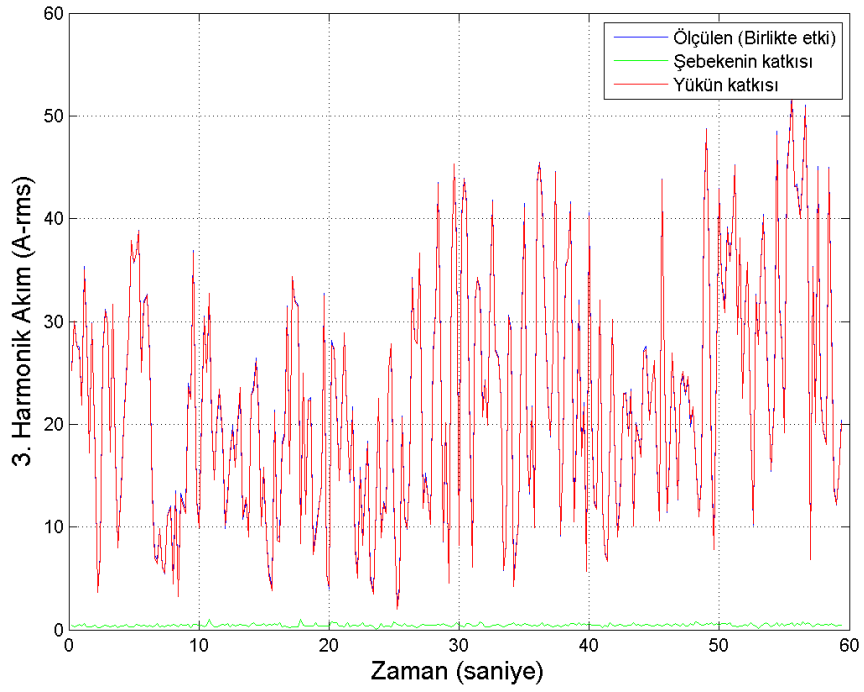


(h) 13. harmonik akım bileşen değişimleri.

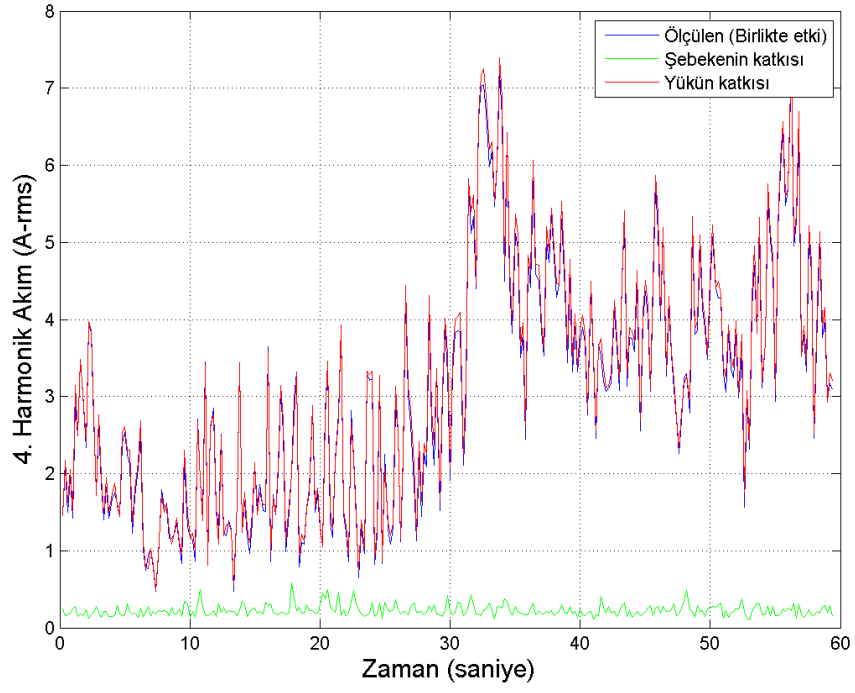
Şekil 3.16. ERDEMİR A.Ş. tesisinde yük tarafında (ÖNL) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



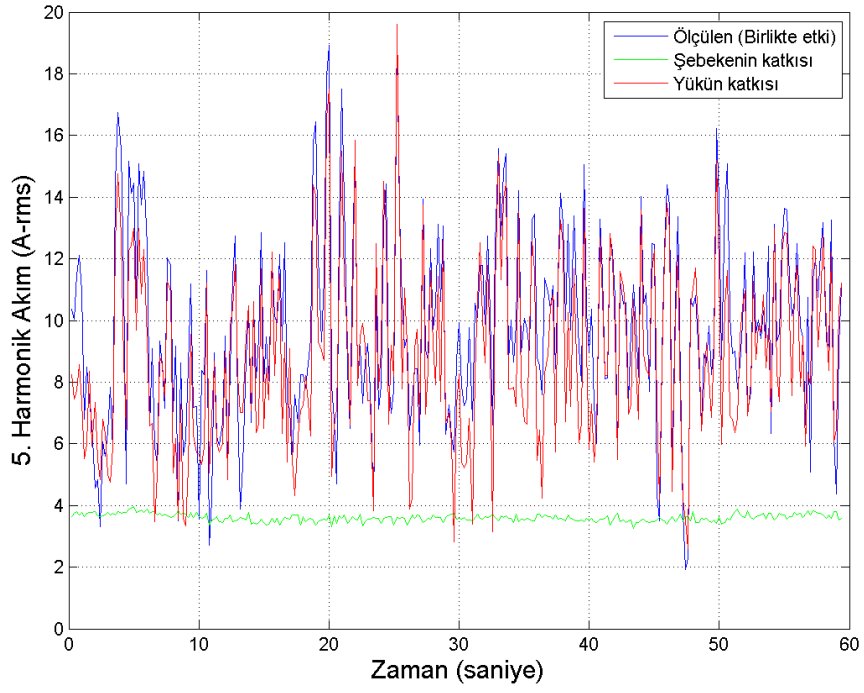
(a) 2. harmonik akım bileşen değişimleri.



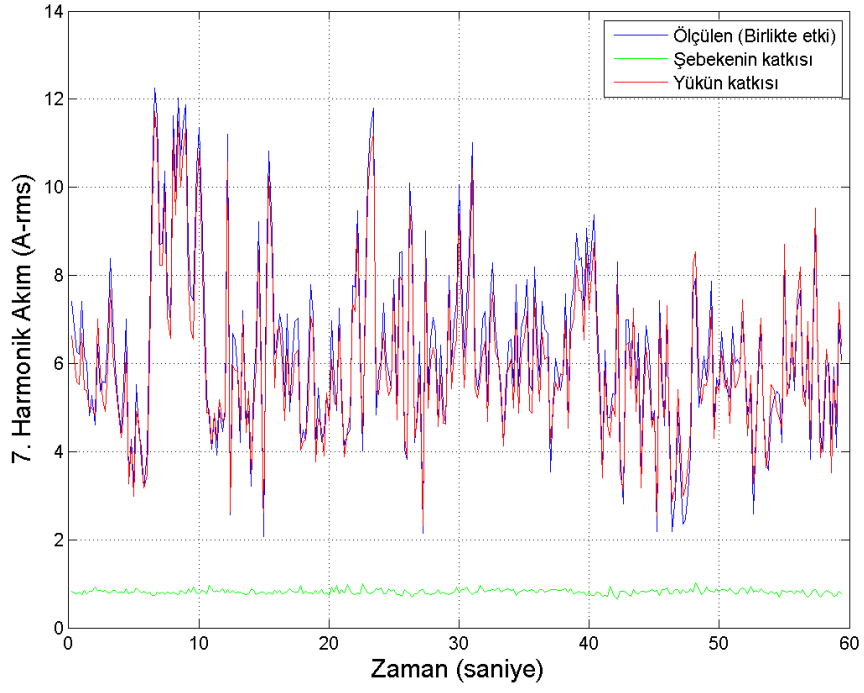
(b) 3. harmonik akım bileşen değişimleri.



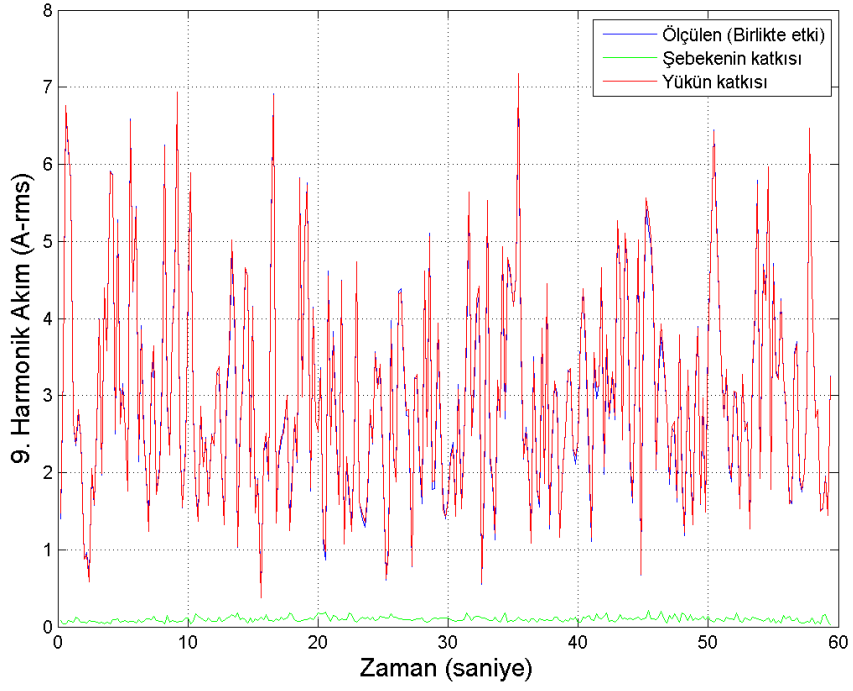
(c) 4. harmonik akım bileşen değişimleri.



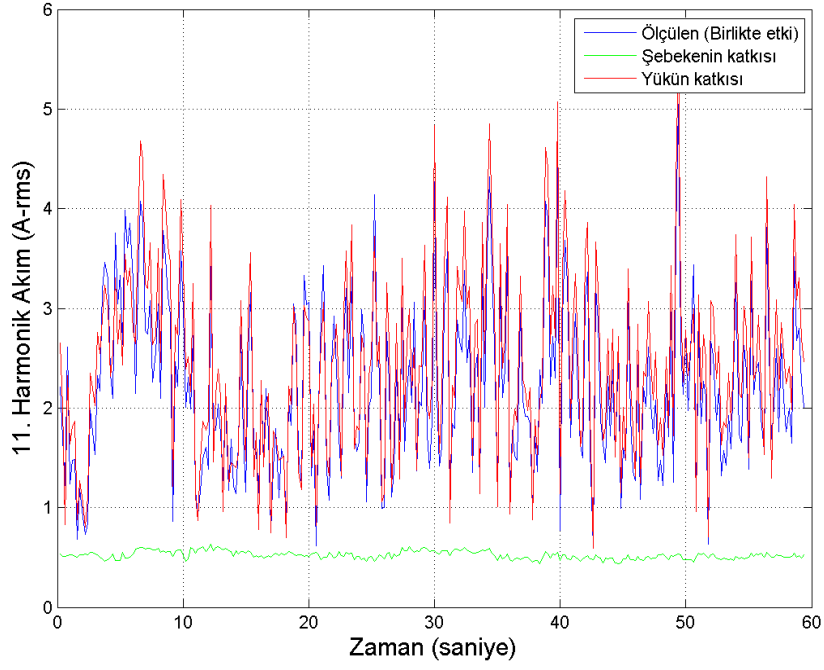
(d) 5. harmonik akım bileşen değişimleri.



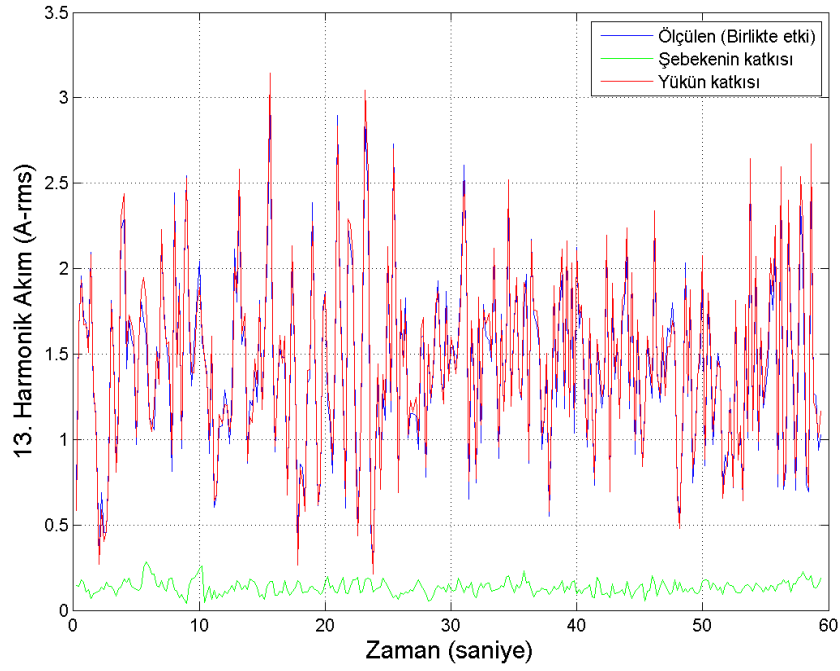
(e) 7. harmonik akım bileşen değişimleri.



(f) 9. harmonik akım bileşen değişimleri.



(g) 11. harmonik akım bileşen değişimleri.



(h) 13. harmonik akım bileşen değişimleri.

Şekil 3.17. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

### 3.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi

Şekil 3.15, Şekil 3.16 ve Şekil 3.17'deki, ERDEMİR A.Ş pota ocağı tesislerinden alınan ölçüm verileri üzerinde uygulanan pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmoniklerine dayalı olarak ortak bağlantı noktasındaki harmonik akım katkısı bulma yöntemi sonuçlarına göre şu değerlendirmeler yapılabilir:

- Yük ile süzgecin ortak bağlantı noktasının yük tarafında ölçülen 2. harmonik akım bileşenin büyük kısmı yük tarafından gelmektedir. Ancak şebeke tarafında ise, yükün 2. harmonik katkısının %20'si kadar şebeke tarafından gelen harmonik akım katkısının olduğu görülmektedir.
- Yük tarafında görülen 5. harmonik akım bileşeninin ana kaynağının yük olduğu söylenebilir. Öte yandan şebeke tarafındaki 5. harmonik akım katkısı değişimlerinde, şebeke tarafından gelen harmonik akım katkısının, yükün katkısının %50'sini bulduğu görülmektedir. Bu durumun sebebinin, harmonik süzgecin şebekede var olan 2. harmonik akımı dışında bir miktar 5. harmonik akımı da kendi üzerine doğru çekmesi olduğu sonucu çıkarılabilir.
- 2. ve 5. harmonik akımları dışındaki harmonik akımların değişimleri incelendiğinde, hem yük hem de şebeke tarafında ölçülen bu harmoniklerin tamamına yakınının yük tarafından geldiği görülmektedir.



#### **4. YÖNTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ**

Tez çalışmasının bu bölümünde, bir elektrik sistemi ortak bağlantı noktasından beslenen yüklerin harmonik katkılarının belirlenmesi için önerilen, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olarak ortak bağlantı noktasındaki harmonik akım katkısı bulma yöntemi ile pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı olarak ortak bağlantı noktasındaki harmonik akım katkısı bulma yöntemlerinin ERDEMİR A.Ş. tesisinden alınan ölçüm verilerine dayanarak karşılaştırması yapılmıştır.

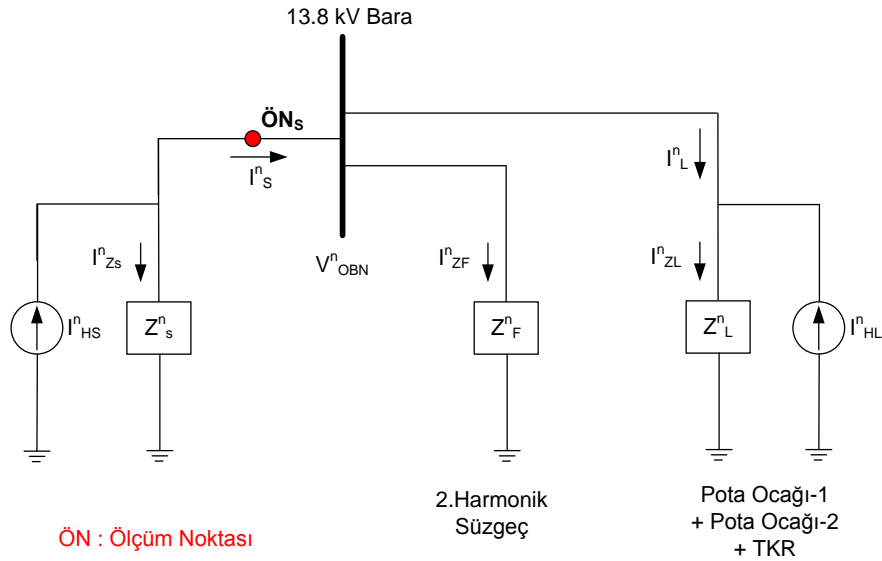
Çalışılan ERDEMİR A.Ş. tesisi ve tesisteki ölçüm noktaları hakkında tez çalışmasının üçüncü bölümünde ayrıntılı bilgiler verilmiştir. Bu bilgiler ışığında önerilen iki yöntemin bu tesiste uygulanabilir olması sebebiyle yöntemlerin karşılaştırılması için bu nokta seçilmiştir.

##### **4.1. Akım ve Gerilim Harmonik Ölçümlerine Dayalı Olarak Ortak Bağlantı Noktasındaki Harmonik Akım Katkısı Bulma Yönteminin Uygulanması**

Önerilen eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayanarak harmonik akım katkı bulma yöntemi, eş zamanlı pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemle göre daha genel durumları kapsayacak şekilde, birden çok kullanıcının bağlandığı bir elektrik sistemi ortak bağlantı noktasındaki yüklerin harmonik katkılarını bulmaya imkân sağlamaktadır. Bu yöntemde yüklerin devre topolojilerinin bilinmesine gerek olmadan, akım ve gerilim temel ve harmonik bileşen ölçümleriyle yüklerin harmonik katkı miktarları bulunabilmektedir. Buna göre ERDEMİR A.Ş.'deki Şekil 4.1'deki harmonik model oluşturulabilir.

ERDEMİR A.Ş. tesisinde tezin üçüncü bölümünde bahsedildiği gibi ortak bağlantı noktasının hem yük hem de şebeke tarafında ölçüm gerçekleştirilmiş olmasına rağmen, Şekil 4.1'deki devre şemasında da görüldüğü gibi önerilen eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle uygun olması amacıyla sadece ortak bağlantı noktasının şebeke tarafındaki ölçüm dikkate alınmıştır. Ayrıca, yöntem uygulanırken yük modelinin doğruluğunu arttırmak için tesisteki

bilinen pasif harmonik süzgeci devre topolojisi ve elemanlarının değerleri dikkate alınmıştır.



Şekil 4.1. ERDEMİR A.Ş. tesisindeki yüklerin, süzgecin ve şebekenin tek faz norton eşdeğer devre harmonik modeli.

Bu yöntemle göre, Şekil 4.1'deki harmonik modelde ortak bağlantı noktasının şebeke tarafındaki ölçüm noktasında ( $\text{ÖN}_s$ ) eş zamanlı olarak alınan akım ( $I^n_s$ ) ve gerilim ( $V^n_{obn}$ ) bilgisi kullanılarak şebeke tarafından gelen ve yükün ürettiği harmonik akımları gösteren akım kaynağı genlik ve faz değerleri ( $I_{HS}$ ,  $I_{HL}$ ) analitik olarak bulunabilir.  $V^n_{obn}$  değeri Şekil 4.1'deki harmonik akım kaynaklarının ortak bağlantı noktası gerilimi üzerindeki harmonik katkılarının ( $V^n_{HS-obn}$  ve  $V^n_{HL-obn}$ );  $I^n_L$  ise yine bu harmonik akım kaynaklarının ortak bağlantı noktasının şebeke tarafındaki harmonik katkılarının ( $I^n_{HS-S}$  ve  $I^n_{HL-S}$ ) vektörel toplamına eşittir. Bu durum (4.1) ve (4.2) eşitliklerinde matematiksel olarak ifade edilmektedir:

$$I^n_s = I^n_{HS-S} + I^n_{HL-S} \quad (4.1)$$

$$V^n_{obn} = V^n_{HS-obn} + V^n_{HL-obn} \quad (4.2)$$

(4.1) ve (4.2) eşitliklerindeki harmonik katkıların bulunması için modeldeki her bir akım kaynağı tek başına bırakılarak, yani diğer akım kaynakları öldürülerek açık devre haline getirilir. Böylece  $V^n_{HS-obn}$ ,  $V^n_{HL-obn}$  gerilimleri ile  $I^n_{HL-S}$ ,  $I^n_{HS-S}$  akımlarını,

harmonik akım kaynakları ( $I_{HS}^n$  ve  $I_{HL}^n$ ) cinsinden veren (4.3) ile (4.6) arasındaki eşitlikler elde edilir.

$$I_{HS-S}^n = I_{HS}^n \times \frac{Z_s^n}{(Z_L^n // Z_F^n) + Z_s^n} \quad (4.3)$$

$$V_{HS-obn}^n = I_{HS-L}^n \times Z_L^n$$

$$V_{HS-obn}^n = I_{HS}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_F^n)}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \times Z_L^n \quad (4.4)$$

$$I_{HL-S}^n = -I_{HL}^n \times \frac{Z_L^n}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \quad (4.5)$$

$$V_{HL-obn}^n = I_{HL-L}^n \times Z_L^n$$

$$V_{HL-obn}^n = I_{HL}^n \times \frac{(Z_s^n // Z_F^n)}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \times Z_L^n \quad (4.6)$$

(4.3), (4.4), (4.5) ve (4.6) eşitliklerini matris çarpımı şeklinde yazarsak (4.7)'deki eşitlik ortaya çıkar:

$$\begin{bmatrix} V_{obn}^n \\ I_S^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{(Z_s^n // Z_F^n)}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \times Z_L^n & \frac{(Z_s^n // Z_F^n)}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \times Z_L^n \\ \frac{Z_s^n}{(Z_L^n // Z_F^n) + Z_s^n} & \frac{Z_L^n}{(Z_s^n // Z_F^n) + Z_L^n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{HS}^n \\ I_{HL}^n \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

(4.7)'deki eşitlik MATLAB yazılımı yardımıyla çözülerek eşitliğin sağ tarafında kalan, yükten ve şebekeden gelen harmonik akımlara denk gelen harmonik akım kaynakları bulunabilir. Bu değerler kullanılarak da ortak bağlantı noktasının şebeke tarafı ölçüm noktasındaki ( $\bar{O}_S$ ) akım üzerindeki yükün ve şebekenin harmonik akım katkıları hesaplanır.

## **4.2. Pasif Harmonik Süzgeç Parametrelerine ve Akım Harmonik Ölçümlerine Dayalı Olarak Ortak Bağlantı Noktasındaki Harmonik Akım Katkısı Bulma Yönteminin Uygulanması**

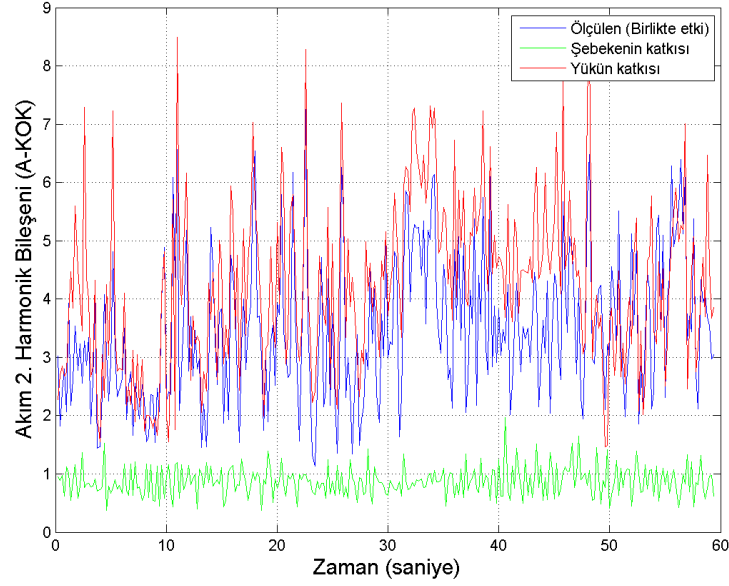
Bu tez çalışmasının üçüncü bölümündeki harmonik akım katkı bulma yöntemi olan pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayanarak harmonik akım katkı bulma yönteminde, tesisin pasif bir harmonik süzgece sahip olması koşuluyla, tesis ile elektrik sisteminin ortak bağlantı noktasındaki harmonik katkısı, gerilim harmonik bileşenleri kullanılmadan, sadece akım harmonik bileşen ölçümlerine dayanarak bulunabilmektedir. Bu yöntemin akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöneme göre en önemli avantajı ölçüm noktasındaki harmonik katkı miktarlarını bulurken gerilim harmonik bileşenlerini kullanmamasıdır. Çünkü gerçek bir elektrik sisteminde gerçekleştirilecek ölçümde, gerilim bilgisi genellikle konvansiyonel gerilim ölçü transformatörleri üzerinden alınmakta, dolayısıyla da bu transformatörlerle ölçülen gerilim harmonik bileşenlerinde dikkate değer büyüklükteki hata oranlarıyla karşılaşmaktadır [62].

Pasif harmonik süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin ERDEMİR A.Ş.'de nasıl uygulandığından tez çalışmasının "3.2.1. Ereğli Demir Çelik Anonim Şirketi (ERDEMİR A.Ş.) tesislerinde önerilen yöntemin uygulama sonuçları" başlıklı bölümünde ayrıntılı olarak bahsedilmiştir.

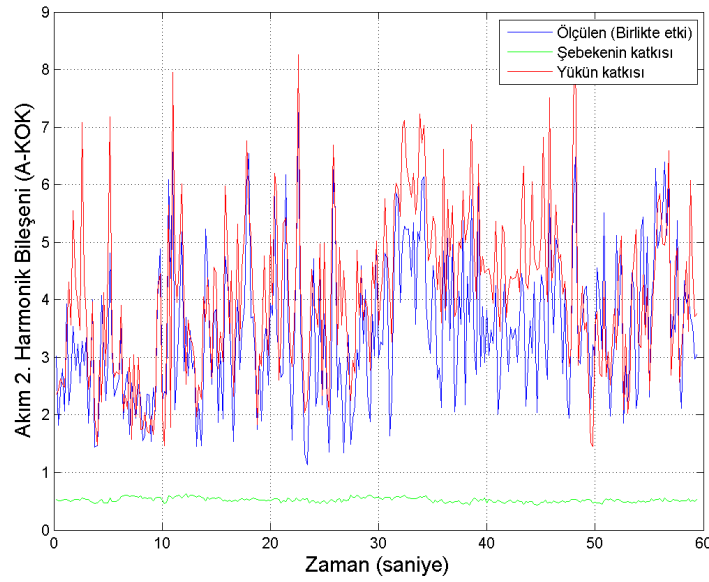
## **4.3. Yöntemlerin Uygulama Sonuçları**

Tez çalışmasında önerilen iki yöntemin ERDEMİR A.Ş. tesisindeki uygulama sonuçlarının karşılaştırılabilmesi amacıyla, A fazına ait elektrik sistemlerinde en çok görülen, sırasıyla 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik dereceleri için süzgeç ile yükün ortak bağlantı noktasının şebeke tarafındaki ( $\bar{O}N_S$ ) harmonik akım katkı değişimleri verilmiştir. 1 dakikalık ölçüm verisi üzerinde yapılan tüm harmonik hesaplamalarında IEC 61000-4-7'de belirtilen yöntem kullanılmıştır. Dolayısıyla grafiklerde görülen tüm değerler 10 çevrimlik ortalamalar şeklindedir. Şekil 4.2, Şekil 4.3, Şekil 4.4, Şekil 4.5, Şekil 4.6, Şekil 4.7, Şekil 4.8 ve Şekil 4.9'daki grafiklerde kırmızı renk ile gösterilen eğri  $\bar{O}N_S$ 'deki ölçülen harmonik akım üzerindeki yükün katkısının değişimidir. Grafiklerdeki yeşil renkli eğri ise  $\bar{O}N_S$ 'de ölçülen harmonik akım üzerindeki şebeke tarafından gelen katkıyı göstermektedir.

Mavi renkli eğri de ölçüm noktasına şebeke tarafından ve yükten gelen harmonik akımların vektörel toplamını, dolayısıyla ÖN<sub>S</sub>'deki ölçülen harmonik akımı ifade etmektedir.

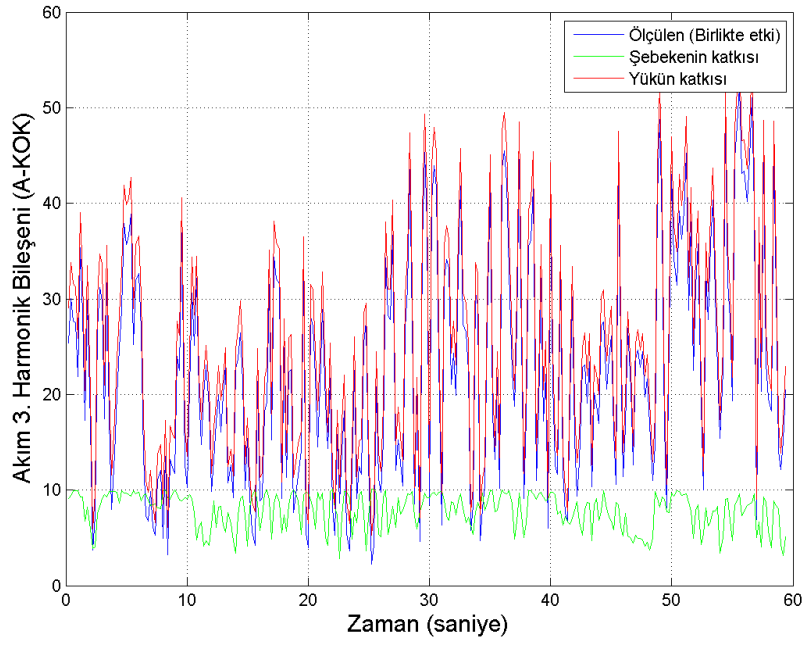


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

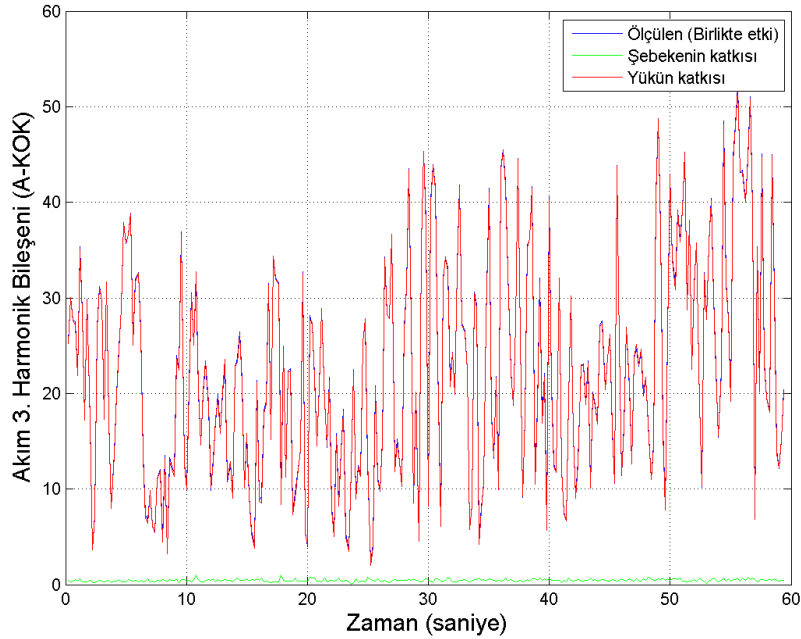


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.2. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında (ÖN<sub>S</sub>) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 2. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

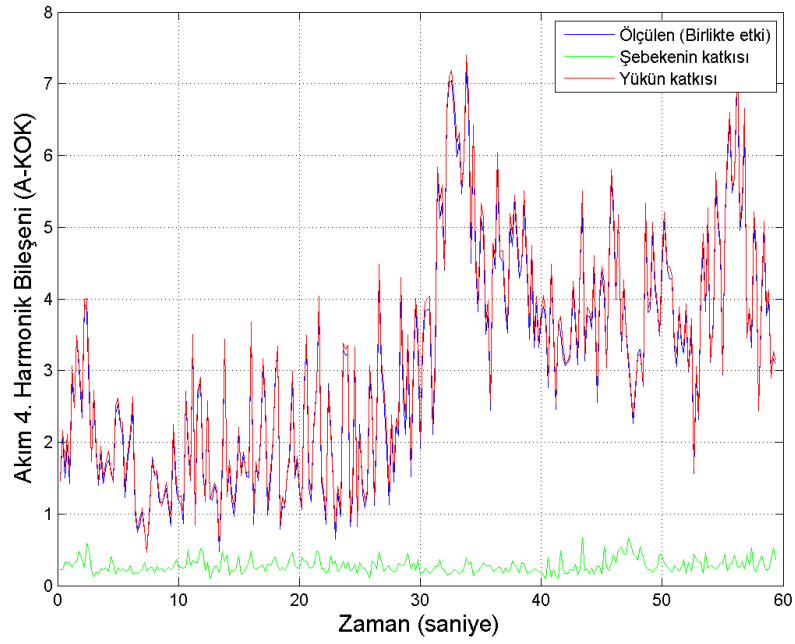


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

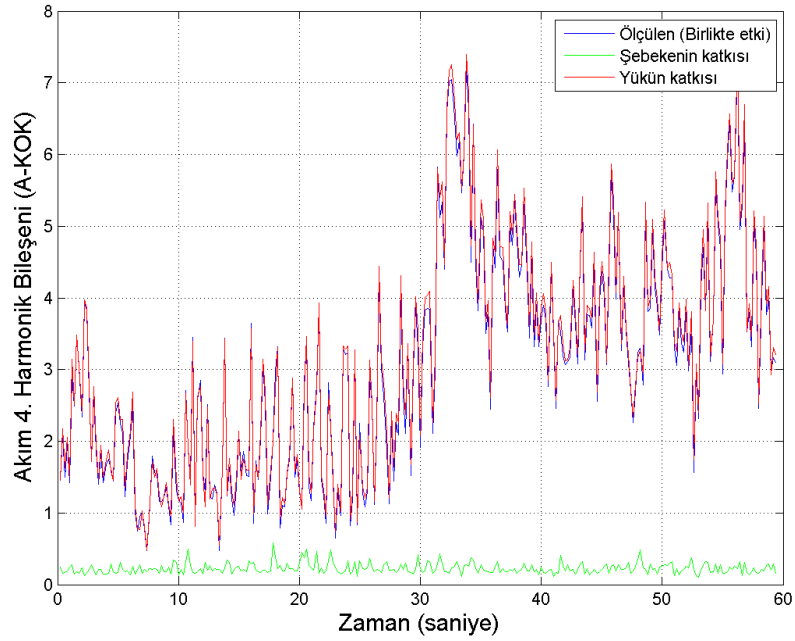


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.3. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 3. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

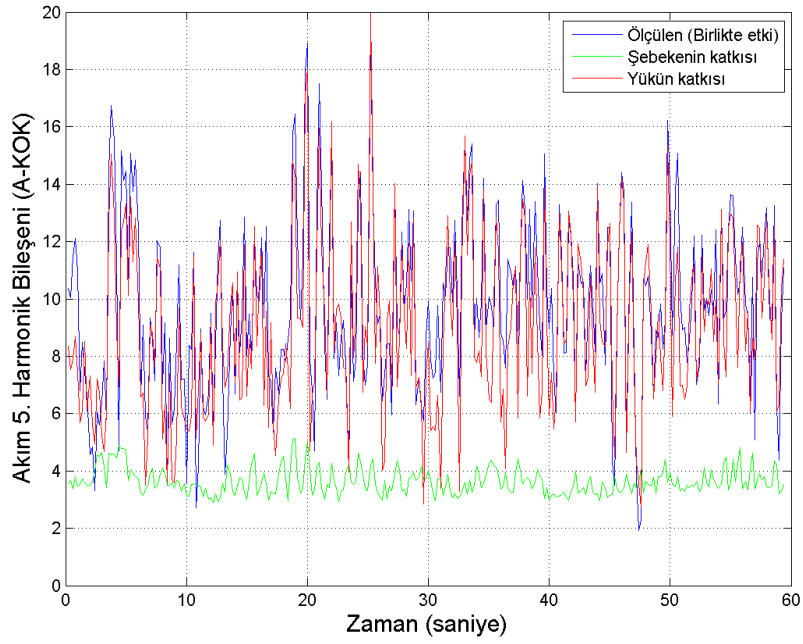


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

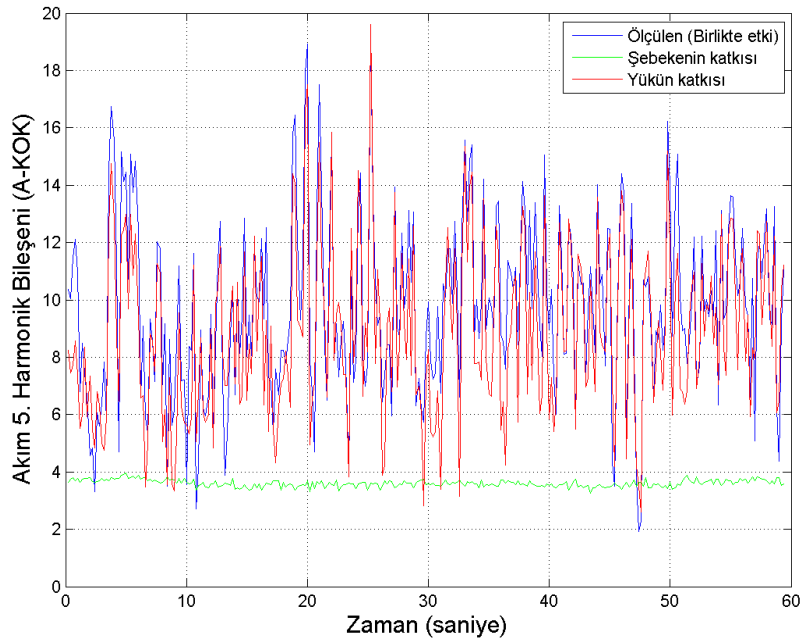


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.4. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_5$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 4. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



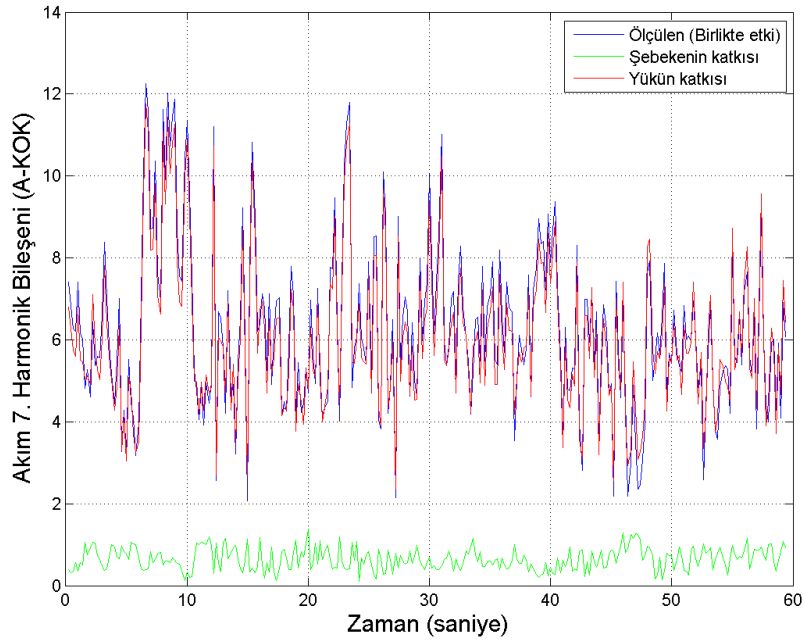
(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.



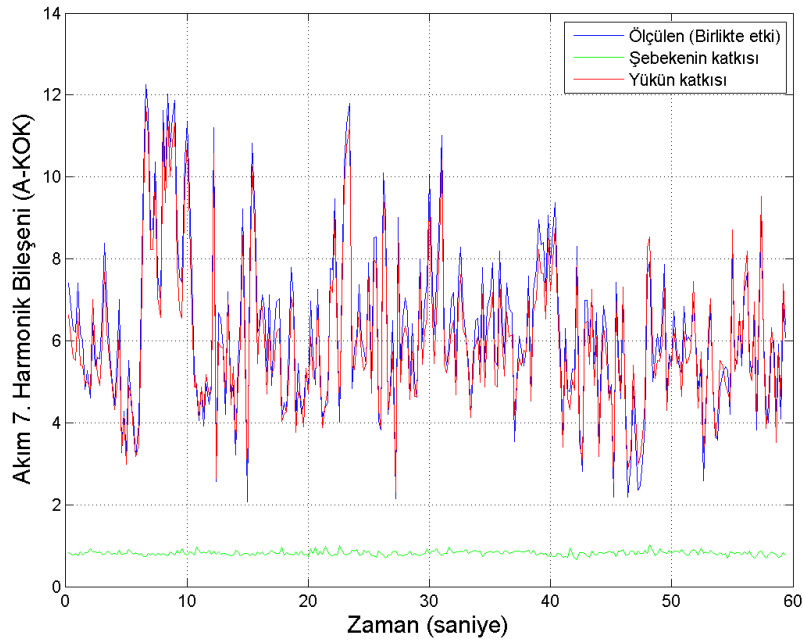
(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.5. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_5$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 5. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



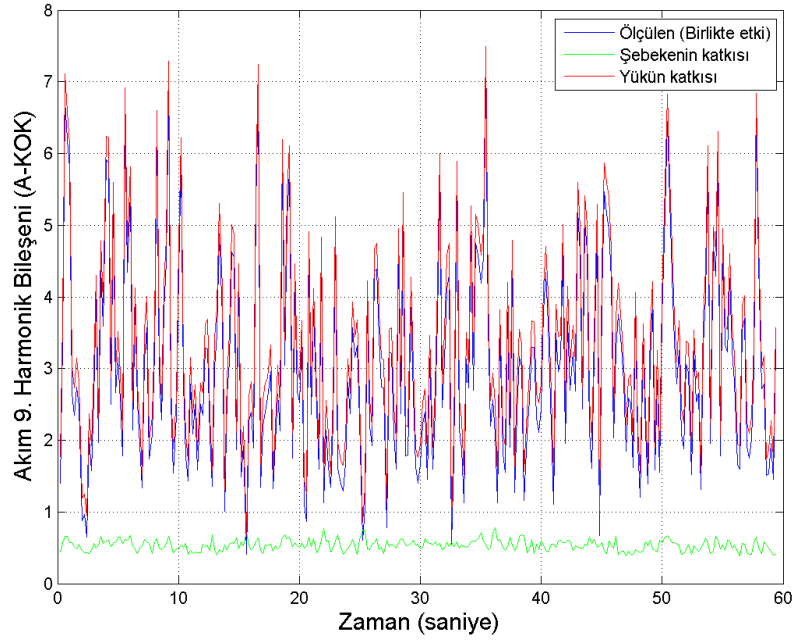


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

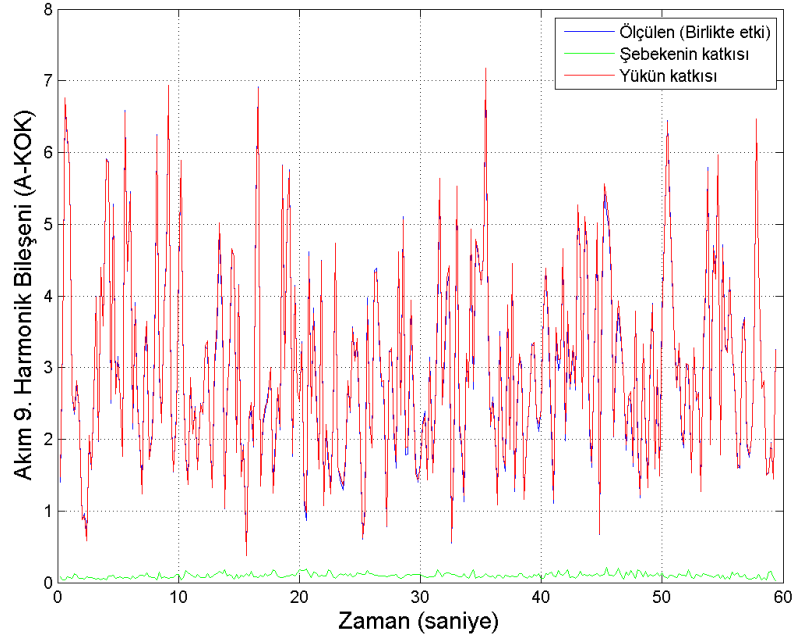


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.6. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 7. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

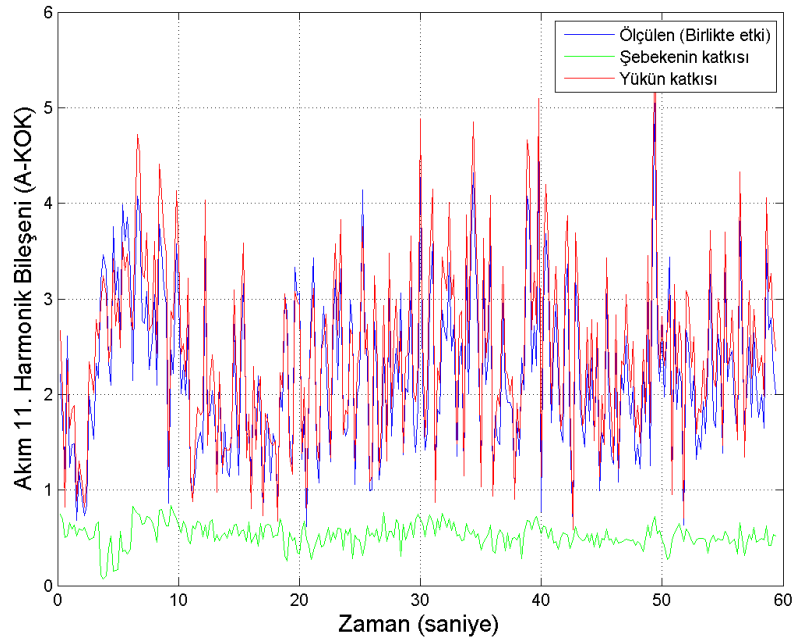


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

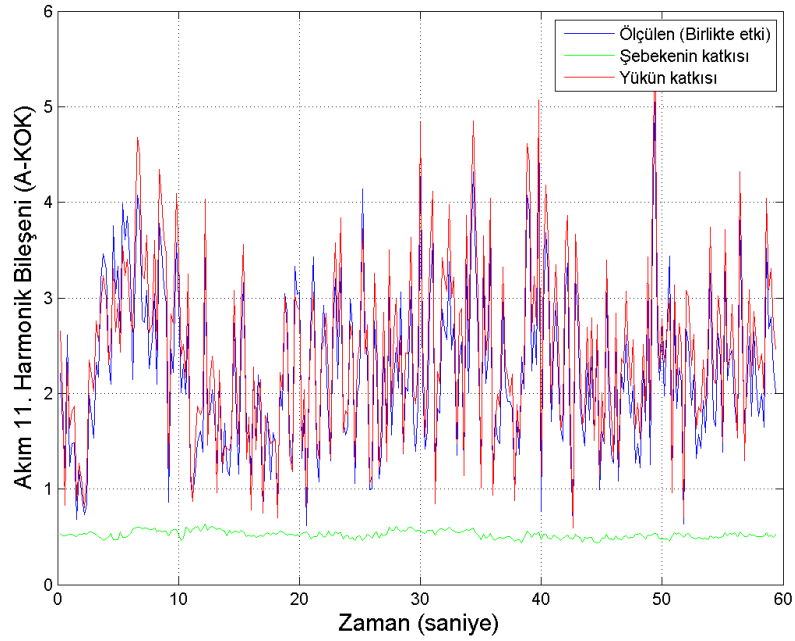


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.7. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 9. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

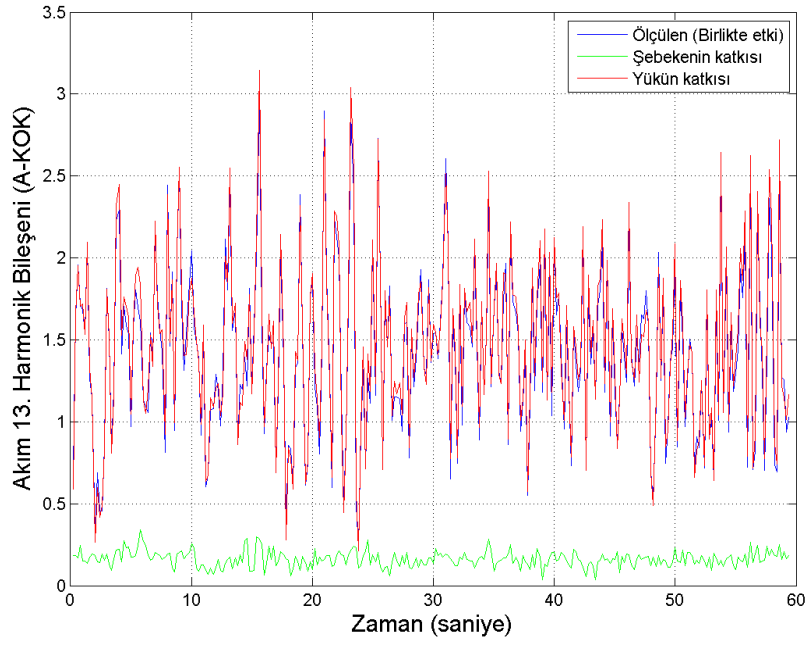


(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

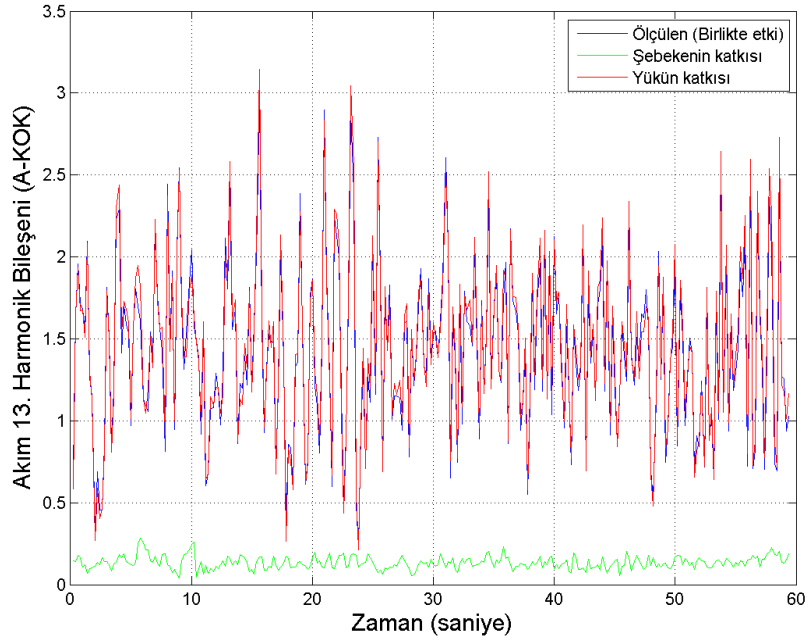


(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.8. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 11. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



(a) Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.



(b) Pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulama sonuçları.

Şekil 4.9. ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 13. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

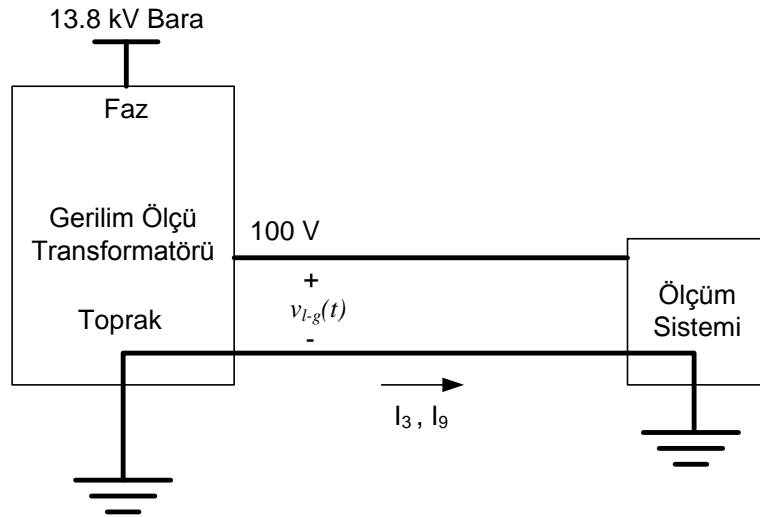
#### 4.4. Uygulama Sonuçlarının Değerlendirilmesi

Bu tez çalışmasının “4.3. Yöntemlerin Uygulama Sonuçları” başlıklı bölümünde verilen, iki yöntemin ERDEMİR A.Ş. tesisindeki uygulama sonuçlarına bakılarak harmonik katkı bulma doğrulukları hakkında şu değerlendirmeler yapılabilir:

- Şekil 4.2’deki 2. harmonik katkı değişimleri incelendiğinde gerilim ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle elde edilen sonuçlarda, şebekenin harmonik akım katkısı ile yükün harmonik akım katkısı değişiminin kısa sürelerle benzer desenlere sahip olduğu, başka bir deyişle şebekenin harmonik akım katkısının arttığı anlarda yükün de harmonik akım katkısının arttığı, şebekenin katkısının azaldığı anlarda da yükün katkısının da azaldığı görülmektedir. İkinci yöntemde ise ölçüm süresinin tamamında yük ile şebekenin harmonik akım katkılarının birbirinden bağımsız değiştiği, tamamen farklı desenleri takip ettiği söylenebilir. Bu beklenen bir durumdur. Buna bakılarak pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre daha doğru sonuçlar verdiği sonucuna varılabilir.
- Tüm harmonik akım katkı değişimleri incelendiğinde, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntem ile pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntem sonucu elde edilen harmonik akım katkısı değerlerinin genellikle birbirine çok yakın olduğu görülür. Fakat 3. ve 9. harmonik akım katkısı değişimlerinde, özellikle Şekil 4.3’te verilen şebeke tarafındaki 3. ve 9. harmonik akım katkısı değişimlerinde, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle elde edilen harmonik akım katkısı, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre bulunan katkı değerinden daha yüksek olmuştur. Bunun sebebinin eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemde kullanılan gerilim 3. ve 9. harmonik bileşen değerinin ölçümündeki ölçüm kaynaklı bir hatanın var olması gösterilebilir.

Eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemdeki gerilim harmonik bileşenlerinin ölçülmesi için kullanılan gerilim ölçü transformatörünün konvansiyonel tip yerine elektronik tip olması bu ölçüm hatasının ölçü transformatörünün harmonik bileşenleri ölçmekteki hatasından kaynaklanmadığını gösterir. Çünkü kullanılan rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörünün 1 MHz'e kadar frekans bant genişliğinin olması sebebiyle yüksek doğrulukta harmonik ölçümü yapabilmektedir. Ayrıca, yapılan bu analizlerde, kullanılan gerilim transformatörünün harmonik frekanslarındaki bileşenleri için faz ve genlik kalibrasyon çarpanları da dikkate alınmıştır.

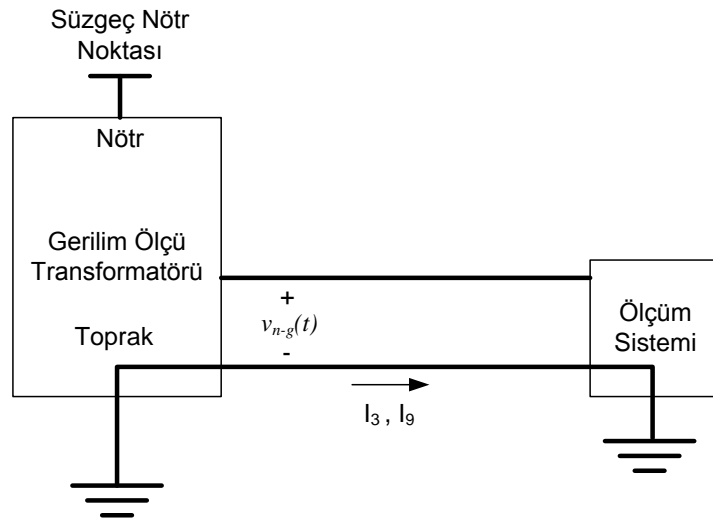
Ölçüm sistemlerinin gerilim ölçümü yaparken ölçüm noktasındaki bağlantı şeklinin, ölçülen 3 ve 3'ün tek katları derecelerindeki gerilim harmonik bileşenleri üzerinde ölçüm hatalarına sebep olduğu ile ilgili literatürde saha ölçümleriyle doğrulanmış çalışmalar bulunmaktadır [62].



Şekil 4.10. İlk durumda gerilim ölçü transformatörünün basitleştirilmiş bağlantı şeması.

Şekil 4.3 ve Şekil 4.7'deki eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntem kullanılarak 3. ve 9. harmonik akım katkı değişimleri elde edilirken, üzerinden gerilim bilgisi okunan gerilim ölçü transformatörleri ile ölçüm sistemi arasındaki bağlantı Şekil 4.10'da görüldüğü gibidir. Bu bağlantı şemasında, gerilim transformatörünün sekonder terminallerinden faz ucu kontrol odasındaki ölçüm sistemine, nötr ucu ise tüm tesisi dolaşan toprak kablosuna bağlanmaktadır. Böylece gerilim transformatörünün çıkışları, doğrudan transformatörün sekonder

terminaline bağlanılarak değil, tüm tesisi dolanan toprak kablosuna göre ölçülmektedir. Ayrıca, kontrol odası içindeki ölçüm sisteminin gerilim nötr girişine de bir nötr kablosu çekilmiştir. Dolayısıyla, sistemdeki fazlar arası dengesiz çalışma durumlarından dolayı, sıfır sıralı (zero sequence) 3 ve 3'ün tek katı dereceli harmonik akım bileşenlerin nötr noktasından toprağa doğru akarak toprak kablosu üzerinde, kablonun empedansından dolayı gerilim endüklemesi söz konusudur. Endüklenen 3 ve 3'ün tek katı harmonik frekanslarına sahip gerilim bileşenleri, gerilim ölçü transformatörünün sekonder terminal çıkışlarında, toprak kablosunun empedansına ve uzunluğuna bağlı olarak bir kayma (offset) geriliminin oluşmasına neden olur. Bu da aslında sistemde var olmayan 3 ve 3'ün tek katı dereceli gerilim harmonik bileşenlerinin ölçüm sistemi tarafından sanki varmış gibi ölçülmesiyle sonuçlanır [68]. Bu nedenle tez çalışmasında ortaya çıkan 3. ve 9. harmonik gerilim bileşenlerindeki karşılaşılan durumun asıl sebebinin de bu olduğundan emin olunması için bazı ek çalışmalar daha yapılmıştır.



Şekil 4.11. Sonraki durumda gerilim ölçü transformatörünün basitleştirilmiş bağlantı şeması.

Yapılan bu ek çalışmada, ilk durumdaki ölçümler sırasında diğer ölçüm sistemleri ile eş zamanlı olarak ortak bağlantı noktasından ek bir rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörü ile Şekil 4.11'deki gibi bağlanılarak gerilim bilgisi alınmıştır. Şekil 4.11'de görüldüğü gibi, kullanılan gerilim ölçü transformatörü sistemin nötr noktası olan süzgecin nötrü ile toprak arasına bağlanmıştır. Böylece ölçüm sisteminin gerilim girişlerine sistemin nötr noktası ile toprak arasındaki gerilim farkı ( $v_{n-g}(t)$ )

ulaşmaktadır. Şekil 4.10'da görülen ilk bağlantı durumunda ise ölçüm sisteminin gerilim girişlerine faz ile toprak arasındaki gerilim farkı ( $v_{l-g}(t)$ ) gelmektedir.

Ölçülen faz-toprak arası ( $v_{l-g}(t)$ ) ve nötr-toprak arası ( $v_{n-g}(t)$ ) anlık gerilim değerleri birbirinden çıkarılarak:

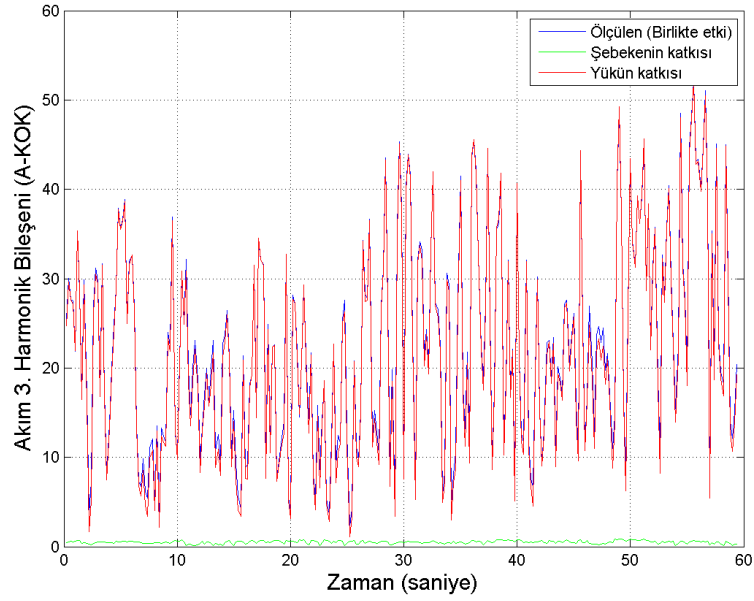
$$v_{l-n}(t) = v_{l-g}(t) - v_{n-g}(t) \quad (4.8)$$

eşitliği yardımıyla faz-nötr arası anlık gerilim değerleri ( $v_{l-n}(t)$ ) elde edilmiştir.

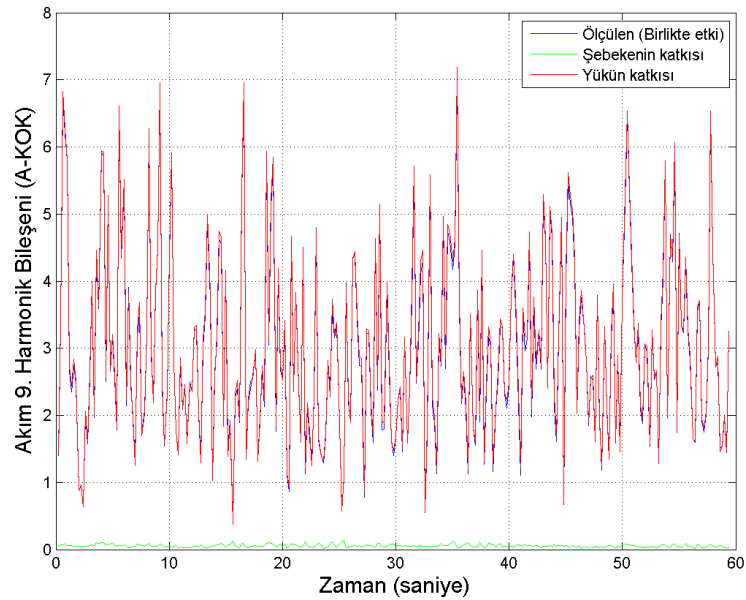
Böylece elde edilen faz-nötr arası gerilim bilgisi, sistemdeki dengesiz çalışma durumundan veya ölçüm sisteminin bağlantı şeklinden etkilenerek sistemin nötr noktasında toprağa göre oluşacak olası kayma gerilimini barındırmayacaktır. Tez çalışmasındaki akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntem, bu şekilde elde edilen faz-nötr arası gerilim bilgisi kullanılarak hesaplanmış gerilim harmonik bileşenleriyle tekrarlanmıştır. Bu çalışmayla elde edilen 3. ve 9. harmonik akım katkısı değişimlerine ait sonuçlar Şekil 4.12, Şekil 4.13'te görülmektedir.

Yapılan bu ek çalışmadan çıkan sonuçları değerlendirmek için Şekil 4.12 ve Şekil 4.13'teki harmonik akım katkı değişimleri, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntem kullanılarak elde edilen sonuçların görüldüğü sırasıyla Şekil 4.3 ve Şekil 4.7'deki harmonik akım katkı değişimleri ile karşılaştırılmalıdır. Bu değişimlere göre, gerilim bilgisi olarak faz-toprak arası gerilimi yerine faz-nötr gerilimi alınması eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle bulunan sonuçları pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntem uygulanarak elde edilen sonuçlara yaklaştırmıştır. Böylece bu çalışma ile 3 ve 3'ün tam katı dereceli harmonik gerilim bileşenlerinin ölçüm hataları en aza indirilmiştir.





Şekil 4.12. Sonraki durumda akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemle bulunan ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 3. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).



Şekil 4.13. Sonraki durumda akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemle bulunan ERDEMİR A.Ş. tesisinde şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin ve yükün 9. harmonik akım katkı değişimleri (10 çevrimlik ortalamalar şeklinde).

Eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin uygulamasında gerilim bilgisi olarak faz-toprak arası gerilimi yerine faz-nötr gerilimi alınması ile elde edilen sonuçlar ışığında, tez çalışmasında önerilen iki yöntemin hata karşılaştırmasını sayısal olarak da yapabilmek için Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2 hazırlanmıştır. Çizelgelerde görülen değerler, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntem kullanılarak elde edilen harmonik akım katkısı değerlerinin doğru varsayılmasıyla, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin ortalama hata yüzdelerine karşılık gelmektedir. Bu hata yüzdesi değerleri ise:

$$Hata\ Yüzdesi\ (\%) = \frac{I_{hc-1}^n - I_{hc-2}^n}{I_{hc-2}^n} \times 100 \quad (4.9)$$

eşitliği ile hesaplanmıştır.

(4.9) eşitliğinde:

$I_{hc-1}^n$  1. yöntem kullanılarak elde edilen n. harmonik akım katkısıdır,

$I_{hc-2}^n$  2. yöntem kullanılarak elde edilen n. harmonik akım katkısıdır.

Çizelge 4.1. Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre şebeke tarafında (ÖN<sub>S</sub>) ölçülen akım üzerindeki yükün harmonik akım katkılarının ortalama hata yüzdeleri

| Harmonik Derecesi | Ortalama Hata Yüzdesi (%) |
|-------------------|---------------------------|
| 2                 | 2,83                      |
| 3                 | 4,98                      |
| 4                 | 1,04                      |
| 5                 | 1,71                      |
| 7                 | 1,25                      |
| 9                 | 5,18                      |
| 11                | 1,43                      |
| 13                | 1,59                      |
| <b>Ortalama</b>   | <b>2,50</b>               |

Çizelge 4.2. Akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin, pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle göre şebeke tarafında ( $\text{ÖN}_S$ ) ölçülen akım üzerindeki şebekenin harmonik akım katkılarının ortalama hata yüzdeleri

| <b>Harmonik Derecesi</b> | <b>Ortalama Hata Yüzdesi (%)</b> |
|--------------------------|----------------------------------|
| <b>2</b>                 | 8,64                             |
| <b>3</b>                 | 5,94                             |
| <b>4</b>                 | 3,23                             |
| <b>5</b>                 | 1,06                             |
| <b>7</b>                 | 2,60                             |
| <b>9</b>                 | 3,45                             |
| <b>11</b>                | 1,33                             |
| <b>13</b>                | 2,61                             |
| <b>Ortalama</b>          | <b>3,61</b>                      |

Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2'deki en alt satırlarda bulunan ve koyu renkle yazılı olan değerler, 2., 3., 4., 5., 7., 9., 11. ve 13. harmonik akım katkıları için hesaplanmış hata yüzdesi değerlerinin aritmetik ortalamasıdır. Böylece akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin doğruluğu konusunda daha genel bir fikir edinilebilir. Bu değerlere göre de, akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı yöntem uygulanarak elde edilen harmonik katkılarının, pasif harmonik süzgeç parametreleri ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemle elde edilen katkılara göre genel olarak daha yüksek olduğu görülebilir.

## 5. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında elektrik sisteminin herhangi bir ortak bağlantı noktasında yüklerin ve şebekenin harmonik katkı miktarlarının belirlenmesi için sistemdeki şebeke ve yük empedanslarının hesaplanarak harmonik akım kaynaklarının analitik olarak bulunması temeline dayalı iki yöntem önerilmiştir. Önerilen her iki yöntem de bilgisayar benzetimleri ile doğrulanmış olup; iletim ve dağıtım sistemindeki çok sayıda ark ve pota ocağının beslendiği ortak bağlantı noktalarından toplanmış ölçüm verileri üzerinde de uygulanarak elde edilen sonuçlar, önerilen her iki yöntemin de harmonik katkı miktarların bulunmasında iyi bir tahmin aracı olarak kullanılabileceğini göstermiştir.

Önerilen eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemde yük fiderlerinde ölçülen akım ve ortak bağlantı noktasındaki gerilim bilgisi kullanılarak tahmin edilen elektrik sistemindeki yük empedansları ile sistem operatöründen alınmış şebeke kaynak empedansı değerleri, tüm sistemin Norton eşdeğer harmonik devre modeli içine yerleştirilmiştir. Sistemin dengesiz çalışma durumlarını ve her harmonik frekansındaki koşulları da kapsayacak şekilde kurulan bu modele, toplanırlık kuralı kullanılarak analitik olarak çözümlenme yapıldıktan sonra yazılan matematiksel eşitlikler ve ayrıca ölçülen akım ve gerilim harmonik bileşenleri eklenmiştir. Sonrasında da önerilen bu yöntemin gerçek bir elektrik sisteminde nasıl uygulanacağı açıklanmış, yöntemin uygulanışı bilgisayar benzetim çalışmaları ile de desteklenmiştir. Literatürde, önerilen bu yöntem gibi her durumda geçerli olan ve bir ortak bağlantı noktasındaki yüklerin kendi başlarına ne kadar harmonik ürettiğini bulan bir yöntem bulunmamaktadır.

İkinci yöntemde ise devre topolojisi ve devre elemanlarının değerleri bilinen pasif harmonik süzgeç veya süzgeçlere sahip bir tesisin, elektrik iletim sistemi ile ortak bağlantı noktasında yapılacak akım ve gerilim ölçümü ile ortak bağlantı noktasındaki harmonik gerilimleri kullanılmadan da harmonik katkıları bulunabilmektedir. Bu yöntemin bir elektrik tesisi üzerinde uygulanışı ancak o tesisdeki harmonik süzgeçleri hakkında ayrıntılı bilgiye sahip olunması önkoşuluna bağlı olduğundan bu yöntem eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemdeki gibi her koşulda uygulanamamaktadır.

Öte yandan pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemde gerilim harmonik bileşenleri kullanılmadan harmonik katkı bulma sorununa bir çözüm bulunabilmesi eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemde göre önemli bir avantajdır. Çünkü eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemin gerçek bir elektrik sisteminde uygulamasında, yöntemde kullanılan gerilim harmonik bileşenlerinin doğru ölçümünde bir takım zorluklarla karşılaşmaktadır. Mevcut konvansiyonel tip gerilim ölçü transformatörlerinin harmonik bileşenlerinin ölçümünde yapabileceği hata bu yöntemin de doğru sonuçlar vermesini engelleyebilir. Bu açıdan eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemin yüksek harmonik ölçüm doğruluğuna sahip, örneğin optik tabanlı dönüştürücü veya rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörleri üzerinden ölçülmüş gerilim harmonikleri ile uygulanması gereklidir.

Tez çalışmasının ilerleyen bölümlerinde elektrik iletim sistemindeki birden çok sayıda pota ocağının beslendiği ortak bir bağlantı noktasından toplanmış ölçüm verileri üzerinde her iki yöntemin karşılaştırılması yapılmıştır. Karşılaştırma sonuçlarına bakılarak pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin genel olarak eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemde göre daha doğru sonuçlar verdiği çıkarımına varılmıştır. Bunun sebebinin pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemde gerilim harmonik bileşenlerinin kullanılmaması olduğu söylenebilir. Gerçekleştirilen o ölçümde yüksek ölçüm doğruluğuna sahip rezistif-kapasitif gerilim ölçü transformatörleri kullanıldığından, gerilim harmonik bileşenlerinin ölçüm hatasının gerçekte veri alınırken gerilim bilgisi olarak ölçüm noktasındaki faz-toprak arası geriliminin alınmasından ve ölçüm sisteminin sisteme olan bağlantı şeklinden kaynaklanmış olduğu görülmüştür. Bu açıdan eş zamanlı akım ve gerilim harmonik ölçümlerine dayalı olan yöntemin uygulamasında, kullanılan gerilim ölçü transformatörleri tipinin yanı sıra, gerilim bilgisinin sistemin faz-nötr noktaları arası gerilim farkı şeklinde alınmasının büyük öneme sahip olduğu anlaşılmıştır.

Önerilen pasif süzgeç parametrelerine ve akım harmonik ölçümlerine dayalı yöntemin daha iyi çalışması, daha doğru sonuçlar vermesi tesisteki pasif harmonik süzgeç devre topolojisi ile devre bileşen değerlerinin tam ve doğru bilinmesi ile

mümkün olabilecektir. Çünkü bu yöntemde kullanılan harmonik akım bileşenleri mevcut konvansiyonel tip akım ölçü transformatörleri ile yüksek doğruluk oranıyla ölçülebildiğinden, ölçüm kaynaklı bir hata ile karşılaşılması olasılığı çok düşüktür. Bu yöntemin gerçek bir uygulamasında, pasif harmonik süzgeç devre bileşenlerinin gerekirse direnç, endüktans veya kapasitans ölçümü yoluyla elde edilerek kullanılması gerekmektedir.

Her iki yöntemde de ölçümlerin birbirleri ile eş zamanlı olarak veri toplayabilen ölçüm sistemleri ile gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Çünkü yöntemler uygulanırken, farklı fiderlerden akım ile ortak bağlantı noktası üzerinden alınan gerilim sinyalleri arasındaki faz açısı farkları kullanılarak harmonik modeldeki empedanslar ve dolayısıyla harmonik katkı değişimleri hesaplanmaktadır. Bu yüzden farklı fiderlere ait akım ve gerilim sinyal bilgilerinin eş zamanlı olarak kaydedilmiş olması büyük önem taşımaktadır.

Ayrıca ölçüm sistemlerinin yüksek çözünürlükte veri toplayabilmesi de her iki yöntem için önemlidir. Bunun nedenlerinden birisi her iki yöntemde de yük empedansları hesaplanırken ölçüm yapılan fiderlerdeki akım ve gerilim sinyallerinin temel bileşenleri arasındaki faz açılarının farklarının kullanılmasıdır. Ölçüm sistemlerinin çevrim başına topladıkları akım ve gerilim sinyali üzerindeki örnek sayısı arttıkça faz açısı farkları da daha hassas şekilde tespit edilebilmektedir. Özellikle, bu faz açısındaki küçük farklar güç faktörünün 1'e yakın olduğu durumda yük için hesaplanan kapasitans veya endüktans değeri üzerinde, güç faktörünün 0'a yakın olduğu durumda ise yük direnç değeri üzerinde çok büyük farklara sebep olur.

Bu aynı zamanda ölçülen harmonik akım ve gerilim bileşenlerinin faz açılarının daha doğru olarak bulunabilmesi için de önemlidir. Çünkü bir ölçüm sisteminin, örneğin 3. harmonik bileşen için faz açısı çözünürlüğü temel bileşen için geçerli olan faz açısı çözünürlüğünün 3 katına; 5. harmonik bileşen için ise 5 katına denk gelmektedir.

Bu tez çalışmasından elde edilen sonuçlar ışığında, bir elektrik iletim veya dağıtım sistemindeki ortak bağlantı noktasında görülen harmoniğin ana kaynağının belirlenmesi ve harmoniğe şebekenin ve tüketicinin ne kadar katkı yaptığının bilinmesi, bu sonuçlara göre sistemdeki harmonik kaynaklarına yönelik uygun

harmonik azaltma yöntemlerinin ve yönetmeliklerdeki cezai koşulların uygulanması sağlanabilir. Bu, özellikle sistem operatörlerinin elektrik sistemlerini izlemek için tez çalışmasında yöntemlerin kullanıldığı ekipmanların geliştirilmesi ile mümkün olabilecektir. Benzer amaçla ilerleyen zamanlarda, önerilen bu yöntemlerin tez çalışmasında kullanılmış  $PQ^+$  Çözümleyicileri üzerinde uygulanmasıyla, bu cihazlara harmonik katkı bulma özelliğinin de eklenilmesi üzerine çalışılacaktır.

## KAYNAKLAR

- [1] J. Stones, A. Collinson, Power Quality, IEEE Power Engineering Journal Power Engineer 15 (2) (2001) 58 - 64.
- [2] E. W. Gunther, H. Mehta, A Survey of Distribution Power System Power Quality-Preliminary Results, IEEE Transactions on Power Delivery 10 (1) (1995) 322 - 329.
- [3] B. M. Hughes, J. S. Chan, D. O. Koval, Power Quality Management Issues over the Brazilian Transmission System, IEEE 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power 1 (2002) 27 - 32.
- [4] Güç Kalitesi Milli Projesi, <http://www.guckalitesi.gen.tr>, Web sitesi en son 10.09.2010 tarihinde ziyaret edildi.
- [5] E. Özdemirci, Y. Akkaya, B. Boyrazoğlu, S. Buhan, A. Terciyanlı, **Ö. Ünsar**, E. Altıntaş, B. Haliloğlu, A. Açık, T. Atalık, Ö. Salor, T. Demirci, I. Çadircı, M. Ermiş, Mobile Monitoring System to Take PQ Snapshots of Turkish Electricity Transmission System, IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, (2007).
- [6] Ö. Salor, S. Buhan, **Ö. Ünsar**, B. Boyrazoğlu, E. Altıntaş, T. Atalık, B. Haliloğlu, T. İnan, A. Kalaycıoğlu, A. Terciyanlı, A. Açık, T. Demirci, E. Özdemirci, I. Çadircı, M. Ermiş, Mobile Monitoring System to Take Nationwide PQ Measurements on Electricity Transmission Systems, The Measurement Journal of Elsevier 42 (2009) 501 - 515.
- [7] Ö. Salor, B. Gültekin, S. Buhan, B. Boyrazoğlu, T. İnan, T. Atalık, A. Açık, A. Terciyanlı, **Ö. Ünsar**, E. Altıntaş, Y. Akkaya, E. Özdemirci, I. Çadircı, M. Ermiş, Electrical Power Quality of Iron and Steel Industry in Turkey, Industry Applications Conference, 42nd IAS Annual Meeting, (2007) 404 - 423.
- [8] S. Buhan, B. Boyrazoğlu, **Ö. Ünsar**, E. Altıntaş, B. Haliloğlu, B. Polat, E. Özdemirci, Türkiye Elektrik İletim Sisteminde Mobil Güç Kalitesi Ölçümleri, Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, (2007).



- [9] B. Boyrazoğlu, **Ö. Ünsar**, B. Polat, Elektrik İletim Sisteminde Akım Ve Gerilimdeki Harmonik Bileşenlerin Gerçek Zamanlı Ölçülmesi, Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, (2007).
- [10] IEC 61000-4-30, Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods (2003).
- [11] IEEE Std. 519, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems (1992).
- [12] IEC 61000-4-7, Testing and Measurement Techniques - General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto (2003).
- [13] J. Arrillaga, N. R. Watson, Power System Harmonics (2nd Edition), Wiley and Sons, 2004.
- [14] B. W. Kennedy, Power Quality Primer (2nd Edition), McGraw Hill, 2002.
- [15] R. D. Henderson, P. J. Rose, Harmonics: The effects on power quality and transformers, IEEE Transactions on Industry Applications 30 (3) (1994) 528 - 532.
- [16] A. Elmoudi, M. Lehtonen, H. Nordman, Effect of harmonics on transformers loss of life, Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation (2006) 408 - 411.
- [17] IEEE Std. 519, Guide for Harmonic Control and Reactive Power Compensation of Static Power Converters (1981).
- [18] IEC 61000-2-12, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-12: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems (2003).
- [19] IEC 61000-3-2, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase) (2003).

- [20] IEC 61000-3-6, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems (2008).
- [21] IEC 61000-3-7, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems (2008).
- [22] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution Networks (1999).
- [23] IEC 61000-3-4, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A (1998).
- [24] Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği Ve Kalitesi Yönetmeliği, T. C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2004).
- [25] Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari Ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik, T. C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2008).
- [26] Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği, T. C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2001).
- [27] Arbiter Systems, Direction of Harmonics and Flicker, Application Notes (1133a) (2007).
- [28] P. H. Swart, On techniques for localization of sources producing distortion in three-phase network, The European Transactions Electrical Power Engineering 6 (6) (1996) 391 - 396.
- [29] L. Cristaldi, Harmonic power flow analysis for the measurement of the electric power quality, IEEE Transactions Instrumentation Measurement 44 (1995) 683 - 685.
- [30] M. Tsukamoto, I. Kouda, Y. Natsuda, Y. Minowa, S. Nishimura, Advanced method to identify harmonic characteristic between utility grid and harmonic

current sources, IEEE Proceedings, 8th International Conference on Harmonics and Quality Power (1998) 419 - 425.

- [31] A. de Oliveira, J. C. de Oliveira, J. W. Resende, M. S. Miskulin, Practical approaches for AC system harmonic impedance measurements, IEEE Transactions Power Delivery 6 (1991) 1721 - 1726.
- [32] C. Li, W. Xu, T. Tayjasanant, A 'Critical Impedance' - Based Method for Identifying Harmonic Sources, IEEE Transactions Power Delivery 19 (2) (2004) 671 - 678.
- [33] W. Xu and Y. Liu, A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling, IEEE Transactions Power Delivery 15 (2000) 804 - 811.
- [34] W. W. L. Keerthipala, L. T. Chong, T. C. Leong, Artificial neural network model for analysis of power system harmonics, IEEE Proceedings, International Conference on Neural Networks 2 (1995) 905 - 910.
- [35] J. Mazlumdar, F. Lambert, System and method for determining harmonic contributions from non linear loads, Industry Applications Conference, 4th IAS Annual Meeting, Conference Record of the 2005 4 (1995) 2456 - 2463.
- [36] H. Mori, S. Suga, Power system harmonics prediction with an artificial neural network, IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2 (1991) 1129 - 1132.
- [37] N. Pecharanin, H. Mitsui, M. Sone, Harmonic detection by using neural network, IEEE Proceedings, International Conference on Neural Networks 2 (1995) 923 - 926.
- [38] IEC 60044-7, Instrument transformers - Part 7: Electronic voltage transformers (1999).
- [39] IEC 60044-8, Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers (2002).

- [40] IEEE Task Force on Harmonic Modeling and Simulation, Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power systems part I: Concepts, models, and simulation techniques, IEEE Transactions Power Delivery 11 (1) (1996) 452 - 464.
- [41] M. E. Balcı, Ö. Karacasu, S. D. Öztürk, M. H. Hocaoğlu, Harmonik Üreten Yükler için Yeni Bir Model, ELECO'08, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Konferansı Elektrik-Kontrol (2008) 115 - 118.
- [42] J. Arrillaga, N. R. Watson, G. N. Bathurst, A Multifrequency Power Flow of General Applicability, IEEE Transactions on Power Delivery 19 (1) (2004) 342 - 349.
- [43] D. Xia, G. T. Heydt, Harmonic power flow studies Part I and II, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 101 (1982) 1257 - 1270.
- [44] W. Xu, J. R. Marti, H. W. Dommel, A multiphase harmonic load flow solution technique, IEEE Transactions on Power Systems 6 (1991) 174 - 182.
- [45] B. C. Smith, J. Arrillaga, A. R. Wood, N. R. Watson, A review of iterative harmonic analysis for AC-DC power systems, IEEE Transactions on Power Delivery 13 (1) (1998) 180 - 185.
- [46] E. Thunberg, L. Söder, A Norton Approach to Distribution Network Modelling, IEEE Transactions Power Delivery 14 (1) (1999) 272 - 277.
- [47] IEC 60909-0, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems Part 0: Calculation of currents (2001).
- [48] M. Göl, A New Field-Data Based EAF Model Applied To Power Quality Studies, Yüksek Lisans Tezi, ODTÜ (2009).
- [49] M. Gol, Ö. Salor, B. Alboyaci, B. Mutluer, I. Cadirci, M. Ermis, A new field-data based EAF model for power quality studies, Proceedings of the IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (2008).

- [50] M. B. Duric, Z. R. Durisic, Frequency measurement in power networks in the presence of harmonics using Fourier and zero-crossing technique, IEEE Proceedings on Power Technique (2005) 1 - 6.
- [51] Ö. Salor, Spectral correction-based method for interharmonics analysis of power signals with fundamental frequency deviation, IEEE 17th Signal Processing and Communications Applications Conference (2009) 852 - 855.
- [52] C. Ö. Gerçek, Optimizing Transient And Filtering Performance Of A C-Type 2nd Harmonic Power Filter By The Use Of Solid-State Switches, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü Yüksek Lisans Tezi, ODTÜ, ANKARA (2007).
- [53] P. C. Y. Ling, A. Basak, Investigation of Magnetizing Inrush Current in a Single-phase Transformer, IEEE Transactions on Magnetics 24 (6) (1988) 3217 - 3222.
- [54] J. H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering (1st Edition), CRC Press, 2004
- [55] L. J. Powell, Current transformer burden and saturation, IEEE Transactions, 1A-15 (3) (1979) 294 - 302.
- [56] E. E. Conner, E. C. Wentz, D. W. Allen, Methods for estimating transient performance of practical current transformer for relaying, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 94 (1) (1975) 116 - 122.
- [57] W. K. Sonnemann, C. L. Wagner, G. D. Rockefeller, Magnetizing Inrush Phenomena in Transformer Banks, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 77 (3) (1958) 884 - 892.
- [58] T. Demirci, A. Kalaycıoğlu, Ö. Salor, S. Pakhuylu, M. Dağlı, T. Kara, H. Aksüyek, Ç. Topçu, S. Bilgen, U. Sezen, I. Çadırcı, M. Ermiş, National PQ Monitoring Network for Turkish Electricity Transmission System, IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference Poland (2007).

- [59] H. Özkaya, Parallel Active Filter Design, Control, and Implementation, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü Yüksek Lisans Tezi, ODTÜ, ANKARA (2007).
- [60] C. J. Chou, C. W. Liu, J. Y. Lee, K. D. Lee, Optimal Planning of Large Passive-Harmonic-Filters Set at High Voltage Level, IEEE Transactions on Power Systems 15 (1) (2000) 433 - 441.
- [61] Güç Kalitesi Milli Projesi Geçici Rejim Ölçüm Altyapısı Oluşturulması, Kayıtlar Ve Mevcut Ölçü Transformatörlerinin Kalibrasyonu Alt Projesi Proje Sonuç Raporu, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Tübitak-BİLTEN (UZAY), Orta Doğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ), Hacettepe Üniversitesi (HÜ), Dokuz Eylül Üniversitesi (DEÜ), Yıldız Teknik Üniversitesi (YTÜ) (2010) 42s.
- [62] C. A. Türkmen, Calibration Of Conventional Measurement Transformers Against Harmonic Components By Using Field Measurements Of Optical Transducers And Resistive-Capacitive Voltage Transformers, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü Yüksek Lisans Tezi, ODTÜ, ANKARA (2010).
- [63] M. Sanaye-Pasand, A. Rezaei-Zare, H. Mohseni, S. Farhangi, R. Iravani, Comparison of Performance of Various Ferroresonance Suppressing Methods in Inductive and Capacitive Voltage Transformers, IEEE Power India Conference (2006).
- [64] Trench Group Switzerland AG, <http://www.trenchgroup.com/>, Web sitesi en son 20 Ocak 2010 tarihinde ziyaret edilmiştir.
- [65] T. J. E. Miller, Reactive Power Control in Electric Systems (1st Edition), Wiley and Sons, 1982.
- [66] Y. Xiao, J. Fu, B. Hu, X. Li, C. Deng, Problems of Voltage Transducer in Harmonic Measurement, IEEE Transactions on Power Delivery 19 (3) (2004).

## **EKLER DİZİNİ**

EK-1. IEC 61000-4-7 STANDARDINDA BELİRTİLEN HARMONİK ALT GRUP HESAPLAMA YÖNTEMİ

EK-2. ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ ARZ GÜVENİLİRLİĞİ VE KALİTESİ YÖNETMELİĞİ'NDE KABUL EDİLEBİLİR HARMONİK AKIM SEVİYELERİ

EK-3. ELEKTRİK PİYASASINDA DAĞITIM SİSTEMİNDE SUNULAN ELEKTRİK ENERJİSİNİN TEDARİK SÜREKLİLİĞİ, TİCARİ VE TEKNİK KALİTESİ HAKKINDA YÖNETMELİK'TEKİ KABUL EDİLEBİLİR HARMONİK GERİLİM VE AKIM SEVİYELERİ

EK-4. ELEKTRİK PİYASASI ŞEBEKE YÖNETMELİĞİ'NDE BELİRTİLEN HARMONİK GERİLİM SEVİYELERİ

EK-5. AKIM VE GERİLİM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİNİN DOĞRULUĞUNUN SINANMASI İÇİN HAZIRLANAN TEK FAZLI BİR ELEKTRİK SİSTEMİNİN PSCAD/EMTDC BİLGİSAYAR BENZETİMİ DEVRE ŞEMASI

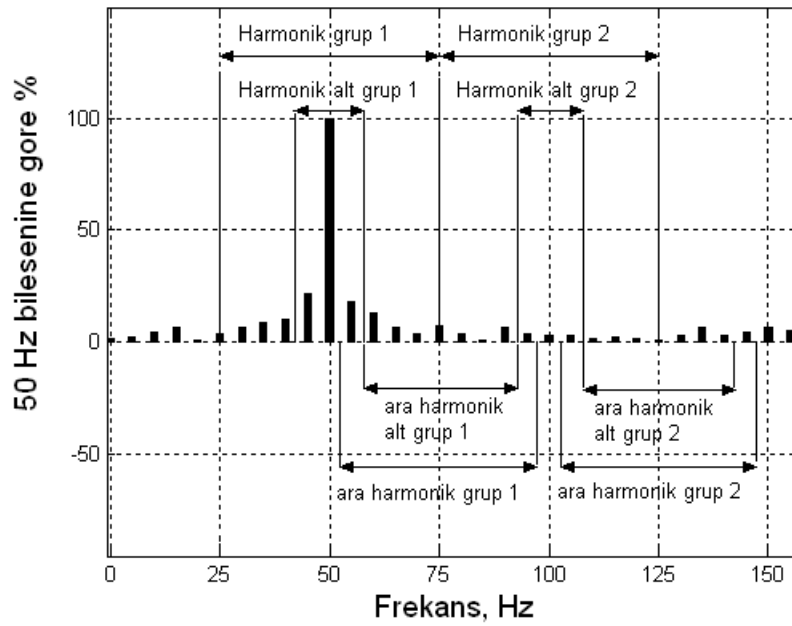
EK-6. PASİF HARMONİK SÜZGEÇ PARAMETRELERİNE VE AKIM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİNİN DOĞRULUĞUNUN SINANMASI İÇİN HAZIRLANAN TEK FAZLI BİR ELEKTRİK SİSTEMİNİN PSCAD/EMTDC BİLGİSAYAR BENZETİMİ DEVRE ŞEMASI

EK-7. TRENCH GROUP TARAFINDAN HAZIRLANAN REZİSTİF-KAPASİTİF GERİLİM ÖLÇÜ TRANSFORMATÖRÜ RUTİN TEST RAPORU

## EK-1

### IEC 61000-4-7 STANDARINDA BELİRTİLEN HARMONİK ALT GRUP HESAPLAMA YÖNTEMİ

Bu tez çalışmasındaki tüm harmonik hesaplamaları IEC 61000-4-7 standardında belirtilen harmonik alt grup hesaplama yöntemi temel alınarak yapılmıştır.



Şekil 1. IEC 61000-4-7 standardında belirtilen harmonik ve ara harmonik grup ve alt grup hesaplamalarının gösterimi.

Sonuçtaki harmonik alt grup derecesi  $n$ ,  $G_{g,n}$  büyüklüğüne sahiptir (KOK değeri). Aşağıdaki (E.1) eşitliğinde;  $C_k$ , 5 Hz aralıkla değişen DFT bileşenini göstermektedir:

$$G_{sg,n}^2 = \sum_{i=-1}^1 C_{k+i}^2 \quad (E.1)$$

$G_{g,n}$  şeklinde ifade edilen harmonik alt grubu; bir harmoniğin kendisine bitişik olan spektral bileşenlerinin karelerinin toplamının kare köküne eşittir. Ham verinin her 10 çevrimi DFT'ye sokularak DFT bileşenleri elde edildiğinden frekans bileşenlerinin çözünürlüğü 5 Hz olacaktır. Bir başka deyişle frekansın her 5 Hz'lik frekans aralığı için bir DFT bileşeni elde edilir. Sistem frekansı da 50 Hz olduğu



için her 10. DFT örneği ile onun sağ ve sol bitişiğindeki iki DFT bileşenleri bir harmoniğe denk gelmektedir. Başka bir deyişle, 9., 10. ve 11. DFT örneklerinden temel bileşen, 19., 20. ve 21. DFT örneklerden ise 2. harmonik, 29., 30. ve 31. DFT örneklerden de 3. harmonik hesaplanır.

EK-2

**ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ ARZ GÜVENİLİRLİĞİ VE KALİTESİ  
YÖNETMELİĞİ'NDE KABUL EDİLEBİLİR HARMONİK AKIM SEVİYELERİ**

Çizelge 1. 1 kV - 380 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik akım seviyeleri

| Harmonik Derecesi   | OG<br>$1 < U_n \leq 34.5$ |       |        |          |        | YG<br>$34.5 < U_n \leq 154$ |       |        |          |        | ÇYG<br>$U_n > 154$ |       |        |          |        |
|---|---------------------------|-------|--------|----------|--------|-----------------------------|-------|--------|----------|--------|--------------------|-------|--------|----------|--------|
|   | $I_k/I_L$                 |       |        |          |        | $I_k/I_L$                   |       |        |          |        | $I_k/I_L$          |       |        |          |        |
|   | <20                       | 20-50 | 50-100 | 100-1000 | > 1000 | <20                         | 20-50 | 50-100 | 100-1000 | > 1000 | <20                | 20-50 | 50-100 | 100-1000 | > 1000 |
| <b>3</b>  | 4                         | 7     | 10     | 12       | 15     | 2                           | 3,5   | 5      | 6        | 7,5    | 1                  | 1,8   | 2,5    | 3        | 3,8    |
| <b>5</b>  | 4                         | 7     | 10     | 12       | 15     | 2                           | 3,5   | 5      | 6        | 7,5    | 1                  | 1,8   | 2,5    | 3        | 3,8    |
| <b>7</b>  | 4                         | 7     | 10     | 12       | 15     | 2                           | 3,5   | 5      | 6        | 7,5    | 1                  | 1,8   | 2,5    | 3        | 3,8    |
| <b>9</b>  | 4                         | 7     | 10     | 12       | 15     | 2                           | 3,5   | 5      | 6        | 7,5    | 1                  | 1,8   | 2,5    | 3        | 3,8    |
| <b>11</b>   | 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    |
| <b>13</b>   | 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    |
| <b>15</b>   | 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    |
| <b>17</b>   | 1,5                       | 2,5   | 4      | 5        | 6      | 0,8                         | 1,25  | 2      | 2,5      | 3      | 0,4                | 0,6   | 1      | 1,25     | 1,3    |
| <b>19</b>   | 1,5                       | 2,5   | 4      | 5        | 6      | 0,8                         | 1,25  | 2      | 2,5      | 3      | 0,4                | 0,6   | 1      | 1,25     | 1,3    |
| <b>21</b>   | 1,5                       | 2,5   | 4      | 5        | 6      | 0,8                         | 1,25  | 2      | 2,5      | 3      | 0,4                | 0,6   | 1      | 1,25     | 1,3    |
| <b>23</b>   | 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    |
| <b>25</b>   | 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    |
| <b>27</b>   | 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    |
| <b>29</b>   | 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    |
| <b>31</b>   | 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    |
| <b>33</b>   | 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    |
| <b>h&gt;33</b>  | 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. |                           |       |        |          |        |                             |       |        |          |        |                    |       |        |          |        |
| <b>Toplam Talep Bozulumu</b>                                      | 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

EK-3

**ELEKTRİK PİYASASINDA DAĞITIM SİSTEMİNDE SUNULAN ELEKTRİK  
ENERJİSİNİN TEDARİK SÜREKLİLİĞİ, TİCARİ VE TEKNİK KALİTESİ  
HAKKINDA YÖNETMELİK'TEKİ KABUL EDİLEBİLİR HARMONİK GERİLİM VE  
AKIM SEVİYELERİ**

Çizelge 2. Kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

| Tek Harmonikler         |                 |                      |                 | Çift Harmonikler   |                 |
|-------------------------|-----------------|----------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| 3'un Katları Olmayanlar |                 | 3'un Katları Olanlar |                 |                    |                 |
| Harmonik Sırası, h      | Sınır Değer (%) | Harmonik Sırası, h   | Sınır Değer (%) | Harmonik Sırası, h | Sınır Değer (%) |
| 5                       | % 6             | 3                    | % 5             | 2                  | % 2             |
| 7                       | % 5             | 9                    | % 1,5           | 4                  | % 1             |
| 11                      | % 3,5           | 15                   | % 0,5           | 6.....24           | % 0,5           |
| 13                      | % 3             | 21                   | % 0,5           |                    |                 |
| 17                      | % 2             |                      |                 |                    |                 |
| 19                      | % 1,5           |                      |                 |                    |                 |
| 23                      | % 1,5           |                      |                 |                    |                 |
| 25                      | % 1,5           |                      |                 |                    |                 |

THB değeri (40. harmoniğe kadar değerler dâhil) en fazla % 8 olarak uygulanır.

Çizelge 3. Maksimum yük akımına ( $I_L$ ) göre kabul edilebilir harmonik akım seviyeleri

| Tek Harmonikler |      |         |         |         |      |      |
|-----------------|------|---------|---------|---------|------|------|
| $I_{sc}/I_L$    | <11  | 11≤h<17 | 17≤h<23 | 23≤h<35 | 35≤h | TTB  |
| <20             | 4.0  | 2.0     | 1.5     | 0.6     | 0.3  | 5.0  |
| 20<50           | 7.0  | 3.5     | 2.5     | 1.0     | 0.5  | 8.0  |
| 50<100          | 10.0 | 4.5     | 4.0     | 1.5     | 0.7  | 12.0 |
| 100<1000        | 12.0 | 5.5     | 5.0     | 2.0     | 1.0  | 15.0 |
| >1000           | 15.0 | 7.0     | 6.0     | 2.5     | 1.4  | 20.0 |

Çift harmonikler, kendinden sonraki tek harmonik için tanımlanan değerlerin %25'i ile sınırlandırılmıştır.

**EK-4**

**ELEKTRİK PİYASASI ŞEBEKE YÖNETMELİĞİ'NDE BELİRTİLEN HARMONİK GERİLİM SEVİYELERİ**

Çizelge 4. 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

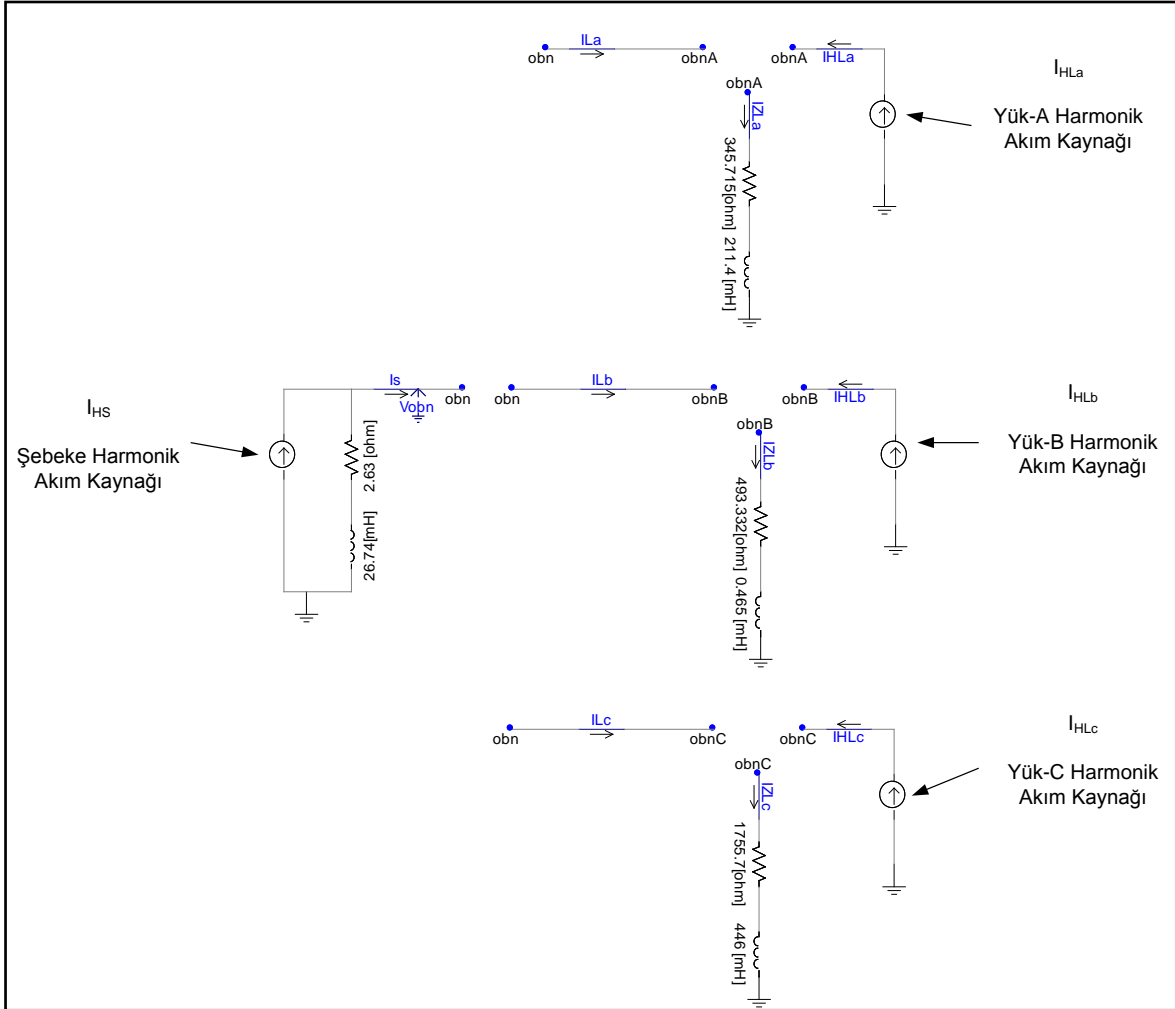
| Tek Harmonikler<br>(3'ün katı olmayan) |                      | Tek Harmonikler<br>(3'ün katı olan) |                      | Çift Harmonikler |                      |
|--|----------------------|-------------------------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| Harmonik No. "h"                       | Harmonik Gerilim (%) | Harmonik No.                        | Harmonik Gerilim (%) | Harmonik No.     | Harmonik Gerilim (%) |
| 5                                      | 1.25                 | 3                                   | 1.0                  | 2                | 0.75                 |
| 7                                      | 1.0                  | 9                                   | 0.4                  | 4                | 0.6                  |
| 11                                     | 0.7                  | 15                                  | 0.2                  | 6                | 0.4                  |
| 13                                     | 0.7                  | 21                                  | 0.2                  | 8                | 0.4                  |
| 17                                     | 0.4                  | >21                                 | 0.2                  | 10               | 0.4                  |
| 19                                     | 0.4                  |                                     |                      | 12               | 0.2                  |
| 23                                     | 0.4                  |                                     |                      | >12              | 0.2                  |
| 25                                     | 0.4                  |                                     |                      |                  |                      |
| >25                                    | 0.2+0.2<br>(25/h)    |                                     |                      |                  |                      |
| Toplam harmonik bozulma seviyesi % 2   |                      |                                     |                      |                  |                      |

Çizelge 5. 20 kV - 154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

| Tek Harmonikler<br>(3'ün katı olmayan) |                      | Tek Harmonikler<br>(3'ün katı olan) |                      | Çift Harmonikler |                      |
|--|----------------------|-------------------------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| Harmonik No. "h"                       | Harmonik Gerilim (%) | Harmonik No.                        | Harmonik Gerilim (%) | Harmonik No.     | Harmonik Gerilim (%) |
| 5                                      | 1.5                  | 3                                   | 1.5                  | 2                | 1.0                  |
| 7                                      | 1.5                  | 9                                   | 0.75                 | 4                | 0.8                  |
| 11                                     | 1.0                  | 15                                  | 0.3                  | 6                | 0.5                  |
| 13                                     | 1.0                  | 21                                  | 0.2                  | 8                | 0.4                  |
| 17                                     | 0.75                 | >21                                 | 0.2                  | 10               | 0.4                  |
| 19                                     | 0.75                 |                                     |                      | 12               | 0.2                  |
| 23                                     | 0.5                  |                                     |                      | >12              | 0.2                  |
| 25                                     | 0.5                  |                                     |                      |                  |                      |
| >25                                    | 0.2+0.3<br>(25/h)    |                                     |                      |                  |                      |
| Toplam harmonik bozulma seviyesi % 3   |                      |                                     |                      |                  |                      |

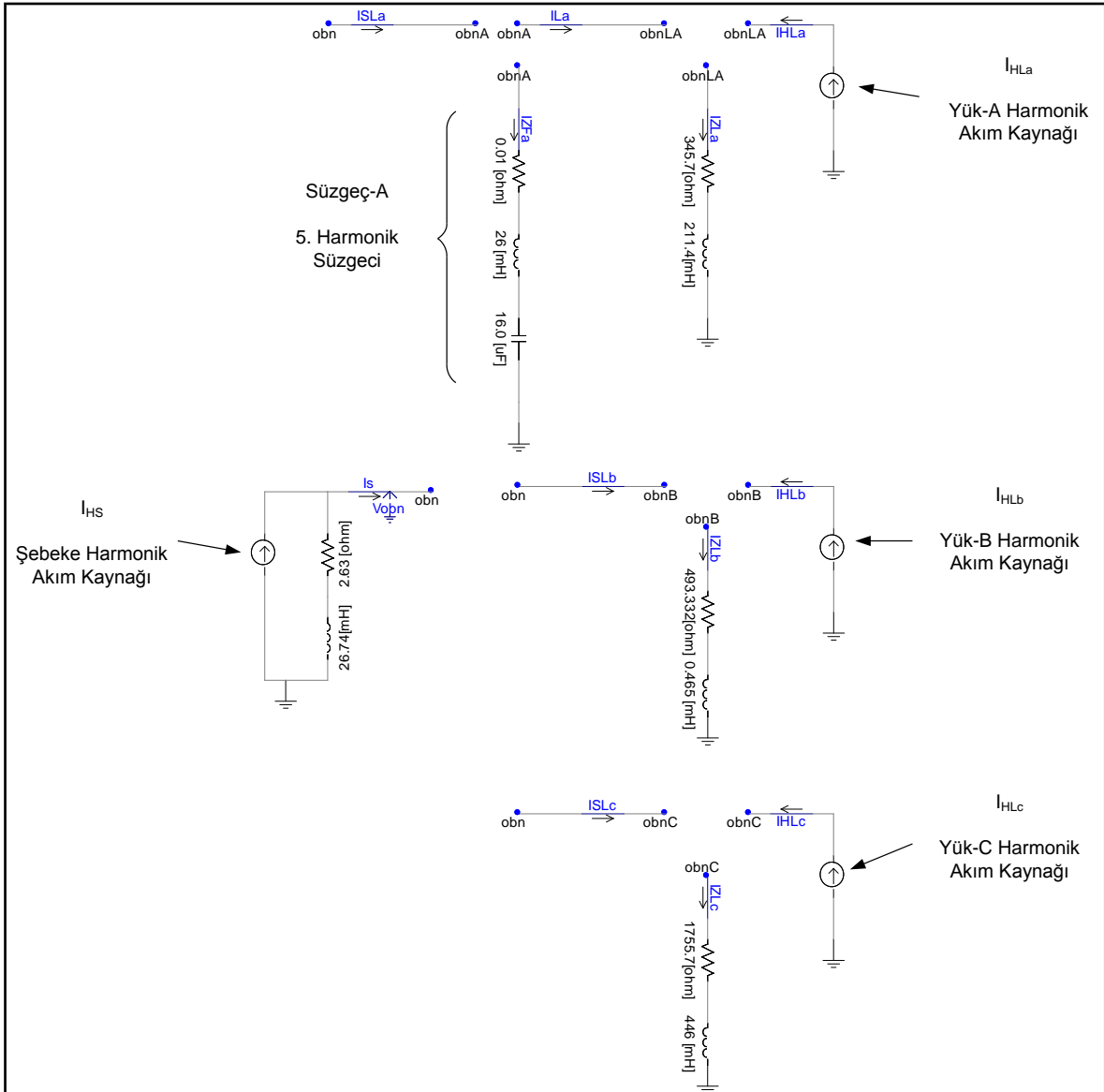
## EK-5

### AKIM VE GERİLİM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİNİN DOĞRULUĞUNUN SINANMASI İÇİN HAZIRLANAN TEK FAZLI BİR ELEKTRİK SİSTEMİNİN PSCAD/EMTDC BİLGİSAYAR BENZETİMİ DEVRE ŞEMASI



## EK-6

### PASİF HARMONİK SÜZGEÇ PARAMETRELERİNE VE AKIM HARMONİK ÖLÇÜMLERİNE DAYALI OLARAK ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDAKİ HARMONİK AKIM KATKISI BULMA YÖNTEMİNİN DOĞRULUĞUNUN SINANMASI İÇİN HAZIRLANAN TEK FAZLI BİR ELEKTRİK SİSTEMİNİN PSCAD/EMTDC BİLGİSAYAR BENZETİMİ DEVRE ŞEMASI



EK-7

**TRENCH GROUP TARAFINDAN HAZIRLANAN REZİSTİF-KAPASİTİF GERİLİM  
ÖLÇÜ TRANSFORMATÖRÜ RUTİN TEST RAPORU**



**Routine test report**

Customer: TUBITAK  
TR

Your reference: -

Workorder: 0014104\_10

Project: National Power Quality Project of Turkey  
TR

Object: RC- Voltage Transformer 36 kV

Quantity: 12

Type: RCVT 36 kV

Serial No: 2071913 to 2071924

Test specification: IEC 60044-5

Results: All tests, listed on page 3, were successfully completed  
in accordance with the given test specification

Written by: L. Starck

Test report contains 63 pages

Saint-Louis, January 3 rd, 2008

Trench France SA,  
Tests department G. Maschio

TRENCH FRANCE S.A.  
Responsable plates-formes  
d'essai HT  
G. MASCHIO

**ROUTINE TEST REPORT**

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

**Technical characteristics**

|                               |                 |                       |   |                                  |
|-------------------------------|-----------------|-----------------------|---|----------------------------------|
| Rated System Voltage          | $(U_i)$         |                       |   | <b>34,5</b> kV <sub>rms</sub>    |
| Maximal Voltage for Equipment | $(U_m)$         |                       |   | <b>36</b> kV <sub>rms</sub>      |
| Lowest Voltage for Equipment  |                 |                       |   | <b>28</b> kV <sub>rms</sub>      |
| Rated primary voltage         | $(U_{pn})$      |                       |   | <b>34,5/√3</b> kV <sub>rms</sub> |
| Rated secondary voltage       | $(U_{sn})$      |                       |   | <b>100/√3</b> V <sub>rms</sub>   |
| Rated transformation ratio    | $(K_N)$         |                       |   | <b>345</b>                       |
| Rated frequency               | $(f_N)$         |                       |   | <b>50</b> Hz                     |
| Dissipation factor at 20°C    | $(\tan \delta)$ | at $U_m/\sqrt{3}$     | ≤ | <b>1,50%</b>                     |
| Rated voltage factor          | $(xU_N)$        | continuous            |   | <b>1,2</b>                       |
| Rated voltage factor          | $(xU_N)$        | $t = 30$ s            |   | <b>1,9</b>                       |
| Partial discharge             | $(PD)$          | at $1,2 U_m/\sqrt{3}$ | ≤ | <b>5</b> pC                      |
|                               |                 | at $1,2 U_m$          | ≤ | <b>10</b> pC                     |
|                               |                 | at $U_{Test}$         | ≤ | <b>10</b> pC                     |

**Rated insulation levels at standard atmospheric conditions**

|  |              |                               |              |             |
|--|--------------|-------------------------------|--------------|-------------|
| Rated power frequency withstand voltage                      | $(U_{Test})$ | <b>70</b> kV <sub>rms</sub>   | <b>50</b> Hz | <b>60</b> s |
| Rated lightning impulse withstand voltage                    | $(U_{BIL})$  | <b>170</b> kV <sub>peak</sub> |              |             |
| Rated power frequency withstand voltage on secondary winding |              | <b>4</b> kV <sub>rms</sub>    | <b>50</b> Hz | <b>60</b> s |

**Rated output and the corresponding accuracy class** (voltage ratio : **34,5/√3** kV :  $U_s$ )

| terminal | $U_s$ [V] | output on winding | class        |
|----------|-----------|-------------------|--------------|
| a-n      | 100/√3    | 100 kΩ            | 0,2 at 50 Hz |

$U_s$ : Rated secondary voltage



**List of all required and performed tests**

Tests on capacitor(s), electromagnetic unit(s) and complete capacitor voltage transformer(s)

- 1) **Resistance measurement**  
before HVT
- 2) **Measurement of C- and  $\tan \delta$ - at power-frequency test**  
before and after HVT
- 3) **Measurement of partial discharge at power-frequency test**  
before and after HVT
- 4) **Power frequency withstand test on divider**  
HVT
- 5) **Resistance measurement**  
after HVT
- 6) **Power frequency withstand test on secondary winding**
- 7) **Test for accuracy at 50 Hz**
- 8) **Verification of terminal markings and check of rating plate**
- 9) **Magnitude versus Frequency Test over the entire bandwidth and Phase error versus Frequency up to 50th harmonic**

**Applied voltage on individual capacitor(s)**

| $U_m/\sqrt{3}$<br>[kV] | $1,2 U_m/\sqrt{3}$<br>[kV] | $U_m$<br>[kV] | $1,2 U_m$<br>[kV] | $U_{test}$<br>[kV] |
|------------------------|----------------------------|---------------|-------------------|--------------------|
| 21                     | 25                         | 36            | 43                | 70                 |

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

Tests for accuracy and check of polarity at 50 Hz

| No.             | U<br>[kV]      | Voltage error<br>(ratio%) | $\delta$<br>(min.) | Limits  |          |
|-----------------|----------------|---------------------------|--------------------|---------|----------|
|                 |                |                           |                    | error   | $\delta$ |
| 20719 <i>15</i> | 27,6<br>(80%)  | -0,02                     | -1,5               | ± 0,2 % | ± 10 min |
|                 | 34,5<br>(100%) | -0,03                     | -1,4               | ± 0,2 % | ± 10 min |
|                 | 41,4<br>(120%) | -0,03                     | -1,3               | ± 0,2 % | ± 10 min |

$\delta$  phase displacement

Measured by: *Schneberger*

date: *15/11/07*

Check of rating plate

Verification of terminal marking

Checked by: *Schneberger*

date: *15/11/07*

Tests for accuracy and check of polarity at 50 Hz

| No.             | U<br>[kV]      | Voltage error<br>(ratio%) | $\delta$<br>(min.) | Limits  |          |
|-----------------|----------------|---------------------------|--------------------|---------|----------|
|                 |                |                           |                    | error   | $\delta$ |
| 20719 <i>14</i> | 27,6<br>(80%)  | -0,01                     | -2,0               | ± 0,2 % | ± 10 min |
|                 | 34,5<br>(100%) | -0,02                     | -1,7               | ± 0,2 % | ± 10 min |
|                 | 41,4<br>(120%) | -0,03                     | -1,6               | ± 0,2 % | ± 10 min |

$\delta$  phase displacement

Measured by: *Schneberger*

date: *15/11/07*

Check of rating plate

Verification of terminal marking

Checked by: *Schneberger*

date: *15/11/07*

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

Tests for accuracy and check of polarity at 50 Hz

| No.      | U<br>[kV]      | Voltage error<br>(ratio%) | $\delta$<br>(min.) | Limits      |              |
|----------|----------------|---------------------------|--------------------|-------------|--------------|
|          |                |                           |                    | error       | $\delta$     |
| 20719 16 | 27,6<br>(80%)  | -0,05                     | -1,7               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |
|          | 34,5<br>(100%) | -0,06                     | -1,6               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |
|          | 41,4<br>(120%) | -0,06                     | -1,5               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Steinmann

date: 22/11/07

Check of rating plate

Verification of terminal marking

Checked by: Steinmann

date: 22/11/07

Tests for accuracy and check of polarity at 50 Hz

| No.      | U<br>[kV]      | Voltage error<br>(ratio%) | $\delta$<br>(min.) | Limits      |              |
|----------|----------------|---------------------------|--------------------|-------------|--------------|
|          |                |                           |                    | error       | $\delta$     |
| 20719 13 | 27,6<br>(80%)  | -0,04                     | -1,7               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |
|          | 34,5<br>(100%) | -0,05                     | -1,5               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |
|          | 41,4<br>(120%) | -0,06                     | -1,4               | $\pm 0,2\%$ | $\pm 10$ min |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Steinmann

date: 22/11/07

Check of rating plate

Verification of terminal marking

Checked by: Steinmann

date: 22/11/07

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

**Magnitude and Phase error versus Frequency Test up to 50<sup>th</sup> harmonic**

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345  
 Cable: 50m Triax-Cable Huber&Suhner Type: G03332

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V)  | Uout (V)     | $\delta$ [°] | Ratio [-]   | $\Delta$ Ratio : $\epsilon$ [%] |
|---------|----------------|----------|--------------|--------------|-------------|---------------------------------|
| 2071913 | 50             | 993,282  | 2,8810       | <b>-0,04</b> | 344,772     | <b>-0,066</b>                   |
|         | 100            | 977,756  | 2,8356       | <b>0,532</b> | 344,812     | <b>-0,054</b>                   |
|         | 150            | 993,006  | 2,8789       | <b>0,689</b> | 344,922     | <b>-0,023</b>                   |
|         | 500            | 1004,828 | 2,9132       | <b>1,075</b> | 344,919     | <b>-0,024</b>                   |
|         | 1000           | 1008,374 | 2,9236       | <b>1,089</b> | 344,913     | <b>-0,025</b>                   |
|         | 1500           | 981,185  | 2,9235       | <b>1,125</b> | 345,05      | <b>0,015</b>                    |
|         | 2000           | 989,066  | 2,8646       | <b>1,182</b> | 345,274     | <b>0,079</b>                    |
|         | 2500           | 984,337  | 2,8422       | <b>1,195</b> | 346,327     | <b>0,385</b>                    |
| 5000    | 369,657        | 1,3526   | <b>1,195</b> | 346,622      | <b>0,47</b> |                                 |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07

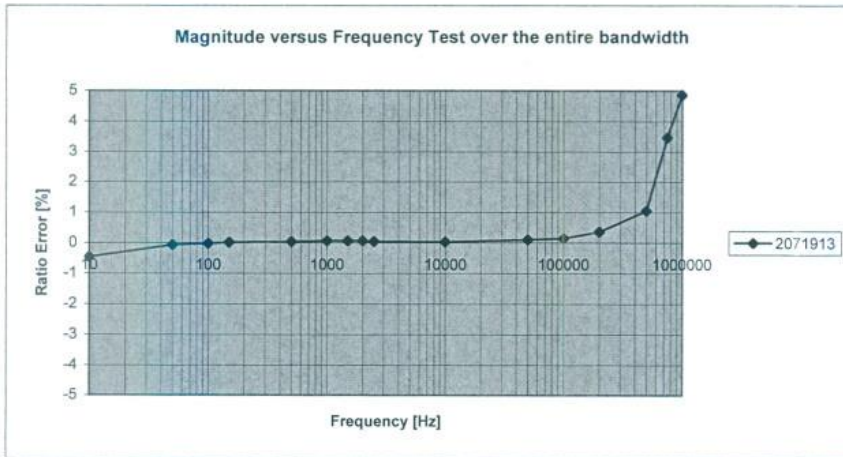
**Magnitude versus Frequency Test over the entire bandwidth**

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (mV) | Ratio [-] | Δ Ratio : ε [%] |
|---------|----------------|---------|-----------|-----------|-----------------|
| 2071913 | 10             | 150,245 | 437,532   | 343,394   | -0,466          |
|         | 50             | 149,256 | 432,920   | 344,774   | -0,066          |
|         | 100            | 151,45  | 439,082   | 344,926   | -0,022          |
|         | 150            | 150,458 | 436,049   | 345,048   | 0,014           |
|         | 500            | 152,478 | 441,811   | 345,121   | 0,035           |
|         | 1000           | 149,568 | 433,249   | 345,223   | 0,065           |
|         | 1500           | 152,514 | 441,769   | 345,234   | 0,068           |
|         | 2000           | 151,587 | 439,080   | 345,238   | 0,069           |
|         | 2500           | 151,852 | 439,970   | 345,142   | 0,041           |
|         | 10000          | 150,447 | 435,939   | 345,109   | 0,032           |
|         | 50000          | 147,874 | 428,171   | 345,363   | 0,105           |
|         | 100000         | 154,357 | 446,750   | 345,511   | 0,148           |
|         | 200000         | 154,325 | 445,719   | 346,238   | 0,359           |
|         | 500000         | 82,681  | 237,160   | 348,63    | 1,052           |
| 750000  | 58,419         | 163,670 | 356,93    | 3,458     |                 |
| 1000000 | 38,457         | 106,300 | 361,778   | 4,863     |                 |

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07



41

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

**Magnitude and Phase error versus Frequency Test up to 50<sup>th</sup> harmonic**

Parameters: Burden Impedance: 108.4k $\Omega$   
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345  
 Cable: 50m Triax-Cable Huber&Suhner Type: G03332

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V)  | Uout (V) | $\delta$ [°] | Ratio [-] | $\Delta$ Ratio : $\epsilon$ [%] |
|---------|----------------|----------|----------|--------------|-----------|---------------------------------|
| 2071914 | 50             | 966,813  | 2,8049   | -0,035       | 344,693   | -0,089                          |
|         | 100            | 997,735  | 2,8940   | 0,325        | 344,76    | -0,07                           |
|         | 150            | 952,813  | 2,7650   | 0,456        | 344,598   | -0,117                          |
|         | 500            | 980,806  | 2,8489   | 0,728        | 344,278   | -0,209                          |
|         | 1000           | 986,110  | 2,8650   | 0,768        | 344,192   | -0,234                          |
|         | 1500           | 1016,649 | 2,9563   | 0,802        | 343,892   | -0,321                          |
|         | 2000           | 995,370  | 2,8960   | 0,835        | 343,705   | -0,375                          |
|         | 2500           | 971,652  | 2,8282   | 0,855        | 343,555   | -0,419                          |
| 5000    | 488,681        | 1,4237   | 0,855    | 343,259      | -0,505    |                                 |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07

42

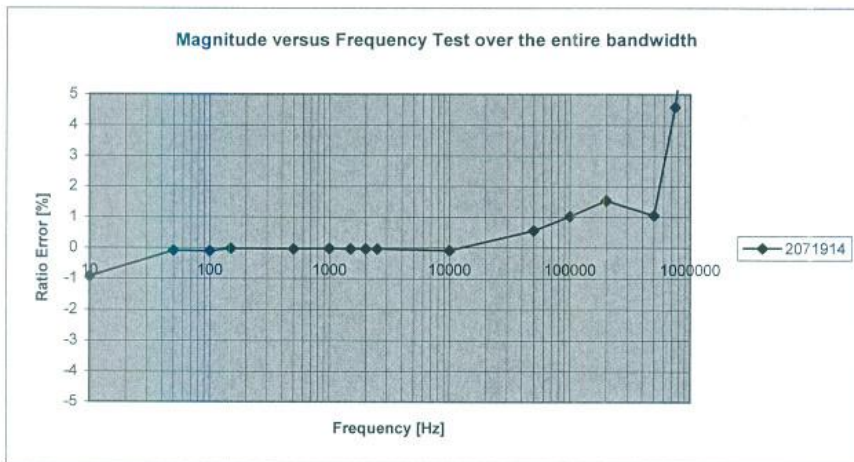
**Magnitude versus Frequency Test over the entire bandwidth**

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (mV) | Ratio [-] | Δ Ratio : ε [%] |
|---------|----------------|---------|-----------|-----------|-----------------|
| 2071914 | 10             | 152,849 | 447,184   | 341,803   | -0,927          |
|         | 50             | 155,474 | 451,065   | 344,682   | -0,092          |
|         | 100            | 149,052 | 432,490   | 344,637   | -0,105          |
|         | 150            | 150,666 | 436,824   | 344,912   | -0,025          |
|         | 500            | 154,100 | 446,825   | 344,878   | -0,035          |
|         | 1000           | 152,317 | 441,611   | 344,912   | -0,025          |
|         | 1500           | 152,196 | 441,304   | 344,878   | -0,035          |
|         | 2000           | 154,473 | 447,904   | 344,88    | -0,035          |
|         | 2500           | 155,418 | 450,663   | 344,865   | -0,039          |
|         | 10000          | 151,682 | 440,037   | 344,703   | -0,086          |
|         | 50000          | 150,826 | 434,728   | 346,943   | 0,563           |
|         | 100000         | 152,501 | 437,544   | 348,539   | 1,026           |
|         | 200000         | 116,059 | 331,313   | 350,3     | 1,536           |
|         | 500000         | 82,067  | 235,383   | 348,653   | 1,056           |
|         | 750000         | 75,359  | 208,853   | 360,823   | 4,586           |
| 1000000 | 60,394         | 161,543 | 373,86    | 8,365     |                 |

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07



43

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

**Magnitude and Phase error versus Frequency Test up to 50<sup>th</sup> harmonic**

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345  
 Cable: 50m Triax-Cable Huber&Suhner Type: G03332

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (V) | $\delta$ [°] | Ratio [-] | $\Delta$ Ratio : $\epsilon$ [%] |
|---------|----------------|---------|----------|--------------|-----------|---------------------------------|
| 2071915 | 50             | 935,191 | 2,7133   | -0,045       | 344,668   | -0,096                          |
|         | 100            | 977,244 | 2,8354   | 0,452        | 344,658   | -0,099                          |
|         | 150            | 987,883 | 2,8675   | 0,489        | 344,51    | -0,142                          |
|         | 500            | 946,78  | 2,7508   | 0,728        | 344,182   | -0,237                          |
|         | 1000           | 959,906 | 2,7896   | 0,789        | 344,102   | -0,26                           |
|         | 1500           | 996,158 | 2,8963   | 0,825        | 343,942   | -0,307                          |
|         | 2000           | 988,277 | 2,8756   | 0,856        | 343,677   | -0,383                          |
|         | 2500           | 968,811 | 2,8209   | 0,875        | 343,438   | -0,453                          |
| 5000    | 423,84         | 1,2356  | 0,875    | 343,024      | -0,573    |                                 |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07

44



ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

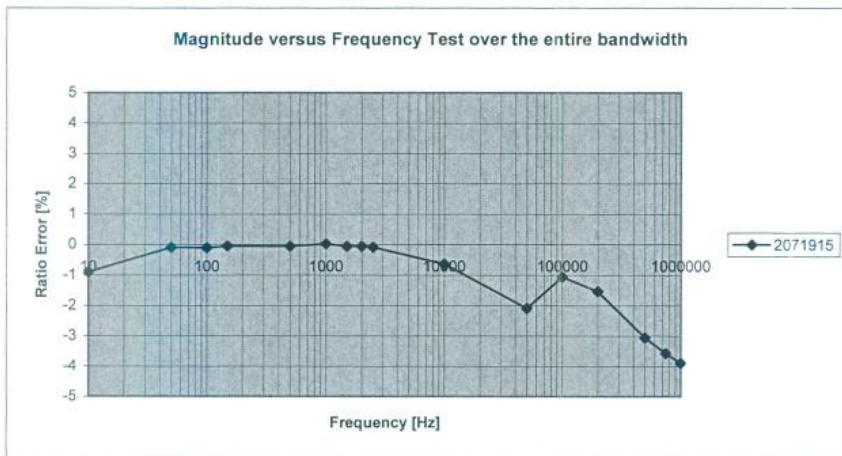
Magnitude versus Frequency Test over the entire bandwidth

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (mV) | Ratio [-] | Δ Ratio : ε [%] |
|---------|----------------|---------|-----------|-----------|-----------------|
| 2071915 | 10             | 150,486 | 440,136   | 341,908   | -0,896          |
|         | 50             | 152,384 | 442,125   | 344,622   | -0,098          |
|         | 100            | 152,485 | 442,458   | 344,632   | -0,107          |
|         | 150            | 153,582 | 445,400   | 344,818   | -0,053          |
|         | 500            | 154,953 | 449,413   | 344,79    | -0,061          |
|         | 1000           | 150,326 | 435,643   | 345,067   | 0,019           |
|         | 1500           | 149,415 | 433,351   | 344,79    | -0,061          |
|         | 2000           | 150,276 | 435,847   | 344,791   | -0,061          |
|         | 2500           | 151,364 | 439,121   | 344,698   | -0,088          |
|         | 10000          | 151,853 | 442,975   | 342,802   | -0,637          |
|         | 50000          | 152,498 | 451,476   | 337,776   | -2,094          |
|         | 100000         | 152,347 | 446,302   | 341,354   | -1,057          |
|         | 200000         | 151,247 | 445,238   | 339,699   | -1,536          |
|         | 500000         | 81,531  | 243,778   | 334,448   | -3,059          |
|         | 750000         | 78,523  | 236,025   | 332,689   | -3,568          |
| 1000000 | 61,348         | 185,030 | 331,557   | -3,897    |                 |

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07



45

ROUTINE TEST REPORT

**TRENCH**

Project No: 0014104\_10

**Magnitude and Phase error versus Frequency Test up to 50<sup>th</sup> harmonic**

Parameters: Burden Impedance: 108.4k $\Omega$   
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345  
 Cable: 50m Triax-Cable Huber&Suhner Type: G03332

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (V) | $\delta$ [°] | Ratio [-] | $\Delta$ Ratio : $\epsilon$ [%] |
|---------|----------------|---------|----------|--------------|-----------|---------------------------------|
| 2071916 | 50             | 977,205 | 2,8346   | -0,025       | 344,746   | -0,073                          |
|         | 100            | 987,095 | 2,8635   | 0,368        | 344,712   | -0,084                          |
|         | 150            | 969,757 | 2,8148   | 0,547        | 344,527   | -0,137                          |
|         | 500            | 970,549 | 2,8189   | 0,782        | 344,299   | -0,203                          |
|         | 1000           | 985,708 | 2,8640   | 0,865        | 344,174   | -0,239                          |
|         | 1500           | 962,27  | 2,7958   | 1,014        | 344,182   | -0,237                          |
|         | 2000           | 973,642 | 2,8315   | 1,036        | 343,867   | -0,328                          |
|         | 2500           | 981,512 | 2,8560   | 1,085        | 343,663   | -0,388                          |
| 5000    | 465,901        | 1,3564  | 1,085    | 343,484      | -0,44     |                                 |

$\delta$  phase displacement

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07

46

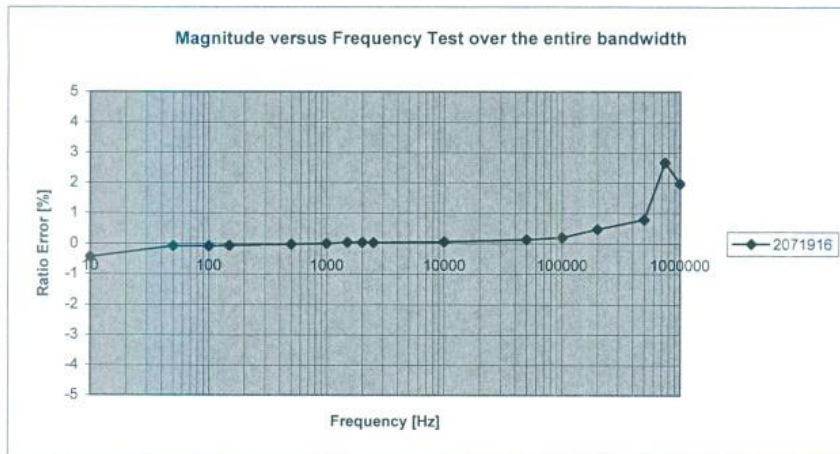
**Magnitude versus Frequency Test over the entire bandwidth**

Parameters: Burden Impedance: 108.4kΩ  
 Burden Capacitance: 896pF  
 Rated Ratio: 345

| No.     | Frequency [Hz] | Uin (V) | Uout (mV) | Ratio [-] | Δ Ratio : ε [%] |
|---------|----------------|---------|-----------|-----------|-----------------|
| 2071916 | 10             | 152,365 | 443,582   | 343,487   | -0,439          |
|         | 50             | 151,850 | 440,507   | 344,715   | -0,082          |
|         | 100            | 151,249 | 438,751   | 344,725   | -0,08           |
|         | 150            | 150,638 | 436,918   | 344,775   | -0,065          |
|         | 500            | 154,925 | 449,151   | 344,927   | -0,021          |
|         | 1000           | 153,479 | 444,859   | 345,005   | 0,001           |
|         | 1500           | 149,685 | 433,721   | 345,119   | 0,035           |
|         | 2000           | 153,625 | 445,130   | 345,123   | 0,036           |
|         | 2500           | 152,277 | 441,237   | 345,113   | 0,033           |
|         | 10000          | 154,227 | 446,770   | 345,204   | 0,059           |
|         | 50000          | 152,690 | 441,978   | 345,469   | 0,136           |
|         | 100000         | 152,478 | 441,100   | 345,678   | 0,196           |
|         | 200000         | 151,479 | 437,020   | 346,617   | 0,469           |
|         | 500000         | 150,325 | 432,309   | 347,725   | 0,79            |
|         | 750000         | 152,366 | 430,202   | 354,172   | 2,659           |
| 1000000 | 151,479        | 430,593 | 351,791   | 1,968     |                 |

Measured by: Weber & Hoeltje

date: 28/11/07



47

## ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Özgür ÜNSAR  
Doğum Yeri : Gölpaazarı / BİLECİK  
Doğum Yılı : 17.10.1982  
Medeni Hali : Bekâr

### Eğitim ve Akademik Durumu:

Lise 1996-1999 Eskişehir Fen Lisesi,  
ESKİŞEHİR  
Lisans 1999-2006 Orta Doğu Teknik Üniversitesi  
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü  
ANKARA  
Yabancı Dil : İngilizce

### İş Tecrübesi:

2006 - 2010 Türkiye Elektrik İletim A.Ş., AR-GE Müdürlüğü,  
Elektrik - Elektronik Mühendisi  
ANKARA  
2010 - Halen TÜBİTAK-UZAY Enstitüsü, Güç Elektronikleri Bölümü,  
Araştırmacı  
ANKARA