

**ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDA ŞEBEKE VE MÜŞTERİ HARMONİK
KATKILARININ BELİRLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Ahmet ALYAR
(504061001)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 24 Nisan 2009

Tezin Savunulduğu Tarih : 05 Mayıs 2009

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Ömer GÜL (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Ömer USTA (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN (YTÜ)

MAYIS 2009

ÖNSÖZ

Öncelikle bu tez konusunu bana tavsiye ederek bu yeni konuda beni çalışmaya teşvik eden, çalışmalarım sırasında, hafta sonları dahil, değerli zamanını ayırarak beni sürekli destekleyen, tez aşamasında yapmış olduğum analizlerde yardımını esirgemeyen değerli tez danışmanım Yrd. Doç Dr. Ömer GÜL’e teşekkür ederim. Tez çalışmalarım sırasında bana destek olan tüm arkadaşlarıma da ayrıca teşekkür ederim.

Benim bu günlere gelmemde büyük emekleri geçen aileme saygı ve sevgilerimi sunarım. Onların yardımı olmadan bu çalışmayı bitirme azim ve gücünü kendimde bulamazdım.

Bu çalışma İTÜ Bilimsel Araştırma Projeleri Komisyonu tarafından desteklenmektedir.

Proje No: 32819

Mayıs 2009

Ahmet Alyar

Elektrik Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	iii
İÇİNDEKİLER	v
KISALTMALAR	ix
TABLO LİSTESİ	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
SEMBOL LİSTESİ	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Harmoniklerin Tanımı	1
1.2 Müşteri ve Şebeke Harmonik Katkılarını Belirlemenin Önemi	2
1.3 Tezin Amacı ve Organizasyon	4
2. HARMONİKLERLE İLGİLİ TEMEL KAVRAMLAR	5
2.1 Giriş	5
2.2 Nonlinear Elemanlar	5
2.2.1 Nonlinear elemanların tanımı.....	5
2.3 Linear Elemanlar	6
2.4 Harmoniklerin Matematiksel Analizi	7
2.4.1 Fourier analizinde simetri	7
2.4.1.1 Çift fonksiyon simetrisi.....	8
2.4.1.2 Tek fonksiyon simetrisi.....	8
2.4.1.3 Yarım dalga simetrisi.....	9
2.5 Nonsinüzoidal Durumda Elektrik Büyüklükleri	10
2.6 Harmonik Kavramı ve İlgili Büyüklükler	11
2.6.1 Toplam harmonik distorsiyonu(THD)	11
2.6.2 Toplam talep distorsiyonu(TTD)	12
2.6.3 Şekil faktörü.....	12
2.6.4 Tepe faktörü	13
2.6.5 Telefon etkileşim faktörü(TEF)	13
2.6.6 Transformatör K-faktörü.....	13
2.6.7 Distorsiyon güç faktörü.....	14
2.7 Harmonik Kaynakları	15
2.7.1 Bilgisayarlar	17
2.7.2 Statik kompanzatörler	17
2.7.3 Ark fırınları	17
2.7.4 Jeneratörler.....	17
2.7.5 Transformatörler	18
2.8 Harmoniklerin Etkileri	20
2.9 Harmonik Üreten Yüklerin Modellenmesi.....	20
2.10 Harmonikli Devreler	22

2.10.1 Sinüzoidal beslemeli nonlinear devreler	22
2.10.2 Nonsinüzoidal beslemeli lineer devreler	23
2.10.3 Nonsinüzoidal beslemeli nonlinear devreler	24
2.11 Harmonik Rezonans	25
2.11.1 Seri harmonik rezonans	25
2.11.1.1 Seri harmonik rezonans oluşmasına örnekler	26
2.11.2 Paralel harmonik rezonans	27
2.11.2.1 Paralel harmonik rezonans oluşmasına örnekler	28
2.11.3 Rezonansın etkileri	29
2.11.4 Harmonik bileşenlerin oluşturduğu rezonansın önlenmesi	29
2.12 Harmoniklerin Sınırlandırılması ve Harmonik Standartları	30
2.12.1 Harmonikle bozulmanın ölçütü	31
2.12.2 Harmonikleri sınırlandırma çalışmaları	31
2.12.2.1 Yaklaşık inceleme	32
2.12.3 Harmonik standartları	33
2.12.3.1 Dünya’da harmonik standartları	34
2.12.3.2 Türkiye’de harmonik standartları	36
3. HARMONİK KATKI ANALİZİ İÇİN KULLANILAN METOTLAR.....	39
3.1 Giriş	39
3.2 Süper Pozisyon Metodu	39
3.2.1 Sabit empedanslar durumu	40
3.2.2 Değişken empedanslar durumu	42
3.2.2.1 Yalnız şebeke empedansının değişmesi durumu	42
3.2.2.2 Yalnız yük empedansının değişmesi durumu	43
3.2.2.3 Süperpozisyon metodu algoritmasının uygulanmasındaki adımlar... ..	43
3.3 Harmonik Güç Yönü Metodu	44
3.4 Kritik Empedans Metodu	47
3.4.1 Harmonik kaynak tespiti	47
3.5 Yük Empedansı Değişim Metodu	49
3.6 Harmonik Akım Vektörü Metodu	51
3.6.1 Harmonik akım katkıları	52
3.6.2 Harmonik gerilim katkıları	54
3.7 Metotların Karşılaştırılması	56
4. SİMÜLASYON ÇALIŞMASI	59
4.1 Harmonik Akım Katkıları	59
4.1.1 Sadece müşteri harmonik akımı değişmesi durumu	61
4.1.2 Sadece şebeke harmonik akımı değişmesi durumu	62
4.1.3 Sadece şebeke empedansı değişmesi durumu	63
4.1.4 Sadece müşteri empedansı değişmesi durumu	64
4.2 Harmonik Rezonans Durumu	66
4.2.1 Şebeke harmonik rezonans durumu	66
4.2.2 Müşteri harmonik rezonans durumu	67
4.2.3 Müşteri ve şebeke arasında rezonans durumu	68
4.3 Harmonik Gerilim Katkıları	68
4.3.1 Sadece şebeke harmonik gerilimi değişmesi durumu	69
4.3.2 Sadece müşteri harmonik gerilimi değişmesi durumu	69
4.3.3 Sadece şebeke empedans değişmesi durumu	70
4.3.4 Sadece müşteri empedans değişmesi durumu	71
4.4 Saha Değerleri ile Süperpozisyon İlkesinin Doğrulanması	72
4.5 Yorumlar	74

4.5.1 Referans empedanslar	73
4.5.2 Şebeke sorumluluğu	74
4.5.3 Uygulama hususları	74
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	77
KAYNAKLAR	79
EKLER.....	83
ÖZGEÇMİŞ.....	87

KISALTMALAR

THD	: Toplam Harmonik Distorsiyon
TTD	: Toplam Talep Distorsiyonu
TEF	: Telefon Etkileşim Faktörü
IEC	: International Electrotechnic Commission
IEEE	: International Electrical-Electronics Engineering

TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 2.1 : Spektral bileşenlere göre dalga şekillerinin matematiksel tanımları. ...	16
Tablo 2.2 : Harmonik dereceleri ve bunlara ait dizi tipleri.	19
Tablo 2.3 : Yaklaşık incelemede kullanılan ağırlık faktörleri.	33
Tablo 2.4 : İsveç'te uygulanan harmonik sınırlamaları.	34
Tablo 2.5 : IEEE'nin belirlediği ABD'de uygulanan harmonik sınırlamaları.	34
Tablo 2.6 : Avustralya'da uygulanan harmonik sınırlamaları.	34
Tablo 2.7 : Finlandiya'da uygulanan harmonik sınırlamaları.	35
Tablo 2.8 : İngiltere'de uygulanan harmonik sınırlamaları.	35
Tablo 2.9 : Gerilim harmonikleri için sınır değerler.	36
Tablo 2.10 : 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri.	36
Tablo 2.11 : 20-154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri.	37
Tablo 4.1 : Sadece müşteri harmonik akımının değişmesi durumu.	62
Tablo 4.2 : Sadece şebeke harmonik akımının değişmesi durumu.	62
Tablo 4.3 : Sadece şebeke empedansının değişmesi durumu.	63
Tablo 4.4 : Sadece müşteri empedansının değişmesi durumu.	65
Tablo 4.5 : Şebeke harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları.	66
Tablo 4.6 : Müşteri harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları.	67
Tablo 4.7 : Müşteri ve şebeke arasında harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları	67
Tablo 4.8 : Şebeke harmonik gerilim değişimi durumunda müşteri ve şebeke harmonik gerilim katkıları.	69
Tablo 4.9 : Müşteri harmonik gerilimi değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik gerilim katkıları.	69
Tablo 4.10 : Sadece şebeke empedansı değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik gerilim katkıları.	70
Tablo 4.11 : Sadece müşteri empedans değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik katkıları.	71

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Bir non-lineer elemana ait akım ve gerilim grafikleri.....	6
Şekil 2.2 : Lineer bir elemanın akım-gerilim grafiği.....	6
Şekil 2.3 : Harmonikler içeren bir dalga şekli.....	6
Şekil 2.4 : Çift fonksiyon simetrisi.....	8
Şekil 2.5 : Tek fonksiyon simetrisi.....	9
Şekil 2.6 : Harmonik akım kaynak tipi yükler için Norton eşdeğer devresi.....	21
Şekil 2.7 : Harmonik gerilim tipi yükler için Thevenin eşdeğer devresi.....	21
Şekil 2.8 : Sinüsoidal şebekeye bağlı nonlinear yük.....	22
Şekil 2.9 : Nonsinüsoidal beslemeli lineer yük.....	23
Şekil 2.10: Harmoniklerin bulunduğu baraya bağlı bir lineer yük.....	23
Şekil 2.11 : Nonsinüsoidal beslemeli nonlinear devre.....	24
Şekil 2.12 : Harmoniklerin bulunduğu baraya bağlı bir nonlinear yük.....	24
Şekil 2.13 : h. harmonik için seri RLC devresi.....	25
Şekil 2.14 : Seri harmonik rezonansa örnek bir sistem.....	27
Şekil 2.15 : h. harmonik için paralel rezonans eşdeğer devresi.....	27
Şekil 2.16 : Nonlinear bir yük ve kompanzasyon sistemi eşdeğeri.....	28
Şekil 2.17 : Paralel harmonik rezonans durumunda devrenin eşdeğeri.....	29
Şekil 3.1 : Harmonik analizi için kullanılacak temel devre.....	40
Şekil 3.2 : Harmonik kaynaklarının harmonik katkılarını hesaplamak için devre....	41
Şekil 3.3 : I_{obh} 'nin iki bileşene ayrılması.....	41
Şekil 3.4 : Empedans değişiminin eşdeğer kaynak değişimine dönüştürülmesi.....	42
Şekil 3.5 : Dönüştürülmüş eşdeğer devre.....	43
Şekil 3.6 : Şebeke ve müşteri harmonik analizi için Norton eşdeğer devresi.....	44
Şekil 3.7 : Şebeke ve müşteri harmonik analizi için Thevenin eşdeğer devresi.....	46
Şekil 3.8 : Harmonik Kaynak Tespiti için Thevenin Eşdeğer Devresi.....	47
Şekil 3.9 : Süperpozisyon ilkesinin uygulanması.....	48
Şekil 3.10 : Yük parametre değişimi.....	50
Şekil 3.11 : Belirli bir mertebedeki harmonik akım analizi için Norton eşdeğer devresi.....	51
Şekil 3.12 : Reaktans akımının ek bir harmonik akım kaynağına dönüşümü.....	52
Şekil 3.13 : Süperpozisyon ilkesi ile harmonik akım katkılarının belirlenmesi.....	53
Şekil 3.14 : Bağlantı noktası harmonik akımına müşteri ve şebeke harmonik akım katkıları.....	53
Şekil 3.15 : Belirli bir mertebedeki harmonik gerilim analizi için thevenin eşdeğer devresi.....	54
Şekil 3.16 : Reaktans gerilim düşümünün ek bir gerilim kaynağına dönüşümü.....	54
Şekil 3.17 : Müşteri ve şebeke gerilim harmonik tespiti için süperpozisyon ilkesi...	55
Şekil 4.1 : Harmonik katkıları tespit etmede kullanılan norton eşdeğer devresi....	59

SEMBOL LİSTESİ

$\overline{v(t)}$	: Gerilimin ani değeri
$\overline{i(t)}$	: Akımın ani değeri
$\overline{p(t)}$	: Gücün ani değeri
P	: Aktif güç
Q	: Reaktif güç
S	: Görünür güç
D	: Distorsiyon gücü
k_f	: Şekil faktörü
ω_1	: Temel frekansa ait açısal frekans
n	: harmonik mertebesi
θ_n	: n. harmoniğe ait gerilim faz açısı
δ_n	: n. harmoniğe ait akımın faz açısı
w_n	: n. mertebe harmoniğin telefon etkileşim faktörünü hesaplamada kullanılan katsayı
K	: Transformatör K-faktörü
S_H	: Harmonikli durumda transformatör görünür gücü
S_N	: Transformatör nominal gücü
THD_V	: Gerilim toplam harmonik distorsiyonu
THD_I	: Akım toplam harmonik distorsiyonu
GF_{toplam}	: Toplam güç faktörü
GF_{dist}	: Distorsiyon güç faktörü
Z_{hat}	: Hattın empedansı
$\overline{I_1}$	: Temel bileşen akımı
$\overline{I_H}$	: Harmonik bileşen akımı
$\overline{I_{sh}}$	: h. harmonik için şebeke harmonik akımı
$\overline{I_{mh}}$	: h. harmonik için müşteri harmonik akımı
Z_{sh}	: h. harmonik için şebeke empedansı
Z_{mh}	: h. harmonik için müşteri empedansı
$\overline{I_{obh}}$	: h. harmonik için ortak bağlantı noktasındaki toplamharmonik akımı

$\overline{V_{obh}}$	: h. harmonik için ortak bağlantı noktasındaki toplam harmonik gerilimi
$\overline{I_{sh-obh}}$	: h. harmonik için şebeke harmonik kaynağının toplam harmonik akımına katkısı
$\overline{I_{mh-obh}}$	: h. harmonik için müşteri harmonik kaynağının toplam harmonik akımına katkısı
I_{ssh}	: h. harmonik için I_{sh-obh} 'nin I_{obh} üzerindeki izdüşümü
I_{msh}	: h. harmonik için I_{mh-obh} 'nin I_{obh} üzerindeki izdüşümü
W_i	: Ağırlık faktörü
P_{Fel}	: Magnetik çekirdekli bir elemanın demir kaybı

ORTAK BAĞLANTI NOKTASINDA ŞEBEKE VE MÜŞTERİ HARMONİK KATKILARININ BELİRLENMESİ

ÖZET

Elektrik şebekelerinde, güç elektroniği devreleri, ark fırınları, doymalı endüktanslar gibi doğrusal olmayan yükler tarafından elektrik şebekesine harmonik akımlar enjekte edilir. Bu harmonik akımları şebeke üzerinde enerji kalitesinin azalmasına ve şebekeden beslenen yüklerin çeşitli problemlere maruz kalmasına neden olur. Bu tür yükler harmoniksiz sinüzoidal bir gerilimle beslendiğinde, şebekeye verilen harmonik akımlar müşteriden kaynaklanan harmonikler olarak adlandırılır. Elektrik şebekeleri üzerinde dolaşan harmonik akımlar harmonik gerilim düşümlerine neden olurlar. Böylece yüklerin beslendiği gerilim harmonikli hale gelmiş olur. Aynı bağlantı noktasından beslenen, lineer yüklü olsa dahi, müşteriler bu harmonik akımların kendi sistemleri üzerinde de dolaşmasından dolayı olumsuz olarak etkilenirler. Bu tür harmonikler ise şebekeden veya besleme sisteminden kaynaklanan harmonikler olarak adlandırılır.

Ortak bağlantı noktasında oluşan harmonik bozulma kaynağının doğru olarak tespit edilmesi oldukça önem arz etmektedir. Günümüzde müşteri ve şebeke harmoniklerini birbirlerinden ayırmak ve her birinin sorumluluğunu belirlemek için kesin sonuç veren bir metot bulunmamaktadır. Bununla birlikte literatürde harmonik katkı tespiti için yapılmış çeşitli çalışmalar mevcuttur. Günümüzde, bu çalışmalar ileri bir safhaya gelmiş olup harmonik katkı tespiti için değişik algoritmalar geliştirilmiştir. Bu algoritmaların çoğu süperpozisyon ilkesi temel alınarak geliştirilmiştir. Algoritmalar, harmonik katkıları genel manada tespit etmede faydalı olmakla beraber, gerçek sistemler için kesin sonuçlar elde edilmesi için daha fazla sistem çalışma durumu için inceleme yapılmalıdır.

Bu çalışmanın amacı elektrik şebekeleri ve elektrik enerjisi tüketicilerinin enerji sistemi üzerinde neden oldukları bozucu etki olarak nitelenen harmonikleri incelemektir. Müşterilerden ve şebekeden kaynaklanan harmoniklerin, ortak bağlantı noktasında toplam harmonik bozulma içinde hangi oranlarda katkıda bulundukları konusunda bir analiz yapılmıştır. Çalışmada kullanılan devre bir müşterinin bağlantı noktasında şebekede neden olduğu harmonik durumları tek faz için analiz edilmiştir. Elde edilen akım ve gerilim dalga şekilleri değişik yük ve kaynak durumları için incelenmiştir. MATLAB Simulink kullanılarak gerçekleştirilen bu çalışmanın daha sonra 3 fazlı devreler için de simülasyonunun yapılması düşünülmektedir.

DETERMINING UTILITY AND CUSTOMER HARMONIC CONTRIBUTIONS AT THE POINT OF COMMON COUPLING

SUMMARY

In electrical networks, harmonic currents are injected into the network by nonlinear loads such as power electronic equipment, arc furnaces, saturating inductances, and so on. These harmonic currents cause energy quality decrease on utilities and make loads supplied by the utility face with various problems. When such loads are supplied from a sinusoidal voltage, their injected harmonic currents are referred to as contributions from the customer. Harmonic currents which flow in any network, cause harmonic volt drops, so that the supply voltage at the customer is no longer sinusoidal. Therefore, the voltage from which the loads are supplied includes harmonics. Linear loads supplied by the same distorted voltage are affected negatively because harmonic currents flow on linear loads as well. Such currents are referred to as contributions from the power system, or supply harmonics.

It is crucial to determine the source of harmonics at the point of common coupling. Currently no method exists which can reliably distinguish between load harmonics and supply harmonics. Besides this, there are various studies to determine the source of harmonics in literature. Today, the methods produced to determine harmonic contributions are have come to a high stage that different algorithms have been produced. Most of these algorithms have been based on superposition rule. In general, the algorithms produced so far are useful in order to determine the harmonic contributions however, they need to be investigated to obtain exact results for real systems and more operation conditions.

The objective of this study is to investigate the harmonics, known as distortions, on power systems caused by electric power consumers, the customers, and the utilities. Harmonic contributions caused from each side, utility and customer, at the point of common coupling, PCC, is investigated by an analysis. The circuit in the study is connected to PCC and analysed for single phase for harmonics the customer causes at PCC. The voltage and current waveforms for different harmonic load and source conditions are investigated. The study performed by using MATLAB Simulink is considered to be performed for three phase systems in near future.

1. GİRİŞ

Endüstride kullanılan güç elektroniği sistemleri gibi doğrusal olmayan yüklerin kullanım alanları gittikçe yaygınlaşmaktadır. Bu tür yüklerin elektrik sistemleri üzerinde neden oldukları harmonik kirlenme (distorsiyon) gittikçe daha da önem arz eden ve üzerinde durulması gereken problemlerden biri haline gelmiştir. Harmonik problemlerin minimum düzeye indirilmesiyle tüketiciler daha kaliteli bir enerjiye kavuşacaklar, böylece hem harmoniklerin enerji sistemleri üzerinde neden oldukları ek kayıplar azalacak hem de harmoniklerin tüketiciler üzerindeki olumsuz etkileri minimum düzeye inecektir. Böylelikle, sistem veriminde bir artış olacaktır.

1.1 Harmoniklerin Tanımı

Enerji sistemlerinde akım ve gerilimleri doğru orantılı olarak değişmeyen elemanlar bulunmaktadır. Bu tür elemanlar lineer olmayan veya nonlinear eleman olarak adlandırılır. Güç sistemlerinin başlangıcından beri nonlinear elemanlar ve nonlinear yükler var olmuştur. Örneğin; transformatörler nominal çalışma koşullarının dışına çıktığında nonlinear şebeke elemanı olarak davranırlar. Nonlinearlik etkisi ve nonlinear eleman sayısı, harmonik üreten elemanların güç sistemine bağlanmasıyla hızlı bir şekilde artmıştır. Bu artmanın temel sebebi yüksek güçlü yarı iletken anahtarların gelişimi ve onların doğrultucu, evirici ve çeşitli elektronik devrelerde uygulanmasıdır.

Yarı iletken elemanların tabiatı gereği ve sanayide kullanılan bazı nonlinear yüklerin (transformatör, ark fırınları, v.b.) etkisiyle; akım ve gerilim dalga biçimleri, periyodik olmakla birlikte sinüzoidal dalga ile frekans ve genliği farklı diğer sinüzoidal dalgaların toplamından meydana gelmektedir. Temel dalga dışındaki sinüzoidal dalgalara harmonik adı verilir [1,2].

Harmonikler, enerji şebekesi üzerinde ek ilave kayıplar, şebeke üzerinde bulunan rölelerin hatalı çalışması, enerji üretim, iletim ve dağıtımında verimin düşmesi, jeneratör ve şebeke gerilim dalga şeklinin bozulmasına, vs. gibi sorunlara yol açar.

Tüketiciler açısından ise harmonikler, elektrikle çalışan cihazların ömrünün kısılması, kesintisiz güç kaynaklarının veriminin düşmesi, seli ve görüntülü cihazlarda parazitli çalışmalar, elektrik motorlarında gürültülü çalışma, vs. gibi problemlere neden olur [1,2,3].

1.2 Müşteri ve Şebeke Harmonik Katkılarını Belirlemenin Önemi

Güç sistemleri üzerinde harmonikler oluştuğunda bu harmoniklerin kaynağını bulmak harmonik probleminin çözümü açısından oldukça önemlidir. Harmonik bozulmaya neden olan harmonik kaynaklarını doğru tespit etmek harmonikleri azaltma ve bu soruna neden olan kaynakların sorumluluğunu belirleme açısından gereklidir. Üzerinde durulan en genel durum, elektrik tüketicisi olan müşterinin elektrik sistemine, şebekeye, bağlantı noktasında meydana gelen harmoniklerin hangi oranlarda şebeke ve müşteriden kaynaklandığını belirlemek ve aradaki sorunu çözmektir. Standartlarda belirlenen sınırları aşan müşteriler şebekeler tarafından uyarılarak gerekli tedbirleri almaları sağlanmalıdır. Böylece harmoniklerin sebep olduğu problemler asgari düzeye indirgenmiş olur [4].

Harmoniklerin sınırlandırılmasında yönetmelikler önemli rol oynar. Bu yönetmeliklerde belirlenen harmonik standartlar göz önüne alınarak uygulamalar yapılmalıdır. Böylece harmoniklerin zararlı etkileri asgari düzeye indirilmiş olur. Birçok gelişmiş ülke kendi harmonik standartlarını geliştirmiştir. Bununla birlikte IEEE-519 standardı geniş kabul gören bir standarttır. Ülkemizde ise dağıtım ve iletim şebekeleri olmak üzere EPDK'nın belirlediği harmonik standartlar bulunmaktadır [1,2,7].

Genel olarak, tüketicilere kaliteli enerji sağlamakla yükümlü olan elektrik iletim ve dağıtım şebekeleri, tüketicilere verdikleri elektrik enerjisinin gerilim dalga şeklini saf sinüzoidal veya standartlarda belirlenen sınırlar içerisinde tutmakla sorumludur. Elektrik enerji tüketicileri, müşteriler, ise elektrik şebekesine enjekte ettikleri harmonik akımları belirlenen sınırlar içinde tutmakla sorumludur. Fakat doğrusal olmayan, nonlineer, yüklerin kullanımının giderek artması nedeniyle standartlarda belirlenen harmonik sınır değerlerine uymak giderek zorlaşmaktadır. Şebekeler, aslında çok düşük oranlarda harmonik üretirler. Fakat aynı ortak bağlantı noktasından beslenen birden fazla müşteri olması durumunda diğer müşterilerin şebekeye enjekte etmiş oldukları harmonik akımlardan harmonik sınırlara uyan diğer

müşteriler de olumsuz olarak etkilenirler. Bu problemi çözme işi şebekelere aittir. Şebekeler standartlara uymayan müşterileri tespit ederek onlara belli yaptırımlar uygulamak suretiyle, müşterilerin gerekli tedbirleri almalarını sağlamalıdır [9,10].

Harmonik katkı oranlarını belirlemek amacıyla geliştirilen çeşitli metotlar bulunmaktadır. Temel olarak, bu metotlar müşterinin elektrik şebekesine bağlantı noktasında oluşan harmonikleri analiz ederek bu duruma neden olan tarafları, müşteri ve şebeke, katkı oranlarını belirlemeye çalışır ve tarafların harmonik katkı oranlarına göre sorumluluk durumları tespit edilir[9,10]. Bu konuyla ilgili metotlardan süperpozisyon metodu müşterinin şebekeye bağlantı noktasında süperpozisyon ilkesi uygulayarak şebeke ve müşterinin harmonik katkılarını tespit etmek için uygulanır [9]. Harmonik güç metodu ise bağlantı noktasında oluşan harmonik gücün yükten şebekeye veya şebekeden yüke olma durumlarına göre ana harmonik kaynağını tespit etmede kullanılır [14,15]. Kritik empedans metodu, harmonik katkıları tespit etmede kullanılabilecek bir diğer metottur. Bu metot da süperpozisyon ilkesi ile ortak bağlantı noktasında şebeke ve müşterinin harmonik akım büyüklüklerine göre harmonik kaynak tespitinde kullanılabilir [18]. Harmonik yük empedansı değişim metodu harmonikli akım ve gerilim dalga şekillerinden yük empedans değişimi tahmin ile harmonik kaynak tespitinde kullanılabilir [19]. Harmonik akım vektörü metodu da bir diğer harmonik kaynağı tespit etme yöntemidir. Bu metot ile referans empedanslar yardımıyla süperpozisyon ilkesi uygulanarak harmonik kaynak tespiti yapılır [20-22]. Bu yöntemlerin yanında, literatürde yapay zeka temelli, özellikle yapay sinir ağları, yöntemler ve olasılık temelli yöntemler de harmonik katkı tespiti için geliştirilmiştir. Genel olarak, yapay sinir ağı temelli yöntemler bilinen bir dalga şeklinin harmonik bileşenlerini tahmin etmede yararlıdır. Bu metotlar, ortak bağlantı noktası gerilimini sinüzoidal olarak kabul eder ve yük akımı yükün enjekte ettiği harmonik akımları içerir[23-25]. Olasılık temelli yöntemler bir enerji sistemi üzerinde oluşan harmoniklerin zamanla hangi olasılıkla değişme durumları göz önüne alınarak analiz yapılır. Enerji sistemlerindeki akım, gerilim, empedans arasındaki ilişkiden yararlanarak ve bu veriler kullanılarak sistemin harmonik

durumu üzerinde yorum yapılır. Bu yöntemler müşteri ve şebeke arasındaki harmonik katkıları belirlemede kullanılamaz. Yalnızca harmonik katkının daha fazla hangi taraftan olabileceği konusunda tahminde bulunmamız için bize fikir verebilir. Bunun için, uygulamada kullanılabilecek yöntemlerden değildir [26].

Müşterilerin şebekeye bağlantı noktasında harmonik katkılarını belirlemede çeşitli sorunlar ile karşılaşmaktadır. Bunlardan en önemlisi çalışma şartlarında şebeke empedansının değişmesi ve bu durumun müşterinin ortak bağlantı noktasında oluşan harmonik katkısını etkilemesidir. Bir diğer sorun ise müşterinin harmonik katkısını şebekeden doğru olarak ayırmak ve müşterinin sorumluluğunu belirlemektir [9].

1.3 Tezin Amacı ve Organizasyon

Bu çalışmada temel amaç, bir elektrik tüketicisinin, müşteri, şebeke ve müşteri ortak bağlantı noktasında oluşan harmoniklerin hangi oranlarda şebeke ve müşteriden kaynaklandığını tespit etmektir. Bunun için tek bir müşteri için şebeke ve müşteri ortak bağlantı noktasında oluşan harmonik katkıları belirlemek için tek fazlı örnek bir sistem için MATLAB simulink programı kullanılarak bir analiz yapılmış ve şebeke ve müşterinin katkı oranları belirlenmiştir.

Bu çalışmanın 2. bölümde harmoniklerle ilgili temel bilgiler verilmiştir. Lineer ve lineer olmayan(nonlinear) elemanlar tanıtılmış ve harmoniklerin matematiksel analizine değinilmiştir. Ayrıca harmonik kaynakları, harmoniklerin etkileri hakkında ve harmonik standartları ile ilgili bilgilere yer verilmiş ve Türkiye ve bazı ülkelerdeki harmonik standartlar tablolar halinde gösterilmiştir. 3. bölümde, harmonik katkı tespitinde kullanılan ve literatürde geçen metotlardan bahsedilmiş ve bunlar karşılaştırılmıştır. 4. bölümde, süperpozisyon metodu kullanılarak tek fazlı örnek bir sistemin MATLAB simülasyonu gerçekleştirilmiş, harmonik akım ve gerilim katkıları tespit edilmiş ve elde edilen sonuçlara ilişkin yorumlar yapılmıştır. Ayrıca, gerçek bir sistem üzerinde ölçülen saha değerleri süperpozisyon metodu uygulanarak harmonik akım ve gerilim katkıları tespit edilmiştir. 5. bölümde ise bu tezden elde edilen sonuçlar kısmı yer almaktadır.

2. HARMONİKLERLE İLGİLİ TEMEL KAVRAMLAR

2.1 Giriş

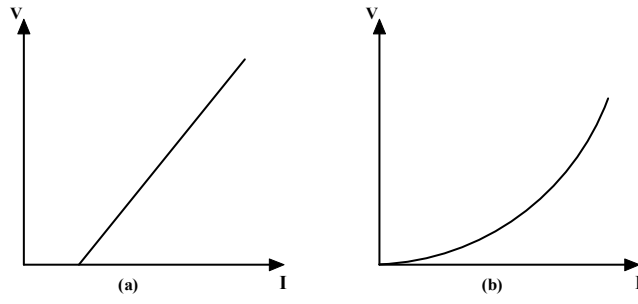
Modern teknolojinin gelişmesiyle birlikte hem üreticiler hem de tüketiciler açısından enerji kalitesi oldukça önem kazanmaya başlamıştır. Yarı iletken teknolojisinin kullanılmaya başlamasının ardından, özellikle 1980'lerin sonlarından itibaren yarıiletken güç elektroniği elemanlarının kullanıldığı sistemlerin yaygınlaşmaya başlamasıyla birlikte harmonikler ayrı bir inceleme konusu olmaya başlamış ve bu problemin çözülmesi için çeşitli çalışmalar yapılmıştır [2,5,8]. Genellikle enerji sistem çalışmaları için tanımlanan elektrik büyüklükleri sinüzoidal sürekli hal işletim sistemleri için tanımlanmıştır. Fakat doğrusal olmayan yüklerden dolayı harmonikler söz konusu olduğunda, elektrik büyüklükleri yeniden tanımlanmalıdır.

2.2 Nonlinear Elemanlar

Nonlinear elemanlar genel olarak, bir sinüzoidal elektrik enerji sistemine bağlandığında harmonik akım ve gerilimlere neden olan elemanlardır [1,2].

2.2.1 Nonlinear elemanların tanımı

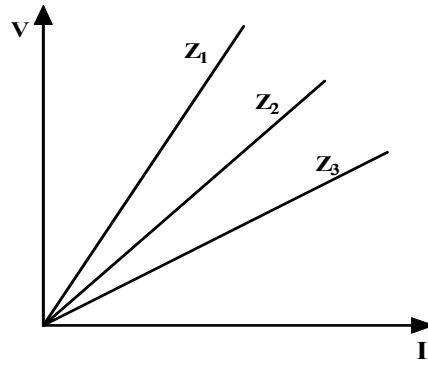
Akım ve gerilimi arasındaki ilişki doğrusal olmayan elemanlara non-linear veya doğrusal olmayan elemanlar denir. Yarıiletken güç elektroniği elemanları akım ve gerilimi arasında doğrusal bir ilişki bulunmayan non-linear elemanlara en iyi örnekleri teşkil ederler[1,2,3]. Aşağıda şekil 2.1'de bir non-linear elemanın akım-gerilim karakteristikleri görülmektedir.



Şekil 2.1: Bir nonlinear elemana ait akım ve gerilim grafikleri

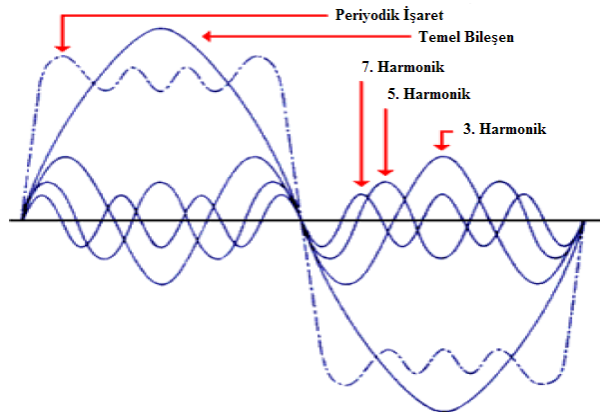
2.3 Lineer Elemanlar

Şekil 2.2’de akım ve gerilimi arasında doğrusal bir ilişki bulunan ve akım-gerilim grafiği orijinden geçen karakteristiğe sahip olan elemanlara lineer veya doğrusal elemanlar denir [1,2].



Şekil 2.2 : Lineer bir elemanın akım-gerilim grafiği

Şekil 2.3’te harmonikler içeren bir dalganın şekli görülmektedir. Her bir harmonik, frekansı ve genliği farklı bir sinüs dalgası şeklindedir.



Şekil 2.3 : Harmonikler içeren bir dalga şekli

2.4 Harmoniklerin Matematiksel Analizi

Nonlinear elemanlar ile nonsinüzoidal kaynaklardan herhangi birisi veya bunların ikisinin sistemde bulunmasıyla sistemdeki akım ve gerilim dalga şeklinin bozulduğu bilinmektedir. Bozulan bu dalga şekillerine Fourier Analizi olarak bilinen analiz yöntemi uygulanarak bu dalgaların analizi yapılabilir.

Fransız matematikçi J. Fourier, sinüzoidal olmayan periyodik dalgaların; genlik ve frekansları farklı birçok sinüzoidal dalgaların toplamından oluştuğunu, diğer bir deyişle; sinüzoidal olmayan periyodik dalgaların, genlik ve frekansları farklı olan sinüzoidal dalgalara ayrılabilceğini göstermiştir. Fourier serisinin elde edilme işlemi, dalga analizi veya dalga analizi veya harmonik analizi olarak da tanımlanır. Periyodik fonksiyonlar Fourier Serisine açıldıklarında birinci terimi bir sabit, diğer terimleri ise bir değişkenin katlarının sinüs ve kosinüslerinden oluşan bir seri halinde yazılabilir [1].

Herhangi bir periyodik dalganın Fourier Serisine açılabilmesi için Dirichlet koşulları olarak bilinen koşulların sağlanması gerekir. Bu koşullar:

- Bir periyot içinde sonlu sayıda süreksizlik bulunması
- Sonlu sayıda maksimum ve minimumlarının bulunması
- Ortalamasının sonlu değer almasıdır.

Bir dalganın Fourier Serisi'ne açılmış şekli (2.1) ile verilmektedir.

$$\begin{aligned} f(t) = & A_0 + A_1 \cos t + A_2 \cos 2t + \dots + A_n \cos nt \\ & B_1 \sin t + B_2 \sin 2t + \dots + B_n \sin nt \end{aligned} \quad (2.1)$$

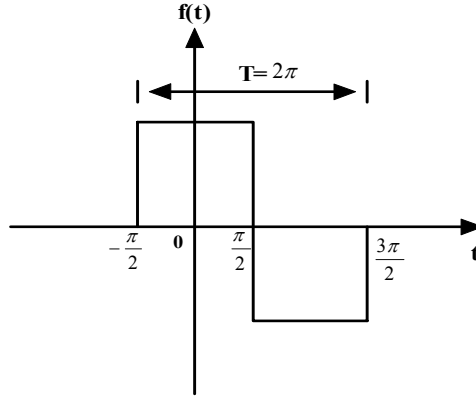
2.4.1 Fourier analizinde simetri

Analizi yapılması istenen periyodik bir fonksiyonun Fourier serisine açılımında terimlerin hepsi bulunmayabilir. Bu periyodik fonksiyonun değişimini gösteren eğriye bakılarak serinin hangi terimlerden oluştuğunu tespit etmek mümkündür. Böylece serinin elde edilmesi için gereksiz işlemlerin yapılmaması sağlanabilir. Simetri, genellikle dalganın şekline bakmakla görülebilir. Bunun için bazı matematiksel yöntemler de vardır. Başlıca simetri türlerini aşağıdaki gibi sınıflandırabiliriz:

- Çift fonksiyon simetrisi
- Tek fonksiyon simetrisi
- Yarım dalga simetrisi

2.4.1.1 Çift fonksiyon simetrisi

Bu tip simetri $f(-t) = f(t)$ özelliği ile tanımlanır. Şekil 2.4'te çift fonksiyon simetrisi görülmektedir.



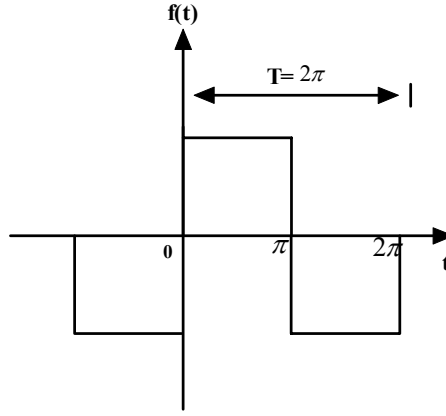
Şekil 2.4 : Çift fonksiyon simetrisi

Periyodik dalganın, düşey eksenin sağ tarafındaki eğrisi bu eksen etrafında sola katlandığı zaman, dalganın sol tarafındaki eğrisi ile tam tamına üst üste gelirse bu fonksiyon çift fonksiyon simetrisine sahiptir denir. Bu çift fonksiyonun Fourier serisinde yalnız kosinüslü terimler vardır. Bu durumda, $B_0 = B_1 = B_2 = B_3 = \dots = B_n = 0$ olur ve fonksiyon (2.2) ile ifade edilebilir.

$$f(\omega t) = A_0 + A_1 \cos \omega t + A_2 \cos 2\omega t + \dots + A_n \cos n\omega t \quad (2.2)$$

2.4.1.2 Tek fonksiyon simetrisi

Bu tip simetri $f(-t) = -f(t)$ özelliği ile tanımlanır. Bu simetriye örnek Şekil (2.5)'te verilmiştir.



Şekil 2.5 : Tek fonksiyon simetrisi

Periyodik dalganın düşey ekseninin sağ tarafındaki eğrisi bu eksen etrafında önce sola, sonra soldaki eğrinin üstüne gelecek biçimde yatay eksen etrafında (aşağı ya da yukarı) katlandığı zaman, bu iki eğri parçası üst üste gelirse, bu fonksiyon tek fonksiyon simetrisine sahiptir denir. Bu tek fonksiyonun Fourier serisinde yalnızca sinüslü terimler vardır. Tek fonksiyonda sabit terim A_0 da sıfır dır. Bu durumda kosinüslü terimlerin katsayıları $A_0 = A_1 = A_2 = A_3 = \dots = A_n = 0$ olur ve fonksiyon (2.3) ile ifade edilir.

$$f(wt) = B_0 + B_1 \sin wt + B_2 \sin 2wt + \dots + B_n \sin nwt \quad (2.3)$$

2.4.1.3 Yarım dalga simetrisi

Bu tip simetri $f(t + \pi) = -f(t)$ özelliği ile tanımlanır. Periyodik bir fonksiyonun yarım periyot parçası, yatay eksen boyunca sağa yada sola doğru π kadar kaydırılır, ve bu eksen etrafında katlamakla iki eğri parçası üst üste gelirse bu fonksiyonda yarım dalga simetrisi vardır. Böyle bir fonksiyonun yatay eksen üzerindeki eğrisi içindeki alan ile yatay eksen altındaki eğrisi içindeki alan birbirine eşit olup böyle bir fonksiyonun Fourier serisinde sabit terim yoktur ve seri yalnız tek harmonikli bileşenlerden oluşur. Fourier serisine açılabilen bir $f(wt)$ fonksiyonu yalnız yarım dalga simetrisi ise fonksiyon (2.4) ile ifade edilir.

$$f(\omega t) = A_1 \cos \omega t + A_3 \cos 3\omega t + A_5 \cos 5\omega t + \dots + A_n \cos n\omega t$$

$$B_1 \sin \omega t + B_3 \sin 3\omega t + B_5 \sin 5\omega t + \dots + B_n \sin n\omega t \quad (2.4)$$

2.5 Nonsinüzoidal Durumda Elektrik Büyüklükleri

Güç sisteminde harmonik bileşenleri bulunan gerilim ve akımın ani değerleri (2.5) ve (2.6) ile aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$v(t) = \sum_{n=1}^{\infty} v_n(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} V_n \sin(n\omega_1 t + \theta_n) \quad (2.5)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} i_n(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} I_n \sin(n\omega_1 t + \delta_n) \quad (2.6)$$

burada v_n ve i_n n. harmonik geriliminin ve akımının ani değerleridir. V_n ve I_n ise n. harmonik mertebesi için gerilim ve akımın efektif değerleridir. ω_1 ise temel frekansa ait açısal frekanstır. θ_n ve δ_n ise sırasıyla n. harmonik için gerilim ve akıma ait faz açılarıdır.

Ani güç ifadesi, (2.7) ile aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (2.7)$$

P(t)'nin T periyodu boyunca aktif gücü, (2.8) ile verilir.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (2.8)$$

Harmonikler içeren bir gerilim ve akımın efektif değerleri sırasıyla, (2.9) ve (2.10) ile ifade edilir.

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \quad (2.9)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \quad (2.10)$$

Görünen güç ifadesi (2.11) ile ifade edilir.

$$S=V.I \quad (2.11)$$

Görünen güç genel olarak aktif, reaktif ve distorsiyon güç cinsinden, (2.12) ile ifade edilir.

$$S^2=P^2+Q^2+D^2 \quad (2.12)$$

Burada D distorsiyon gücü olup sistemde bulunan harmoniklerden kaynaklanır. Eğer sistemde herhangi bir harmonik bulunmuyorsa $D=0$ olur ve görünür güç yalnızca aktif ve reaktif bileşenlerden oluşur.

2.6 Harmonik Kavramı ve İlgili Büyüklükler

Enerji sistemlerinde harmonikler genel olarak temel frekansın tam katı olan sinüzoidal akım ve gerilimler olarak tanımlanır. Bu akım ve gerilimler temel bileşen olan akım ve gerilim dalga şekilleri üzerinde bazı bozulmalara ve sinüzoidal formlarını kaybetmelerine neden olurlar.

Zaman içerisinde harmonik probleminin yaygınlaşmasıyla bu alanda uluslararası standartlar geliştirilmiştir. Günümüzde gelişmiş ülkelerde üretilen cihazlar bu limitlere uygun olarak üretilmekte ve elektrik sistemi üzerindeki harmonik bozulma minimum düzeyde tutulmaya çalışılmaktadır.

Harmonik kavramı ile ilgili büyüklükler aşağıda sırasıyla verilmiştir.

2.6.1 Toplam harmonik distorsiyonu(THD)

Standartlarda harmonik büyüklüklerin sıklıkla kullanılan toplam harmonik distorsiyonu gerilim ve akım için sırayla, (2.13) ile ifade edilir [1,3].

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (2.13)$$

Eşitliklerden de görüldüğü üzere THD harmonik bileşenlerin efektif değerlerini temel bileşen efektif değerine oranıdır ve çoğunlukla yüzde olarak verilir. Bu değer harmonik içeren periyodik dalga şeklinin sinüs dalga şeklinden ne kadar uzaklaştığı hakkında bilgi vermektedir. Sadece temel bileşenden oluşan saf sinüs dalga için THD sıfır olur.

Toplam harmonik distorsiyonla birlikte ayrıca her bir harmonik için de tekil olarak harmonik distorsiyon hesaplanabilir. Tekil gerilim ve akım harmonik distorsiyonları sırasıyla, (2.14) ile ifade edilir.

$$HD_V = \frac{V_n}{V_1} \quad HD_I = \frac{I_n}{I_1} \quad (2.14)$$

2.6.2 Toplam talep distorsiyonu(TTD)

Toplam talep distorsiyonu bir yüke ait değer olup toplam akım distorsiyonu olarak, (2.15) ile aşağıdaki hesaplanır [1,3].

$$TTD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_L} \quad (2.15)$$

Burada I_L yük tarafından, besleme sisteminin ortak bağlantı noktasından çekilen, temel frekanslı maksimum akımdır. On iki ay önceden başlanarak hesaplamanın yapılacağı ana kadar olan süre zarfında yük tarafından talep edilen maksimum akımların ortalaması olarak hesaplanır. TTD kavramı “IEEE 519” standardında belirtilmiştir [1].

2.6.3 Şekil faktörü

Şekil faktörü nonsinüsoidal bir dalga için, (2.16) ile verilir.

$$k_f = \text{Efektif Değer} / \text{Ortalama Değer} \quad (2.16)$$

Örnek olarak şekil faktörü bir gerilim dalgası için (2.17) ifadesi ile verilebilir.

$$k_f = \frac{V_{ef}}{V_o} \quad (2.17)$$

Bozulmuş bir sinüzoidal dalganın bozulma ölçütünü verecek olan bu faktör sinüzoidal bir dalga için 1.11 değerine eşittir [1,3].

2.6.4 Tepe faktörü

Bu faktör, nonsinüsoidal akım veya gerilimin tepe değeri ile temel bileşenin efektif değeri arasında tanımlanır. Harmonik bileşenlerin en basit şekilde ortaya konmasını sağlayan bu faktör, (2.18) ile ifade edilir.

$$\text{Tepe Faktörü} = \text{Tepe değeri} / \text{Temel Bileşenin Efektif Değeri} \quad (2.18)$$

Sinüzoidal bir dalga için tepe değeri, $\sqrt{2}$ değerine eşittir [1,3].

2.6.5 Telefon etkileşim faktörü(TEF)

Telefon etkileşim faktörü, elektrik enerji sistemindeki harmonik akım ve gerilimlerinden kaynaklanan telefon gürültü değerinin tayin edilmesine yarayan bir büyüklüktür. TEF değeri telefon sisteminin ve insan kulağının değişik frekanslardaki gürültüye olan duyarlılığına dayalı olarak ayarlanır. Söz konusu bu büyüklük gerilim ve akım için matematiksel olarak, (2.19) ile verilir [1,3].

$$TEF_V = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} (w_n V_n)^2}}{V_{ef}} \quad TEF_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} (w_n I_n)^2}}{I_{ef}} \quad (2.19)$$

Burada w_n n'inci mertebedeki harmonik frekansı için işitsel ve endüktif kuplaj etkisini hesaplara dahil eden bir katsayıdır [1,3].

2.6.6 Transformatör K-faktörü

Transformatörlerin lineer olmayan yükleri beslemesi sonucu transformatör üzerinden akan yük akımı, harmonik bileşenleri içerir. Son yıllarda yapılan bazı çalışmalarda kuru tip transformatörlerin sinüzoidal olmayan akımlar çeken yükleri besleyebilme kapasitesinin bir ölçütü olarak kabul edilen ve standart transformatörlerin harmonik akımlarına bağlı olarak nominal gerilim ve akım değerlerinde meydana gelen düşüşlerin tayinine yarayan bir büyüklüktür. K-Faktörü anma gerilimi veya anma

gücü gibi transformatörler için imalatçısı tarafından belirlenmiş olan bir anma büyüklüğü olup anma gücü 500kVA'nın altındaki transformatörler için tanımlanmıştır.

Lineer olmayan yükleri besleyen bir transformatör için K-faktörü, (2.20) ile ifade edilir [1,3].

$$K = \sum_{n=1} \left(n \cdot \frac{I_n}{I_1} \right)^2 \quad (2.20)$$

Standart transformatörün anma güç değerindeki güç düşümünün hesaplanmasında IEEE C57.110-1986'da, (2.21) ile verilir [1,3].

$$D = \frac{1.15}{1 + 0.15.K} \quad (2.21)$$

Burada D, transformatör gücündeki azalmayı belirtmektedir. Yani, harmonikli akımla yüklenen transformatörün verebileceği en büyük güç değeri, (2.22) ile aşağıdaki gibi verilir.

$$S_H = D.S_N \quad (2.22)$$

Burada S_N transformatörün nominal gücüdür.

2.6.7 Distorsiyon güç faktörü

Güç faktörü kavramı AC güç sisteminden çekilen bir akımın ne kadar verimlilikle kullanıldığını ölçmek için kullanılır. Yani, toplam çekilen akımın hangi oranda kullanıldığının bir ölçütüdür. Güç faktörü ifadesi, (2.23) ile verilir [1,3].

$$GF = \frac{P}{S} \quad (2.23)$$

Burada P aktif güç S ise görünür gücü ifade eder.

Gerilim ve akım, harmonikler içerdiğinde efektif değerleri, (2.24) ile ifade edilir [1,3].

$$V = V_1 \sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100} \right)^2} \quad I = I_1 \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100} \right)^2} \quad (2.24)$$

Benzer şekilde toplam güç faktörü, gerilim ve akımın toplam harmonik distorsiyonu değerleriyle, (2.25) eşitliği ile gösterilir.

$$GF_{toplaml} = \frac{P}{V_1 I_1 \sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100} \right)^2} \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100} \right)^2}} \quad (2.25)$$

Bu eşitlik aynı zamanda, (2.26) ile aşağıdaki gibi de ifade edilebilir.

$$GF_{toplaml} = \cos(\theta_1 - \delta_1) \cdot GF_{dist} \quad (2.26)$$

Burada ilk terim $\cos(\theta_1 - \delta_1)$, kayma güç faktörü ve ikinci terim GF_{dist} distorsiyon güç faktörü olarak bilinir. Kayma güç faktörü 1'den büyük olamayacağından her zaman, (2.27) sağlanır.

$$GF_{toplaml} \leq GF_{dist} \quad (2.27)$$

Görüldüğü üzere yüksek akım distorsiyonlu tek faz nonlinear yükleri için toplam güç faktörü daha da düşmektedir. Rezonansa neden olma ihtimalinden dolayı bu gibi yükler için güç faktörü düzeltici kondansatörler gereklidir. Distorsiyon güç faktörünü iyileştirmenin bir başka yolu ise, lineer olmayan yükler tarafından üretilen harmonikleri yok etmek için kullanılan aktif ve pasif filtrelerdir[1,2,3].

2.7 Harmonik Kaynakları

Önceleri harmoniklerin kaynağı olarak çoğunlukla lineer olmayan bölgede çalışan transformatörler ve döner elektrik makineleri bilinmekteydi. Fakat teknolojinin gelişmesiyle birlikte anahtarlama elemanı olarak kullanılan yarıiletken güç elektroniği elemanları harmonikleri üreten temel faktör olarak ön plana çıkmıştır. Öyle ki transformatörlerin neden oldukları harmonikler, bu tür yarıiletken elemanların üretmiş oldukları harmoniklere kıyasla ihmal edilebilir seviyede olduğu

anlaşılmıştır [6]. Bir dalga şeklinin, f_1 temel frekans ve h harmonik mertebesi olmak üzere, matematiksel tanımını aşağıdaki tablo 2.1’de görülmektedir.

Tablo 2.1: Spektral bileşenlere göre dalga şekillerinin matematiksel tanımları

Harmonik	$f = h.f_1$, h bir tamsayı >0
Ara Harmonik	$f \neq h.f_1$, h bir tamsayı >0
Alt Harmonik	$f > 0$ Hz ve $f < f_1$
DC	$f = 0$ Hz ($f=h.f_1$ ve $h=0$)

Bir enerji sistemin harmonik bileşenlerinin belirlenmesi ve harmonik simülasyonunun yapılabilmesi bakımından sistemdeki harmonik kaynakları 3 kategoriye ayrılabilir:

1. Birçok alçak gerilim cihazının (TV, bilgisayar vb.) besleme kaynağı durumunda olan bir fazlı köprü diyotlu doğrultucular, gaz deşarjı prensibine göre çalışan lambalar bu gruba dahil edilebilir. Tek tek ele alındığında her birinin gücü düşük olmasına rağmen bu tür elemanların tek fazlı olması ve sistemde fazla sayıda bulunmaları dikkate alındığında, tümünün harmonik etkisi önemli olabilmekte ve harmonik bozulmanın artmasına neden olmaktadır.
2. Büyük statik güç doğrultucuları ve iletim sistemi seviyesi güç elektroniği cihazları. Statik güç doğrultucuları genellikle yükleri kontrol etmek için kullanılır. Statik güç doğrultucularının tek fazlı, üç fazlı, 12 darbeli, 6 darbeli gibi çeşitleri bulunmaktadır. Hepsinin temel ortak karakteristiği ise non-lineer olmaları ve güç sistemine harmonik akımlar enjekte etmeleridir.
3. Ark fırınları gibi büyük güçlü ve sürekli değişen non-lineer yükler. Ark fırınları 10’larca MW gücünde olup doğrudan iletim sistemine bağlıdır. Ark fırınlarındaki ark empedansı dengesiz olup zamana göre rastgele değişir ve asimetrik bir özelliğe sahiptir. Ark olayının başlamasının ardından ark gerilimi azalırken sadece güç sistemi eşdeğer empedansı ile sınırlandırılan ark akımı artar. Karbon elektrotları demirle temas ettiğinde alternatif akımın negatif ve pozitif bölgelerinde farklı empedansa sahip olur, bir diğer ifadeyle ark olayında negatif direnç etkisi görülür. Direnç kaynağında da benzer özellikler bulunur. Kaynak yapılan bakır elektrotlar ile çelik AC akımın pozitif ve negatif bölgelerinde farklı empedanslara sahip olur.

2.7.1 Bilgisayarlar

Bilgisayar sistemleri hassas yüklerdir. Ancak yalnızca bozucu etkilerden etkilenmekle kalmayıp aynı zamanda birer etki kaynağıdır. Sahip oldukları nonlineer karakteristikler nedeniyle güç sistemlerinde gerilim düşümlerine neden olabilmektedirler [6].

2.7.2 Statik kompanzatörler

Reaktif güç kontrolü için kullanılan statik var kompanzatörleri, içerdikleri nonlineer elemanlar nedeniyle lineer olmayan uç karakteristiklerine sahiptirler. Bu nedenle de bağlı oldukları güç sisteminde nonsinüzoidal büyüklükler oluştururlar. Bu nonsinüzoidal büyüklüklerin içerdikleri harmoniklerden herhangi biri sistemi rezonansa sokabilir [6].

2.7.3 Ark fırınları

Güçleri MW seviyesinde olan ve elektrik ark oluşumu esasına dayalı olan ark fırınları, elektrik arkının akım-gerilim karakteristiğinin lineer olmaması nedeniyle harmonik üretirler. Ark olayının başlamasıyla ark gerilimi azalırken ark akımı artar. Bu anda ark olayında negatif direnç etkisi görünür. Ark fırınlarının empedansının dengesiz olması, sisteme gönderilen harmoniklerin akımlarının da dengesiz olmasına neden olur [1,6].

Harmoniklerin rastgele değişim göstermesi ark fırınlarının modellenmesini zorlaştırmaktadır. Bu konuda yapılan deneysel çalışmalarda tipik bir ark fırınında 2,3,...9 mertebesinde akım harmonikleri bulunmuş ve maksimum harmonik bileşenin temel bileşenin % 30'u kadar olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca 2,3,4 ve 5 seviyesindeki akım harmoniklerinin temel bileşen akımının yaklaşık %2'si ile %4'ü arasında, 6,7,8,9 ve 10 seviyesindeki harmoniklerin ise temel bileşen akımının yaklaşık %0.4'ü ile %1.3'ü arasında dağılım gösterdiği tespit edilmiştir [1].

2.7.4 Jeneratörler

En doğal harmonik üreticileridir. Senkron jeneratörlerin harmonik üretme özelliği çıkık kutbun alan şeklinden, manyetik direncin oluklara bağlı olmasından, ana devrenin doyuma ulaşmasından ve kaçak akımlar ile sık aralıklarla ve simetrik olmayan boşluklarla yerleştirilen sönüm sargılarından kaynaklanmaktadır. Dönen

makineler, makine hızının ve endüvi oluk sayısının fonksiyonu olan harmonikleri üretir. Bunu önlemek için oluk şekli, sargı yapısı, uyarma sargısı ve kutuplar gibi kısımlarda uygun yapısal tedbirler alınarak gerilim eğrisinin sinüzoidal olması sağlanır. Jeneratör gücünün 1000 kVA'dan küçük olması durumunda senkron jeneratörlerin oluşturduğu harmonikler dikkate alınmazlar. Jeneratör bağlantı şekilleri de harmonik frekansında belirleyici özellik taşırlar. Eğer jeneratör sargıları üçgen bağlı ise, bu sargılarda 3'ün katları frekanslı bir sirkülasyon akımı geçer. Bu akım yüke bağlı olmayıp sargılarda büyük kayıplara neden olur [1,6].

Statorun sargısı yıldız bağlanmışsa, 3 ve 3'ün katı frekanslı harmonikler sadece faz gerilimlerinde bulunurlar. Fazlar arası gerilimlerde ise bulunmazlar. Eğer yıldız bağlı jeneratöre üç fazlı dengeli bir tüketici bağlanırsa ve yıldız noktası jeneratörün yıldız noktasına bağlanmazsa, 3 ve 3'ün katı harmonikli akımlar geçmezler. Yıldız noktası nötre bağlı bir yükte ise, faz iletkenlerinden 3 ve 3'ün katı harmonikli akımlar geçmezler. Yıldız noktası nötre bağlı bir yükte ise, faz iletkenlerinden 3 ve 3'ün katı frekanslı I_0 akımı, nötr üzerinden de bunların toplamı olan $3.I_0$ değerinde bir akım geçer. Bu akımlar, aynı şekilde 3 ve 3'ün katlarına eşit frekanslı bir gerilim düşümü meydana getirirler. Bu sebeplerden dolayı, jeneratör sargılarının yıldız bağlanması ve yıldız noktasının yalıtılması tercih edilir. Jeneratörlerin sebep olduğu 3 ve 3'ün katı harmonik akımları, jeneratörde üçgen bağlama kullanılmak suretiyle bloke edilir.

2.7.5 Transformatörler

Enerji sistemlerinin en önemli elemanlarından olan transformatörler de harmoniklere neden olurlar. Transformatörlerin harmonik üretme özelliği, demir çekirdeğin mıknatıslanma karakteristiğinin lineer olmamasından, yani transformatörün doymasından kaynaklanmaktadır. Devresinde demir çekirdek bulunan elemanlarda akım-gerilim ilişkisi lineer değildir. Bunun nedeni demir çekirdekte doymanın meydana gelmesidir. Transformatör bağlantıları, farklı harmoniklerin gerileyen veya ilerleyen yöndeki faz sırasına neden olması veya bazılarını elimine etmesi ile akım dalgasının şeklini etkileyebilir. Tablo 2.2'de harmonik derecesine göre dizi tipleri verilmiştir. Bu dizi tipleri dönen makinelerde meydana gelen momentin yönünü etkilemektedir [1,6].

Tablo 2.2: Harmonik dereceleri ve bunlara ait dizi tipleri

Harmonik Derecesi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Dizi Tipi	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+	-	0

Jeneratör, hat ve transformatörden meydana gelen bir güç sistemlerinde harmonik akımları; jeneratör reaktansı, transformatörün primer reaktansı ve hattın reaktansı üzerinden geçerek harmonikli gerilim düşümü meydana getirir. Jeneratörde sinüs şeklinde gerilim üretildiği halde çıkış uçlarındaki gerilimin dalga şekli bozulabilir. Mıknatıslanma akımındaki harmoniklerin şebekeye geçip geçmemesi transformatör bağlantı grubuna, primerin yıldız bağlı olması halinde yıldız noktasının şebekenin nötrüne bağlı olup olmamasına ve transformatördeki manyetik devrenin geometrik yapısına bağlıdır. Transformatörün yıldız noktasının topraklanması halinde 3 ve 3'ün katı harmonik bileşenlerinin dışındaki diğer harmonik bileşenler, aralarındaki 120^0 'lık faz farkı nedeniyle yıldız noktasında toplanarak sıfır edecektir. Bu durumda her bir faz sargısında endüktif gerilim sinüs şeklindedir. Akı sinüzoidal ve mıknatıslanma akımı nonsinüzoidal olacaktır. Primerin yıldız noktası topraklanmamış olan transformatörlerde ise 3 ve 3'ün katı harmonikler şebekeye geçemez, 5., 7., 11., 13. harmonik akımlarının toplamı, yıldız noktasında sıfır olur. Primeri üçgen bağlı transformatörlerde sinüzoidal beslenen her sargı bağımsız gibidir. Faz sargılarındaki mıknatıslanma akımlarında 3 ve 3'ün katı harmonikler meydana gelir. Bu harmonikler üçgen sargıdan dışarı çıkamazlar. Bu yüzden mıknatıslanma akımı için şebekeden 3 ve 3'ün katı harmonikler çekilmez. Fakat 5., 7., 11., 13. harmonikler çekilir. Manyetik akı 3 ve 3'ün katı harmonikleri içermez [1].

Sonuç olarak;

- Transformatörler primeri ve sekonderi nasıl bağlanırsa bağlansın, primer ve sekonderin yıldız noktası nötre bağlansın veya bağlanmasın, çekirdek tipi nasıl olursa olsun şebekelerden 5, 7, 11, 13 harmoniklerini daima çekerler.
- Şebekelerde 3 ve 3'ün katı harmonikleri önlemek için primer yıldız topraklanmaz veya sargılardan biri üçgen bağlanır.
- Nonlineer yük dengesiz ise transformatör bağlantısı ne olursa olsun 3 ve 3'ün katı harmonik akımları dengesizlik nedeniyle şebekeye geçer.

2.8 Harmonik Kaynakları

Harmoniklerin neden oldukları problemleri genel olarak aşağıdaki gibi sıralayabiliriz:

- Elektrik dağıtım baralarında gerilim distorsiyonu;
- RMS akımlarda artış, ısınma ve hatta ek kayıplar;
- Transformatörlerde fazla ısınma ve buna bağlı olarak kayıpların artması;
- Dağıtım ekipmanlarının kullanım kapasitesinde azalma;
- Faz ve nötr iletkenlerinin fazla yüklenmesi;
- Şebeke ve nonlineer yükler arasında meydana gelen seri ve paralel rezonans durumlarından dolayı şebeke üzerinde harmoniklerin genliklerinde artış;
- Güç faktörünü iyileştiren kondansatörlerin aşırı yüklenmesi ve sigortalarında patlamalar meydana gelmesi;
- Güç faktörünün değerinde azalma;
- Gerilim harmoniklerine hassas cihazlarda meydana gelebilecek arızalar;
- Mikroişlemcilerde ve elektronik kontrol sistemlerinde sistemlerde arızalar;
- Ölçüm cihazlarının ölçümlerindeki doğruluğun azalması;
- Kesici ve rölelerde meydana gelen arızalar;
- Filtrelemede kullanılan kondansatör gruplarındaki yüksek arıza oranı;
- Reaktif güç ve rezonans problemi;
- Sistem kararlılığında azalma.

2.9 Harmonik Üreten Yüklerin Modellenmesi

Elektrik güç sistemlerinde akım ve gerilimin dalga şeklinin sinüs biçiminden sapmasına neden olan harmonikler, akım-gerilim karakteristiği lineer olmayan elemanlar tarafından üretilir.

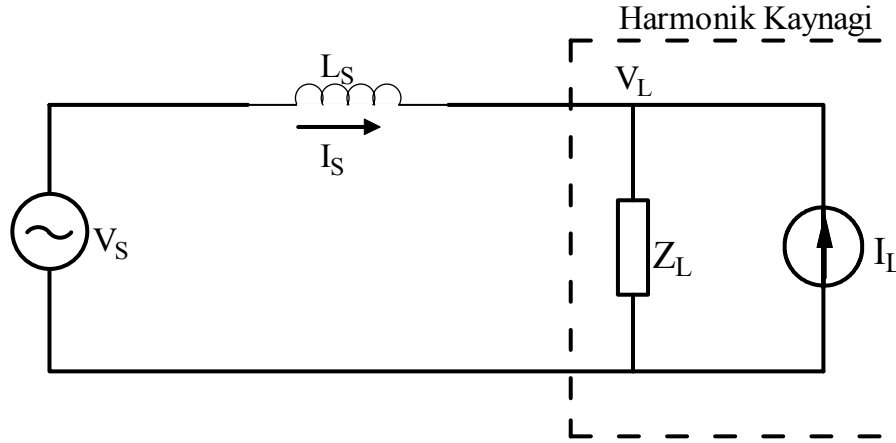
Harmonik yükleri iki genel kategoriye ayırabiliriz:

a-) Harmonik akım kaynak tipi yükler

b-) Harmonik gerilim kaynak tipi yükler

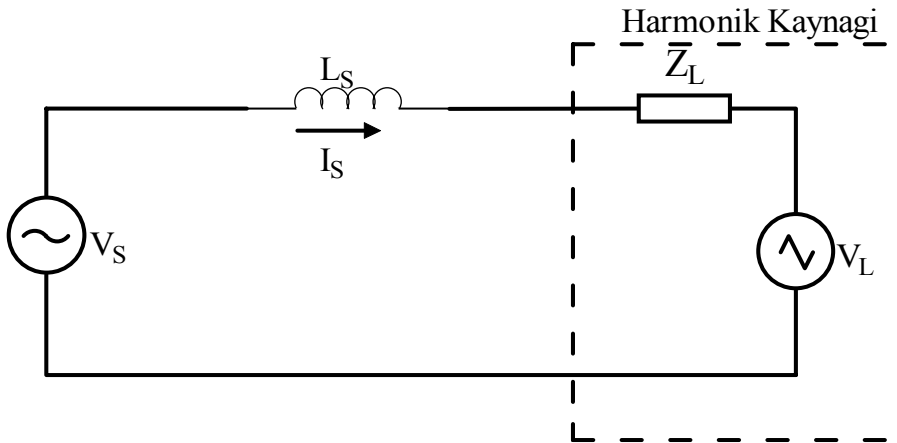
DC sürücüler ve akım kaynaklı eviriciler gibi tristör kontrollü yükler harmonik akım kaynak tipi yükleri oluşturur. Bu yükler doğrultucunun AC besleme kısmında harmonik akımları üretirler. Bu harmonikler çalışması için reaktif akıma ihtiyaç

duyan AC motorlar gibi doğrultucunun çalışması için gereklidir. Bundan farklı olarak, diyotlu doğrultucular DC tarafındaki kapasitelerle beraber harmonik gerilim kaynak tipi yükleri oluşturur. Bu tür yükler doğrultucunun AC tarafında harmonik gerilimler üreterek doğrultucunun çalışmasını sağlar. Besleme tarafındaki harmonik akımları harmonik gerilimlerden dolayı oluşur beleme kısmındaki empedans değerine göre değişir. Harmonik akım kaynak tipi yükleri şekil 2.6’da görüldüğü gibi Norton eşdeğer devresi ile modelleyebiliriz[9,14,15] .



Şekil 2.6: Akım harmonikleri üreten lineer olmayan yükün Norton eşdeğeri

Benzer şekilde harmonik gerilim kaynak tipi yükleri de şekil 2.7’de görüldüğü gibi Thevenin eşdeğer devresi ile modellenebilir.



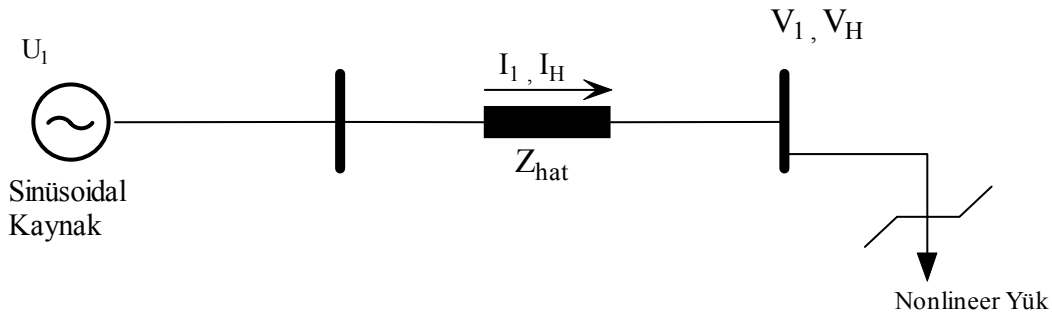
Şekil 2.7: Gerilim harmonikleri üreten lineer olmayan yükün Thevenin eşdeğeri

2.10 Harmonik Üreten Yüklerin Modellenmesi

Harmonikler kaynak ve yükte bulunan harmoniklere göre değişik şekillerde meydana gelir. Kaynak harmonikli olabileceği gibi, kaynağın harmoniksiz fakat yükün nonlinear olmasından kaynaklanan harmonikler bulunabilir. Benzer şekilde, hem kaynağın harmonikli hem de yükün harmoniklere neden olan nonlinear bir yük olma durumu da söz konusu olabilir. Harmoniklerin zararlı etkilerinden aynı zamanda lineer olan yükler de etkilenir. Harmonik içeren besleme barasından beslenen lineer yükler üzerinden de harmonikli akımlar akar ve lineer yükte zararlı etkilere neden olurlar. Harmoniklere neden olan devreleri 3 ana başlık altında inceleyebiliriz [1,2].

2.10.1 Sinüzoidal beslemeli nonlinear devreler

Besleme kaynağının harmoniksiz fakat devrede bulunan nonlinear elemanlardan kaynaklanan harmoniklerin bulunduğu devrelerdir. Kaynak geriliminde yalnızca gerilimin temel bileşeni, U_1 , bulunmasına karşılık devrede bağlı olan nonlinear elemanlar nedeniyle harmonik akım bileşenleri, I_H , meydana gelecek ve bu harmonik akımları sistemde harmonik gerilimlere, V_H , neden olacaktır. Bu tür devreler elektrik sistemlerinde en çok karşılaşılan devrelerdir.



Şekil 2.8 : Sinüzoidal şebekeye bağlı nonlinear yük

Devreye uygulana gerilim, (2.28) gibi olabilir.

$$v = V_m \cdot \sin \omega t = \sqrt{2}V \cdot \sin \omega t \quad (2.28)$$

Bu durumda devreden geçen akım (2.29) ile hesaplanır.

$$i = \sqrt{2} \cdot \sum_{n=1}^N I_n \cdot \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (2.29)$$

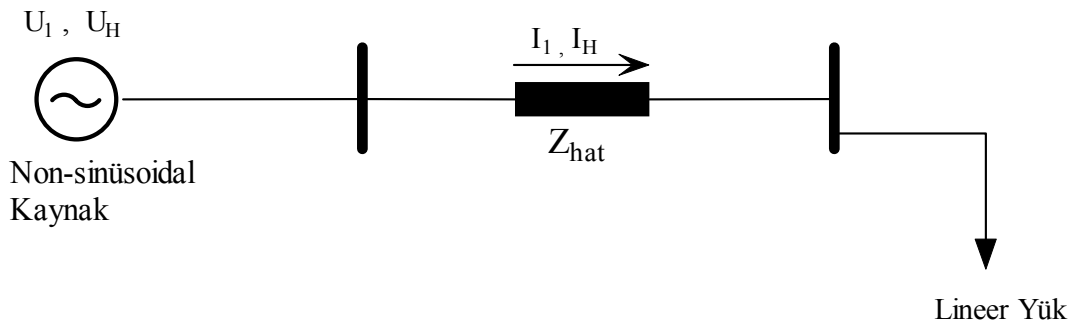
Devreden N adet harmonikleri içeren bir akım akacaktır. Şebekeden çekilen ortalama güç, (2.30) ile hesaplanır.

$$P = V \cdot I_1 \cdot \cos \theta_1 \quad (2.30)$$

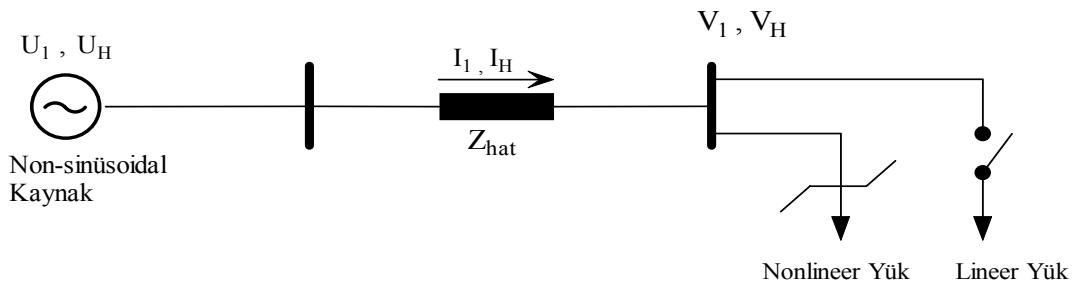
Burada θ_1 açısı besleme gerilimi V ile temel frekanstaki akım I_1 arasındaki açıdır. Besleme gerilimi yalnızca temel bileşeni içerdiğinden ortalama güç sadece temel bileşen akımı ile besleme geriliminden oluşmaktadır.

2.10.2 Nonsinüzoidal beslemeli lineer devreler

Bu tür devreler gerilim kaynağının nonsinüzoidal olup devreye bağlanan elemanların lineer olması durumunda ve harmonik bileşenlerin bulunduğu bir dağıtım barasına bağlı lineer yükler için de geçerlidir.



Şekil 2.9 : Nonsinüzoidal beslemeli lineer yük



Şekil 2.10 : Harmoniklerin bulunduğu baraya bağlı bir lineer yük

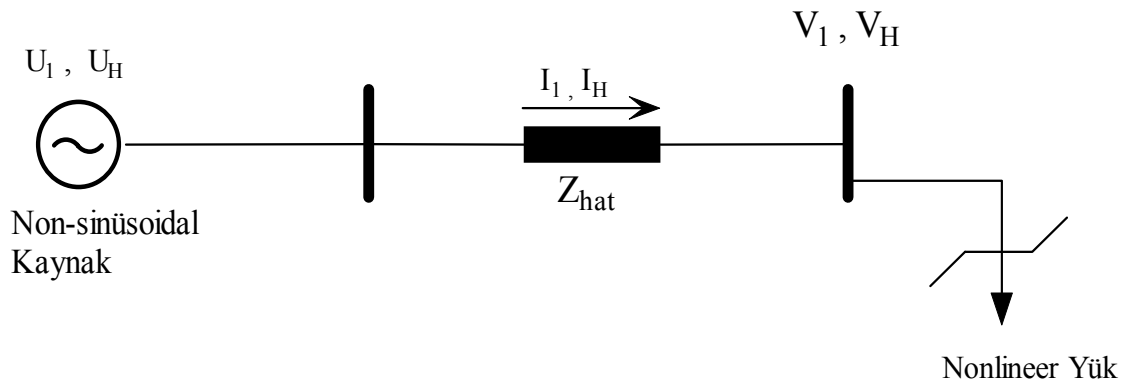
Tek fazlı lineer bir devreye, (2.31)'deki gibi bir uygulansın.

$$v = \sqrt{2} \cdot \sum_{n=1}^N V_n \cdot \sin(n\omega t + \alpha_n) \quad (2.31)$$

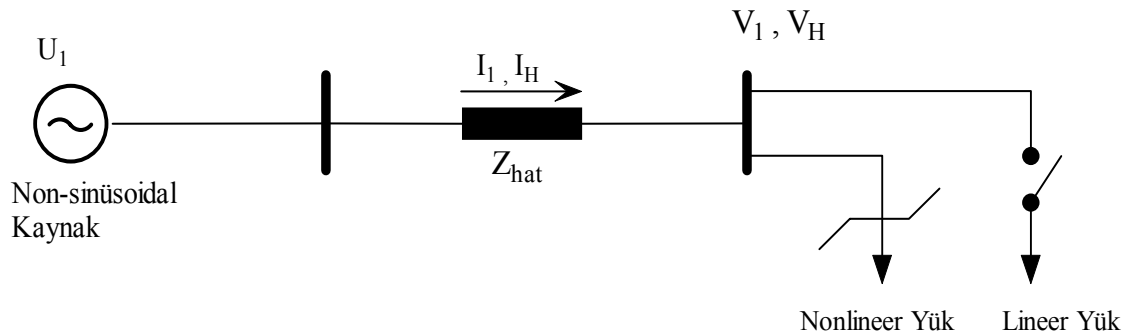
Bu durumda devreden akacak akım harmonikleri, yük empedansının lineer olması nedeniyle, yalnızca besleme gerilimi harmoniklerine bağlı olacaktır. Yani, yük empedansının lineer olmasından dolayı yükün harmonikler üzerinde bir etkisi olmayacak ve gerilimdeki harmonik bileşenler aynı harmonik dereceli olarak akımda da bulunacaktır [1,2].

2.10.3 Nonsinüzoidal beslemeli nonlinear devreler

Harmonikler içeren bir gerilim kaynağının nonlinear bileşenlerden oluşan bir devreyi beslemesi sonucu bu tip devreler oluşur. Ayrıca harmonik bileşenlerin bulunduğu bir dağıtım barasına bağlanan nonlinear elemanlar da böyle devrelere örnek teşkil edebilir. Bu tür devrelerde nonlinear elemanlar, gerilim kaynağındaki harmonik bileşenlerin dışındaki harmonik bileşenlerin de oluşmasına neden olur.



Şekil 2.11 : Nonsinüzoidal beslemeli nonlinear devre



Şekil 2.12 : Harmoniklerin bulunduğu baraya bağlı bir nonlinear yük

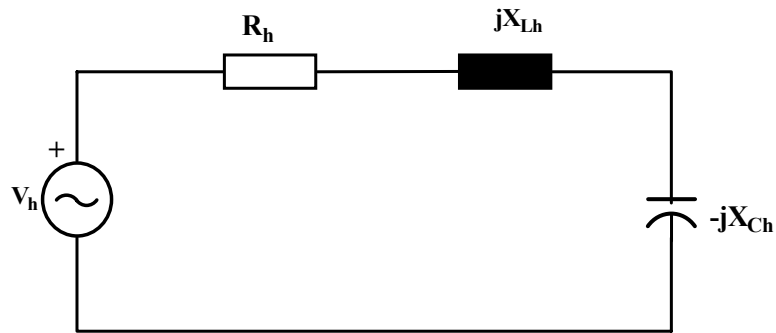
2.11 Harmonik Rezonans

Harmoniklerin şebeke ve sistem üzerinde sebep olduğu en büyük problemlerden birisi bu tür bozucu etkilerin sistemde rezonans olaylarına sebebiyet vermesidir. Rezonans, bir elektrik devresinde endüktif reaktans ile kapasitif reaktansın birbirine eşit olması durumudur. Bir başka deyişle sistemdeki kapasitif ve endüktif yüklerin uyum sağlayarak (reaktans değerlerinin eşitlenmesi) devrede tamamen omik yükün etkili olmasıdır. Bu da hat empedansının yani omik direncinin küçük olmasından dolayı yüksek akım değerinin geçmesi demektir. Hattaki kapasitif yükün yaklaşık tamamını reaktif güç kompanzasyonu amacıyla kullanılan kondansatörler oluşturur. Tesise uygulanan gerilimin sinüzoidal olması durumunda yani gerilimin 50 Hz temel frekansa sahip olması durumunda, bir rezonans söz konusu olmamaktadır. Çünkü, sistem kurulum aşamasında temel frekansta rezonansa girmeyecek şekilde tasarlanır ve buna uygun endüktans ve kondansatörler kullanılır. Harmonikli bir gerilimin tesise uygulanması halinde ise rezonans oluşturacak harmonik frekansları oluşabilir. Yüksek harmonik frekans değerlerinde rezonansın meydana gelmesi tehlikeli sonuçlar doğurabilmektedir. Frekansla kapasitif direnç değerinin ters orantılı olarak değişmesi sebebiyle, yüksek harmonik değerlerinde şebekeden yüksek kapasitif akımlar çekilir, bu da şebekenin zorlanmasına ve arızalarına yol açar [1,2,7].

Harmonik rezonansı kendi içinde seri ve paralel rezonans başlıkları altında iki grupta inceleyebiliriz.

2.11.1 Seri harmonik rezonans

Bir elektrik devresinde R, L, C elemanlarının seri olarak bağlanması ve harmonik içeren bir gerilim kaynağıyla beslenmesi durumunda bu tür bir rezonans oluşabilir. Şekil 2.13'te seri rezonansa örnek bir devre görülmektedir.



Şekil 2.13: h. harmonik için seri RLC devresi

Bu devrede, h. harmonik mertebesinde devredeki elemanların empedansları sırasıyla, (2.32), (2.33), (2.34) ile elde edilir.

$$R_h = R_0 + R \quad (2.32)$$

$$X_{Lh} = h.X_L \quad (2.33)$$

$$X_{Ch} = \frac{X_C}{h} \quad (2.34)$$

Burada, R, X_L, X_C temel bileşen için omik direnç, endüktif reaktans ve kapasitif reaktansları ifade etmektedir.

Temel frekansta devrenin eşdeğer empedansı, (2.35) ile hesaplanır.

$$Z = R + j(X_L - X_C) \quad (2.35)$$

Harmoniklerin dikkate alınması durumunda devre eşdeğer empedansı, (2.36) ile elde edilir.

$$Z_h = R_h + j(X_{Lh} - X_{Ch}) = R + j(hX_L - \frac{X_C}{h}) \quad (2.36)$$

Rezonans durumunda X_L=X_C olduğu için devrenin eşdeğer empedansı Z=R olur. Bu durumda devre empedansı minimum değerini alır. Devreden akan akım ise maksimum değerine ulaşır. Rezonans frekansı endüktif ve kapasitif empedansların eşitliğinden yola çıkarak şu şekilde hesaplanabilir:

$$X_L = X_C \Rightarrow \omega L = \frac{1}{\omega C} \text{ ve } \omega^2 = \frac{1}{LC} \text{ olduğu görülür.}$$

Rezonans frekansı, (2.37) eşitliğinden hesaplanır.

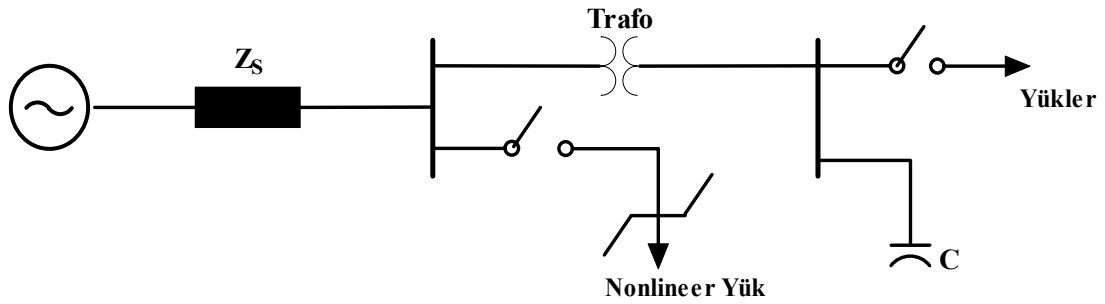
$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = \frac{f}{\omega\sqrt{LC}} = f \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \text{ [Hz]} \quad (2.37)$$

2.11.1.1 Seri harmonik rezonans oluşmasına örnekler

Transformatörler yükünün ani olarak kalkması durumunda reaktif güç kontrol rölesi devreye uygun kondansatörü ayarlayıncaya kadar rezonans olayı meydana gelebilir. Bunu önlemek için sigorta veya termik-magnetik şalter kondansatör devresini açmalıdır. Devrenin açılması gecikirse kondansatör zarar görür.

Benzer bir durum transformatörün reaktif gücünü kompanze etmek için kullanılan kondansatörler için de geçerlidir. Transformatörün yükü azaldığında veya transformatör boşa çalıştığında seri rezonans oluşabilir. Bundan sakınmak için kullanılan kondansatörler ile transformatörün reaktans değerinin rezonans meydana gelmeyecek şekilde seçilmesi gerekir. Bir trafodan beslenen uzun bir kablo hattı boşa çalışırken veya bir transformatörün sekonder tarafına bağlı kompanzasyon kondansatörleri boşa çalışırken seri rezonans oluşabilir [1].

Şekil 2.14’te seri rezonansa örnek teşkil edebilecek bir sistem görülmektedir.

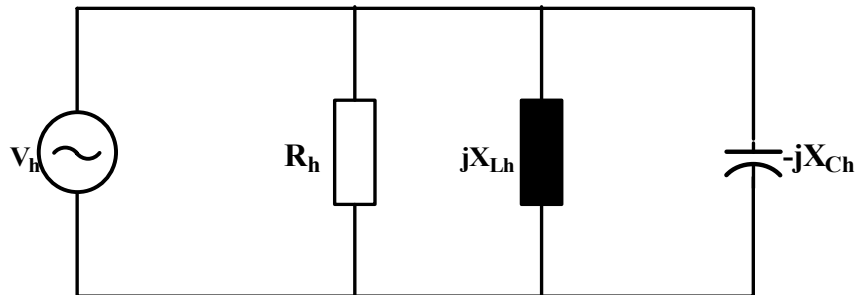


Şekil 2.14 : Seri harmonik rezonansa örnek bir sistem

Böyle bir devrede yüklerin herhangi bir nedenle devre dışına çıkması halinde kompanzasyona ait reaktans ile trafo reaktansı seri bağlı hale gelecektir. Nonlineer yükün neden olduğu harmonikler sonucu bu devrede seri rezonans meydana gelebilir.

2.11.2 Paralel harmonik rezonans

Bir elektrik devresinde R, L, C elemanlarının paralel olarak bağlanması ve harmonik içeren bir gerilim kaynağıyla beslenmesi durumunda bu tür bir rezonans oluşabilir. Şekil 2.15’te bir paralel RLC devresi ve bu devreyi besleyen harmonik içeren bir gerilim kaynağı görülmektedir.



Şekil 2.15: h. harmonik için paralel rezonans eşdeğer devresi

Herhangi bir harmonik bileşendeki devrenin empedansı, (2.38) ile hesaplanır.

$$Z_h = \frac{-j.R.X_L.X_C}{R\left(h.X_L - \frac{X_C}{h}\right) - j.X_L.X_C} \quad (2.38)$$

Rezonans durumundaki endüktif ve kapasitif reaktansların eşit olmasıyla, (2.39) eşitliği elde edilir.

$$X_r = h_r X_L = \frac{X_C}{X_L} \quad (2.39)$$

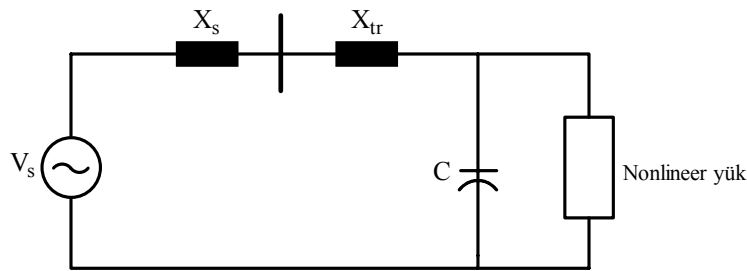
Paralel rezonans esnasında devrenin empedansı, (2.40) elde edilir.

$$Z_r = R \quad (2.40)$$

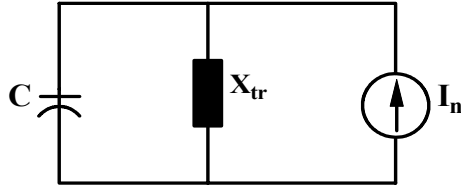
Böyle bir devrede pratik bakımdan en önemli büyüklük kondansatör üzerinden geçen akımdır. Çünkü frekans yükseldikçe reaktansın azalması nedeniyle kondansatör üzerinden geçen akım büyür ve kondansatör aşırı yüklenir [1].

2.11.2.1 Paralel harmonik rezonans oluşmasına örnekler

Doğrusal olmayan bir yükün güç kompanzasyonu sırasında nonlineer yükün ürettiği harmonik frekanslarından birinde diğer yüklere ait endüktif reaktans eşdeğeri ile kapasitif reaktans paralel rezonansa girebilir. Şekil 2.16'de nonlineer bir yükün bulunduğu bir kompanzasyon sistemi eşdeğeri şekil 2.17'de ise bu devrenin paralel rezonans durumu görülmektedir.



Şekil 2.16 : Nonlineer bir yük ve kompanzasyon sistemi eşdeğeri



Şekil 2.17 : Paralel harmonik rezonans durumunda devrenin eşdeğeri

2.11.3 Rezonansın etkileri

Rezonansın oluşması sistemde, arıza ve hasarlar meydana getirebilir. Harmonik rezonansın sistem üzerindeki etkisi sistem yükünün az olduğu zamanlarda daha fazladır. Şebekeden çekilen akım arttıkça sistemdeki küçük empedanslı yüklerin sayısı arttığından eşdeğer empedans azalır. Bu nedenle yüklü durumda şebekede rezonans sebebiyle baraların harmonik gerilimlerindeki yükselme yüksüz duruma göre azalır [1].

Genel olarak rezonans durumunda,

- L ve C elemanlarına ait gerilimler yükselir, aşırı akım geçer.
- Devre elemanlarında izolasyon problemleri, kondansatörlerin dielektrik malzemelerinde delinmeler, aşırı ısınmadan dolayı kalıcı hasarlar meydana gelir.
- Harmonik gerilimler yükselir, THD(Toplam Harmonik Distorsiyon) değerinin artmasıyla tüketicilere verilen gerilimin dalga şekli bozulur, sonuç olarak enerji kalitesi olumsuz olarak etkilenir.

2.11.4 Harmonik bileşenlerin oluşturduğu rezonansın önlenmesi

Seri ve paralel rezonansı önleyecek yöntemlerden bazılarını şu şekilde sıralayabiliriz:

- Tasarım aşamasında sistemde kullanılacak endüktans ve kapasitelerin uygun değerlerde, rezonansa girmeyecek şekilde seçilmesi,
- Rezonansı meydana getirebilecek harmonik frekanslarından genlik değeri yüksek olanların etkisini yok etmek için sisteme filtre devreleri yerleştirmek,
- Aşırı kompanzasyondan kaçınmak,
- Rezonansa neden olacak harmonik frekanslarından kaçınılmalıdır. Kurulan kompanzasyon sisteminin rezonans frekansı sistemde mevcut olan harmonik frekans değerlerinden olmamalıdır.

- Rezonans frekansını düşürmek amacıyla kondansatöre seri bir bobin yerleştirilmesi. Bu durumda harmonik akımların etkisi azalacaktır. Yani harmonik mertebesiyle doğru olarak artan kondansatör akımı, yine doğru olarak artan bobinin endüktif reaktansı tarafından sınırlandırılacaktır. Böylece harmonik akımı kondansatöre zarar verici seviyeye gelmeyecektir.

2.12 Harmoniklerin Sınırlandırılması ve Harmonik Standartları

Enerji sistemlerinde meydana gelen harmonik kirlenme özellikle yarıiletken güç elektroniği elemanlarının kullanımının yaygınlaşması ile son yıllarda artış göstermektedir. Harmonik distorsiyon(kirlenme) sonucu doğan olumsuzlukların giderilmesi için harmonik kirlenme düzeyinde bir sınırlamaya gidilme gereğine ihtiyaç duyulmuştur. Bazı gelişmiş ülkelerde harmonik sınırlandırmalara gidilmiş ve enerji kalitesinin artırılması hedeflenmiştir.

Ülkemiz açısından bakıldığında, doğrusal olmayan yüklerin kullanıldığı sistemlerin yaygınlaşması, ark fırınlarındaki kapasite artırımları vb. nedenlerden dolayı gelişmiş ülkelerde olduğu gibi harmonik sınırlandırmalar ve standartlaşmalar oluşturmak enerji sistem verimliliği açısından oldukça önem arz etmektedir. Bu yolla harmoniklerin oluşturduğu ek kayıplar azaltılacak ve devre elemanları üzerinde meydana gelecek sorunlar minimum düzeye indirilebilecektir.

Teknolojik gelişmelerin hızla artış gösterdiği günümüz dünyasında harmoniklerin de artması kaçınılmaz olacaktır. Harmonik problemini asgari düzeye indirmek için, tesislerin kurulum ve tasarım aşamasında önlemler alınmalıdır. Örneğin, üç fazlı nonlineer bir yük bir transformatör üzerinden şebekeye bağlanıyor ise teknik bir zorunluluk olmadıkça transformatörün şebeke tarafındaki sargıları üçgen bağlı olmalıdır. Bu yolla üç ve üçün katı harmonikler şebekeyi etkilemeyecek, ek kayıplar ve toplam harmonik distorsiyon azalacaktır. Ayrıca, tüketicilerin kullanacakları doğrultucu seçiminde de dikkat etmeleri gereken bazı özellikler sayesinde harmonik kirliliğe an az sebep olabilirler. Ekonomik kriterlerin yanında daha az sayıda ve daha düşük genlikli harmonik akım bileşenleri içeren, yüksek darbe sayılı doğrultucuları tercih etmeleri harmonik sorununun azaltılmasına katkıda bulunacaktır [3,7].

2.12.1 Harmonikle bozulmanın ölçütü

Standartlarda harmonik bozulmanın değeri için çoğunlukla, toplam harmonik distorsiyonu (THD), tekil harmonik distorsiyonu(HD) ve toplam talep distorsiyonu(TTD) tanımları kullanılmaktadır. THD, harmonik bileşenlerin efektif değerlerinin, temel bileşen efektif değerine oranıdır ve çoğunlukla yüzde olarak ifade edilir. THD, harmonikleri içeren bir dalga formunun saf sinüs bir dalga formundan sapmasını tespit etmekte kullanılır. Temel frekansta saf sinüs bir dalganın THD değeri sıfırdır. Harmonik distorsiyonunda kullanılan diğer bir kavram, çekilen yük akımları için tanımlanan ve “IEEE Standard 519” uygulamasında özellikle belirtilen toplam talep distorsiyonu (TTD) kavramıdır.

Elektrik devrelerinin temel büyüklükleri olan gerilim ve akım, harmonikler içerdiğinde efektif değerleri harmonik distorsiyona bağlı olarak (2.41) ve (2.42)’daki gibi elde edilebilir [1,2].

$$V = V_1 \sqrt{1 + \left(\frac{THD_V}{100} \right)^2} \quad (2.41)$$

$$I = I_1 \sqrt{1 + \left(\frac{THD_I}{100} \right)^2} \quad (2.42)$$

Burada, V_1 ve I_1 , gerilimin ve akımın efektif değer olarak temel bileşenidir. Harmoniklerin artmasıyla toplam gerilim ve akım değerleri de artacaktır. Akımın artmasıyla sistemdeki kayıp güç değeri de artacaktır.

2.12.2 Harmonikleri sınırlandırma çalışmaları

Elektrik enerji sistemlerinde bulunan harmonik miktarını sınırlandırmak için iki ayrı yöntem uygulanmaktadır.

Birinci yöntem, Uluslararası Elektro Teknik Komisyonu(International Electrotechnic Commission, IEC) tarafından da tercih edilen herhangi bir nonlineer yükün bağlandığı noktada uygulanan yöntemdir. İkinci yöntem ise (IEEE tarafından benimsenen) birden fazla nonlineer yükün beslendiği bir veya daha fazla merkezi noktada uygulanan yöntemdir.

IEC tarafından öngörülen sınırlamanın mantığında tek tek her bir yükten kaynaklanan harmoniklerin sınırlandırılması söz konusudur. Böylece harmoniklerin toplamının da azalacağı kabulüne dayanır. Bu mantık teorikte iyi görünmekle birlikte uygulamadaki harmonik sınırlama için yapılan kabuller nedeniyle gerçek durumdan oldukça farklı sonuçlar vermektedir. IEEE tarafından öngörülen değerler hem akım hem de gerilim harmoniklerine sınırlandırmalar getirmeleri bakımından daha etkin ve sınırlayıcı olarak görünmektedir.

2.12.2.1 Yaklaşık inceleme

Halpin ve Burch tarafından önerilen bu yöntemle uygulamada sıkça karşılaşılan küçük güçlü tüketicilerin, detaylı harmonik analizlerini yapılmadan harmonik seviyeleri yaklaşık olarak belirlenebilir. Tam bir harmonik analiz yapılmaksızın, “yaklaşık inceleme” kriterine göre bu tür tüketicilerin harmonikleri hakkında öngörülebilir bulunulabilir [1]. Böyle durumlarda, harmonik limitlerine uygunluk, ortak bağlantı noktasında detaylı analizlerin yapılmasına gerek olmaksızın kontrol edilebilir. Bunun için gerek ve yeter koşul, kısa devre gücünün ortak kuplaj noktasından beslenen nonlinear yüklerin görünür güçlerinin toplamından çok daha büyük olmasıdır. Yaklaşık inceleme için aşağıda belirtilen dört adım izlenmelidir.

a) Ortak bağlantı noktasındaki kısa devre gücünün(S_K) belirlenmesi

b) Beslenen nonlinear yükün türünün ve boyutunun belirlenmesi

c)
$$S_{DW} = \sum_i S_{Di} \cdot W_i$$

Değerinin hesaplanmasıdır. Burada, S_{Di} i. nonlinear yükün görünür gücü, W_i ise ağırlık faktörüdür.

d)
$$N = \frac{S_{DW}}{S_K} \cdot 100$$

Eşitliği sonucunda $N < 0.1$ şartı sağlanıyorsa harmonik limitlerine uygunluk yaklaşık olarak kabul edilebilir.

Tablo 2.3'te çeşitli nonlinear yükler için W_i ağırlık faktörleri görülmektedir.

Tablo 2.3: Yaklaşık incelemede kullanılan ağırlık faktörleri

Yük Tipi	Ağırlık Faktörü
Tek fazlı güç kaynağı	2,5
Yarı kontrollü doğrultucu	2,5
6 darbeli evirici(kondansatörle filtre edilmiştir ve seri endüktans yoktur.)	2
6 darbeli evirici(kondansatörle filtre edilmiş ve seri endüktans>%3)	1
6 darbeli evirici(akımı filtrelemek için büyük endüktans kullanılması)	0,8
12 darbeli konverter	0,5
AC gerilim regülatörü	0,7
Flüoresan lamba	0,5

2.12.3 Harmonik standartları

Şebekenin ve sistemde bulunan diğer yüklerin harmoniklerin olumsuz etkilerinden mümkün olduğu kadar az zarar görmesini sağlamak ve tüketiciye daha kaliteli enerji sunabilmek için harmoniklerin belirli bir seviyenin altında tutulması gerekmektedir. Bunun için bazı ülkeler, lineer olmayan yüklerin meydana getirdiği harmonik bileşenleri bir yaptırım olarak sınırlandırmışlar ve harmonik standartlarını oluşturmuşlardır.

Harmonik standartları, harmonikler için sınırlandırmalar getirmektedir. IEEE tarafından 1992 yılında getirilen IEEE 519-1992 nolu standart ve IEC tarafından 1995 yılında IEC 1000-3-2 gibi standartlar, elektrik şirketleri için şebeke bara gerilim distorsiyonunu ve müşteriler için nonlinear yükler tarafında üretilen harmonik akımları ile ilgili sınırlamaları vurgulamaktadır.

Bazı ülkeler tarafından farklı gerilimler için harmoniklerin sınırlanmış değerleri toplam harmonik distorsiyon cinsinden şu şekilde verilebilir [1,7].

2.12.3.1 Dünyada harmonik standartları

- **İsveç:** Bu ülkedeki ilgili kuruluş SEF'in toplam harmonik distorsiyonu ile ilgili sayısal verileri tablo 2.4'te verilmektedir. (SEF Thyristor Committee Report, 1974) [1].

Tablo 2.4: İsveç'te uygulanan harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilim Seviyesi	Toplam Harmonik Distorsiyon(THD)
400/250 V	4
3,3 kV...24kV	3
≥ 84	1

- **Fransa:** Bu ülkede, ilgili kuruluş EDF'nin kayıtlarına göre, bağlantı noktasındaki tek harmoniklerin %1.0 çift harmoniklerin ise %0.6 değerini aşmaması öngörülmüştür. Bu oranlar temel bileşen cinsinden verilmektedir [1].
- **Almanya:** Bu ülkede, DIN 57160 normuna göre, toplam harmonik gerilimi temel bileşenin %10' unu aşmamalıdır. Ayrıca, 15. harmoniğe kadar izin verilen gerilim harmoniği %5 iken 100. harmoniğe kadar ise %1' lik gerilim harmoniğine izin verilebilmektedir [1].
- **Amerika Birleşik Devletleri :**Bu ülkede IEEE'nin THD ile ilgili sınırlamaları enerji sistemleri için Tablo 2.5'te verilmiştir [1].

Tablo 2.5 : IEEE'nin belirlediği ABD'de uygulanan harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilim Seviyesi	Toplam Harmonik Distorsiyon(THD)
2,4kV,...69 kV	5
≥ 115 kV	3

- **Avustralya :** Avustralya standardı AS 2279, gerilim kademesini dikkate alarak değerlendirme yapmıştır. (Australian Standards Authority, 1979). Örneğin, tek ve çift harmonik standartları tablo 2.6 ile aşağıdaki gibi belirlenmiştir [1].

Tablo 2.6 : Avustralya'da uygulanan harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilim Seviyesi	THD(%)	Tek harmonikler(%)	Çift harmonikler (%)
33 kV'a kadar	5	4	2
22-33-66	3	2	1
≥ 110 kV	1,5	1,5	0,5

- **Finlandiya :** Benzer yaklaşımla hareket eden Finlandiya yönetmeliğinin sınır değerleri de aşağıda Tablo 2.7’te verilmiştir. (Finnish Association of Electricity Supply Undertakings, 1978) [1].

Tablo 2.7 : Finlandiya’da uygulanan harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilim Seviyesi	Gerilim THD(%)	Akım THD(%)
1 kV	5	-
3 kV,...,20 kV	4	10
30 kV,...,44 kV	3	7
≥ 110 kV	1,5	5

- **İngiltere :** İngiltere’de ilgili yönetmelik G5/3 (Electricity Council, 1976)’e göre THD sınır değerleri tablo 2.8’te verilmiştir [1].

Tablo 2.8: İngiltere’de uygulanan harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilim Seviyesi	Toplam Harmonik Distorsiyon(THD)
0,415	5
6,6-11	4
33-66	3
132	1,5

2.12.3.2 Türkiye’de harmonik standartları

- **Elektrik piyasası tedarik sürekliliği yönetmeliğine göre harmonik standartları**

Ülkemizde faaliyet gösteren dağıtım şirketleri, müşterilere enerji sağlarken tablo 2.9’da belirtilen gerilim harmonik standartlarına uymak zorundadır. Bu değerler her bir harmoniğin temel bileşene göre oransal değerlerini ifade eder. (EN50160:2001) Harmonik bozulmaya neden olan kullanıcıya, dağıtım şirketi tarafından durumun düzeltilmesi için otuz iş gününden az olmamak üzere süre tanınır. Bu süre içinde kullanıcı tarafından kusurlu durumun ortadan kaldırılamaması durumunda, iki gün öncesinden ihbar edilmek kaydı ile kullanıcının bağlantısı kesilir. Tablo 2.9’da alçak gerilime ait gerilim harmoniklerinin sınır değerleri görülmektedir [27].

Tablo 2.9: Gerilim harmonikleri için sınır değerler

Alçak Gerilim Şebekesi (≤ 1 kV)					
3'ün katı olmayan Harmonikler		3 ve 3'ün katı olan Harmonikler		Çift Harmonikler	
n	%Vn	n	n	n	%Vn
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				

- **Elektrik piyasası şebeke yönetmeliğine göre harmonik standartları**

Normal işletme koşullarında, iletim sistemindeki bir bağlantı noktasında bir tesis ve/veya teçhizatın devre dışı olması durumunda ortaya çıkan harmonik gerilimin azami toplam seviyesi;

- a) 380 kV'de, harmonik gerilimlerin her biri için tablo 2.10'da verilen üst sınırlar geçilmeksizin %2'lik toplam harmonik sınırını,
- b) 154 kV ve altındaki harmonik gerilimlerin her biri için tablo 2.11'de verilen üst sınırlar geçilmeksizin %3'lük toplam harmonik bozulma sınırını geçemez [28].

Tablo 2.10: 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

Tek harmonikler (3'ün katı olmayan)		Tek harmonikler (3'ün katı olan)		Çift harmonikler	
Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)	Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)	Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)
5	1,25	3	1	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(25/h)				
Toplam harmonik bozulma seviyesi %2					

Tablo 2.11: 20-154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

Tek harmonikler (3'ün katı olmayan)		Tek harmonikler (3'ün katı olan)		Çift harmonikler	
Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)	Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)	Harmonik No	Harmonik Gerilim(%)
5	1,5	3	1,5	2	1
7	1,5	9	0,75	4	0,8
11	1	15	0,3	6	0,5
13	1	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(25/h)				
Toplam harmonik bozulma seviyesi %3					

3. HARMONİK KATKI TESPİTİNDE KULLANILAN METOTLAR

3.1 Giriş

Harmonik distorsiyonlar elektrik dağıtım şebekeleri için önemli bir sorun teşkil etmektedir. Harmonik kirliliği kontrol etmek için endüstride iki temel yaklaşım önerilmiştir. Bunlardan ilki elektrik şebekeleri ve müşterilerin neden oldukları harmonik akım ve gerilim limitlerini belirlemeyi içerir. İkinci yaklaşım ise harmonik üreticilerini harmonik limitlerin aşılması durumunda harmonik kirlenmeye neden olma oranlarında sorumlu tutulmalarını önerir [9].

Bu iki yaklaşımın uygulamasında karşılaşılan en büyük sorun müşterinin sebep olduğu harmonikler ile elektrik şebekesinden kaynaklanan harmoniklerin birbirlerinden ayrılması durumudur [9,11-14]. Literatürde araştırmacıların harmonik katkı tespiti için geliştirilmiş bazı yöntemler bulunmaktadır. Bu yöntemlerden bazılarını şu şekilde sıralayabiliriz:

- a. Süper pozisyon metodu
- b. Harmonik güç akış yönü metodu
- c. Kritik empedans metodu
- d. Yük empedansı değişim metodu
- e. Harmonik akım vektörü metodu

3.2 Süperpozisyon Metodu

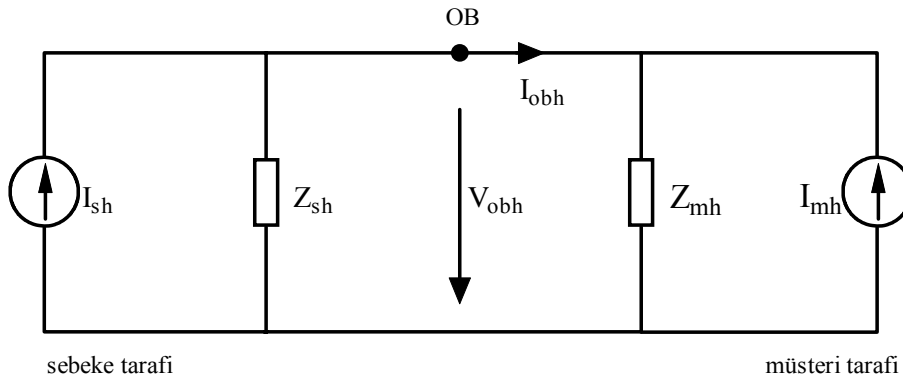
Wilsun Xu ve Yilu Liu tarafından geliştirilen bir yöntemdir. Bu metot müşteri ve şebekenin bağlantı noktasında sebep olduğu harmonik katkı oranlarını tespit etmede kullanılan yöntemlerden biridir. Yöntem, harmonik kaynak değişimleri veya harmonik empedans değişimlerinin neden olduğu harmonik sınırların ihlal edilmesi durumunda müşteri ve şebekenin sorumluluklarını belirlemede kullanılabilir [9,10]. Bu yöntemde bağlantı noktasındaki harmonik akım veya gerilimler iki bileşene

ayrıştırılır. Bileşenlerden birisi tamamıyla enerji sistemine ait harmonikleri içerirken diğer bileşen tamamıyla müşterinin neden olduğu harmoniklerden oluşur. Böylece harmonik limit aşımı sonucu müşteri ve üreticinin sorumlulukları tespit edilebilir[9,10] .

Yöntem temel olarak harmonik limit aşımına neden olan harmonik kaynağı ve harmonik empedans değişmelerini ele alır. Öncelikle sabit empedans durumunu daha sonra da değişken empedans durumlarını dikkate alarak değişik durumlar incelenecektir.

3.2.1 Sabit empedanslar durumu

Bu durumda şebeke ve müşterinin harmonik empedansları sabittir. Bağlantı noktasındaki harmonik akımı sadece I_{sh} (şebeke empedansı) ve I_{mh} (müşteri empedansı) tarafından etkilenir. Harmonik analizi için kullanacağımız eşdeğer devre aşağıda, şekil 3.1’de görülmektedir.



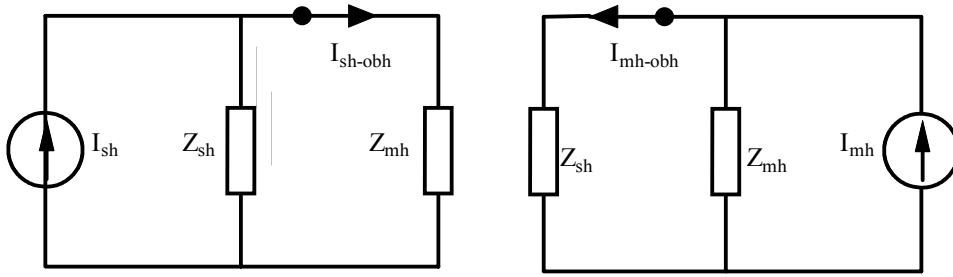
Şekil 3.1: Harmonik analizi için kullanılacak temel devre

Sabit empedanslar durumu endüstride kullanılan yaygın bir uygulamadır. Bir tesis kurulduğunda şebeke harmonik empedansı Z_{sh} bilgisi müşteriye bildirilir ve kurulum aşamasında bu veriye uygun filtre tasarımı yapılır. Bu durumda, Z_{sh} ve Z_{mh} nin sabit ve gerçek değerler olduğu kabul edilir. Bu bilgiye göre şebeke ve müşterinin toplam harmonik üzerindeki katkısı aşağıdaki (3.1) eşitlikleri ile hesaplanır [9].

$$I_{sh} = \frac{V_{obh}}{Z_{sh}} + I_{obh} \quad , \quad I_{mh} = \frac{V_{obh}}{Z_{mh}} - I_{obh} \quad (3.1)$$

Burada , V_{obh} ve I_{obh} bağlantı noktasındaki harmonik akım ve gerilim bilgileridir.

Şekil 3.2’de devrenin iki kısma ayrılmış şekli görülmektedir.

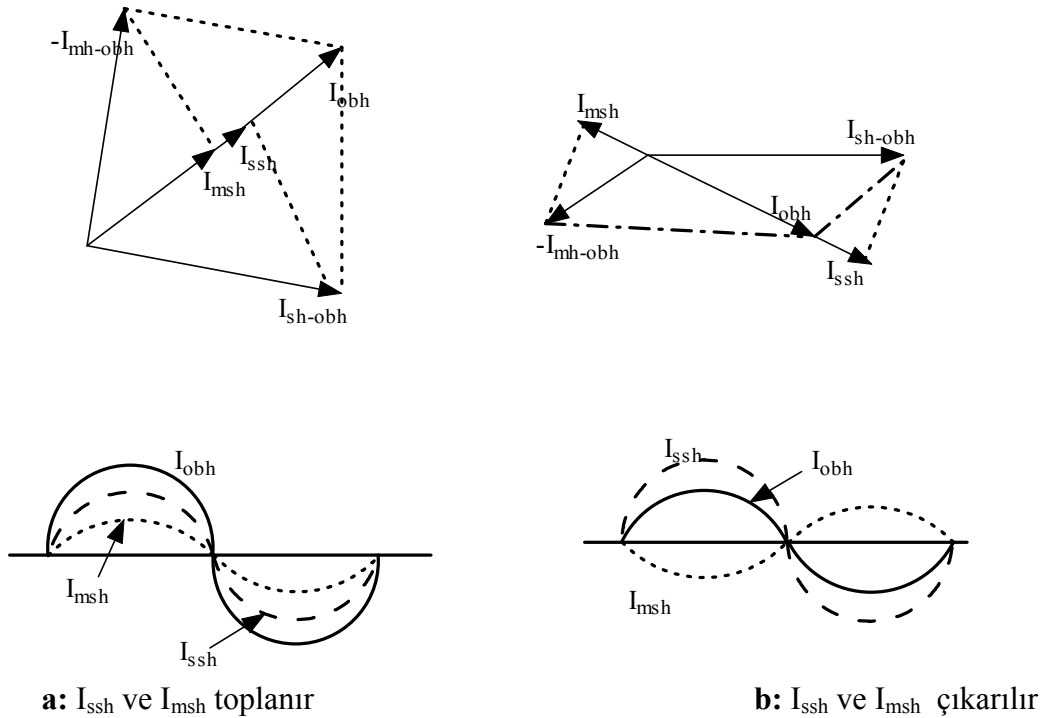


Şekil 3.2: Harmonik kaynaklarının harmonik katkılarını hesaplamak için devre

Süper pozisyon ilkesine göre her bir harmonik kaynağının (şebeke ve müşteri) toplam harmonik distorsiyonuna katkısı (3.2) eşitlikleri ile elde edilir [9].

$$I_{sh-obh} = \frac{Z_{sh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{sh} \quad , \quad I_{mh-obh} = \frac{Z_{mh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{mh} \quad (3.2)$$

Aşağıdaki grafikten de görüleceği üzere I_{obh} iki skaler bileşene ayrılabilir.



Şekil 3.3 : I_{obh} 'nin iki bileşene ayrılması

$$I_{obh} = I_{sh-obh} + (-I_{mh-obh}) \quad (3.3)$$

$$|I_{obh}| = I_{ssh} + I_{msh} \quad (3.4)$$

Şekillerden de görüleceği üzere I_{ssh} ve I_{msh} aynı işarete sahipse toplanır zıt ise çıkarılır.

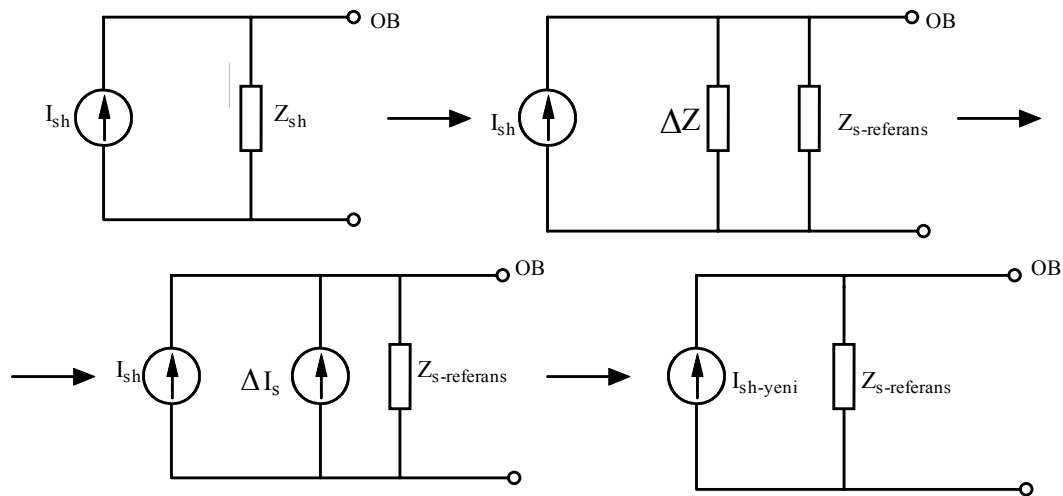
3.2.2 Değişken empedanslar durumu

Değişken empedanslar durumunu sadece şebeke ve sadece müşteri empedans değişimi durumunda ayrı ayrı inceleyebiliriz.

3.2.2.1 Yalnız şebeke empedansının değişmesi durumu

Şebekedeki şönt kapasitörlerin anahtarlanması durumunda bu durum meydana gelebilir. Şebeke empedansı (Z_{sh}) azalıp artabilir. Azalması durumunda müşteri şebekeye daha fazla harmonik verebilir. Artmasıyla ise müşterinin vereceği harmonik miktarı azalacaktır. Her iki durumda da müşteri şebeke empedansının değişmesinden doğacak sonuçlardan sorumlu tutulamaz. Kısaca, şebeke empedans değişiminin etkisi izole edilmelidir. Müşterinin sorumluluğu şebeke empedans değişiminin etkisi izole edildikten sonra hesaplanmalıdır [9].

Şebeke referans empedansının gerçek değere eşit olmaması da şebeke empedans değişiminin diğer bir nedenidir. Şekil 3.4'te şebeke empedans değişiminin eşdeğer şebeke kaynak değişimine dönüştürülmesi görülmektedir.



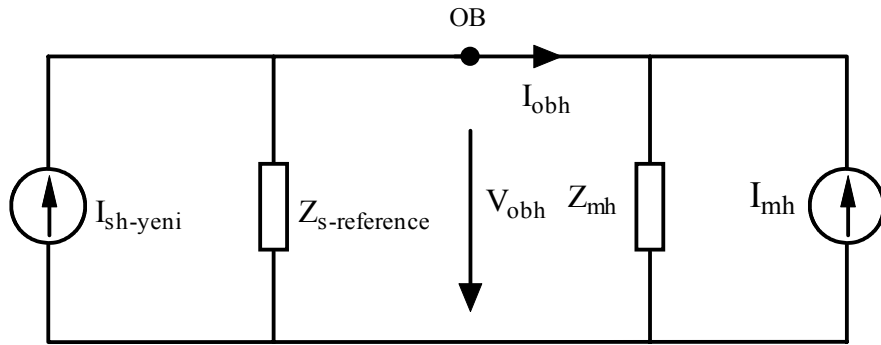
Şekil 3.4 : Empedans değişiminin eşdeğer kaynak değişimine dönüştürülmesi

Bu devreden I_{obh} ve eşdeğer yeni akım kaynağı (3.5) ve (3.6) ile elde edilir.

$$I_{obh} = I_{sh-yeni} - \frac{V_{obh}}{Z_{s-referans}} \quad (3.5)$$

$$I_{sh-yeni} = \frac{V_{obh}}{Z_{s-referans}} + I_{obh} \quad (3.6)$$

Yeni eşdeğer akım kaynağını ve referans empedansı kullanarak harmonik analizi yapacağımız eşdeğer devre şekil 3.5'deki gibi elde edilir [9].



Şekil 3.5: Dönüştürülmüş eşdeğer devre

3.2.2.2 Yalnız yük empedansının değişmesi durumu

Bu duruma örnek olarak müşterinin kendi tesisi içinde filtreleri kapatması durumu verilebilir. Şebeke empedansı ve harmonik kaynak durumlarına durumlarına göre ortak bağlantı akımı artabilir veya azalabilir. Müşteri bu durumun sonuçlarından tamamen sorumlu olmalıdır. Bu durum harmonik yük empedansının eşdeğer harmonik yük akımına dönüştürülmesiyle, (3.7) elde edilir [9].

$$I_{mh-yeni} = \frac{V_{obh}}{Z_{m-referans}} - I_{obh} \quad (3.7)$$

3.2.2.3 Süperpozisyon metodu algoritmasının uygulanmasındaki adımlar

Gerçek durumda hem şebeke harmonik empedansı hem de yük harmonik empedansı değişkendir. Dolayısıyla şebeke ve yük harmonik akımları da değişkendir.

Metodun algoritmasını aşağıda sırasıyla özetlenmiştir [9].

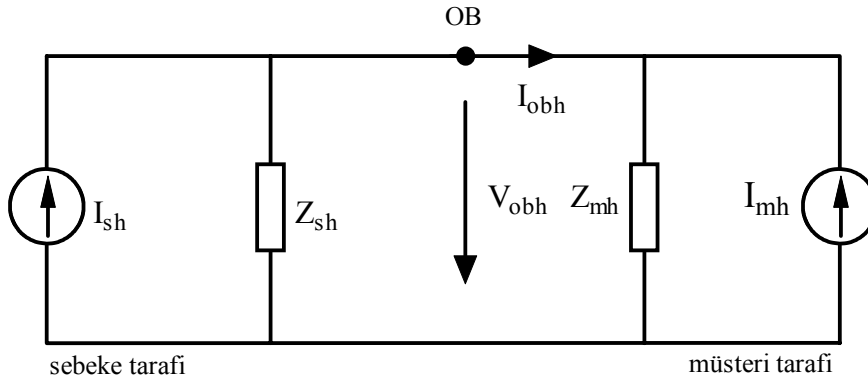
- a) Şebeke ve yük harmonik empedanslarının referans değerleri bir dijital metreye girilmeli;

- b) V_{obh} ve I_{obh} değerleri ölçülmeli;
- c) (3.6) ve (3.7)'den yararlanarak sırasıyla yeni eşdeğer kaynaklar olan $I_{mh-yeni}$ ve $I_{sh-yeni}$ belirlenmeli;
- d) (3.2)'den yararlanarak I_{mh-obh} ve I_{sh-obh} elde edilmeli;
- e) I_{mh-obh} ve I_{sh-obh} 'nin I_{obh} üzerine projeksiyonu, I_{ssh} ve I_{msh} şebeke ve yük harmonik katkı faktörlerini bulmamızı sağlar;
- f) Skaler büyüklükler cinsinden harmonik katkılarına bakarak müşterinin sorumluluğu tespit edilir.

3.3 Harmonik Güç Yönü Metodu

Harmonik kaynak tespitinde kullanılan yaygın yöntemlerden biri olan güç akış yönü metodu, harmonik gücün akış yönü tespit etme esasına göre çalışır. Bu metoda göre daha büyük harmonik güç üreten taraf ana harmonik kaynağı olarak tanımlanır ve yükün şebekeye bağlantı noktasında daha fazla harmonik bozulmaya sebep olur [15-17].

Harmonik güç akış yönü metodu aşağıdaki şekil 3.6'da verilen norton eşdeğer devresi ile analiz edilebilir.



Şekil 3.6 : Şebeke ve müşteri harmonik analizi için norton eşdeğer devresi

Bu şekilde I_{sh} şebeke tarafının, I_{mh} ise müşteri tarafının h . mertebe harmonik kaynağını temsil etmektedir. Z_{sh} ve Z_{mh} ise sırasıyla şebeke ve müşteri empedanslarını temsil ederler. Bu temel devre değişik harmonik frekansları için uygulanabilir özelliğe sahiptir. Harmonik kaynak tespiti için yapılması gereken iş harmonik distorsiyona hangi tarafın daha fazla katkı yaptığını tespit etmektir. Burada ölçüm değerleri ortak bağlantı noktasında alınır. Herhangi bir h . harmonik mertebesinde hangi tarafın daha çok harmonik bozulmaya neden olduğunu tespit

edebilmek için, harmonik güç akış yönü metodu ilk olarak ortak bağlantı noktasındaki akım ve gerilimi ölçer ve daha sonra harmonik gücü hesaplamak için (3.8)'deki güç eşitliği kullanılır:

$$P = \Re(V_{obh} I_{obh}^*) \quad (3.8)$$

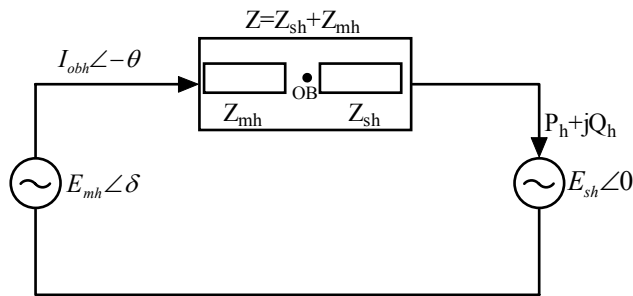
Eşitlikte verilen V_{obh} ve I_{obh} belirli bir harmonik mertebesi için bağlantı noktasındaki harmonik gerilim ve akımlardır.

P'nin yönü eğer güç akışı müşteriden şebekeye doğru ise pozitif, tersi durumda ise negatif olarak tanımlanır. Genel olarak,

- $P > 0$ ise, ana harmonik kaynağı şebeke tarafıdır ve şebeke h. harmonik mertebesinde daha fazla harmonik bozulmaya neden olur.
- $P < 0$ ise, ana harmonik kaynağı müşteri tarafıdır ve müşteri h. harmonik mertebesinde daha fazla harmonik bozulmaya neden olur.

Eğer şebeke ve müşteri empedans değerlerinde herhangi bir değişme yoksa bağlantı noktasındaki akım değişimi yalnızca şebeke harmonik akımı I_{sh} ve müşteri harmonik akımı I_{mh} 'den etkilenir. Bu yöntem endüstride kullanılan yaygın bir yöntemdir. Bir santral kurulduğunda veya şebeke sistemi üzerinde büyük değişiklikler yapıldığında Z_{sh} şebeke empedansı bilgisi müşterilere verilir. Verilen bu bilgiye göre müşteriler sistemlerini harmonik limitlerine uygun hale getirmek için uygun harmonik filtreleri tasarlarlar. Aynı şekilde Z_{mh} müşteri empedansı harmonik uygunluk kontrolü için gereklidir. Z_{sh} ve Z_{mh} 'nin doğru olarak bilinmesi analiz için oldukça önemlidir.

Teorik olarak harmonik güç akış yönü metodunu $I_{sh}Z_{sh}$ ve $I_{mh}Z_{mh}$ büyüklüklerinin incelenmesi olarak ifade edebiliriz. Şekil 3.7'de harmonik güç yönü metodunda kullanılan eşdeğer devre görülmektedir.



Şekil 3.7 : Şebeke ve müşteri harmonik analizi için thevenin eşdeğer devresi

Eğer $|I_{sh}Z_{sh}|$ 'nin büyüklüğü $|I_{mh}Z_{mh}|$ 'den fazla ise şebeke tarafı aksi durumda ise müşteri tarafı ana harmonik kaynağı durumundadır.

Bu şekilde;

$Z = Z_{sh} + Z_{mh}$, $E_{sh} = |I_{sh}Z_{sh}|$, $E_{mh} = |I_{mh}Z_{mh}|$ 'dir. E_{sh} 'nin faz açısı 0 olarak E_{mh} 'nin faz açısı ise δ olarak alınır. Böylece harmonik kaynak tespit problemi E_{sh} ve E_{mh} 'den hangisinin daha büyük olduğunu tespit etme işlemine dönüşür.

Eğer devrenin eşdeğer empedansı $Z=jX$ şeklinde ise E_{sh} 'ye akan aktif güç (3.9) ile aşağıdaki hesaplanır [14,15].

$$P = E_{sh}I \cos \theta = \frac{E_{sh}E_{mh}}{X} \sin \delta \quad (3.9)$$

Bu eşitliğin önemi, aktif güç akışı yönü gerilimler arasındaki δ açısına göre değişir. Sonuç olarak bu yöntem ana harmonik kaynağı tespitinde bize kesin olarak doğru sonuçlar vermeyebilir.

Bara gerilimleri arasındaki faz açısı genel olarak aktif güç akış yönünü etkilerken bara gerilim büyüklükleri reaktif güç akış yönünü etkiler. E_{sh} 'ya doğru olan reaktif güç akışı için (3.10) ile aşağıdaki gibi hesaplanabilir [14,15].

$$Q = E_{sh}I_{obh} \sin \theta = \frac{E_{sh}}{X} (E_{mh} \cos \delta - E_{sh}) \quad (3.10)$$

Bu eşitliğe göre reaktif gücün akış yönü gerilimlerin büyüklüklerine göre belirlenir. Böylece reaktif güç akış yönü bize harmonik kaynaklarının göreceli büyüklükleri hakkında bilgi verir. Bununla birlikte, reaktif güç akış yönü ana harmonik kaynağını belirlemede kesin bilgi vermez. Bunun nedeni, örneğin $E_{mh} > E_{sh}$ ve $E_{mh} \cos \delta < E_{sh}$ olması durumunda şebekeden müşteri tarafına doğru akabilir. Güç akış yönü daima δ açısına bağlıdır ve ölçümlerde bu açı daima göz önünde bulundurulmalıdır.

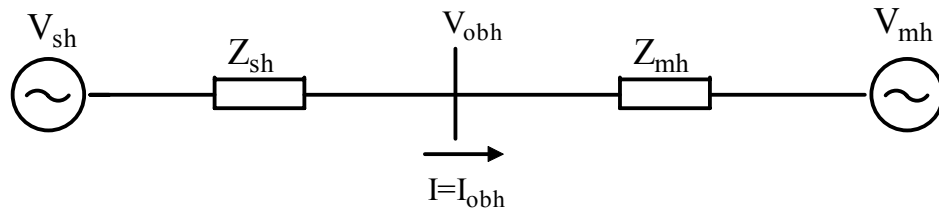
Bu metot W. Xu and X. Liu'nun yapmış oldukları bir çalışmada incelenmiş ve sağlıklı sonuçlar vermediği gösterilmiştir [14,15].

3.4 Kritik Empedans Metodu

Kritik empedans metodu, müşteri(elektrik enerji tüketicisi) ve şebekenin bağlantı noktasındaki harmonik katkısını hesaplamak için kullanılan yöntemlerden biridir. Bu yöntemde şebeke ve müşterinin harmonik gerilim kaynak büyüklüklerini Thevenin eşdeğer devresi kullanılarak karşılaştırılır ve daha büyük olanı ana harmonik kaynağı olarak seçilir. Kritik empedans bağlantı noktasındaki akım ve gerilim ölçümleri yoluyla eşdeğer harmonik gerilim kaynağının ölçümü ile bulunur. Ayrıca bu metot iki kola ayrılan enerji sistemlerinde yalnızca bir kolun empedansı bilinmesi durumunda ana harmonik kaynağını tespit etmek için diğer koldaki empedans değerinin hangi aralıkta bulunabileceği konusunda bilgi verebilir [18].

3.4.1 Harmonik kaynak tespiti

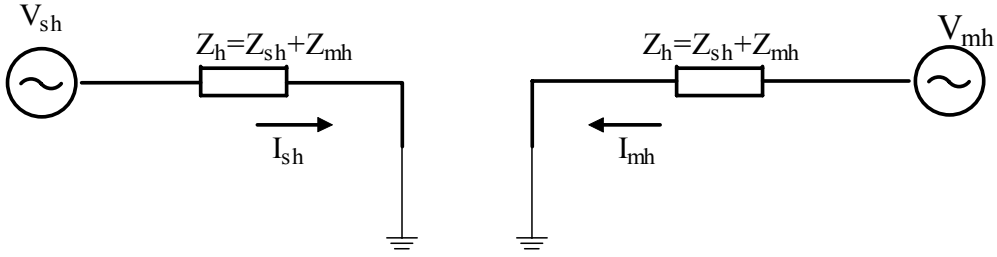
Şekil 3.8’de bu yöntemin açıklamak için kullanacağımız Thevenin eşdeğer devresi görülmektedir.



Şekil 3.8: Harmonik kaynak tespiti için Thevenin eşdeğer devresi

Bu devrede müşteri tarafının harmonik gerilim kaynağı V_{mh} , harmonik empedansı ise Z_{mh} ile; şebeke tarafının harmonik gerilim kaynağı V_{sh} , harmonik empedansı ise Z_{sh} ile gösterilmiştir. Bu devre değişik frekanslara uygulanabilir. Harmonik kaynağı tespiti için yapılacak iş bağlantı noktasında hangi tarafın harmonik bozulmaya daha fazla katkı yaptığını tespit etmektir.

Her bir harmonik kaynağının bağlantı noktasındaki harmonik distorsiyonuna katkısını hesaplamak için şekil 3.9’den da görüleceği üzere devreye süperpozisyon ilkesi uygulanarak devre şebeke ve müşteri için ayrı ayrı incelenerek analiz edilir.



Şekil 3.9 : Süperpozisyon ilkesinin uygulanması

Devreyi incelediğimizde, (3.11), (3.12), (3.13) eşitlikleri elde edilir.

$$I_{obh} = I_{sh} - I_{mh} \quad (3.11)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{Z_h} \quad (3.12)$$

$$I_{mh} = \frac{V_{mh}}{Z_h} \quad (3.13)$$

I_{sh} ve I_{mh} sırasıyla şebeke ve müşterinin tek başlarına devrede sebep oldukları harmonik akımlardır ve süperpozisyon ilkesi sonucu elde edilirler. $|I_{sh}|$ ve $|I_{mh}|$ harmonik katkı indisleri olarak kullanılabilir. $|I_{sh}| > |I_{mh}|$ olması durumunda kaynak tarafının, V_{sh} 'nin, tüketici tarafına, V_{mh} 'ye, göre bağlantı noktasına daha fazla harmonik enjekte ettiği sonucu ortaya çıkar.

(3.11), (3.12) ve (3.13) eşitlikleri göz önüne alındığında (3.14) sonucuna varılır.

$$|I_{sh}| > |I_{mh}| \quad \text{ise} \quad |V_{sh}| > |V_{mh}| \text{ 'dir.} \quad (3.14)$$

V_{mh} ve I_{obh} 'nin ölçüm yoluyla bulunduğunu varsayarsak ve daha sonra V_{sh} değerini ölçebilirsek, V_{sh} 'yi V_{mh} ile karşılaştırarak her bir harmonik kaynağının toplam harmonik bozulmaya olan katkısını tespit edebiliriz.

Devre teorisine göre, devrede $|V_{sh}| = |V_{mh}|$ eşitliğini elde edebileceğimiz bir eşdeğer empedans değeri bulunur. Bu empedans değeri kritik empedans değeri olarak adlandırılır ve Z_{kr} olarak gösterilir. Z_{kr} empedansı eşdeğer devredeki V_{sh} değerini ölçmek için kullanılır [18].

3.5 Yük Empedansı Değişim Metodu

Bu metot Ahmed A. Moustafa tarafından önerilmiştir. Metot harmonik distorsiyonlu akım ve gerilim dalga şekilleri ile bu dalga şekilleri arasındaki ilişki esasına dayanır. Harmoniklerin etkisi altında yük parametre değişimlerinin izlenmesi harmonik distorsiyon kaynağını belirlemede ve yükün nonlineerliğini tahmin etmede önemli bir rol oynar. Yüksek R ve L değişimleri olan yükler daha fazla nonlineer elemanlar içerir ve daha büyük harmoniklere neden olurlar [19].

Lineer bir yüke saf sinüzoidal bir gerilim uygulandığında bu yük saf sinüzoidal bir akım çeker. Diğer taraftan, sinüzoidal bir gerilim nonlineer bir kaynağa uygulandığında bu yük harmonikler içeren bir akım çeker. Benzer şekilde, sinüzoidal bir akım nonlineer bir empedansa uygulandığında o eleman üzerinde harmonikli bir gerilim oluşur. Yani nonlineer yükler harmonikli akım ve gerilimin göstergesidir fakat bunun tersi doğru olmayabilir. Örneğin, üzerinde harmonikli bir gerilim oluşan veya üzerinden harmonikli bir akım akan yükler nonlineer olmayabilir. Bunun için, yalnızca harmonik distorsiyonlu akım ve gerilim dalga şekillerine bakarak harmonik kaynağını tespit etmek mümkün değildir. Harmoniklerin kaynağı genel olarak yük empedansının davranışına bağlıdır. Yapılması gereken ilk iş harmoniklerin etkisi altında yük durumunu izlemek için basit bir yol bulmaktır. Genel olarak bir RL yükü için, (3.15) eşitliği bulunur.

$$v(t) = R(t).i(t) + \frac{d(L(t).i(t))}{dt} \quad (3.15)$$

Çok küçük zaman dilimleri için R ve L sabit olarak alınabilir ve böylece denklem, (3.16) haline gelir.

$$v(t) = R.i(t) + L.\frac{di(t)}{dt} \quad (3.16)$$

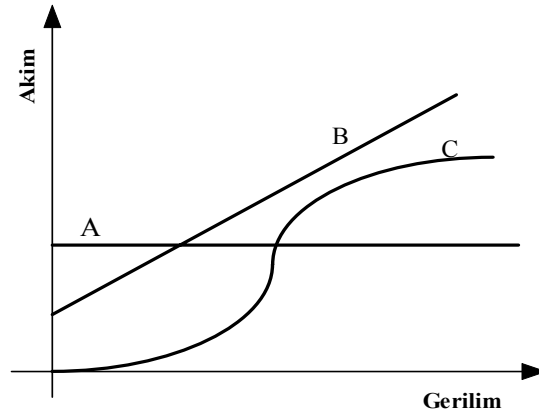
Eğer $v(t)$ değeri belirli bir yükün distorsiyonlu bir gerilim dalga şekli için anlık gerilim değerini gösteriyorsa ve $i(t)$ bu distorsiyonlu gerilim şekline karşılık gelen distorsiyonlu akım şeklini ifade ediyorsa R ve L harmonik etkisi altında yük durumunu gösterir. Birbirini takip eden iki zaman aralığı arasında, t_1 ve t_2 , denklemler matrisel olarak yazılarak (3.17) elde edilir.

$$\begin{bmatrix} v(t_1) \\ v(t_2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i(t_1) \frac{di(t_1)}{dt_1} \\ i(t_2) \frac{di(t_2)}{dt_2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} R \\ L \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Yukarıdaki denklem sayısal olarak çözüldüğünde, (3.18) elde edilir.

$$z = [i]^{-1} . v \quad (3.18)$$

Bu hesaplama T periyodu boyunca birbirini takip eden n aralık için gerilim ve akım dalga şekilleri için tekrar edilmelidir. Aşağıda görülen şekil 3.10'daki yük değişimi-zaman grafiğine göre yükün lineer ya da nonlinear olduğuna karar verilir [19].



Şekil 3.10 : Yükün akım-gerilim grafiği

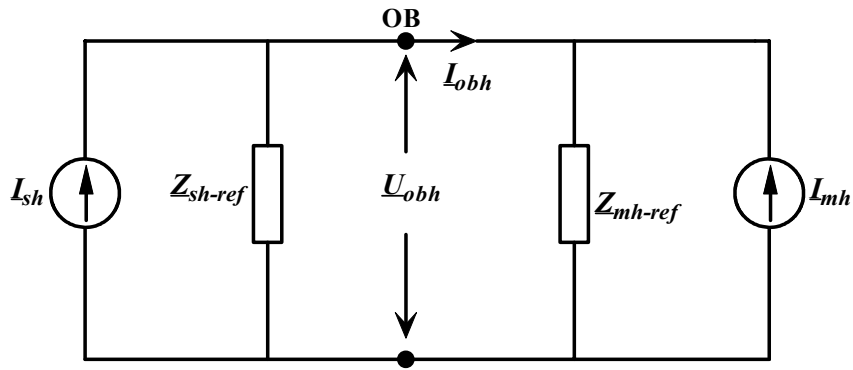
Eğer A ve B’de olduğu gibi anlık R&L akım ve gerilimleri doğrusal bir değişim veya sabit bir değer gösteriyorsa bu durum üzerinde çalışılan yükün lineer olan yani harmonik bozulmaya neden olmayan bir yük olduğunu gösterir. Diğer taraftan, eğer anlık R&L akım ve gerilim durumu C’deki gibi lineer olmayan bir değişim gösteriyorsa bu durum üzerinde çalışılmakta olan yükün nonlinear bir yük olduğunu gösterir ve harmonik kaynağı olduğu konusunda bize bilgi verir.

Bu matematiksel yaklaşım herhangi bir yük kategorisi için herhangi bir grup ölçülen “v” ve “i” değerleri için uygulanabilir. Yük parametre değişimlerinin zamana göre değişim grafiklerinden, R&L parametrelerinde keskin değişimler olan yüklerin ana harmonik kaynağı olduğu tahmin edilebilir [19].

3.6 Harmonik Akım Vektörü Metodu

Bu metot Tomaz Pfajyar ve Bostjan Blazic tarafından geliştirilmiştir. Metotta müşteri tarafının referans empedansı için temel frekansta müşteri yükünün saf omik dirençli kısmı tanımlanmıştır. Metot, her bir tarafın harmonik katkılarını müşterinin gerçek empedans değerini bilmesek dahi hesaplama imkanı sunmaktadır. Ayrıca, rezonans durumlarında da şebeke ve müşteri tarafının harmonik katkılarının hesaplanmasında iyi değerlendirme yapmamıza yardımcı olur [20-22].

Şekil3.11’de, şebeke ve müşteri referans empedanslarının kullanıldığı Norton eşdeğer devresi görülmektedir. Devrede I_{sh} ve Z_{sh-ref} h. harmonik mertebesinde, sırasıyla şebeke harmonik akımı ve şebeke referans empedansını, I_{mh} ve Z_{mh-ref} ise aynı harmonik mertebesindeki müşteri harmonik akımı ve müşteri referans empedansını temsil etmektedir.



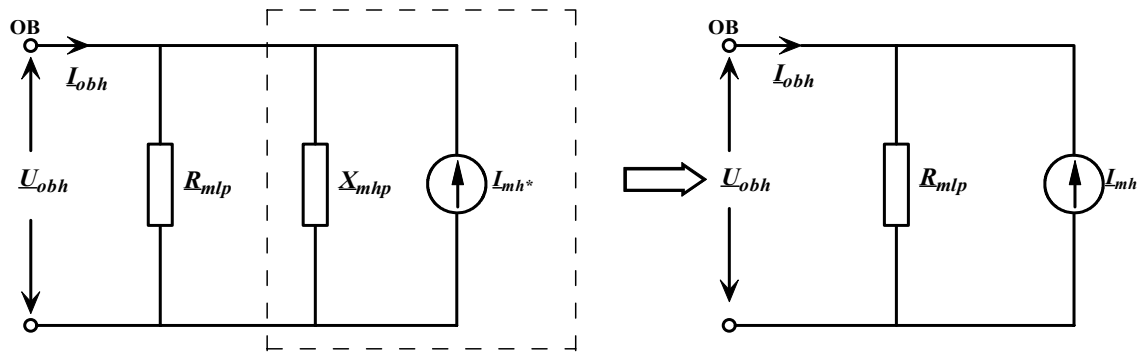
Şekil 3.11: Belirli bir mertebedeki harmonik akım analizi için Norton eşdeğer devresi

Referans empedans hesabı, yükün sürekli değişmesinden dolayı oldukça zordur. Şebekeler genellikle referans empedanslarla ilgili bilgileri müşterilere tesis aşamasında verirler ve müşteriler de bu referans empedans değere göre harmonik filtreler tasarlayıp sisteme dahil ederler. Araştırmacılar arasındaki genel kanıya göre, referans empedanslar basit olarak ortak bağlantı noktasında ölçülen değerlere göre belirlenebilir. Böylece, müşteri yükünün omik kısmını müşteri referans empedansı olarak belirlenebilir. Şebeke referans empedansını ise kısa devre empedansları toplamı ve son transformatör empedansı oluşturur. Şebeke referans empedansı şebeke ve müşteri arasındaki kontratta yazılı olan değerdir. Bu değer gerçek değere

oldukça yakın bir değer olmalıdır. Böylece fazladan harmonik sorumluluğa sebebiyet verilmemiş olur.

3.1.1 Harmonik akım katkıları

Müşteri yük empedansının omik kısmı (R_{mlp}) bağlantı noktasındaki ölçüm değerlerinden bulunabilir. Harmonik akım katkılarının hesabıyla ilgilenirken, müşteri empedansını paralel direnç ve reaktansla ifade edebiliriz. Bu yöntemde reaktans akımı şekil 3.12’de gösterildiği gibi ek bir akım kaynağına dönüştürülerek ifade edilebilir.



Şekil 3.12: Reaktans akımının ek bir harmonik akım kaynağına dönüşümü

Müşteri tarafında aktif yük üretimi yokken, müşteri empedansı aktif güç, P , ve temel bileşen gerilimi, $\underline{U}_{P1}$, vasıtasıyla hesaplanabilir **(3.19)** ile ifade edilir [19-21].

$$\underline{Z}_{mh-ref} = R_{mlp} = \frac{|\underline{U}_{P1}|^2}{P} = \frac{|\underline{U}_{P1}|}{|\underline{I}_{P1}| \cdot \cos \varphi_{P1}} \quad (3.19)$$

Eşitlikte, φ_{P1} ölçülen temel frekans akım ve gerilimi arasındaki faz açısı, $|\underline{U}_{P1}|$ ve $|\underline{I}_{P1}|$ ise temel frekans gerilim ve akım büyüklükleridir. Şekil 3.13’e göre şebeke ve müşteri harmonik akımları **(3.20)** ve **(3.21)**’deki gibi elde edilir [20-22].

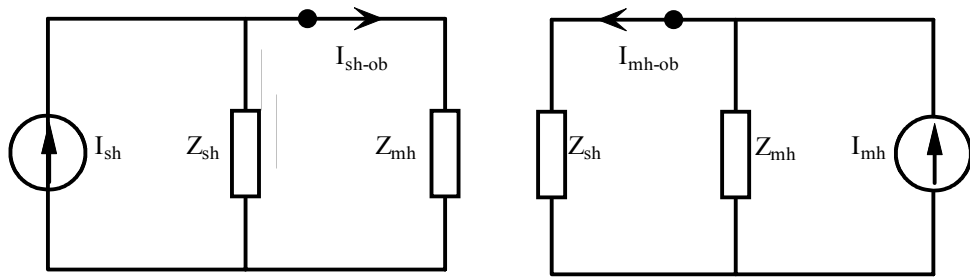
$$I_{mh} = \frac{\underline{U}_{obh}}{\underline{R}_{mlp}} - I_{obh} \quad (3.20)$$

$$I_{sh} = \frac{\underline{U}_{obh}}{\underline{Z}_{sh-ref}} + I_{obh} \quad (3.21)$$

Şebeke ve müşterinin I_{obh} bağlantı noktasındaki harmonik akımına katkıları süperpozisyon ilkesine göre belirlenebilir. Şekil3.13'e göre şebeke ve müşteri harmonik akım katkıları, (3.22) ve (3.23) ile hesaplanır [20-22].

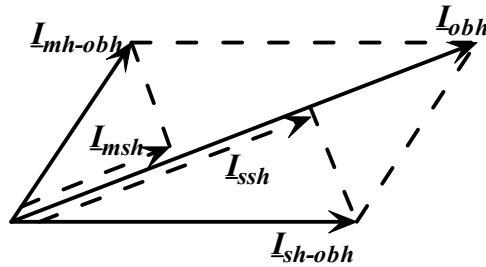
$$\underline{I}_{sh-obh} = \frac{\underline{Z}_{sh-ref}}{\underline{Z}_{sh-ref} + R_{mlp}} \cdot \underline{I}_{sh} \quad (3.22)$$

$$\underline{I}_{mh-obh} = -\frac{R_{mlp}}{\underline{Z}_{sh-ref} + R_{mlp}} \cdot \underline{I}_{mh} \quad (3.23)$$



Şekil 3.13: Süperpozisyon ilkesi ile harmonik akım katkılarının belirlenmesi

Bağlantı noktası harmonik akım fazörü müşteri ve şebeke harmonik katkı akımlarının vektörel toplamıdır. Bağlantı noktasındaki toplam harmonik akımı, I_{obh} , şekil3.14'te de görüldüğü üzere iki skaler bileşe ayrıştırılabilir [19].



Şekil 3.14: Bağlantı noktası harmonik akımına müşteri ve şebeke harmonik akım katkıları

Şebeke harmonik akımının, I_{sh-obh} , ve müşteri harmonik akımının, I_{m-obh} , toplam harmonik akımı, I_{obh} , üzerine izdüşümü alınarak müşteri ve şebekenin skaler olarak harmonik katkıları (3.24) ve (3.25) ile aşağıdaki gibi ifade edilir [20-22].

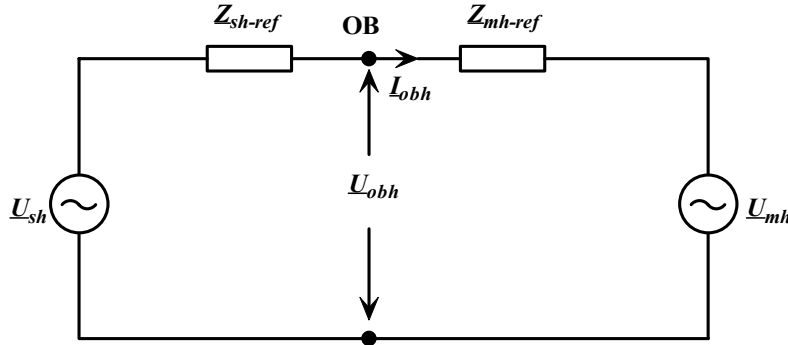
$$I_{ssh} = |\underline{I}_{sh-obh}| \cdot \cos(\varphi_{sh-obh} - \varphi_{obh}) \quad (3.24)$$

$$I_{msh} = |I_{mh-obh}| \cdot \cos(\varphi_{mh-obh} - \varphi_{obh}) \quad (3.25)$$

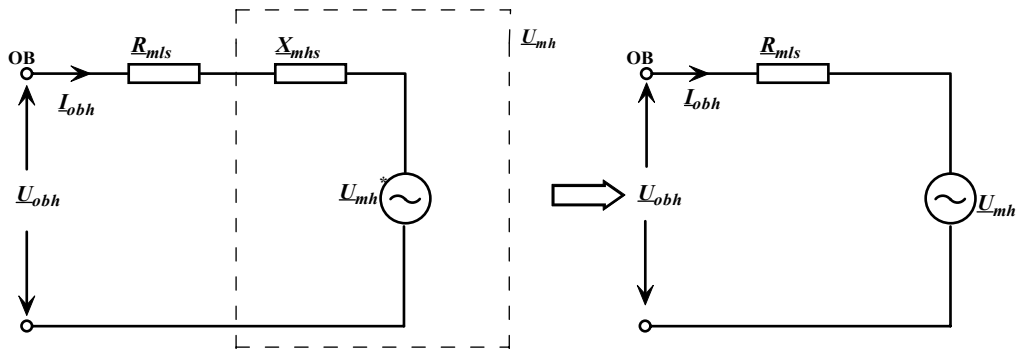
Burada, φ_{sh-obh} I_{sh-obh} ile I_{obh} arasındaki faz açısı, φ_{mh-obh} ise I_{mh-obh} ile I_{obh} arasındaki faz açısıdır. Bağlantı noktasındaki toplam harmonik akımı, I_{obh} , şebeke skaler harmonik akım bileşeni, I_{ssh} , ve müşteri skaler harmonik akım bileşeninin, I_{msh} , toplamına eşittir. Skaler bileşenler pozitif veya negatif değerler alabilir. Negatif işaretli bileşen belirli bir mertebedeki pozitif işaretli bileşeni kompanze eder ve o harmoniğin genliğini azaltır [20-22].

3.1.2 Harmonik gerilim katkıları

Harmonik katkılarıyla ilgilenilirken Norton eşdeğer devresi yerine şekil3.15'te görülen Thevenin eşdeğer devresi kullanılır. Devre, h. harmonik mertebedeki şebeke (U_{sh}) ile müşteri (U_{mh}) gerilim harmonik kaynaklarından ve şebeke (Z_{sh-ref}) ile müşteri (Z_{mh-ref}) referans empedanslarından meydana gelir.



Şekil 3.15: Belirli bir mertebedeki harmonik gerilim analizi için Thevenin eşdeğer devresi



Şekil 3.16 : Reaktans gerilim düşümünün ek bir gerilim kaynağına dönüşümü

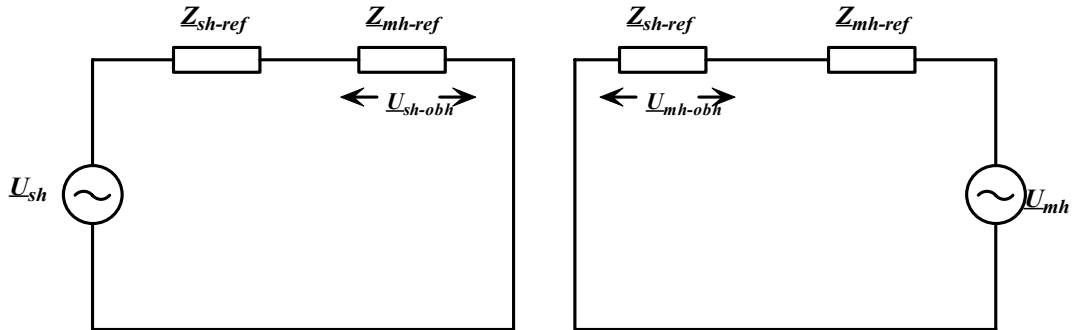
Burada müşteri referans empedansı seri bağlı bir direnç ve bir reaktans ile modellenir. Burada da benzer şekilde R_{Cls} müşteri referans empedansı olarak alınır. Reaktans gerilim düşümü ise şekil 3.16’da görüldüğü üzere ek bir harmonik kaynağına dönüştürülür. Müşteri referans empedansı bağlantı noktasında ölçülen aktif güç, P , ve temel frekans akımı, I_{P1} , yardımıyla (3.26)’daki gibi hesaplanır.

$$\underline{Z}_{mh-ref}^* = R_{mls} = \frac{P}{|I_{P1}|^2} = \frac{|\underline{U}_{P1}| \cdot \cos \varphi_{P1}}{|I_{P1}|} \quad (3.26)$$

Burada, φ_{P1} temel frekanstaki akım ve gerilim arasındaki faz açısıdır. Şekil 3.17’ye göre müşteri harmonik gerilim ($\underline{U}_{mh}$) ve şebeke harmonik gerilimi ($\underline{U}_{sh}$), (3.27), (3.28) eşitlikleri ile elde edilir.

$$\underline{U}_{mh} = \underline{U}_{obh} - \underline{I}_{obh} \cdot R_{mls} \quad (3.27)$$

$$\underline{U}_{sh} = \underline{U}_{obh} + \underline{I}_{obh} \cdot \underline{Z}_{sh-ref} \quad (3.28)$$



Şekil 3.17 : Müşteri ve şebeke gerilim harmonik katkı tespiti için süperpozisyon ilkesi

Şebeke ve müşterinin bağlantı noktasındaki gerilim değerine katkıları, akım katkılarına benzer şekilde şekil 3.17’de görülen süper pozisyon ilkesinin uygulanmasıyla (3.29) ve (3.30)’da verilmiştir.

$$\underline{U}_{sh-obh} = \frac{R_{mls}}{\underline{Z}_{sh-ref} + R_{mls}} \cdot \underline{U}_{sh} \quad (3.29)$$

$$\underline{U}_{mh-obh} = \frac{\underline{Z}_{sh-ref}}{\underline{Z}_{sh-ref} + R_{mls}} \cdot \underline{U}_{mh} \quad (3.30)$$

Bağlantı noktasındaki ölçülen harmonik gerilim fazörü, $\underline{U}_{obh}$, şebeke ve müşteri harmonik gerilim katkılarının vektörel toplamıdır. Eğer U_{sh-obh} şebeke gerilim katkısı ve U_{mh-obh} müşteri katkısının U_{obh} bağlantı noktası ölçülen gerilimi üzerine izdüşümü alınırsa, şebeke skaler gerilim harmonik katkısı (U_{shs}) ve müşteri skaler harmonik katkısı (U_{mhs}) (3.31) ve (3.32) ile aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$U_{shs} = |\underline{U}_{sh-obh}| \cdot \cos(\delta_{sh-obh} - \delta_{obh}) \quad (3.31)$$

$$U_{mhs} = |\underline{U}_{mh-ph}| \cdot \cos(\delta_{mh-obh} - \delta_{obh}) \quad (3.32)$$

Burada δ_{sh-obh} şebeke harmonik gerilim katkısı ile bağlantı noktası gerilimi arasındaki açıyı, δ_{mh-obh} ise müşteri harmonik gerilim katkısı ile bağlantı noktası gerilimi arasındaki açıyı temsil etmektedir. Bağlantı noktası toplam harmonik gerilimi şebeke ve müşteri skaler harmonik bileşenlerinin toplamına eşittir. Bu skaler büyüklükler negatif veya pozitif değerler alabilir ve böylece ortak bağlantı noktası harmonik akımı artar veya azalır [20-22].

3.7 Metotların Karşılaştırılması

Müşteri ve şebeke ortak bağlantı noktasında harmonik katkılarını belirlemede kullanılan metotlar genel olarak analitik ve gözleme dayalı metotlar olarak ayrılabilir. Analitik metotlar geliştirilen algoritmalara göre çalışırken, gözleme dayalı metotlar ise akım ve gerilim dalga şekillerine göre harmonik kaynağını tespit etmede kullanılır.

Süperpozisyon metodu şebeke ve müşteri ortak bağlantı noktasında harmonik katkılarını belirlemede kullanılabilecek şu ana kadar geliştirilen en etkili metottur. Metot süperpozisyon ilkesi uygulanarak müşteri ve şebeke ortak bağlantı noktasında harmonik katkılarını belirler. Şebeke ve müşterinin katkıları birbirinden ayrılarak her birinin katkısı ne kadar oluştuğunu belirlenir. Böylelikle, harmonik katkılarına bakarak müşteri ve şebekenin sorumluluğu hakkında bilgi sahibi olunarak, standartlarda belirtilen harmonik sınırların aşılması durumunda gerekli işlem yapılabilir.

Harmonik güç yönü metodu, bağlantı noktasında ölçülen akım ve gerilim değerlerine göre ortak bağlantı noktasında oluşan aktif güç değerini hesaplayarak harmonik kaynağını tespit etmede kullanılır. Eğer güç değeri sıfırdan büyükse, yani pozitif bir

değerse, ana harmonik kaynağı şebeke, sıfırdan küçük bir değerse, negatif ise, ana harmonik kaynağı müşteri olarak belirlenir. Fakat bu yöntem harmonik katkılarını belirlemede kesin sonuçlar vermez. Ortak bağlantı noktasında oluşan aktif güç bilgisi, önceki kısımda da belirtildiği gibi, aynı zamanda şebeke ve müşteri harmonik gerilim kaynakları arasındaki açığa da bağlıdır. Bu metodun Wilsun Xu tarafından yapılan bir çalışma ile sağlıklı sonuçlar vermediği gösterilmiştir.

Kritik empedans metodu harmonik katkı tespitinde faydalanılabilecek bir diğer metottur. Bu metodun prensibi thevenin eşdeğerinde şebeke ve müşteri gerilim kaynaklarının genliklerini karşılaştırmak ve büyük olanını ana harmonik kaynağı olarak belirlemektir. Bu metotta şebeke eşdeğer gerilim kaynağı ile müşteri eşdeğer gerilim kaynağını birbirine eşit hale getiren bir empedans değeri vardır ve bu empedans kritik empedans olarak adlandırılır. Thevenin eşdeğerinde bulunan şebeke ve müşterinin toplam empedans değerini bu kritik empedans değerine kıyaslanmasıyla ana harmonik kaynağı tespit edilebilir. Fakat bu metoda göre ortak bağlantı noktasına müşteri ve şebekenin hangi oranlarda harmonik katkı yaptığını belirlemek mümkün değildir. Yalnızca ana harmonik kaynağı hakkında bilgi verebilir.

Yük empedansı değişim metodu gözleme dayalı bir yöntemdir. Bağlantı noktasında ölçülen akım ve gerilim değerleri gözlemlenerek harmonik kaynağı hakkında fikir yürütülebilir. Bu verilere göre yük empedansının karakteristiği belirlenerek zamana değişimi çizilir. Empedans grafiğinde görülen keskin değişimler yükün nonlineer olduğu hakkında fikir verir. Fakat metod şebeke ve müşterinin harmonik katkılarını belirlemede kesin sonuçlar vermez. Bunun için, harmonik katkılarını belirlemede kullanılması uygun bir metod değildir.

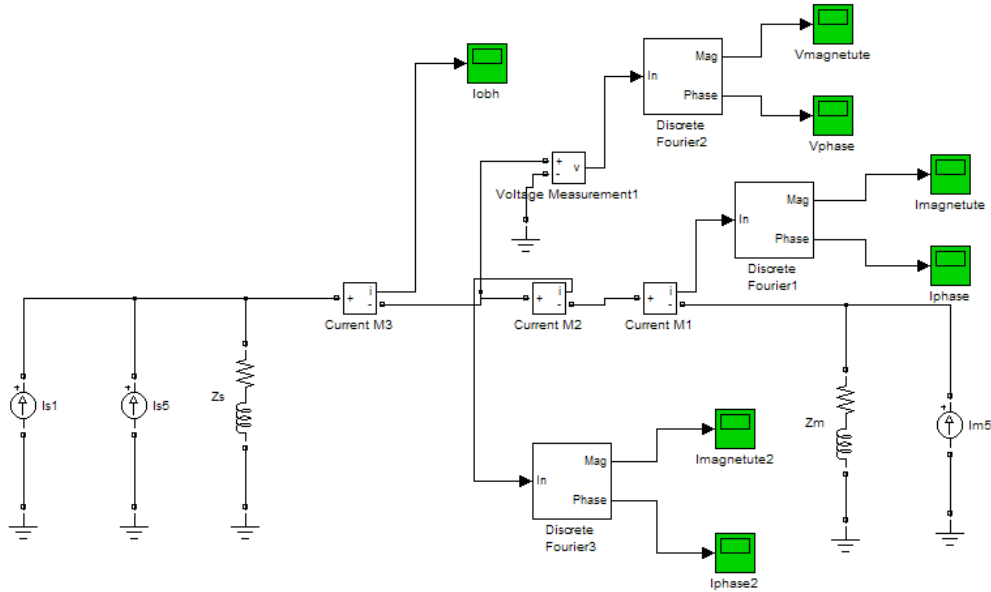
Harmonik akım vektörü metodu genel olarak süperpozisyon metodu uygulanarak gerçekleştirilir. Metodun temel avantajı müşterinin empedans ve frekans bilgilerini bilmeden harmonik katkısı hakkında bilgi verebilmesidir. Müşteri referans empedansı doğrudan ortak bağlantı noktasında ölçülen akım ve gerilim değerlerine göre belirlenir. Uygulamada sağlıklı sonuçlar verebilecek bir metottur.

4. SİMÜLASYON ÇALIŞMASI

Bu simülasyon çalışmasında, Wilsun Xu tarafından geliştirilen süper pozisyon metoduyla harmonik akım ve gerilim katkılarının belirlenmesi incelenmiştir. Simülasyonda harmonik akım katkıları için norton eşdeğer devresi, harmonik gerilim katkıları için ise thevenin eşdeğer devresi kullanılmıştır. Analizler tek bir harmonik (5. harmonik) için yapılmıştır. Bu devre tüm frekanslardaki harmonikler için uygulanabilir bir devredir.

4.1 Harmonik Akım Katkıları

Şekil 4.1’de simülasyon çalışmasında kullanılan Norton eşdeğer devresi görülmektedir.



Şekil 4.1: Harmonik katkıları tespit etmede kullanılan norton eşdeğer devresi

Simülasyonda temel durum için kullanılacak veriler:

$$Z_{s1\text{-referans}}=1+j8 \quad (\text{pu}) \quad (4.1)$$

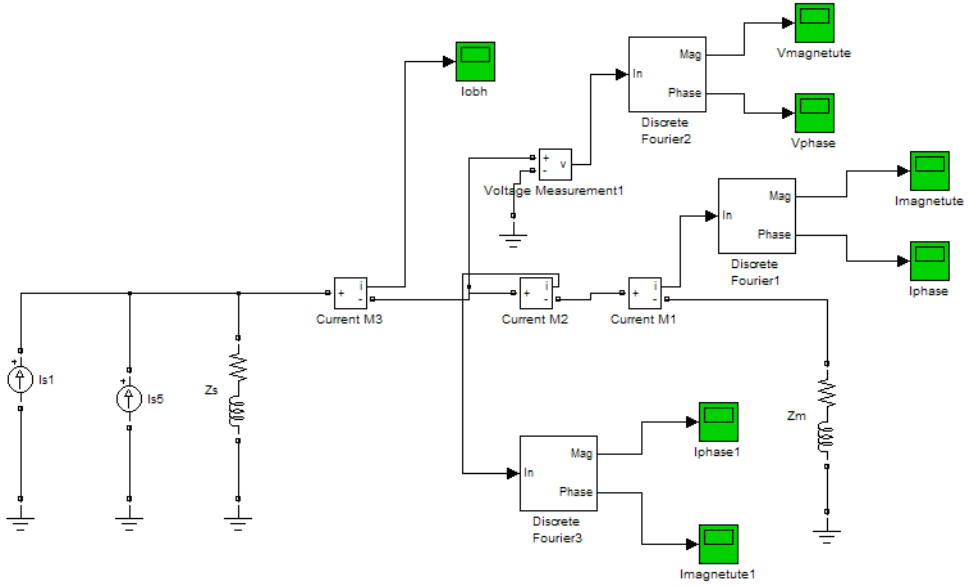
$$Z_{m1\text{-referans}}=5+j35 \quad (\text{pu}) \quad (4.2)$$

$$Z_{s5\text{-referans}}=1+j40 \quad (\text{pu}) \quad (4.3)$$

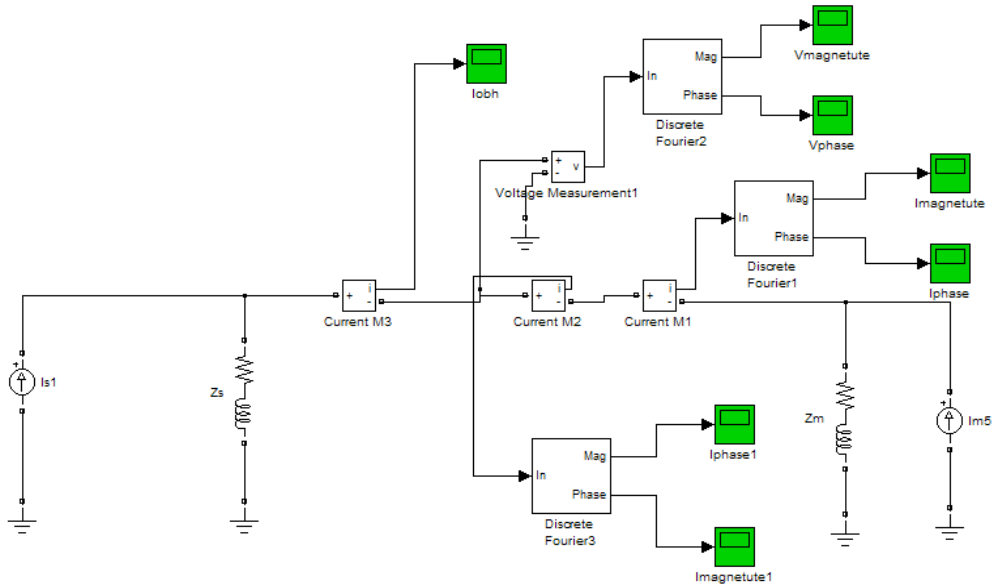
$$Z_{m5\text{-referans}}=5+j175 \text{ (pu)} \quad (4.4)$$

$$I_{S1}=300 \text{ (pu)} \quad (4.5)$$

$$I_{M5}=3/\underline{0}^0 \text{ (pu)} \quad (4.6)$$



Şekil 4.2 : Şebeke harmonik katkısı için norton eşdeğer devresi



Şekil 4.3: Müşteri harmonik katkısı için norton eşdeğer devresi

Kabul 1: $I_{S5}=1/\underline{0}^0$ (pu) I_{M5} ve I_{M5} bağlantı noktasında toplam harmonik akımını azaltacak yönde etki eder.

Kabul 2: $I_{S5}=1/\underline{180}^0$ (pu) I_{M5} ve I_{S5} bağlantı noktasında toplam harmonik akımını artıracak yönde etki eder.

Algoritma daha önce de belirtildiği üzere süperpozisyon metodu algoritmalarıdır. Bunlar aşağıda sırasıyla verilmektedir.

$$I_{sh} = \frac{V_{obh}}{Z_{sh}} + I_{obh}, \quad I_{mh} = \frac{V_{obh}}{Z_{mh}} - I_{obh} \quad (4.7)$$

$$I_{sh-obh} = \frac{Z_{sh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{sh}, \quad I_{mh-obh} = \frac{Z_{mh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{mh} \quad (4.8)$$

$$I_{shs} = |I_{sh-obh}| \cdot \cos(\varphi_{sh-obh} - \varphi_{obh}) \quad (4.9)$$

$$I_{mhs} = |I_{mh-obh}| \cdot \cos(\varphi_{mh-obh} - \varphi_{obh}) \quad (4.10)$$

$$I_{sh-obh} = \frac{Z_{sh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{sh} = \frac{R_{sh} + j.2.\pi.f_h}{R_{sh} + j.2.\pi.f_h + R_h + j.2.\pi.f_h} I_{sh} \quad (4.11)$$

$$I_{mh-obh} = \frac{Z_{mh}}{Z_{sh} + Z_{mh}} I_{mh} = \frac{R_{mh} + j.2.\pi.f_h}{R_{sh} + j.2.\pi.f_h + R_{mh} + j.2.\pi.f_h} I_{mh} \quad (4.12)$$

Algoritma, (4.11) ve (4.12)'dan da görüleceği üzere tüm harmonik mertebeleri için uygulanabilir. Müşteri ve şebeke empedans değerlerini analiz edilen harmonik mertebesine göre hesaplayarak katkı oranları bulunur.

Temel frekans değeri için 50 Hz, 5. Harmonik frekansı için ise 250 Hz değeri alınarak analizler yapılmış, müşteri ve şebeke ortak bağlantın noktasında harmonik akım katkıları hesaplanmıştır. Benzer şekilde tüm harmonik frekans değerlerinde bu algoritma uygulanabilir ve harmonik akım katkıları belirlenebilir. Ayrıca ortak bağlantı noktasında değişik harmonik kaynak ve empedans değerleri için oluşan toplam harmonik distorsiyon değerleri de elde edilmiş ve tablolarda verilmiştir.

4.1.1 Sadece müşteri harmonik akımı değişmesi durumu

Tablo 4.1'de değişen müşteri harmonik akımına göre bağlantı noktasındaki müşteri ve şebeke harmonik katkıları görülmektedir. Müşteri harmonik akım kaynağı %20 değerinden %300 değerine kadar değiştirilmiştir. Elde edilen harmonik akım katkılarından da görüleceği üzere, şebeke harmonik katkısı (I_{SSH}) sabit kalmaktadır. Müşteri harmonik kaynağının genliğinde artmalar oldukça müşterinin bağlantı noktasına olan harmonik katkısı ve bu bozulmadaki sorumluluğu artmaktadır.

Tablo 4.1: Sadece müşteri harmonik akımının değişmesi durumu

$I_{M5}(pu)$	$I_{OB5}(pu)$	$I_{IS}(pu)$	$I_{SS5}(pu)$	$I_{MS5}(pu)$	$THD_{IOB5}(\%)$
1) $I_{SS}=1/0^0$ (pu) I_{SS} ve I_{M5} aynı fazda					
%20	0.30	56.3	-0.19	0.49	0.54
%50	1.034	56.3	-0.19	1.224	1.84
Temel durum	2.26	56.3	-0.19	2.44	4.00
%200	4.7	56.3	-0.19	4.89	8.34
%300	7.14	56.3	-0.19	7.33	12.67
2) $I_{SS}=1/180^0$ (pu) I_{SS} ve I_{M5} 180^0 faz farkı					
%20	0.675	56.3	0.19	0.485	1.20
%50	1.41	56.3	0.19	1.22	2.50
Temel durum	2.63	56.3	0.19	2.44	4.67
%200	5.07	56.3	0.19	4.88	9.00
%300	7.5	56.3	0.19	7.31	13.34

4.1.2 Sadece şebeke harmonik akımı değişmesi durumu

Tablo 4.2’de şebeke harmonik akımının değişmesi durumunda bağlantı noktasındaki müşteri ve şebeke harmonik katkıları görülmektedir.

Tablo 4.2: Sadece şebeke harmonik akımının değişmesi durumu

$I_{S5}(pu)$	$I_{OB5}(pu)$	$I_{IS}(pu)$	$I_{SS5}(pu)$	$I_{MS5}(pu)$	$THD_{IOB5}(\%)$
1) $I_{SS}=1/0^0$ (pu) I_{SS} ve I_{M5} aynı fazda					
%20	2.40	56.3	-0.04	2.44	0.07
%50	2.35	56.3	-0.09	2.44	4.17
Temel durum	2.26	56.3	-0.19	2.44	4.00
%200	2.07	56.3	-0.37	2.44	3.67
%1000	0.58	56.3	-1.86	2.44	1.02
%1500	0.36	56.3	2.77	-2.41	0.64
%2000	1.29	56.3	3.73	-2.44	2.30
2) $I_{SS}=1/180^0$ (pu) I_{SS} ve I_{M5} 180^0 faz farkı					
%20	2.48	56.3	0.04	2.44	4.40
%50	2.53	56.3	0.09	2.44	4.50
Temel durum	2.63	56.3	0.19	2.44	4.67
%200	2.81	56.3	0.37	2.44	5.00
%500	3.37	56.3	0.93	2.44	5.99

Elde edilen değerlerden de görüleceği üzere, değişik şebeke harmonik katkı değerleri, I_{SS} , için müşteri harmonik katkısı, I_{MS5} , sabit kalmaktadır. Şebeke harmonik akım değeri %1500 ve üzerine çıktığı durumda, kabul 1’e göre I_{MS5} negatif değerler almaktadır. Bunun nedeni, ortak bağlantı noktası harmonik akımı bu tür şartlar altında şebeke harmonik akımı tarafından domine edilir. Müşteri harmonik akımı ise şebekenin artan harmonik akımını azaltıcı yönde etki eder ve negatif değerler alır.

4.1.3 Sadece şebeke empedansı değişmesi durumu

Tablo 4.3'te değişen şebeke harmonik empedanslarına göre elde edilen müşteri ve şebeke harmonik akımları görülmektedir.

Tablo 4.3: Sadece şebeke empedansının değişmesi durumu

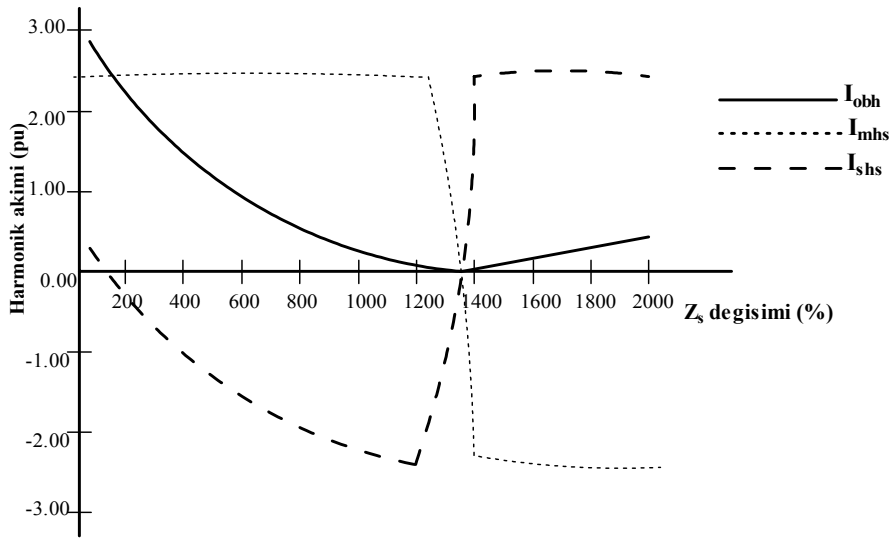
$Z_{S5}(\text{pu})$	$I_{OB5}(\text{pu})$	$I_{IS}(\text{pu})$	$I_{SS5}(\text{pu})$	$I_{MS5}(\text{pu})$	$I_{SG5}(\text{pu})$	$I_{MG5}(\text{pu})$	$\text{THD}_{I_{OB5}}(\%)$
I_{S5} ve I_{M5} aynı fazda							
%20	2.825	56.3	0.385	2.44	-0.044	2.87	5.02
%50	2.59	56.3	0.15	2.44	-0.10	2.69	4.60
Temel durum	2.26	56.3	-0.19	2.44	-0.19	2.44	4.00
%150	1.98	56.3	-0.46	2.44	-0.25	2.23	3.51
%400	1.09	56.3	-1.35	2.44	-0.48	1.57	1.93
%1000	0.214	56.3	-2.226	2.44	-0.70	0.914	0.38
%1200	0.07	56.3	-2.37	2.44	-0.73	0.8	0.13
%1500	0.10	56.3	2.54	-2.44	0.78	-0.68	0.19
I_{S5} ve I_{M5} 180° faz farkı							
%20	2.91	56.3	0.48	2.44	0.044	2.866	5.19
%50	2.80	56.3	0.36	2.44	0.10	2.7	4.97
Temel durum	2.63	56.3	0.19	2.44	0.19	2.44	4.67
%200	2.37	56.3	-0.07	2.44	0.31	2.06	4.21
%500	1.93	56.3	-0.51	2.44	0.53	1.40	3.43

Tabloda aynı zamanda I_{S5G} ve I_{M5G} olmak üzere iki ek büyüklük de görülmektedir. Bu büyüklükler, analizde referans empedanslar yerine gerçek empedans değerlerinin kullanılması ile elde edilen müşteri harmonik katkısı, I_{M5G} , ve şebeke harmonik katkısı, I_{S5G} , büyüklüklerini ifade ederler.

Z_{S5} 'nin değişmesi ile I_{M5S} 'nin değişmediği görülmektedir. Fakat, şebeke empedans değerinin aşırı artması durumunda I_{M5S} 'nin işaret değiştirdiği görülmektedir. Bu durumda, fazla miktarda şebeke harmonik akımı müşteri sistemine akar. Müşteri harmonik akımı negatif değer olarak ortak bağlantı akımını azaltıcı yönde etki yapar. Tabloda aynı zamanda şebeke empedansının gerçek değerinin kullanılması durumunda müşteri harmonik katkı değişimleri(I_{MG5})de görülmektedir. Müşteri harmonik akımı Z_{S5} 'in artması durumunda azalan değerler, Z_{S5} 'in azalması durumunda ise artan değerler alır. Fakat, müşteri Z_{S5} 'nin değişimi üzerinde herhangi bir kontrole sahip olmadığından, şebeke referans empedans değerini kullanılması ve I_{M5S} değerinin baz alınması gerekir.

Bu metotta, müşteri harmonik katkısı I_{M5S} 'nin işaret değiştirmesi ilginç bir sonuç teşkil etmektedir. Bu durum, kabul 1'e göre şebeke harmonik akımı, I_{S5} , veya şebeke

empedansı, Z_{S5} , değişimlerinde karşımıza çıkar. Yapılan işlemin grafiksel gösterimi şekil 4.4’de görülmektedir. Şekilde Z_{S5} değişim durumları dikkate alınmıştır. Grafikten de görüldüğü gibi, bağlantı noktası akımı, I_{OB5} , değeri sıfıra kadar düşmekte daha sonra ise Z_{S5} ’nın artması ile artmaktadır. I_{MS5} ’nin işaret değişimi bağlantı noktası akımının sıfır olması, $I_{OB5}=0$, durumunda olduğu görülmektedir. Bunun nedeni, müşteri akımı başlangıçta I_{OB5} akımının artması yönünde etki eder. Z_{S5} ’nın artması ile daha fazla oranda şebeke harmonik akımı ortak bağlantı noktasına enjekte edilir ve I_{OB5} yön değiştirir. Müşteri harmonik katkısı aynı genlikte kalmakla birlikte işaret değiştirir ve şebeke harmonik akımının bir kısmını nötralize eder.



Şekil 4.4 : Şebeke empedans değişiminin müşteri ve şebeke harmonik katkısı üzerindeki etkisi

4.1.4 Sadece müşteri empedansı değişmesi durumu

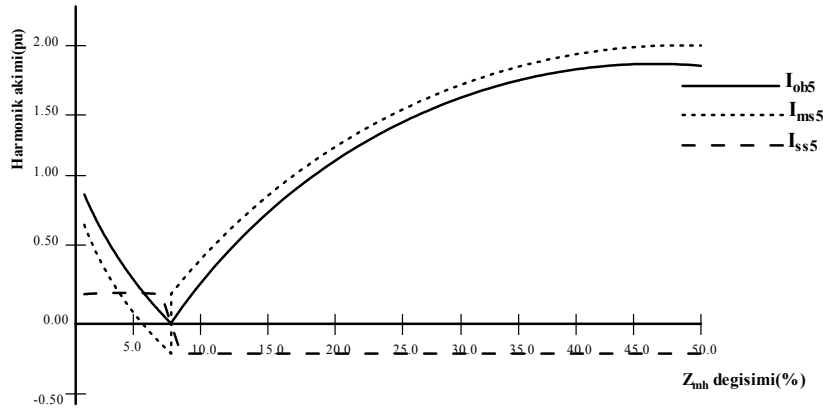
Tablo 4.4’te değişen müşteri empedansına göre şebeke ve müşteri harmonik katkıları görülmektedir. Katkı oranlarına baktığımızda, I_{MS5} ’nin sabit kaldığı fakat bazı durumlarda işaret değiştirdiği ve ortak bağlantı noktası akımını azaltıcı yönde etki ettiği görülmektedir. Gerçek empedans değerlerine göre elde edilen katkı oranlarına baktığımızda, şebeke harmonik katkısının dolayısıyla sorumluluğunun geniş bir aralıkta değiştiği görülmektedir. Bu durum genel görüşle uyuşmamaktadır. Çünkü şebekede herhangi bir şey değişmemiştir. Müşteri sorumluluğuna bakarak aşağıdaki sonuçları çıkarabiliriz:

- Müşteri empedans değerinin (Z_{mh}) azalması, müşteri sisteminde harmonik filtrelerin devreye girmesi ile eşdeğerdir. Z_{mh} azaltıldığında, müşterinin bağlantı noktasındaki harmonik akımına olan katkısı azalır. Bu durum kabul 2'nin tamamında, kabul 1'in ise Z_{mh} 'nin %500'den %8'e kadar olan kısmında görülmektedir.

Tablo 4.4 : Sadece müşteri empedansının değişmesi durumu

$Z_{M5}(\text{pu})$	$I_{OB5}(\text{pu})$	$I_{IS}(\text{pu})$	$I_{SS5}(\text{pu})$	$I_{MS5}(\text{pu})$	$I_{SG5}(\text{pu})$	$I_{MG5}(\text{pu})$	THD _{IOB5} (%)
I _{S5} ve I _{SM5} aynı fazda							
%1	0.83	56.3	0.19	0.64	0.96	-0.125	1.47
%5	0.28	56.3	0.19	0.09	0.82	-0.54	0.50
%6	0.17	56.3	0.19	-0.02	0.79	-0.62	0.30
%7	0.063	56.3	0.185	-0.122	0.76	0.696	0.11
%8	0.04	56.3	-0.18	0.22	-0.70	0.74	0.07
%9	0.13	56.3	-0.18	0.31	-0.71	0.84	0.33
%10	0.21	56.3	-0.19	0.40	-0.69	0.90	0.37
%50	1.75	56.3	-0.19	1.94	-0.31	2.06	3.1
Temel durum	2.26	56.3	-0.19	2.44	-0.19	2.44	4.00
%150	2.47	56.3	-0.19	2.63	-0.13	2.60	4.38
%300	2.72	56.3	-0.19	2.91	-0.07	2.79	4.83
%500	2.825	56.3	-0.19	3.015	-0.043	2.87	5.01
I _{S5} ve I _{M5} 180° faz farkı							
%1	1.08	56.3	0.19	0.89	0.96	0.125	1.92
%10	1.61	56.3	0.19	1.42	0.70	0.91	2.86
%50	2.37	56.3	0.19	2.18	0.31	2.06	4.21
Temel durum	2.63	56.3	0.19	2.44	0.19	2.44	4.67
%150	2.74	56.3	0.19	2.55	0.13	2.61	4.87
%300	2.86	56.3	0.19	2.67	0.07	2.79	5.08
%500	2.91	56.3	0.19	2.72	0.044	2.87	5.17

- Z_{M5} değeri çok fazla azaltıldığında (%5 ten %1'e) kabul 1'e göre müşteri harmonik katkısı artmaktadır. Bunun nedeni, müşteri filtresi çok etkin hale gelir ve besleme sistemindeki geri plan harmoniklerini çekmeye başlar.
- I_{M5S} değeri Z_{M5} 'nin %8'den %6'ya azaltıldığında işaret değiştirir. Bu durum, eğer çok etkin bir filtre devreye alınırsa, müşteri harmonik katkı sorumluluğu sıfıra hatta negatif değere azaltılabilir. Negatif durum, harmonik filtre tarafından şebeke harmonik akımını azaltmak için az bir miktar harmonik akımı uygulaması sonucunda elde edilebilir. Şekil4.5'te müşteri empedans değişiminin şebeke ve müşteri harmonik katkısına etkisi görülmektedir.



Şekil 4.5 : Müşteri empedans değişiminin müşteri ve şebeke harmonik katkısına etkisi

4.2 Harmonik Rezonans Durumu

Yapılan analizlerde metodun harmonik rezonans durumlarında algoritmanın doğru sonuçlar verip vermediği araştırılmıştır. Sistemde, şebeke empedansında oluşabilecek bir rezonans, müşteri empedansında oluşabilecek bir rezonans ve son olarak da şebeke ile müşteri arasında oluşabilecek rezonans durumları olmak üzere üç ayrı durum analiz edilmiştir.

4.2.1 Şebeke harmonik rezonans durumu

Şebeke harmonik rezonans durumunda, şebeke empedansını, Z_{sh} , oluşturan endüktif empedans değeri ile kapasitif empedans değerleri birbirine eşit olur. Böylece şebeke sisteminin eşdeğer empedansı ya çok küçük değerler ya da çok büyük değerleri alır. Simülasyonda ele aldığımız devrede yer alan şebeke empedansı seri bir RLC devresi olduğundan harmonik empedans durumunda Z_{sh} değeri küçülür. Tablo 4.5’de şebeke empedansında oluşan bir harmonik rezonans durumunda ortak bağlantı noktasında elde edilen müşteri ve şebeke harmonik katkıları görülmektedir.

Tablo 4.5: Şebeke harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları

Z_{S5}	I_{OB5}	I_{SS5}	I_{MS5}	I_{SG5}	I_{MG5}
Is5 ve Im5 zıt yönlü ve toplam harmonik akımını azaltacak yönde					
1	1.75	-0.69	2.44	-0.31	2.06
Is5 ve Im5 aynı yönlü ve toplam harmonik akımını artıracak yönde					
1	2.38	-0.06	2.44	0.31	2.06

Elde edilen sonuçlara bakıldığında, sistem algoritmasının şebeke rezonans durumunda da doğru çalıştığı görülmektedir. Bu durum şebeke empedansının çok düşük değerler aldığı bir önceki analizden de anlaşılmaktadır. Rezonans durumunda şebeke empedansı azalmıştır.

4.2.2 Müşteri harmonik rezonans durumu

Müşteri harmonik rezonans durumunda da şebeke harmonik rezonans durumuna benzer şekilde, müşteri empedansını, Z_{mh} , oluşturan endüktif empedans değeri ile kapasitif empedans değerleri birbirine eşit olur. Müşteri empedansı yalnızca omik dirençten oluşur. Müşteri empedansı, Z_{mh} , küçülür. Tablo 4.6'da, müşteri empedansında oluşan bir harmonik rezonans durumunda ortak bağlantı noktasında elde edilen müşteri ve şebeke harmonik katkıları görülmektedir.

Tablo 4.6 : Müşteri harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları

Z_{M5}	I_{OB5}	I_{SS5}	I_{MS5}	I_{SG5}	I_{MG5}
Is5 ve Im5 zıt yönlü ve toplam harmonik akımını azaltacak yönde					
5	1.61	-0.19	1.8	0.31	1.3
Is5 ve Im5 aynı yönlü ve toplam harmonik akımını artıracak yönde					
5	1.79	0.19	1.6	0.45	1.34

Müşteri empedansında oluşabilecek bir rezonans durumunda algoritma doğru sonuçlar vermektedir. Zaten müşteri empedansının çok küçük değerler aldığı müşteri empedans değerinin değiştiği önceki analizde de bu durum görülmektedir.

4.2.3 Müşteri ve şebeke arasında rezonans durumu

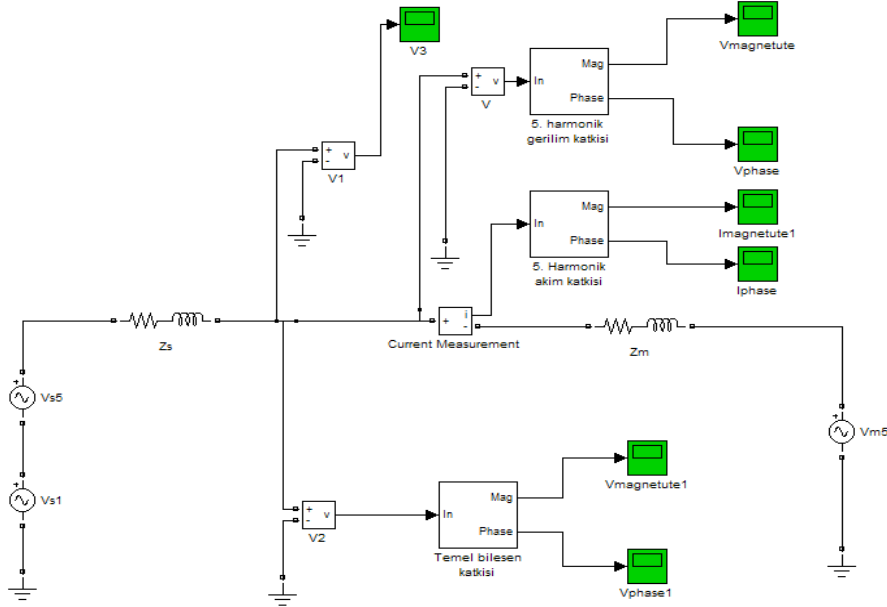
Sistemde müşteri ve şebeke empedansları arasında da bir rezonans oluşabilir. Bu durumda ortak bağlantı noktasında oluşan harmonik akım ve gerilim değerlerinde artış görülür. Tablo 4.7'de harmonik katkıları görülmektedir.

Tablo 4.7 : Müşteri ve şebeke arasında harmonik rezonans durumunda harmonik akım katkıları

Z_{S5}	I_{OB5}	I_{SS5}	I_{MS5}
1-j35	23,5	5,9	17,6

4.3 Harmonik Gerilim Katkıları

Harmonik gerilim katkılarını tespit etmede kullanılan thevenin eşdeğer devresi şekil 4.6’da görülmektedir.



Şekil 4.6: Harmonik gerilim katkılarını belirlemede kullanılan thevenin eşdeğer devresi

Analizde kullanılan büyüklükler aşağıda verilmektedir.

$$V_{IS}=1000 \text{ (pu)} \quad (4.13)$$

$$Z_{S5\text{referans}}=2+j15 \text{ (pu)} \quad Z_{M5\text{referans}}=1+j10 \text{ (pu)} \quad (4.14)$$

$$V_{S5}=10/0^0 \text{ (pu)} \quad 1) V_{M5}=15/0^0 \text{ (pu)} \quad 2) V_{M5}=15/180^0 \text{ (pu)} \quad (4.15)$$

4.3.1 Sadece şebeke harmonik gerilimi değişmesi durumu

Tablo 4.8’de şebeke harmonik geriliminin değişmesi durumunda, ortak bağlantı noktasında elde edilen harmonik gerilim katkıları görülmektedir. Tablodan da görüleceği üzere müşteri harmonik gerilim katkısı değişmemektedir. V_{S5} ve V_{M5} arasındaki faz açısı 180^0 olması durumunda V_{S5} ’in yaklaşık %225 değerinde şebeke skaler harmonik gerilim katkısı, V_{S5s} , işaret değiştirir ve ortak bağlantı noktasındaki harmonik gerilimini artırmaya başlar.

Tablo 4.8 : Şebeke harmonik gerilim değişimi durumunda müşteri ve şebeke gerilim harmonik katkıları

$V_{S5}(\text{pu})$	$V_{OB5}(\text{pu})$	$V_{IS}(\text{pu})$	$V_{SS5}(\text{pu})$	$V_{MS5}(\text{pu})$	$\text{THD}_{VOB5}(\%)$
V_{S5} ve V_{M5} aynı fazda					
%10	9.4	400	0.4	9.0	2.36
%20	9.8	400	0.8	9.0	2.46
%50	11	400	2.0	9.0	2.76
Temel durum	13	400	4.0	9.0	3.26
%150	15	400	6.0	9.0	3.76
%200	17	400	8.0	9.0	4.26
%500	29	400	20.0	9.0	7.27
V_{S5} ve V_{M5} 180° faz farkı					
%10	8.6	400	-0.4	9.0	2.25
%20	8.2	400	-0.8	9.0	2.05
%50	7.0	400	-2.0	9.0	1.75
Temel durum	5.0	400	-4.0	9.0	1.25
%150	3.0	400	-6.0	9.0	0.75
%200	1.0	400	-8.0	9.0	0.25
%500	11	400	20	-9.0	5.01

4.3.2 Sadece müşteri harmonik gerilimi değişmesi durumu

Tablo 4.9 : Müşteri harmonik gerilimi değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik gerilim katkıları

$V_{M5}(\text{pu})$	$V_{OB5}(\text{pu})$	$V_{IS}(\text{pu})$	$V_{SS5}(\text{pu})$	$V_{MS5}(\text{pu})$	$\text{THD}_{VOB5}(\%)$
V_{S5} ve V_{M5} aynı fazda					
%10	4.9	400	4	0.9	1.23
%20	5.8	400	4	1.8	0.45
%50	8.5	400	4	4.5	1.13
Temel durum	13.0	400	4	9.0	3.26
%150	11.2	400	4	13.5	3.38
%200	22.0	400	4	18.0	5.51
%500	49.0	400	4	45.0	12.28
V_{S5} ve V_{M5} 180° faz farkı					
%10	3.1	400	4	-0.9	0.78
%20	2.2	400	4	-1.8	0.55
%50	0.5	400	-4	4.5	0.13
Temel durum	5.0	400	-4	9.0	1.25
%150	9.5	400	-4	13.5	2.38
%200	14	400	-4	18	3.51
%500	41	400	-4	45	10.27

Tablo 4.9’da şebekeden beslenen bir tüketicinin harmonik geriliminin değişmesi durumunda ortak bağlantı noktasında elde edilen harmonik gerilim katkıları görülmektedir. Müşteri harmonik geriliminin değişmesi durumunda ortak bağlantı şebeke harmonik gerilim katkısı değişmemektedir. Şebeke ve müşteri harmonik gerilimleri arasında 180^0 faz farkı olması durumunda şebeke harmonik katkısı müşteri harmonik geriliminin yaklaşık %44 değerinde genliği aynı kalarak işaret değiştirir. Bu durumda şebeke harmonik gerilimi ortak bağlantı noktasında oluşan toplam gerilim harmoniğini azaltıcı yönde etki yapar. Böylece ortak bağlantı noktasında oluşan gerilim harmoniğinin temel frekans gerilim değerine oranı azalır, dolayısıyla ortak bağlantı noktası toplam harmonik distorsiyonu azalır.

4.3.3 Sadece şebeke empedans değişmesi durumu

Tablo 4.10’da şebeke empedansının değişmesi durumunda ortak bağlantı noktasında oluşan harmonik gerilime müşteri ve şebekenin katkıları görülmektedir. Z_{S5} ’in %45 değerinde ortak bağlantı noktası harmonik gerilim (V_{OB5}) yaklaşık sıfır olur ve V_{MS5} , müşteri skaler harmonik gerilim katkısı işaret değiştirir.

Tablo 4.10 : Sadece şebeke empedansı değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik gerilim katkıları

$Z_{S5}(\text{pu})$	$V_{OB5}(\text{pu})$	$V_{IS}(\text{pu})$	$V_{SS5}(\text{pu})$	$V_{MS5}(\text{pu})$	$V_{SG5}(\text{pu})$	$V_{MG5}(\text{pu})$	THD_{VOB5}
V_{S5} ve V_{M5} aynı fazda							
%10	10.65	400	1.65	9.0	8.7	1.95	2.67
%20	11.15	400	2.15	9.0	7.69	3.46	2.80
%50	12.15	400	3.15	9.0	5.72	6.43	3.04
Temel durum	13.0	400	4.00	9.0	4.0	9.0	3.26
%150	13.46	400	4.46	9.0	3.08	10.38	3.37
%200	13.75	400	4.75	9.0	2.5	11.25	3.44
%500	14.41	400	5.41	9.0	1.17	13.24	3.61
V_{S5} ve V_{M5} 180^0 faz farkı							
%10	6.74	400	15.74	-9.0	8.7	-1.96	1.68
%20	4.23	400	13.23	-9.0	7.69	-3.46	1.06
%50	0.72	400	-8.28	9.0	-5.71	6.43	2.07
Temel durum	5.0	400	-4.00	9.0	-4.0	9.0	1.25
%150	7.31	400	-1.69	9.0	-3.08	10.39	1.84
%200	8.75	400	-0.25	9.0	-2.5	11.25	2.19
%500	14.2	400	5.20	9.0	-0.32	14.52	3.56

Tabloda gerçek empedans değerleriyle analiz yapıldığında elde edilen harmonik katkıları (V_{SG5} , V_{MG5}) ve referans empedans değerleriyle analiz yapıldığında (V_{SS5} ,

V_{MS5}) elde edilen harmonik katkıları görülmektedir. Şebeke empedans değerinin azalmasıyla müşteri gerilim harmonik katkısında azalma, artmasıyla ise bir artma görülmektedir. Müşterinin şebeke üzerinde herhangi bir kontrolü olmamasından dolayı gerçek empedans değerlerinde elde edilen katkı değerleri yerine, şebeke empedansının değişmesiyle değişmeyen referans empedans durumunda elde edilen katkı oranları temel alınmalıdır. Böylece, müşteri kendi kontrolünde olmayan bir nedenden dolayı herhangi bir cezai duruma düşmekten kurtulur ve daha doğru bir faturalandırma yapılır.

4.3.4 Sadece müşteri empedans değişmesi durumu

Tablo 4.11’de müşteri empedansının değişmesi durumunda, ortak bağlantı noktasındaki şebeke ve müşteri gerilim harmonik katkıları görülmektedir. Şebeke empedansının değişmesi durumunda olduğu gibi burada da V_{S5} ve V_{M5} arasındaki faz açısı 180^0 olması durumunda, Z_{M5} ’in %225 değerinde V_{SS5} işaret değiştirir.

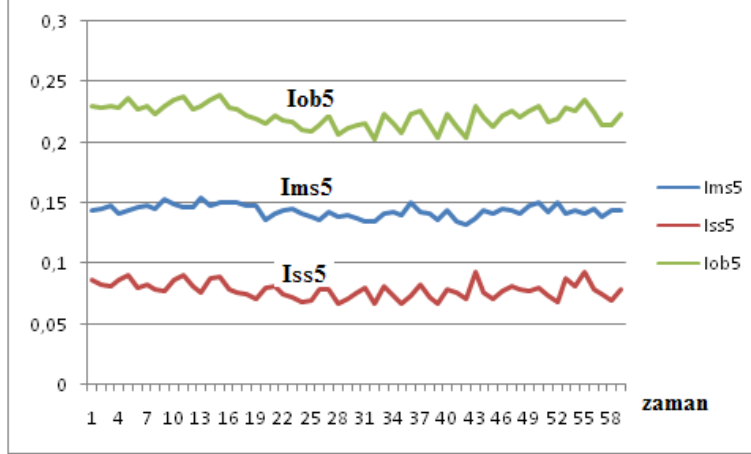
Tablo 4.11:Sadece müşteri empedans değişmesi durumunda müşteri ve şebeke harmonik katkıları

$Z_{M5}(pu)$	$V_{OBS}(pu)$	$V_{IS}(pu)$	$V_{SS5}(pu)$	$V_{MS5}(pu)$	$V_{SG5}(pu)$	$V_{MG5}(pu)$	THD_{VOBS}
V_{S5} ve V_{M5} aynı fazda							
%10	14.69	400	4.0	10.69	0.625	14.065	3.68
%20	14.41	400	4.0	10.41	1.18	13.23	3.61
%50	15.50	400	4.0	11.50	2.5	13.0	1.00
Temel durum	13.00	400	4.0	9.00	4.0	9.0	3.26
%150	12.50	400	4.0	8.50	5.0	7.5	3.13
%200	12.14	400	4.0	8.14	5.71	6.43	3.04
%500	11.16	400	4.0	7.16	7.70	3.46	2.79
V_{S5} ve V_{M5} 180^0 faz farkı							
%10	13.44	400	-4.0	17.44	-0.625	14.06	3.36
%20	12.06	400	-4.0	16.06	-1.18	13.24	3.01
%50	8.75	400	-4.0	12.75	-2.5	11.25	2.19
Temel durum	5.00	400	-4.0	9.00	-4.0	9.0	1.25
%150	2.50	400	-4.0	6.50	-5.0	7.5	0.62
%200	0.72	400	-4.0	4.72	-5.72	6.43	0.18
%500	4.23	400	4.0	0.23	7.69	-3.46	1.06

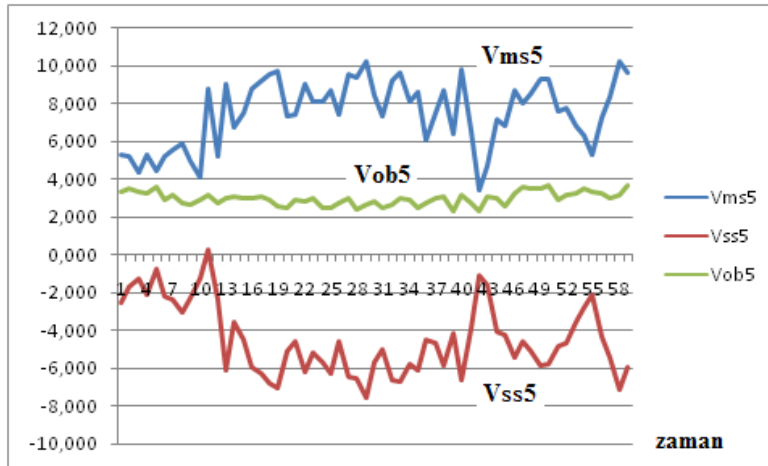
Böylece şebeke harmonik katkısı ortak bağlantı noktasındaki harmonik bozulmayı artırır. Referans empedans değerlerine için elde edilen harmonik katkılarına göre ortak bağlantı harmonik gerilim katkıları belirlenir ve tarafların sorumlulukları tespit edilir.

4.4 Saha Değerleri ile Süperpozisyon İlkesinin Doğrulanması

Bir enerji analizör cihazında belirli bir zaman aralığında alınan değerler kullanılarak, ortak bağlantı noktasında oluşan 5. gerilim harmoniklerine şebeke ve müşteri katkıları şekil 4.6 ve şekil 4.7’de görülmektedir.



Şekil 4.7 : Şebeke ve müşteri 5. harmonik akım katkılarının zamanla değişimi



Şekil 4.8: Şebeke ve müşteri 5. harmonik gerilim katkılarının zamanla değişimi

Görüldüğü üzere, bağlantı noktasında oluşan harmonik akıma müşteri tarafının yaptığı katkı şebeke tarafının yaptığı katkıya kıyasla daha fazladır. Gerilim harmonikleri bakımından bakılacak olursa, ortak bağlantı noktasındaki harmonik gerilime müşteri tarafı pozitif, şebeke tarafı ise negatif yönde etki etmektedir. Bu durum 5. harmonik kaynağının müşteri olduğunu göstermektedir. Hesaplamalarda kullanılan şebeke empedansı, toplam kısa devre hat empedansı ve trafo empedansı olarak alınır. Bu değer yaklaşık 100Ω olarak alınmıştır. Müşteri empedansının

gerçek değerini hesaplamak, yükün sürekli değişmesinden dolayı oldukça zordur. İşlemleri kolaylaştırmak için müşteri tarafının eşdeğer empedansı R ve L yüklerinin paralel olduğu kabul edilerek, (4.16) eşitliğinden hesaplanmıştır.

$$\underline{Z}_{mh-ref} = R_{mlp} = \frac{|\underline{U}_{P1}|^2}{P} = \frac{|\underline{U}_{P1}|}{|\underline{I}_{P1}| \cos \varphi_{P1}} \quad (4.16)$$

Bir ortak bağlantı noktasındaki şebeke ve müşteri harmonik katkılarını doğru olarak belirlemek için müşteri empedansının doğasını, seri yada paralel RL yüklerinden oluşma durumunu, doğru olarak belirlemek gerekir. Aksi halde, bulunan harmonik katkıları bize hatalı sonuçlar verebilir. Bu metotta kullanılan algoritma geliştirilecek olan bir cihazda kullanılarak ortak bağlantı noktasında oluşan harmoniklerin şebeke ve müşteri katkılarını belirlemede kullanılabilir.

4.5 Yorumlar

4.5.1 Referans empedanslar

Müşteri ve şebeke referans empedansları harmonik uygulamalarında sistemde bulunmaktadır. Harmonik standartlara uygunluğu belirlemede bu referans empedanslar büyük öneme sahiptir. Şebekeler şebeke referans empedans değerini müşterilere vermekle sorumludur. Müşteri referans empedansı ise, müşterinin şebeke harmonik limitlerine uygun olduğunu göstermede kullanacağı empedans değeridir. Diğer bir ifadeyle, müşteri ve şebeke arasındaki sözleşme referans empedans değerlerine göre belirlenir.

Referans empedans değerleri çoğunlukla gerçek değerlere tam olarak eşit olmaz. Burada önemli olan, bir tüketici bir şebekeye belirli referans empedans değerlerine göre anlaşma yaparak elektrik kullanmaya başladığında, müşterinin harmonik limitlerini ihlal edip etmediğini belirlemede bu referans empedans değerlerinin baz alınmasıdır. Yöntemin avantajlarından biri de, şebekelerin müşteriye gerçek empedans değerlerine mümkün olan en yakın referans empedans değeri sağlamalarının gerekliliğidir. Aksi halde, şebeke müşterilere ortak bağlantı noktasında müşterilerin neden oldukları harmonik katkıları için yüksek oranda katkı yaptıklarını isnat edemez.

4.5.2 Şebeke sorumluluğu

Metoda göre, eğer şebeke empedansı değişirse müşterinin sorumluluğu değişmez. Eğer ortak bağlantı noktasında oluşan ve şebeke empedans değerinin değişmesinden kaynaklanan akım veya gerilim bozulmalarında bir artış olursa, bu durumun tüm sorumluluğu şebekeye aittir. Müşteriye bu durumdan dolayı fazladan bir fatura kesilemez. Bunun tersinin olması durumunda, yani şebeke empedans değişimi ortak bağlantı noktasında harmonik bozulmaları azalttığı durumda, müşteri sorumluluğu yine değişmez.

Şebekenin kendisinde nadiren harmonik kaynakları bulunur. Analizde kullanılan eşdeğer devrede görülen I_{sh} kaynağı sistemde bulunan diğer harmonikleri ifade etmek için kullanılır. Bu yüzden şebekenin net sorumluluğu temel olarak sıfırdır. Her bir müşteri ve şebeke ortak bağlantı noktasında oluşan harmonikler, aslında diğer müşterin şebeke üzerinde sebep oldukları harmonik akımlar ile o müşterinin birlikte neden oldukları harmonik akımlardır. Yani burada yapılan harmonik katkılarını belirleme, analizi yapılan müşterinin harmonik katkısı ile diğer müşterilerin harmonik katkılarını ayırma işidir.

4.5.3 Uygulama hususları

Müşteri ve şebeke arasında yapılan sözleşmede, referans empedans eğrilerinden oluşan empedans gruplarının yer aldığı bilgiler yer alması her iki taraf açısından da faydalı olur. Her bir eğri sistemde bulunan bir çalışma durumuna karşılık gelir. Benzer şekilde, müşteri tarafı da değişik yük seviyeleri ve çalışma durumlarına sahip olabilir. Bu konuda daha fazla araştırma yapılmaya ihtiyaç vardır. Bu problemi çözmede kullanılabilecek bazı basit yollar şunlardır:

- Harmonik katkılarını belirleyen sayaca eğri aileleri girilebilir. Her bir eğri kümesi değişik yük durumlarına atanabilir.
- Referans empedans eğrilerinin doğasına bağlı olarak I_{msh} ve I_{ssh} değerlerinden oluşan bir küme oluşturulabilir.
- Faturalandırma amaçlı seçilen I_{msh} değeri I_{msh} 'nin ortalama değeri gibi bazı kombinasyonları olabilir.

Harmonik standartlar normal sistem durumlarına uygulanır. Normal olmayan durumlarda önerilen şemanın nasıl çalıştığının araştırılmasına ihtiyaç vardır. Güç

faktörü konularında elde edilen deneyimler bu konuda yardımcı olabilir. Bu yöntem, simetrik bileşenler teorisi kullanılarak üç fazlı sistemlere de uygulanabilir.

Bu çalışmada ideal durumlar göz önünde bulundurulmuştur. Harmonik katkı tespiti için bu çalışmada ele alınan devre dengeli üç fazlı sistemler için ve dengesiz üç fazlı sistemler için de simetrik bileşenler yöntemi uygulanarak incelemesi yapılabilir. Bu metodun daha da geliştirilmesi açısından, saha çalışması yapılarak elde edilen sonuçlarla karşılaştırılması gerekmektedir. Ayrıca, referans empedans tespiti daha da basitleştirilebilir.

Henüz uygulamada harmonik katkıları için bir faturalandırma yapılmamaktadır. Her bir müşterinin harmonik katkısını belirleyecek bir dijital sayaç bu konuda oldukça faydalı olacaktır.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Enerji sistemlerinde elektrik enerjisinin taşınması ve elektrik tüketicilerine dağıtımı sırasında akım ve gerilim dalga şeklinin saf sinüs formunda olması istenir. Ancak, günümüzde özellikle güç elektroniği yükleri gibi doğrusal olmayan yüklerin kullanımının yaygınlaşması sonucu, enerji sistemi üzerinde bozucu etkiler olarak nitelenen harmonikler sistem üzerinde oranları gün geçtikçe artmakta ve birçok soruna neden olmaktadır. Ufak değerlerde oluşan bir harmonik güç dahi hassas elektronik sistemlerin arızalanmasına neden olabilir. Harmoniklerin neden oldukları problemleri minimum düzeye indirgeyebilmek açısından harmonik standartlar geliştirilmiştir. Bu standartlaşma konusunda en kapsamlı çalışma IEEE-519 standardı olarak karşımıza çıkmaktadır. Bununla birlikte değişik ülkeler kendi enerji sistemlerinin özelliklerine göre harmonik standartlar geliştirmiştir. Şebeke gerilim harmoniklerini belirlenen limitlerin altında tutmakla sorumludur. Müşteri ise, şebekeye enjekte ettiği harmonik akımlarını belirlenen limitlerin altında tutmakla sorumludur.

Bu çalışmada, harmoniklerin tanımı, harmonik üreten yükler, harmoniklerin etkileri, harmonik standartlar, elektrik şebekesi ve müşteri ortak bağlantı noktasında oluşan harmoniklerin katkı oranlarını belirlemeye yarayan yöntemler incelenmiştir. Süper pozisyon ilkesi uygulanarak müşterinin şebekeye bağlantı noktasında oluşan gerilim ve akım harmoniklerinin hangi oranlarda müşteri ve şebekeden kaynaklandığı MATLAB simulink kullanılarak harmonik katkı tespiti yapılmıştır. Bunun yanında, bir ortak bağlantı noktasında enerji analizörü ile elde edilen saha değerleri kullanılarak 5. akım ve gerilim harmoniklerinin hangi oranlarda müşteri ve şebekeden kaynaklandığı tespit edilmiş ve grafiksel olarak şebeke, müşteri ve 5. harmonik için ortak bağlantı noktası akım ve gerilim harmonikleri gösterilmiştir.

Bu simülasyon çalışması tek ve üç fazlı sistemler için uygulanabilir. Buradaki simülasyon çalışmasında tek faz bir sistem için harmonik katkı analizi yapılmıştır.

Değişik harmonik kaynak ve empedans değerleri göz önüne alınarak yapılan bu çalışmanın gelecekte üç fazlı dengeli ve üç fazlı dengesiz sistemler için simetrik bileşenler uygulanarak gerçekleştirilmesi planlanmaktadır.

Harmoniklerin etkilerini minimum düzeye indirgeyebilmek, harmonik katkı oranlarını doğru olarak belirlemek, müşteri ve şebeke harmonik katkı oranları bakımından sorumluluklarını belirlemek için aşağıda geçen bazı düzenlemeler yapılabilir.

- Enerji sistemlerinde ayrıntılı harmonik analizleri yapılarak sisteme uygun harmonik filtreleri yerleştirmek. Özellikle aktif harmonik filtreleri kullanıldığında gelecekte oluşabilecek farklı frekanslarda oluşan harmonikler de giderilebilir.
- Harmonik katkı oranlarını belirlemede kullanılan yöntemler saha çalışmaları yapılarak doğrulanmalıdır. Ayrıca bu metotlardan uygun olanları reaktif enerji sayacı gibi bir sayaca uyarlanmalı ve enerji sistemindeki harmonik katkıları belirlenmelidir.
- Harmonik katkı tespitinde kullanılacak olan metod ve bu metoda ait algoritmanın gerçek sistemlerin harmonik katkılarını belirlemeye uygun olup olmadığını anlamak için, bu metodun birçok durum için test edilmesi ve teknik açıdan savunulabilir bir metod olması, şebeke ve müşteri ilişkileri açısından uygun olacaktır.
- Şebeke ve müşterinin harmonik katkıları konusunda gerekli düzenlemeler yapılmalı ve standartlarda verilen limitlerin aşılması halinde belirlenen mali cezalar uygulanmalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] **Kocatepe C., Uzunoğlu M., Yumurtacı R., Karakaş A., Arıkan O.**, 2003. *Elektrik Tesislerinde Harmonikler*, İstanbul.
- [2] **Kocatepe C.**, 1994. Sinüsoidal Olmayan Yükleri İçeren Enerji Sistemlerinde Harmonik Yük Akışı Analizi ve Simülasyonu, Y.T.Ü. Doktora Tezi, İstanbul.
- [3] IEEE Standard 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- [4] **W.M.Grady and S.Santosa**, 2001. *Understanding Power System Harmonics*, USA, pp. 37 – 44.
- [5] **E. L. Owen**, 1998. A history of harmonics in power systems, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 6 – 12, January – February 1998.
- [6] **Kocatepe C., Demir A.**, 1998. Güç Sistemlerinde Harmonik Üreten Elemanlara Genel bakış, Kaynak Elektrik Dergisi, Sayı:113.
- [7] **TOK, Süleyman, Süha**, 1998. Enerji Sistemlerinde Meydana Gelen Harmoniklerin Analizi Harmonik Standartları ve Ölçüm Teknikleri, Y.T.Ü. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul.
- [8] **A. McEachern, W. M. Grady, W.A.Moncrief, G. T. Heydt, and M. Mc-Granaghan**, 1995. Revenue and harmonics: An evaluation of some proposed rate structures, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 10, no. 1, pp. 474-482.
- [9] **W. Xu, and Y. Liu**, 2000. A Method for Determining Customer and Utility Harmonic Contributions at the PCC, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, Issue 2, pp.804-811.
- [10] **N. Hamzah, A. Mohamed, A. Hussain**, 2003. Methods for Determining Utility and Customer Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling,in *National Power and Energy Conference proceedings*, pp. 167-171, Bangi, Malaysia.
- [11] **K. Srinivasan**, 1996. On separating customer and supply side harmonic contributions, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 112, pp. 1003-1012.
- [12] **H. Yang, P. Porotte, and A. Robert**, 1994. Assessing the harmonic emission level from one particular customer, *Proceedings of PQA '94*.
- [13] **B. Chazottes, T. Deflandre, F. Gorgette, J. Martinon, and J. C. Chataigner**, 1997. Estimating the true customer's contribution to the power system

harmonic disturbances, *EDF & CNAM*.

- [14] **Yu Cui, Wilsun Xu**, 2007. Measurement of Harmonic Sources in Three-Wire Single-Phase Supply Systems, *IEEE Transactions On Power Delivery*, Vol. 22, No. 4, October.
- [15] **W. Xu and X. Liu**, 2003. An Investigation on the Validity of Power Direction Method for Harmonic Source Determination, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 1, pp. 214-219.
- [16] **W. Xu**, 2000. Power Direction Method Cannot be Used for Harmonic Source Detection, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 873-876.
- [17] **L. Cristaldi and A. Ferrero**, 1995. Harmonic power flow analysis for the measurement of the electric power quality, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 44, pp. 683–685.
- [18] **C. Li, W. Xu and T. Tayjasanant**, 2004. A Critical Impedance Based Method For Identifying Harmonic Sources, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, pp. 671-678.
- [19] **A. A. Moustafa, A. M. Moussa, and M. A. El-Gammal**, 2000. Separation of Customer and Supply Harmonics in Electrical Power Distribution Systems, in *Proceedings of IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP00)*, Orlando, FL, Vol. 1, pp. 208 – 213, October 1-4.
- [20] **B. Blazic, T. Pfajfar, and I. Papic**, 2004. A modified harmonic current vector method for harmonic contribution determination, in *Proc. 2004 Power System Conf. Expo.*, pp. 1470–1475.
- [21] **B. Blazic, T. Pfajfar, and I. Papic**, 2007. Harmonic Current Vector Method with Reference Impedances-Field Measurement Verification, *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization*, 9-11 October.
- [22] **B. Blazic, T. Pfajfar, and I. Papic**, 2008. Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, pp. 425-433.
- [23] **N. Pecharanin, H. Matsui and M. Sone**, 1995. “Harmonic detection using neural networks,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN95)*, Perth, Australia, Vol. 2, pp. 923-926, November 27-December 1.
- [24] **J. Mazumdar, R. Harley and F. Lambert**, 2005. System and method for determining harmonic contributions from nonlinear loads using recurrent neural networks, in *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, IJCNN05*, Vol.2, pp. 366 – 371, July/Aug.
- [25] **J. Mazumdar, R. Harley and F. Lambert**, 2006. Intelligent Tool for Determining the True Harmonic Current Contribution of a Customer in a

Power Distribution Network, in *Proceedings of the IEEE Transactions on Harmonics*, pp. 664-671.

- [26] **Y. Baghzouz**, 2005. "An overview on probabilistic aspects of harmonics in Power Systems," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting(PES05)*, San Francisco, CA, pp. 2813 - 2815, June 18-22.
- [27] <<http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektriktedarik.htm>>, 20.02.2009.
- [28] <<http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektriksebeke.htm>>, 20.02.2009.
- [29] <<http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrikarz.htm>>, 20.02.2009.

EKLER

EK A

IEEE'nin genel dağıtım sistemlerine ait akım için harmonik distorsiyon sınırları

$V_n \leq 69\text{kV}$						
I_K''/I_L	$n < 11$	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$n \geq 35$	TTD(%)
<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	0.7	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	1.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$69 < V_n \leq 161\text{kV}$						
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$V_n > 161\text{kV}$						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5s	1.15	0.5	0.22	4.0

IEEE'nin gerilim için harmonik distorsiyon sınırları

Bara Gerilimi	Tekil harmonik Büyükluğu(%)	THDV _n
$V_n \leq 69\text{kV}$	3.0	5.0
$69 < V_n \leq 161\text{kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161\text{kV}$	1.0	1.5

Konutlarla ilgili alçak gerilim şebekelerindeki gerilim harmonik standartları
(IEC 61000-2-2)

Tek Harmonikler		Çift Harmonikler		3 ve 3'ün katı Harmonikler	
n	%Vn	n	%Vn	n	%Vn
5	6	2	2	3	5
7	5	4	1	9	1.5
11	3.5	6	0.5	15	0.3
13	3	8	0.5	≥21	0.2
17	2	10	0.5		
19	1.5	≥12	0.2		
23	1.5				
25	1.5				
≥29	k				

Orta Gerilim Şebekesi (1kV<V<35kV)					
Tek Harmonikler		Çift Harmonikler		3 ve 3'ün katı Harmonikler	
n	%Vn	n	%Vn	n	%Vn
5	6	2	2	3	5
7	5	4	1	9	1.5
11	3.5	6...24	0.5	15	0.5
13	3			21	0.5
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

EPDK'nın uygun gördüğü ve TEİAŞ'ın kullandığı akım harmonik sınırları

KABUL EDİLEBİLİR AKIM HARMONİK LİMİTLERİ																
Harmonik sırası		OG 1<Un<34.5					YG 34.5<Un<154					ÇYG Un>154				
Grup	No	Ik/IL					Ik/IL					Ik/IL				
		<20	20-50	50-100	100-1000	> 1000	<20	20-50	50-100	100-1000	>1000	<20	20-50	50-100	100-1000	>1000
T E K H A R M O N İ K L E R	3	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	5	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	7	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	9	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	11	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	13	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	15	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	17	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	19	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	21	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	23	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	25	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	27	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	29	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	31	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	33	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	h>33	0,3	0,5	0,7	1	1,4	0,15	0,25	0,35	0,5	0,7	0,75	0,12	0,17	0,25	0,35
Çift harmonikler izleyen tek harmoniğin 0.25 katı ile sınırlıdır.																
Toplam Akım		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_i: Ortak bağlantı noktasındaki maksimum yük akımının en büyük bileşeni

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Ahmet ALYAR

Doğum Yeri ve Tarihi: Sivas/05.02.1982

Adres: Batı Mah. Nergis Sk. No:16 Pendik/İSTANBUL

Lisans Üniversite: 2005/İTÜ/Elektrik Mühendisliği