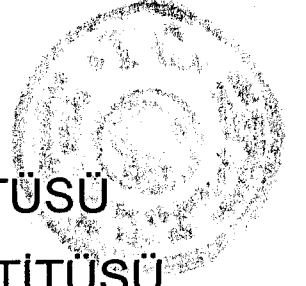


T.C.

GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ ENSTİTÜSÜ
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



ORTA GERİLİM ELEKTRİK DAĞITIM
SİSTEMLERİNDE HARMONİKLERİN
ANALİZİ

134353

Mehmet GÖNEN
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI

TEZ DANIŞMANI
Yrd.Doç.Dr M. Hakan HOCAOĞLU

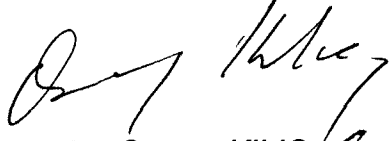
GEBZE
2003

134353
T.C. YÜKSEKÖĞRETİM
KURULU
DOKÜMAN İŞYON
T.C. YÜKSEKÖĞRETİM
KURULU
DOKÜMAN İŞYON

Mehmet GÖNEN'nin tez çalışması, G.Y.T.E. Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun **06 Haziran 2003** tarih ve **2003/17** sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından **Elektronik Mühendisliği** Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.



JÜRİ


Doç.Dr. Osman KILIÇ


Yrd. Doç. Dr. M. Hakan HOCAOĞLU
(Tez Danışmanı)

Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN



ONAY

G.Y.T.E. Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun
16.07.2003 tarih ve 2003/122 sayılı kararı.



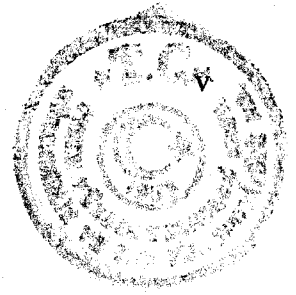


ÖZET

Dağıtım şebeklerinin en önemli problemlerinden biri akım ve gerilim dalga formunun bozulmasıdır. Söz konusu bu akım ve gerilim dalga formları Fourier serileri kullanarak analiz edilebilir. Non-lineer yükler ve dağıtım sistemlerindeki diğer non-lineer elemanlar ortagerilim dağıtım şebekelerinde harmoniklerin meydana gelmesine neden olurlar.

Orta gerilim dağıtım şebekelerinde harmoniklerin modellenmesi ve simulasyonu ayrıca non-lineer yüklerin transformatörlerde meydana getirdiği ek kayıpların hesabı; dağıtım sistemlerinin planlamasında ve işletilmesinde faydalı olması beklenmektedir. Bu çalışmada ayrıca literatürde mevcut olan Harmonik Kayıp Faktörü ile K Faktörü'nün hesabı ve K faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörü arasındaki ilişki incelenmektedir. Bu çalışmalara ilave olarak sistem elemanları ve değişik yük konfigürasyonları kullanarak yapılan duyarlılık analizleriyle dağıtım şebekesinin baskın karakteristikleri hesaplanmıştır.

Bu çalışmanın ana konusu harmoniklerin ölçülmesi ve hesaplanmasıdır. Konuyla ilgili olarak İstanbul ili, Güngören ilçesini besleyen dağıtım fiderinin farklı noktalarında asenkron ölçümler yapılmıştır. Asenkron ölçümler kullanılarak frekans domeninde yapılan hesaplarla dağıtım sisteminin harmonik profili çıkarılmıştır.

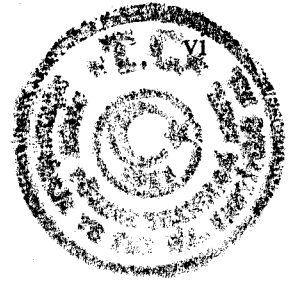


SUMMARY

One of the most important problems of the electrical distribution systems is the voltage and current waveforms distortions which could be analyzed in harmonic domain by using Fourier series. It is recognised that, non-linear loads and other non-linear elements of distribution systems are the main cause of the harmonics in MV networks.

It is appreciated that harmonics modelling and simulations in MV networks and additional loss on transformers due to the non-linear loads are expected to be useful for the planning and operation of distribution systems. Accordingly, a through review of available literature and a parametrical comparison harmonic loss factor and K factor of transformers are undertaken. In addition, to calculate the dominant characteristics of the network, sensitivity analyses using various load and component models are presented.

Main objective of the study, presented in this thesis, is the calculation and measurement of the harmonic propagation in MV networks. Therefore, a series of asynchronous measurement have been carried out in different nodes of a particular system which are located in Güngören district of Istanbul. The frequency domain analyses have shown that; propagation of harmonics could be determined by asynchronous measurement and harmonics profile of the system can accurately be determined.



TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın planlanmasında, yürütülmesinde ve sonuca ulaştırılmasında her türlü yardım, öneri ve eleştirilerini esirgemeyen değerli hocam Sayın Yrd. Doç. Dr. M. Hakan HOCAOĞLU'na,

Yüksek Lisans çalışmalarımın her aşamasında bana yardımcı olan Arş. Gör. Sayın Özgür KARACASU ve Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü çalışanlarına,

Sahada yapılan ölçüm çalışmalarında bana yardımcı olan Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. Yük Tevzi Müdürlüğü, Röle-Ölçü-Test-Ayar Başmühendisliği'nde çalışan teknisyen arkadaşlarıma,

Hoşgörüsü ve desteğiyle her zaman yanımda olan eşime ve canım kızıma içtenlikle teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER DİZİNİ

	Sayfa
ÖZET	iv
SUMMARY	v
TEŞEKKÜR	vi
İÇİNDEKİLER DİZİNİ	vii
SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ	xii
TABLolar DİZİNİ	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin kapsamı	1
1.2. Tez öncesi yapılan ön çalışmalar	1
1.3. Tezin yapısı	2
2. GÜÇ KALİTESİ VE HARMONİKLER	3
2.1. Giriş	3
2.2. Güç kalitesi	3
2.3. Güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması	4
2.4. Güç kalitesi problemlerinin çözüm adımları ve güç kalitesi problemlerinin azaltılmasına yönelik çalışmalar	5
2.5. Harmonikler	7
2.6. Harmoniklerle ilgili standartlar	8
2.6.1. IEEE 519:1992	8
2.6.2. IEEE C57.110:1996	9
2.7. Harmoniklerin cihazlar üzerinde etkisi	9
2.8. Harmoniklerin matematiksel tanımı ve elektriksel anlamda fourier serileri	10
2.8.1. Trigonometrik fourier serileri	11
2.8.2. Kompleks fourier serileri	12
2.8.3. Sinüsoidal şartlar altında elektriksel devre büyüklükleri	13
2.8.4. Nonsinüsoidal şartlar altında elektriksel devre büyüklükleri	14
2.9. Sonuç	16
3. HARMONİKLERİN MODELLENMESİ VE SİMÜLASYONU	17
3.1. Giriş	17
3.2. Dağıtım sistemi ve dağıtım sisteminde bulunan lineer elemanların modellenmesi	17
3.3. Genel değerlendirmeler	18
3.4. Tipik bir dağıtım şekesinin tanımı	18
3.5. Yüklerin modellenmesi	20
3.5.1. A Tipi yük modeli	22
3.5.2. B Tipi yük modeli	23
3.5.3. C Tipi yük modeli	24
3.5.4. D Tipi yük modeli	25
3.6. Diğer konular	26
3.7. Duyarlılık testleri	27

3.8.	Dağıtım hat ve kabloları	29
3.9.	Transformatör modelleri	29
3.9.1.	A Tipi transformatör modeli	29
3.9.2.	B Tipi transformatör modeli	30
3.9.3.	C Tipi transformatör modeli	30
3.10.	Besleme sistemi eşdeğeri	31
3.11.	Tam yük gösteriminin gerekliliği	33
3.12.	Sonuç	34
4.	NONSİNÜSOİDAL YÜK AKIMININ TRANSFORMATÖR KAYIPLARINA ETKİSİ	36
4.1.	Giriş	36
4.2.	Transformatörlerde meydana gelen kayıplar	36
4.3.	Harmoniklerin $I^2 R$, fuko ve diğer kayıplar üzerinde etkisi	36
4.4.	Transformatörlerde meydana gelen per-unit kayıplar	37
4.5.	Harmonik kayıp faktörü	37
4.6.	Transformatör sargılarında anma koşulları altındaki fuko akım kaybının (P_{EC-R}) belirlenmesi	39
4.6.1.	Transformatör tip ve büyüklüğüne göre P_{EC-R} 'nin belirlenmesi	39
4.6.2.	Transformatörlere ait onaylanmış test raporlarındaki verileri kullanarak P_{EC-R} 'nin hesap yolula belirlenmesi	39
4.7.	K Faktörü	41
4.8.	K Faktörünün hesabı	43
4.9.	Sonuç	47
5.	GERÇEK BİR DAĞITIM ŞEBEKESİNDE HARMONİKLERİN MODELLENMESİ	49
5.1.	Giriş	49
5.2.	Yapılan çalışmalarla ilgili genel bilgiler	49
5.3.	Çalışma yapılan bölge ve çalışma zamanı	49
5.4.	Çalışma yapılan bölgeye ait tek hat şemasıyla ilgili genel bilgiler	50
5.5.	Ölçüm çalışmaları	52
5.6.	Çalışma ilkeleri ve çalışmada esas alınan temel kabuller	55
5.7.	Örnek sistemin modellenmesi	57
5.8.	Hesap metodu	59
5.9.	Model üzerinde yapılan duyarlılık testleri ve hata hesabı	61
5.10.	Gerçek ölçüm değerleri kullanılarak farklı standartlarda yapılan tanımlara göre transformatör anma değerindeki değişimin incelenmesi	64
5.11.	Sonuç	66
6.	SONUÇ	67
	KAYNAKLAR	69
	ÖZGEÇMİŞ	72

SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ

Kısaltma	Açıklama	Sayfa
IEEE	Institute of Electrical and Electronical Engineers	4
IEC	International Electrotechnical Commision	4
CIGRE	Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension	4
THD	Total Harmonic Distortion	8
TDD	Total Demand Distortion	8
PCC	Point of Common Coupling	8
rms	Root Mean Square	13
GF	Güç Faktörü	15
VAD	Volt Amper Distortion	15
K	İndüksiyon motorlarının büyüklüğü	23
KE	Elektronik yüklerin büyüklüğü	23
K1	Başlangıç koşullarının şiddeti	23
R	DC direnç (Ohm)	23
w	Frekans (Radyan)	23
K3	Motor devresinin efektif Q değeri ~8	24
EDF	Electricité de France	25
R1	İki yüksek gerilim terminali arasında ölçülen DC direnç (Ohm)	25
NGC	National Grid Co.	29
R2	İki Alçak gerilim terminali arasında ölçülen DC direnç (Ohm)	34
V	Nominal gerilim (Volt)	34
XL1	Transformatör reaktansı (Ohm)	34
C1	Yükün tahmin edilen kapasitans değeri (Farad)	34
I1	Harmonikli akım kaynağı	34
β	Deri etkisi nedeniyle kullanılan düzeltme faktörü	34
R1	Deri etkisi gözönüne alınarak yükün eşdeğer devre içerisindeki direnç değeri (Ohm)	34
R2	İndüksiyon motorunun modellenmesinde sönüm faktörü (Ohm)	34
XL1	Transformatörün Alçak Gerim Tarfında bağlı resistif yükün kaçak reaktansı (Ohm)	34
XL2	İndüksiyon motorlarının modellenmesinde sönüm faktörü	34
K2	Negatif sıra devresi endüktansının büyüklüğü	34
Km	Motor kalkış faktörü	34
P_{EC}	Sargı fuko akım kayıpları (Watt)	36
P	Aktif güç (Kayıpların $I^2 R$ kısmı) (Watt)	36
P_{LL}	Toplam yük kaybı (Watt)	36
P_{LL-R}	Anma koşullarında toplam yük kaybı (watt)	36
P_{NL}	Boşta kayıp (Watt)	36
P_{OSL}	Bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki diğer kaçak kayıplar (Watt)	36
UL	Underwriters Laboratories	37

h	Harmonik mertebesi	37
$h_{\max}$	En yüksek harmonik mertebesi (Örneğin $h_{\max} = 25$)	37
I	Yük akımının efektif değeri (Amper)	37
I_1	Ana bileşen yük akımı (Amper)	37
I_h	Harmonik bileşen yük akımı (Amper)	37
P_{EC-R}	Transformatör sargılarında anma koşulları altındaki fuko akım kaybı (Watt)	37
F_{HL}	Transformatör sargılarında fuko kayıplarıyla ilgili harmonik kayıp faktörü	38
F_{HL-STR}	Transformatörde meydana gelen diğer kayıplarla ilgili harmonik kayıp faktörü	38
P_{EC-O}	Ölçülen akım ve frekansta sargı fuko akım kaybı (Watt)	38
I_R	Anma koşulları ve yüklü durumda ana bileşen akımı (Amper)	40
I_{1-R}	Anma koşullarında ve yüklü durumdaki sinüs dalgali hat akımının primer tarafındaki rms değeri (Amper)	40
I_{2-R}	Anma koşullarında ve yüklü durumdaki sinüs dalgali hat akımının sekonder tarafındaki rms değeri (Amper)	40
P_{TSL-R}	Anma koşulları altında bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki toplam diğer kaçak kayıplar (Watt)	40
P_{OSL-R}	Anma koşulları altında bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki diğer kaçak kayıplar (Watt)	41
X_{M428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Motor Yüğü Kısmına Ait Baz Endüktans (p.u)	56
R_{M428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Motor Yüğü Kısmına Ait Baz Direnç (p.u)	56
Z_{428R}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Empedans (p.u)	56
X_{R428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Endüktans (p.u)	56
R_{R428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Direnç (p.u)	56
X_{M151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Motor Yüğü Kısmına Ait Baz Endüktans (p.u)	56
R_{M151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Motor Yüğü Kısmına Ait Baz Direnç (p.u)	56
Z_{151R}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Empedans (p.u)	56
X_{R151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Endüktans (p.u)	56
R_{R151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde, Konut Yüğü Kısmına Ait Baz Direnç (p.u)	56
$R_{L803151}$	803 No'lu İndirici Trafo Merkezi İle 151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Direnci (p.u)	56
$X_{L803151}$	803 No'lu İndirici Trafo Merkezi İle 151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Endüktansı (p.u)	56
$R_{L151428}$	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi İle 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Direnci (p.u)	56

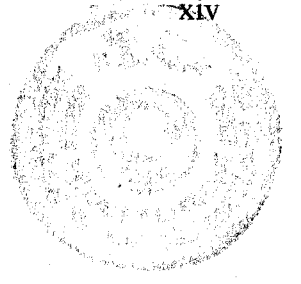
$X_{L151428}$	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi İle 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Endüktansı (p.u)	56
R_{S151}	151 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Seri Baz Direnç (p.u)	56
X_{P151}	151 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Paralel Baz Endüktans (p.u)	56
R_{P151}	151 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Paralel Baz Direnç (p.u)	56
R_{S428}	428 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Seri Baz Direnç (p.u)	56
X_{P428}	428 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Paralel Baz Endüktans (p.u)	56
R_{P428}	428 No'lu Dağıtım Trafosuna Ait Paralel Baz Direnç (p.u)	56
$Z_{L803151}$	803 No'lu İndirici Trafo Merkezi İle 151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Empedansı (p.u)	56
$Z_{L151428}$	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi İle 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi Arasındaki Kablonun Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{T151}	151 No'lu Dağıtım Trafosu Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{T428}	428 No'lu Dağıtım Trafosu Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{M151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezindeki Motor Yüğü Kısmı Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{R151}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezindeki Konut Yüğü Kısmı Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{M428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezindeki Motor Yüğü Kısmı Baz Empedansı (p.u)	56
Z_{R428}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezindeki Konut Yüğü Kısmı Baz Empedansı (p.u)	56
Z_c	Kondansatör Bankına Ait Empedans (Ohm)	56
$Z_{c_{haz}}$	Kondansatör Bankına Ait Baz Empedans (p.u)	56
I_{428g}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde Ölçülen Akımın Baz Genlik Değeri (p.u)	60
I_{428a}	428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde Ölçülen Akımın Açık Değeri (Radyan)	60
I_{151g}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde Ölçülen Akımın Baz Genlik Değeri (p.u)	60
I_{151a}	151 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinde Ölçülen Akımın Açık Değeri (Radyan)	60
h	Harmonik Mertebesi	62
w	Frekans (Radyan)	62
m	Yapılan Ölçüm Sayısı	62

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil	Sayfa
2.1 Güç kalitesi problemlerinin çözümünde kullanılan akış diyagramı	6
2.2 Harmonik dalga şekilleri	7
3.1 Tipik bir radyal dağıtım şebekesi	19
3.2 Radyal dağıtım şebekesinin basitleştirilmiş hali	19
3.3 Sistem elemanlarının şebeke üzerindeki farklı bağlantı noktaları	20
3.4 A tipi yük modeli	22
3.5 B tipi yük modeli	23
3.6 C tipi yük modeli	25
3.7 D tipi yük modeli	26
3.8 Kapasitör gruplarının şebekeye bağlantısı	27
3.9 138 kV'luk tipik bir iletim sistemi	27
3.10 Yükün değişken direnç elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedans değişimi	28
3.11 Yükün değişken kapasitans elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedans değişimi	28
3.12 Yükün değişken direnç ve kapasitans elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedans değişimi	28
3.13 A tipi transformatör modeli	29
3.14 B tipi transformatör modeli	30
3.15 C tipi transformatör modeli	30
3.16 Besleme sistemi için kabul edilebilir harmonik eşdeğer devresi	31
3.17 Besleme sistemi eşdeğer devresi seri ve paralel rezonans frekansları	32
3.18 Tam yük gösterimi	34
4.1 K faktörü ve transformatör anma değerinin düşürülmesinin hesaplanmasına ait akış diyagramı	43
4.2 Kuru Tip, ≤ 1 MVA gücündeki transformatörün K-faktörü ile anma değeri arasındaki değişim	45
4.3 Yük akımı Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I) oransal olarak $(\frac{K}{F_{HL}})$ ile değişimi	45
5.1 Dağıtım fideri ring tek hat şeması	51
5.2 Dağıtım fideri	52
5.3 Circutor marka AR5 enerji analizörü ile sahada yapılan ölçüm çalışmaları	53
5.4 GE marka Multilin enerji analizörü ile sahada yapılan ölçüm çalışmaları	53
5.5 Dağıtım fideri harmonik empedans devresi	56
5.6 Z_{03} ve Z_{04} harmonik empedans değişimi	59
5.7 Bar0'da ölçülen ve hesaplanan harmonik bileşenlerin gerilim büyüklükleri	60

5.8	Bar 1 (V1) ve Bar 2 (V2) hesap edilen gerilim harmonikleri	61
5.9	Hata hesabı akış diyagramı	62
5.10	Ölçüm sayısına göre yapılan bağıl hata	63
5.11	Yapılan bağıl hata dağılımı	63
5.12	Yapılan gerçek ölçümlere göre yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I), F_{HL} (IEEE Std C57.110-1998) ve K-faktörü (UL 1561:1994) ile değişimi	64
5.13	Yapılan gerçek ölçümlere göre yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I), I_{max} (IEEE Std C57.110-1998) ve I_{max} (UL 1561:1994) ile değişimi	65





TABLÖLAR DİZİNİ

Tablo		Sayfa
3.1	Tüketici yükleri	21
4.1	Transformatörlerin tip ve büyüklüğü'ne göre P_{EC-R} değerleri	39
4.2	K faktörünün hesabına ilişkin çizelge	44
5.1	Bar 1-2 den injekte edilen akım büyüklükleri	60



1. GİRİŞ

İdeal bir alternatif akım güç sisteminde gerilim ve akım tam sinüs şeklinde değişim göstermektedir. Buna karşılık pratikte; güç kalitesi problemleri nedeniyle, şebeke ve tüketici yüklerini olumsuz yönde etkileyen nonsinüsoidal büyüklüklerin meydana geldiği bilinmektedir.

Şebeke üzerindeki güç kalitesi probleminin varlığı, hem elektrik şirketlerini hem de tüketicileri önemli ölçüde ilgilendirmektedir. Gün geçtikçe güç kalitesi problemlerinde meydana gelen artış konuyu popüler hale getirmiştir. Bu olumsuz etkilerin sağlıklı olarak belirlenmesi ve meydana gelen problemlerin çözümüyle ilgili düzenlenen uluslararası kongreler konunun önemini göstermektedir [1, 2].

1.1. Tezin Kapsamı

Bu çalışmada, şebekede mevcut olan yük ve diğer sistem elemanlarının, alternatif harmonik eşdeğerleri gösterilmiştir. Ayrıca, harmonik bileşenli yük akımlarının transformatörler üzerinde meydana getirdiği ek kayıplar mevcut iki ayrı standart ele alınarak incelenmiştir. Harmoniklerin modellenmesi ve harmonik bileşenli yük akımlarının transformatörler üzerinde meydana getirdiği ek kayıpların hesaplanması, elektrik şebekelerinde yapılacak olan master planlamalarda faydalı olması beklenmektedir.

1.2. Tez Öncesi Yapılan Ön Çalışmalar

Gerçek bir orta gerilim dağıtım fiderinde harmonik ölçüm çalışmaları yapılmıştır. Çalışma; İstanbul İli, Güngören İlçesi, Köyiçi Mevkii'ni besleyen bir fider üzerinde gerçekleştirilmiştir. Bu fider üzerinde üç ayrı noktada, 50. harmoniğe kadar akım ve gerilimlerin harmonik genlikleri ve faz açıları aynı zamanda güç katsayısı, aktif, reaktif, görünür güç gibi elektriksel parametreler ölçülmüştür.

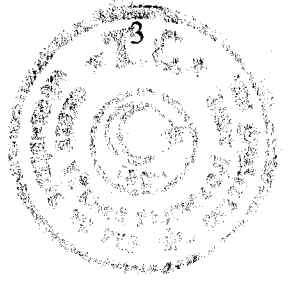
1.3. Tezin Yapısı

Tez beş bölümden oluşmaktadır. Tezin ikinci kısmında, güç kalitesi ve harmoniklerden bahsedilmiştir. Günümüzde mevcut olan güç kalitesi problemleri sınıflandırılmış ve harmoniklerin tanımı yapılmıştır. Ayrıca konuyla ilgili standartlar ve elektriksel anlamda Fourier serilerine yer verilmiştir.

Tezin üçüncü kısmında, şebekede mevcut olan yük ve sistem elemanlarının modellenmesinden bahsedilmiştir. Yapılan modellemelerde harmonik empedans üzerinde belirleyici etkisi olması nedeniyle yük karakteristikleri ve diğer sistem elemanları ayrıntılı olarak ele alınmıştır. Bugüne kadar konuyla ilgili geliştirilen alternatif modeller ve yapılması gerekli olan duyarlılık testleri hakkında bilgi verilmiştir.

Tezin dördüncü kısmında, harmonik bileşenli yük akımlarının transformatörler üzerindeki olumsuz etkilerinden bahsedilmiştir. Ayrıca bu şartlar altında transformatör kabiliyetinin nasıl belirleneceği ve hangi tip transformatör seçilmesi gerektiği belirtilmiştir. Konuyla ilgili olarak mevcut iki ayrı standartta tanımlanan K faktörü ve Harmonik Kayıp Faktörü'nün nasıl hesaplanacağı verilen matematiksel eşitliklerle gösterilmiştir.

Tezin beşinci kısmında, gerçek bir orta gerilim dağıtım fiderinin modellenmesi, oluşturulan modelin doğruluğunu kanıtlayabilmek için yapılan harmonik ölçüm çalışmalarını ve bilgisayarla benzetimi kapsamaktadır. Örnek çalışmanın yürütüldüğü fider üzerinde alçak gerilim tüketici yükleri ve dağıtım sistemi elemanları modellenmiştir. Oluşturulan modelin doğruluğunu denetlemek ve eldeki bilgileri artırmak amacıyla model üzerinde yapılan duyarlılık test sonuçları istatistiksel olarak ifade edilmiştir. Yapılan çalışma sonucunda bir orta gerilim şebekesinde bilinmek istenen bir düğüm noktasındaki harmonikler; bu düğüm noktası civarında yapılan asenkron ölçümler kullanılarak, kabul edilebilir hata limitleri dahilinde hesaplanabileceği gösterilmiştir.



2. GÜÇ KALİTESİ VE HARMONİKLER

2.1. Giriş

Bu bölümde, güç kalitesi ve harmoniklerden bahsedilecek, bununla birlikte günümüzde meydana gelen güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması yapılacaktır. Konu ile ilgili problemlerin azaltılması ve çözüme yönelik yapılacak olan çalışmalar hakkında bilgi verilecektir.

Ayrıca harmoniklerin tanımı, matematiksel anlamda ifadesi ve cihazlar üzerinde meydana getirdiği bozucu etkiler belirtilecektir.

2.2. Güç Kalitesi

Elektrik enerjisi günümüzde vazgeçilmez bir enerji türüdür. İdeal bir güç sisteminde akım ve gerilimin; istenilen genlikte, 50 Hz frekansında, sinüs eğrisi şeklinde değişim göstermesi istenir. Bununla birlikte bazı olumsuzluklar nedeniyle pratikte bu şartlar tam olarak sağlanamaz.

Elektrik enerjisinde, “güç kalitesi” terimini, elektrik şirketleri ve tüketiciler son yıllarda daha sık kullanır duruma gelmiştir. Buna neden olarak; günümüzde enerji kalitesi açısından çok daha duyarlı, mikroişlemci temelli yarı iletken cihazların kullanımının artması ve tüketicilerin enerji kalitesi konusunda bilinçlenmesi etkili olmuştur [1, 2].

Meydana gelen herhangi bir arıza sonucunda akım, voltaj veya frekansdaki sapma enerji kalitesi problemi olarak görülebilir. Bir sistemdeki güç kalitesi probleminin varlığı kendisini tüketici cihazlarında gösterir. Bunlara örnek olarak; bilgisayar ve bilgisayar kontrollü cihazlarda besleme gerilimlerindeki problemler nedeniyle veri kayıpları, telefonlara yakın elektrikli cihazlardaki gürültü, sistemdeki harmonikler nedeniyle motor ve transformatörlerdeki aşırı ısınma, kondansatörlerdeki sebepsiz sigorta atmaları, floresant lambalarda meydana gelen kırışmalar verilebilir [1, 2, 5]



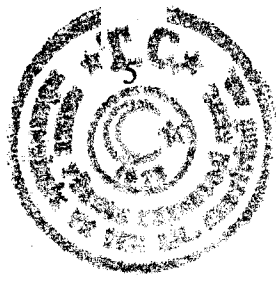
Daha önceleri güç sistemini bozan etkiler tek tek konular halinde ele alınırken, 1980’li yıllardan itibaren bütün bu bozucu etkiler güç kalitesi adı altında toplanmıştır [1].

Elektrik güç kalitesi ile ilgili terimlerin tanımlanmasında ve güç kalitesinin endüstriyel uygulama sahaları ile ilgili standartların oluşturulmasında; IEEE SCC 22, (Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Coordinating Committee) IEC, (International Electrotechnical Commission) CIGRE (Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension) vb. uluslararası komitelerin önemli katkıları olmuştur.

2.3. Güç Kalitesi Problemlerinin Sınıflandırılması

IEEE 1159:1995 ‘de güç sistemlerinde meydana gelen elektromagnetik olaylar aşağıdaki gibi sınıflandırılmıştır [1].

- Geçici Olaylar
 - Darbeli Geçici Olaylar (Impulsive) (ani olarak ms, ns veya μ s mertebesinde)
 - Sönümlü Geçici Olaylar (Oscilatory) (Sönümlü olarak kHz ile Mhz aralığında)
- Kısa süreli değişimler (Short-Duration Variations)
 - Ani (instantaneous) olarak değişimler (tipik 0.5-30 saykıl)
 - Gerilim veya akım kesilmesi (Interruption)
 - Gerilim veya akım azalması (Sag-Dip)
 - Gerilim veya akım artması (Swell)
 - Anlık (momentary) olarak değişimler (tipik 0.5-30 saykıl)
 - Gerilim veya akım kesilmesi (Interruption)
 - Gerilim veya akım azalması (Sag-Dip)
 - Gerilim veya akım artması (Swell)
 - Geçici (temporary) olarak değişimler (tipik 0.5-30 saykıl)
 - Gerilim veya akım kesilmesi (Interruption)
 - Gerilim veya akım azalması (Sag-Dip)



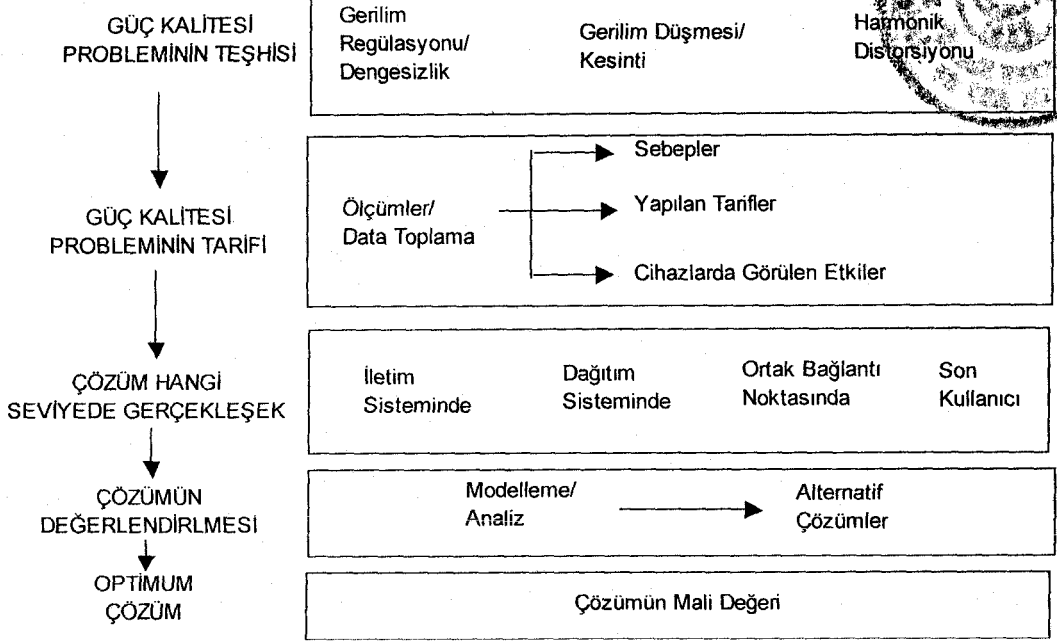
- Gerilim veya akım artması (Swell)
- Uzun süreli değişimler (Long-Duration Variations)
- Kesilme
- Düşük gerilimler
- Aşırı gerilimler
- Gerilim dengesizliği (Voltage Unbalance)
- Dalga şekli bozulması (Waveform Distortion)
- DC offset
- Harmonikler (Harmonics)
- Araharmonikler (Interharmonics)
- Çentikler (Notching)
- Gürültü (Noise)
- Gerilim dalgalanmaları (Voltage Fluctuations)
- Güç frekans değişimleri (Power Frequency Variations)

Meydana gelen bu elektromanyetik olaylar; zaman aralığı, frekans ve büyüklük derecelerine göre sınıflandırılmıştır. Güç kalitesi problemlerinin tanımlanabilmesi ve hangi sınıf içerisinde yer aldığı bilinebilmesi için yapılacak olan ölçümlerin hassasiyeti önem taşımaktadır [1].

2.4. Güç Kalitesi Problemlerinin Çözüm Adımları ve Güç Kalitesi Problemlerin Azaltılmasına Yönelik Çalışmalar

Güç kalitesi problemlerinin çözümü iki ayrı başlık halinde düşünülebilir. Bunlardan biri, cihazlar üzerinde güç kalitesi probleminin oluşumunu engellemek diğeri ise mevcut olan güç kalitesi problemini teşhis etmektir.

Yapılan teşhis sonucunda, sistemde varlığı bilinen güç kalitesi probleminin çözümü için Şekil 2.1' deki akış diyagramı takip edilebilir [2].



Şekil 2.1.Güç kalitesi problemlerinin çözümünde kullanılan akış diyagramı.

İkinci çözüm ise; cihazlar üzerinde güç kalitesi probleminin oluşumunu engellemek için yapılacak olan çalışmalardır. Bunlar ise sistemde bazı ek tedbirlerin alınmasını gerektirir. Örneğin, üzerinde elektromanyetik girişim meydana gelebilecek cihazlar topraklanabilir [2].

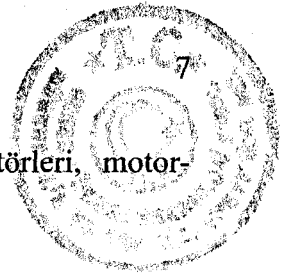
Enerji kalitesi problemlerinin azaltılmasına yönelik çözümler aşağıda başlıklar halinde belirtilmiştir [2].

-Sistemde meydana gelebilecek herhangi bir enerji kalitesi problemlerine karşı üretilen cihazların duyarlılık sınırları genişletilebilir. Örneğin, cihaz besleme geriliminin düşmesine karşı düşük gerilim rölesi ile cihaz korunabilir. Benzer olarak harmonik içeren bir tesiste özel dizayn edilmiş K-Faktörlü transformatörler kullanılabilir.

-Meydana gelen enerji kalitesi probleminin nereden kaynaklandığı analiz edilebilir. Bu problemin giderilmesinde elektrik şirketleri veya tüketicilerin sorumluluk sınırları dahilinde çözümler aranabilir. Örneğin, şebekede benzer karakteristik içeren yükler aynı barada toplanabilir.

-Enerji kalitesini etkileyen büyüklükler için bazı sınırlamalar getirilebilir.

-Herhangi bir enerji kalitesi problemi meydana geldiğinde, bu problemin duyarlı yükler üzerindeki etkisini azaltmak amacıyla; şebeke ile yük arasında,

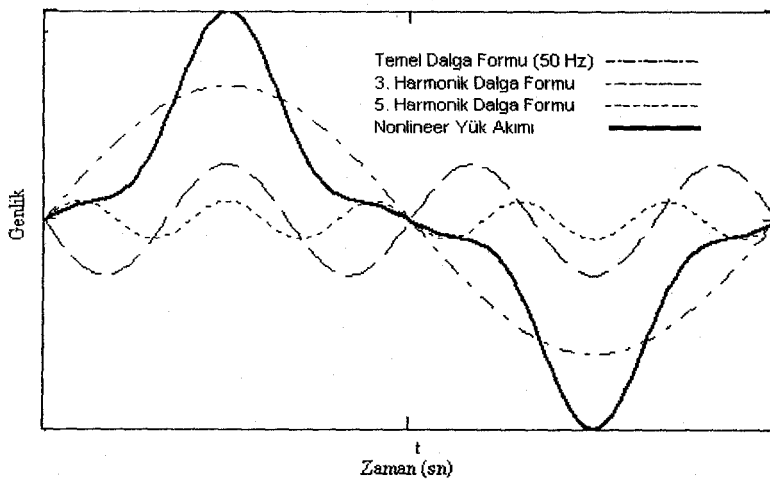


kesintisiz güç kaynağı, izolasyon transformatörleri, voltaj regülatörleri, motor-generatör setleri, aktif ve pasif filtreler kullanılabilir.

2.5. Harmonikler

Sinüs dalga şeklindeki bozulmanın esas nedeni harmoniklerdir. Nonlineer cihazların kullanımının artması, şebekenin birçok noktasında harmoniklerin oluşmasına neden olmaktadır. Önceleri nonlineer yükler olarak sadece doğrultucular bilinmekte iken günümüzde, floresant lambalarda kullanılan elektronik balastlar, statik kesintisiz güç kaynakları, tıp alanında kullanılan test cihazları, elektronik ev ve ofis makineleri vb. nonlineer cihazlar hayatımızda yaygın bir şekilde kullanım sahası bulmaktadır.

Mevcut bir sistemdeki nonlineer yükler nedeniyle, sinüsoidal akımın herbir saykılında veya belirli saykılarında, akımın kısa süreli olarak kesilmesiyle sinüsoidal akım, nonsinüsoidal akım dönüşmekte bu nedenle de sistemde harmonik akımları meydana gelmektedir. Bir başka ifadeyle Ohm Kanuna göre ($I=V/Z$) güç sisteminin empedansına göre değişim gösteren harmonik akımlar nedeniyle harmonikli gerilim meydana gelir [2]. Bu durum, sinüsoidal akım dalga formunda bozulma meydana getirir. Sonuç olarak nonsinüsoidal dalga şekli, 50 Hz'deki temel dalga ve değişik büyüklüklerdeki harmonik bileşenlerin toplamından meydana geldiği kabul edilebilir.



Şekil 2.2. Harmonik Dalga Şekilleri.

Şekil 2.2'de 50 Hz'deki ana dalga ve uygun büyüklüklerdeki harmonik dalga şekilleri görünmektedir.

T.C. ENERJİ BAKANLIĞI
ELEKTRİK ENERJİSİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
TEKNOLOJİ VE ARAŞTIRMA BÖLÜMÜ
DOKÜMAN KODU: ENERJİ-01

Harmonikler sadece son kullanıcı veya şebeke problemi değildir. Şebekedeki mevcut harmonikler diğer kullanıcıları da etkiler. Örneğin, normal şartlar dışında çalışması nedeniyle 3. harmonik üreten bir transformatör, ürettiği bu harmoniği şebekeye injekte eder ve bu harmonik, şebeke vasıtasıyla başka bir kullanıcıya iletilir, bu kullanıcının şebekeden beslenen dijital saatleri yanlış çalışmasına neden olabilir [2, 5].

2.6. Harmoniklerle İlgili Standartlar

Harmoniklerle ilgili olarak IEE 519:1992 ve IEEE Std C57.110:1996 yayınlanan standartlara örnek olarak verilebilir. Son kullanıcı tarafında ölçülen Toplam Talep Distorsiyonu'na (TDD-Total Distortion Demand) ve şebeke tarafında ölçülen Toplam Harmonic Distorsiyonu'na (THD-Total Harmonic Distortion) IEEE 519:1992 standartında belirli limitler getirilmiştir. Bu limitler dahilinde şebeke ile müşteri arasındaki ortak bağlantı noktasındaki (PCC-Point of Common Coupling) voltaj distorsiyonunun büyüklüğü ile ilgili olarak elektrik işletmeleri, müşteriye belirli yükümlülükler getirmiştir. Harmoniklerin elektronik cihazlar üzerinde olumsuz etkilere sebep olduğu bilinmektedir. Bu konuyla ilgili olarak bu standart da; tek harmoniklerin genlik değeri %3, harmonik voltaj distorsiyon faktörünün ise %5'den büyük olmayacağı belirtilmiştir.

Harmonik bileşenli yüklerin transformatörler üzerindeki etkisi ile ilgili olan standart ise IEEE Std C57.110:1996'dır. Bu standartta ise sadece ürün olarak transformatörleri içermektedir.

2.6.1. IEEE 519:1992

Harmoniklerin cihazlar üzerinde etkilerini azaltılması amacıyla ile yayınlanan (IEEE 519:1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems) bu standartta; harmoniklerin etkilerinden korunmak için akım veya gerilimin ana bileşeninin harmonikli akım veya gerilime oranı bağıl olarak tanımlanmıştır. Harmoniklerin elektronik cihazlar üzerinde olumsuz etkilere sebep olduğu bilinmektedir. Bu konuyla ilgili olarak örneğin bu standartta; tek harmoniklerin genlik değeri %3, harmonik voltaj distorsiyon faktörünün ise %5'den büyük olmayacağı belirtilmiştir.

Harmonik bileşenli yük akımı çeken bir müşterinin, harmonik problemlerinin çözümü için yaklaşım metodları, çözüm adımları ve bu adımların nasıl gerçekleşeceği aşağıda belirtilen sırada IEEE 519:1992’de belirtilmektedir.

- Elektrik şebekesi ile müşteri arasındaki ortak bağlantı noktasının seçimi
- Ölçüm metodları, ölçüm ile ilgili problemler ve limitasyon
- Hesap ve simülasyon metodları
- Sistem empedansının karakteristiği
- Harmoniklerin etkileri
- Müşteri yük karakteristiğinin belirlenmesi
- Harmonik akış yönü
- Harmoniklerin, Zaman/Genlik karakteristiklerinin tasarlanması
- Müşteriler için harmonik limitleri
- Kar/Maliyet analizi

2.6.2. IEEE C57.110:1996

Transformatörlerde meydana gelen yük kayıplarına harmoniklerin etkileri ve yüklerin harmonik bileşen içermesi durumunda transformatör kabiliyetini ne şekilde değişeceği (IEEE C57.110:1996 - IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents) bu standartta belirtilmiştir. Bu konuyla ilgili detay Bölüm 4’de verilmiştir.

2.7. Harmoniklerin Cihazlar Üzerinde Etkisi

Harmonikler gerilim ve akımın dalga şeklini bozmaları sonucu enerji sistemlerinde ve kullanıcılara ait cihazlarda çeşitli problemlere neden olmaktadır. Enerji sistemlerine ait teçhizatlar da meydana gelen problemleri genel olarak aşağıdaki şekilde sıralayabiliriz [2, 5].

Kapasitörler

- Dielektrik kayıplarının artması nedeniyle kondansatörlerin ısınması
- Kondansatörlerin aşırı akım çekmesi nedeniyle koruma sigortalarının atması
- Kondansatörlerin fiziki hasar görmesi

Transformatörler

- Isınma ve donanımın mekanik zorlanması
- Ömürlerinin azalması
- Demir ve bakır kayıplarının artması
- İzolasyon bozulması

Motorlar

- Motorlarda ısınma
- Mekanik titreşim ve gürültü
- Stator ve rotor sargılarında demir ve bakır kayıplarında artış
- Ömürlerinin azalması
- Verim oranının düşmesi
- Motor sargılarında izolasyon bozulmaları
- Moment salınımları

Elektromekanik Röleler

- Rölelerde yanlış açmalar

Endüksiyon Tipi Sayaç Ve Aşırı Akım Röleleri

- Yanlış ölçme ve değerlendirme

Mikroişlemci Kontrollü Cihazlar

- Koruma ve kontrol cihazlarının yanlış çalışması
- Statik yolverici ve robotların düzensiz çalışması

2.8. Harmoniklerin Matematiksel Tanımı ve Elektriksel Anlamda Fourier Serileri

Fransız matematikçisi J. Fourier nonsinüsoidal periyodik dalgaların genlik ve frekansları farklı birçok sinüsoidal dalgaların toplamından oluştuğunu ve bu tür dalgaların genlik ve frekansları farklı olan sinüsoidal dalgalara ayrılabilceğini göstermiştir. Bu şekilde elde edilen seriye 'Fourier Serisi', bu serinin elemanlarına da 'Fourier Bileşenleri' adı verilir [3].

2.8.1. Trigonometrik Fourier Serisi

$f(t)$ 'yi T_0 periyotlu bir fonksiyon olarak ele alırsak, bu fonksiyon trigonometrik seriler olarak gösterilebilir [3].

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos nw_0t + b_n \sin nw_0t) \quad (2.1)$$

Burada $f(t)$ trigonometrik Fourier serisi olarak adlandırılır. $w_0 = \frac{2\pi}{T_0}$ olmak

üzere trigonometrik Fourier serisinin katsayıları;

$$a_0 = \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} f(t) dt \quad (2.2)$$

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} f(t) \cos nw_0t dt \quad (2.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} f(t) \sin nw_0t dt \quad (2.4)$$

şeklinde ifade edilebilir. Yukarıdaki katsayılar kullanıldığında,

$$A_0 = \frac{1}{2}a_0 \quad (2.5)$$

$$A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (2.6)$$

$$\theta_n = \arctan\left(-\frac{b_n}{a_n}\right) \quad (2.7)$$

gösterilebilir. 2.1 No'lu eşitlik aşağıdaki gibi yeniden yazılabilir.

$$f(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} A_n \cos(nw_0t + \theta_n) \quad (2.8)$$

(2.8) No'lu eşitlik elektriksel anlamda; A_0 katsayısı DA bileşeni, A_n ve θ_n n . harmonik bileşeninin açısı ve genliği olarak tanımlanır [3].

2.8.2. Kompleks Fourier Serisi

Fourier serisinin kompleks Fourier serisi diye adlandırılan bir başka biçimi de vardır. n harmonik sayısını göstermek üzere a_n ve b_n katsayılarıyla

$$f_n(t) = a_n \cos n\omega_0 t + b_n \sin n\omega_0 t \quad (2.9)$$

şeklinde ifade edilebilir. Euler eşitlikleri kullanılarak;

$$e^{j\alpha} = \cos \alpha + j \sin \alpha \quad (2.10)$$

$$\cos \alpha = \frac{1}{2} e^{j\alpha} + \frac{1}{2} e^{-j\alpha} \quad (2.11)$$

$$\sin \alpha = \frac{1}{2j} e^{j\alpha} - \frac{1}{2j} e^{-j\alpha} \quad (2.12)$$

yazıldığında $\cos \alpha$ ve $\sin \alpha$ ifadeleri 2.9 No'lu eşitlikte yerine konulur ise

$$f_n(t) = \frac{a_n}{2} (e^{jn\omega_0 t} + e^{-jn\omega_0 t}) - j \frac{b_n}{2} (e^{jn\omega_0 t} - e^{-jn\omega_0 t}) \quad (2.13)$$

$$= \frac{1}{2} (a_n - jb_n) e^{jn\omega_0 t} + \frac{1}{2} (a_n + jb_n) e^{-jn\omega_0 t} \quad (2.14)$$

$$= C_n e^{jn\omega_0 t} + C_{-n} e^{-jn\omega_0 t} \quad (2.15)$$

kompleks formda Fourier serileri elde edilir.

Kompleks Fourier Serisi ile Trigonometrik Fourier Serisi arasında aşağıdaki bağıntılar kurulabilir. Kompleks Fourier serisi gösterimindeki C_n katsayıları aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$C_n = \frac{1}{2} (a_n - jb_n) \quad (2.16)$$

$$C_n = C_{-n}^* \text{ (Burada } * \text{ simgesi kompleks eşlenik anlamındadır.)} \quad (2.17)$$

$$C_0 = \frac{a_0}{2} \quad (2.18)$$

$$C_n = |C_n| \angle \theta_n = \frac{1}{2} A_n \angle \theta_n \quad (2.19)$$

$$f(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_n e^{jnw_0 t} \quad (2.20)$$

$$C_n = \frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} f(t) e^{-jnw_0 t} dt \quad (2.21)$$

2.8.3. Sinüsoidal Şartlar Altında Elektriksel Devre Büyüklükleri

Peryodik fonksiyonlarda elektriksel devre büyüklükleri arasında aşağıdaki eşitlikler kurulabilir [3].

$$kVAR = \sqrt{kVA^2 - kW^2} \quad (2.22)$$

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos \theta \quad (2.23)$$

$$Q = V_{rms} I_{rms} \sin \theta \quad (2.24)$$

Ani Güç

$$P(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (2.25)$$

$$v(t) = v(t + T_0) \quad (2.26)$$

$$i(t) = i(t + T_0) \quad (2.27)$$

Aktif güç P ; T_0 periyodu içerisinde harcanan ani güç olarak tanımlanır.

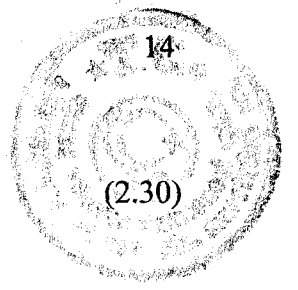
$$P = \frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} p(t) dt \quad (2.28)$$

Burada ifade edilen güç wattmetreden okunan güç olup, birimi watt'tır.

RMS Değer

Akım ve voltajın RMS değeri,

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} v^2(t) dt} \quad (2.29)$$



$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} i^2(t) dt}$$

olarak ifade edilir.

Görünür Güç

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (2.31)$$

Güç Faktörü

$$GF = \frac{P}{S} \quad (2.32)$$

Güç faktörü, AC güç sisteminde çekilen akımın ne kadar verimlilikle bir yük tarafından kullanıldığını bilinmesi açısından önemli bir kavramdır.

2.8.4. Nonsinüsoidal Şartlar Altında Elektriksel Devre Büyüklükleri

Ani güç, aktif güç, RMS değer, görünür güç ve güç faktörü için yukarıda yapılan tanımlar akım ve gerilim periyodik bir fonksiyonlar olarak değişiminde geçerlidir. Sinüsoidal değişim göstermeyen işaretlerde (Nonsinüsoidal akım ve gerilim dalga biçimi) ise bu eşitlikler aşağıdaki biçimde yazılabilir [3].

$$v(t) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} V_m e^{jm\omega_0 t} \quad (2.33)$$

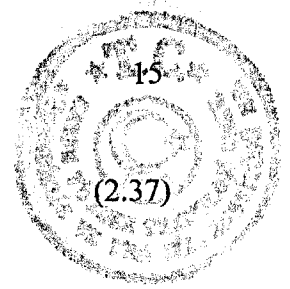
$$i(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} I_n e^{jn\omega_0 t} \quad (2.34)$$

Aktif Güç

$$p(t) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} V_m I_n e^{j(m+n)\omega_0 t} \quad (2.35)$$

$$p = \sum_{m=-\infty}^{\infty} V_m I_{-m} \quad (2.36)$$

RMS Değer



$$v^2(t) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} V_m V_n e^{j(m+n)\omega_0 t} \quad (2.37)$$

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{m=-\infty}^{\infty} V_m V_{-m}} \quad (2.38)$$

veya

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{m=-\infty}^{\infty} |V_m|^2} \quad (2.39)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{n=-\infty}^{\infty} |I_n|^2} \quad (2.40)$$

RMS değeri harmonikleri içeriyor ise RMS değeri “true RMS” olarak söylenir.

Görünür Güç

$$S = \sqrt{\sum_{m=-\infty}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} |V_m|^2 |I_n|^2} \quad (2.41)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (2.42)$$

2.42 ifade içerisinde yer alan D , distorsiyon gücü olup birimi VAD'dir.

Güç Faktörü

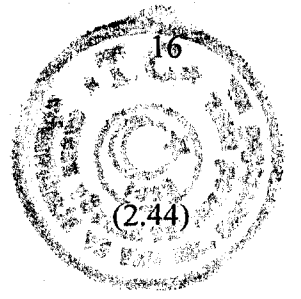
Güç faktörü için periyodik fonksiyonlar için tanımlanan 2.32, 2.36 ve 2.41 No'lu eşitliklerde konulursa

$$GF = \frac{\sum_{n=-\infty}^{\infty} V_n I_{-n}}{\sqrt{\sum_{m=-\infty}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} |V_m|^2 |I_n|^2}} \quad (2.43)$$

şeklinde ifade edilir.

Total Harmonik Distorsiyonu

Akım ve gerilim büyüklükleri için Total Harmonik Distorsiyonu (THD)



$$THD_v = \sqrt{\frac{\sum_{m=2}^{\infty} |V_m|^2}{|V_1|^2}} \times 100\%$$

$$THD_I = \sqrt{\frac{\sum_{m=2}^{\infty} |I_m|^2}{|I_1|^2}} \times 100\%$$

(2.45)

ifade edilir.

2.9. SONUÇ

Günümüz hayatının vazgeçilmez enerji türü olan elektrik enerjisi, gelişen teknolojiye paralel olarak birçok problemi de beraberinde getirmiştir. Avrupa Birliği'ne girmeye çalıştığımız şu günlerde ülkemizdeki üreticilerin ve mevcut üretimi kullanıp işleten özel ve kamu sektörünün konuya gereken önemi göstermesi gerekmektedir. (Amerika Birleşik Devletleri'nin sadece 1990 yılında güç kalitesi adına yapmış olduğu yatırımın bedeli 1 Milyar \$ civarındadır [2].) Bu nedenle ülkemizde güç kalitesi standartları konusundaki veri eksikliğinin giderilmesi çalışmalarına hız verilmeli, bu konuda yapılacak çalışmalarda yurt dışındaki uygulamalar göz önüne alınmalıdır.

Harmoniklerin meydana çıkması enerji sistemleri için istenen bir durum değildir. Fakat günümüzde harmoniklerin ortaya çıkması kaçınılmazdır. Harmonikler, işletme araçlarını ve tesislerini yükleyerek ek kayıplara ve bunların aşırı ısınmasına ayrıca rezonans olaylarına da sebep olmaktadır. Bu yüzden elektrik işletmelerinde harmoniklerin meydana gelmemesi için ilk aşama olarak düşünülüp ona göre tasarım ve tesis yapılır. İşletmede meydana gelen harmonikleri etkisiz hale getirme işlemi ikinci aşamada yapılmalıdır.



3. HARMONİKLERİN MODELLENMESİ VE SİMULASYONU

3.1. Giriş

Bu bölümde, iletim ve dağıtım sistemi üzerindeki elemanların modellenmesi ve bu sistemlerin simülasyonundan bahsedilecektir. Yapılan modellemelerde harmonik empedans üzerinde belirleyici etkisi olması nedeniyle yük karakteristikleri ve diğer sistem elemanları ayrıntılı olarak ele alınacaktır. Konuyla ilgili olarak bugüne kadar geliştirilen alternatif yük ve sistem elemanları modelleri hakkında bilgi verilecektir.

Yüklerin ve diğer sistem elemanlarının doğru bir şekilde hesaplanmasının ve gösteriminin önemini vurgulayabilmek için sistem içerisinde modellenen bu elemanların karakteristikleri değiştirmek suretiyle yapılan duyarlılık testlerinden bahsedilecektir.

3.2. Dağıtım Sistemi Ve Dağıtım Sisteminde Bulunan Lincer Elemanların Modellenmesi

Bir iletim ve dağıtım sistemi üzerinde bulunan harmonik bileşenli gerilim ve akım değerlerini hesaplarken karşılaşacağımız zorluklardan biri, dağıtım sisteminin ve bu dağıtım sistemindeki her bir baradan radyal olarak beslenen tüketici yüklerinin uygun bir biçimde modellenmesidir. Sisteme ait olan mevcut bütün elemanların etkisini kapsamlı bir şekilde kontrol etmeksizin sistem içerisinde eşdeğerlerinin kullanımı, iletim veya dağıtım sistemindeki harmonik bileşenli gerilim ve akım değerlerinin hatalı hesaplanmasına yol açabileceği açıktır. Diğer taraftan, sistemin tüm ayrıntılarını göz önüne almak ve bu elemanları sistem içerisinde temsil etmek de uygulanabilir bir yaklaşım değildir [6]. Bu bölümde iletim veya dağıtım sistemlerinde bulunan, yüklerin ve diğer sistem elemanlarının ayrıntılı olarak analizi ve bu elemanlarla ilgili modeller için basit ve gerçekçi bir yaklaşım sunulmaktadır. Bu yaklaşımda esas olan, alternatif konfigürasyonlar ve modeller kullanılarak,

şebekenin baskın karakteristiklerinin temsil edilmesidir. Ayrıca genişletilmiş şebekeler için basit eşdeğerler de önerilmektedir.

3.3. Genel Değerlendirmeler

Basit eşdeğerlere ilişkin ileri düzeyde incelemeler daha sonra yapılmakla birlikte, yapılan modellemelerde kullanılan temel kabuller şunlardır [6, 7].

-Dağıtım hat ve kabloları eşdeğer bir π devresi ile temsil edilebilir.

-Şebekedeki transformatörler eşdeğer bir eleman ile temsil edilebilir.

-Döner makina tarafından çekilen aktif güç; makinaya ait söndürme elemanlarının çekmiş olduğu aktif güçte içerdiğinden, döner makinanın şebekeden çekmiş olduğu aktif ve reaktif güç doğrudan kullanılamaz. Bu nedenle döner makinalar sistem içerisinde karakteristiklerine uygun olarak alternatif yük gösterimi modellerinden biriyle temsil edilebilir.

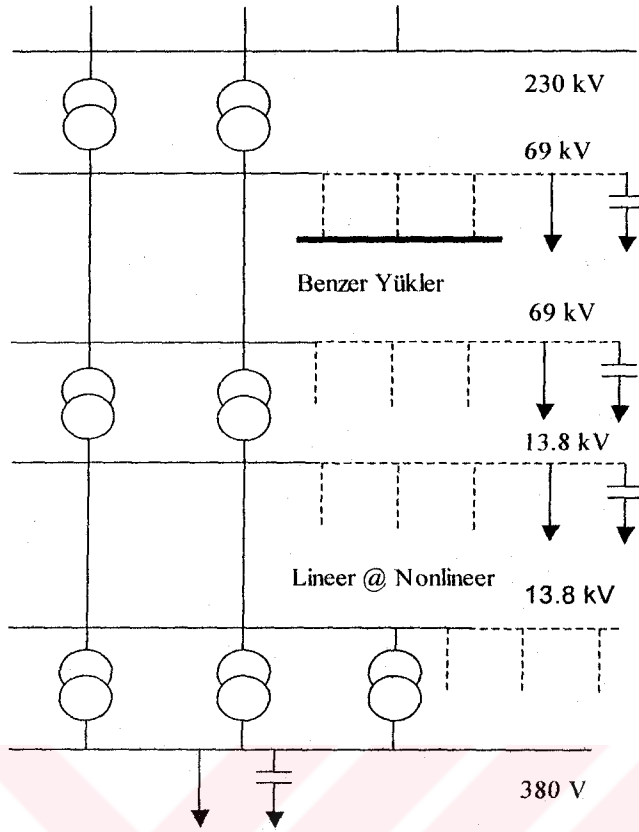
-Kompanzasyon kapasitörleri sistem içerisinde mümkün olduğunca doğru bir şekilde hesaplanmalı ve bu hesaba karşılık gelen gerilim düzeyine yerleştirilmelidir.

-İletim hattına ait endüktörler, filtreler ve jeneratörler gerçek yapılarına göre gösterilmelidir.

-Yapılan modellemelerde, yüklerin ve diğer sistem elemanlarının temsili, ilgilenilen noktaların civarında daha ayrıntılı olmalıdır. İletim veya dağıtım sistemlerinde, uzaktaki noktalar için basit eşdeğerler kullanılabilir.

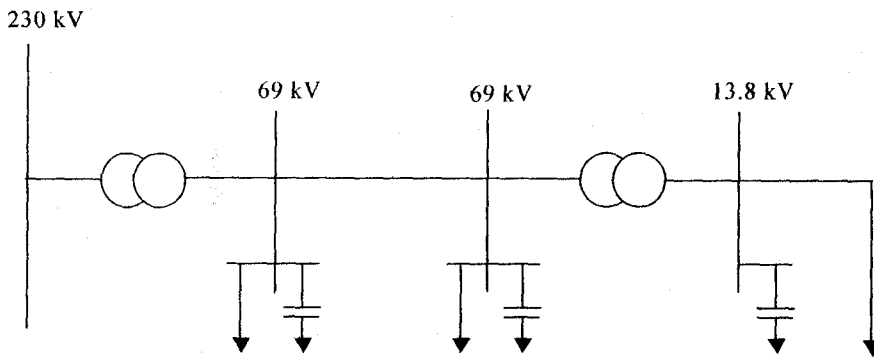
3.4. Tipik Bir Dağıtım Şebekesinin Tanımı

Bir dağıtım sistemi, dağıtım hatları vasıtasıyla beslenen çok sayıda yükten oluşur. Dağıtım şebekesinin yapısı bölgedeki yük büyüklüklerine bağlıdır. Genel olarak büyük sayılabilecek yükler, ana dağıtım noktasından beslenir ve bir bütün olarak değerlendirilebilir. Küçük bir fabrika, mesken/ticari tüketiciler veya büyük bir yerleşim biriminin beslenmesinden oluşan sistem basit radyal bir dağıtım şebekesidir. Şekil 3.1'de tipik bir radyal dağıtım şebekesi gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Tipik bir radyal dağıtım şebekesi.

Yukarıda bahsedilen temel kabuller esas alındığında Şekil 3.1'deki dağıtım şebekesinde; aynı gerilim seviyelerine sahip transformatörlerden sadece birine yer verilmek suretiyle elde edilen basitleştirilmiş şebeke Şekil 3.2'de görülmektedir. Bu düzenlemede, herbir iletim barasından radyal olarak beslenen yük ve diğer sistem elemanlarına yer verilmiştir.



Şekil 3.2. Radyal dağıtım şebekesinin basitleştirilmiş hali.

Dağıtım sistemindeki yüklerin ve diğer sistem elemanlarının modellenmesi ile ilgili manipülasyonların geliştirilmesi için, Şekil 3.2'deki konfigürasyonu esas alan bir çok alternatif model bu bölümde önerilmiştir.

modellemelerde daha kapsamlı ölçümler ve yeterli derecede sistem verileri gerekmektedir. En iyi modeli garantilemek için pratik deneyimler yeterli olmaktan uzaktır. Bununla beraber, yapılan sistem çalışmalarında elde edilebilir her türlü bilgi ile çalışmak gereklidir.

Tüketici yükleri; yükün cinsi, yükün tipi ve elektriksel karakteristiğine göre Tablo 3.1’de görüldüğü gibi gruplara ayrılmıştır. Temel olarak iki tip lineer yük olduğu görülmektedir. Bunlar lineer direnç yükleri ve dinamik lineer yüklerdir [6]. Söz konusu bu yükler, dirençlerden ve endüktanslardan oluşan basit bir kombinasyonu ifade eder. Ancak kombinasyonun oluşturulmasında, şebekeden çekilen gücün zamanla değişimi hakkında ayrıntılı bilginin gerekliliği işi zorlaştırmaktadır. Buna rağmen yapılan harmonik çalışmalarında, sistemde bulunan yüklerin doğru temsil edilmesi problemine; yük karakteristiklerine ve eldeki mevcut bilgilere bağlı olarak alternatif modeller kullanarak konuya yaklaşım gösterilebilir.

Tablo 3.1. Tüketici Yükleri.

Yükün Cinsi	Yükün Tipi	Elektriksel Karakteristiği
Konutlarda Bulunan Yükler	Akkor Flemanlı Lambalar	Pasif Direnç
	Lambalar	Nonlineer
	Kompakt Yükler	Pasif Endüktans
	Floresan Lambalar	Nonlineer
	Küçük Motorlar	Nonlineer
	Bilgisayarlar	Nonlineer
	Elektronik Ev Aletleri	Nonlineer
Ticari Yükler	Akkor Flemanlı Lambalar	Pasif Rezistans
	Lambalar	Pasif Endüktans
	Havalandırma Cihazları	Pasif Rezistans
	Rezistanslı Isıtıcılar	Pasif Endüktans
	Buzdolapları	Pasif Endüktans
	Çamaşır Makinaları	Nonlineer
	Floresan Lambalar	Nonlineer
	Devir Ayarlı Elektrik Motorları	Nonlineer
	Elektronik Ateşlemeli Floresan Lambalar Bilgisayarlar Ve Diğer Elektronik Cihazlar	Nonlineer
Küçük Ölçekli Fabrikalar	Fanlar	Pasif Endüktans
	Pompalar	Pasif Endüktans
	Kompresörler	Pasif Endüktans
	Rezistanslı Isıtıcılar	Pasif Rezistans
	Ark Ocakları	Nonlineer
	Devir Ayarlı Elektrik Motorları	Nonlineer
	Diğer Elektronik Yükler	Nonlineer

Küçük motorlar, havalandırma cihazları, buzdolapları, çamaşır makinaları, floresan lambalar, ark ocakları, devir ayarlı elektrik motorları ve diğer elektronik

yükler harmonik üretirler. Fakat sabit bir direnç, endüktans veya kapasitans karakteristiği göstermezler, yani lineer değildirler. Bunlar sistemde açık devre olarak davranmaları nedeniyle oluşturulacak olan empedans matrisinde ihmal edilebilirler. Frekans domeninde yürütülen harmonik çalışmaları için elektronik yükler ideal harmonik akım kaynakları olarak temsil edilebilirler [6, 7].

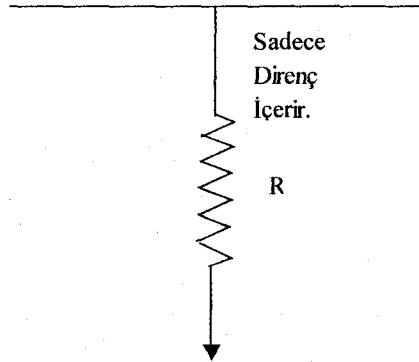
Yükler genellikle kendi aktif ve reaktif güçleriyle (P ve Q) ifade edilir. Bu değerler temel frekastaki yük akışı çalışmalarında eşdeğer empedansı hesaplamak için kullanılabilir. Ancak frekans domeninde aktif ve reaktif güç doğrudan kullanılamaz, zira bir döner makina tarafından çekilen aktif güç, makinanın sönüm elemanlarına ait aktif güç değerlerini içermesi nedenle de ilave bilgilere gereksinim duyulur [6, 7]. Mevcut yük karakteristiklerine ve eldeki bilgilere göre aşağıdaki alternatif yük modelleri kullanılabilir.

3.5.1. A Tipi Yük Modeli

Harmonik frekanslarda hesaplanan reaktif güç bazı durumlarda ihmal edilebilir [6, 8]. Dolayısıyla yük empedansı,

$$R = V^2 / P \quad (3.1)$$

değerinde bir direnç elemanı olarak gösterilebilir. Burada V temel frekanstaki nominal gerilim değeridir. (Şekil 3.4) Bu yük gösterimi, motor yükü çok küçük olduğu durumlarda kullanılıp, sadece direnç elemanı ile temsil edilir. Mesken ve ticari yükler bu gösterimle modellenebilir.



Şekil 3.4. A tipi yük modeli.

3.5.2. B Tipi Yük Modeli

A Tipi Yük Modeli'nde gözönüne alınan eşdeğer direnç, bu modelde paralelinde bir endüktans ile birlikte gösterilir. Bu endüktansın büyüklüğü; hizmet veren motorların sayısı, herbirinin gücü (Bu gc motorların talep gücü değildir.) ve motorların negatif sıra devresi endüktans değerleri hesaplanarak tayin edilir. Bununla birlikte, herhangi bir anda kullanımda olan motorların sayısı hakkında kesin bilgi edinilemiyorsa, yükün motor kısmını ifade etmek için toplam aktif gc bir K katsayısıyla çarpılarak bulunabilir. Motorların negatif sıra devresine ait endüktansı hesaplamak için motorun kalkış anındaki şiddet faktörü olan bir K1 katsayısı kullanılır [6, 8].

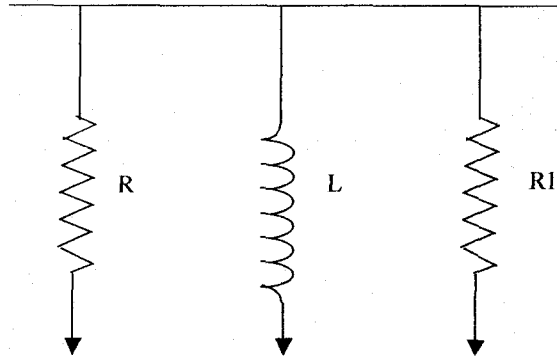
Modelde bulunan direnç elemanının büyüklüğü,

$$R = \frac{V^2}{P \cdot (1 - K - KE)} \quad (3.2)$$

endüktans elemanının büyüklüğü ise,

$$L = \frac{V^2}{1.2 \cdot K \cdot K1 \cdot P \cdot w} \quad (3.3)$$

eklinde ifade edilir.



Şekil 3.5. B tipi yük modeli.

Burada; toplam çekilen aktif gc içerisindeki motor yükünü temsil eden K katsayısının büyüklüğü, endüstriyel yükler için 0.80 civarında, ticari ve mesken yükleri için de 0.15 civarında değerler alır. Motorun kalkınma anındaki akımının, nominal akıma oranı olarak tarif edilen "Motorun Kalkınma Anındaki iddet Faktörü" K1 büyüklüğü, 4 ve 7 arasında değerler alır. Toplam çekilen aktif gc

içerisindeki, elektronik kontrollü yüklerin büyüklüğünü temsil eden KE ise 0.1 ve 0.4 arasında değerler alır.

Bu modelde motor kısmının direnç bileşenini gözardı edilebilir. Fakat motor kısmına ait direnç dikkate alınmak istenirse,

$$R1 = \frac{XL}{K2} \quad (3.4)$$

modele ilave edilebilir. Burada K2, kilitli-rotor endüktansının küçük bir kısmı olup 0.20 civarında değerler alır [6].

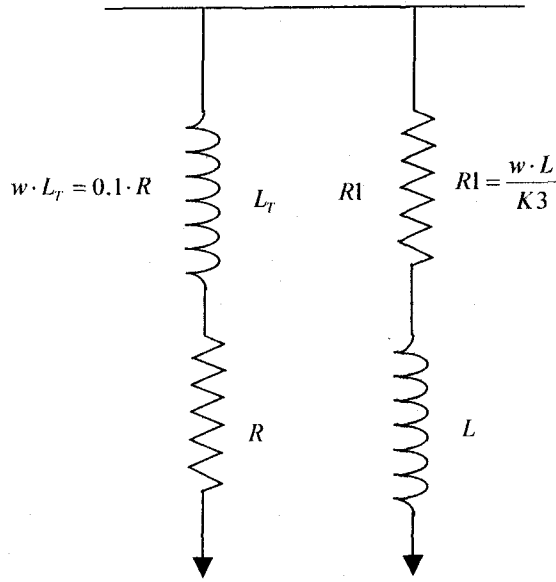
3.5.3. C Tipi Yük Modeli

Ara gerilim seviyelerindeki baralara, endüstriyel tesislerde olduğu gibi, büyük bir endüksiyon motoru veya bir grup motor doğrudan bağlı olması durumunda B Tipi Yük Modeline (B Tipi Yük Modelinde motor kısmının direnç bileşenini gözardı edilerek düşünülmelidir.) ilave olarak yükün dinamik kısmı için modele bir direnç ve bu dirence seri bağlı endüktans ile yük daha iyi temsil edilir.

Modelin direnç ve endüktansı kısmı B Tipi Yük Modeli ile aynıdır. Yükün dinamik kısmı için modele ilave edilen seri direnç ise,

$$R1 = \frac{w \cdot L}{K3} \quad (3.5)$$

şeklinde hesaplanır. Burada motor devresinin efektif büyüklüğünü gösteren K3 değeri yaklaşık 8 civarındadır [6].



Şekil 3.6. C tipi yük modeli.

Alternatif olarak dağıtım transformatörlerinin eşdeğer kaçak reaktansını temsil etmek üzere modele seri bir L_T endüktansı dahil edilebilir. Burada L_T endüktans elemanının hesabında;

$$w \cdot L_T = 0.1 \cdot R \quad (3.6)$$

eşitliği kabul edilebilir [6].

3.5.4. D Tipi Yük Modeli

Bu model, EDF şirketi tarafından; ses-frekansı üreten jeneratörler kullanılarak orta gerilim çıkışlarında yapılan deneyler sonucunda geliştirilmiştir. Önerilen devre bir endüktans ve ona seri bağlı bir direnç şeklindedir. Bu dal, diğer endüktans ile paralel olarak bağlanmıştır. Modeldeki eşdeğer empedansları hesaplamak için deneysel olarak hesaplanan aktif ve reaktif güç değerleri kullanılmaktadır [6, 10].

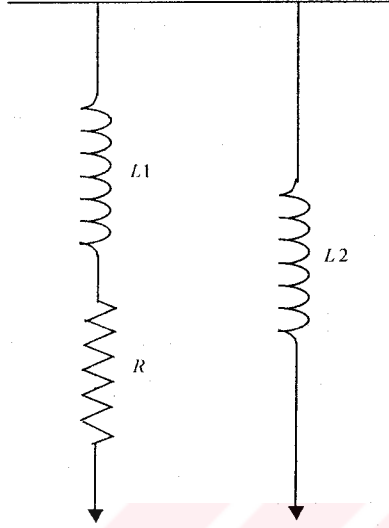
Modelde bulunan direnç ve endüktans elemanları aşağıdaki eşitlikler ile hesaplanır [6].

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (3.7)$$

$$L1 = \frac{0.073 \cdot R}{w} \quad (3.8)$$

$$L2 = \frac{R}{(6.7 \cdot \tan \varphi - 0.74) \cdot w} \quad (3.9)$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (3.10)$$

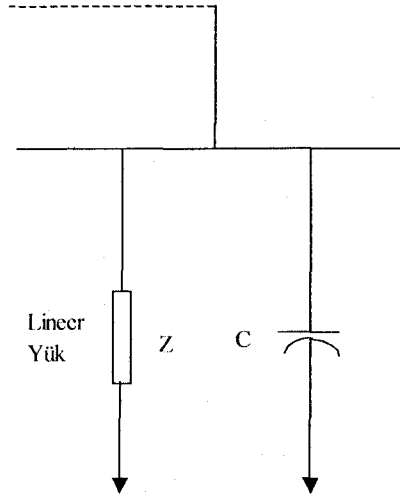


Şekil 3.7. D tipi yük modeli.

Bu model sadece iki frekans (175 ve 495Hz) esas alınarak elde edilmiş olmasına ve eşdeğer devrenin nasıl çıkarıldığına ilişkin mevcut bilgiler yeterince net olmamasına rağmen, B ve C Tipi Yük Modelleri'nden elde edilen sonuçlar arasında büyük bir farklılık göstermez [6, 10].

3.6. Diğer Konular

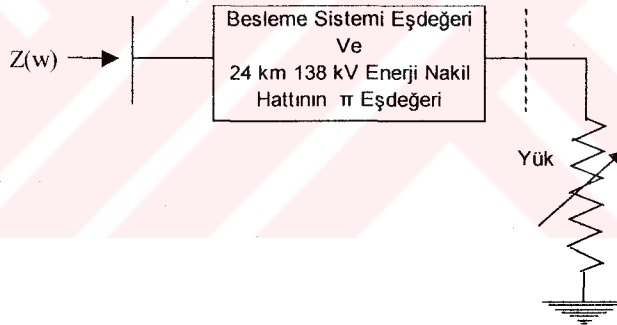
Bugüne kadar yapılan çalışmalarda, dağıtım sistemlerinde bulunan yüklerin harmonik empedansı çok farklı gerilim seviyelerinde ölçülmüştür. Bununla birlikte 415 V'dan, 33 kV'a kadar değişik gerilim kademelerinde bulunan kompanzasyon tesisleri üzerinde yapılan ölçümler tatmin edici şekilde sonuçlandırılmamıştır. Yapılan bu ölçümler, 11 kV, 33 kV ve 132 kV sistemlerin harmonik empedansı üzerinde güç kondansatörlerinin etkisi olduğuna dair güçlü bir gösterge olduğunu ortaya koymuştur [6]. Bu nedenle, şebeke modellemelerinde kompanzasyon tesisleri göz önüne alınmalıdır. Bölgeye ait güç katsayısı politikası ve sistem koşullarına bağlı olarak kondansatörlerin gücü, sayısal olarak en az bölgenin çekmiş olduğu aktif gücün yarısı veya en fazla üçte biri kadar olabilir [6]. Bu durumda toplam yük Şekil 3.8'deki gibi gösterilebilir.



Şekil 3.8. Kapasitör gruplarının şebekeye bağlantısı

3.7. Duyarlılık Testleri

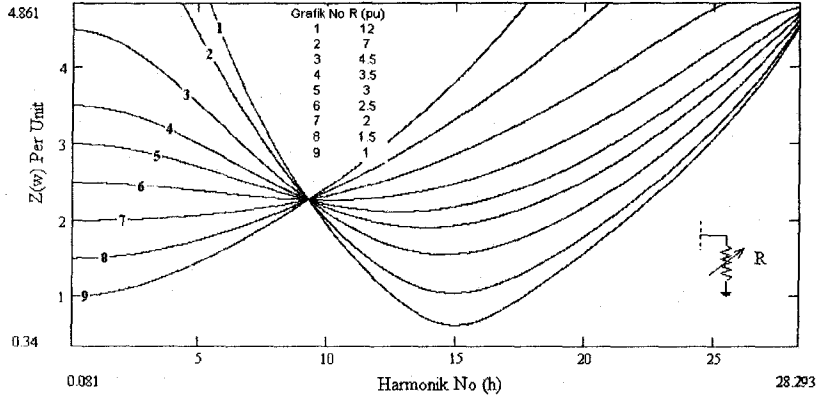
Yükün modellenmesi ile ilgili olarak, Şekil 3.9'da görünen 138 kV'luk bir iletim sistemine ait tipik parametreler kullanılmak suretiyle; yükün direnç, endüktans ve kapasite kısımları değiştirilerek eşdeğer empedans hesaplanmıştır.



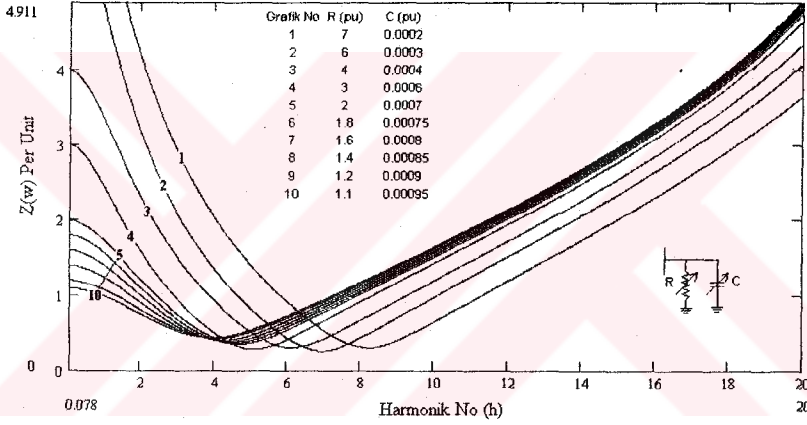
Şekil 3.9. 138 kV'luk tipik bir iletim sistemi.

Yükün; direnç, endüktans ve kapasitans bileşenlerinin değişiminde eşdeğer empedans dikkate değer değişim göstermektedir. Mesela, yükün direnç kısmı hattın karakteristik empedansına yaklaştığında, rezonans etkisi hatırı sayılır derecede azalmaktadır. Tersine, endüktans ve kapasitans kısımdaki değişiklikler eşdeğer empedansı önemli ölçüde etkileyebilmektedir. Bu değişim yükün kapasitans değeri hattın kapasitans değerine göre azaldıkça sistemin rezonans etkisi artması şeklinde değişim göstermektedir. (Şekil 3.11, 3.12, 3.13) Genel bir nokta, rezonanstaki sıçrama empedansın büyüklüğünden kaynaklanmaktadır. Bu örnekler dağıtım ve iletim sistemlerinde yüklerin doğru bir şekilde hesaplanmasının önemini açıkça göstermektedir. Uygulanan değişimler abartılı gibi görünse de, bilgiler kolaylıkla

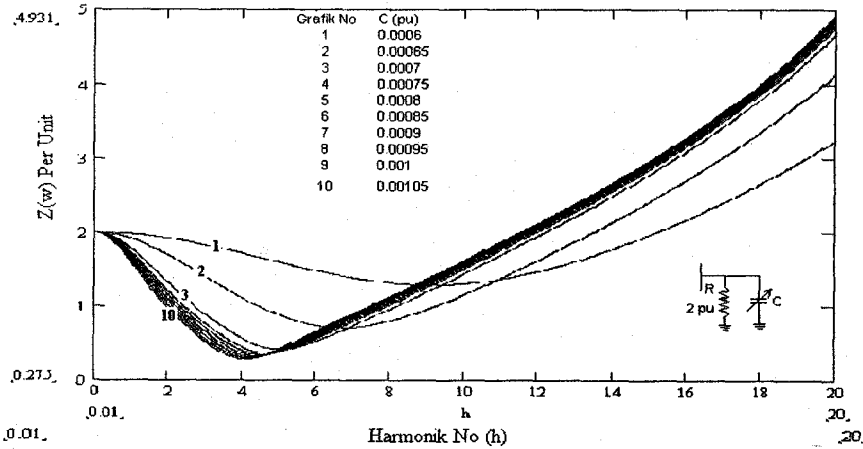
elde edilebilir olmadığından, hesap edilen büyüklükler ile gerçek parametreler arasında bu tip farklılıklar olma olasılığı oldukça yüksektir [6].



Şekil 3.10. Yüken değişken direnç elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedansının değişimi.



Şekil 3.11. Yüken değişken kapasitans elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedansının değişimi.



Şekil 3.12. Yüken değişken direnç ve kapasitans elemanı olması durumunda sistemin harmonik empedansının değişimi.

3.8. Dağıtım Hat ve Kabloları

Dağıtım hat ve kabloları π eşdeğerleri ile temsil edilebilirler [6, 9]. Bilindiği gibi deri etkisi; hat direncini, frekansa bağlı olarak artırmaktadır [6, 19].

EDF ve NGC şirketleri tarafından dağıtım hat ve kablolarındaki deri etkisi tipik eşitliklerle ifade edilmiştir. Bu şirketlere ait dökümantasyonlarda mevcut tesis eğer enerji nakil hattı ise,

$$R = R \cdot \left(1 + \frac{0.64 \cdot h^2}{192 + 0.518 \cdot h^2}\right) \quad (3.11)$$

kablo tesis ise,

$$R = R \cdot (0.817 + 0.532 \cdot h^2) \quad (3.12)$$

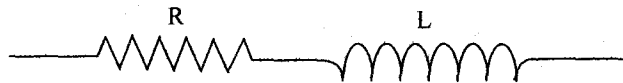
şeklinde deri etkisi, harmonik emepdans üzerinde kendisini gösterdiği ifade edilmiştir [6, 7].

3.9. Transformatör Modelleri

Transformatör eşdeğer devresinde, transformatör sargıları arasındaki kaçak kapasitansların, oluşturulacak olan model içerisinde gösterimi pratik değildir. Tecrübelerle göre bu kapasitanslar 10 kHz'de etki göstermeye başlarlar [6, 7]. Transformatörlerin kaçak reaktansı frekans ile lineer olarak değişmektedir. Transformatörler için aşağıdaki alternatif modeller kullanılabilir.

3.9.1. A Tipi Transformatör Modeli

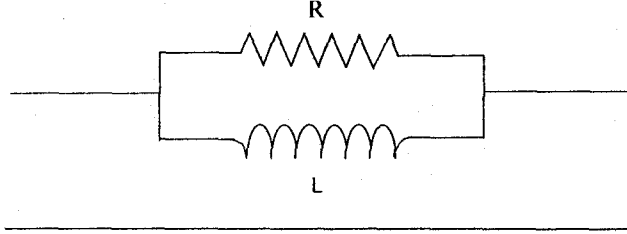
Kaçak reaktansı temsil eden bir endüktans elemanı ile buna bağlı direnç seri olarak bağlanır. Burada harmonik indeksi (h) bir düzeltme katsayısı olarak $h^{1.15}$ olarak kullanılabilir [6, 7].



Şekil 3.13. A tipi transformatör modeli.

3.9.2. B Tipi Transformatör Modeli

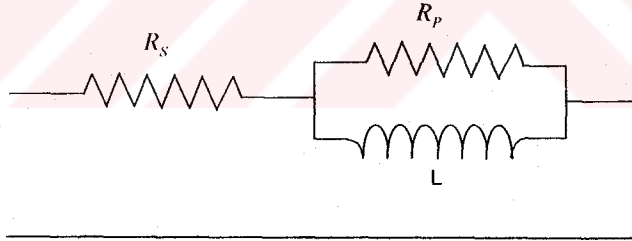
Transformatör empedansı kaçak reaktans ile doğru orantılı olarak değişim gösterir. Bu modelde kaçak reaktans bir direnç ile paralel bağlıdır. Reaktansın değeri bir katsayı ile çarpılmak suretiyle hesaplanır. Katsayı olarak 80 değeri önerilmektedir [6, 7].



Şekil 3.14. B tipi transformatör modeli.

3.9.3. C Tipi Transformatör Modeli

Bir endüktans elemanı ve bu endüktansa paralel bağlı bir R_p direncinden oluşan yapıya seri bağlı bir R_s direnci ilave edilir. R_s ve R_p dirençleri frekansın değeri ne olursa olsun sabittir ve bu direnç değerleri 3.13 ve 3.14 ifadeleri ile elde edilir [6, 7].



Şekil 3.15. C tipi transformatör modeli.

$$90 < \frac{V^2}{S \cdot R_s} < 110 \quad (3.13)$$

$$13 < \frac{S \cdot R_p}{V^2} < 30 \quad (3.14)$$

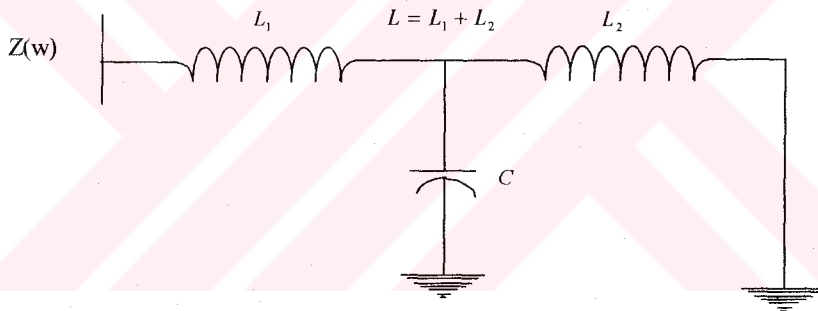
3.10. Besleme Sistemi Eşdeğeri

Modellenecek şebekenin tümünün gösterimi uygulanabilir olmadığından, besleme sisteminin eşdeğerine gereksinim duyulur. Besleme sisteminin eşdeğeri için basit bir endüktans elemanının kullanımı tatmin edici olmaktan uzaktır [6]

Modellenmek istenen sistemin harmonik empedansı; sistem yükleri, hat ve kablolar, kapasitörler, besleme sistemi eşdeğerleri v.s. gibi faktörlerden etkilenir.

Genel olarak, hata düzeyindeki artış, düşük frekanslardaki harmonik empedansı azaltır. Bununla birlikte yüksek frekanslardaki davranış tahmin edilemez zira sistemdeki küçük bir kapasite, rezonans üreterek baskın bir etkiye sahip olabilir. Yapılan ölçümler, bazı durumlarda yüksek frekanslardaki minimum empedansın minimum hata düzeyinde ortaya çıktığını göstermiştir [6, 7].

Herhangi bir sistemde sorun olmaksızın kullanılabilecek tipik bir besleme sistemi eşdeğer devresi yoktur. Ancak bugüne kadar yapılan ölçümler iletim sistemlerinin harmonik empedansında benzer karakteristikler olduğunu ortaya koymuştur. İlk iki rezonans frekansı yani, paralel rezonans frekansı (ω_p) ve seri rezonans frekansı (ω_s) önemlidir. Besleme sistemin harmonik empedans karakteristiğinin temsili için, Şekil 3.16'daki gibi bir T devresi kabul edilebilir [6].



Şekil 3.16. Besleme sistemi için kabul edilebilir harmonik empedans devresi.

Geliştirilen bu modele daha fazla esneklik kazandırmak için L_1 , L_2 ve C parametreleri ω_p ve ω_s 'in bir fonksiyonu olarak tayin edilebilir. Paralel ve seri rezonansın meydana geldiği iki frekans ele alındığında, rezonans denklemleri L_1 , L_2 ve C cinsinden çözülebilir [6].

$$1. Z(\omega_p) = \infty \text{ olduğunda} \quad (3.15)$$

$$\omega_p^2 \cdot L_2 \cdot C = 1 \quad (3.16)$$

$$C = \frac{1}{\omega_p^2 \cdot L_2} = \frac{1}{\omega_p^2 \cdot (L - L_1)} \quad (3.17)$$

$$2. Z(\omega_s) = 0 \text{ olduğunda} \quad (3.18)$$

$$w_p^2 \cdot L_2 \cdot C = 1 \quad (3.19)$$

$$L_1 = \frac{L_2}{(w_s^2 \cdot L_2 \cdot C - 1)} \quad (3.20)$$

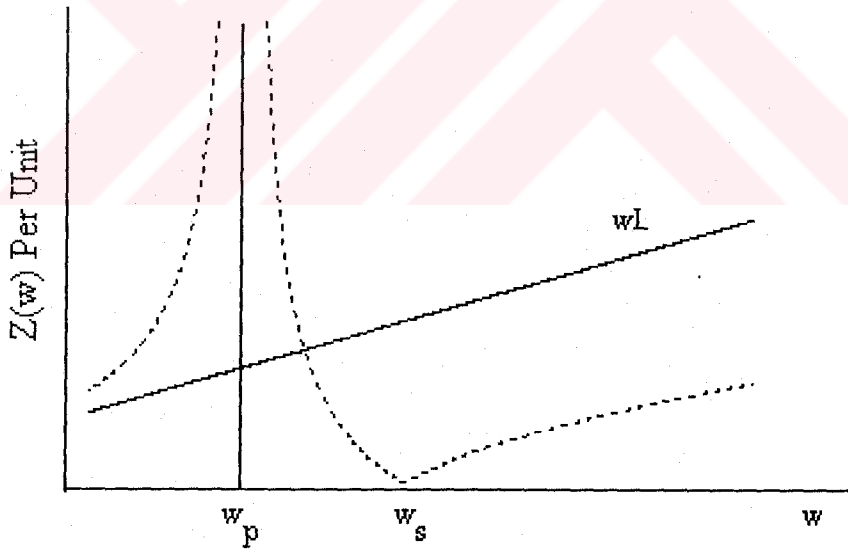
$$w_s^2 \cdot L_2 \cdot C = 1 + \frac{L_2}{L_1} = \frac{L}{L_1} \quad (3.21)$$

$$C = \left(\frac{L}{L_1}\right) \cdot \frac{1}{w_s^2 \cdot L_2} \quad (3.22)$$

1 ve 2'den C kıyaslandığında;

$$L_1 = L \cdot \left(\frac{w_p}{w_s}\right)^2 \quad (3.23)$$

elde edilir. 3.22 ve 3.23 eşitlikleri kullanılarak elde edilen besleme sistemi eşdeğer devresine ait seri ve paralel rezonans frekansları Şekil 3.17'de görülmektedir.



Şekil 3.17. Besleme sistemi eşdeğer devresi seri ve paralel rezonans frekansları.

Rezonans tepe değerini zayıflatmak amacıyla bir sönüm bileşeni sağlamak için Şekil 3.16'da görünen endüktanslara seri bağlı dirençler eklenebilir.



3.11. Tam Yük Gösteriminin Gerekliliği

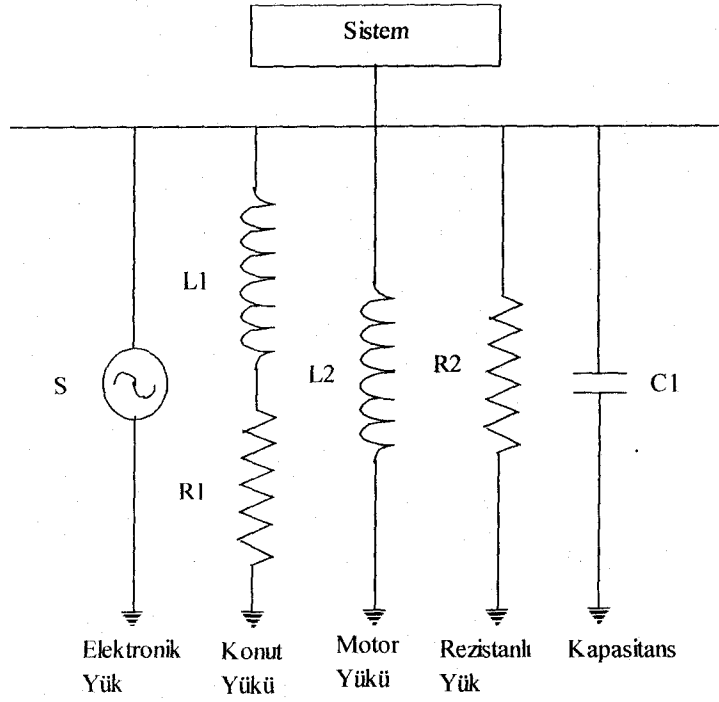
Dağıtım veya iletim sisteminde bulunan yükler, genellikle şebekeden çektikleri aktif ve reaktif güçler ile ifade edilir. Bu değerler, temel frekanstaki yük akışı çalışmalarında eşdeğer empedansı hesaplamak için kullanılır. Ancak, harmonik empedans eşdeğerlerinde aktif ve reaktif güçler doğrudan doğruya kullanılamaz. Çünkü, döner makinalar tarafından çekilen aktif ve reaktif güç, makinanın sönüm elemanlarına ait aktif ve reaktif güç değerlerini içermesi nedeniyle motor eşdeğer endüktansı temel frekansta tahmin edilen aktif ve reaktif güç ile doğrudan veya basit bir ilişki ortaya koymaz [6].

Ancak frekans domeninde aktif ve reaktif güç doğrudan kullanılamaz, zira bir döner makina tarafından çekilen aktif güç, makinanın sönüm elemanlarına ait aktif güç değerlerini içermesi nedeniyle de ilave bilgilere gereksinim duyulur

Günümüzde yüklerin büyük bir kısmı elektronik olarak kontrol edilmesi nedeniyle model içerisinde bu yükler doğru bir şekilde temsil edilmesi gerekmektedir. Elektronik yükler harmonik üretirler ve bu nedenle de sabit bir direnç, endüktans veya kapasitans, karakteristiği göstermezler [6].

Harmonik çalışmalarda genellikle üzerinde pek durulmayan diğer bir konu ise dağıtım sistemlerinde bulunan güç kondansatörlerinin büyüklüğüdür. Yapılan ölçümler, kondansatörlerin dağıtım sistemlerinde harmonik empedansı ile bağlantısı olduğunu göstermiştir. Bu nedenle, şebeke modellemelerinde kompanzasyon tesisleri göz önüne alınmalıdır. Bölgeye ait güç katsayısı politikası ve sistem koşullarına bağlı olarak kondansatörlerin gücü, sayısal olarak en az bölgenin çekmiş olduğu aktif gücün yarısı veya en fazla üçte biri kadar olabilir [6].

Gerçek yükü tayin etmek ve yüklerin doğru gösterimini belirlemek için daha ayrıntılı bir araştırma yürütülebilir. Yüke ait eşdeğer empedans, Şekil 3.18'de gösterildiği gibi, dirençler, endüktanslar ve kapasitelerin seri ve paralel bir kombinasyonu ve harmonik akım kaynağından oluşturulabilir.



Şekil 3.18. Tam yük gösterimi.

Toplam aktif güç ve yük kompozisyonu hakkında bilgiler elimizde mevcut ise; harmonik çalışmalarında tam yük gösterimi için aşağıdaki eşitlikler kullanılabilir [6].

$$R1 = \frac{V^2}{P(1 - K - KE)} h^\beta \quad (3.24)$$

$$XL2 = \frac{V^2}{Km \cdot K \cdot K1 \cdot P} h \quad (3.25)$$

$$R2 = \frac{XL2}{K2} \quad (3.26)$$

Harmonik simülasyon çalışmalarının daha doğru olmaları isteniyorsa, kaynağa doğru olan distorsiyonda (arka plan distorsiyonu) modele dahil edilebilir.

3.12. Sonuç

Bu bölümde dağıtım sisteminde bulunan yüklerin, ve diğer sistem elemanlarının eşdeğerleri ayrıntılı olarak ele alınmıştır. Geliştirilen modeller sistemin daha gerçekçi bir gösterimine, sonuç olarak da, iletim sisteminin başından sonuna dek her yerindeki harmonik akımların ve gerilimlerin daha doğru olarak belirlenmesine imkan vermektedir. Geliştirilen modelleme metodolojisinin

doğruluğunu denetlemek ve ayrıca sistem yük karakteristikleri hakkında eldeki bilgileri artırmak için duyarlılık testlerinin yapılması zorunludur. Sistem tahminleri ile ilgili sonuçlarda:

Yetersiz ve hatalı harmonik penetrasyon programları yapılan modellemeler, paranın çöpe atılması anlamına gelir ve sonuçların yorumlanması neticesinde kayıp daha da çok artabilir [6].

Herhangi bir hesaplamanın doğruluğu, bu hesaplamanın temelini teşkil eden verilerden daha iyi olamayacağı hiçbir zaman unutulmamalıdır.

Gerçek bir dağıtım şebekesinde harmoniklerin modellenmesi çalışmalarını içeren 5. bölümde sistem elemanları ve yükler modellenmiştir. Çalışma İstanbul İli, Güngören İlçesi, Köyiçi Mevkii'nde konut tipi abonelerin yoğun olduğu bir bölgede gerçekleştirilmiştir. Fider üzerindeki iki ayrı dağıtım transformatör modeli olarak C Tipi Transformatör Modeli seçilmiştir. Yük modeli olarak C Tipi Yük Modeli seçilmiş olup bu modelde yükün %95 konut, %5'de dinamik yük olarak alınmıştır. Çalışmanın yapıldığı fiderdeki kablolar II eşdeğer devre olarak modellenmiş ve hattın deri etkisi göz önüne alınmıştır.

4. HARMONİKLERİN TRANSFORMATÖR KAYIPLARINA OLAN ETKİSİ

4.1. Giriş

Bu bölümde sinüsoidal değişim göstermeyen işaretlerin (Nonsinüsoidal akım ve gerilim dalga biçimleri) transformatör kayıplarına olan etkilerinden bahsedilecektir. Harmoniklerin, transformatörü yüklemesi ve kayıpları üzerindeki etkilerini hesaplamak için geliştirilmiş bir sabit olan K-faktörü [14] ile Harmonik Kayıp Faktörü (F_{HL}) [13], arasındaki ilişki ve bunların hesap metodları detaylı olarak incelenecektir.

4.2. Transformatörlerde Meydana Gelen Kayıplar

Transformatördeki kayıplar; boşa kayıplar, yük kayıpları, boşa ve yük kayıplarının toplamından meydana gelen toplam kayıplar olarak üç ayrı başlıkta incelenebilir. Yük kayıpları, $I^2 R$, fuko akım kayıpları ve diğer kayıplardan meydana gelir [2, 12, 13].

Toplam yük kaybı;

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \text{ watt} \quad (4.1)$$

şeklinde ifade edilir.

4.3. Harmoniklerin $I^2 R$, Fuko ve Diğer Kayıplar Üzerinde Etkisi

Yük akımının, harmonik bilşeni nedeniyle efektif değerinin artması $I^2 R$ kayıplarını arttırır [13].

Fuko kayıpları (P_{EC}), frekans ve yük akımının karesiyle orantılı olarak değişir. Nonsinüsoidal yük akımları, transformatör sargılarında ilave ısınma ve kayıplar meydana getirir [13].

Çekirdek ve bağlantı elemanları gibi yapısal elemanlarda meydana gelen diğer kayıplar yük akımının karesiyle orantılı olarak artar. Fakat fuko kayıplarındaki gibi frekansın karesiyle orantılı olarak bir değişim göstermez [13].

4.4. Transformatörlerde Meydana gelen Per-Unit Kayıplar

Anma akımındaki $I^2 R$ kaybı bir per-unit alındığında 4.1. No'lu eşitlik aşağıdaki gibi ifade edilebilir [13].

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \text{ pu} \quad (4.2)$$

Anma koşulları altında transformatör sargılarındaki fuko akım kaybı (P_{EC-R}) biliniyor ise nonsinüsoidal yük akımında fuko akım kayıpları;

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 \cdot h^2 \text{ watt} \quad (4.3)$$

bulunur.

Yük akımı per-unit olarak

$$I(pu) = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h(pu)^2} \text{ p.u} \quad (4.4)$$

yazıldığında, 4.3 No'lu eşitlik

$$P_{EC}(pu) = P_{EC-R}(pu) \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h(pu)^2 \cdot h^2 \text{ pu} \quad (4.5)$$

şeklinde düzenlenebilir.

4.5. Harmonik Kayıp Faktörü

Harmonik bileşenli yük akımının büyüklüğüne göre transformatör kabiliyeti pratik olarak bir rakam ile tanımlanabilir. (IEEE Std C57.110:1998 [13] tanımlanan Harmonik Kayıp Faktörü (F_{HL}), UL:1562:1994 [14] standartında tanımlanan K-faktörü ile benzer olmasına karşın aynı ifade değildir.) Harmonik Kayıp Faktörü

(F_{HL}), toplam fuko kayıplarının (P_{EC}), temel bileşen akımının meydana getirdiği fuko akım kayıplarına (P_{EC-O}) oranı olarak tanımlanır [13].

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} \quad (4.6)$$

Eşitlikte pay ve payda temel bileşen akımına veya akımın efektif değerine bölündüğünde Harmonik Kayıp Faktörü aşağıdaki gibi tanımlanabilir.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (4.7)$$

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (4.8)$$

Sargı fuko kayıpları ile Harmonik Kayıp Faktörü ilişkisine benzer olarak diğer kayıplar ile Harmonik Kayıp Faktörü arasında da ilişki kurulabilir. Fakat burada anma koşulları altında bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki diğer kaçak kayıplar yük akımının karesiyle değişirken harmonik frekansının 0,8.inci kuvvetiyle değişim gösterdiği kabul edilmektedir [13].

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (4.9)$$

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2} \quad (4.10)$$

4.6. Transformatör Sargılarında Anma Koşulları Altındaki Fuko Akım Kaybının (P_{EC-R}) Belirlenmesi

Transformatör sargılarında anma koşulları altındaki fuko akım kayıpları (P_{EC-R});

- Transformatör üreticilerinden,
 - Transformatörün tip ve büyüklüğüne göre tanımlanmış tablodan [15],
 - Transformatöre ait onaylanmış test raporlarındaki verileri kullanarak yapılan hesap metoduyla [13],
- belirlenebilir [2].

4.6.1. Transformatörün Tip ve Büyüklüğüne Göre P_{EC-R} nin Belirlenmesi

Transformatör tipi, kurulu gücü ve gerilimine göre aşağıdaki tablodan P_{EC-R} değeri belirlenebilir [15].

Tablo 4.1. Transformatör Tipi, Kurulu Gücü ve Gerilimine Göre P_{EC-R} Değerleri

Tip	MVA	Gerilim	% P_{EC-R}
Kuru	≤ 1	480 V LV	3-8
	≥ 1.5	5 kV HV	12-20
	≤ 1.5	15 kV HV	9-15
Yağlı	≤ 2.5	480 V LV	1
	2.5-5	480 V LV	1-5
	>5	480 V LV	9-15

4.6.2. Transformatöre Ait Onaylanmış Test Raporlarındaki Verileri Kullanarak P_{EC-R} nin Hesap Yoluyla Belirlenmesi (IEEE Std C57.110:1998)

Elde mevcut olan sınırlı sayıdaki verilerle hesaplama yapabilmek için dikkate alınması gerekli bazı kabuller yapılır. Bu kabuller, transformatör üreticisinden alınan veriler dikkate alınarak düzenebilir.

Kabul 1-)Onaylanmış test raporu, IEEE Std C57.12.90:1993 veya IEEE Std C57.12.91:1995'in eklerinde bulunan tüm veri listesini içermelidir.

Kabul 2-)Fuko kayıpları belirli bir katsayı ile çarpılması sonucunda diğer kaçak kayıplar bulunur.

a-)Kuru tip transformatörler için; anma koşulları altında bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki toplam diğer kaçak kayıplar, fuko kayıplarının %67'si olarak kabul edilir.

b-)Yağlı tip transformatörler için; anma koşulları altında bağlantı noktaları, çekirdek ve yapısal elemanlardaki toplam diğer kaçak kayıplar, fuko kayıplarının %33 olarak kabul edilir.

Kabul 3-) $I^2 R$ kaybı herbir sargıya eşit dağılmış (uniform) kabul edilir.

Kabul 4-)Sargılar arasındaki fuko akım kaybı oranı aşağıdaki gibi kabul edilir.

a-)Nominal akımı 1000 Amper'den küçük kendi kendine soğumalı tüm transformatörlerde ısının %60 iç sargılarda, %40 dış sargılarda soğur.

b-) %60 iç sargılarda, %40 dış sargılarda, tüm transformatörler 4:1 veya daha küçük sarım oranına sahiptirler.

c-) %70 iç sargılarda ve %30 dış sargılarda tüm transformatörler için sarım oranı 4:1 den büyüktür ve ayrıca 1000 amper'den büyük kendi kendine soğuyan akım anma değeri ile bir veya daha fazla sargı mevcuttur.

Kabul 5-)Her bir sargıdaki fuko akımı dağılımının eşit dağıtılmamış (ununiform) olarak kabul edilir.

IEEE Std C57.12.90:1993 ve IEEE Std C57.12.91:1995'de belirtildiği gibi, yük kaybının kaçak kayıp bileşeni transformatörün ölçülen toplam kaybından $I^2 R$ kaybı çıkartılarak hesaplanır.

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K \cdot [(I_{1-R})^2 \cdot R_1 + (I_{2-R})^2 \cdot R_2] \text{ watt} \quad (4.11)$$

Not 1-)Üç fazlı transformatörlerde R1 ve R2 direnci aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

Üçgen sargıda : R_1 veya $R_2 = \text{Üç faz direncinin } 2/9\text{'u}$

Yıldız sargıda : R_1 veya $R_2 = \text{Üç faz direncinin } 2/3\text{'üdür.}$

Not 2-) Burada tek fazlı transformatörler için $K=1$, üç fazlı transformatörler için $K=3$ alınır.

Kuru tip transformatörler için sargı fuko kayıpları,

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \cdot 0.67 \text{ watt} \quad (4.12)$$

Yağlı tip transformatörler için sargı fuko kayıpları,

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \cdot 0.33 \text{ watt} \quad (4.13)$$

olarak hesaplanır. Buradan diğer kaçak kayıplar

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \text{ watt} \quad (4.14)$$

olarak hesaplanır.

Kabul 3' den dolayı yukarıdaki $I^2 R$ kaybının sargılara eşit olarak dağıldığı kabul edilir ve Kabul 5' den maksimum fuko-akımı kayıp yoğunluğunun ortalama değerin %400 olduğu kabul edilerek şu şekilde hesaplanır.

$$P_{EC-R}(pu) = \frac{2.4 \cdot P_{EC-R}}{K \cdot (I_{2-R})^2 \cdot R_2} \text{ pu} \quad (4.15)$$

veya

$$P_{EC-R}(pu) = \frac{2.8 \cdot P_{EC-R}}{K \cdot (I_{2-R})^2 \cdot R_2} \text{ pu} \quad (4.16)$$

4.7. K-Faktörü

K-faktörü harmoniklerin transformatörü yüklemesi ve kayıpları üzerindeki etkilerini hesaplamak için geliştirilmiş bir sabittir. K-faktörü IEEE Std C57.110:1998 de ifade edilmemiştir. Fakat IEEE Std C57.110:1998'de K-faktörü ifadesine karşılık olarak Harmonik Kayıp Faktörü (F_{HL}) terimi kullanılmıştır.

K-faktör oranının amacı, transformatörleri harmoniklere göre sınıflandırmak, transformatörlerde deri etkisi kayıplarını ve çekirdekteki doyma olasılığını azaltmaktır. K-faktörü UL 1562:1994'de aşağıdaki formülle tanımlanmıştır.

$$K - factor = \sum_{h=1}^{\infty} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2 = \frac{1}{I_R^2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2 \quad (4.17)$$

Harmonik Kayıp Faktörü (F_{HL}) ise IEEE Std C57.110:1998'de

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (4.18)$$

ifade edilmiştir.

Harmonik bileşen içermeyen I_1 sabiti pay ve paydada toplam dışına alındığında;

$$F_{HL} = \frac{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\frac{1}{I_1^2} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} \quad (4.19)$$

elde edilir. Bu eşitlik yeniden düzenlenir ise ;

$$\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2 = F_{HL} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 \quad (4.20)$$

bulunur. 4.13 No'lu ifade yukarıdaki eşitlikte yerine konulur ise UL 1562:1994'de ifade edilen K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörü (IEEE Std C57.110:1998) arasındaki ilişki aşağıdaki gibi ifade edilir.

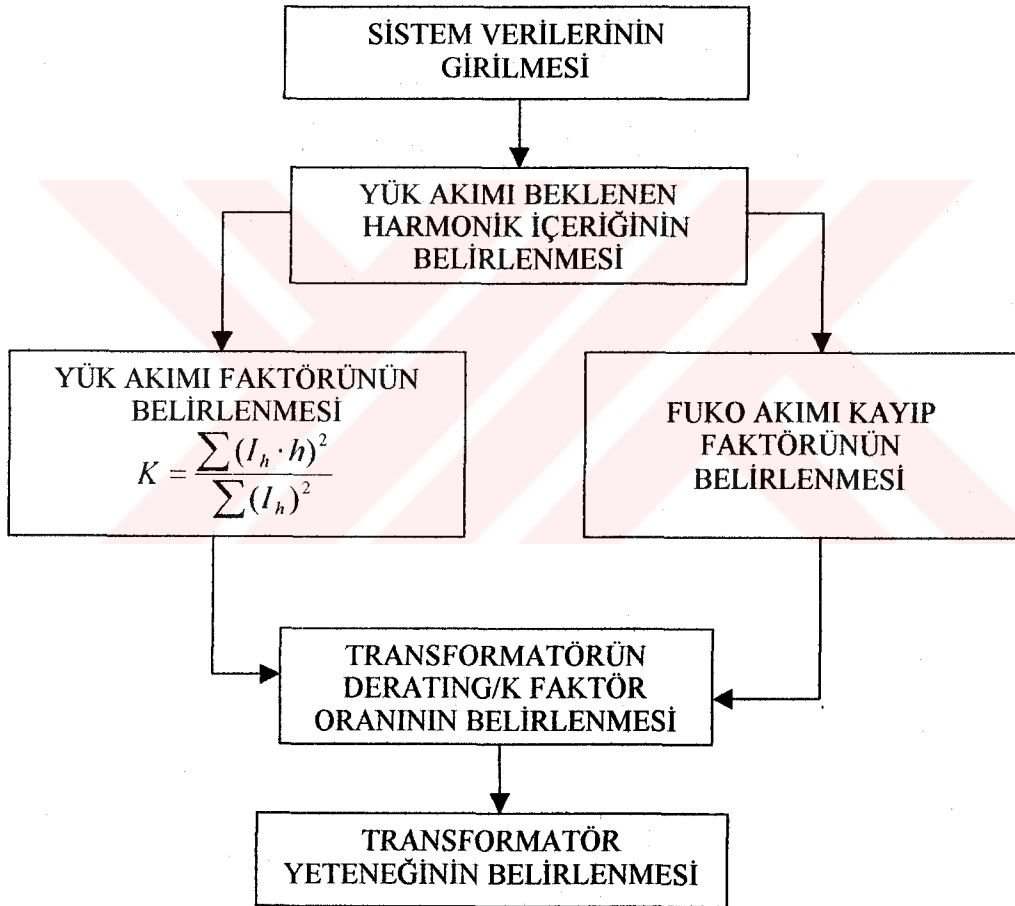
$$K - factor = \left[\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2}{I_R^2} \right] F_{HL} \quad (4.21)$$

$$K - factor = (1 + THD_I^2) F_{HL} \quad (4.22)$$

4.22 eşitliğinde K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörü arasındaki ilişki yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonu (THD_I) parametresine bağlı olarak ifade edilmiştir.

4.8. K-Faktörünün Hesaplanması

Transformatörlerin K-faktörünü hesaplanmasının adımları aşağıdaki akış diyagramında verilmiştir. (Şekil 4.1.) Akış diyagramının amacı standart bir transformatörün anma değerini düşürmek için kullanılan K-faktörünü belirlemektir. K-faktörünün belirlenmesi için temel dört adım vardır [12].



Şekil 4.1. K-faktörü ve transformatör anma değerinin düşürülmesinin hesaplanmasına ait akış diyagramı

1.Adım: Bu adımda harmonik sırasını ve toplam yük akımına karşılık gelen harmonik genliğinin yüzdesini belirlemek için önemlidir. Bu gerçek harmonik ölçümleriyle veya değişik harmonikli dalga şekillerinin karakteristikleri kullanılarak belirlenebilir.



2.Adım:K-faktörü,

$$K - factor = \sum_{h=1}^{\infty} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2 = \frac{1}{I_R^2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2 \quad (4.23)$$

eşitliği kullanılarak hesaplanabilir. Tablo 4.2’de görüldüğü gibi değişik harmonik koşullarındaki K-faktör değerleri hesaplanabilir. Bu tablo işleme sayfası bilgisayar programı olarak yapılandırılabilir.

3.Adım:Transformatörün fuko akım kayıp faktörünü belirlemek için, transformatörün fuko akımı kayıplarının ölçümüdür. Bu değerler transformatör tasarımcısından, hesap yönetmiyle veya Tablo 4.1’de görüldüğü gibi transformatör tipi ve büyüklüğüne dayanan tipik değerlerden elde edilebilir.

4.Adım:3. adımda hesaplanan fuko akımı kayıp faktörü kullanılarak maksimum akımın hesaplanması ve 2. adımda hesaplanan yük akımı için K-faktörü ile transformatörün anma değerinin ne kadar düşürülelebileceği aşağıdaki formüle göre belirlenir.

$$I_{\max} = \sqrt{\sum I_h^2} = \sqrt{\frac{1 + P_{EC-R}}{1 + K \cdot P_{EC-R}}} \text{ pu} \quad (4.24)$$

Aynı ifade, IEEE Std C57.110:1998’de;

$$I_{\max} = \sqrt{\sum I_h^2} = \sqrt{\frac{P_{LL-R}}{1 + F_{HL} \cdot P_{EC-R}}} \quad (4.25)$$

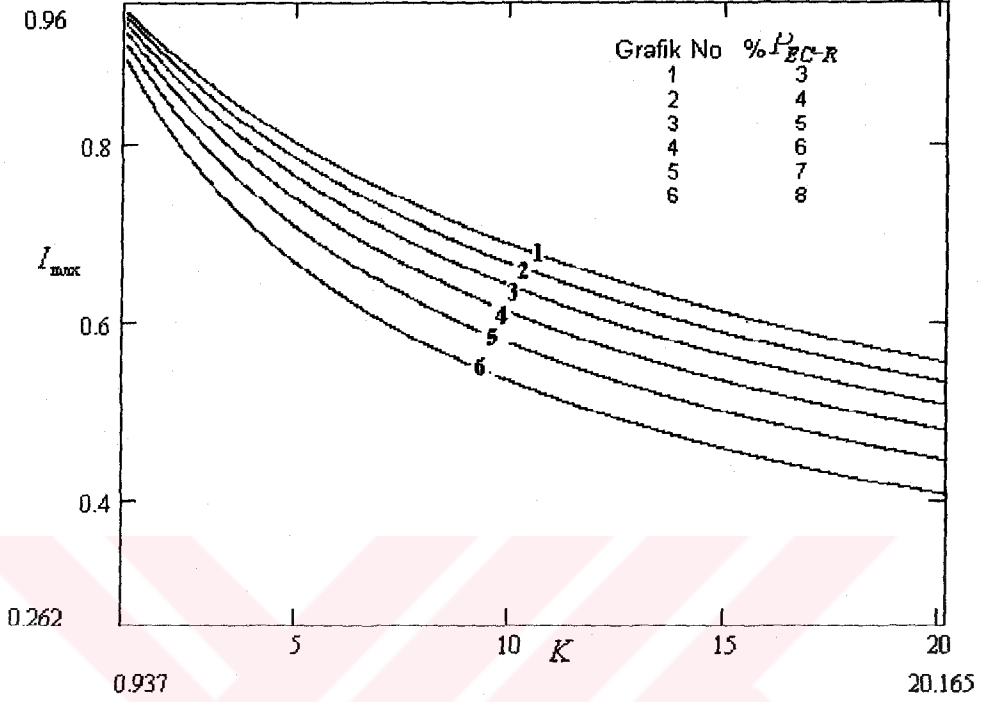
şeklinde düzenlenmiştir.

Tablo 4.2. K-Faktörünün hesabına ilişkin çizelge [12]

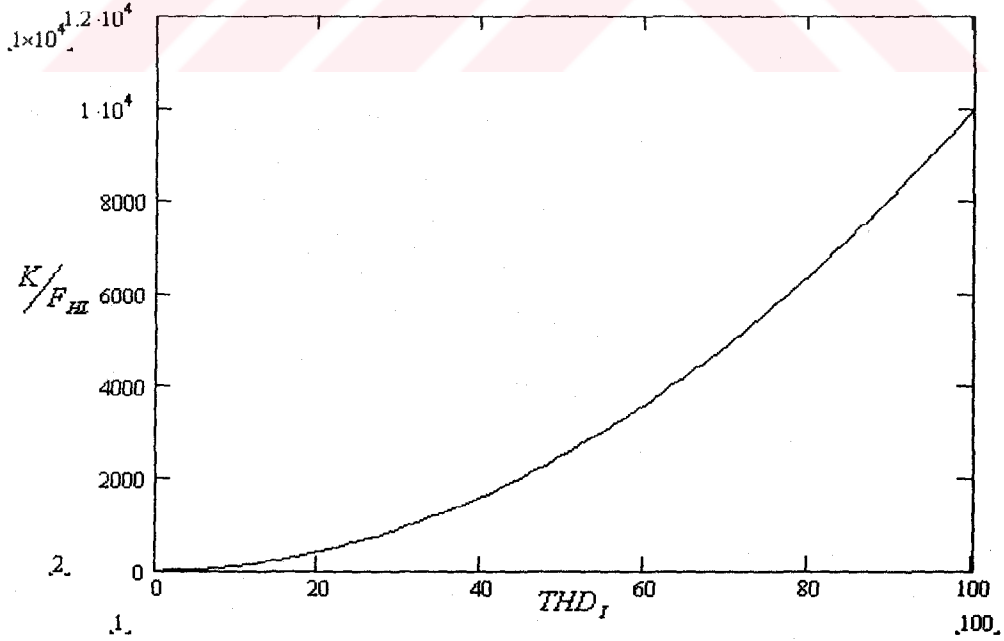
Harmonik Bileşeni	Frekans (Hz)	I (pu)	I ² (pu)	I ² (pu)x h ²
1				
3				
5				
7				
9				
11				
13				
15				
17				



Kuru tip, ≤ 1 MVA gücündeki bir transformatörün tablodan (Tablo 4.1) alınan değişken P_{EC-R} değerlerinde; K-faktörünün anma değerine göre değişimi Şekil 4.2'de görülmektedir.



Şekil 4.2. Kuru tip, ≤ 1 MVA gücündeki transformatörün K-faktörü ile anma değeri arasındaki değişim



Şekil 4.3. Yük Akımı Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I) Oransal Olarak (K / F_{HL}) İle Değişimi

Yük akımı Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I) oransal olarak (K / F_{HL}) ile değişimi Şekil 4.3 gösterilmiştir. Yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonu arttıkça; ayrı standartlarda tanımlanan K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörü oranı artış göstermektedir. K-faktörü ve Harmonik Kayıp Faktörü oranındaki bu artış 4.24 ve 4.25 No'lu eşitliklerinden de görüldüğü gibi transformatörün anma gücünün azalmasıyla sonuçlanacaktır. Sonuç olarak Yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun artması veya azalması durumunda K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörünü arasındaki oranda, doğru orantılı olarak artacak veya azalacaktır.

Tipik uygulamalar için K faktörü 1, 4, 9, 13, 20, 30, 40, 50 olan transformatörler üretim bandı dahilindedir. K-faktörü 1 olan transformatörler normal transformatör olup diğer K-faktörlü transformatörler özel olarak üretilmektedir.

K-faktörlü transformatörler harmonik akımlarının yarattığı ekstra ısınmalarını önleyen değişik özelliklere sahip olarak dizayn edilmişlerdir. Harmoniklerin neden olduğu elektrostatik gürültüyü azaltmak için yüksek ve alçak gerilim sargıları arasında statik korunmaya sahip olabilmektedirler. Deri etkisi ve fuko akım kayıplarını azaltmak için daha az sırası değiştirilmiş ve teker teker yalıtılmış iletkenler kullanılabilmektedir. Üçüncü harmonik nötr akımlarını yok edebilmek için sekonder sargılarda daha büyük nötr iletkenlerine sahip olabilmektedirler. Çekirdek tabakası çekirdekteki fuko akımlarını azaltmak için teker teker yalıtılmıştır. Histerizis kayıplarını ve transformatörde distorsiyonlu bara gerilimin dalga şeklinin yüksek tepe değerlerinden dolayı oluşabilecek doymaları azaltmak için özel çelikten yapılmış daha büyük çekirdeğe ihtiyaç duyulabilir. Özel çelik manyetik alanlardaki değişimlere daha az direnç gösterir. Daha büyük çekirdek kullanılması çelik alanını arttırır ve böylece akı yoğunluğu ve manyetik alan değişimlerine karşı gösterilen direnç azalır. Akı yoğunluğunun düşmesinin bir başka yoluda sargı sayısını artırmaktır. Yükseltilmiş I^2R kayıplarından oluşan ısınmayı azaltmak için daha büyük çapta iletkenler kullanılması gerekmektedir. Çoğu kez, harmoniklerden kaynaklanan ısıtma etkilerini azaltmak için sargılara soğutma kanalları eklenir. Fuko akım kayıpları iletken boyunu azaltarak ve akı yoğunluğunu düşürerek azaltılabilir [12,20].

K-faktörlü transformatörlerin hacimsel büyüklüğü standart transformatörlerin hemen hemen iki katıdır ve ağırlığı standart transformatörlerden %115 daha fazladır [12,20].

Sonuç olarak K-faktörlü transformatörler belirlenirken aşağıdaki ihtiyaçlara dikkat edilmesi gereklidir [12,20].

-Transformatör K-faktör oranları yükün K-faktörüne ve kullanılan devreye uygun olmalıdır.

-Transformatör imalatçıları, mümkün olan her K-faktör oranı için transformatör üretmemektedir. İmalatçılar K-faktör oranlarının sonlu bir seriye göre K-faktör oranlı transformatörleri standartlaştırmışlardır.

-Transformatör K-faktör oranı, yükün ve transformatörün hizmet verdiği devrenin K-faktörüne eşit veya daha büyük olmalıdır.

-K-faktör oranlı transformatörlerin standart transformatörlere göre daha düşük empedansları vardır.

-K-faktörlü transformatörlerin çoğu uygulamalarda K-faktör oranı 13 veya daha azı yeterlidir.

4.9. Sonuç

Harmonikler transformatörlere iki şekilde etki ederler. Akım harmonikleri bakır kayıplarında artışa, gerilim harmonikleri ise demir kayıplarında artışa sebebiyet verir. Her iki durumda da nonlinear yükler transformatörlerde ek ısınmalara ve gürültü artışlarına neden olurlar. Transformatörlerde kayıpların artışıyla birlikte, transformatörlerde izolasyon zorlanmaları nedeniyle transformatörlerde arızalar ve ömürlerinde azalma meydana gelir.

Harmonik bileşenlerin olumsuz etkilerinin artması sonucu transformatörlerde harmonik problemlerine çözüm olarak K-faktörlü transformatörlerin kullanımı önerilmiştir. K-faktörlü transformatörler yapılacak olan kar-maliyet analizleri sonucunda kullanımına karar verilmelidir. Ayrıca sıfır sıra harmoniklerinin kaynağa

doğru akışını önlemek için elektrik şebekelerinde primer sargıları delta bağlı olan transformatörler tercih edilmelidir.



5. GERÇEK BİR DAĞITIM ŞEBEKESİNDE HARMONİKLERİN MODELLENMESİ

5.1. Giriş

Bu bölümde; gerçek bir orta gerilim dağıtım fiderinin modellenmesi ve oluşturulan modelin doğruluğunu kanıtlayabilmek için yapılan harmonik ölçüm çalışmalarını içermektedir. Çalışma yapılan fider; 34,5/10,5 kV indirici transformatör merkezine ait bir çıkış fideri olup, üzerinde iki ayrı 10,5/0,4 kV dağıtım transformatör merkezi bulunmaktadır. Her iki dağıtım transformatörünün alçak gerilim tarafında ve çalışılan fidere ait hat başında harmonik ölçüm çalışmaları yapılmıştır. Örnek çalışmanın yürütüldüğü fider üzerinde, alçak gerilim tüketici yükleri ve dağıtım sistemi elemanları modellenmiştir. Oluşturulan modelin doğruluğunu denetlemek ve sistem yük karakteristikleri hakkında eldeki bilgileri arttırmak amacıyla model üzerinde duyarlılık testleri yapılmıştır. Yapılan ölçümler duyarlılık testlerinde kullanılmış olup sonuçlar bağıl hata hesaplarıyla desteklenmiştir.

5.2. Yapılan Çalışmalar İle İlgili Genel Bilgiler

Yapılan çalışmalar;

- Çalışma yapılan bölge ve çalışma zamanı,
- Çalışma yapılan bölgeye ait tek hat şemasıyla ilgili genel bilgiler,
- Ölçüm çalışmaları,

olmak üzere 3 başlık halinde aşağıda belirtilmiştir.

5.3. Çalışma Yapılan Bölge Ve Çalışma Zamanı

Çalışma yapılan bölge İstanbul İli, Güngören İlçesi, Köyiçi Mevkii'ndedir.

Çalışma bölgesi civarında yapılan gözlemlerde her iki trafo merkezinin beslediği bölgelerin maksimum 3 kVA kurulu güce sahip konut tipi abonelerden meydana geldiği görülmüştür.

5.4. Çalışma Yapılan Bölgeye Ait Tek Hat Şemasıyla İlgili Genel Bilgiler

34,5/10,5 kV 803 No'lu Güngören Köyiçi İndirici Trafo Merkezinin 151 No'lu 10,5 kV çıkış fideri üzerinde çalışmalar yapılmıştır. (Şekil 5.1.)

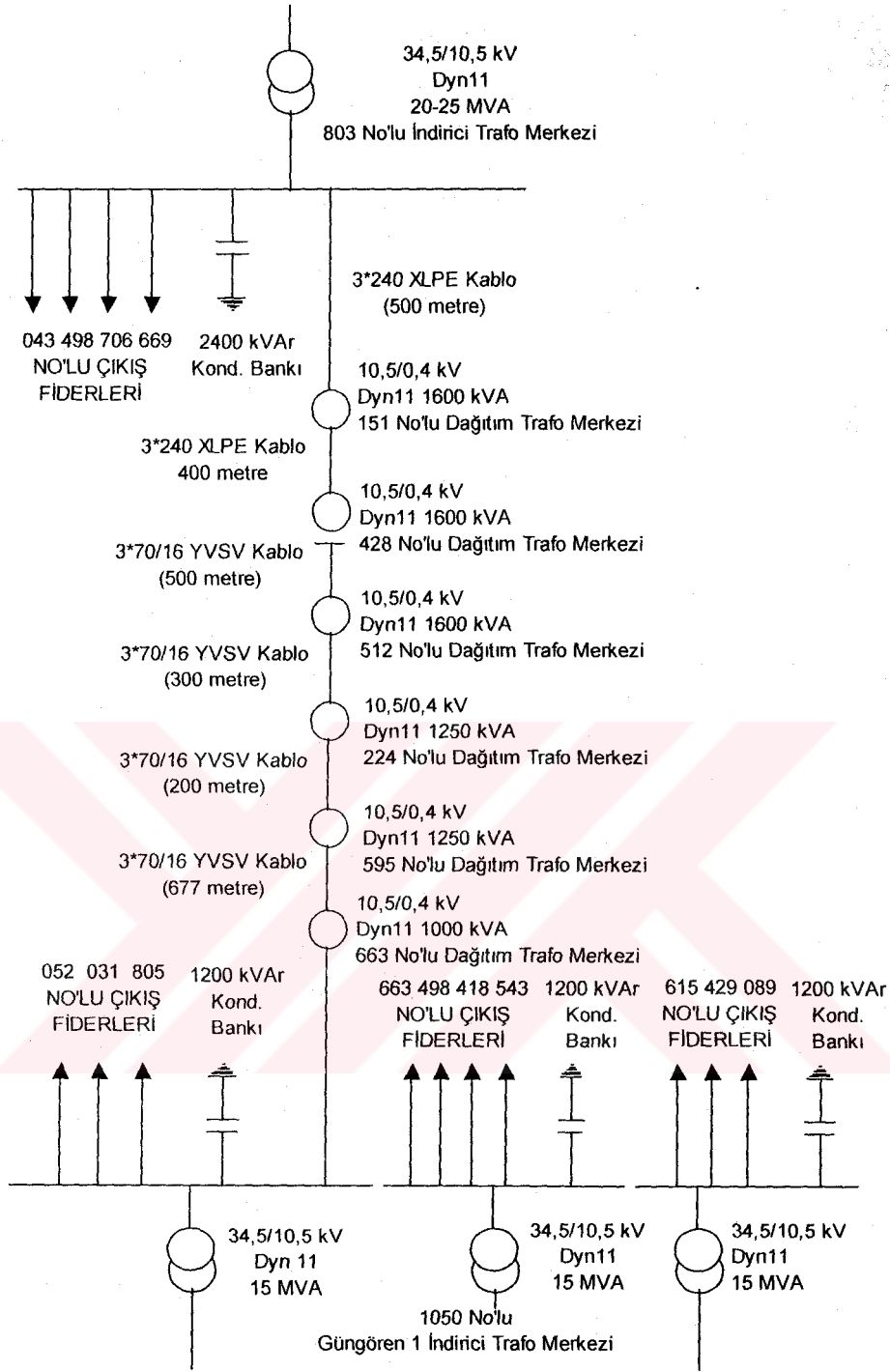
Aynı fider 1050 No'lu Güngören 1 İndirici Trafo Merkezinde TR1'e ait 10,5 kV bara üzerine kapanmaktadır. Söz konusu bu fiderin 1050 No'lu Güngören 1 İndirici Trafo Merkezinde 663 No'lu 10,5 kV çıkış fideri olarak isimlendirilmektedir.

803 No'lu Güngören Köyiçi İndirici Trafo Merkezinde 151 No'lu Çıkış fideri ile 1050 No'lu Güngören 1 İndirici Trafo Merkezinde 663 No'lu çıkış fideri arasındaki ring; 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezinin 512 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi tarafında açık beklemektedir. (151 ve 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezi 803 No'lu Güngören Köyiçi İndirici Trafo Merkezinden, 663, 595, 224, 512 No'lu Dağıtım Trafo Merkezleri 1050 No'lu Güngören 1 İndirici Trafo Merkezinden beslenmektedir.) Burada ifade edildiği gibi ring açık çalışmaktadır.

803 No'lu Güngören Köyiçi İndirici Trafo Merkezinin toplam kurulu gücü 1x20-25 MVA, 1050 No'lu Güngören 1 İndirici Trafo Merkezinin kurulu gücü 3x15 MVA olup her iki indirici trafo merkezi 380/154/34,5 Güngören/Davutpaşa Ana İndirici Trafo Merkezinden beslenmektedir.

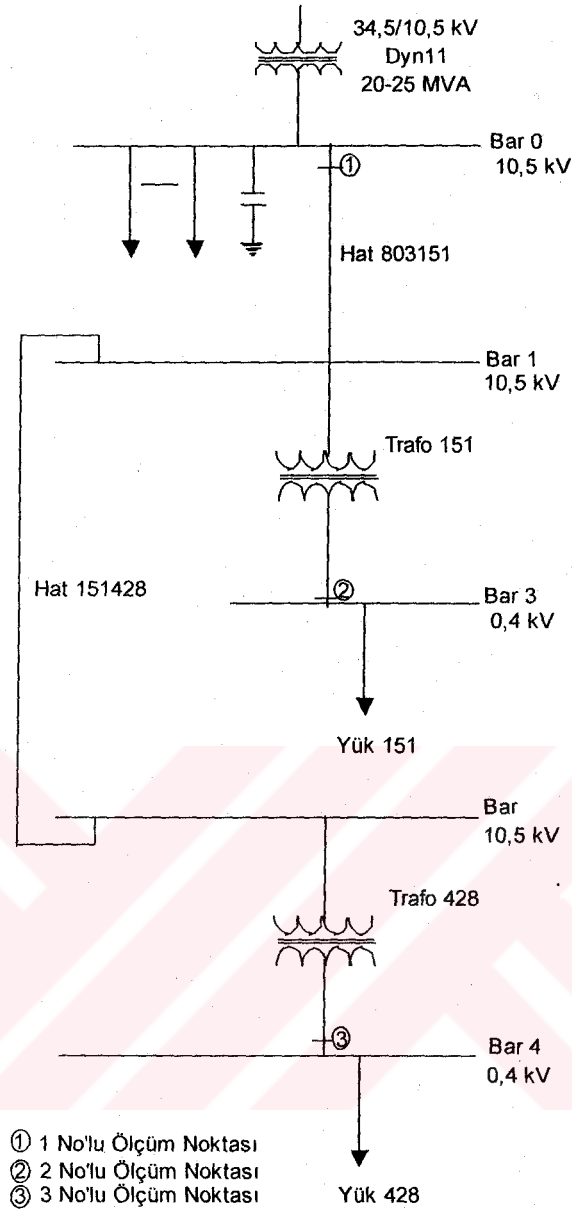
Güngören 1 ve Güngören Köyiçi İndirici Trafo Merkezlerinin 10,5 kV baralarında tek kademe OG reaktif güç kompanzasyon tesisi bulunmaktadır.

Ringi toplam kurulu gücü 7.300 kVA olup ringin uzunluğu 2.877 metredir.



Şekil 5.1. Dağıtım fideri ring tek hat şeması.

Çalışmalar 803 No'lu İndirici Trafo Merkezinin 151 No'lu çıkış fideri üzerinde yapılmıştır.(Şekil 5.2) Örnek sistem, konut yükü aboneleri besleyen bir orta gerilim dağıtım fideridir. Şekil 5.2'de verilen 5 baralı sistemin gerilim seviyeleri; Bar 0-1-2, 10,5 kV, Bar 3-4 0,4 kV'dur. Sistemde sonsuz bar olarak kabul edilen Bar 0, 34,5/10,5 kV 20-25 MVA bir güç transformatörü üzerinden beslenmektedir. Bar 1-2 üzerinde 10,5/0,4 kV 1600 kVA dağıtım transformatörleri bulunmaktadır.(Şekil 5.2)

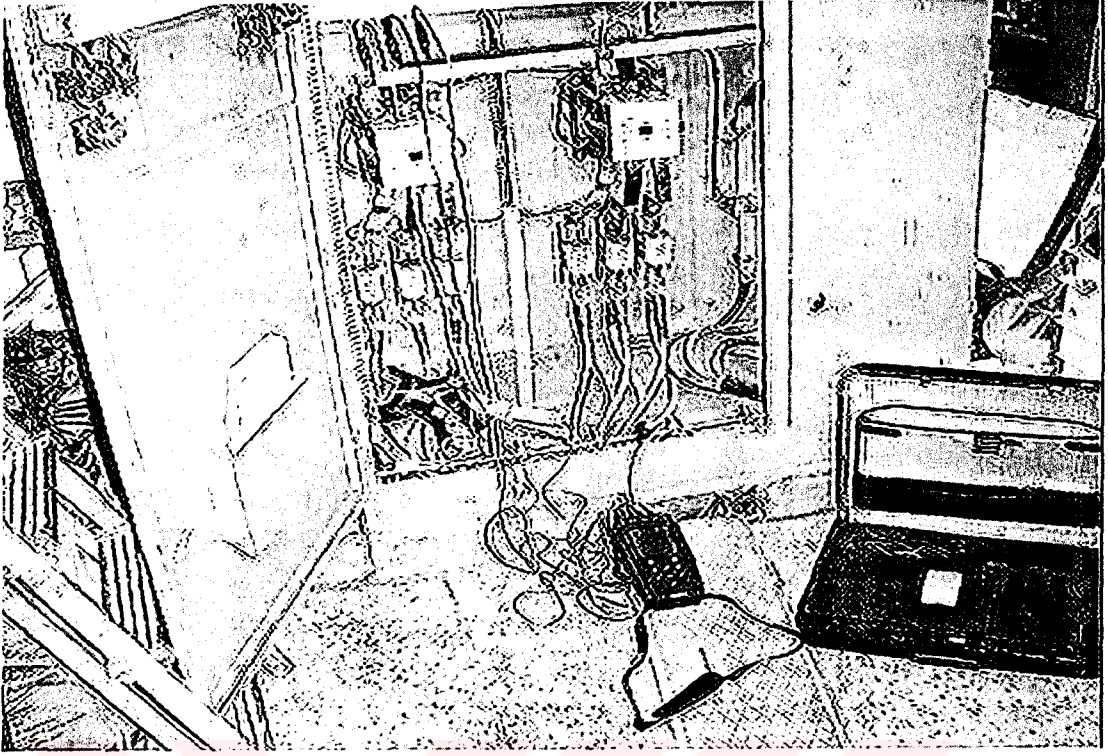


Şekil 5.2. Dağıtım fideri.

5.5. Ölçüm Çalışmaları

Ölçümler 3 fazlı olarak gerçekleştirilmiştir. Ölçüm çalışmalarının yapıldığı noktalarda 50. harmoniğe kadar akım ve gerilimlerin harmonik genlikleri ve faz açıları aynı zamanda güç katsayısı, aktif, reaktif, görünür güç gibi elektriksel büyüklükler ölçülmüştür.

Yapılan ölçümlerde GE marka PQM Multilin Enerji Analizörü ve Circutor marka AR5 enerji analizörü kullanılmıştır. Her iki cihazla yapılan ölçüm çalışmaları Şekil 5.3 ve 5.4'de görülmektedir.



Şekil 5.3. Circutor marka AR5 enerji analizörü ile sahada yapılan ölçüm çalışmaları



Şekil 5.4. GE marka Multilin enerji analizörü ile sahada yapılan ölçüm çalışmaları

803 No'lu İndirici Trafo Merkezinin ölçüm yapılan fiderinde enerji analizörünün akım propları akım trafosu (400/5-5, Kuru Tip, $n>5$, $I_{th}=60I_n$, $I_{dyn}=150I_n$, 30VA) üzerinden, gerilim uçları faz-nötr gerilim trafosu ($10,5/\sqrt{3}$ -3, Kuru Tip, ± 3) üzerinden alınmıştır.

151 ve 428 No'lu dağıtım trafo merkezlerinde akım propları AG bara üzerine bağlı 2000/5 akım klempleri, gerilim uçları direk AG bara üzerinden direk alınmıştır.

GE Multilin Enerji Analizöründeki veriler cihazlara ait Power Management PQMPC Ver. 3.22 yazılımı, Circutor marka AR5'den veriler Power Vision Ver. 1.1 yazılımlar vasıtasıyla alınmıştır.

GE Multilin Enerji Analizöründen alınan .csv uzantılı dosyalar ve Circutor marka AR5'den alınan .ar5 uzantılı dosyalar Microsoft Excel'de .xls dosya uzantılı olarak açılmıştır. Hesap çalışmaları Mathcad 2001 Professional programı kullanılarak yürütülmüştür.

Ölçüm çalışmalarında kullanılan enerji analizörleri bilgisayar sistem saati üzerinden senkron edilmiştir.

803 No'lu İTM'nin 151 no'lu çıkış fiderinde bağlı GE Marka enerji analizörüne ölçüm periyodu içerisinde 18 adet tetikleme yaptırmak suretiyle veri alınmıştır. 151 ve 428 No'lu Dağıtım Trafo Merkezlerinde kullanılan Circutor marka enerji analizörü ise 5 sn periyotlar dahilinde harmonik datası alması sağlanmış ve ölçüm periyodu dahilinde toplam 150 ayrı zaman etiketli veri alınmıştır.

Yapılan bu çalışmada, Bar 0'a irtibatlı fider çıkış hücrelerinde ve 151, 428 No'lu dağıtım transformatörlerinin alçak gerilim çıkışlarında olmak üzere üç ayrı noktada asenkron ölçümler yapılmıştır. "Burada ifade edilen asenkron ölçüm çalışması, ayrık iki zamanda gerçekleştirilen iki ayrı ölçüm grubunu ifade etmektedir. Birinci grup ölçüm olarak çalışma yapılan fider çıkışı (Şekil 5.2, 1 No'lu Ölçüm Noktası) ile 151 No'lu dağıtım transformatör merkezinin alçak gerilim çıkışı (Şekil 5.2, 2 No'lu Ölçüm Noktası) arasında senkron ölçüm yapılmış ve bu ölçüm çalışmaları tamamlanmasından sonra ikinci grup ölçüm olarak yine çalışma yapılan fider çıkışı (Şekil 5.2, 1 No'lu Ölçüm Noktası) ile 428 No'lu dağıtım transformatör merkezinin

alçak gerilim çıkışında (Şekil 5.2, 3 No'lu Ölçüm Noktası) senkron ölçüm çalışmaları yapılmıştır." Her iki ölçüm zaman açısından peş peşe, 2001/Kasım yılında/ayında, hafta içi, 21:00 ile 22:00 saatleri arasında yapılmıştır. (Kasım Ayı Şehir Senkron Puant Saati 19:00 civarındadır [21].)

5.6. Çalışma İlkeleri ve Çalışmada Esas Alınan Temel Kabuller

151 ve 428 No'lu dağıtım transformatörlerinin alçak gerilim tarafında ölçülen harmonik bileşenli akım büyüklükleri, harmonik üreten bir akım kaynağı olarak düşünülmüştür. Bu harmonikli akım kaynaklarından sisteme injekte edilen harmonikli akım büyüklükleri kullanılarak çalışılan çıkış fiderinin harmonik bileşenli gerilim değerleri frekans domeninde hesaplanmıştır. Frekans domeninde hesaplanan harmonik bileşenli gerilim büyüklükleri ile ölçülen harmonik bileşenli gerilim büyüklükleri her bir harmonik için (çift ve triplen harmonikler hariç) karşılaştırılmıştır.

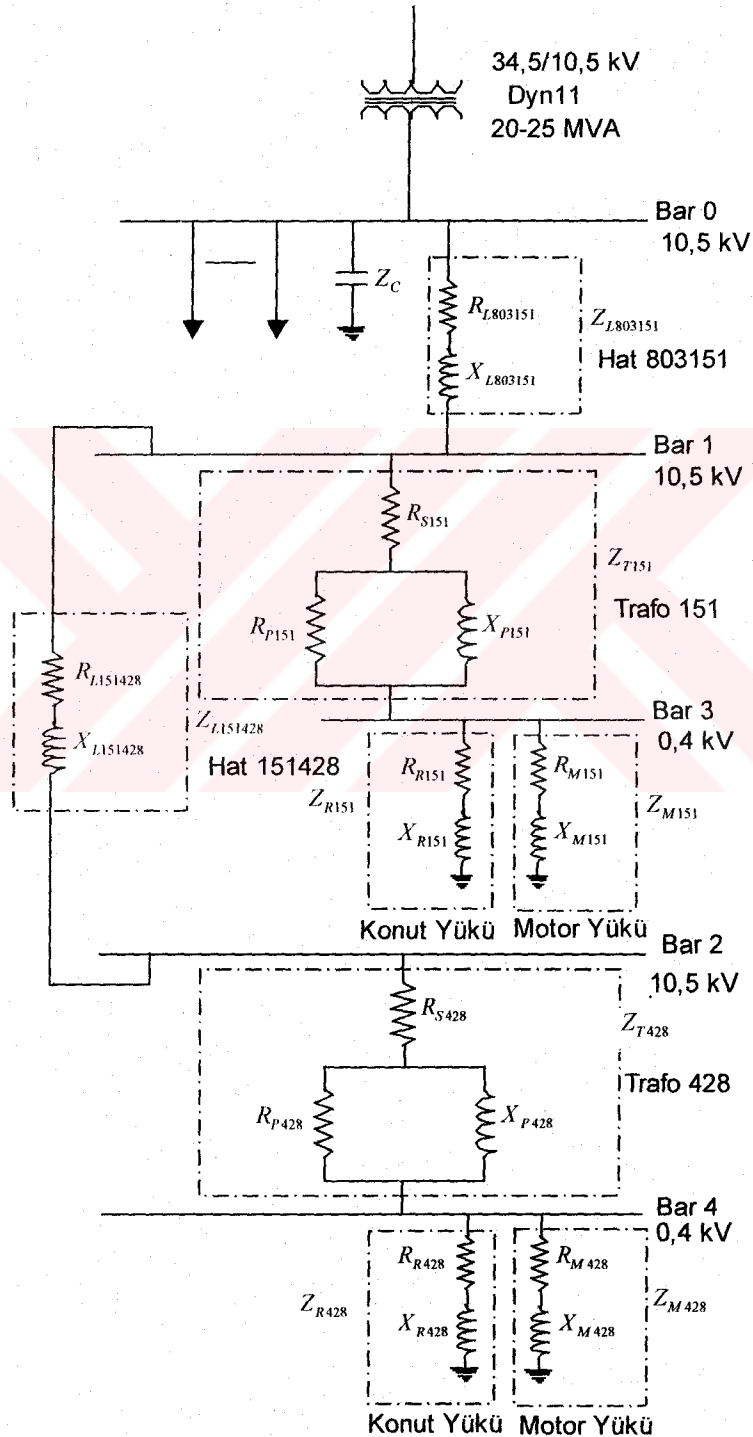
Yapılan tüm ölçüm çalışmaları 3 faz olarak gerçekleştirilmiştir. Sistem dengeli olması nedeniyle bir faz olarak modellenmiş olup sisteme ait pozitif ve negatif sıra devreleri aynıdır. Çalışma yapılan bölgede şebeke yıldız noktası doğrudan doğruya topraklanmış olması nedeniyle triplen harmoniklerle birlikte çift harmonikler göz önüne alınmamıştır. Dağıtım fiderine ait harmonik empedans devresi Şekil 5.3'de görülmektedir.

Modellenen bu sistem daha sonra sahada yapılan tüm ölçümler için duyarlılık testlerinden geçirilmiş ve her test için bağıl hata hesabı yapılmıştır.

Bu çalışmada kullanılan temel kabuller şunlardır:

- Dağıtım hat ve kabloları eşdeğer bir π devresi ile temsil edilebilir.
- Şebekedeki transformatörler eşdeğer bir eleman ile temsil edilebilir.
- Güç katsayısının düzeltilmesini sağlayan kapasitörler mümkün olduğunca doğru bir şekilde hesaplanmalı ve bu hesaba karşılık gelen gerilim düzeyine yerleştirilmelidir.

-Yapılan modellemelerde yüklerin ve diğer sistem elemanlarının temsili, ilgilenilen noktaların civarında daha ayrıntılı olmalıdır. İletim veya dağıtım sistemlerinde, uzaktaki noktalar için basit eşdeğerler kullanılmalıdır [6].



Şekil-5.5.Dağıtım fideri harmonik empedans devresi.

evresi.



5.7. Örnek Sistemin Modellenmesi

Sonsuz Bar : Sistemde, Bar 0 sonsuz bar olarak alınmıştır. Bar 0'da, sıfır empedanslı, harmonik bileşen içermeyen, sinüsoidal bir gerim kaynağı bulunduğu düşünülmüştür.

151 ve 428 No'lu Dağıtım Transformatörleri : 151 No'lu dağıtım transformatörü Bar 1-3 arasında, 428 No'lu dağıtım transformatörü Bar 2-4 arasında seri ve paralel bağlı direnç ve reaktans elemanları kombinasyonundan meydana gelmiştir. Elemanlara ait bu büyüklükler temel frekastaki değerleri olup transformatörün temel frekastaki seri empedansı;

$$Z_T = R_T + jX_T \quad (5.1)$$

şeklinde ifade edildiğinde, harmonik eşdeğer için seri direnç;

$$R_s = R_T \quad (5.2)$$

paralel reaktans;

$$X_p = hX_T \quad (5.3)$$

paralel bağlı direnç ise;

$$R_p = 80X_T \quad (5.4)$$

şeklinde ifade edildi [6][8]. Bu durumda 428 ve 151 No'lu dağıtım transformatörleri için harmonik bileşenli empedans eşdeğeri;

$$Z_T = R_s + \frac{h^2 X_T^2 R_p}{R_p^2 + h^2 X_T^2} + j \frac{h X_T R_p^2}{R_p^2 + h^2 X_T^2} \quad h > 1 \quad (5.5)$$

şeklinde ifade edilmiştir [6][8]. (h harmonik indeksini göstermektedir.)

Bar 0-1, Bar 1-2 Arasındaki İletim Hattı : İletim hatları için hattın harmonik empedansı, seri bağlı direnç ve reaktans olarak modellenmiştir.

$$Z_{lh} = R_l + jhX_l \quad (5.6)$$

Kısa iletim hatlarında hattın empedansının değişmesine neden olan deri etkisi (skin effect) ihmal edilebilir. İletim hattındaki deri etkisi göz önüne alınır ise hat empedansına ait direnç kısmı

$$R_{Lh} = R_L \left(1 + \frac{0.646h^2}{192 + 0.518h^2}\right) \quad (5.7)$$

şeklinde değişim gösterir [1][6].

Bar 3-4 Üzerinde Bulunan Radyal Yük : 151 ve 428 No'lu dağıtım transformatörlerinin beslediği bölgede yapılan gözlemlerde, 3 kVA kurulu gücü bulunan konut tipi abonelerden oluşması nedeniyle her iki transformatör merkezinde ölçülen yük değerleri %95 konut yükü, %5 ise endüstriyel yük (motor yükü) olarak model oluşturulmuştur. Endüstriyel yük;

$$Z_{Mh} = R_{Mh} + jX_{Mh}, \quad (5.8)$$

konut yükü ise;

$$Z_{Rh} = R_{Rh} + jX_{Rh} \quad (5.9)$$

olarak gösterilmiştir. Endüstriyel yükler (motor yükü) için motorun temel frekanstaki reaktans değeri,

$$X_M = \frac{V^2}{K_1 S_M}, \quad (5.10)$$

direnç değeri ise;

$$R_M = \frac{X_M}{K1} \quad (5.11)$$

ifade edilir [1][8].

Eşitliklerde bulunan K1 şiddet faktörü (Motorun kalkış akımının, nominal akıma oranı “şiddet faktörü” olarak tanımlanır.) endüstriyel yükler için 8 civarında, ticari ve mesken yükleri için de 1.5 civarında değerler alır. Bu çalışmada K1 8 alınmıştır [1][8].

Kapasitör Bankı : Yapılan ölçümler, Bar 0 üzerinde bulunan 10,5 kV gerilim seviyeli kondansatör banklarının sistem harmonik empedansı üzerinde etkisi olduğuna dair güçlü bir gösterge olduğunu ortaya koymuştur. Bu nedenle, şebeke modellenmesinde kondansatörler göz önüne alınmıştır.

5.8. Hesap Metodu

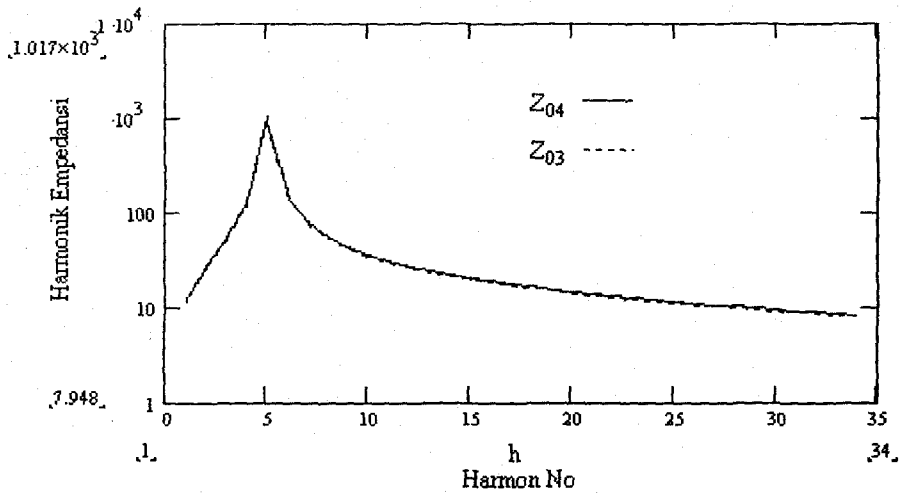
Dağıtım fideri harmonik eşdeğer devresi (Şekil 5.3.) için bilinen devre topolojileri kullanılarak her bir harmonik için admintans matrisi hesaplanır [19].

$$Y(h) = \begin{bmatrix} 1/Z_{00}(h) & \dots & \dots & \dots & 1/Z_{04}(h) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1/Z_{40}(h) & \dots & \dots & \dots & 1/Z_{44}(h) \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Her bir harmonik için;

$$Z(h) = Y^{-1}(h) \quad (5.13)$$

dönüşümü gerçekleştirilir. Elde edilen empedans matrisinin Z_{04} ve Z_{03} elemanlarının frekans domeninde harmonik empedans değişimleri Şekil 5.4'de görülmektedir.



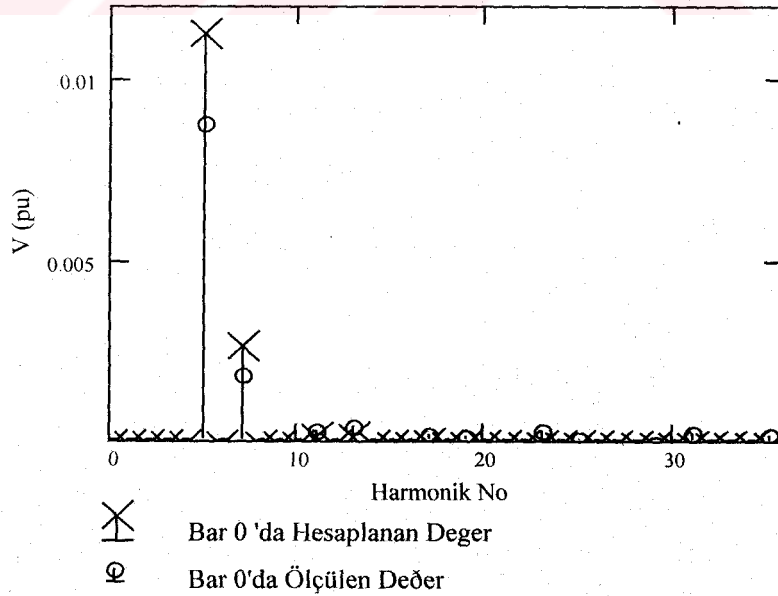
Şekil-5.6. Z_{03} , Z_{04} harmonik empedans değişimi.

Bar 1-2'de bulunan harmonik bileşenli akım kaynaklarından injekte edilen akım büyüklükleri Tablo 5.1'de görülmektedir. (I428g, I151g, sisteme injekte edilen herbir harmonik için akımın genlik değerini; I428a, I151a bu akımların açısı değerleridir.)

Tablo 5.1.Bar 1-2'den injekte edilen akım büyüklükleri.

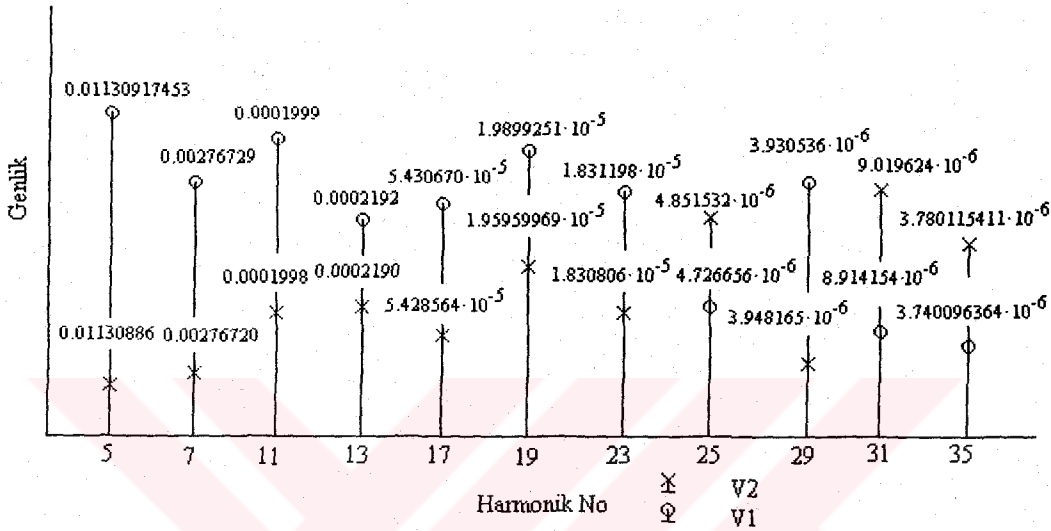
Harm. No	I428g (rad)	I428a (pu)	I151g (rad)	I151a (pu)
5	2.35×10^{-4}	1.169	3.14×10^{-4}	1.187
7	1.04×10^{-4}	4.608	1.19×10^{-4}	4.8
11	2.19×10^{-5}	4.346	8.85×10^{-5}	3.962
13	2.23×10^{-5}	0.663	1.77×10^{-5}	0.367
17	1.15×10^{-5}	0.646	1.11×10^{-6}	0.489
19	8.46×10^{-5}	3.054	8.85×10^{-6}	1.292
23	6.92×10^{-6}	2.269	1.11×10^{-6}	0.227
25	3.08×10^{-6}	5.829	3.32×10^{-6}	2.897
29	2.69×10^{-6}	5.061	1.11×10^{-6}	2.95
31	2.69×10^{-6}	1.833	3.32×10^{-6}	4.538
35	2.69×10^{-6}	0.89	1.11×10^{-6}	3.229

Bar 3-4'de bulunan harmonik bileşenli akım kaynaklarından injekte edilen akım büyüklükleri (Tablo 5.1.) ve Z_{04} , Z_{03} harmonik bileşenli empedans elemanları kullanılarak Bar 0'daki gerilim harmonik bileşenlerinin büyüklüğü hesaplanır [2].



Şekil-5.7.Bar 0'da ölçülen ve hesaplanan harmonik bileşenlerin gerilim büyüklükleri.

Bar 0'da hesaplanan harmonik bileşenli gerilim değeri ile Bar 0'da ölçülen harmonik bileşenli gerilim değeri arasında bu duyarlılık testinde yapılan bağıl hata %2.6'dır. En büyük genliğine sahip 5. harmonikte yapılan bağıl hata nispeti %6.9 olup diğer harmoniklerdeki hata oranı %5.7 ile %1.7 arasında değişmektedir. Bar 0'da ölçülen ve hesap edilen harmonik bileşenli gerilim büyüklükleri Şekil 5.5'de bar grafik olarak görülmektedir.

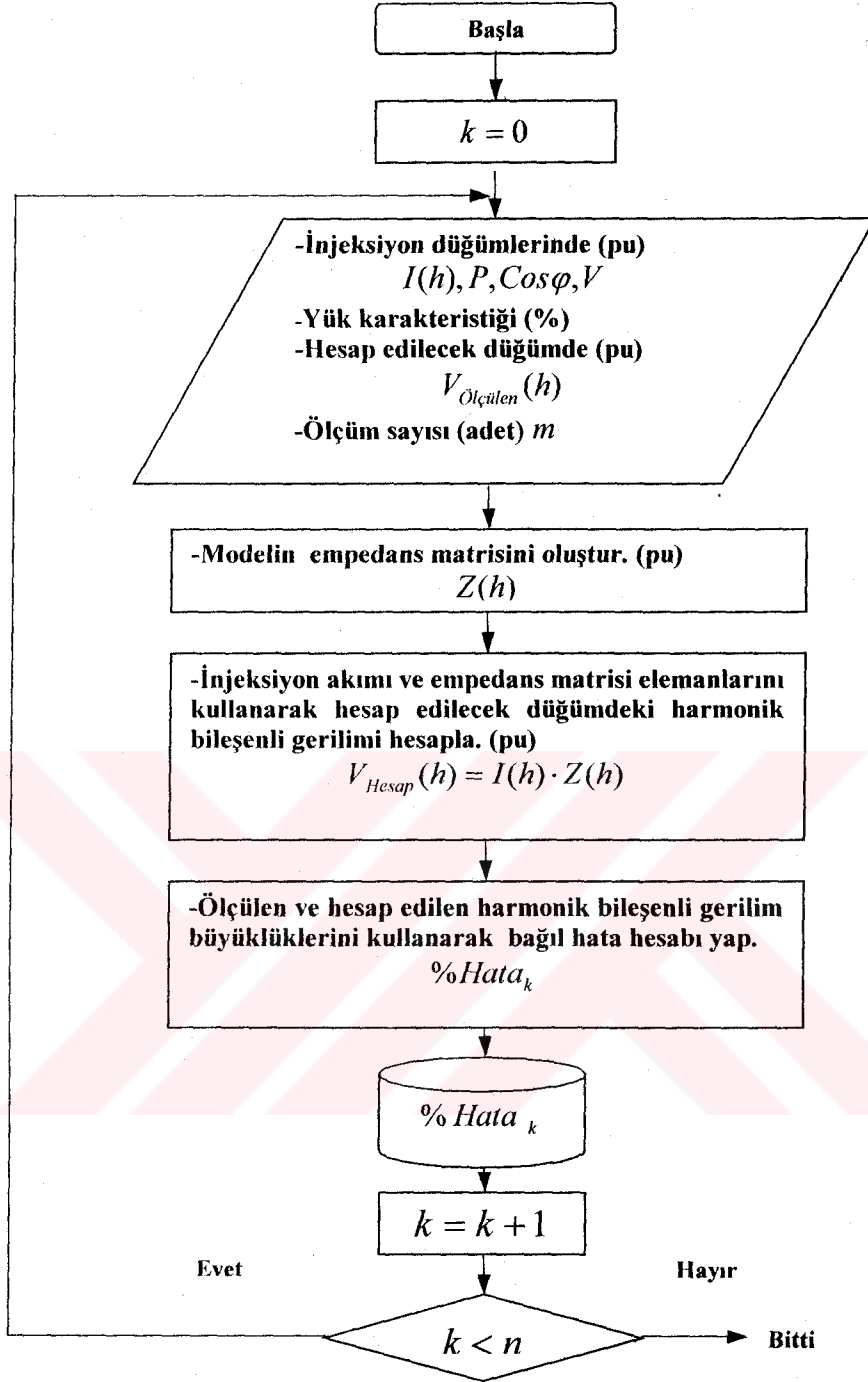


Şekil 5.8. Bar 1 (V1) ve Bar 2 (V2) hesap edilen gerim harmonikleri.

Yapılan bir ölçüm için Bar 3-4'de bulunan harmonik bileşenli akım kaynaklarından injekte edilen akım büyüklükleri ve $Z_{13}, Z_{14}, Z_{23}, Z_{24}$ harmonik bileşenli empedans elemanları kullanılarak Bar 1-2'de hesaplanan gerilim harmonik bileşenlerinin büyüklüğü Şekil 5.6'da görülmektedir.

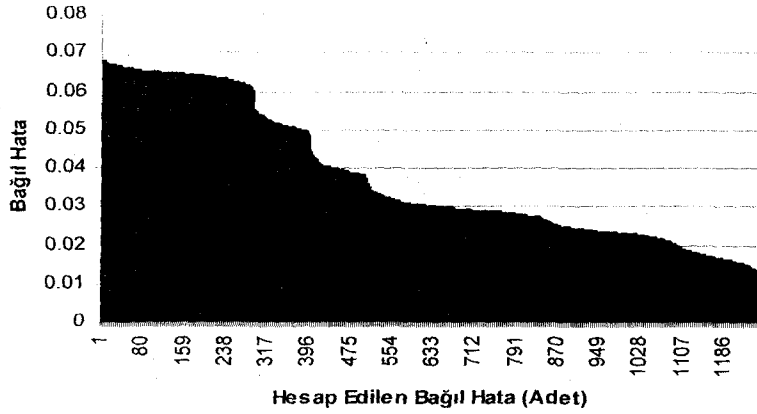
5.9. Model Üzerinde Yapılan Duyarlılık Testleri ve Hata Hesabı

Dağıtım fideri üzerinde üç ayrı noktadaki 1260 ayrı asenkron ölçüm, Şekil 5.7'de görünen akış diyagramı dahilinde oluşturulan modele tatbik edilmiştir.



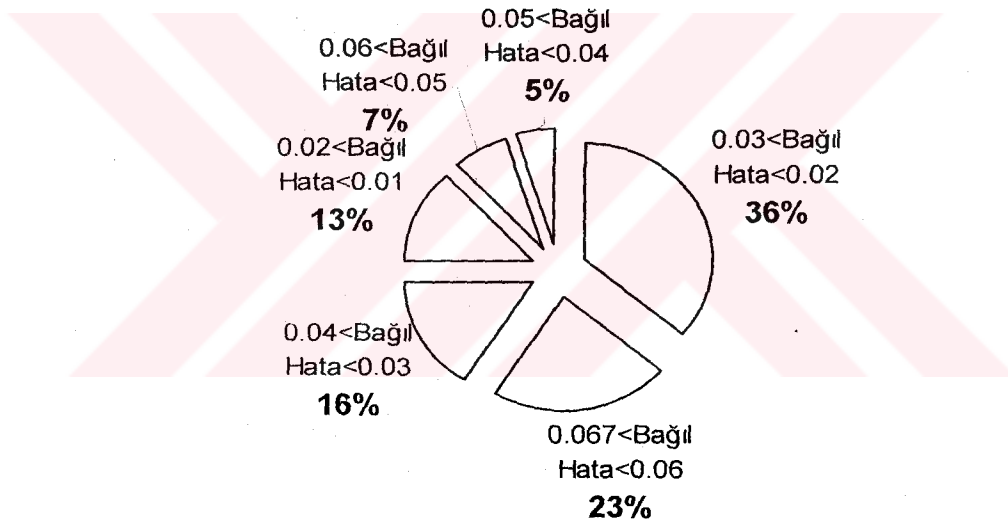
Şekil-5.9.Hata hesabı akış diyagramı.

Bu çalışmada çift ve triplen harmonikler hariç 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35 No'lu harmonikler duyarlılık ve hata hesabı çalışmalarında göz önüne alınmıştır.



Şekil-5.10. Ölçüm sayısına göre yapılan bağıl hata.

Şekil 5.8’de ölçüm sayısına göre yapılan bağıl hata, Şekil 5.9’da ise her yüz ölçümde yapılan bağıl hata dağılımı görülmektedir.



Şekil-5.11. Yapılan bağıl hata dağılımı.

Yapılan bu çalışmada;

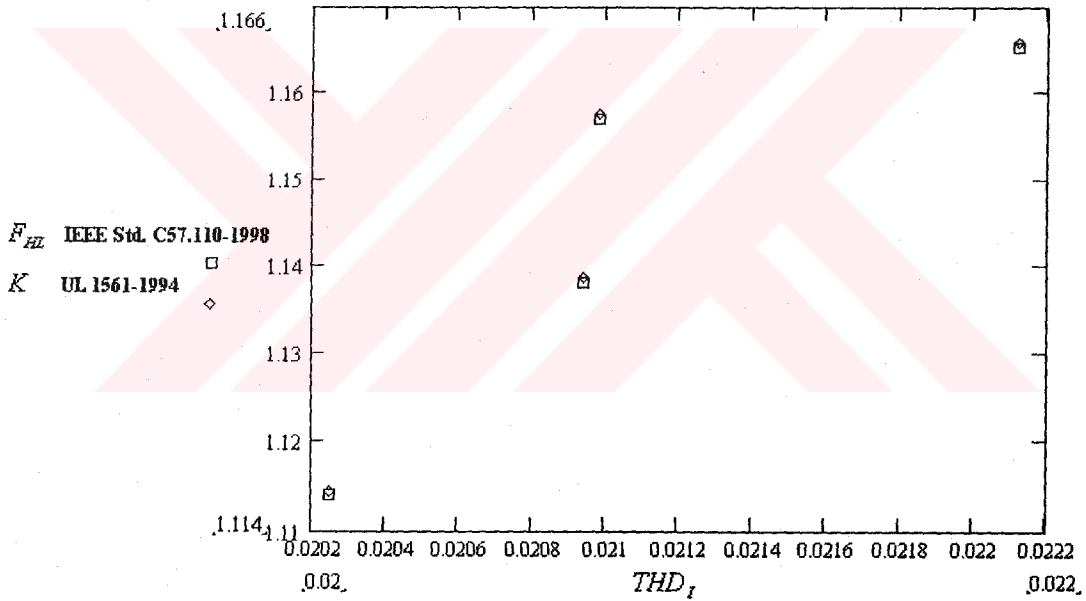
-İki ayrık zamanda gerçekleştirilen asenkron ölçümlerde zaman senkronizasyonunun tam olarak sağlanamaması,

-Bar 0’daki ölçümler 10,5 kV gerilim seviyesinde gerçekleştirilmesi nedeniyle enerji analizörüne hata oranı %1’den büyük olan ölçü transformatörlerinden örnekleme alınması,

-Ölçüm anında şebekenin yük karakteristiğinin tam olarak bilinmemesi, nedenleriyle ölçüm ve hesap metodu arasındaki bağıl hata oranının büyüdüğü düşünülmektedir.

5.10. Gerçek Ölçüm Değerleri Kullanılarak Farklı Standartlarda Yapılan Tanımlara Göre Transformatör Anma Değerindeki Değişimin İncelenmesi

428 No'lu dağıtım transformatörünün bir fazındaki gerçek ölçüm değerleri kullanılarak farklı standartlarda [13,14] yapılan tanımlara göre hesaplanan yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun, K faktörü ve F_{HL} 'ye göre değişimi Şekil 5.10'da görülmektedir. Bu grafik 4 ayrı zamanlı ölçüm için gerçekleştirilmiştir.



Şekil 5.12. Yapılan gerçek ölçümlere göre yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I), F_{HL} (IEEE Std..C57.110-1998) ve K Faktörü (UL 1561-1994) ile değişimi.

UL Std.1561: 1994 [14] belirtilen K faktörü ile IEEE Std C57.110:1998 [13] de belirtilen Harmonik Kayıp Faktörü arasındaki ilişki

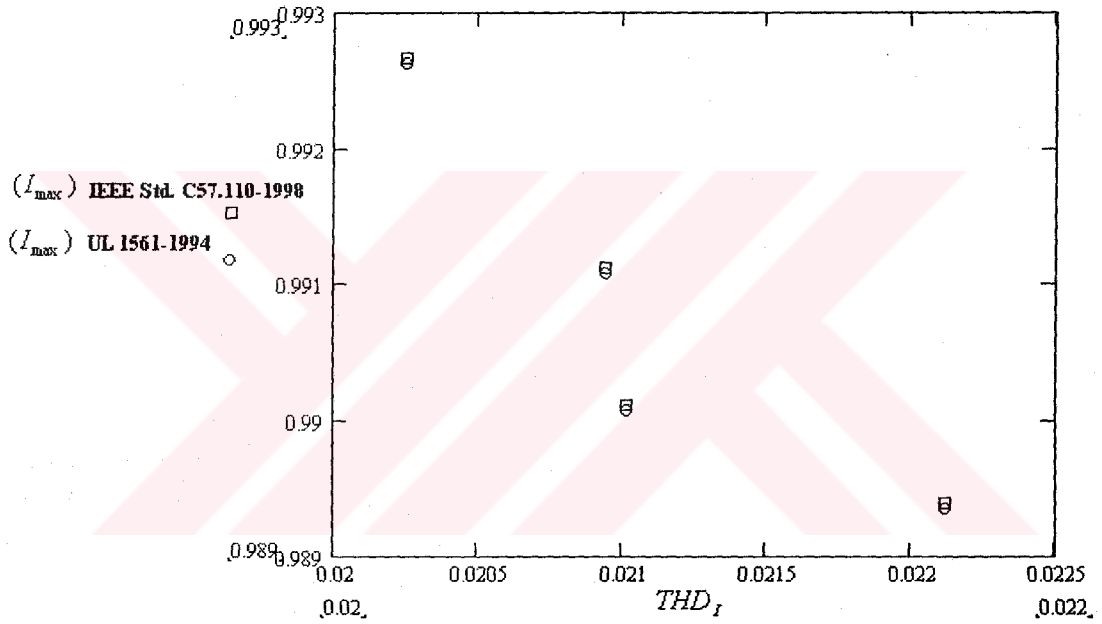
$$K - factor = \left[\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2}{I_R^2} \right] F_{HL} \quad (5.14)$$

şeklinde ifade edilmektedir [13].

5.14 No'lu eşitlik yük akımının Total Harmonik Distorsiyonu içerecek biçimde düzenlenir ise

$$K - factor = (1 + THD_I^2).F_{HI} \quad (5.15)$$

şeklinde ifade edilebilir. Şekil 5.10'daki K-faktörü ve F_{HI} arasındaki farkın yukarıda ifade edilen 5.15 No'lu eşitlikten kaynaklandığı görülmektedir. Buna benzer olarak her iki standartta farklı olarak tanımlanan; harmonikli yük akımları nedeniyle transformatörün anma yükündeki değişim Şekil 5.11'de görülmektedir.



Şekil 5.13. Yapılan gerçek ölçümlere göre yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I), hesap edilen I_{max} (IEEE Std..C57.110-1998) ve I_{max} (UL 1561-1994) ile değişimi.

Şekil 5.11'de ifade edilen söz konusu 4 ayırık ölçüm için her iki standart arasındaki fark (Yük akımının aynı total harmonik distorsiyonunda olması durumunda hesaplanan transformatör anma yükü arasındaki fark) %0.1'i geçmemektedir. Buna karşın yük akımının Total Harmonik Distorsiyonunun büyümesi durumunda her iki standart arasındaki bu farkın büyüceği görülmektedir.

5.11. Sonuç

Bir orta gerilim şebekesinde bilinmek istenen bir düğüm noktasındaki harmonikler; bu düğüm noktası civarında yapılan asenkron ölçümler kullanılarak, kabul edilebilir hata limitleri dahilinde hesaplanabilir. Bu hesap metoduyla bilinen düğüm noktalarındaki harmonik büyüklükleri kullanılarak, çalışma yapılan bölgede şebeke modeline göre bilinmeyen düğümlerdeki harmonikler bulunabilir. Yapılan bu çalışmalarda ölçümlerin doğru bir biçimde yapılması kadar, sistem elemanları ile bu bölgedeki yüklerin modellenmesi de çok önemlidir.

Gerçek ölçüm değerleri kullanılarak farklı standartlarda yapılan tanımlara göre transformatör anma değerindeki değişimin incelendiğinde; yük akımının Total Harmonik Distorsiyonunun büyümesi durumunda K-faktörü ve Harmonik Kayıp Faktörü arasında farkın büyüyeceği görülmüştür.

6. SONUÇ

Bu çalışmada; hem elektrik şirketlerini hem de tüketicileri önemli ölçüde ilgilendiren güç kalitesi kavramı ve harmonikler incelenmiştir. Herhangi bir sistemde, güç kalitesi probleminin varlığının teşhisi kadar çözümünün de nasıl gerçekleştirileceğinin bilinmesi bir o kadar önemlidir. Avrupa Birliği'ne girmeye çalıştığımız şu günlerde ülkemizdeki üreticilerin ve mevcut üretimi kullanıp işleyen özel ve kamu sektörünün konuya gereken önemi göstermesi gerekmektedir. (Amerika Birleşik Devletleri'nin sadece 1990 yılında güç kalitesi adına yapmış olduğu yatırımın bedeli 1 Milyar \$ civarındadır.) Bu nedenle ülkemizde güç kalitesi standartları konusundaki veri eksikliğinin giderilmesi çalışmalarına hız verilmeli, bu konuda yapılacak çalışmalarda yurt dışındaki uygulamalar göz önüne alınmalıdır.

Eğer gelişen teknolojiye paralel olarak gerekli önlemler alınmaz ise, enerji sistemlerinde harmoniklerin yol açtığı olumsuzluklar daha çok ortaya çıkacaktır. Bu nedenle iletim ve dağıtım şebekelerinde yapılacak olan planlamalarda; sistem elemanlarının seçimi kadar tüketici yüklerinin karakteristiği ve bölgenin teknolojik gelişimi göz önüne alınmalıdır.

Nonlineer yüklerin transformatörlerde meydana getirdiği ek ısınmalar finansal kayıplara yol açmaktadır. Günümüzde; kar-maliyet ilişkisi dahilinde K faktörlü transformatörlerin kullanılması yaygın hale getirilmelidir. Ayrıca triplen harmoniklerin kaynağa doğru akışını önlemek için elektrik şebekelerinde primer sargıları delta bağlı olan transformatörler tercih edilmelidir.

Bu çalışmada, yük akımı Total Harmonik Distorsiyonunun (THD_I) oransal olarak (K / F_{III}) değişimi incelemiştir. Yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonu arttıkça; ayrı standartlarda tanımlanan K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörü oranı artış göstermektedir. K-faktörü ve Harmonik Kayıp Faktörü oranındaki bu artış transformatörün anma gücünün azalmasıyla sonuçlanacaktır. Sonuç olarak Yük akımına ait Total Harmonik Distorsiyonunun artması veya azalması durumunda K-faktörü ile Harmonik Kayıp Faktörünü arasındaki oranda, doğru orantılı olarak artacak veya azalacaktır.

Ayrıca bu çalışmada; gerçek bir orta gerilim dağıtım sistemine ait fider üzerinde harmonik ölçüm çalışmaları yapılmıştır. Çalışmanın yapıldığı fidere ait yük ve sistem elemanları modellenmiş, daha sonra yapılan ölçüm çalışmaları geliştirilen modele tatbik edilmiştir. Modellenen bu fider üzerinde, alternatif yük konfigürasyonları kullanılarak elde edilen sonuçlar, bağıl hata hesaplarıyla desteklenmiştir. Yapılan çalışma sonucunda;

-Bir orta gerilim şebekesinde bilinmek istenen bir düğüm noktasındaki harmonikler; bu düğüm noktası civarında yapılan asenkron ölçümler kullanılarak, kabul edilebilir hata limitleri dahilinde hesaplanabileceği,

-Daha çok düğüm ve sayıda asenkron ölçümlerin yerine senkron ölçümlerin yapılması durumunda oluşan bağıl hatanın azalacağı,

-Hesaplamalarla elde edilen sonuçların, bu noktada yapılacak olan harmonik ölçümlerinden daha doğru olmayacağı, tespit edilmiştir.

Orta gerilim elektrik dağıtım sistemlerinde harmoniklerin analizi konu başlığı altında ileride yapılabilecek çalışmalar olarak;

-Dağıtım barasındaki çıkış fiderlerinin tamamı modellenerek, çalışma yapılan bölgede daha detaylı modeller elde edilebileceği ayrıca yapılacak olan modellemeler için gerçekleştirilecek olan senkron ölçüm noktası çoğaltılabileceği,

-Orta gerilim çıkışlarındaki ölçü transformatörleri modellenerek oluşturulacak olan empedans matrisine dahil edilebileceği,

-Çalışılan fider üzerinde gün/ay/yıl içerisinde farklı yük modelleri kullanılarak elde edilen sonuçlar söz konusu zaman dilimlerinde yapılacak olan ölçümlerle desteklenebileceği,

-Daha az noktadan yapılan ölçümlerle tüm dağıtım sistemindeki transformatörlerin deratasyonunun hesaplanmasıyla ilgili algoritmalar geliştirilebileceği ayrıca diğer bir sistem elemanı olan dağıtım hat ve kabloları için deratasyon çalışmalarının yapılabileceği

düşünülmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] **DUGAN R.C., MCGRANAGHAN M.F., BEATY H.W.:** *'Electrical Power Systems Quality'*, McGraw-Hill Comp. New York, 1996, ISBN 0-07-018031-8
- [2] **KENNEDY B.W.:** *'Power Quality Primer'*, McGraw-Hill Comp. New York, 2000, ISBN 0-07-134416-0
- [3] **ACHA E., MADRIGAL M.:** *'Power Sytems Harmonics:Computer Modelling and Analysis'*, John WILEY&Sons Inc., New York, 1988, ISBN 0-471-52175-2
- [4] **HARMONICS WORKING GROUP (IEEE PES T&D COMMITTEE):** *'Guide for Applying Harmonics Limits on Power Systems'*, IEEE Standards Department, 1994
- [5] **BALDA J.C. et. al:** *'Effects of Harmonics on Equipment'*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No:2, 1993, pp. 672-680
- [6] **RIBERIO P.F.:** *'Harmonics Modelling and Simulation, Distribution System and Other Linear Elements Modelling'*, IEEE Power Engineering Society Task Force on Harmonics Modelling and Simulation, Tutorial on Harmonics Modelling and Simulation, 1998, Chapter 3, pp. 15-27
- [7] **ARRILLAGA J.,SMITH B.C., WATSON N., WOOD A.R.:** *'Power System Harmonics Analaysis'*, John WILEY&Sons Inc., New York, 1997, ISBN 0-471-97548-6
- [8] **CIGRE WORKING GROUP:** *'Harmonics Characteristic Parameters, Methods of Study, Estimates of Existing Values in the Networks'*, Electra, No.7, July 1981., pp.35-55
- [9] **ARRILLAGA J. DENSEM T.J., BODGER P.S.:** *'Three Phase Transmission System Modelling for Harmonic Penetration Studies'*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No:2-1984, pp. 310-317
- [10] **BERGEAL J., MOLLER L.:** *'Influence Des Charges Sur La Propagation Des Perturbations De Type Harmoniques Principales Consequences'* Internal Report E.D.F HR/22-1034,1980

- [11] **FORREST J.A.C.:** *'Harmonic Load Losses in HVDC Converter Transformers'*, Power Delivery, IEEE Transaction on, Volume:6 Issue:1, 1991, pp. 151-157
- [12] **KENNEDY B.W.:** *'Energy Efficient Transformers'*, McGraw-Hill Comp. New York, 1997
- [13] **IEEE Std. C57.110: 1998:** *'Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents'*, ISBN 0-7381-0431-0
- [14] **UL Std.1561: 1994:** *'Dry-Type General Purpose and Power Transformers'*
- [15] **RICE D.E.:** *'Adjustable-Speed Drive and Power Rectifier Harmonics: Their Effects on Power System Component in Proceedings'*, IEEE PCIC Conference, No.PCIC 84-52
- [16] **EMANUEL A. E. and WANG X.:** *'Estimation of Loss of Power Transformers Supplying Nonlinear Loads'*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-104, No:3-1985, pp. 628-636
- [17] **YILDIRIM D., FUCHS E. F.:** *'Measured Transformer Derating and Comparison with Harmonic Loss Factor Approach'*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.15, No:1-2000, pp. 186-191.
- [18] **TACI. M. S., YILDIRMAZ G., SARUL H.:** *'Examination of the Effects of the Nonlinear Parameters of a Transformer for Selected Operating Modes'*, NAPS University of Waterloo, Canada-2000 pp.11/1-6
- [19] **ÇAKIR H.** *'Elektrik Güç Sistemlerinin Analizi'* Nesil Yayıncılık, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul, 1986
- [20] **ARIKAN O.:** *'Nonlinear Yüklerin Transformatörler Üzerindeki Etkisi'*, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul, 2003
- [21] **BOĞAZİÇİ ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş., ARAŞTIRMA PLANLAMA KOORDİNASYON MÜDÜRLÜĞÜ:** *'2002 Yılı Sistem Etüd ve Yük Değerleri Dökümanı'*



[22] **BEST-BALIKESİR ELEKTROMEKANİK SANAYİ TESİSELERİ A.Ş.:**
*'DOR 250000/30 Tip, 36480, 36481, 36482 Seri No'lu Transformatörlere Ait
Rutin Test Protokolü'*

[23] **DEMİREL KABLO A.Ş.:** XLPE Kablo Kataloğu

[24] **Power Engineering Society, Harmonics Working Group General Systems
Subcommittee:**

<http://www.ee.ualberta.ca/pwrsys/IEEE>, Erişim Tarihi:13.Ocak.2002





Özgeçmiş

Mehmet GÖNEN, 1968 yılında Tavşanlı-Kütahya'da doğdu. İlk ve orta öğretimini 1975-1985 yılları arasında Kütahya ve Eskişehir'de tamamladı. 1986 yılında girmeye hak kazandığı Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği bölümünden 1992 yılında mezun oldu. 1992-1993 yıllarında TKİ Bursa-Orhaneli Marmara Linyitleri'nde İşletme Mühendisi, 1995-1996 yıllarında Trakya Üniversitesi'nde çalıştı. 1997 yılında Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü Mühendislik Fakültesi Elektronik Mühendisliği Bölümü'nde yüksek lisans öğrenimine başladı. Halen Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. Yük Tevzi Müdürlüğü'nde, Röle-Ölçü Ayar-Test Başmühendisi olarak çalışmaktadır.

