

34789



YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**NON-LİNEER YÜKLERİ İÇEREN
ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNİN
İŞLEMESİNDE HARMONİKLERİN
ETKİNLİKLERİ VE KAYIP ANALİZİ**

34789

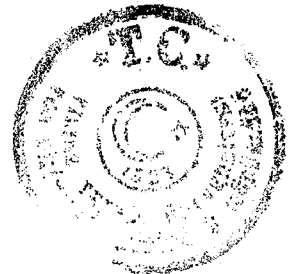
Elk. Yük. Müh. Ferit ATTAR

**F.B.E. Elektrik Anabilim Dalında
hazırlanan**

DOKTORA TEZİ

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Selim AY

İSTANBUL, 1994



İÇİNDEKİLER

SEMBOL LİSTESİ	V
ŞEKİL LİSTESİ	IX
TABLO LİSTESİ.....	X
KISALTMALAR LİSTESİ.....	XI
TÜRKÇE ÖZET	XII
ABSTRACT.....	XIII

1. GİRİŞ.....	1
1.1. Genel Giriş ve Tanıtım.....	1
1.2. Harmonikler İle İlgili Literatür İncelemesi.....	2

2. ŞEBEKE HARMONİKLERİNE GENEL BAKIŞ.....	5
2.1. Harmoniklerin Matematiksel Tanımı ve Harmonik Reaktif Güç.....	5
2.2. Harmonik Kaynakları.....	8
2.2.1. Çeviriciler.....	8
2.2.2 Transformatörler.....	8
2.2.3. Ark Fırınları.....	10
2.2.4. Diğer Harmonik Kaynakları.....	12
2.3. Harmoniklerin Şebeke Üzerindeki Etkinlikleri.....	14
2.3.1. Harmoniklerin Yol Açtığı Rezonans Olayları.....	14
2.3.2. Harmoniklerin Döner Makinalar Üzerindeki Etkileri.....	16
2.3.3. Harmoniklerin Duran (Sabit) Şebeke Elemanları Üzerindeki Etkileri.....	17
2.3.3.1. İletim Sistemi Üzerindeki Etkiler.....	17
2.3.3.2. Transformatörler Üzerindeki Etkiler.....	18
2.3.3.3. Kapasite Grupları Üzerindeki Etkiler.....	18
2.3.3.4. Koruyucu Sistemler Üzerindeki Etkiler.....	18
2.3.3.5. Küçük Güçlü Elektrik Tüketicileri Üzerindeki Etkiler.....	19
2.4. Dünyadaki Harmonik Standartları.....	19
2.5. Tüketici Standartları.....	25

3. ELEKTRİK ŞEBEKE ELEMANLARININ HARMONİK BAĞIMLI

MODELLENMESİ.....	26
3.1. İletim Hatlarının Modellenmesi.....	26

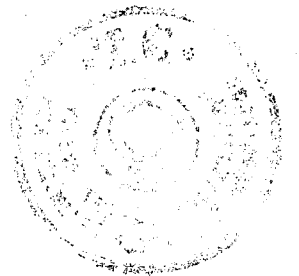


3.2. Transformatörlerin Modellenmesi.....	32
3.3. Asenkron Motorların Modellenmesi.....	35
4.HARMONİK SÜZGEÇLERİ.....	39
4.1. Harmonik Süzgeçlerine Genel Giriş.....	39
4.2. Harmonik Süzgeçleri İle İlgili Genel Tanımlar.....	39
4.3. Süzgeç Tasarım Kriterleri.....	42
4.4. Ayarlı Süzgeçler.....	44
4.5. Q Faktörünün Belirlenmesine İlişkin Grafik Bir Yöntem.....	46
4.6. Çift Ayarlı Süzgeçler.....	48
4.7. Zayıflatıcı Süzgeç Tipleri.....	50
4.8. Süzgeç Maliyeti.....	51
5.HARMONİK İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERİNİN GENEL ANALİZİ VE KAYIPLARIN AYRIŞTIRILMASI.....	54
5.1.Genel Giriş.....	54
5.2. Non-lineer Bir Yükün Devreler Teorisi Yönünden İncelenmesi.....	54
5.3.Enerji Sistemine Bağlı Non-lineer Yükün Tanımlanması.....	57
5.4. Harmonik Kayıplar ve Bu Kayıpların Ayrıştırılması.....	59
5.5.Harmoniklerin Yol Açtığı Ek Omik Kayıpların Analizi.....	60
5.5.1.Ek (Omik) Hat Kayıplarının Analizi.....	60
5.5.2.Ek (Omik) Sargı Kayıplarının Analizi.....	64
5.5.3 Harmoniklerin Yol Açtığı Ek Nüve Kayıplarının Analizi.....	65
5.5.3.1.Ek Histeresis Kayıplarının Analizi.....	66
5.5.3.2. Ek Girdap Akımı Kayıplarının Analizi.....	67
5.6.Harmonik Kayıplarından Ortaya Çıkan Ek Maliyet Analizi.....	68
5.6.1.Harmonik Hat Kayıplarının Yol Açtığı Ek Maliyet Analizi.....	68
5.6.2.Sisteme Şönt Bağlı Elemanlardan Kaynaklanan Ek Harmonik Maliyet Analizi.....	69
6.SAYISAL UYGULAMA.....	71
SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	79

KAYNAKLAR.....84

EKLER.....92

ÖZGEÇMİŞ

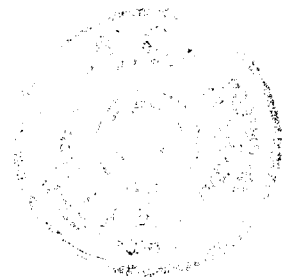


SEMBOL LİSTESİ

A	Nüve kesiti
$[\dot{A}]$	(3x3) boyutunda dönüşüm matrisi
$\dot{a}$	Kompleks döndürme operatörü
$\dot{a}^2$	Kompleks döndürme operatörü
C	Kapasite
D_s	İletkende geometrik ortalama yarıçap
D_{ij}	i-j iletkenleri arasındaki açıklık
d	İletken uzunluğu
f	Frekans
H_i	i iletkeninin yerden yüksekliği
H_{ij}	i iletkeni ile j iletkeninin görüntüsü arasındaki uzaklık
I	Akımın efektif değeri
I'	Harmonikli akımın efektif değeri
I_d	Doğrultulmuş akım
I_n	n. harmonik akımı
I_μ	Transformatörün mıknatıslanma akımı
$[\dot{I}^s]$	(3x1) boyutunda dönüşüm akımları matrisi
i(t)	Ani akım
j	Akım yoğunluğu
j'	Tanımlanan akım yoğunluğu
K	Genel anlamda sabit
L	Endüktans
L_o	İletkenin dış endüktansı
L_i	İletkenin iç endüktansı
M	Maliyet, moment
N	Sarım sayısı
n	Harmonik mertebesi
[P]	Potansiyel katsayı matrisi
P	Aktif güç
ΔP_n	(dengeli yüklenmede) n. harmonik kayıpları
$\Delta P'_n$	(dengesiz yüklenmede) n. harmonik kayıpları
Q	Kalite faktörü, reaktif güç
Q_h	Harmonik reaktif güç



R	İletkenin (alternatif akım) direnci
R_o	Toprağın direnci
R_o	İletkenin doğru akım direnci
r	İletkenin yarıçapı
S	Görünen güç
s	Kayma
t	Histeresis Kayıpları/girdap akım kayıpları oranı, zaman
U	Fazarası gerilimin efektif değeri
U'	Harmonik gerilimin efektif değeri
V	Faz gerilimi
$v(t)$	Ani gerilim
X	Reaktans
Y	Admitans
$[Y]$	Admitans matrisi
y	Transformatör matrisinin elemanı
Z	Empedans
$[Z]$	Empedans matrisi
α	Tetikleme açısı
α'	Aşım açısı
α_L	Endüktansın artış katsayısı
α_R	Direncin artış katsayısı
α_{RN}	R fazının asimetri oranı
δ	Süzgeç faktörü
λ	Non-sinüsoidal durumda faz açısı
ϵ_o	Havanın permitivitesi
μ_o	İletkenin permeabilitesi
μ_m	Ortamın permeabilitesi
μ_v	İletkenin bağıl permeabilitesi
ρ	İletkenin özgül direnci
ρ_e	Toprağın özgül direnci
φ	Faz açısı
ω	(Açısal) frekans

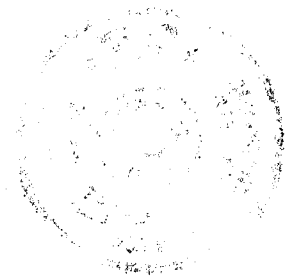


İndisler:

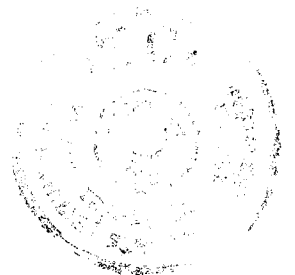
Cu	Bakır kayıpları
f	Filtre (Süzgeç)
Fe	Demir (kayıpları)
G	Girdap akımı (kayıpları)
H	Histeresis
L	Yük
m	Mıknatıslanma, ortak kuplaj
n	harmonik derecesi
ort	ortalama değer
p	primer, paralel
s	Sekonder, seri
t	Transformatör
1	Temel bileşen
2	2. harmonik
+	Doğru bileşen
-	Ters bileşen
0	Sıfır bileşen, rezonans

Özel Gösterimler:

[.]	Matris Gösterimi
{.}	Küme dizisi
(.)	Matris simgesi
(.)	Kompleks büyüklük
(.)'	İndirgenmiş büyüklük
(.)*	Kompleks eşlenik
	Genlik (mutlak değer)
(.)^	Tepe değer
(.)_	Sabit terim
(.)~	Değişken terim
$\sum$ (.)	Toplam fonksiyonu
d(.) / dt	Türev

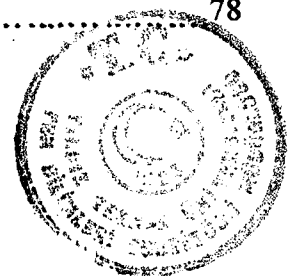


$f(\cdot)$	Fonksiyon
Δ	Artımsal operatör
$\partial (\cdot) / \partial t$	Kısmi türev
$i \Leftrightarrow j$	ij büyüklükleri arasında karşılıklı iletişim



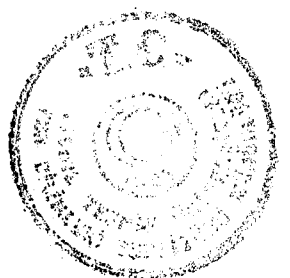
ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1. Transformator mıknatıslama eğrisi ve mıknatıslama akımı değişimleri.....	10
Şekil 2.2. Bir ark fırnında ergitme (a) ve tasfiye aşamalarında frekans dağılımı.....	11
Şekil 2.3. Bir ark fırnında öngörülen harmonik genlikleri	11
Şekil 2.4. Floresant tüp test devresi (a) ve bu devreye ilişkin osilogram sonuçları.....	13
Şekil 2.5. Ortak bağlantı barasında paralel rezonans oluşumu.....	14
Şekil 2.6. Seri rezonans devresi.....	15
Şekil 2.7. Rotor harmonik momentleri ve akımları.....	17
Şekil 3.1. Kapasitesi ihmal edilmiş bir iletim hattının (a) ve kapasitesi göz önüne alınmış iletim hattının n. harmonik için eşdeğer devreleri.....	26
Şekil 3.2. n. harmonik için primere indirgenmiş transformator eşdeğer devreleri.....	33
Şekil 3.3. Asenkron motorun n. harmonik frekansı için tam eşdeğer devresi (a) ve yaklaşık eşdeğer devresi (b).....	36
Şekil 3.4. Yükün modellenmesi (a) ve uygun graf (b).....	37
Şekil 4.1. Tek ayarlı paralel süzgeç devresi (a) ve tek ayarlı paralel süzgeç empedans-frekans diyagramı (b).....	40
Şekil 4.2. İkinci dereceden zayıflatıcı paralel süzgeç devresi (a) ve ikinci dereceden zayıflatıcı paralel süzgeç empedans-frekans diyagramı (b).....	40
Şekil 4.3. Gerilim harmonik distorsiyonu hesabı için devre şeması.....	
Şekil 4.4. Optimum Q ve en olumsuz koşullardaki devre admitansı Y_{sn} 'i bulmak için Kimbark tarafından 60° için çizilen grafik.....	47
Şekil 4.5. İki tek ayarlı süzgeç (a), çift ayarlı süzgeç (b) ve çift ayarlı süzgecin beş ve yedinci harmonikler için hesaplanan frekans-empedans diyagramı (c)....	49
Şekil 5.1. Lineer 2-üçlü (a) ve non-lineer 2-üçlü (b) karakteristikleri.....	55
Şekil 5.2. Lineer yüke ilişkin basit gösterim ve empedans eşdeğeri (a) ve non-lineer yüke ilişkin basit gösterim ve empedans eşdeğeri (b).....	56
Şekil 5.3. Yüke ilişkin harmonik genlik tanımlanması; spektrum gösterimi (a) ve histogram gösterimi (b).....	58
Şekil 5.4. n. f_1 harmonik frekansındaki bir akım kaynağının dönüşüm sonrası bileşenlere ayrıştırılmasına ilişkin tek-hat gösterimi.....	62
Şekil 5.5. k. hattın bağlı olduğu m barasına n. harmoniğe ilişkin bileşke sıfır bileşen akımının şematik gösterimi.....	63
Şekil 6.1. Sayısal uygulama için göz önüne alınan örnek enerji sistemi.....	71
Şekil 6.2. K9 barasındaki transformatorün bağlı harmonik (ek) sargı kayıplarının ayrık gösterimi.....	78



TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1. Ark fırınlarında harmonik seviyeleri.....	12
Tablo 2.2. İsveç SEF kuruluşuna izin verilen toplam harmonik distorsiyonu.....	20
Tablo 2.3. IEEE'nin Amerika Birleşik Devletleri için belirlediği THD.....	21
Tablo 2.4. AS 2279 Standardına göre harmonik sınırlamaları.....	21
Tablo 2.5. Yeni Zelanda için harmonik sınırları.....	22
Tablo 2.6. Fin yönetmeliğine göre harmonik sınırları.....	22
Tablo 2.7. İngilterede 1. aşama için kabul edilen harmonik değerleri.....	23
Tablo 2.8. İngilterede 2. aşama için kabul edilen harmonik sınırları.....	24
Tablo 2.9. Sistemin herhangi bir noktasındaki gerilim distorsiyon sınırları.....	24
Tablo 2.10. İngiltere'de 3. aşamada dönüştürücü yerleştirilmesindeki maksimum yük sınırları.....	25
Tablo 5.1 Dağıtım hatlarının topolojisine bağlı t değerleri.....	64
Tablo 6.1. Örnek sisteme ilişkin hat parametreleri.....	71
Tablo 6.2 Örnek sisteme ilişkin bara bilgileri.....	72
Tablo 6.3 Örnek sisteme ilişkin harmonik akım değerleri.....	72
Tablo 6.4 Örnek sistemde yer alan transformatör parametreleri.....	72
Tablo 6.5 Sayısal uygulamaya ilişkin öngörülen kümeler.....	73
Tablo 6.6 Durum-I için hesaplanan hat kayıpları.....	73
Tablo 6.7 Durum-II için hesaplanan hat kayıpları.....	74
Tablo 6.8 Durum-III için hesaplanan hat kayıpları.....	74
Tablo 6.9 Durum IV için hesaplanan hat kayıpları.....	75
Tablo 6.10 K1 barasındaki gerilimlere ilişkin THD.....	75
Tablo 6.11 K2-K3 baraları arasında öngörülen asimetri akım kümeleri.....	76
Tablo 6.12 Dengesiz çalışmada Durum-I için hesaplanan hat kayıpları.....	76
Tablo 6.13 Dengesiz çalışmada Durum-II için hesaplanan hat kayıpları.....	77
Tablo 6.14 Dengesiz çalışmada Durum-III için hesaplanan hat kayıpları.....	77
Tablo 6.15 Dengesiz çalışmada Durum-IV için hesaplanan hat kayıpları.....	78



KISALTMALAR LİSTESİ

ANSI	Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü
AS	Avustralya Standartı
bei	İmajiner Bessel fonksiyonu
ber	Reel Bessel fonksiyonu
BIF	Bobin ısı faktörü
BSI	İngiliz Standartlar Enstitüsü
DIN	Alman Ulusal Normu
GB	Geçirme bandı
EDF	Fransız Elektrik Kurumu
FFT	Hızlı Fourier Dönüşümü (Fast Fourier Transformation)
IEC	Uluslararası Elektroteknik Birliği
IEE	(İngiliz) Elektrik Mühendisleri Birliği
IEEE	(A.B.D.) Elektrik-Elektronik Mühendisleri Birliği
KIF	Kapasite ısı faktörü
SCR	Yarıiletken kontrollü doğrultucu
SEF	İsveç Elektrik Kurumu
pu	Per-unit
TFT	Temel frekans toleransı
(THD) _i	Akım için toplam harmonik distorsiyonu
(THD) _u	Gerilim için toplam harmonik distorsiyonu
TIF	Telefon girişim faktörü
VDE	Alman Elektroteknikerler Birliği



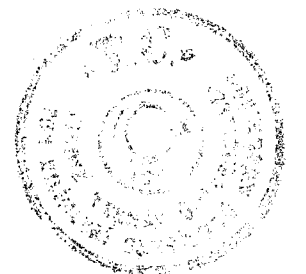
ÖZET

Elektrik enerji sistemlerindeki genel incelemelerde sistemdeki büyüklüklerin sinüsoidal olduğu, bir başka deyişle yüklerin lineer olduğu kabul edilir. Bununla birlikte, özellikle son yirmi yılda yariletken teknolojisindeki gelişmelere bağlı olarak, enerji sistemlerinde non-lineer yüklerde artış gözlenmektedir. Bunun sonucu, sistem üzerindeki harmonik etkinliği de artacaktır.

Bu çalışmada, ilk olarak, harmoniklerle ilgili genel matematiksel bağıntılar ve kavramlar verilmiş, genel standartlar özetlenmiştir. Daha sonra harmonik oluşturan kaynaklar ve harmoniklerin elektrik enerji sistemleri üzerindeki etkileri üzerinde durulmuştur. Harmoniklerin süzülmesine ilişkin genel kurallar ve filtre tasarımı ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

Çalışmanın beşinci bölümünde, öngörülen yaklaşım çerçevesinde, harmoniklerden kaynaklanan ek kayıplar ayrıştırılmış ve hem dengeli hem dengesiz yüklenme için n. harmonik için kayıp formülasyonu elde edilmiştir. Bu kayıplara karşılık düşen n. harmonik maliyet fonksiyonları matris biçiminde verilmiştir.

Sayısal uygulama bölümünde non-lineer yük içeren 154/15 kV luk bir enerji sistemi göz önüne alınmıştır. Sistemde şönt kapasitörler ve 5./7. harmonikleri süzen süzgeç devreler tasarlanmıştır. Sistem üzerinde yapılan temel ve harmonik güç akışı sonrasında, harmonik (bara) gerilimleri ve harmonik kayıplar hesaplanmıştır. Bir simülasyon programı kullanılarak yapılan analiz, kapasitörlerin ve filtrelerin devrede olup olmamasına göre dört ayrı durum içermektedir. Dengesizlik etkisi de dikkate alınarak harmonik (ek) kayıplar belirlenmiştir. Ortaya konulan bağıntılar (Bölüm 5) ve elde edilen hesaplama sonuçları doğrultusunda, harmoniklerin enerji sistemlerinin ekonomik işlemlerini sınırladığı belirlenmiş ve tüm sonuçlar irdelenmiştir.



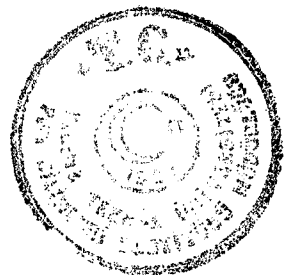
ABSTRACT

In the general studies of electric power systems, quantities of system-i.e. load currents are assumed to be linear. However, number of non-linear in power systems increase, depending on development of SCR's technology especially since 1970s. Therefore, effect of harmonics upon the system will increase.

In this study, first, general mathematical expressions and concepts for harmonics are given and general standards are summarized. Later, harmonic sources and effects of harmonics on electric power systems elements are discussed. The elimination of harmonics and filter-design are given in detail.

In 5th chapter of study, via proposed approach, additional losses resulting from are decomposed and nth harmonic loss-formulation is obtained for both balanced and unbalanced loading. nth harmonic-cost functions for these losses are given in matrix form.

In numerical illustration, a sample power system, 154/15 kV, consisting of non-linear loads is considered. Shunt capacitors and filter(s) smoothing 5th and 7th harmonics are designed for the systems. After fundamental and harmonic load flow are performed, harmonic (bus) voltages and harmonic losses are computed. This analysis depending on a software consists of four different cases-shunt capacitors and filter(s) switch on/off. Additional harmonic losses are computed with asymmetry conditions. It is clear that harmonics economical operation of electric power systems, using proposed expressions (in chapter 5) and obtained computer results.



1. GİRİŞ

1.1. Genel Giriş ve Tanıtım

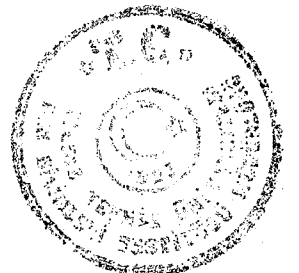
Günümüzün vazgeçilmez enerji türü olan elektrik enerjisi, yüzyılımızın başlarında ilk kullanılmaya başlandığı yıllarda çok sınırlı bir alana yönelikti. Dolayısıyla günümüzde karşılaşılan pek çok problemi de gözlenmiyordu. Geçen yıllar içinde, elektrik enerjisine olan talep artış gösterdi. Yüklerin (tüketicilerin) türlerinde ve yerleşiminde (devre topolojisinde) değişmeler oldu; buna bağlı olarak iletilen güç, işletme gerilimi ve iletim uzunluğu gibi temel parametrelerin değerleri de arttı.

Özellikle 1970'li yıllardan itibaren elektrik enerjisi sektöründe çok yaygın olarak "Yarıiletken elemanlar (SCR)"ın kullanıldığı görülmektedir. Endüstrideki her tür kontrolden enerji iletim tekniğindeki uygulamalara (doğru akımla enerji iletimi-hvdc) kadar her alanda bu tür elemanların sıkça kullanıldığı bu dönemde, bazı işletme problemleri ortaya çıkmıştır. Bu elemanların doğasından kaynaklanan en önemli bozucu etki, akım ve gerilim dalga biçimlerinin periyodik olmakla birlikte sinüsoidal değişimden uzaklaşmalarıdır (Nonsinüsoidal dalgalar). Bu tür dalgalar, bilindiği gibi, J. Fourier tarafından tanımlanmış seriye açıldığında genlik, frekans ve faz açısı olarak birbirinden farklı sinüsoidal dalgaların matematiksel toplamı olarak ifade edilebilmektedir. Sinüsoidal değişimi simgeliyen "temel" dalga dışındaki dalgalar, "Harmonik" adını almaktadır.

Elektrik enerjisinin üretim, iletim, ve dağıtımı ile ilgili analizlerde göz önüne alınan başlıca varsayımlardan birisi de, akım ve gerilimlerin sinüsoidal olduğudur. Bu varsayım doğrultusunda "Tek-Hat eşdeğeri" kullanılabilir. Sistemde harmoniklerin bulunması halinde ise, harmonik sayısı kadar tek-hat eşdeğer devresinden söz edilecektir. (Burada, sistemin lineer olduğunun kabul edildiği ve böylece "Toplamsallık Teoremi"nin uygulanabileceği varsayılmıştır.)

(*) Enerji sistemlerindeki harmoniklerin etkinliklerin ortaya koymaya yönelik Uluslararası Konferanslar; ABD (1984),

Kanada (1986), ABD (1988), Macaristan (1990), ABD (1992), ve İtalya (1994) şeklinde özetlenebilir.



Harmoniklerin yukarıda belirtilen analizi zorlaştırıcı etkinliğinin yanısıra, sistem üzerinde pek çok olumsuz etkilerinden söz edilebilir. Bu olumsuz etkilerin sağlıklı olarak belirlenmesi, giderilmesi, analitik çözüm yöntemleri, ölçme teknikleri modelleme, simülasyon vb. çalışmaları yansıtan Uluslararası Konferansların Peryodik olarak düzenlenmesi konunun önemini göstermektedir. 1980' li yıllardan itibaren düzenlenen bu tip konferanslar enerji sistemlerinde harmoniklerin etkinliğinin açık göstergesidir^(*).

Bu çalışmada, harmonik oluşturan non-lineer yüklerin enerji sistemleri üzerindeki etkinlikleri incelenmiş ve sayısal uygulama bölümünde birbirinden farklı kombinasyonlar oluşturularak her duruma ilişkin değerler hesaplatılmış, ortaya konulan bağıntılar ve elde edilen sayısal bulgular ışığında sonuçlar irdelenmiş ve gerekli öneriler ifade edilmiştir.

1.2. Harmonikler İle İlgili Literatür İncelemesi

Sinüsoidal değişim göstermeyen işaretlerin (Non-Sinüsoidal akım ve gerilim dalga biçimleri) elektrik tesis elemanları üzerindeki etkilerinin araştırılması yüzyılımızın başlarına kadar uzanır. Sinüsten ayrılan dalgaların beraberinde getirdiği harmoniklerin mertebesi, çeşitliliği ve genel enerji sistemleri üzerindeki etkinliği yıllar boyunca artarak süregelmiştir. Bu süreç içinde, harmoniklerin etkinliğini araştırmaya yönelik gerek kuramsal gerekse deneysel çeşitli yaklaşımlar bir bütün halinde ortaya konmuştur. buradaki araştırmalar, harmoniklere yol açan kaynaklar, harmonik analizine yönelik matematiksel tanım ve çözümleme teknikleri, harmoniklerin olumsuz etkileri, harmonik alt/üst sınırları, harmoniklerin yok edilmesi, harmonik analizine ilişkin sayısal çözümleme yöntem ve teknikleri vb. konular üzerine yoğunlaştırılmıştır.

Alternatif akımın ortaya çıktığı ilk yıllardan itibaren doğrultucular, transformatörler, doyma olayı ve generatörler incelenirken, bunların aynı zamanda birer harmonik kaynağı olduğu vurgulanmıştır. Yarıiletken doğrultucuların kullanılmadığı o yıllarda, doğrultma işlemi motor generatör grubu yardımıyla gerçekleştirilmekteydi. Bu konuda, Steinmetz'in enerji sistemlerindeki harmonikler konusundaki araştırmaları ilgi çekicidir. I. Dünya savaşı yıllarında Steinmetz'in yaptığı çalışmalar (Steinmetz, 1916; Steinmetz, 1917) transformatörlerdeki doyma ve histerezis olaylarından kaynaklanan dalga bozulmalarını tanımlamaktaydı. Buradaki dalga biçiminin kare ya da üçgen dalga olması ile sinüsoidal dalga olması çeşitli yönlerden karşılaştırılmış olup, enerji sistemleri için en uygun dalga biçiminin sinüsoidal dalga olduğu gösterilmiştir. Ayrıca generatörlerin dağılmış sargı ve



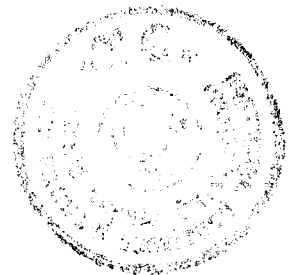
yarık kutuplarından kaynaklanan gerilim harmonikleri üzerinde durulmuş ve yıldız-üçgen bağlı transformatörlerdeki akım/gerilim harmonikleri de tanımlanmıştır. Özellikle Simetrik Bileşenler Yönteminin ve Fourier Analizinin çok yaygın olarak kullanılmadığı o dönemde, Steinmetz'in araştırmaları çok önemli ve değerliydi.

Sonraki yıllarda yapılan çalışmalar, çoğunlukla transformatör bağlantılarından kaynaklanan harmonikler üzerine yoğunlaştırılmıştır (Clinker, 1914; Curtis, 1914; Fortescue, 1914), Civa buharlı doğrultucular, 1920'li ve 1930'lu yıllarda yaygın olarak kullanılmaktaydı. Bu elemanların ortaya çıkardığı harmonik akım ve gerilimlerini hesaplamaya yarayan bazı ampirik bağıntılara ve eşdeğer devrelere yer veren yayınlara da rastlanmaktadır (Blye and Kent, 1914; Plucknett et al., 1941).

II. Dünya Savaşı'nın bitiminden sonra, doğrultucularla ilgili analizler, daha karmaşık ve geniş bir yapı içinde ele alındı. Örneğin: Civa buharlı doğrultucuların ateşleme açısı, komutasyon açısı vb. parametrelerine bağlı olarak akım harmonikleri ve rezonans koşulları incelendi (Christensen et al., 1944; Schmidt, 1953).

Günümüzde kullanılan yarıiletken elemanların oluşturduğu ve hem doğrultma hem de evirme işleminde yararlanılan çeviricilerin yaygın kullanım alanları arasında, doğru akımla enerji iletimi (HVDC) başta olmak üzere VAR kompanzasyonu vb. sayılabilir. HVDC'ye yönelik ilk çalışma Kimbark'a aittir (Kimbark, 1971); bunu diğer çalışmalar izlemiştir. Bilindiği gibi deşarj lambaları da genel harmonik kaynaklar arasında sayılabilir ve yerleşim yoğunluğu yüksek olan bölgelerde etkin olarak kullanılmaktadır. Bu tip elemanların da harmonik analizi içinde önemli yerleri vardır (Waymouth, 1971; Herrick, 1980; Laskowski and Donoghue, 1981).

Diğer taraftan, transformatörlerin "doyma" olayından kaynaklanan non-sinüsoidal mıknatıslanma akımları da ayrı bir inceleme konusu olmuştur (Pender and Del Mar, 1967), (Szabados and Lee, 1981). Aynı şekilde endüvi oluk sayısı ve rotor hızının bir fonksiyonu olan döner makina harmonikleri de ilgi çekicidir. Bununla birlikte, günümüzdeki modern tasarım teknikleri sonucu bu tip etkinliğinin az olduğu söylenebilir. Bu arada non-lineer empedans etkisi gösteren ark fırınları, döküm tesisleri vb. başlıca harmonik üreticileri olarak incelenmiştir (Sundberg 1976; Dugan, 1980).



Harmoniklerin etkinliğini araştırmaya yönelik çalışmalar, başlangıçta haberleşme devrelerindeki bozulmaları incelemekteydi. Sonraki yıllarda harmoniklerin enerji sistemleri (ve sistem elemanları) üzerindeki etkinlikleri de dikkate alınmaya başladı. (IEEE Standarts Board, 1976; Linders, 1979), Bu çerçevede, harmoniklerin, röleler ve diğer koruyucu elemanlar, ölçü aletleri vb. cihazlar üzerindeki bozucu etkileri de araştırılmıştır (Baggott, 1974; Emanuel et al., 1981). Harmonik analiziyle ilgili olarak geliştirilen ilk bilgisayar destekli çözümleme tekniği, doğru akımla enerji iletimi (HVDC) problemlerine yöneliktir (Hingorani et al., 1966; Hingorani et al., 1968; Hay and Hingorani, 1970; Htsui and Shepperd, 1971; Williams and Smith, 1973; El-Serefi and Shehata, 1976; Coi et al., 1980). Bu yöntemde, çeviriciler ideal anahtar ile modellenmektedir ve sistemi karakterize eden non-lineer diferansiyel denklemler sayısal olarak çözülmektedir. Ancak, bu yöntemde tüm sistem elemanlarının ayrıntılı bir biçimde modellenmesinin gerekmesi ve çözüm süresinin uzunluğu gibi bazı zorluklar bulunmaktadır.

1970'li yıllardan yıllardan itibaren enerji sistemleri, hatların T- ve π - eşdeğer devreleri ve bağımsız kaynaklarla modellenmeye başlanmıştır (Owen and Granaghan, 1980; Mc Granaghan et al., 1981; Pileggi et al., 1981; Johnson et al., 1982; Densem et al., 1984; McGranaghan et al., 1984; Balser and Felts, 1985; Sharma and Fleming, 1986). Lineerleştirilmiş modellemeye dayanan bu teknik, sistemin enpedans veya admitans matrisinin doğrudan çözümüne dayanır. Harmonik kaynakları, ideal gerilim ya da akım kaynaklarıyla gösterilir. Yapılan varsayımlar arasında, gerilimlerin dengeli ve sinüsoidal olduğu ve farklı harmonik diziler arasında herhangi bir bağın olmadığı da bulunmaktadır.

Bir diğer harmonik analizi yöntemi, non-lineer frekans domen analizidir. Bu yöntemde, non-lineer yüklerin gerilim ve akımların Fourier eşdeğerleri göz önüne alınır. Güç akışı için de Newton-Raphson Yöntemi kullanılır (Xia and Heydt, 1982; Heydt et al., 1983). Bu yöntem, ideal akım ve gerilim kaynaklarıyla modellemeyi esas alan diğer tekniklere göre duyarlıdır. Buna karşılık, geleneksel güç akışı problemlerine göre iterasyon fazlalığı dikkat çekicidir. Son olarak harmoniklerin oluşturduğu harmonik görünen güç, eşdeğer güç katsayısı, gibi tanımları veren ve Devreler Teorisi bakış açısı içinde çeşitli çözümleme teknikleri sunan araştırmalar da mevcuttur (IEEE, 1979; Shephard and Zand, 1979).



2. ŞEBEKE HARMONİKLERİNE GENEL BAKIŞ

2.1. Harmoniklerin Matematiksel Tanımı ve Harmonik Reaktif Güç

Zamana göre tam sinüsoidal olmayan ancak periyodik değişim özelliği gösteren dalga biçimleri içinde "harmonikler" saklıdır. Bilindiği gibi tüm periyodik fonksiyonlar Fourier Serisi^(*) adı verilen bir seriye açıldıklarında, birinci terimi bir sabit, diğer terimleri ise bir değişkenin katlarının sinüs ve cosinüslerinden oluşan bir seri halinde yazılabilirler. Bu tanımdan hareketle, bir $f(x)$ fonksiyonu için

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

yazılabilir.

Burada;

$$\left. \begin{aligned} a_n &= \frac{2}{T} \int_0^T f(x) \cdot \cos nx \cdot dx \quad (n=0,1,2,3,\dots) \\ b_n &= \frac{2}{T} \int_0^T f(x) \cdot \sin nx \cdot dx \quad (n=0,1,2,3,\dots) \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

şeklinde T, periyodu göstermektedir. (2.1) ifadesinden

$$c_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (n \neq 1) \quad (2.3)$$

harmoniklerin "genlik" değerini ve

$$f_n = n \cdot f_1 \quad (n \neq 1) \quad (2.4)$$

harmoniklerin frekansını verecektir.

(*) Joseph Fourier (1768-1830), "Theorie Analytique de la Chaleur" Paris, 1822.



"1" indisli terimler "Temel Bileşen" adını alır. Temel bileşen, aynı zamanda, tam sinüsoidal değişime karşılık düşen dalgayı belirler. Fonksiyonun tek dalga veya çift dalga simetrisine sahip olması seri açılımını daha da basite indirger (Kuo 1960; Kreyzig, 1967). Sinüsoidal olmayan peryodik bir gerilim ve akıma Fourier serisi açılımı uygulandığı kabul edilsin.

Zamana bağlı olarak, gerilim için.

$$u = \sum_{n=1}^{\infty} U_n \cdot \sin(n\omega t - \alpha_n) \quad (2.5)$$

ve akım için

$$i = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cdot \sin(n\omega t - \beta_n) \quad (2.6)$$

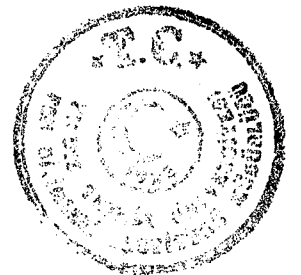
Şeklinde yazılabilir.^(*) Analizlerde çoğu kez, harmonik sayısının sonlu bir değer olduğu kabul edilebilir. Gerilim ve akımın etkin (efektif) değeri ise

$$\begin{aligned} U &= \sqrt{\frac{1}{2} \left(\hat{U}_1^2 + \hat{U}_2^2 + \dots \right)} \\ I &= \sqrt{\frac{1}{2} \left(\hat{I}_1^2 + \hat{I}_2^2 + \dots \right)} \end{aligned} \quad (2.7)$$

şeklindedir. " $\hat{}$ " işareti, tepe değerini göstermektedir.

Diğer taraftan (2.5) ve (2.6) daki gerilim ve akım ifadelerinin çarpımı

^(*) Gerek gerilim gerekse akım için. dalgaların zaman eksenine göre pozitif ve negatif alternanslarının eşit olduğu kabul edilmiştir.



$$p = u.i \quad (2.8)$$

ani gücü verecektir.

Bu çarpımda ωt 'nin aynı katlarının sinüslerinin çarpımları ile ωt 'nin birbirinden farklı katlarının sinüslerinin çarpımları şeklinde terimler bulunacaktır. Trigonometrik özdeşlikler kullanılarak, gücün bir periyot için ortalama değeri

$$P_{ort} = \frac{1}{T} \int_0^T p.d.t = \frac{1}{2} \sum \hat{U}_n \cdot \hat{I}_n \cdot \cos(\alpha_n - \beta_n) \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (2.9)$$

olup burada $\hat{U}$ ve $\hat{I}$ tepe değerleri yerine U ve I etkin değerleri konulur ve $(\alpha - \beta)$ farkı φ ile gösterilirse

$$P_{ort} = \sum U_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi_n \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (2.10)$$

elde edilir.

$n = 1$ için bulunacak güç, temel bileşen gücüdür ve tüketici için gerekli olan güç değerini göstermektedir. Şebekeden çekilecek görünen gücün etkin değeri ise

$$S = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2 + Q_h^2} \quad (2.11)$$

olarak yazılabilir., Q_h harmonik reaktif güçleri göstermektedir.

Böylece toplam (eşdeğer) güç katsayısı $\cos \lambda$

$$\cos \lambda = \frac{P_1}{S} \quad (2.12)$$

eşitliğiyle verilebilecektir.



2.2. Harmonik Kaynakları

2.2.1. Çeviriciler

Sanayiden enerji iletimine kadar her alanda yaygın olarak kullanılan çeviriciler, alternatif akımı doğru akıma dönüştüren (Doğrultucular = Redresörler) veya doğru akımı alternatif akıma dönüştüren (Eviriciler = Inverterler) elemanlar olarak tanımlanır. Bu elemanların tasarımı, çalışma özellikleri vb. kavramlar bu çalışmanın içeriğinin dışında kalmakla birlikte, bir çeviricideki harmonik mertebesinin

$$n = k.p \mp 1 \quad (2.13)$$

olduğu yazılabilir (Sundberg, 1976). Burada n harmonik mertebesini, p çeviricinin darbe sayısını ve k pozitif bir sayıyı göstermektedir.

Akımın harmonik değeri ise şu şekilde genelleştirilebilir;

$$I_n = \frac{\sqrt{6} \cdot F}{2p \cdot n \cdot D} I_d \left(\frac{p}{6} \right) \quad (2.14)$$

Burada ;

$$\left. \begin{aligned} D &= \cos \alpha - \cos(\alpha + \alpha') \\ F &= \frac{1 / -(n-1) \cdot \alpha}{n+1} - \frac{1 / -(n-1) \cdot (\alpha + \alpha')}{n-1} \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

olup, α Tetikleme açısını, α' aşım açısını, n harmonik mertebesini ve I_d doğrultulmuş akımı göstermektedir (Kimbark, 1971).

2.2.2 Transformatörler

Bilindiği gibi, bir transformatörün sekonder uçları açık iken primerine sinüsoidal bir gerilim uygulanırsa transformatör sargılarından "boşta çalışma akımı" geçer. Bu akımın



gerçek bileşeni demir kayıplarını karşılar ve ihmal edilebilecek düzeydedir. Sanal bileşeni ise mıknatıslanmayı sağlar.

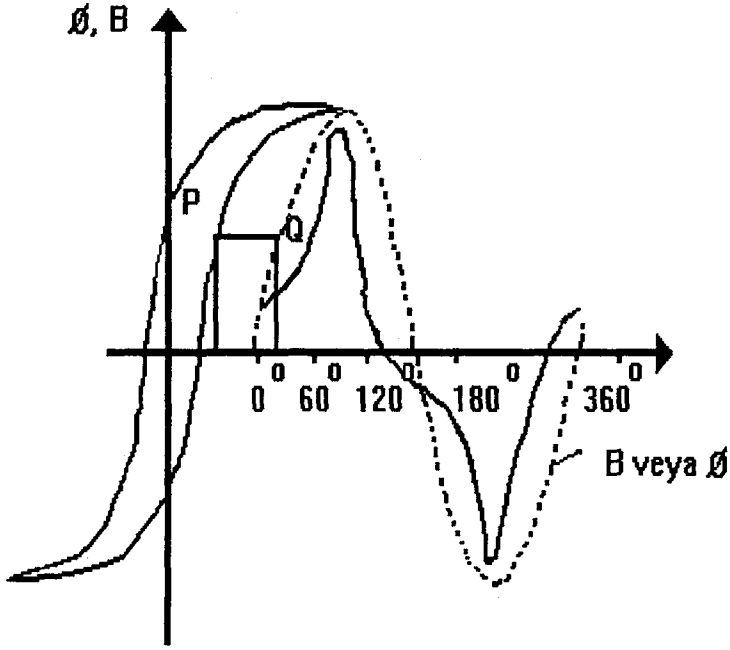
Transformatörün primerine sinüsoidal gerilim uygulanmasına karşın, ferromagnetik nüvenin mıknatıslanma karakteristiği doyma nedeniyle lineer olmadığından, mıknatıslanma akımı da tam sinüsoidal olmayacaktır. Mıknatıslanma akımı temel ve yüksek harmoniklere ayrıştırılırsa, tek sayılı harmoniklerin olduğu gözlenir. En etkin harmonik ise, 3. harmoniktir. Mıknatıslanma akımının zamana bağlı değişimi ölçme yoluyla belirleneceği gibi, grafik yoldan da belirlenebilir (Kürchler, 1966; Boduroğlu, 1982).

Mıknatıslanma akımının 3. harmoniğinin etkinliği, sargı biçimine ve yıldız noktasının durumuna çok yakından bağlıdır. Örneğin, sıcak haddelenmiş transformatör saçında, maksimum 1.4T'lık endüksiyon için I_{μ} mıknatıslanma akımı

$$\frac{I_{\mu 3}}{I_{\mu 1}} = 0.5 \quad ; \quad \frac{I_{\mu 5}}{I_{\mu 1}} = 0.28 \quad ; \quad \frac{I_{\mu 7}}{I_{\mu 1}} = 0.12$$

şeklinde harmonik oranlarına yol açmaktadır (Reiser, 1968). Bir transformatörde mıknatıslanma eğrisinin ve mıknatıslanma akımının zamana göre değişimi Şekil 2.1. de gösterilmiştir

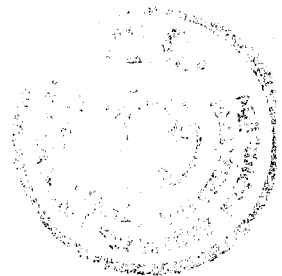


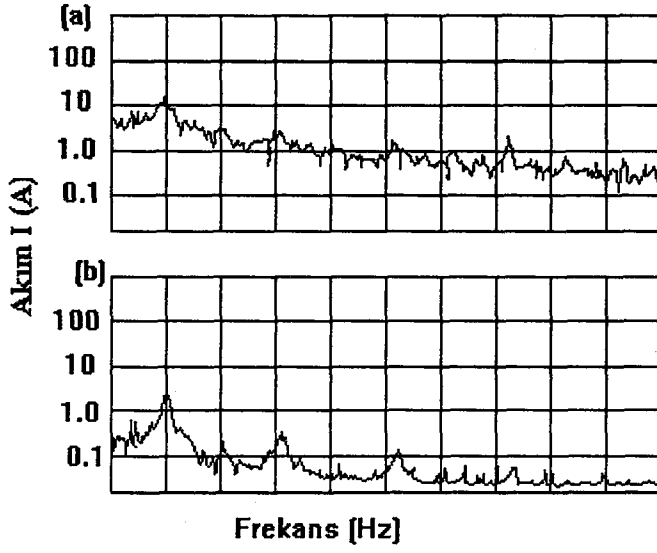


Şekil 2.1. Transformatör mıknatıslanma eğrisinin ve mıknatıslanma akımının değişimleri.

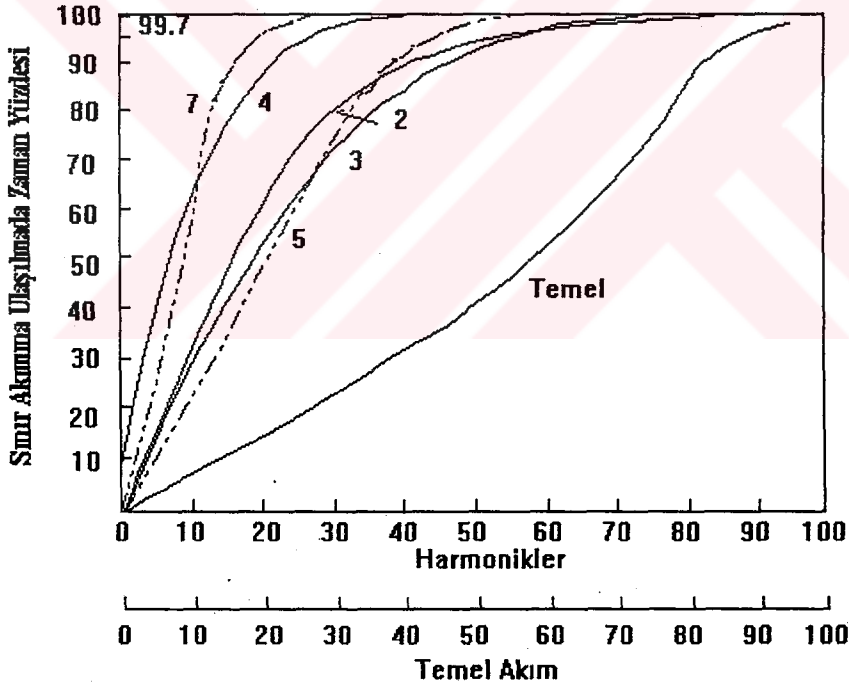
2.2.3. Ark Fırınları

Kaliteli çelik üretiminde kullanılan ark fırınları, yüzlerce MVA kapasitesinde tesis edilebilmektedir (Sundberg, 1976). Bir ark fırınında ergitme ve tasfiye olmak üzere üç aşamadan söz edilebilir. Arkın boyuna bağlı olarak, frekans oldukça geniş bir aralıkta değişir ve harmonikler oluşur. (Şekil 2.2. ve Şekil 2.3.)





Şekil 2.2. Bir ark fırınında ergitme (a) ve Tasfiye (b) aşamalarında frekans dağılımı (Arrilaga et al., 1976).



Şekil 2.3. Bir ark fırınında öngörülen harmonik genlikleri (Arrilaga et al., 1976).

Ark fırınlarında ortalama harmonik seviyeleri ise Tablo 2.1 de gösterilmiştir.



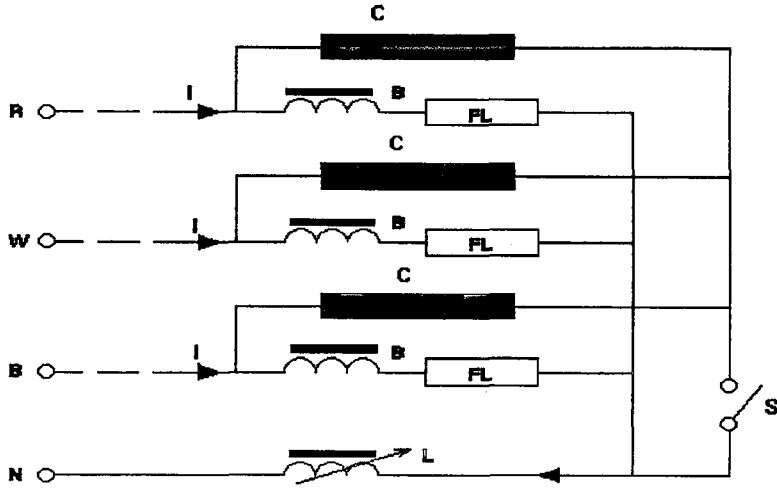
Tablo 2.1. Ark frınlarında harmonik seviyeleri

Harmonik Mertebe	Temel bileşenin [%] si olarak harmonik seviyeleri		
	(Lemonine, 1978)	(John and Köüferle, 1974)	(Coates and Brewer, 1974)
2	3.2	4.1	4.5
3	4.0	4.5	4.7
4	1.1	1.8	2.8
5	3.2	2.1	4.5
6	0.6	(verilmemiş)	1.7
7	1.3	1.0	1.6
8	0.4	0.6	1.1
9	0.5	0.6	1.0
10	0.5	0.5	1.0

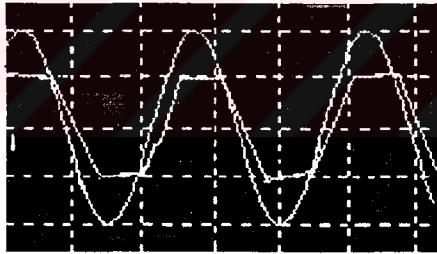
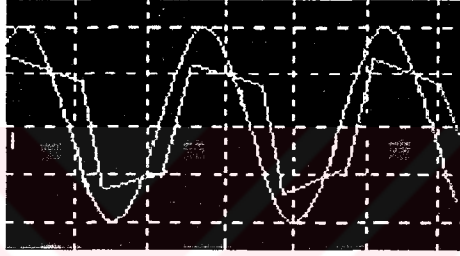
2.2.4. Diğer Harmonik Kaynakları

Floresant tüpler ve benzeri deşarj lambaları, genellikle tek dereceli harmonik üreticilerindendir. Örneğin Şekil 2.4. deki test deveresine ilişkin osilogram sonuçlarından görüleceği üzere, sinüsoidal olmayan değişimler gözlenmektedir (Arrilaga et al., 1976).

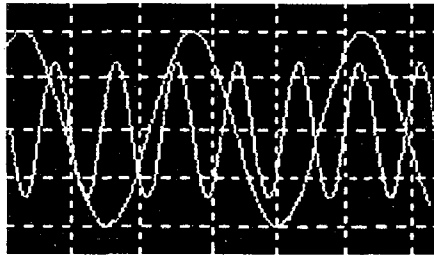




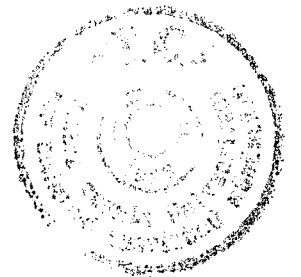
(a)



(b)



Şekil 2.4. Floresant tüp devresi (a) ve bu devreye ilişkin osilogram sonuçları (b).

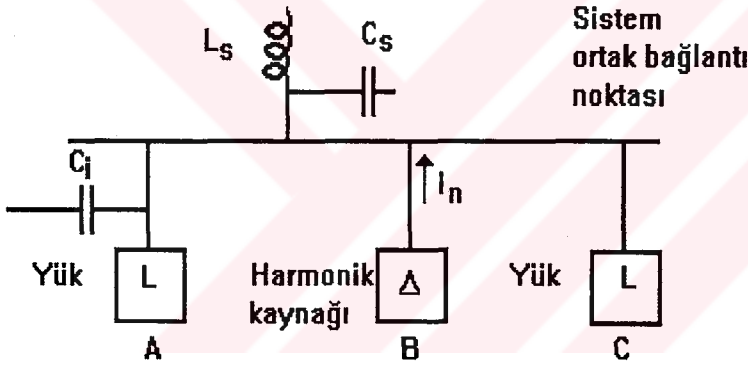


Diğer taraftan, teorik açıdan bakıldığında, döner makinaların da birer harmonik üreticisi oldukları söylenebilir. Şebeke bakımından en önemli döner makina türü de, senkron generatördür. Bununla birlikte, günümüzdeki ileri tasarım teknikleri (oluk ve kutup geometrisi, sargı yapısı vb.) sonucu, artık generatörler birer harmonik kaynağı olmaktan çıkmıştır.

2.3. Harmoniklerin Şebeke Üzerindeki Etkinlikleri

2.3.1. Harmoniklerin Yol Açtığı Rezonans Olayları

Söz konusu rezonans olayları, Seri Rezonans ve Paralel Rezonans olmak üzere iki grup altında incelenebilir. Şekil 2.5 de bir paralel rezonans devresi gösterilmiştir.



Şekil 2.5. Ortak bağlantı barasında paralel rezonans oluşumu.

Şebeke empedansının tamamen endüktif olduğu kabul edilirse, rezonans frekansı

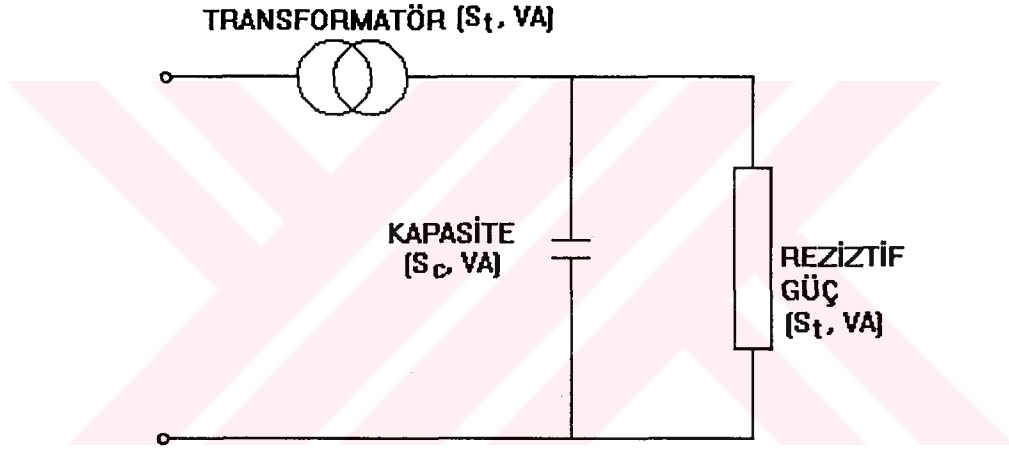
$$f_p = f \sqrt{\frac{S_s}{S_c}} \quad (2.16)$$

yazılabilir. Burada; f temel frekansı, f_p paralel rezonans frekansını, S_s şebekenin kısa devre gücünü [VAr] ve S_c kapasitenin nominal gücünü göstermektedir. Şekil 2.5. de "B"



tüketicisi bir harmonik kaynağı göstermektedir. Bu durumda rezonans koşulu, sistemin endüktansı (L_s) ve kapasitesi (C_s) ile yükün kapasitesinin değerlerine bağlı olacaktır. Hangi durumda rezonans koşulu oluşacağını belirleyebilmek için, baraya bağlı harmonikli yüklerin ve bara geriliminin harmonikleri ölçülmelidir. Genel olarak, baradan enerji sistemine akan akım küçük ancak harmonik gerilim değeri yüksek ise, rezonansın enerji sistemi tarafında oluşacağı söylenebilir. Eğer baraya bağlı yükler büyük harmonik akımlar çekiyor ve bu durum barada harmonik gerilimlerin oluşmasına neden oluyorsa, rezonansın sistemin endüktansı ve yük kondansatörü arasında oluşacağı söylenebilir (Arrilaga et al., 1976).

İkinci rezonans türü olan Seri Rezonans Şekil 2.6 da görülmektedir.



Şekil 2.6. Seri rezonans devresi.

Seri rezonans koşulu

$$f_s = f \sqrt{\frac{S_t}{S_c \cdot Z_t} - \frac{S_1^2}{S_c^2}} \quad (2.17)$$

şeklinde. Burada f_s seri rezonans frekansını, S_t transformatörün nominal gücünü, Z_t transformatörün p.u empedansını ve S_1 omik yükün gücünü göstermektedir. Burada devrenin kalite faktörü (Q), akım akışını belirleyen en önemli kriterdir.



Rezonans olayları, özellikle güç katsayısının düzeltilmesinde kullanılan kondansatörler üzerinde etkili olur. Çeşitli ülkelerin standartları kondansatörlerin aşırı yüklenme akımlarına sınırlamalar getirmiştir. Örneğin aşırı yüklenme akımları İngiltere'de % 15, Avustralya ve Avrupa'da % 30 ve A.B.D'de % 80 oranındadır [IEC Publication 70, 1967; AS 1013, 1971; BS 6650, 1971; ANSI/IEEE Standart 18, 1980]. Ülkemizde ise TS.804'e göre, aşırı yüklenme % 35 dur.

2.3.2. Harmoniklerin Döner Makinalar Üzerindeki Etkileri

Gerek gerilim gerekse akım harmonikleri döner makinalar üzerinde olumsuz etkiler yapar. Bu etkilerden birincisi, ek (harmonik) kayıplardır. Harmoniklerin varlığı, makinaların stator sargılarında, rotor devrelerinde ve nüve kısımlarında ek kayıplara yol açar. Bu konuda, çeşitli teorik ve deneysel analizlerden söz edilebilir. Örneğin 16 kW'lık bir endüksiyon motoru 60 Hz temel frekanslı sinüsoidal gerilimle beslenirken oluşan toplam kayıp 1303 W iken, kare dalga bir gerilimle besleme yapıldığında toplam kayıpların 1600 W'a çıktığı gözlenmiştir (Klingsiran and Jordan, 1968). Benzer şekilde, evirici çıkışından beslenen endüksiyon motorlarında harmonik gerilimlerin yol açtığı kayıpların dağılımı da şu şekilde belirlenmiştir (Chalmers and Sarkar, 1968): stator sargılarında % 14.2; rotor çubuklarında % 41.2; uç bölgeler de % 18.8. Harmoniklerin yol açtığı diğer bir olay da, harmonik momentlerdir. Bir I_n harmonik akımınca faz başına oluşturulan moment, yaklaşık olarak

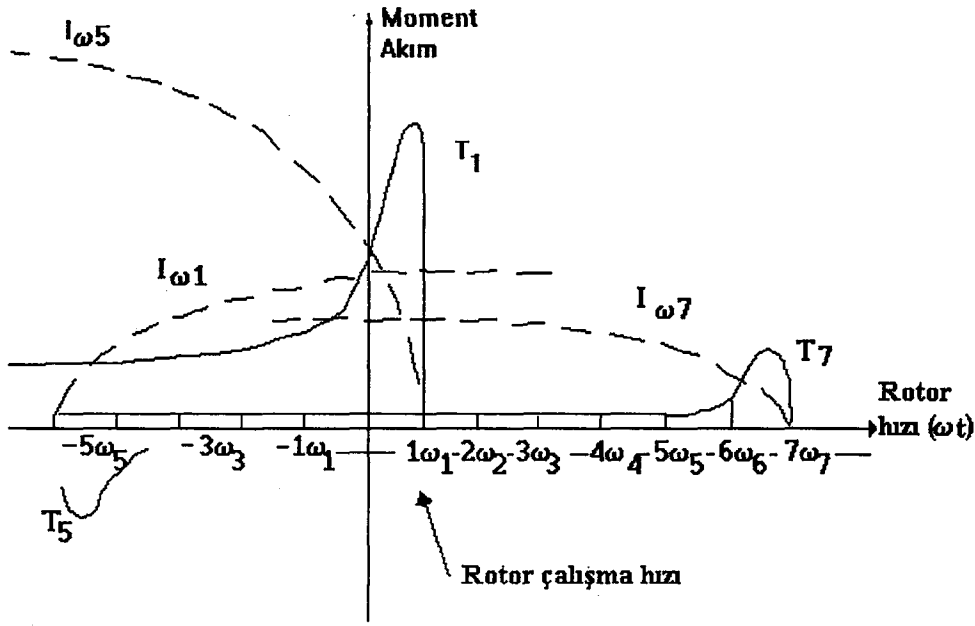
$$M_n = \left(\frac{I_n^2}{n} \right) r'_{2n} \quad (2.18)$$

ve $V_n = I_n \cdot Z_n$ ile $Z_n \approx n \cdot X_1$ ilişkileri kullanılarak

$$M_n = \left(\frac{V_n^2}{n^3} \right) \cdot \left(\frac{r'_{2n}}{X_1^2} \right) \quad (2.19)$$

yazılabilir. Rotor harmonik momentlerinin ve akımlarının değişimi Şekil 2.7 de verilmiştir (Arrilaga et al., 1976).





Şekil 2.7. Rotor harmonik momentleri ve akımları.

2.3.3. Harmoniklerin Duran (Sabit) Şebeke Elemanları Üzerindeki Etkileri

2.3.3.1. İletim Sistemi Üzerindeki Etkiler

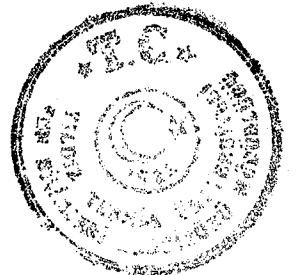
İletim sistemi (Hava hattı veya yeraltı kablosu) üzerindeki etkileri, iki bölüm altında incelemek mümkündür. Bunlardan birincisi, harmonik akım bileşenlerinin oluşturduğu I^2R kayıplarıdır.

Bu kayıplar

$$\sum_n (I^2 R)_n = \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 R_n \quad (2.20)$$

şeklinde verilebilir. Deri etkisi ihmal edililirse, $R_n \rightarrow R$ (hattın omik direnci) yazılabilir.

Diğer taraftan, harmonik akımların hat boyunca oluşturduğu gerilim düşümleri de ayrı bir etkidir. n. akım harmoniğinin oluşturduğu gerilim düşümü.



$$(\Delta V)_n = I_n \cdot Z_n \quad (2.21)$$

olarak yazılabilir.

2.3.3.2. Transformatörler Üzerindeki Etkiler

Harmonik gerilimlerin varlığı, girdap akım ve histerezis kayıplarının artmasına ve yalıtımın zorlanmasına neden olur. Aynı şekilde, harmonik akımları sargı (bakır) kayıplarını arttırıcı rol oynar. Son olarak, üçgen sargılarda sıfır bileşen akımlarının halkalanması da önemli bir etkidir.

2.3.3.3. Kapasite Grupları Üzerindeki Etkiler

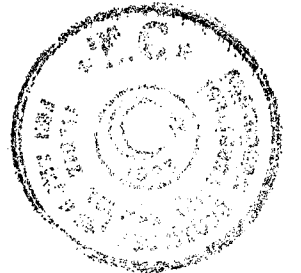
Gerilimin sinüsoidalden ayrılması kapasiteler üzerinde ek kayıplara yol açar. kayıp $\tan \delta = R/(1/\omega \cdot C)$ faktörünü, $\omega_n = 2 \cdot \pi \cdot f_n$ harmonik frekansı ve V_n n. harmoniğe ilişkin gerilimin etkin değerini göstermek üzere

$$\sum_{n=2}^{\infty} C \cdot (\tan \delta) \cdot \omega_n \cdot V_n^2 \quad (2.22)$$

ek dielektrik kayıpları yazılabilir.

2.3.4. Koruyucu Sistemler Üzerindeki Etkiler

Bilindiği gibi, koruyucu sistemler çoğunlukla temel gerilim ve akımlara göre tasarlanırlar; olabilecek harmoniklerin de ya süzüldüğü ya da ihmal edilebilir düzeyde olduğu kabul edilir. Elektromagnetik röle uygulamalarında (aşırı akım koruması gibi) yüksek harmoniklerin çok fazla etkinliğinin olmadığı söylenebilir (Arrilaga et al., 1976). Ancak özellikle mesafe korumalarında, harmonik akımları (özellikle 3. harmonik bileşeni) büyük ölçme ve değerlendirme hatalarına yol açabilmektedir. Dijital mesafe koruma sistemlerinde, akım ve gerilim dalgalarının mutlaka filtre edilmesi gerekmektedir (McClaren and Redfern, 1975).



Bununla birlikte, koruyucu elemanlar (röleler) üzerindeki yapılan testlerden, % 20 lik bir harmonik seviyesine kadar ölelerde fazlaca işletme problemi oluşmadığı gözlenmiştir (Jost et al., 1974).

2.3.5. Küçük Güçlü Elektrik Tüketicileri Üzerindeki Etkiler

Bu etkiler şu şekilde özetlenebilir (Arrilaga et al., 1976).

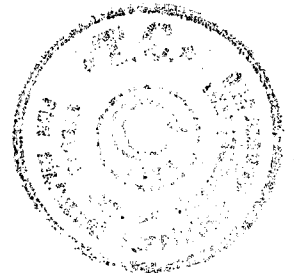
- Gerilim harmonikleri, TV cihazlarının görüntü kalitesini bozabilir.
- Floresant ve civa buharlı lambalarla yapılan aydınlatmada, balastın yanısıra kondansatörler kullanılır. Rezonans olması halinde, aşırı ısınma ve arızalar oluşabilir.
- Bilgisayarlar, elektrikli cihazlar içinde harmoniklere en duyarlı cihazlardır. Çeşitli üretici firmalarca (IBM gibi) harmonik limitleri belirlenmiştir. Örneğin, gerilimin tepe değerinin 1.41 ± 0.1 aralığında kalması koşulu bulunmaktadır.
- Tristör kontrollü hız kontrol cihazlarında harmoniklerin bir takım olumsuz etkileri bulunmaktadır. Örneğin tristörlerin tetiklenmesinde kapı devrelerinde gecikmeler, hatalar vb. sayılabilir.
- Kontrol ve kumanda sistemlerinde harmoniklerden kaynaklanan istenmeyen etkiler oluşabilir.

2.3.6. Enerji Ölçü Aletleri Üzerindeki Etkiler

Ölçü aletleri, başlangıçta tam sinüsoidal işaretlere göre kalibre edilirler. Gerilimin karesiyle orantılı dönme momentine göre ölçüm yapan sayaçlarda, gerilim harmoniklerinin oluşması bazı kayıt hatalarına yol açacaktır (Baggott, 1974; Emanuel et al., 1981).

2.4. Dünyadaki Harmonik Standartları

Harmonik kaynaklarının geçen son on yılda önemli derecede artması sonucu, çeşitli ülkeler harmoniklere bazı sınırlamalar getirmeyi uygun bulmuştur. Bu konuda dikkate alınan en önemli ölçüt, "Toplam Harmonik Distorsiyonu "(THD)" dur. Örneğin gerilim için.



$$TDH = \left(\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2 \right)^{1/2} / U_1 \quad (2.23)$$

şeklinde tanımlanır.

Dünyadaki harmonik standartları, bazı ülkelere göre şöylece uygulanmaktadır.- Fransa

- Fransa: Bu ülkede EDF'nin kayıtlarına göre, bağlantı noktasındaki tek harmoniklerin %1.0 çift harmoniklerin ise % 0.6 değerini aşmaması öngörülmüştür. (Electricite de France, 1981). Bu oranlar temel bileşen cinsinden verilmektedir.
- Almanya: Bu ülkede DIN 57160 (VDE 0160/11.81) normuna göre, toplam harmonik gerilimi temel bileşenin %10 unu aşmamalıdır. Ayrıca 15. harmoniğe kadar izin verilen gerilim harmoniği yüzdesi 5 iken 100. harmoniğe kadar ise % 1 lik gerilim harmoniğine izin verilebilmektedir (DIN 57160 ,VDE 0160/11.81, 1981).
- İsveç: Bu ülkedeki ilgili kuruluş SEF'in toplam harmonik distorsiyonu (TDH) ile ilgili sayısal verileri Tablo 2.2 de şöylece özetlenebilir (SEF Thyristor Committee Report, 1974):

Tablo 2.2. İsveç SEF kuruluşunca izin verilen THD

İşletme Gerilimi	THD (%)
400/250 V	4.0
3.3 kV,.....,24 kV	3.0
84 kV'a kadar	1.0

- Amerika Birleşik Devletleri: Bu ülkede IEEE'nin THD ile ilgili sınırlamaları genel enerji sistemleri için bir tablo şeklinde şöylece verilebilir (IEEE, 1981)



Tablo 2.3: IEEE'nin Amerika Birleşik Devletleri için belirlediği Toplam Harmonik Distorsiyonu sınırları

İşletme Gerilimi	THD (%)
2.4 kV,....,69 kV	5.0
115 kV ve üzeri	3.0

- Avustralya: Avustralya Standartı AS 2279, gerilim kademesini dikkate alarak değerlendirme yapmıştır (Australian Standards Authority, 1979). Örneğin, tek ve çift harmonik sınırlamaları şu şekilde belirtilmiştir..

Tablo 2.4. AS 2279 Standardına göre harmonik sınırlamaları

İşletme Gerilimi	THD (%)	Tek (%) Harmonik	Çift (%) Harmonik
33 kV kadar	5	4	2
22 kV,.,33kV.,66 kV	3	2	1
110 kV ve üzeri	1.5	1.5	0.5

- Yeni Zelanda: Bu ülkenin 1981 yılında yayımlanan ilgili yönetmeliği, akım ve gerilim harmoniklerinin sınırlarını 66 kV ve üzerindeki gerilim kademeleri için vermektedir. Örneğin, harmonik mertebesine göre gerilim harmoniklerinin sınırları Tablo 2.5 te verilmiştir. (New Zeland Ministry, 1981).



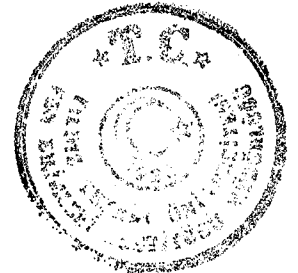
Tablo 2.5. Yeni Zelanda için harmonik sınırları

Harmonik Mertebesi (n)	V_n / Nominal Faz Gerilimi
3	2.3
5	1.4
7	1.0
9	0.8
11	0.7
13	0.6
15	0.5
17-21	0.4
23-49	0.3
2	1.2
4	0.6
6	0.6
8 ve 10	0.3
12-50	0.2

- Finlandiya: Benzer yaklaşımla hareket eden Fin Yönetmeliğinin sınır değerleri de aşağıda Tablo 2.6 da verilmiştir (Finnish Association of Electricity Supply Undertakings, 1978).

Tablo 2.6. Fin yönetmeliğine göre harmonik sınırları

İşletme Gerilimi	Gerilim İçin THD (%)	Akım İçin THD (%)
1 kV	5	-
3 kV ,.....,20 kV	4	10
30 kV ,.....,44kV	3	7
110 kV ve üzeri	1.5	5

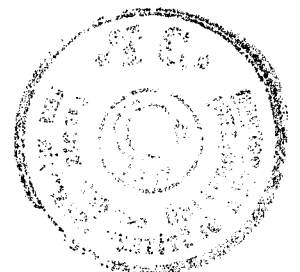


- İngiltere: İngilterede ilgili yönetmelik G5/3 (Electricity Council, 1976) dönüştürücü boyutlarının değerlendirilmesine üç aşamalı bir yaklaşım getirmiştir. Bu aşamalar şu şekilde özetlenebilir.
1. Bu aşamada harmonik seviyeleri kapsamlı olarak göz önüne alınmaz. Harmonik üreten kaynak sadece boyutları açısından değerlendirilir. Aşağıda verilen Tabloda 2.7 de aşama kapsamına giren, teorik olarak tek harmonikleri üreten 5 kVA yı veya 415/480 Voltta 7.5 kVA yı aşmayan tek fazlı harmonik kaynakları bulunmaktadır. (Arrillaga et al, 1985)

Tablo 2.7. İngilterede 1. aşama için kabul edilen harmonik değerleri

Ortak bağlantı noktasında kaynak gerilimi (kV)	Üç fazlı dönüştürücüler		
	üç faz (kVA)	altı faz (kVA)	12- faz (kVA)
0.415	8	12	-
6.6 ve 11	85	130	250

2. Bu aşamada sistem büyüklüğü yerine sistem üzerindeki harmonik akım ve gerilimleri ile harmonik gerilim distorsiyonu seviyesi kriter olarak alınmıştır. Distorsiyona neden olan yükün bağlanmasına izin verilmesi için, ek yükün akım seviyesini aşmaması gerekmektedir. Burada bağlantı öncesi mevcut gerilim distorsiyonu izin verileninkinden %75 daha azdır. İkinci aşama içinde bulunan tipik dönüştürücüler Tablo 2.8 de verilmiştir.



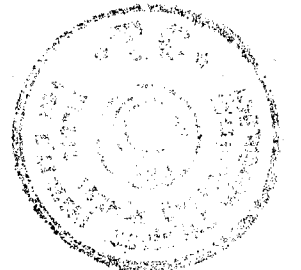
Tablo 2.8. İngilterede 2. aşama için kabul edilen harmonik sınırları

Kaynak Gerilimi (kV)	Harmonik mertebesi ve harmonik akımı (A)																
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
0.415	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	
6.6 ve 11	1	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	
33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	
132	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	

Tablo 2.9. Sistemin herhangi bir noktasındaki gerilim distorsiyon sınırları

Kaynak Gerilimi (kV)	Toplam harmonik distorsiyonu [%]	Harmonik distorsiyonu [%]	
		Tek	Çift
0.415	5	4	2
6.6 ve 11	4	3	1.75
33	3	2	1
132	1.5	1	0.5

3. Bu aşamada ise birinci ve ikinci aşama sınırlarına girmeyen, gerilim distorsiyonu %75 seviyesinin üzerinde olduğu durumlardaki bozucu yükler sınıflandırılmıştır. Bu yüklerin şebekeye bağlanmasında bu konuda öngörülen bir hesap yöntemi kullanılır. Verilen Tabloda 2.10 da Harmonik akım sınırlarına göre dönüştürücü yerleştirilmesindeki maksimum yük sınırları verilmektedir.



Tablo 2.10. İngiltere'de 3. aşamada dönüştürücü yerleştirilmesindeki maksimum yük sınırları

Kaynak gerilimi (kV)	Dönüştürücü Tipi	Kabul edilebilir kVA sınırları		
		3-faz	6-faz	12-faz
0.415	Kontrolsuz	-	150	300
	Yarı kontrollü	-	65	-
	Kontrollü	-	100	150
6.6 ve 11	Kontrolsuz	400	1000	3000
	Yarı kontrollü	-	500	-
	Kontrollü	-	800	1500
33	Kontrolsuz	1200	3000	7600
	Yarı kontrollü	-	1200	-
	Kontrollü	-	2400	3800
132	Kontrolsuz	1800	5200	15000
	Yarı kontrollü	-	2200	-
	Kontrollü	-	4700	7500

2.5.Tüketici Standartları

Tüketici cihazlarının neden olduğu güç sistem bozulmalarının denetimi BS5406,(British Standards Institution, 1976) , AS2279 (British Standards Institution, 1976: Australian Standartds Authority, 1979) ve IEC555 (IEC, 1967), uluslararası standartlarla ortaya konulmuştur.

Belirli cihazların verdiği harmonikler bu standartlar içine girmektedir.Fakat bazı cihazları bu standart içerisine almak mümkün olmamıştır. Bunun nedeni çok çeşitli harmonik kaynağı bulunmasıdır. Bu standartlar, faz kontrolcülerini, yangın sistemlerini, gerilim dalgalanmalarını ve fliker olayını içerir. Harmoniğin sınırları, gerilim [CENELEC 50.006] yada akımla [IEC 555] standarlarından uygun bir sistem empedansı seçilmek suretiyle tanımlanır. Her cihazın ürettiği harmonikler için uygulanacak test yöntemleri standartlarda verilmiştir.

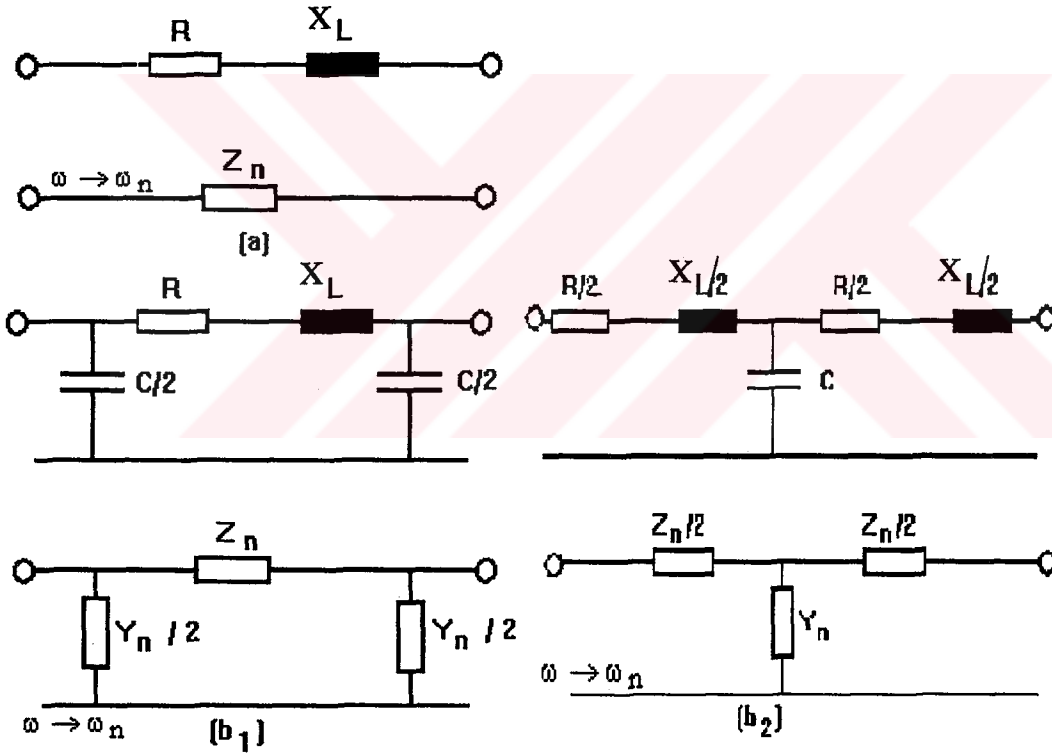


3. ELEKTRİK ŞEBEKE ELEMANLARININ HARMONİK BAĞIMLI MODELLENMESİ

3.1. İletim Hatlarının Modellenmesi

Bilindiği gibi, iletim hatları elektriksel yönden direnç(R) , endüktans (L) ve kapasite (C) gibi üç temel parametrenin bileşiminden oluşur. Bu parametrelerin değerleri, iletken malzemesi, iletkenlerin topolojik düzeni vb. etkenlere bağlıdır ve çoğunlukla birim boy için tanımlanırlar.

İletim hatlarının kısa uzunlukta olması halinde şönt kapasite (admitans) değerleri ihmal edilebilirken uzunluk arttıkça bu yaklaşım geçerliliğini kaybeder.



Şekil 3.1. Kapasitesi ihmal edilmiş bir iletim hattının (a) ve kapasitesi göz önüne alınmış iletim hattının n. harmonik için eşdeğer devreleri (b_1 π -modelini, b_2 ise T- modelini göstermektedir.)



Sayısal uygulamalarda, düğüm sayısının az olması nedeniyle, hatların π -modeli yaygın bir kullanım alanı bulur. Geleneksel (Sinüsoidal) analizlerdeki bu yaklaşım, harmonik analizinde de geçerli olacaktır.

Bilindiği gibi, iletim hatlarının omik dirençleri basit bağıntıyla hesaplandığında doğru akım direnci elde edilir. Sinüsoidal (alternatif akım) işarete karşı ise 50 Hz (veya 60 Hz) referans alınarak omik direnç değerleri ayrıca hesaplanır; böylece deri etkisi de gözönüne alınmış olur. Ancak frekansın artmasıyla (yüksek harmoniklerin ortaya çıkmasıyla), omik direnç için yeni bir formülasyona gerek vardır.

Literatürde, dairesel kesitli iletkenin alternatif akım direncinin doğru akım direncine oranı hesap edilmektedir (Stevenson, 1962).

α_R ile gösterilen bu oran

$$\alpha_R = \frac{R}{R_0} = \frac{mr}{2} \left[\frac{\text{ber}(mr) \cdot \text{bei}'(mr) - \text{bei}(mr) \cdot \text{ber}'(mr)}{(\text{ber}'(mr))^2 + (\text{bei}'(mr))^2} \right] \quad (3.1)$$

şeklinde verilmekte olup

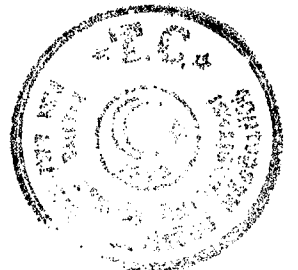
$$mr = r \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_c}{\rho}} \quad (3.2)$$

olarak tanımlanmaktadır.

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ ve $\mu_c = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \mu_v$ eşitlikleri yerine konursa ve ara işlemler yapılırsa

$$mr = 0.001585 \sqrt{\frac{\mu_v \cdot f}{R_0}} \quad (3.3)$$

elde edilir



burada:

R = İletkenin alternatif akım direnci (Ω/m)

R_0 = iletkenin doğru akım direnci (Ω/m)

r = iletkenin yarıçapı (Ωm)

ρ = İletkenin özgül direnci (Ωm)

μ_c = İletkenin permeabilitesi (H / m)

μ_v = İletkenin bağıl permeabilitesi

f = Frekans (Hz)

ber = Reel Bessel fonksiyonu

bei = İmajiner Bessel fonksiyonu şeklindedir.

Ferromagnetik olmayan iletkenlerde $\mu_v \cong 1$ olduğundan (3.3) ifadesi

$$mr = 0.001585 \sqrt{\frac{f}{R_0}} \quad (3.4)$$

şeklini alır.

Diğer taraftan, bir iletkenin endüktansı iki kısma ayrıştırılabilir. L_i iletkenin iç endüktansını L_e ise dış endüktansını göstermek üzere.

$$L = L_i + L_e \quad (3.5)$$

şeklindedir. İletkenin yarıçapının iletken boyuna göre çok küçük olduğu kabulüyle

$$\left. \begin{aligned} L_i &= \frac{\mu_c \cdot d \cdot \alpha_L}{8 \cdot \pi} \\ L_e &= \frac{\mu_m \cdot d}{2 \cdot \pi} \left(\ln \frac{2 \cdot d}{r} - 1 \right) \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$



ifade edilebilir (Anderson, 1973).

Burada:

μ_m = Ortamın permeabilitesi (H/m)

d = İletkenin uzunluğu (m)

α_L = Alternatif akım endüktansının doğru akım endüktansına oranı şeklindedir.

Söz konusu α_L oranı

$$\alpha_L = \frac{L_i}{L_{i0}} = \frac{4}{mr} \left[\frac{\text{ber}(mr) \cdot \text{ber}'(mr) + \text{bei}(mr) \cdot \text{bei}'(mr)}{(\text{ber}'(mr))^2 + (\text{bei}'(mr))^2} \right] \quad (3.7)$$

olarak tanımlanmıştır (Stevenson, 1962).

Uygulamalamada, çoğunlukla $\mu_c = \mu_m = \mu_0$ (boşluğun permeabilitesi) alınabileceğinden.

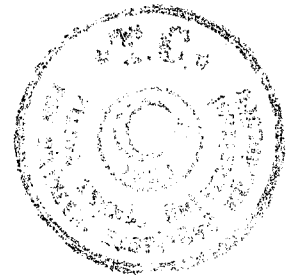
$$L = \frac{\mu_0 \cdot d \cdot \alpha_L}{8 \cdot \pi} + \frac{\mu_0 \cdot d}{2 \cdot \pi} \left(\ln \frac{2 \cdot d}{r} - 1 \right) \quad (3.8)$$

veya

$$L = \frac{\mu_0 \cdot d}{2 \cdot \pi} \left[\frac{\alpha_L}{4} + \left(\ln \frac{2 \cdot d}{r} - 1 \right) \right] \quad (3.9)$$

ya da ara işlemler yapılarak

$$L = \frac{\mu_0 \cdot d}{2 \cdot \pi} \left(\ln \frac{2 \cdot d \cdot e^{\alpha_L}}{0.779 \cdot r} - 1 \right) \quad (3.10)$$



bulunur. Paydadaki $0.779.r$ terimi, silindirik yapıdaki iletkenlerde "geometrik ortalama yarıçap" adını alır; bu büyüklüğü D_s (m) ile göstererek

$$L = \frac{\mu_0 \cdot d}{2 \cdot \pi} \left(\ln \frac{2 \cdot d \cdot e^{\alpha L}}{D_s} - 1 \right) \quad (3.11)$$

ifadesine ulaşılır.

Çok fazlı bir enerji iletim hattında, ii indisi öz (self) empedansı ve ij indisi diğer faz veya toprak iletkenlerinden ortaya çıkan karşılıklı (ortak) empedansı göstermek üzere

$$\left. \begin{aligned} \dot{Z}_{ii} &= (R_0 \cdot \alpha_R + R_e) d + j \cdot f \cdot \mu_0 \cdot d \left(\ln \frac{e^{\alpha L} \cdot D_e}{D_s} \right) \\ \dot{Z}_{ij} &= R_e \cdot d + j \cdot f \cdot \mu_0 \cdot d \left(\ln \frac{D_e}{D_{ij}} \right) \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

şeklindedir (Anderson, 1973).

Burada :

$$\left. \begin{aligned} R_e &= 9.869 \cdot 10^{-7} f \quad (\Omega/m) \\ D_e &= 2160 \sqrt{\frac{\rho_e}{f}} \quad (m) \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$



R_e : Toprağın direnci (Ω/m)

D_{ij} ; i ve j iletkenleri arasındaki açıklık (m)

ρ_e : Toprağın özgül direnci (Ωm)

olarak tanımlanmıştır.

Hattın şönt admitansı ise

$$\left[\overset{\bullet}{Y} \right] = j.2.\pi.d[C] \quad (1/\Omega) \quad (3.14)$$

olarak ifade edilir ,[C] matrisinin elemanlarına "Maxwell katsayıları" adı verilir.[C] matrisi, potansiyel katsayı matrisinin tersine eşittir.

$$[C] = [P]^{-1} \quad (F/m) \quad (3.15)$$

Bu matrisin köşegen ve köşegen dışı elemanları

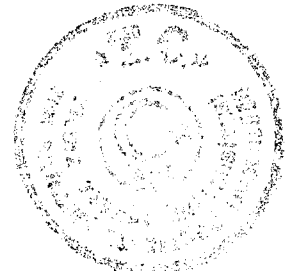
$$\left. \begin{aligned} P_{ii} &= \frac{1}{2.\pi.\epsilon_0} \ln \frac{H_i}{r_i} \\ P_{ij} &= \frac{1}{2.\pi.\epsilon_0} \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}} \end{aligned} \right\} \quad (m/F) \quad (3.16)$$

olarak verilir (Anderson, 1973).

Burada :

ϵ_0 = Havanın permitivitesi (F/m)

H_i = i iletkeninin zeminden yüksekliği (m)



H_{ij} = i iletkeni ile j iletkeninin görüntüsü arasındaki açıklık (m)

D_{ij} = i ve j iletkenleri arasındaki açıklık (m) şeklindedir.

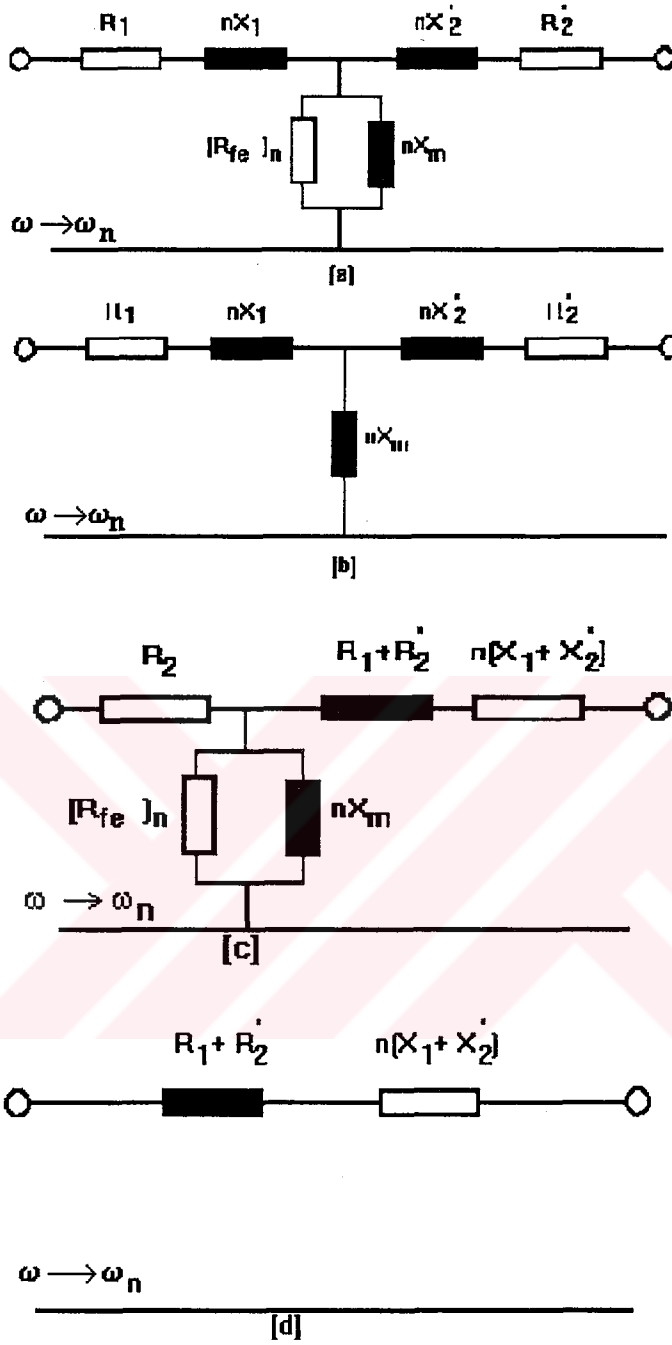
İletim hattının herhangi bir seri koluna Kirchhoff'un gerilimler yasası, ve herhangi paralel (şönt) koluna da Kirchhoff'un akımlar yasası uygulanabilir. Bir şebekede n tane harmonik kaynak ve m tane iletim hattı yer alıyorsa, kurulacak denklem sayısı $n \times m$ olacaktır.

3.2. Transformatörlerin Modellenmesi

Bilindiği gibi transformatörlerin temel deneyleri (Boşta çalışma, kısa devre çalışma, tam yükte çalışma) sinüsoidal primer gerilimi ve sinüsoidal sekonder (yük) akımı için tanımlanır ve deneyler sonucu eşdeğer devreleri çizilir.

Sargıların omik direnci R ve kaçaklar reaktansı X ile gösterilsin "1" indisi primeri ve "2" indisi sekonderi gösteriyor olsun " ' " işareti de primere indirgenmiş büyüklük anlamında olmak üzere, Şekil 3.2. de de n. harmonik frekans için primere indirgenmiş temel eşdeğer devreler verilmiştir





Şekil 3.2. n . harmonik için primere indirgenmiş transformatör eşdeğer devreleri:

T - eşdeğer devre (a), Demir kayıpsız T - eşdeğer devre (b), Boşta akım kolu giriş uçlarında olan L - eşdeğer devre (c), en basit eşdeğer devre(d)



Şekil 3.2. deki eşdeğer devrelerin çiziminde şu varsayımlar gözönüne alınmıştır.

- Sargıların kaçak reaktansları lineer özelliktedir
- Şönt koldaki mıknatıslanmaya ilişkin X_m reaktansı da lineer özelliktedir
- Sargı dirençleri (R_1 ve R_2) üzerindeki deri etkisi ihmal edilmiştir.

Şönt kolun direnci (R_{fe}), harmonik mertebesinin bir fonksiyonu olarak ifade edilebilir (Westinghouse Electric Corporation, 1964).

$$(R_{fe}) = R_{fe} \left[\frac{t}{(t+1)n} + \frac{t}{(t+1)n^2} \right] \quad (3.17)$$

Burada:

R = 60 Hz frekansta demir direnci

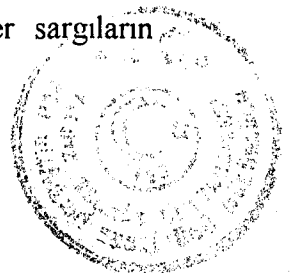
n = harmonik mertebesi

t = Histerezis kayıpları/Girdap akım kayıpları oranı (Silisli çelikten yapılmış transformatör saçları için $t \cong 3$ alınabilir.)

Diğer taraftan, üç fazlı bir transformatörde primitif admittans matrisi (6 x 6) boyutludur. Matrisin içindeki elemanlar da magnetik kuplajlı olacaktır.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & - & - & - & - & Y_{16} \\ - & - & & & & - \\ - & & - & & & - \\ - & & & - & & - \\ - & & & & - & - \\ Y_{61} & - & - & - & - & Y_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

A, B, C indisleri fazların primer devre büyüklüklerini; a, b, c indisleri ise sekonder devre büyüklüklerini göstermektedir. Bir bacak üzerinde primer ve ekonder sargıların



yerleştirildiği kabulü altında, akıların tüm sargılarda eşit (simetrik) olarak dağıldığı varsayılırsa, (3.18) ifadesi aşağıdaki biçimde yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -y_m & y''_m & y''_m \\ y'_m & y_p & y'_m & y''_m & -y_m & y''_m \\ y'_m & y'_m & y_p & y''_m & y''_m & -y_m \\ -y_m & y''_m & y''_m & -y_s & y'''_m & y'''_m \\ y''_m & -y'_m & y''_m & -y'''_m & y_s & y'''_m \\ y''_m & y''_m & -y'_m & -y'''_m & y'''_m & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_B \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Burada :

y_p = Primer sargıların self admitansı

y_s = Sekonder sargıların self admitansı

y_m = Aynı bacadaki primer ve sekonder sargılar arasındaki karşılıklı admitans

y'_m = Primer sargılar arasındaki karşılıklı admitans

y''_m = Farklı bacaklardaki primer ve sekonder sargılar arasındaki karşılıklı admitans

y'''_m = Sekonder sargılar arasındaki karşılıklı admitans

Transformatörün tasarım biçimine göre, bazı y elemanları sıfır değerini alabilirler (McNutt et al., 1974; Degeneff, 1977).

3.3. Asenkron Motorların Modellenmesi

Asenkron motorlar da, transformatörlerde olduğu gibi sinüsoidal gerilimden beslenme durumu için modellenirler ve ilgili devre denklemleri yazılır. n . harmonik için eşdeğer devre şekil 3.3 de verilmiştir. Burada; "s" indisi statoru, "r" indisi rotoru " " işareti statora indirgenmiş büyüklüğü ve "s" de kayma değerini göstermektedir.

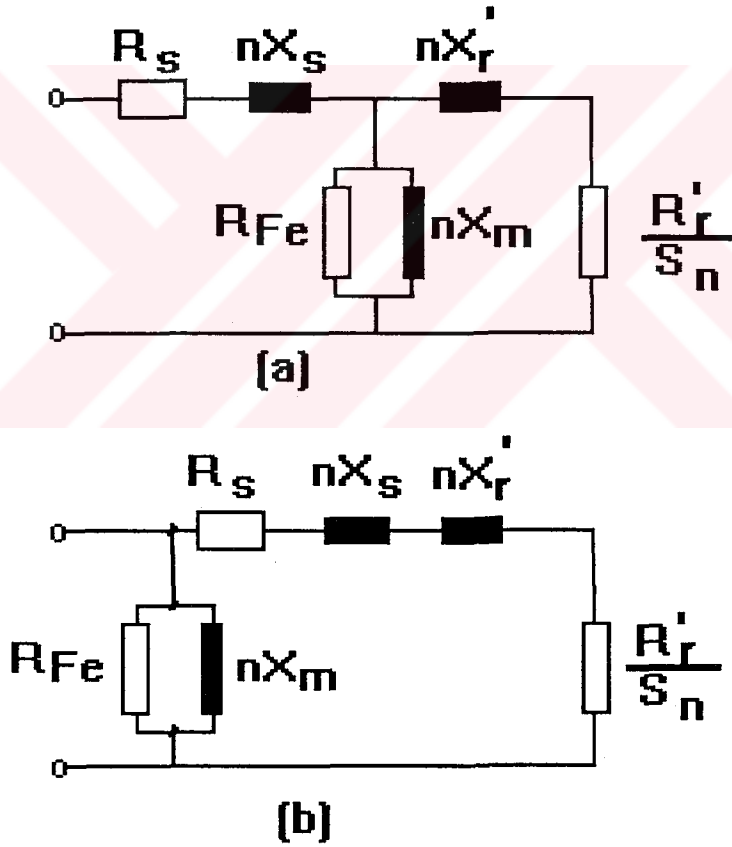


$$S_n = \frac{n \cdot \omega_s - \omega_r}{n \cdot \omega_s} = 1 - \frac{\omega_r}{n \cdot \omega_s} \quad (3.20)$$

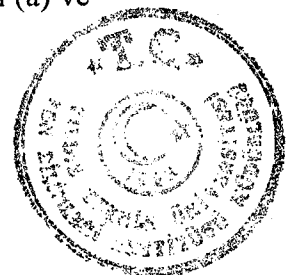
Nominal hızda $\omega_s \cong \omega_r$ olduğundan

$$s_n = 1 - \frac{1}{n} \quad (3.21)$$

elde edilir.



Şekil 3.3. Asenkron motorun n . harmonik frekansı için tam eşdeğer devresi (a) ve yaklaşık eşdeğer devresi (b).



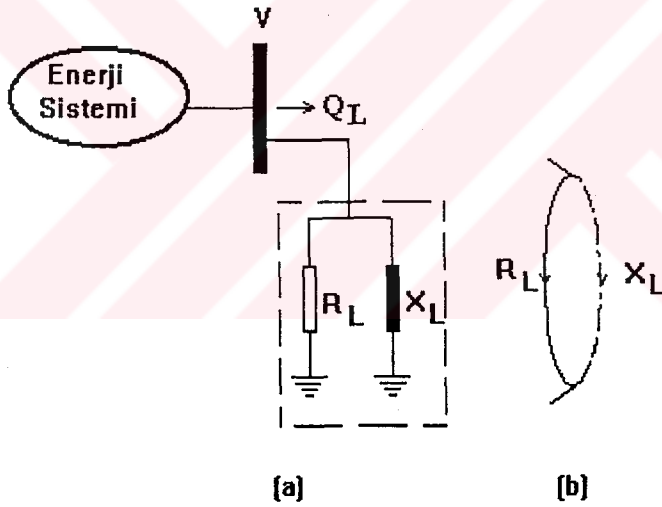
Bu eşdeğer devrelerin çizilmesinde şu varsayımlar göz önünde tutulmuştur:

- Tüm omik dirençler için, deri etkisi ihmal edilmiştir.
- Tüm reaktansların lineer özellikli olduğu kabul edilmiştir.

Non-sinüsoidal gerilim altında asenkron motorların kayıp analizine ilişkin kaynakların (Chalmers and Sarkar, 1968; Klinghsiren and Jordan, 1968;) yanısıra, işletme koşullarını inceleyen literatür de (Green and Boys, 1982; Buck et al., 1984) mevcuttur.

3.4. Yüklerin Modellenmesi

Bir baraya bağlı $S_L = P_L + jQ_L$ şeklindeki gücü, R_L yükün omik direnci ve X_L yükün reaktansı X_L cinsinden ifade etmek daha pratiktir. Böylece elektriksel analizlerde, paralel $R // L$ bağlamı elde edilir (Şekil 3.4.).

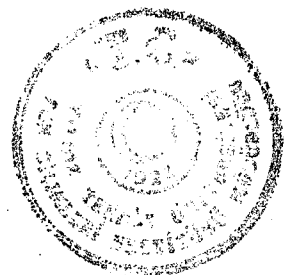


Şekil 3.4 Yükün modellenmesi (a) ve uygun graf (b).

Yükün parametleri ise şöyle hesap edilir:

$$R_L = \frac{V^2}{S_L \cdot \cos\phi} = \frac{V^2}{P_L}$$

(3.22)



$$L_L = \frac{V^2}{\omega \cdot S_L (1 - \cos^2 \varphi_L)^{\frac{1}{2}}} = \frac{V^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot Q_L} \quad (3.23)$$

$$X_L = \omega \cdot L_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_L \quad (3.24)$$

Burada:

V = Temel frekansta faz arası gerilimin etkin değeri (kV)

R_L = Yükün direnci (Ω)

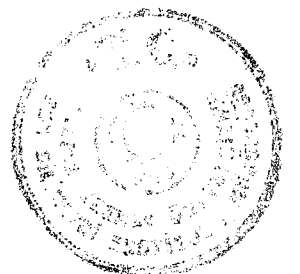
L_L = Yükün endüktansı (H)

S_L = Temel frekansta yükün görünen gücü (MVA)

$\cos \varphi$ = Yükün güç faktörü

f = Frekans (Hz)

Şeklindedir.



4. HARMONİK SÜZGEÇLERİ

4.4.1. Harmonik Süzgeçlerine Genel Giriş

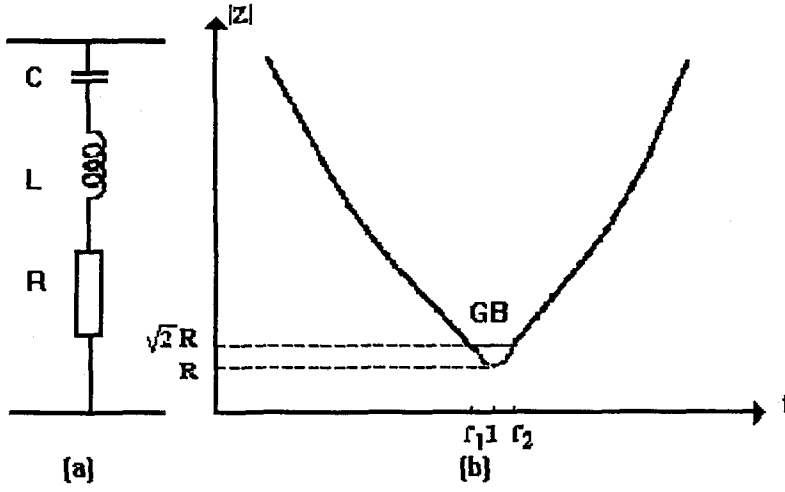
Harmonik Süzgeçlerinin genel amacı, bir veya daha fazla frekanstaki akım veya gerilimlerin etkisi azaltmaktır. Amaç sadece özel bir frekanstaki işaretin güç sistemine veya güç sistem elemanlarına girmesini önlemek olduğunda, paralel self (bobin) ve kapasite içeren seri süzgeç kullanılır. Bu süzgeç ilgili frekanstaki işarete karşı büyük bir empedans gibi davranır. Fakat bu çözüm kaynakta ortaya çıkan harmoniklerin süzülmesi için çok kullanılan bir yöntem değildir. Bunun nedeni, harmonik üreten lineer olmayan elemanların normal çalışma sistemleridir. Kaynakta harmonikleri engellemek, bu cihazların çalışmasını engellemek anlamına gelecektir. Statik dönüştürücüler gibi harmonik üreten cihazlarda düşük empedanslı paralel bir eleman yardımıyla harmoniklerin sisteme geçmesi engellenir.

Tek tek veya birleştirilmiş seri veya paralel süzgeçler ile enerji sisteminin empedansına bakılmaksızın harmonik akım veya gerilimler en aza indirgenebilir; fakat bu yöntem, her frekans için ayrı bir süzgeç devresi gerekmesi nedeniyle oldukça pahalıdır.

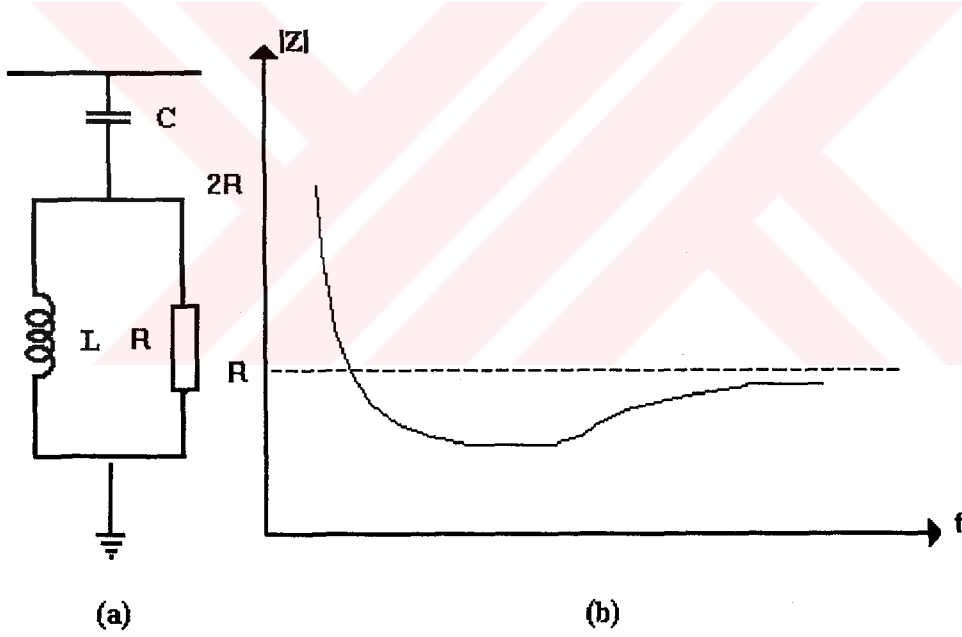
4.2. Harmonik Süzgeçleri İle İlgili Genel Tanımlar

Seri süzgeçler yardımıyla frekans ayarlanabilir; bu durum endüktif ve kapasitif reaktansları eşit kılar. Kalite faktörü Q ayar kesinliğini belirlemektedir. Bu göz önüne alındığında süzgeçler Q faktörü bakımından, yüksek ve düşük Q değerli süzgeçler olmak üzere iki ana gruba ayrılırlar. Yüksek tip Q süzgeçlerde Q değeri 30 ile 60 arasında, düşük tip Q süzgeçlerde Q , 0.5 ile 5 arasında değerler alır. Düşük Q tipi süzgeçler frekansın geniş bir aralığında düşük empedansa sahiptirler. Düşük ve yüksek tip Q süzgeçlerin frekans- empedans değişimleri şekil 4.1 ve şekil 4.2 de verilmiştir.





Şekil 4.1. Tek ayarlı paralel süzgeç devresi (a) ve tek ayarlı paralel süzgeç empedans-frekans diyagramı (b).



Şekil 4.2. İkinci dereceden zayıflatan paralel süzgeç devresi (a) ve ikinci dereceden zayıflatan paralel süzgeç devresi empedans-frekans diyagramı (b).

Bu durumda ayarlanabilen süzgeçlerde Q ifadesi;



$$Q = \frac{X_0}{R} \quad (4.1)$$

Şeklinde yazılabilir. Burada X_0 herhangi bir rezonans frekansındaki reaktansı ve R süzgecin direncini göstermektedir.

Şekil 4.1 (b)'de bant geçiren (band pass) frekansla sınırlı bir süzgeç tanımlanmaktadır. Burada süzgeç reaktansı süzgeç direncine eşittir. Empedans açısı 45° olduğunda empedans modülü $\sqrt{2}R$ dir. Geçirme bantı (GB) ile kalite faktörü arasındaki ilişki,

$$Q = \frac{Q_n}{GB} \quad (4.2)$$

Bişiminde verilebilir. Burada ω_n ayarlanan açısal frekansı (rad/s) göstermektedir.

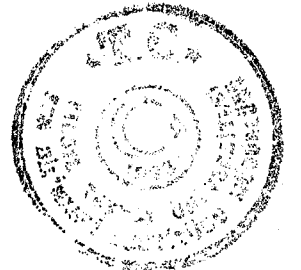
Süzgecin ω frekansı ile ω_n nominal ayar frekansı arasındaki bağıl fark, süzgeç faktörü (δ)" olarak tanımlanabilir:

$$\delta = \frac{\omega - \omega_n}{\omega_n} \quad (4.3)$$

Bu faktör şu etkileri içerir ;

1. Temel frekansta meydana gelen değişimler,
2. Süzgecin ömrü ve ortam sıcaklığının neden olduğu değişimler,
3. Çalışma toleransı ve Q için öngörülen ayar aralığının neden olduğu etkiler.

Örneğin L ve C deki % 2 lik bir değişim sistem frekansında % 1 lik bir değişime neden olacaktır. Bu değişim nedeniyle δ aşağıdaki biçimde ifade ifade edilebilecektir .



$$\delta = \frac{\Delta f}{f_n} + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta L}{L_n} + \frac{\Delta C}{C_n} \right) \quad (4.4)$$

aynı zamanda bu faktörü temel frekans toleransı %TFT, Kapasite ısı faktörü %KIF, bobin ısı faktörü %BIF ve ortam sıcaklığı açısından ifade etmek olasıdır. Bu durumda süzgeç faktörü

$$\delta = \%TFT \left[1 + \frac{1}{2} (\%KIF.20 + \%BIF.20) \right] \quad (4.5)$$

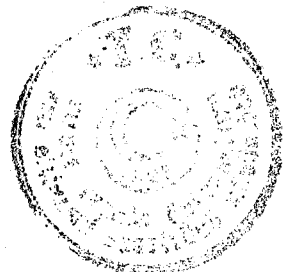
şeklinde ifade edilir(Arrilaga et al., 1985).

4.3. Süzgeç Tasarım Kriterleri

Bir süzgeçin büyüklüğü temel frekanstaki reaktif güç ile tanımlanır. Süzgeç tasarımında göz önüne alınması gereken büyüklüklerden biri olan süzgeç büyüklüğü, S ile ifade edilir ve değeri harmonik kaynağının verdiği reaktif güç ve bunun şebekeyi etkilemesine bağlı olarak saptanır. Bu büyüklük, tüm süzgeç dallarının toplamı olarak (kVA) veya (MVA) cinsinden ifade edilir.

Bir süzgeçin kullanılma nedenlerinin başında dalga şeklinin bozulması ve telefon girişimi nedeniyle meydana gelen bozulmaların yok edilmesi gelmektedir; fakat bunlardan daha önemli olan neden teknik ve ekonomik bakımdan süzgeç kullanma gerekliligidir. Ülkemizde birçok işletmede yaşanan harmonik etkilerinin yarattığı sorunlar teknik gerekliliği ortaya koymaktadır. Mali bakımdan deyerlendirme ise halen harmonik standartların ülkemizde oluşturulmamış olması ve maliyet konusunda kayıp analizlerinin yapılmaması nedeniyle halen gözardı edilmektedir.

Burada sorun, harmonik akım ve gerilimleri veya bunlardan biri cinsinden açıklanır. Mevcut devrede empedans değişimi sırasında gerilim değişiminin akım değişimine göre daha kararlı olması, süzgeç tasarımının harmonik gerilimleri üzerine kurulmasına neden olmuştur.

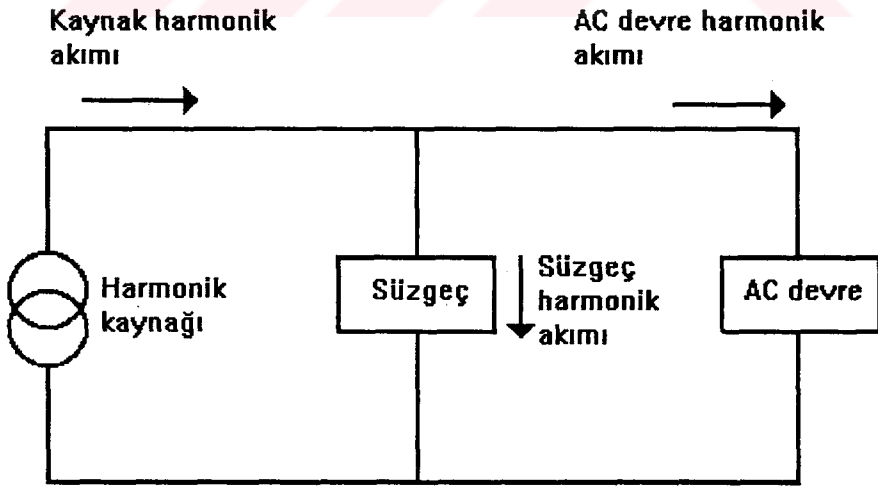


Uygun bir süzgeç tasarımı için aşağıdaki noktaların göz önünde bulundurulması gerekmektedir:

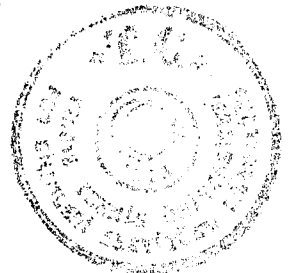
1. Lineer olmayan yüklerin ürettiği harmonik akımların, süzgeç ve buna paralel enerji sistemine ilgili frekanslarda aktığı kabul edilir ve ilgili harmonik gerilimler hesap edilir.
2. I'de bulunan sonuçlar gerilim distorsiyonu D, TIF (Telephone İnterference Factor) ve IT (Akım Girişim faktörü $I \times TIF$) gibi faktörlerin hesaplanmasında kullanılır.
3. Kapasite, endüktans ve direnç gibi elektriksel büyüklükler ve bunlarda meydana gelen kayıplar teknik ve mali analizlerin yapılabilmesi için hesap edilir.

Tasarımda mali bakımdan değerlendirme yapılırken, tek ayarlı süzgeçlerde kullanılacak kapasitenin değerinin büyük olacağı göz önüne alınmalıdır. Harmonik değeri büyüdükçe, tek ayarlı süzgeç yerine bu harmoniklerin tümü üzerinde etkili olan bir bant geçiren süzgeç kullanılması ekonomik açıdan daha uygun olacaktır. Küçük değerli (3,5,7) harmoniklerin daha etkin olması nedeniyle bu harmonik mertebeleri için harmoniklerin süzme işleminin mutlaka tek bir süzgeçle yapılmasının gereklidir.

Bir gerilim harmonik distorsiyonun hesaplanmasına yönelik devre şeması şekil 4.3 te gösterilmiştir.



Şekil 4.3. Gerilim harmonik distorsiyonu hesabı için devre şeması.



4.4. Ayarlı Süzgeçler

Tek ayarlı süzgeç seri RLC devresinden meydana gelir. Bu süzgeç sadece bir harmonik frekansını ayarlamak (süzme) için kullanılır. Tek ayarlı süzgeçlerin empedans değeri şu şekilde verilir:

$$Z_1 = R_1 + j\left(\omega \cdot L - \frac{1}{\omega \cdot C}\right) \quad (4.6)$$

(f_n) rezonans frekansında empedansın sanal kısmı sıfır olur ve empedansın direnç eşitliği gerçekleşir. Burada iki temel tasarım parametresi olan kalite faktörü Q ve süzgeç faktörü δ değerleri, süzgeçin devre elemanlarının (R , L , C) seçiminde göz önüne alınır. Süzgeç empedansını kalite faktörü ve süzgeç faktörü terimleri ile açıklamak için aşağıdaki eşitlikler kullanılır (Arrillaga et al., 1985).

$$\omega = \omega_n(1 + \delta) \quad (4.7)$$

L ve C ifadesini içeren ω_n

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (4.8)$$

şeklindedir. Rezonans frekansındaki reaktans

$$X_0 = \omega_n \cdot L = \frac{1}{\omega \cdot C} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4.9)$$

empedans ifadesinin mutlak değeri



$$Z_f \cong R \sqrt{(1 + 4.\delta^2.Q^2)} \quad (4.10)$$

şeklinde yazılabilir..

Süzgeç devrelerinin analizinde hesapların basitleştirilmesi amacıyla empedanstan çok admitans kullanılması daha yaygındır. Bu durumda admitans ifadesi

$$Y_f \cong \frac{1}{R \sqrt{(1 + 4.\delta^2.Q^2)}} \quad (4.11)$$

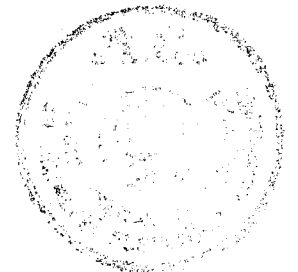
olacaktır. Süzgeç devresinin bağlı olduğu baradaki harmonik gerilimi ise şöyledir:

$$\dot{V}_n = \frac{\dot{I}_n}{\dot{Y}_{nf} + \dot{Y}_{sn}} = \frac{\dot{I}}{\dot{Y}_n} \quad (4.12)$$

En büyük harmonik gerilimi V_n 'i bulabilmek için devre admitansı ve süzgeç faktörünü belirlemek gerekmektedir. Bu iki değer başlangıçta bilinemediğinden tahmini olarak belirlenirler. Tasarımda süzgeç faktörünün maksimum değeri alacağı öngörülen δ_m kullanılır.

(4.12) de verilen gerilim ifadesinde görüleceği gibi. gerilim distorsiyonunu azaltmak için enerji sistemine paralel olarak bağlanacak süzgeç admitansının artırılması gerektiği görülmektedir. Bu durum, en uygun tahminin yapılması ve optimum bir Q değeri verilmesi gerekliliğini ortaya koymaktadır.

Devre empedansının maksimum faz açısı, 90° nin altında sınırlanmıştır. Genel olarak frekansın artmasıyla faz açısı azalır. En yüksek dereceli harmonik gerilimi ϕ_{sn} faz açısı ile elde edilir. Maksimum admitans genliği



$$|Y_{sn}| = \frac{\cos \phi_{sn} (2.Q.\delta.\tan \phi_{sn} - 1)}{R(1 + 4.Q^2.\delta^2)} \quad (4.13)$$

olup, buradan maksimum $|V_n|$

$$|V_n| = I_n \cdot \omega_n \cdot L \left(\frac{1 + 4.Q^2.\delta^2}{Q.\sin \phi_{sn} + 2.Q.\delta.\cos \phi_{sn}} \right) \quad (4.14)$$

bulunur. En düşük harmonik gerilimini sağlayacak optimum kalite faktörü Q

$$Q = \frac{1 + \cos \phi_{sn}}{2.\delta.\sin \phi_{sn}} \quad (4.15)$$

ve bunun için elde edilecek en düşük harmonik gerilimi,

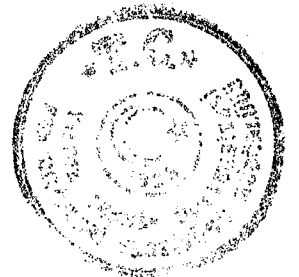
$$|V_n| = I_n \cdot \omega_n \cdot L \left(\frac{4}{1 + \delta.\cos \phi_{sn}} \right) = \frac{2.I_n.R}{\sin \phi_{sn}} \quad (4.16)$$

elde edilir.

Süzgeçler bu şartlar altında en düşük harmonik geriliminin altındaki gerilimler için tasarlanmamalıdır. Bunu nedeni, en olumsuz koşulların oluşabileceği durumlarda süzgeç ve sistemin güvenliğinin sağlamanın gerekmesidir. Kayıpları azaltacak büyük bir Q değerinin seçilmesi gerekliliği de göz önüne alınmalıdır. Minimum harmonik gerilimi için Q ve δ değerlerinin maksimum olması gerektiği açıkça görülmektedir.

4.5. Q Faktörünün Belirlenmesine İlişkin Grafik Bir Yöntem

Q kalite faktörünün belirlenmesi amacıyla kullanılacak grafik bir çözüm yöntemi Kimbark tarafından verilmiştir (Kimbark, 1971). Kimbark'ın vermiş olduğu bu yöntemle Y_n 'i maksimum kılacak optimum bir Q değerinin bulunması sağlanmaktadır.



$$Q = \frac{X_0}{R} = \frac{X_0}{X_f / (\tan \phi_f)} \quad (4.17)$$

olup, burada

$$X_f = 2.\delta_m.X_0 \quad (4.18)$$

değerindedir. Şekil 4.4 yardımıyla

$$\tan \phi_f = \cot g (f_m / 2) \quad (4.19)$$

ve buradan,

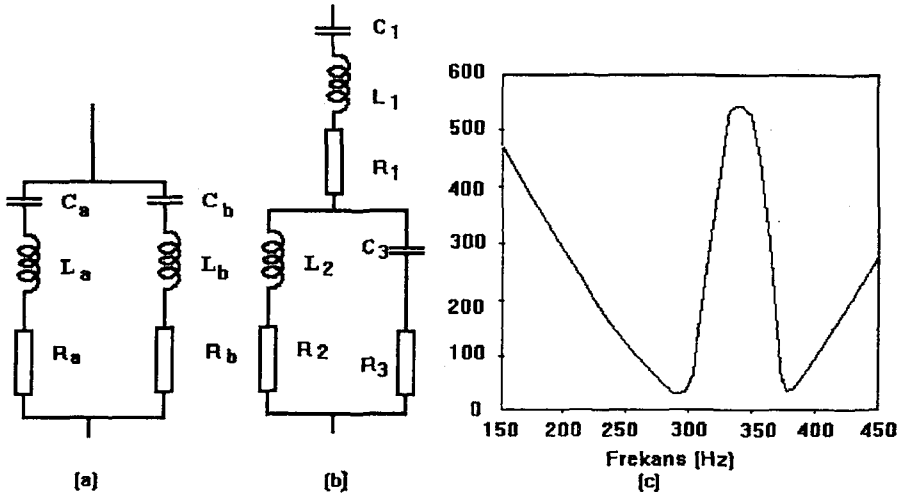
$$Q = \frac{\cot g \left(\frac{\phi_m}{2} \right)}{2.\delta_m} = \frac{1 + \cos \phi_m}{2.\delta_m \cdot \sin \phi_m} \quad (4.20)$$

elde edilir

4.6. Çift Ayarlı Süzgeçler

Rezonans frekansı civarında tek ayarlı süzgeçin eşdeğer empedans değeri, pratik olarak çift ayarlı süzgeç ile aynıdır. Bu iki süzgeç devre elemanları arasındaki ilişki şekil 4.5 te verilmiştir (Ainsworth, 1965; Harris, 1965).





Şekil 4.5 İki tek ayarlı Süzgeç (a), Çift ayarlı süzgeç (b) ve Çift ayarlı süzgecin beş ve yedinci harmonikler için hesaplanan frekans- empedans diyagramı. (c).

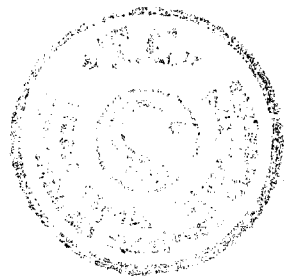
Buradaki devre sabitleri şu şekilde tanımlanabilir (Arrillaga et al., 1971):

$$C_1 = C_a + C_b \quad (4.21)$$

$$C_2 = \frac{C_a \cdot C_b (C_a + C_b) (L_a + L_b)}{(L_a \cdot C_a - L_b \cdot C_b)^2} \quad (4.22)$$

$$L_1 = \frac{L_a \cdot L_b}{L_a + L_b} \quad (4.23)$$

$$L_2 = \frac{(L_a \cdot C_a - L_b \cdot C_b)}{(C_a + C_b) + (L_a + L_b)} \quad (4.24)$$



$$R_2 = R_a \left[\frac{a^2(1-X^2)}{(1+aX^2)^2(1+X^2)} \right] + R_b \left[\frac{(1-X^2)}{(1+aX^2)^2(1+X^2)} \right] + R_l \left[\frac{(1-X^2)(1-aX^2)}{(1+aX^2)^2(1+X^2)} \right] \quad (4.25)$$

$$a = \frac{C_a}{C_b} \quad \text{ve} \quad x = \sqrt{\frac{L_b \cdot C_b}{L_a \cdot C_a}}$$

Yukarıdaki pratik yaklaşım R_l direncinin ihmalı ile meydana getirilir. Burada L_l in minimum direnci ile R_l değeri saptanabilecektir.

Tek ayarlı süzgeçlere göre temel frekanstaki güç kayıplarının azlığı bu süzgeçlerin en önemli özelliğidir. Diğer bir özellikleri de endüktansların sayısının ayarlanması ile yüksek gerilimlerde bütün impuls gerilimlerini denetim altına almalarıdır.

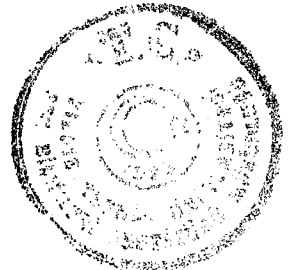
4.7. Zayıflatıcı Süzgeç Tipleri

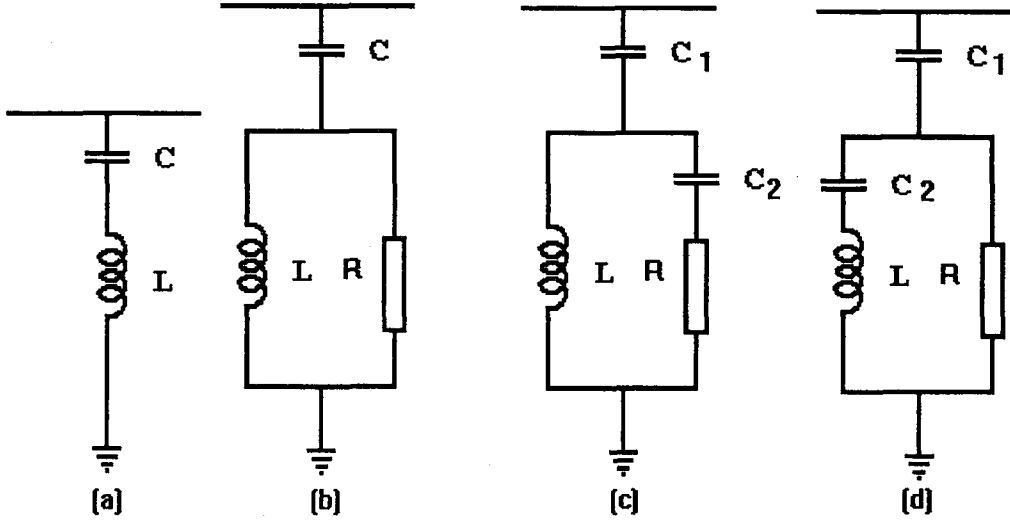
Birici, ikinci, üçüncü dereceden ve C tipi süzgeç devreleri şekil 5.5 te verilmiştir. Bu süzgeçlerin başlıca üstünlükleri şu şekilde ifade edilebilir (Stanly et al., 1977):

- Kapasite kayıpları, çalışma ve yüklenme sırasında ısı değişiminden etkilenmediği gibi, frekans sapmaları da üretim toleransları üzerinde fazlaca etkili olmamaktadır.
- Ek devreler gerekmeksizin geniş bir frekans aralığında düşük bir empedans sağlarlar.

Olumsuzlukları ise; kayıpların büyük olmasıdır.

- Direnç ve reaktör kayıpları büyüktür.





Şekil 4.6. Yüksek geçiren zayıflatıcı süzgeçler. Birinci derece (a), ikinci derece (b), üçüncü derece (c) ve C-Tipi (d).

Zayıflatıcı süzgeç devrelerinin özellikleri Ainsword tarafından iki temel parametre ile açıklanmıştır :

$$f_o = \frac{1}{2\pi \cdot C \cdot R} \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \quad (4.26)$$

$$m = \frac{L}{R^2 \cdot C}$$

tipik m değerleri 0.5 ile 2 arasında değerler almaktadır (Ainsword, 1965) .

4.8. Süzgeç Maliyeti

Harmonik süzgeçleri harmoniklerin elektrik enerji sistemlerde meydana getirdiği ek enerji kayıplarını azaltırlar. Bununla birlikte süzgeç devreleri bir miktar reaktif güç harcarlar. Bu nedenle sisteme süzgeç bağlanırken süzgeçin meydana getirdiği kayıp enerji, süzgeç maliyeti değerlendirilerek ekonomik açıdan değerlendirilmelidir. Bazı durumlarda teknik açıdan gereklilik yoksa sisteme süzgeç devresi bağlamak gereksizdir.



Süzgeç devresinin kurulması halinde harmoniklerden kaynaklanan ek kayıp enerjinin ve ödenecek bedelin ortadan kaldırılması hedeflenen bir ekonomik beklentidir. n. harmoniğe ilişkin kurulması öngörülen (tasarlanan) süzgeç devresinin maliyet fonksiyonu

$$M_{f,n} = (\bar{M}_{f,n}) + (\tilde{M}_{f,n}) \quad (4.27)$$

şeklinde yazılabilir. Burada ilk terim sabit maliyet bileşenini, ikinci terim ise değişken maliyet bileşenini göstermektedir. Ekenomik bir analiz için, n. harmonikte süzgeç devre kurulmasının kriteri, şu şekilde genelleştirilebilir:

$$(\text{Süzgeç kayıp enerjisi})_{f,n}^{(8760)} \iff M_{f,n}^{(8760)} \iff \text{İşletme ömrü} \quad (4.28)$$

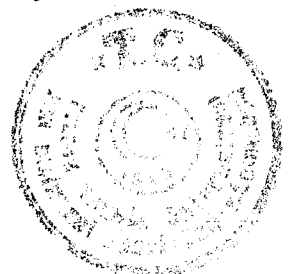
yukarıda genelleştirilen "Karar Kriteri" yardımıyla yaklaşık 25-30 yıl alınan tesis ömrü boyunca bazı harmonikler için süzgeç devre kullanımı gerekli olduğu halde, bazıları için de gerekli olmadığı sonucuna varılabilir. (Süzgeç kayıp enerjisi; yıllık yüklenme eğrisi, faiz-amortisman-bakım giderleri, enerji satış bedeli vb. bir dizi parametreye belirlenebilir.) Böylelikle süzgeç devre katları için, örneğin

$$\begin{array}{l} n \rightarrow \{2 \quad 3 \quad 4 \quad 5 \quad 6 \quad 7\} \\ \text{Süzgeç} \rightarrow \{1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0\} \end{array} \quad (4.29)$$

dizgesine ulaşılabilir. Buradaki 1 ve 0 katsayıları, süzgeç devre VAR/YOK anlamında kullanılmıştır. Diğer taraftan dalga biçimi nedeniyle bazı harmonik bileşenler sıfır değerini alabilirler; bu durumda, yukarıdaki kümede söz konusu n değerleri için 0 yazılacaktır.

Bir süzgecin maliyeti süzgeci meydana getiren elemanlara bağlıdır. Bu elemanların maliyet üzerindeki etkinlikleri şöylece sıralanabilir

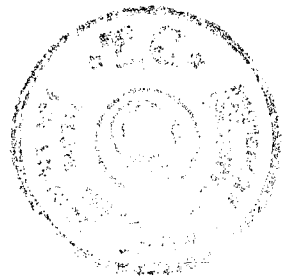
- Kapasite grupları: Bir kapasite grubunun maliyete etkisi bu grubu meydana getiren elemanların büyüklüğüne bağlıdır ve bu değer sabittir. Bazı durumlarda ek kapasite gruplarının bağlanması gerekir. Bunlar seri bir gruba eklenir. Artabilir maliyet



kapasite grubunun cinsine göre değişir. Burada kapasite maliyet ifadesinde kapasitenin büyüklüğü esas alınmıştır.

- Süzgeç endüktansı: Endüktansın maliyeti genellikle yapılış şekline bağlıdır. (Örneğin yağ ızalasyonlu veya soğutmalı Hava soğutmalı, yağ soğutmalı gibi) Bu tip farklılıklar maliyeti çok fazla etkilemez.
- Dirençler: Burada kullanılacak direncin değerini gücü ve imalat şekli belirler. Örneğin yağ soğutmalı dirençler maliyeti arttırmırlar.

Bütün bu grupların güç kaybının belirlenmesinde değerlerinin frekansla değişmediği kabul edilebilir.



5.HARMONİK İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERİNİN GENEL ANALİZİ VE KAYIPLARIN AYRIŞTIRILMASI

5.1. Genel Giriş

Bir enerji sisteminin yapısal olarak (omik direnç, endüktif reaktans ve kaçak kapasiteler açısından) lineer-zamanla değişmeyen parametrelerden oluştuğu varsayımı altında, bağlı bulunan yüklerin harmonik içermesi durumunda uygun modellemenin yapılması ve bu doğrultuda yapılacak harmonik analizi sonrasında gerekli değerlendirmenin yapılması hedeflenmektedir. Böylece harmonik büyüklüklerin çeşitli işletme elemanları üzerinde ne ölçüde rol oynadığı ve bu kayıpların ayrıştırılması üzerinde durulacaktır.

5.2. Non-linear Bir Yükün Devreler Teorisi Yönünden İncelenmesi

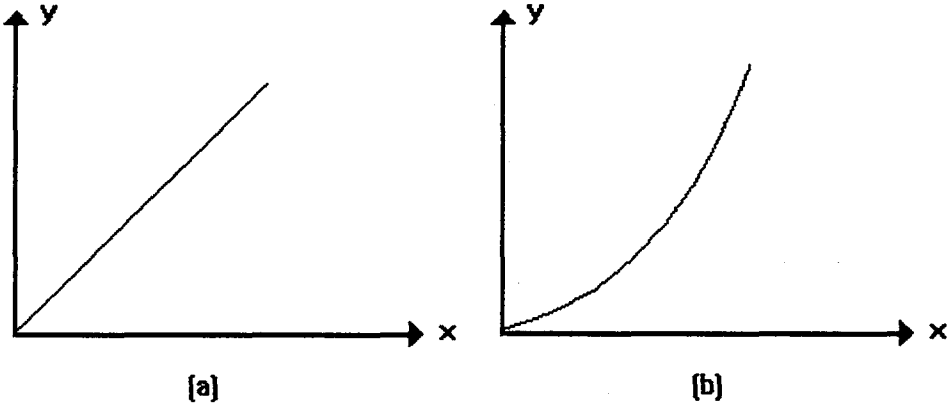
Elektrik enerji sistemlerindeki yükler genel olarak 2-uçlu devre elemanları olarak göz önüne alınabilir. Bir iki uçlu elemana ilişkin dört fonksiyon tanımlanabilir. Bunlar gerilim $v(t)$, akım $i(t)$, akı $\phi(t)$, ve yük $q(t)$ şeklinde özetlenebilir. Bunlar arasındaki türevsel ilişki ise, $v(t) = d\phi(t)/dt$ ve $i(t) = dq(t)/dt$ biçimindedir.

2-uçlu bir devre elemanı, genel olarak $f(x, y, t) = 0$ gibi bir cebirsel bağıntı ile tanımlanabilir. Bu tanımlamada t zamanı göstermekte olup, 2-uçlu parametre çiftine göre isim alır:

- Parametre çifti gerilim- akım ise "direnç 2-uçlusu"
 - Parametre çifti akı- akım ise "self 2-uçlusu"
 - Parametre çifti yük-gerilim ise "kapasite 2-uçlusu"
- şeklinde bir tanımlamaya gidilebilir.

Belirli bir t_1 anı için çizilen $f(x, y, t_1)$ fonksiyonunda elde edilen değişim, 2-uçlunun "karakteristiği"ni verir. Karakteristik t 'ye bağlı değilse "zamanla değişmeyen 2-uçlu", t 'ye bağlı ise "zamanla değişen 2-uçlu" elde edilir. Söz konusu karakteristik her t anında orjinden geçen bir doğru ise, yani $f(x, y, t)$ fonksiyonu $y = m(t)x = 0$ şeklinde ifade edilebiliyorsa 2-uçlunun "lineer" olduğu, aksi halde "non-linear" olduğu söylenir.





Şekil 5.1. Lineer 2-uçlu (a) ve non-lineer 2-uçlu (b) karakteristikleri.

Elektrik enerji sistemlerinde hatların, kabloların, seri/şönt, bobin/kondansatörlerin ve transformatörlerin 2-uçlu modellenmesinde ortaya çıkan uç denklemlerinin (veya karakteristiklerinin) daima lineer özellikte olduğu kabul edilir.

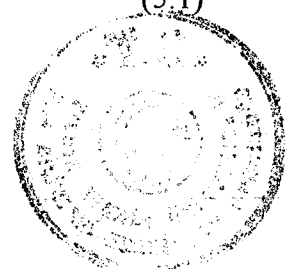
Gerçekte bu elemanlardan ferromagnetik malzeme içeren generatör, motor, transformatör gibi elemanların "doyma" nedeniyle uç karakteristikleri lineerden sapabilir. Bununla birlikte geleneksel analizlerde söz konusu elemanların lineer karakteristik bölgesinde çalıştığı ve dolayısıyla doymanın ihmal edilebilir olduğu varsayılmaktadır. Benzer yaklaşım, enerji iletim hava hatlarında kullanılan çelik koruma (toprak) telleri ile çelik-özlü alüminyumdan yapılmış faz iletkenleri için de geçerlidir. Sistem elemanlarının, örneğin senkron generatörlerin, doyma dikkate alınarak modellenmesi ve simulasyonu yapıldığında, non-lineer modellemedeki sonuçların sürekli işletmede geleneksel modellemeden fazla ayrılmadığı, geçici (dinamik) analizde bir miktar farklılık gösterdiği gözlenmektedir (Ramshaw and Xia, 1985).

Geleneksel analizlerde yük, yükün gücü (MW veya MVA) ile güç katsayısı yardımıyla tanımlanır. Buradan hareketle eğer istenilirse güce ilişkin parametreler de hesap edilebilir.

Komplex güç ifadesi S olmak üzere, yüke karşılık düşen gücün enpedansı

$$Z = \frac{S}{I^2}$$

(5.1)

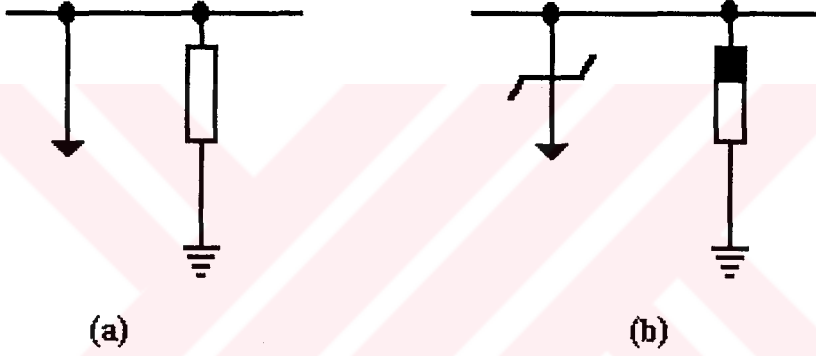


olarak hesaplanır. Burada

$$I = \left(\frac{\dot{S}}{\sqrt{3} \dot{U}} \right)^* = I/\varphi \quad (5.2)$$

şeklindedir.

Yükün non-linear olması halinde sabit bir yük empedansı tanımı yapılamayacağından, yukarıdaki bağıntılar geçerliliğini kaybedecektir (Gelopoulos and Lighfoot, 1978). Şekil 5.2 de lineer ve non-linear yüklerin basit gösterimleri verilmiştir.

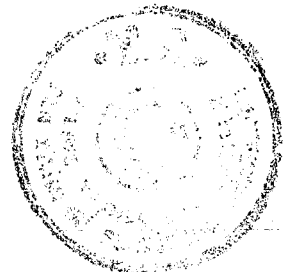


Şekil 5.2. Lineer yüke ilişkin basit gösterim ve empedans eşdeğeri (a) ve non-linear yüke ilişkin basit gösterim ve empedans eşdeğeri (b).

Bir enerji sistemindeki n bilinmeyen ve n denklemden oluşan non-linear cebirsel denklem sistemi $f(x) = 0$ genel biçiminde yazılabilmektedir. Bu denklemlerin çözümünde nümerik analiz yöntemlerinden yararlanılır (Athams et al., 1974; Vidsayagar, 1978). Örneğin non linear bir direnç devresine ilişkin denklemler $f(x) = 0$ şeklinde yazılıp $X^{(0)}$ seçilerek

$$\tilde{X}^{(j+1)} = \tilde{X}^{(j)} - \tilde{J}^{-1} \cdot \tilde{X}^{(j)} \cdot f(\tilde{X}^{(j)}) \quad (5.3)$$

iterasyon bağıntısı yardımıyla $X^{(1)}$ bulunabilir. Burada " $\tilde{}$ " matris simgesini göstermekte olup $\tilde{J}$ ise



$$j = \partial f / \partial X \quad (5.4)$$

şeklinde tanımlanmıştır.

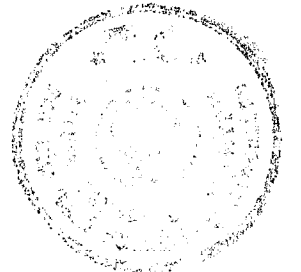
Devredeki bir R elemanının öz eğrisi $X^{(0)}$ 'ın belirlediği çalışma noktasındaki teğetle değiştirilip elde edilen devrenin çözümü bulunursa $X^{(1)}$ elde edilmiş olur. Bundan sonra öz eğriler $X^{(1)}$ 'in belirlediği çalışma noktasındaki teğetlerle değiştirilerek elde edilen devre çözülüp $X^{(2)}$ bulunur; böylece iterasyona devam edilir. k tane iterasyon sonunda çözüm elde ediliyorsa, non-lineer devrenin çözümü için k defa lineerleştirme işlemi yapıp k tane lineer devrenin çözümü elde edilmiş demektir.

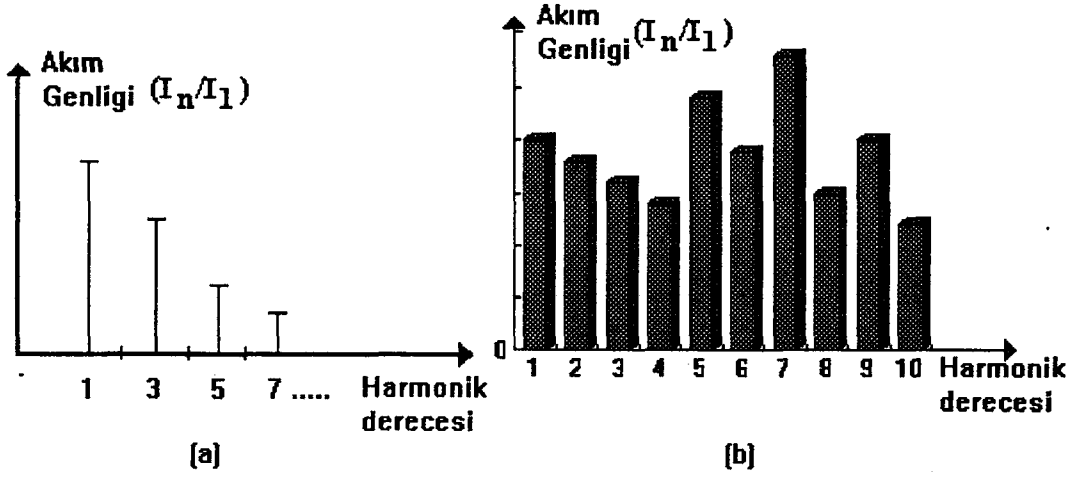
5.3. Enerji Sistemine Bağlı Non-lineer Yükün Tanımlanması

1. bölümde sözü edilen yük türleri, non-lineer karakterde dolayısıyla harmonik içeren yüklerdir. Bir enerji sisteminde bu yüklerin tanımlanması iki şekilde olabilir:

- Ayrık Harmonik Genlik Tanımlaması

Temel bileşen akım genliği dahil, yüke ilişkin tüm harmonik genlikleri ayrı ayrı belirlenir. (Çoğu kez harmonik bileşenlerin faz açıları da belirlenirse de, DATA girişinde pek kullanılmaz.) Harmonik genlikleri analitik yoldan (geleneksel Fourier Analizi, FFT algoritmaları vb.), ölçme yöntemleriyle (harmonik test prob ve düzenleriyle) veya osilograf çıkışı yardımıyla grafik yöntemle elde edilebilir. Şekil 5.3. de yüke ilişkin genlik gösterimleri verilmiştir. Akım genliği [A] veya harmonik bileşenin temel bileşene oranı [%] şeklinde verilebilir.





Şekil 5.3. Yüke ilişkin harmonik genlik tanımlanması; spektrum gösterimi (a) ve histogram gösterimi (b).

• Uç Denklemleri Tanımlanması

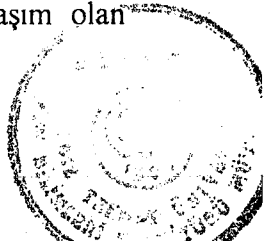
Non-linear yükün 2-üçlü şeklinde düşünülmesi halinde, gerilim-akım ilişkisi Şekil 5.1 (b) de gösterildiği biçimde olacaktır. Polinom biçimindeki bir fonksiyona karşılık düşen bu değişim

$$i = a_0 \cdot v^0 + a_1 \cdot v + a_2 \cdot v^2 + a_3 \cdot v^3 + \dots \quad (5.5)$$

Şeklinde ifade edilebilir.

Buradaki $a_0, a_1, \dots$ katsayıları pozitif-reel sayılar olup karakteristiğin geometrik biçimine bağlı olarak bazıları sıfır değerini alabilirler. Bu katsayıların belirlenmesi de deneysel veya sayısal analiz yöntemlerini kullanmak yoluyla gerçekleştirilebilir.

Akımlar için yukarıda belirtilen tanımlamalar, gerilimler için de geçerlidir. Bununla birlikte, analiz başlangıcında besleme kaynaklarının harmonik içermediği şeklindeki varsayım nedeniyle, bara gerilimleri için ancak analiz sonrası bir gösterim söz konusu olabilir. Söz konusu analiz, ölçme yoluyla (McGranaghan, 1981) veya simülasyon yoluyla (Xia and Heydt, 1992 (a), (b)) gerçekleştirilebilir. Simülasyon açısından "harmonik güç akışı" ve "harmonik akım dağılımı" gibi iki seçenek bulunmaktadır. Topolojisinde transformatör bulunduran enerji sistemleri için en ideal yaklaşım olan



harmonik güç akışı uygulanırken, transformatör bulundurmayan alçak gerilim fiderlerinde harmonik akım dağılımı tercih edilebilir.

5.4. Harmonik Kayıplar ve Bu Kayıpların Ayrıştırılması

Geleneksel kayıp analizi, sistem büyüklüklerinin (akımların, gerilimlerin) sinüsoidal oldukları varsayımı altında gerçekleştirilmektedirler. İşletme kayıpları $[W]$ cinsinden ifade edilmekte ve iki grup altında incelenmektedir:

- Enerji sisteminin eşdeğer devresinde "seri kol" üzerine oluşan kayıplar
- Enerji sisteminin eşdeğer devresinde "paralel (şönt) kol " üzerine oluşan kayıplar

Enerji sisteminde non-sinüsoidal akım veya gerilimlerin bulunması halinde, bu kayıpların değişikliğe uğrayacağı açıktır. Aşağıdaki ayrıtlarda, non-sinüsoidal büyüklüklere ilişkin "işletme kayıpları"nın hesaplanmasını yansıtan prosedür özetlendikten sonra, gerekli analitik formülasyonlar elde edilmiştir.

Harmonik kayıpların belirlenmesi ve ayrıştırılması çerçevesinde değerlendirilecek olan genel işletme kayıpları, akımın karesi veya gerilimin karesiyle orantılı olarak ifade edilebilir; bir başka deyişle akımın ya da gerilimin fonksiyonu olarak tanımlanabilir. Bu nedenle enerji sistemi üzerindeki non-sinüsoidal (harmonikli) akım/gerilim dağılımının belirlenmiş olması gerekir.

Harmonik (ek) işletme kayıplarının belirlenebilmesi için uygulanacak prosedür aşağıda özetlenmiştir:

1. Enerji sistemi üzerinde harmonik güç akışı (veya harmonik akım dağılımı) gerçekleştirilir
2. Her baradaki harmonik gerilim spektrumu elde edilir.
3. Enerji sisteminde her baradan baraya geçen harmonik akım dağılımları belirlenir
4. Enerji sisteminin günlük (veya aylık) yüklenme eğrisi yardımıyla, analiz edilecek her işletme dilimi için "yüklenme oranları" belirlenir.
5. Söz konusu yüklenme eğrisi yardımıyla ve diğer işletme özelliklerinden hangi zaman dilimlerinde



- * Lineer (sinüsoidal) yüklerin çekildiği
 - * Non-lineer (non-sinüsoidal) yüklerin çekildiği
 - * Lineer ve non-lineer yük kombinasyonlarının çekildiği
- ayrı ayrı belirlenir

6. Normal işletme peryotları dışında, ani yük değişimlerinin olup olmadığı, varsa süresi ve mertebesi belirlenir.
7. Analizin yapılacağı zaman sürecinde, elektrik enerjisi satış bedelleri içine aldıkları zaman dilimleri için ayrı ayrı belirlenir.
8. Ek (harmonik) işletme kayıplarının simulasyonu için, 1.-7. adımlar topluca listelenir ve sayısal analiz için DATA olarak hazırlanır.

5.5. Harmoniklerin Yol Açtığı Ek Omik Kayıpların Analizi

Omik kayıplar, genel olarak, iletim hatlarında/kablolarında, motor-generatör-traförsformatör gibi elemanların sargılarında ve omik direnç içeren tüm akım yolu elemanlarında ortaya çıkar. İletim hatlarındaki/kablolarındaki omik kayıplar, güç akışı sonrasında hesaplanan salınım barasının gücü yardımıyla, diğer elemanlarda ise analitik bağıntılar ya da ölçme/test yöntemleriyle belirlenmektedir. Geleneksel (lineer) yükler için yukarıda özetlenenler, non-lineer yükler için aşağıda ayrıntılı olarak incelenmiştir.

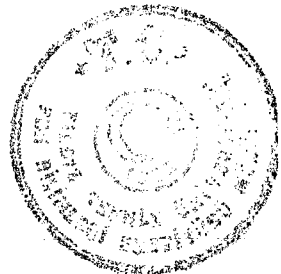
5.5.1. Ek (Omik) Hat Kayıplarının Analizi

Non lineer yük akımlarının etkili olduğu bir enerji iletim/dağıtım sisteminin i-j baraları arasındaki n. harmoniğe ilişkin harmonik kayıplar

$$\Delta P_n = 3 \cdot R_n \cdot I_n^2 \quad (5.6)$$

ve toplam harmonik kayıplar

$$\sum \Delta P_n = \sum_{n=2}^{\infty} 3 \cdot R_n \cdot I_n^2 \quad (5.7)$$



şeklinde yazılabilir. Buradaki R_n ($n \neq 1$), 3. bölümde tanımlanan deri etkisi dahil i-j baraları arasındaki direnci göstermektedir.

Dengeli yüklenen hat parçası için geçerli olan bu (3) çarpanı, dengesiz yüklenme için geçerli değildir. Ark fırını gibi dengesiz non-sinüsoidal akım çeken yüklerde durum böyledir. n. harmoniğe ilişkin akım kümesi $\{I_R, I_S, I_T\}_n$ olmak üzere, dengeli yüklemde çekilen gücün sabitliği koşulu altında, dengesiz yüklemdeki kayıplar

$$\Delta P'_n = (\Delta P_n / 3) \left[(1 + \alpha_{Rn})^2 + (1 + \alpha_{Sn})^2 + (1 + \alpha_{Tn})^2 \right] \quad (5.8)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Buradaki $\alpha_{Rn}, \alpha_{Sn}, \alpha_{Tn}$ katsayıları reel büyükler olup

$$\left. \begin{aligned} \alpha_{Rn} &= (I_{Rn} - I_n) / I_n \\ \alpha_{Sn} &= (I_{Sn} - I_n) / I_n \\ \alpha_{Tn} &= (I_{Tn} - I_n) / I_n \end{aligned} \right\} \quad (5.9)$$

şeklinde tanımlanmışlardır. Bu büyüklükler, n. harmonik için "Fazların Asimetri" oranları olarak adlandırılmıştır. Kompleks düzlemde yapılacak fiziksel (gerçek) akım dağılımı analizi sonucu, (5.8) ve (5.9) bağıntıları kullanılarak dengesiz yüklenmeye ilişkin kayıplar hesap edilebilir.

Aynı analizin "dönüşüm" akımları ile yapılması da öngörülebilir. Bunun için geleneksel simetrik bileşenler teorisi (Fortescue, 1918) uygulanacak olursa, n. harmonik için aşağıdaki eşitlik yazılabilir.

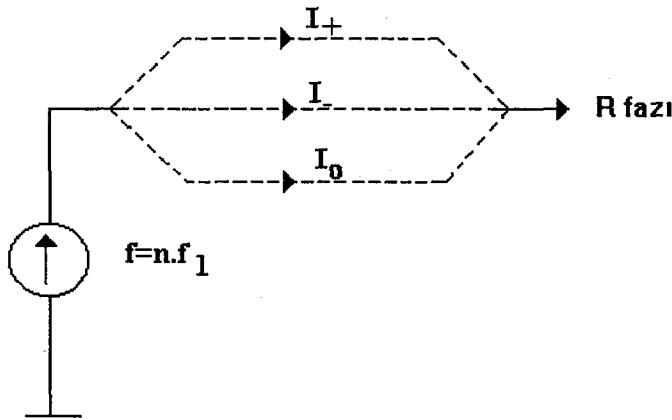
$$\begin{bmatrix} \dot{I}^S \\ I^S \end{bmatrix}_n = (1/3) \begin{bmatrix} \dot{A} \\ A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I} \\ I \end{bmatrix}_n \quad (5.10)$$



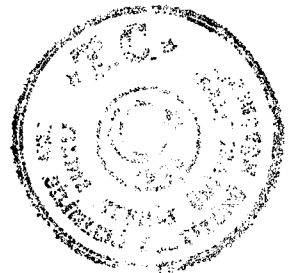
Burada $\begin{bmatrix} \dot{A} \end{bmatrix}$ (3x3) boyutunda, diğer matrisler ise (3x1) boyutundadır. $\begin{bmatrix} \dot{I}^S \end{bmatrix}_n$ n. harmoniğe ilişkin dönüşüm sonrası akımlar matrisi, $\begin{bmatrix} \dot{A} \end{bmatrix}$ dönüşüm matrisi ve $\begin{bmatrix} \dot{I} \end{bmatrix}_n$ n. harmoniğe ilişkin orjinal faz akımları matrisidir.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}^S \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} \dot{I}_+ \\ \dot{I}_- \\ \dot{I}_0 \end{bmatrix} ; \begin{bmatrix} \dot{A} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} ; \begin{bmatrix} \dot{I} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} \dot{I}_R \\ \dot{I}_S \\ \dot{I}_T \end{bmatrix}_n \quad (5.11)$$

$\dot{a}$ ve $\dot{a}^2$ genliği 1.0 ve açıları sırasıyla $2\pi/3$ radyan ve $4\pi/3$ radyan olan kompleks operatörlerdir. $\{\dot{I}_+, \dot{I}_-, \dot{I}_0\}_n$ akım kümesi, n. harmonik için pozitif (doğru), negatif (ters) ve sıfır bileşen akımlarını içermektedir.



Şekil 5.4. n. f_1 harmonik frekansındaki bir akım kaynağının dönüşüm sonrası bileşenlere ayrıştırılmasına ilişkin tek-hat gösterimi.



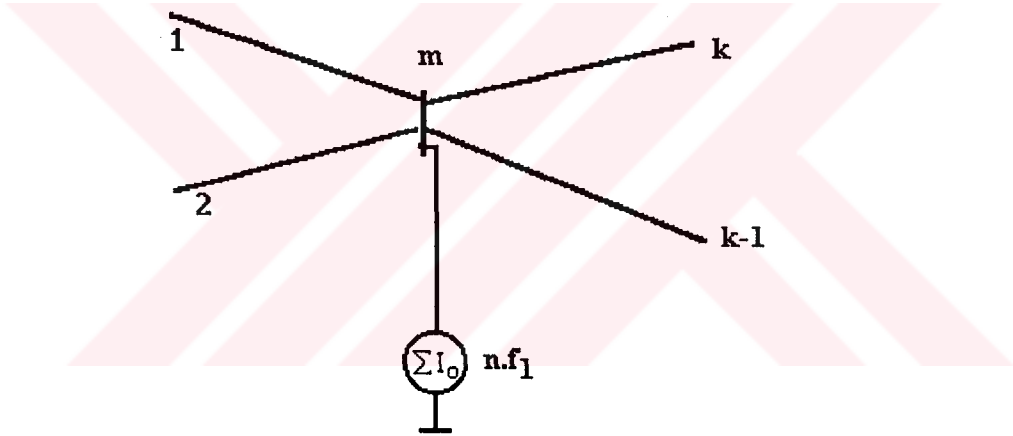
(5.10) daki dönüşüm akımları yardımıyla, i-j baraları arasında n. harmoniğe ilişkin hat kayıpları

$$\Delta P'_n = R_n(I_+^2 + I_-^2 + I_o^2)_n \quad (5.12)$$

olacaktır.

i-j baralarının yer aldığı enerji sisteminin tüm baraları topraktan yalıtılmış ise "sıfır bileşen akımları" dolaşım yolu bulamayacaklarından sıfır değerini alacaklardır.

Dengesiz non-sinüsoidal yükleri içeren enerji sisteminin m. barasındaki bileşke sıfır bileşen akımı, bu baraya bağlanmış tüm seri kolların sıfır bileşen akımları toplamı olacaktır (Şekil 5.5).



Şekil 5.5. k hattın bağlı olduğu m barasında n. harmoniğe ilişkin bileşke sıfır bileşen akımının şematik gösterimi. (Enerji sisteminin en az bir noktasında topraklanmış olduğu varsayılmıştır.)

Sistemdeki t tane hat parçası bulunması halinde, toplam kayıplar t adet ayrı kayıp değerinin toplamı olacaktır. t-devre topolojisi ilişkisi Tablo 5.1 de verilmiştir.



Tablo 5.1 Dağıtım hatlarının topolojisine bağlı t değerleri

Hat topolojisi	t
Radyal	1
Dalbudak	1+dal sayısı
Ring	1+yük sayısı
Gözlü	1+düğüm sayısı

5.5.2. Ek (Omik) Sargı Kayıplarının Analizi

Enerji sisteminde yer alan generatör, transformatör ve asenkron motorlardan non-sinüsoidal akımların geçmesi halinde bakır sargılarda ek bakır kayıpları oluşacaktır.

İki sargı (veya iki ayrı devre) içeren asenkron motorlar ve transformatörler için, n. harmonikte

$$\Delta P_{\text{cun}} = 3 \cdot R_{\rho n} \cdot I_{\rho n}^2 + 3 R_{\text{Sn}} \cdot I_{\text{Sn}}^2 = 3 \cdot I_{\rho n}^2 \left[R_{\rho n} + R_{\text{Sn}} (N_s / N_p)^2 \right] \quad (5.13)$$

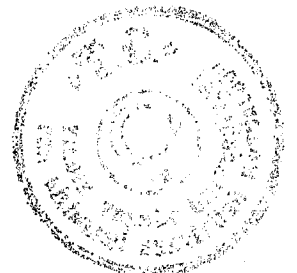
şeklinde sargı kayıpları genelleştirilebilir. $R_{\rho n}$ ile R_{Sn} n. harmoniğe ilişkin pirimer ve sekonder (yerine göre stator ve rotor) sargı dirençleri, $I_{\rho n}$ ile I_{Sn} bu sargıların akımları, N_p ile N_s bu sargıların sarım sayılarıdır. Sargı dirençlerindeki deri etkisi "n" ile indisi ile simgelenmiştir.

Non-sinüsoidal yükleme halinde IEEE tarafından verilen kayıp ifadesi ise

$$\Delta P_{\text{cun}} = P_{\text{cu-}} + (P_{\text{cu1}} + P_{\text{cu-}}) n^2 \quad (5.14)$$

şeklinde (IEEE Committee, 1983).

Burada $P_{\text{cu-}}$ doğru akım direncine karşılık, düşen sargı kayıplarını göstermektedir.



Asenkron motorların simetrik sargı kayıpları nedeniyle dengeli yüklenmelerine karşılık, transformatörler sekonder (yük) akımlarının dengesiz karakter göstermesi halinde dengesiz olarak yüklenebilirler. Bu durumda IEEE tarafından önerilen kayıp ifadesi

$$\Delta P'_{\text{cun}} \cong (\Delta P_{\text{cun}} / 3) \left[(1 + \alpha_{Rn})^2 + (1 + \alpha_{Sn})^2 + (1 + \alpha_{Tn})^2 \right] \quad (5.15)$$

şeklinde olacaktır. α katsayıları (5.9) da tanımlanmıştır.

Toplam harmonik kayıpları ise

$$\sum \Delta P'_{\text{cun}} = \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_{\text{cun}} \quad (5.16 a)$$

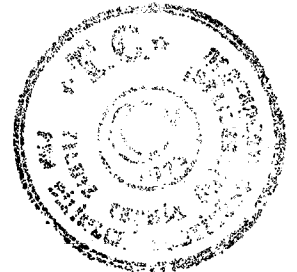
$$\sum \Delta P'_{\text{cun}} = \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P'_{\text{cun}} \quad (5.16 b)$$

biçiminde genelleştirilebilir.

5.5.3. Harmoniklerin Yol Açtığı Ek Nüve Kayıplarının Analizi

Transformatörler ve asenkron motorlar gibi ferromagnetik malzemeden nüvesi olan elemanlarda nüve (ya da demir) kayıpları oluşmaktadır. Bu kayıplar büyük bir yaklaşıklıkla, elemana uygulanan gerilimin bir fonksiyonu olarak değişmektedir.

Bir makinenin uçlarına uygulanan non-sinüsoidal gerilim, ya enerji sistemindeki harmonik gerilim düşümleri sonucu ya da evirici çıkışlarından (Buck, F.G.G et al., 1984) dolayı söz konusu olur. Sistemi besleyen generatörlerin uç gerilimleri için sinüsoidal olacak şekilde gerekli tasarım yapıldığından, non-sinüsoidal gerilimlerin oluşumu çoğu kez yukarıdaki nedenlerden kaynaklanır.



5.5.3.1. Ek Histeresis Kayıplarının Analizi

Bir elektrik makinesinin uçlarına uygulanan non-sinüsoidal gerilimin zamana bağlı değişimi

$$v(\omega t) = \sum \sqrt{2} \cdot V_n \cdot \sin(n \cdot \omega \cdot t + \phi_n); \quad v(0) = v(\pi) = 0 \quad (5.17)$$

şeklinde ise, oluşacak endüksiyonun tepe değeri

$$B_{\max} = \frac{\pi}{2 \cdot N \cdot A \cdot \omega} \frac{1}{\pi} \int_0^\pi v(\omega t) \cdot d\omega t = \frac{\pi}{2 \cdot N \cdot A \cdot \omega} V_{\text{ort}} \quad (5.18)$$

olacaktır. V_{ort} gerilimin ortalama değeri olup

$$V_{\text{ort}} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \sum \frac{V_n}{n} \cos \phi_n \quad (5.19)$$

şeklinde dir. N sarım sayısını, n harmonik derecesini ve A nüve kesitini göstermektedir.

Sinüsoidal gerilim altında histeresis kayıpları

$$P_H = k_H \cdot f \cdot B_{\max}^\sigma = K_H \cdot f \cdot (V_{\text{ort}})^\sigma \quad (5.20)$$

bağıntısıyla verilir. (Richter, 1951). k_H (ölçek farkıyla K_H) makineye ait bir sabiti σ da Steinmetz katsayısını göstermektedir.

(5.17)'de verilen gerilimin uygulanması halinde, (5.19) ve (5.20) yardımıyla

$$P_H = P_{HN} \left(\sum \frac{1}{n} \frac{V_n}{V} \cos \phi_n \right)^\sigma \quad (5.21)$$



elde edilir. P_{HN} ve V , anma (nominal) frekans altındaki histeresis kayıpları ile uç gerilimini göstermektedir.

5.5.3.2. Ek Girdap Akımı Kayıplarının Analizi

Girdap akımı (foucault ya da eddy akımı) kayıpları endüksiyonun karesiyle doğru orantılıdır (Richter, 1951). Uygulanan bir sinüsoidal dalgaya karşılık düşen akı

$$\phi = \sqrt{2} V_n / (2. \pi. A. N. f) \quad (5.22)$$

olmak üzere, magnetik endüksiyon

$$B = \phi / A = \sqrt{2} V / (2. \pi. A. N. f) \quad (5.23)$$

olur. Girdap akımı kayıpları ise

$$P_G = K_G. f^2. B^2 \quad (5.24)$$

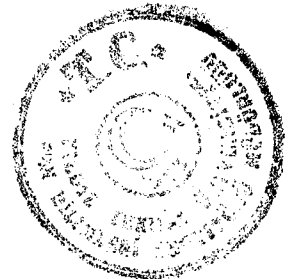
şeklindedir. K_G girdap akımı kayıplarına ilişkin bir sabiti göstermektedir.

Non-sinüsoidal gerilim altında (5.24) ifadesi

$$P'_G = \sum P'_{Gn} = K_G. f.^2 B^2 \left(\frac{V_1}{V} \right)^2 \left[1 + \sum_{n \neq 1} \left(\frac{V_n}{V_1} \right)^2 \right] \quad (5.25)$$

elde edilir P_{Gn} nominal frekanstaki girdap akımı kayıpları olmak üzere

$$P'_G \cong \sum P_{Gn} = \left(\frac{V_1}{V} \right)^2 \left[1 + \sum \left(\frac{V_n}{V_1} \right)^2 \right] \quad (5.26)$$



yazılabilir. Burada transformatörün tipi dikkate alınarak (5.26) ifadesinin bir düzeltme faktörü ile çarpılması gerekirken, bu katsayı yaklaşık 1.0 olarak alınmış olduğu için, eşitlik yaklaşıktır.

Harmoniklerin oluşturduğu ek nüve kayıpları histeresis ve girdap akımı kayıplarının toplamıdır. bu toplamın anma demir kayıplarına P_{fen} oranı ise bağıl kayıp artışını verecektir.

5.6. Harmonik Kayıplarından Ortaya Çıkan Ek Maliyet Analizi

5.6.1. Harmonik Hat Kayıplarının Yol Açtığı EK Maliyet Analizi

Sinüsoidal yüklenme halinde bir iletim hattının maliyet fonksiyonu

$$M = f(M_o, U, q, \text{kayıplar}) \quad (6.27)$$

şeklinde tanımlanır. (Tarkan, 1984). Burada M_o sabit maliyeti, U kesiti ve q iletken kesitini göstermektedir.

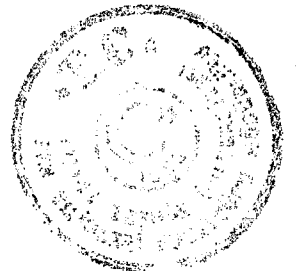
Non-sinüsoidal işletmede n . harmonik için maliyet fonksiyonu

$$M_n = f(M_o, U_n, q_n, \Delta P_n) \quad (5.28)$$

biçiminde genelleştirilebilir. Sistemdeki akım yoğunluğu için

$$\left. \begin{aligned} j_1 &= \frac{I_1}{q} \\ j_n &= \frac{I_n}{q_n} \end{aligned} \right\} \quad (5.29)$$

eşitlikleri yardımıyla, temel bileşene karşılık düşen akım yoğunluğu sabit tutulmak koşuluyla, non-sinüsoidal duruma karşılık düşen yeni kesit değeri



$$q' = \frac{\sum I_n^2}{j_1} \quad (5.30)$$

yazılabilir.

Toplamsallık teoremi ile, "n. harmoniği de içine alan maliyet fonksiyonu" genelleştirilmiş matris biçiminde şu şekilde yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} M_1 \\ M_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ M_n \end{bmatrix} = M_o \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} + M_u \begin{bmatrix} U' \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} + M_q \begin{bmatrix} q' \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} + M_j \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta P_n \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

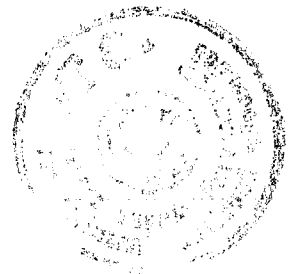
Burada M_j , yıllık faiz, amortisman, enerji satış bedeli, yüklenme oranı, hat kesiti vb. bir dizi etkeni içine alan "değişken maliyet terimidir. M_u ve M_q ise, sırasıyla gerilim ve kesitle ilişkili maliyet terimlerini göstermektedir. Gerilim harmoniklerinin ihmal edilmesi halinde $U = U'$ alınabilir.

5.6.2. Sisteme Şönt Bağlı Elemanlardan Kaynaklanan Ek Harmonik Maliyet Analizi

En genel halde, enerji sistemindeki asenkron motor, transformatör vb.sisteme şönt bağlı elemanların kayıp analizinden hareketle, genel maliyet fonksiyonu oluşturulabilir. Bir transformatör (veya asenkron motor) için

$$M_m = f(S, U, \text{Kayıplar}) \quad (5.32)$$

ifadesi yazılabilir. S transformatörün gücünü ve U (yüksek gerilim tarafının) fazlararası gerilimini göstermektedir.



(5.32) ifadesinin non-linear büyüklükler altında yeniden tanımlanması gerekir. Anma (temel) büyüklükler altında görünen güç $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$ olmak üzere,

$$S' = \sqrt{3} \cdot U \left[1 + (\text{THD})_i^2 \right]^{\frac{1}{2}} I \quad (5.33)$$

şeklinde yeni bir güç tanımlanacaktır. $(\text{THD})_i$ akımı için toplam distorsiyonudur.

Toplamsallık teoremi ile, "n. harmoniği de içine alan maliyet fonksiyonu" genelleştirilmiş matris biçiminde şu şekilde yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} M_{m1} \\ M_{m2} \\ \bullet \\ \bullet \\ M_{mn} \end{bmatrix} = M_S \begin{bmatrix} S' \\ 0 \\ \bullet \\ \bullet \\ 0 \end{bmatrix} + M_u \begin{bmatrix} U' \\ 0 \\ \bullet \\ \bullet \\ 0 \end{bmatrix} + M_j \begin{bmatrix} \Delta P_{Fe1} \\ \Delta P_{Fe2} \\ \bullet \\ \bullet \\ \Delta P_{Fen} \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

ΔP_{Fen} n. harmonikteki demir kayıplarını ve M_S de transformatörün birim [kVA] için sabit maliyet terimini göstermektedir. U' ise

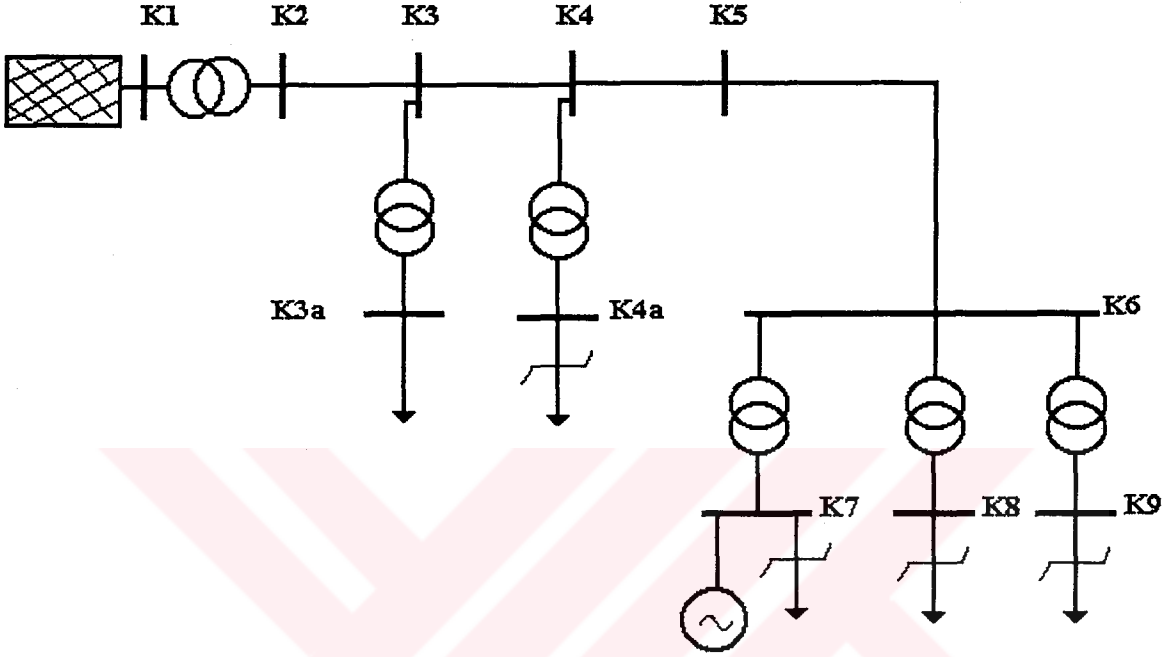
$$U' = U \left[1 + (\text{THD})_u^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.35)$$

şeklinde hesap edilecektir. $(\text{THD})_u$ gerilim için toplam harmonik distorsiyonudur.



6. SAYISAL UYGULAMA

Non-sinüsoidal yük akımlarını içeren bir enerji sistemi üzerinde sayısal uygulama gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla Şekil 6.1 deki enerji sistemi göz önüne alınmıştır.



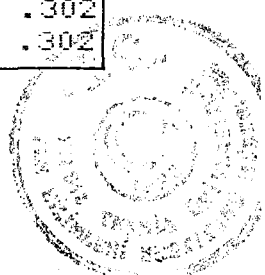
Şekil 6.1 Sayısal uygulama için göz önüne alınan örnek enerji sistemi.

154 kV luk ulusal enerji ağından beslenen enerji sistemi K1-K2 baraları arasındaki 154/15 kV'luk transformatör üzerinden dört ayrı hat parçasından oluşmaktadır. K3a, K4a, K7, K8 ve K9 baraları 15/154 kV'luk indirici transformatörlerin çıkışlarına bağlanmıştır. İletken malzemesi bakırdır.

Hat parametreleri Tablo 6.1'de verilmiştir.

Tablo 6.1. Örnek sisteme ilişkin hat parametreleri.

busbar 1 -> busbar 2	n	R [ohm / km]	X [ohm / km]	B [mS/km]	L [km]	In [kA]
K5 K4	1*0.1880	0.1200	139.80	2.2000	.302	
K2 K3	1*0.7440	0.3200	1208.9	1.0000	.302	
K3 K4	1*1.1900	0.5900	569.57	1.0000	.302	
K6 K5	1*0.2550	0.1400	109.96	0.6000	.302	



Baralara ilişkin bilgiler Tablo 6.2 de topluca listelenmiştir.

Tablo 6.2 Örnek sisteme ilişkin bara bilgileri

bus	rtd.V [kV]	p.u [-]	Pm [MW]	Qm [MVar]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	Shunt [MW]	Shunt [MVar]	bus type
K1	154.00	1.020	0.06	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	SL
K2	15.00	1.001	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	PQ
K3	15.00	1.000	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	PQ
K4	15.00	1.001	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	PQ
K5	15.00	1.002	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	PQ
K6	15.00	1.002	0.00	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	PQ
K9	0.40	1.000	0.00	0.000	0.914	0.686	0.00	0.00	PQ
K7	0.40	1.002	0.57	0.000	0.000	0.000	0.00	-0.25	AS
K8	0.40	1.000	0.00	0.000	0.032	0.702	0.00	-0.25	PQ
K3a	0.40	1.000	0.00	0.000	1.481	0.717	0.00	-0.10	PQ
K4a	0.40	1.000	0.00	0.000	1.481	1.340	0.00	-0.10	PQ

Örnek sistem üzerinde K4a, K7, K8 ve K9 baralarında non-lineer yükler bulunmaktadır.

Bu yüklerin harmonik akımları Tablo 6.3 de verilmiştir.

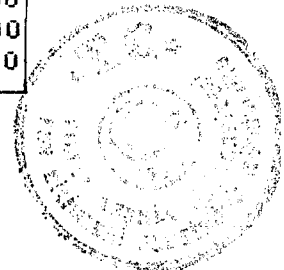
Tablo 6.3 Örnek sisteme ilişkin harmonik akım değerleri

busbar	frequency	1	2	3	4	5	6	7	8
9	50.0	250.0	350.0	550.0	650.0	850.0	950.0	1150.0	
current	1000.0	25.0000	9.0000	8.0000	6.0000	5.0000	4.1000	3.5000	
8	50.0	250.0	350.0	550.0	650.0	850.0	950.0	1150.0	
current	1000.0	20.0000	14.3000	9.1000	7.7000	5.9000	5.3000	4.4000	
4a	50.0	250.0	350.0	550.0	650.0	850.0	950.0	1150.0	
current	900.0	15.8000	9.9000	4.1000	2.3000	0.8000	0.7000	0.8000	

Son olarak sistemde yer alan transformatörlere ilişkin parametreler Tablo 6.4 de verilmiştir.

Tablo 6.4 Örnek sistemde yer alan transformatör parametreleri

busbar 1 i	-> busbar 2 j	rated power n*[MVA]	rated V. i [kV]	rated V. j [kV]	Uk [%]	Pcu [kW]	Io [%]
K1	K2	1* 40.0	154.0	15.0	11.8	160.	0.40
K6	K7	1* 1.0	15.0	0.4	6.0	12.	1.60
K6	K8	1* 0.3	15.0	0.4	5.8	5.	2.00
K6	K9	1* 1.5	15.0	0.4	6.0	12.	1.60
K3	K3a	1* 10.7	15.0	0.4	6.0	0.	0.00
K4	K4a	1* 8.5	15.0	0.4	6.0	0.	0.00



K9 barasında 5. ve 7. harmonikleri süzmek üzere iki ayrı filtre devresinin yerleştirilmesi öngörülmüştür. Diğer taraftan K3a, K4a, K7 ve K8 baralarında da şönt kapasitör gruplarının yerleştirilmeside sözkonusudur. (bu elemanların parametreleri EK1 de verilmiştir.)

Sayısal uygulama üzerine çeşitli durumlarda parametre belirlenmesi için, 5.5.1'de tanımlanan büyüklükler doğrultusunda dört ayrı küme göz önüne alınmıştır (Tablo 6.5).

Tablo 6.5 Sayısal uygulamaya ilişkin öngörülen kümeler

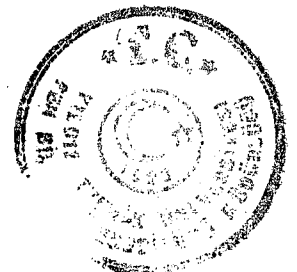
Durum	Kapasitörler	Filtre (ler)
I	1	1
II	1	0
III	0	1
IV	0	0

Örnek sistemin simülasyonu, parametreler arasında bir karşılaştırma yapmaya olanak sağlamak üzere, hem normal (sinüsoidal) yükleme hem de karma (sinüsoidal ve non-sinüsoidal) yükleme için gerçekleştirilmiştir. Simulasyonda "DIGSİLENT Versiyon 9.1" yazılım programı kullanılmıştır. Program çıktıları EK2' de topluca verilmiştir.

Hesaplama sonucu dört ayrı durum için, K2-K3 baraları arasındaki hat üzerinde temel ve harmonik bileşenlere ilişkin hat kayıplarına ilişkin hesaplanarak sonuçlar Tablo 6.6-Tablo 6.9 da verilmiştir.

Tablo 6.6 Durum-I için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik frekansı (Hz)	Kayıplar (W)
250	1981.17
350	6.00
550	3.37
650	3.37
850	6.17
950	12.75
1150	22.18
Temel Frekans	53000

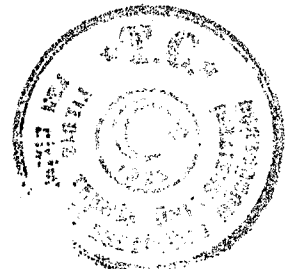


Tablo 6.7 Durum-II için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik frekansı (Hz)	Kayıplar (W)
250	2917.79
350	7.12
550	10.81
650	11.26
850	23.84
950	50.04
1150	38.29
Temel Frekans	670000

Tablo 6.8 Durum-III için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik frekansı (Hz)	Kayıplar (W)
250	145.76
350	72.54
550	56.33
650	41.77
850	40.69
950	48.66
1150	155.06
Temel Frekans	66000



Tablo 6.9 Durum 4 için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik frekansı (Hz)	Kayıplar (W)
250	574.83
350	188.06
550	106.98
650	77.01
850	80.8
950	89.11
1150	360.91
Temel Frekans	84000

Dört ayrı durum için, ulusal enerji ağı ile saptanan bağıntıyı kapayan K1 barasındaki "toplam harmonik distorsiyon" da hesaplanmış, sonuçlar Tablo 6.10 da verilmiştir.

Tablo 6.10 K1 barasındaki gerilimlere ilişkin THD

Durum	(THD) _v [%]
I	0.137
II	0.182
III	0.323
IV	0.453

Diğer taraftan K2-K3 arasındaki hat için üç ayrı simetrisiz yüklenme durumu (kodu) göz önüne alınmıştır. Hattın dengeli yüklenmeye ilişkin anma akımı 1.0 per-unit olmak üzere R-S-T faz akımlarının üç ayrı kümesi, ayrıca hat akımlarının üç ayrı kümesi için ayrıca hat kayıpları bulunmuştur.



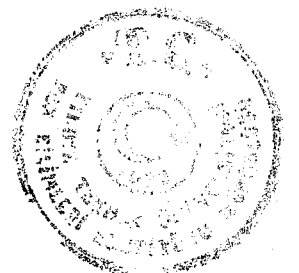
Tablo 6.11 K2-K3 baraları arasında öngörülen asimetri akım kümeleri

İşleme Kodu	$\{I_R, I_S, I_T\}$ [pu]
A	(1.0, 0.9, 1.1)
B	(0.8, 1.0, 1.2)
C	(1.3, 0.7, 1.0)

Tablo 6.11'deki kodlara karşılık düşen hat kayıpları hesaplanarak Tablo 6.12-Tablo 6.15 'de verilmiştir.

Tablo 6.12 Dengesiz çalışmada Durum-I için hesaplanan hat yıpları

Harmonik Frekans (Hz)	KAYIPLAR [W]		
	A	B	C
250	1994.37	2034.00	2100.04
350	6.40	6.16	6.16
550	3.39	3.46	3.57
650	3.39	3.46	3.57
850	6.22	6.34	6.54
950	12.83	13.09	13.51
1150	22.98	22.76	23.50
TEMEL FREKANS	53360	54412	56179



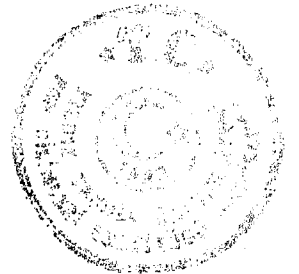
Tablo 6.13 Dengesiz çalışmada Durum-II için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik Frekans (Hz)	KAYIPLAR [W]		
	A	B	C
250	2937.21	2995.60	3092.86
350	7.16	7.30	7.53
550	10.88	11.09	11.44
650	11.33	11.55	11.93
850	24.00	24.48	25.28
950	50.37	51.37	53.04
1150	38.54	39.30	40.57
TEMEL FREKANS	53360	68286	56179

Tablo 6.14

Dengesiz çalışmada Durum-III için hesaplanan hat yıpları

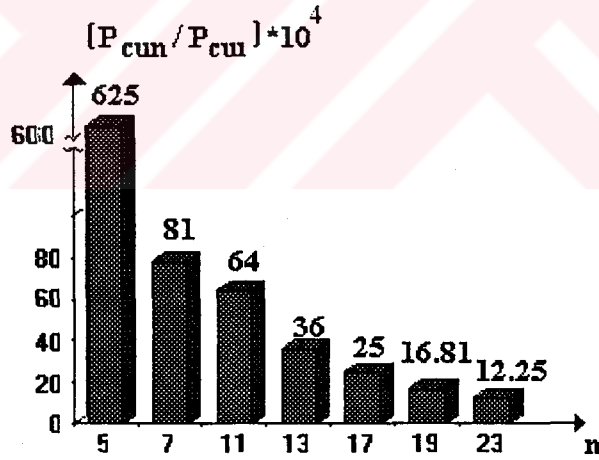
Harmonik Frekans (Hz)	KAYIPLAR [W]		
	A	B	C
250	146.73	149.63	154.52
350	75.74	77.25	79.75
550	56.71	57.84	59.72
650	42.04	42.87	44.26
850	40.95	41.73	43.12
950	48.98	13.09	51.58
1150	156.07	22.76	164.37
TEMEL FREKANS	66440	5 4412	69960



Tablo 6.15 Dengesiz çalışmada Durum-IV için hesaplanan hat kayıpları

Harmonik Frekans (Hz)	KAYIPLAR [W]		
	A	B	C
250	578.66	590.16	609.31
350	189.29	193.08	199.35
550	107.69	109.83	113.40
650	77.52	79.06	81.63
850	80.60	82.20	84.88
950	89.69	91.47	94.47
1150	363.30	370.52	382.58
TEMEL FREKANS	8460	86240	8940

Şekil 6.2' de ise verilen DATA doğrultusunda, K9 barasındaki transformatörün bağlı harmonik (ek) sargı kayıpları gösterilmiştir.



Şekil 6.2 K9 barasındaki transformatörün harmonik (ek) sargı kayıpları.



SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Enerji sistemlerinde non-linear yüklerin, bir başka deyişle sinüsoidal olmayan büyüklüklerin olması, geleneksel analizlerde hedeflenen parametrelerin dışında bazı yeni parametrelerin de bilinmesine gerek gösterir. Örneğin, harmoniklerin yol açtığı ek kayıpların ve bara gerilimlerindeki harmonik distorsiyonun bulunması önem taşır. Bu iki büyüklük, sistemi hem harmonik işleme hem de teknik açıdan olumsuz yönde etkilemektedir. Bu çalışma, sinüsoidal büyüklükler altında yapılan geleneksel analizlerden farklı olarak, enerji sisteminde harmoniklerin bulunması hali için harmonik etkinliklerin ortaya konulmasını hedeflemektedir.

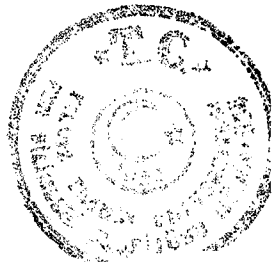
Enerji sistemlerinde ortaya çıkan harmonikler ek kayıplara yol açmaktadır. Söz konusu ek kayıp enerji maliyeti, işletmenin değişken maliyetini arttırmakta ve ekonomik işlemeyi uzaklaştırmaktadır. Diğer taraftan bara gerilimlerinde temel bileşen dışında harmonik bileşenlerin de var olması bu baralara paralel bağlı elektrik cihazlarının uçlarına harmonik gerilimlerin düşmesine yol açacaktır; bu ise sağlıklı bir işletme olmayacaktır.

Enerji sistemlerinin genel analizi içinde bu harmonik etkinliklerinin ne derece etkili olduğunu araştırmaya yönelik bu çalışma, tanıtıcı Giriş bölümü dışında beş bölümden oluşmaktadır. Giriş bölümünde genel tanıtımın dışında Literatür araştırmasına da yer verilmiştir.

Çalışmanın ikinci bölümünde harmoniklerin matematiksel tanımı yapılmış, genel kavramlar verilmiştir. Harmonik kaynakları özetlenmiş ve harmonik değerlerine getirilen sınırlamalar üzerinde durulmuştur. Harmoniklerin şebeke üzerindeki çeşitli etkinlikleri ile harmonik kaynakları ayrı ayrı ifade edilmiştir.

Çalışmanın üçüncü bölümünde enerji sistemlerini oluşturan elemanların harmonik büyüklükler altında modellenmesi ayrıntılı olarak incelenmiştir. Omik direç ve endüktans gibi parametrelerin harmonik frekanslardan ne şekilde etkilendikleri de gösterilmiştir.

Çalışmanın dördüncü bölümünde bir enerji sisteminde süzgeç (Filtre) devre tasarımının genel ilkeleri ortaya konulmuş, gerekli kavramlar verilmiş ve filtre maliyetinin formülasyonu elde edilmiştir. (Filtre tasarım ilkeleri doğrultusunda PSPICE paket programı yardımıyla empedans-frekans diyagramları çıkarılmış ve MATCAD paket



programı yardımıyla da parametre tayini gerçekleştirilmiş olup, bunlar EK3'de sunulmuştur).

Çalışmanın beşinci bölümünde non-lineer bir yükün matematiksel modeli ve DATA tanımlaması kısaca özetlendikten sonra, harmonik kayıp analizi için bir prosedür sunulmuş ve ek kayıp analizi tanıtılmıştır. Gerek omik kayıplar gerekse nüve kayıpları için "ek kayıp" formülasyonları verilmiş, ayrıca dengesizlik etkisi de dikkate alınmıştır. Ek kayıplar ve harmonik büyüklüklerden kaynaklanan "ek maliyet" formülasyonu, hem hatlar için hem de sisteme bağlı elektrik makineleri için matris biçiminde genelleştirilmiştir.

Çalışmanın altıncı bölümünde 154/15 kV luk bir indirici transformatör üzerinden beslenen ve non-lineer yük içeren bir enerji sistemi göz önüne alınmıştır. Söz konusu sistemde şönt kapasitörler ile 5. ve 7. harmonikleri süzmeye yönelik filtreler için dört ayrı durum (Tablo 6.5) dikkate alınmıştır. Gerek temel yük akışı gerekse harmonik güç akışı için, hat kayıpları (K1-K2) hesaplanmış (Tablo 6.6-Tablo 6.9) ve enerji sistemine yakınlığı bakımından kritik bara özelliği taşıyan K1 barasındaki toplam harmonik distorsiyonu ortaya konulmuştur (Tablo 6.10). Söz konusu hat parçasında üç ayrı kod için hat kayıpları yeniden hesaplanmıştır (Tablo 6.12-Tablo 6.15), K9 barasındaki transformatöre ilişkin bağlı harmonik (ek) sargı kayıplarının değişimi ayrık gösterim halinde Şekil 6.2 de verilmiştir. (Söz konusu hesaplamalara esas olan bilgisayar programı çıkışları EK2'de topluca verilmiştir.)

Bu çalışma ile yapılan yenilikler ve elde edilen sonuçlar şu şekilde sıralanabilir:

1. Bir süzgeç devresi için tanımlanamam maliyet fonksiyonu (denklem 4. 27) ve "Karar Kriteri" (deklem 4.28) yardımıyla, (harmonik mertebesi-süzgeç devresinin varlığı) bir dizi halinde genelleştirilmiştir.
2. Lineer yükten farklı olarak non-lineer yük içeren bir enerji sisteminde "yük DATASI tanımı" iki başlık altında sınıflandırılmış, gerekli şekil ve bağıntı tanımlanmıştır (Ayrıt 5.3).
3. Harmonik kayıpların ayrıştırılmasına hazırlık açısından, bu kayıpların belirlenmesine ilişkin uygulanacak adım-adım işlem sırasını içeren bir prosedür ortaya konmuştur (Ayrıt 5.4)
4. Ek (Omik) hat kayıplarının analizinde dengesizlik dikkate alındığında, n. harmonik için kayıp güç ifadesi formüle edilmiş (Denklem 5.8) ve ilgili katsayılar tanımlanmıştır



(denklem 5.9). (5.8) ile tanımlanan güç kayıpları simetrik bileşenler dönüşümü altında da formüle edilmiş (denklem 5.10-denklem 5.12) ve n . harmonik için bileşen akımlarının şematik gösterimleri verilmiştir (Şekil 5.4 ve Şekil 5.5).

5. Literatürde (IEEE Committee, 1983) dengeli yükleme için tanımlanan n . harmonikteki transformatör sargı kayıpları dengesizlik tanımlaması altında yeniden ifade edilmiştir (denklem 5.15).
6. Harmonik hat akımlarının yol açtığı ek maliyet analizi yapılırken, n . harmonik için maliyet fonksiyonu tanımlanmış (denklem 5.28), harmonikli durum için yeni kesit kavramı (q') ortaya konulmuştur (denklem 5.30). Toplamsallık Teoremi kullanılarak n . harmoniği de içine alan maliyet fonksiyonu genelleştirilerek matris biçiminde verilmiştir (denklem 5.31).
7. Sisteme şönt bağlı elemanlardan kaynaklanan ek harmonik maliyet analizi yapılırken, n . harmoniği de içine alan maliyet fonksiyonu genelleştirilerek matris biçiminde verilmiştir (denklem 5.34).
8. Sayısal uygulama bölümünde, n . harmoniğe ($n=5,7,11,\dots$) ilişkin olarak asimetrik yüklenmeyi de göz önüne alan hesaplama sonuçları ortaya konulmuştur (Tablo 6.12-Tablo 6.15)
9. Sayısal uygulama bölümünde, geleneksel uygulamalarda sistemde şönt bağlı olarak yer alan kompanzatörlerin harmonikli işlemede sistem büyüklükleri üzerinde ne ölçüde etkili oldukları gösterilmiştir (EK2; Durum-I ve Durum-II).
10. Süzgeç devrelerinin PSICE yardımıyla empedans-frekans diyagramları çıkarılmış ve MATCAD yardımıyla parametre tayini gerçekleştirilmiştir (EK3).

Sayısal uygulamaya ilişkin bilgisayar çıktılarından elde olunan bulgular doğrultusunda, aşağıdaki değerlendirmeler yapılabilir:

1. Temel yük akışı açısından minimum hat kayıpları Durum-I 'de, maksimum hat kayıpları ise Durum-IV de ortaya çıkmaktadır.
2. Ulusal şebekeye en yakın bara olması açısından üzerinde durulması gereken bara K1 barasıdır. Bu bara referans alındığında, THD için minimum değer Durum-I 'de, maksimum değer Durum-IV de ortaya çıkmaktadır (Tablo 6.10). 5. ve 7. harmonikleri süzen filtrelerin devrede olması THD büyüklüğünü önemli ölçüde azaltmaktadır.



3. K9 barasındaki 5. ve 7. harmonikleri süzen filtrenin devrede olması halinde

$$\text{Durum I} : V_{K9}^5 = 0.368 \text{ V} ; V_{K9}^7 = 0.277 \text{ V}$$

$$\text{Durum III} : V_{K9}^5 = 0.407 ; V_{K9}^7 = 0.475 \text{ V}$$

bu filtrelerin devre dışında kalması halinde

$$\text{Durum II} : V_{K9}^5 = 9.205 \text{ V} ; V_{K9}^7 = 3.566 \text{ V}$$

$$\text{Durum IV} : V_{K9}^5 = 10.558 \text{ V} ; V_{K9}^7 = 6.081 \text{ V}$$

değerleri gözlenmektedir. Şönt kapasitör grubunun devrede olması, baradaki harmonik gerilimini azaltıcı rol oynamaktadır.

4. Dengesiz yüklenme öngörülen K2-K3 baraları arasındaki hat için, dört ayrı durumda yapılan hesaplamalara bakıldığında (Tablo 6.12-Tablo 6.15), minimum kayıpların "A" işletme kodunda ve maksimum kayıpların da "C" işletme kodunda ortaya çıktığı gözlenmektedir. Bu durum, gerek harmonik frekanslar gerekse temel frekans için geçerlidir.
5. Akım harmonikleri hat kayıplarına benzer şekilde, transformatör sargı kayıplarını da arttırıcı rol oynamaktadır; bağıl kayıp artışı $(I_n / I_1)^2$ ile orantılıdır (Şekil 6.2).

Bölüm 5 den görüleceği üzere non-sinüsoidal yükler enerji sistemi (sistem elemanları) üzerinde ek kayıplara yol açmaktadır. Bu kayıplar da, doğal olarak ek işletme kayıplarına neden olmaktadır. Bu bakımdan, sistem üzerinde harmonik etkinliğini olabildiğince en aza indirmenin çabası içinde olunmalıdır.



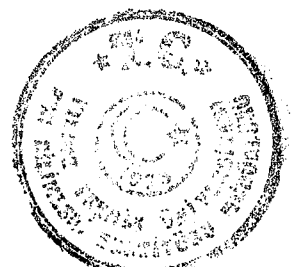
Harmonikleri ve etkinliklerini en aza indirmeye yönelik olarak şu önerilere yer verilebilir:

1. Sistem üzerindeki non-lineer yüklerin olabildiğince dar bir alanda ve günlük yükleme peryodunun olabildiğince küçük bir diliminde kullanılmasına çalışılmalıdır.
2. Harmonikli yük çekecek (veya çekmekte olan) tüketicilerin I_n / I_1 ($n=2,3,...$) oranlarına sınırlamalar getirilmelidir. Bu sınırlamanın güç kompanzasyonuna benzer şekilde Ulusal Elektrik Şebekesi Kurumu tarafından bir yaptırım halinde Yönetmeliğe veya projelendirme esaslarına alınması düşünülebilir,
3. Harmonikli akım çeken tüketicilere uygulanan tarife fiyatları (TL/kWh) THD ölçüsünde arttırılabilir. Örneğin, harmonikli yüklenmeyi ekonomik yoldan caydırmak ve filtre kullanımını teşvik etmek amacıyla, söz konusu tüketiminin okunan sayaç değeri bir "k" indisiyle çarpılabilir $k > 1.00$ dir. k değeri, ilgili enerji kuruluşu tarafından belirlenecek ölçütlere göre, örneğin "k-THD" ilişkisinden belirlenebilir.
4. Uzun yıllardır lineer yük çeken tüketici grupları, son yıllardaki SCR elemanlarının yaygın kullanımı sonucu lineer yüklerin yanısıra non-lineer yüklerde çekebilirler. Sanayi tesislerinin yoğun olarak bulunduğu yerlerde yılda en az bir kez yapılacak ölçümlerle her yük için harmonik oluşturup oluşturmadığı veya THD seviyesi belirlenmelidir. Bu ölçümler, ilgili enerji kuruluşu bünyesinde kurulacak bir alt birim tarafından yürütülebilir.
5. Sanayi tesislerinin harmonik konusunda ortaya çıkabilecek sorunlarına teknik danışmanlık ve çözüm getirmek üzere, (Güç kompanzasyonu örneğinde olduğu gibi) özel kuruluş ve birimlerin oluşturulması özendirilmelidir. Güç kompanzasyonu tasarım ve montajında gelinecek noktaya harmonik filtre tasarımı ve donanımı konusunda da gelinmesi, gelecekte daha yaygın olarak gözlenecek harmonik probleminin çözümüne katkı sağlayacak nitelikte olacaktır.

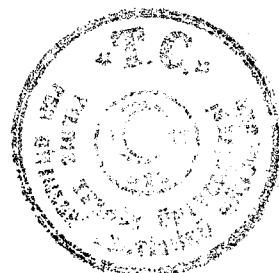


KAYNAKLAR

1. Ainsworth J.D. 1965.Filters Damping Circuits and Reactive Voltampers in h.v.d.c. convertors. In High Voltage Direct Current Convertors and Systems (B.J. Corey, ed. Mcdonald, London, pp. 137-174.
2. Anderson, P.M., 1973. Analysis of Faulted Power Systems, The Iowa State University Press.
3. ANSI / IEEE Standard 18, 1980.
4. Arrillaga, J., Bradley,D.A. and P.S Bodger, 'Power Systems Harmonics, Johon Wiley.
5. Athams, M., Dertouzes, M.L., Zpann, R.N. and Masson, S.J, 1974. Systems, Networks and Computation, McGraw-Hill.
6. Australian Standards Authority, 1979. Distrubances in Mains Supply Network, Australian Standards AS2279, Parts1 and 2, Canbera, Australian Standards Authority.
7. Australian Standard As 1013, 1971.
8. Baggott, A.G., 1984. The Effect of Waveshape Distortion on the Measurement of Energy Tariff Meters, IEE Conf. Publ., vol. 110.
9. Balser, S.J. and Feltes,J.W.,1985. Power Systems Harmonics Measurement and analysis, Rural Electric Power Conference, Paper 85CH2126-1-C5, Springfield, Illinois.
10. Birtsh Standards Institution, 1976. The Limitation of Distrubances in Electricity Supply Networks caused by Domestic and Similar Appliances Equipped with Electronic Devices, Biritish Standard BS5406 (CENELEC 50.006), BSI, London.



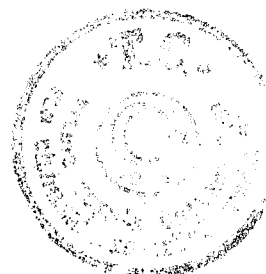
11. Blye, P.W. and Kent. H.E., 1914. Effects of rectifiers on system Waveshape ", AIEE Transactions, vol. 53, pp. 54-63.
12. Boduroğlu T., 1982 Elektrik Makineleri Dersleri- Transformatörler, İ.T.Ü.
13. British Standard BS 6650, 1971.
14. Buck, F.G.G., P. Gistelin and D. Backer, 1984. A Simple But Reliable Loss Model for Inverter Supplied Induction Motor. Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 1A -20, pp. 190-202, .
15. Chalmers, B.J. and Sarkar, B.R., 1968. Induction Motor Losses due to Non-Sinusoidal Waveforms, Proc. IEE, vol. 115, pp. 1777-1782.
16. Christensen, E.F., Willis, C.H., Herskind, C.C., 1944. Analysis of Rectifier Circuits, AIEE Transactions, vol. 63, pp. 1048-1058.
17. Cilinker, R.C., 1914. Harmonic Voltages and Currents in Y- and Delta Connected Transformers, AIEE Transactions, vol. 33, pp. 723-733.
18. Coates, R. and Brewer, G.L., 1914 The Measurement and Analysis of Waveform Distortion Caused by a large Multi-Furnace Arc-Furnace Installation, IEE Conf. Publ., vol. 110, pp. 135-143.
19. Coi, B.T., Menemenlis, N., and Nakra, H.L., 1980. Fast Steady-State Solution for hvdc Analysis IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, pp. 2453-2459.
20. Curtis, L.F., 1914. The Effect of Delta and Star Connections upon Transformer Waveforms, AIEE Transactions, vol. 33, pp. 1273-1282.
21. Degeneff, R.C., 1977. A General Method for Determining Resonance in Transformer Windings, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-96, pp. 423-430.



22. Densem, T.J., Bodger, P.S. and Arrillaga, J., 1984. Three-Phase Transmission System Modelling for Harmonic Penetration Studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, pp. 310-317.
23. DigSILENT Data Systems, Integrated Electrical Engineering Program, Version 9.1.
24. Dugan, R.C, 1980. Simulation of Arc Furnace Power Systems, IEEE Transactions on Industry Applications,
25. El-Serefi, A.M. and Shehata, S.A., 1976. Digital Solution of an ac/dc System in Direct-Phase Quantities, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-95, pp. 731-739.
26. Emanuel, A.E., Levitsky F.J., and E.M. Gulachenski, 1981. Induction Watthour Meter Performance on Rectifier Inverter Circuits , IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 4422-4427.
27. Fortescue, C.L., 1914. A Study of Same Tree-Phase Systems, AIEE Transactions, vol. 33, pp. 753-766.
28. Fortescue, C.L., 1918. Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks, AIEE Transactions, vol.37, pp. 1027-1140.
29. Gelopulos, D. and Lightfoot, S., 1978. Realistic Reduction of Nonlinear Networks, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. Pas-97, pp. 495-503.
30. Green, M.R. and Boys J.T., 1982. Inverter AC- Drive Efficiency , IEE, Proc. B, vol. 129, pp. 75-81,
31. Harris, K.A., 1965. Some Design Aspects of the Cros-Cannel Power link , in High Voltage Direct Current Convertors and Systems, Macdonald, London, pp. 196-198.
32. Hay, J.L. and Hingorani, N.L., 1970. Dynamic simulation of Multiconverter hvdc Systems by Digital Computers- Part 1 Mathematical Model, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, pp. 218-228.



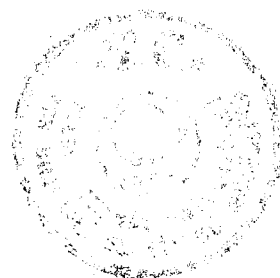
33. Herrick, P.R., 1980. Mathematical Models for High Intensity Discharge Lamps IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 1A-16 pp. 648-654.
34. Heydt, G.T., Grady W.M., and Xia, D., 1982. Harmonc Power Flow Studies,Part I and II IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, pp. 1257-1270.
35. Heydt, G.T., Grady, W.M., and Xia, D., 1983. Harmonic Power Flow Studies, vol. 1: Theoretical Basis, EPRI, EL-3306-CCM, Research Project 1764-7, EPRI Palo Alto, California.
36. Hingorani, N.G., Hay J.L., and Crosbe, R.E., 1968. Dynamic Simulation of hvdc Transmission Systems on Digital Computers-Generalized Mesh Analysis Approach, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 989-996.
37. Htsui, J.S.C. and Sheperd, W., 1971. Method of Digital Computation Thyristor Switching Circuits", Proc. IEE, vol. 118 pp. 993-998,
38. IEC Publication 70, 1967.
39. IEC, 1982. Dusturbances in Supply Systems Caused by Household Appliances and Similar Electrical Equipment, International Electrotechnical Commission Publication 555, parts1,2,3.
40. IEEE Standarts Board, 1976. IEEE Recommended Guide for Measurement of Electrical Noise and Harmonic Filter Performance of High Voltage Direct Current Systems, Project No 368.
41. IEEE, 1979. IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters , Project No. 519.
42. IEEE-PES Transformer Committee, 1983. Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Non-Sinusoidal Load Currents, c.57.110/D2.



43. John, H.H. and Kquferle, J., 1974. Measuring and Evaluating Current Fluctuations of Arc-Furnaces, IEE Conf. Publ., vol.110, pp. 105-109.
44. Johnson, B.K., de Mello F.P. and Undrill, J.M., 1982. Comparing Fundanental Frequency and Differantial Representation of ac/dc , IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, pp. 3379-3384.
45. Jost, F.A., Menzies D.F. and . Sachdev, M.S., 1974. Effects of System Harmonics on Power System Relays, Power System Committee Meeting, Canadian Electrical Association.
46. Kimbark, E.W., 1971. Direct Current Transmission , vol. 1, John Wiley.
47. Klinghsiran, E.A. and Jordan, H.E., 1968. Polyphase Induction Motor Performance and Losses on Non-sinusoidal Voltage Sources,. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 624-631.
48. Körchler, R., 1966. Die Transformatoren, Springer-Verlag.
49. Kreyzig, E., 1967. Advanced Engineering Mathematics, 2nd ed., John Wiley.
50. Kuo, F.F., 1966. Network Analysis and Synthesis, John Wiley.
51. Laskowski, E.L. and Donoghue, J.F., 1981, A Model of a Mercury Arc Lamp's Terminal V-I Behavior, IEEE Transaction on Industry Applications, vol. 1A-17, pp. 419-426.
52. Lemonine, M., 1978. Resonances en presence des harmoniques crees par les convertisseurs de puissance et les fours a arcs associes a des dispositits de compensation, Revue Generale Electricite, vol. 87, pp. 945-962.
53. Linders, J.R., 1979. Electric Wave Distortions Their Hiddena Costs and Containment", IEEE Transactions on industry Applications, vol. 1A-15, pp.458-471.



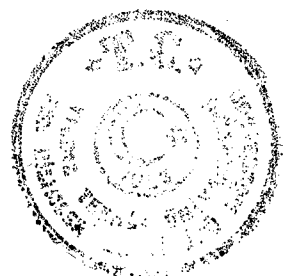
54. McClaren, P.G. and Redferen, M.A., 1975. Fourier Series Techniques Applied to Distance Protection, Proc. IEE, vol. 122, pp. 1301-1305.
55. McGranaghan, M.F. et al., 1984. Distribution Feeder Harmonic Study Methodology, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, pp. 3663- 3671.
56. McGranaghan, M.F., Dugan, R.C. and Sponsler, W.L., 1981. Digital Simulation of Distribution System Frequency-Response Characteristics, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, pp. 1362-1369.
57. McGranaghan, M.F., Shaw, J.H. and Owen R.E., 1981. Measuring Voltage and Current Harmonics on Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 3599-3608.
58. McNutt, W.J., Blalock, T.J. and Hinton, R.A., 1974. Response of Transformer Windings to System Transient Voltages, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, pp. 457-467,
59. Owen R.E. and M.F. McGranaghan, 1980. Study of Distribution System Surge-Harmonic Characteristics, EPRI EL-1627, Final Report Research Project 1024-1 EPRI, Palo Alto, California.
60. Pender, H. and Del Mar, W.A., 1967. Electric Engineers Handbook-Electric Power, 4 th Edition, John Wiley.
61. Pleggi, D.J., . Chandra, N.H. and Emanuel, A.E., 1981. Prediction of Harmonic Voltages in Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 1307-1315.
62. Plucknett, K.J, Smith W.T. and Taylor, T.A., 1973. Inductive Co-ordination of REA Distribution Systems and Telephone Systems, AIEE Transactions, vol. 60, pp. 586-595.



64. Ramshaw, R.S. and Xia D., 1985. Effect of Machine Saturation on Power Systems Calculations, Electric Power Systems Research, vol. 8, pp.119-126.
65. Reiser, J., 1968. Elektrische Maschinen-Grundlagen and Transformatoren , Carl Hanser Verlag.
66. Richter, R., 1951 . Elektrische Maschinen I, Springer Verlag.
67. Schmidt, A., 1953. Capacitors in Power Systems with Rectifier Loads, AIEE Transactions, vol. 77,pp. 14-17.
68. Sharma, V.K. and Fleming R.J., 1986. Harmonic Analysis of Power Transmission Network in the Frequency Domain, Proc. Second International Conference on Harmonics in Power Systems Manitoba, Canada, pp. 148-157..
69. Sheperad, W. and Zand, P., 1979. Energy Flow and Power Factor in Nonsinusoidal Circuits, Cambridge University Press.
70. Stanly C.H., Price , J.J. and Brewer, G.L., 1977. Design and performance of a.c. filters for 12- pulse h.v.d.c. Schemes, IEE Conf, Publ., 154, pp.158-161.
71. Steinmetz, C.P., 1916. Theory and Calculation of Alternating Current Phenomena, McGraw-Hill.
72. Steinmetz, C.P., 1917. Theory and Calculation of Electric Circuits, McGraw-Hill.
73. Stevenson, W.D., 1976. Elements of Power Systems Analysis, McGraw- Hill.
74. Sundberg, Y., 1976. The Arc Furnace as a Load on the Network, ASEA Journal, vol. 49, pp. 75-87.
75. Szabados, B. and Lee J., 1981. Harmonic Impedance Measurements on Transformers, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 5020-5026.

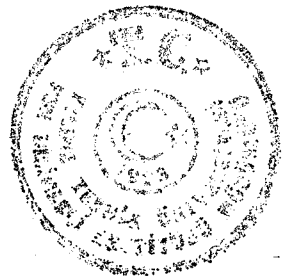


76. Tarkan, N., 1984. Optimisation et Estimation d'Etat des Systems d'energie Electrique, Premiere Partie, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Rektörlük Matbaası.
77. Vidsayagar, M., 1978. Nonlinear Systems Analysis, Prentice-Hall.
78. Waymouth, J.F., 1971. Electric Discharge Amps, M.I.T. Press.
79. Westinghouse Electric Corporation, 1964. Electric Transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh..
80. Williams S. and Smith, I.R., 1973. Fast Digital Computation of Three-Phase Thyristor Bridge Circuits, Proc. IEE , vol. 120 pp. 791-795.





EK1 Örnek Sisteme İlişkin Şönt DATA

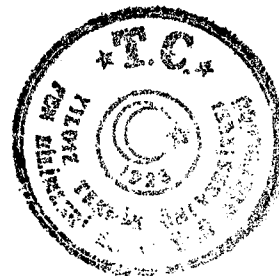


DIGSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata ldf/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K3a	0.40 kV	shunt: 1	max. shunts: 4
operation mode : 3			
max no of steps : 5			
act no of steps : 2			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step)			Reactor (values per step)
rtd. power : 50. kVAR			p - degree : 0. %
rtd. current : 72.16878 A			resonance freq. : 0. Hz
susceptance : 312500. YS			rtd. power : 0. kVAR
capacitance : 994.7183 YF			rtd. current : 0. A
			reactance : 0. Ohm
			inductance : 0. mH
			amplific. factor: 0.
			resistance : 0. Ohm

DIGSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata ldf/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K4a	0.40 kV	shunt: 2	max. shunts: 4
operation mode : 3			
max no of steps : 5			
act no of steps : 2			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step)			Reactor (values per step)
rtd. power : 50. kVAR			p - degree : 0. %
rtd. current : 72.16878 A			resonance freq. : 0. Hz
susceptance : 312500. YS			rtd. power : 0. kVAR
capacitance : 994.7183 YF			rtd. current : 0. A
			reactance : 0. Ohm
			inductance : 0. mH
			amplific. factor: 0.
			resistance : 0. Ohm



DIgSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata 1df/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K7	0.40 kV	shunt: 3	max. shunts: 4
operation mode : 2		Reactor (values per step) P - degree : 0. % resonance freq. : 0. Hz rtd. power : 0. kVAR rtd. current : 0. A reactance : 0. Ohm inductance : 0. mH amplif. factor: 0. resistance : 0. Ohm	
max no of steps : 6			
act no of steps : 5			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step)			
rtd. power : 50. kVAR			
rtd. current : 72.16878 A			
susceptance : 312500. yS			
capacitance : 994.7183 yF			

DIgSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata 1df/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K8	0.40 kV	shunt: 4	max. shunts: 4
operation mode : 3		Reactor (values per step) P - degree : 0. % resonance freq. : 0. Hz rtd. power : 0. kVAR rtd. current : 0. A reactance : 0. Ohm inductance : 0. mH amplif. factor: 0. resistance : 0. Ohm	
max no of steps : 6			
act no of steps : 5			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step)			
rtd. power : 50. kVAR			
rtd. current : 72.16878 A			
susceptance : 312500. yS			
capacitance : 994.7183 yF			

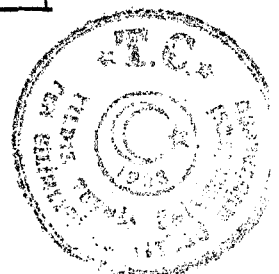


DIGSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata 1df/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K9	0.40 kV	shunt: 5	max. shunts: 5
operation mode : 1		Reactor (values per step) p - degree : 2.1 % resonance freq. : 345.0327 Hz rtd. power : 0. kVAR rtd. current : 0. A reactance : 0.0224 Ohm inductance : 0.071301 mH amplific. factor: 40. resistance : 0.00056 Ohm	
max no of steps : 2			
act no of steps : 1			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step) rtd. power : 150. kVAR rtd. current : 216.5063 A susceptance : 937500. yS capacitance : 2984.155 yF			

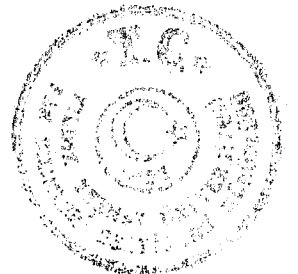
DIGSILENT / Rev. 9.15 Shuntdata 1df/sim/hmc 28-MAY-94 /shunt 1

connec. bus : K9	0.40 kV	shunt: 6	max. shunts: 6
operation mode : 1		Reactor (values per step) p - degree : 4.1 % resonance freq. : 246.9324 Hz rtd. power : 0. kVAR rtd. current : 0. A reactance : 0.043733 Ohm inductance : 0.139208 mH amplific. factor: 40. resistance : 0.001093 Ohm	
max no of steps : 4			
act no of steps : 4			
rtd. shunt volt.: 0.4 kV			
connection mode : Y			
Capacitor (values per step) rtd. power : 150. kVAR rtd. current : 216.5063 A susceptance : 937500. yS capacitance : 2984.155 yF			





EK2.1. Durum-I İçin rnek Sisteme İlişkin Simulasyon Sonuçları



F I C H T N E R :		DIGSILENT		DIGSILENT		Order:	
		Load Flow Calculation		Version			
				9.1		Date: 28-MAY-94	
Table A		Load flow calculation		Annex:		/ 1	
Area: AREA1				Bus-Data			
No	Bus	rtd. V [KV]	Bus - voltage [pu] [KV] [deg]	Generation		Load	
				[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]
1	K1	SL	154.00 1.020 157.08 0.00	3.453	2.250	0.000	0.000
2	K2	PQ	15.00 1.024 15.35 -0.54	0.000	0.000	0.000	0.000
3	K3	PQ	15.00 1.009 15.14 -0.41	0.000	0.000	0.000	0.000
4	K4	PQ	15.00 0.995 14.92 -0.18	0.000	0.000	0.000	0.000
5	K5	PQ	15.00 0.993 14.90 -0.15	0.000	0.000	0.000	0.000
6	K6	PQ	15.00 0.993 14.89 -0.14	0.000	0.000	0.000	0.000
7	K9	PQ	0.40 0.990 0.40 -2.27	0.000	0.000	0.914	0.686
8	K7	AS	0.40 0.998 0.40 1.81	0.570	-0.253	0.000	0.000
9	K8	PQ	0.40 0.890 0.36 1.22	0.000	0.000	0.032	0.702
10	K3a	PQ	0.40 1.006 0.40 -0.88	0.000	0.000	1.481	0.717
11	K4a	PQ	0.40 0.986 0.39 -0.79	0.000	0.000	1.481	1.340

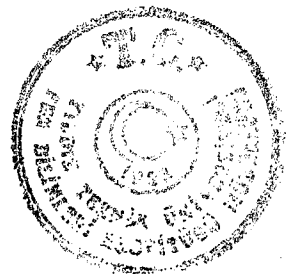


Table A : Load flow calculation : Annex: / 2									
Area: AREA1 : Voltage- Profile									
No	Bus	rtd.	V [kV]	Bus- voltage [p.u]	[kV]	Qg+Ql/Qlm	Qshnt	MVAR	
1	K1	SL	154.00	1.020	157.08	2.25	0.00	0.00	
2	K2	PQ	15.00	1.024	15.35	0.00	0.00	0.00	
3	K3	PQ	15.00	1.009	15.14	0.00	0.00	0.00	
4	K4	PQ	15.00	0.995	14.92	0.00	0.00	0.00	
5	K5	PQ	15.00	0.993	14.90	0.00	0.00	0.00	
6	K6	PQ	15.00	0.993	14.89	0.00	0.00	0.00	
7	K9	PQ	0.40	0.990	0.40	-0.69	-0.76		
8	K7	AS	0.40	0.998	0.40	-0.25	-0.25		
9	K8	PQ	0.40	0.890	0.36	-0.70	-0.20		
10	K3a	PQ	0.40	1.006	0.40	-0.72	-0.10		
11	K4a	PQ	0.40	0.986	0.39	-1.34	-0.10		

Table A : Load flow calculation : Annex: / 3									
Area: AREA1 : Line-Data									
No	from bus	(No)	(No)	>> sending end	<< receiving end	loaded	P. rated		
i	j			[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]	[MVA]	[kA]
1	K5 / 5 K4	/	4	-0.402	-0.572	0.402	0.504	0.70	0.302
2	K2 / 2 K3	/	3	3.452	2.035	-3.399	-2.293	4.01	0.302
3	K3 / 3 K4	/	4	1.918	1.663	-1.883	-1.774	2.54	0.302
4	K6 / 6 K5	/	5	-0.401	-0.587	0.402	0.572	0.71	0.302



F I C H T N E R: DIGSILENT				Order:	
Harmonic Load Flow Calculation				Date: 28-MAY-94	
Table A : Harmonic load flow calculation				Annex: / 1	
Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz				Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	100.374	-1.94	0.11

2	K2	15.00	98.179	-1.78	1.13

3	K3	15.00	138.194	-14.02	1.60

4	K4	15.00	215.587	-22.04	2.49

5	K5	15.00	247.702	-23.93	2.86

6	K6	15.00	258.140	-24.60	2.98

7	K9	0.40	0.368	24.49	0.16

8	K7	0.40	7.791	-25.62	3.37

9	K8	0.40	167.497	-18.43	72.53

10	K3a	0.40	3.672	-14.40	1.59

11	K4a	0.40	5.609	-15.13	2.43

T.C. YÜRÜKÜMÜHÜRÜ
DOKÜMANTASYON MEMURU

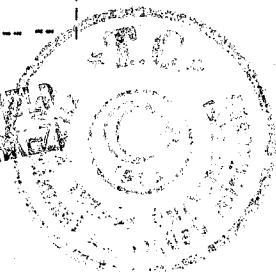
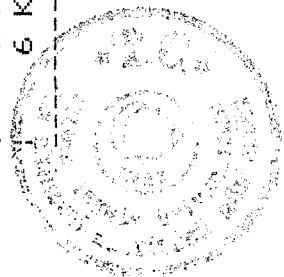


Table A : Harmonic load flow calculation										: Annex: / 2	
Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz										: Line-Data	
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >		< receiving end <				
i	j				[A]	[deg]	[A]	[deg]			
1 K5	/	5 K4	/	4	28.183	-97.205	28.526	-82.600			
2 K2	/	2 K3	/	3	29.793	89.204	29.090	-90.597			
3 K3	/	3 K4	/	4	29.215	89.672	28.739	-90.008			
4 K6	/	6 K5	/	5	28.103	-97.155	28.183	82.795			

Table A : Harmonic load flow calculation										: Annex: / 3	
Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz										: Transformer-Data	
No from bus		(No) to bus		(No)		> sending end >		< receiving end <			
i		j				[A]		[deg]		[deg]	
1 K2	/	2 K1	/	1	29.793	-90.796	2.931	89.204			
2 K7	/	8 K6	/	6	21.677	-117.697	0.578	62.303			
3 K8	/	9 K6	/	6	1259.721	-99.764	33.593	80.236			
4 K9	/	7 K6	/	6	234.045	66.736	6.241	-113.264			
5 K3a	/	10 K3	/	3	6.960	137.028	0.186	-42.972			
6 K4a	/	11 K4	/	4	138.662	-7.009	3.698	172.991			

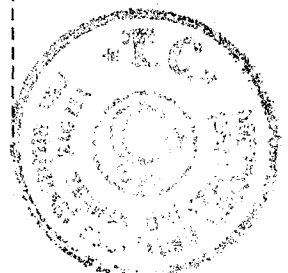


F I C H T N E R: D19SILENT		Order:	
Harmonic Load Flow Calculation		Date: 28-MAY-94	
Table A		Annex: / 1	
Area: AREA1		Bus-Data	
Frequency: 350. Hertz			
No Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]
1 K1	154.00	7.735	-44.53
****			0.01
2 K2	15.00	7.408	-44.69
****			0.09
3 K3	15.00	10.228	-54.91
****			0.12
4 K4	15.00	15.458	-61.68
****			0.18
5 K5	15.00	20.020	-70.79
****			0.23
6 K6	15.00	21.538	-73.16
****			0.25
7 K9	0.40	0.277	79.82
****			0.12
8 K7	0.40	0.991	-77.67
****			0.43
9 K8	0.40	26.230	-81.37
****			11.36
10 K3a	0.40	0.275	-55.20
****			0.12
11 K4a	0.40	0.328	52.09
****			0.14



Table A : Harmonic load flow calculation										: Annex: / 2	
Area: AREA1 Frequency: 350. Hertz										: Line-Data	
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >		< receiving end <				
i	j				[A]	[deg]	[A]	[deg]			
1 K5	/	5 K4	/	4	3.558	-162.437	3.595	17.623			
2 K2	/	2 K3	/	3	1.640	46.283	1.566	-133.387			
3 K3	/	3 K4	/	4	1.558	46.924	1.509	-132.542			
4 K6	/	6 K5	/	5	3.548	-162.438	3.558	17.563			

Table A : Harmonic load flow calculation										: Annex: / 3	
Area: AREA1 Frequency: 350. Hertz										: Transformer-Data	
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >		< receiving end <				
i	j				[A]	[deg]	[A]	[deg]			
1 K2	/	2 K1	/	1	1.640	-133.717	0.161	46.283			
2 K7	/	8 K6	/	6	7.274	-168.075	0.194	11.925			
3 K8	/	9 K6	/	6	147.084	-162.975	3.922	17.025			
4 K9	/	7 K6	/	6	21.372	11.944	0.570	-168.056			
5 K3a	/	10 K3	/	3	0.431	179.133	0.011	-0.867			
6 K4a	/	11 K4	/	4	90.237	-0.560	2.406	179.440			



F I C H T N E R: D I G S I L E N T					Order:
: Harmonic Load Flow Calculation					
:					Date: 28-MAY-94
:					
Table A : Harmonic load flow calculation					Annex: / 1
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz					Bus-Data
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	9.111	79.61	0.01

2	K2	15.00	8.483	79.10	0.10

3	K3	15.00	11.424	70.84	0.13

4	K4	15.00	16.346	65.68	0.19

5	K5	15.00	15.932	65.03	0.18

6	K6	15.00	15.773	64.87	0.18

7	K9	0.40	2.551	86.13	1.10

8	K7	0.40	1.241	-89.14	0.54

9	K8	0.40	6.854	-87.62	2.97

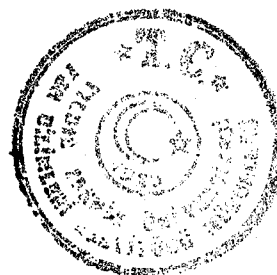
10	K3a	0.40	0.317	70.65	0.14

11	K4a	0.40	0.867	77.11	0.38



Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 2									
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz : Line-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	0.232		-163.263	0.195	27.420
2 K2	/	2 K3	/	3	1.229		170.133	1.098	-9.161
3 K3	/	3 K4	/	4	1.059		171.404	0.974	-7.385
4 K6	/	6 K5	/	5	0.241		-165.085	0.232	16.737

Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 3									
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz : Transformer-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	1.229		-9.867	0.121	170.133
2 K7	/	8 K6	/	6	18.498		-179.217	0.493	0.783
3 K8	/	9 K6	/	6	27.146		-169.635	0.724	10.365
4 K9	/	7 K6	/	6	36.567		4.405	0.975	-175.595
5 K3a	/	10 K3	/	3	1.529		-23.979	0.041	156.021
6 K4a	/	11 K4	/	4	42.732		-1.784	1.140	178.216



F I C H T N E R I		D I G S I L E N T		Order:	
		Harmonic Load Flow Calculation		Date: 28-MAY-94	
Table A		Harmonic load flow calculation		Annex: / 1	
Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	10.768	82.29	0.01

2	K2	15.00	9.921	81.65	0.11

3	K3	15.00	13.222	73.99	0.15

4	K4	15.00	18.375	69.51	0.21

5	K5	15.00	18.649	69.47	0.22

6	K6	15.00	18.705	69.49	0.22

7	K9	0.40	2.440	85.87	1.06

8	K7	0.40	0.549	-96.14	0.24

9	K8	0.40	4.578	-88.34	1.98

10	K3a	0.40	0.376	73.82	0.16

11	K4a	0.40	0.814	76.47	0.35



Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 2									
Area: AREA1 Frequency: 650. Hertz									
: Line-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	0.078	0.078	7.558	0.148	173.926
2 K2	/	2 K3	/	3	1.229	1.229	172.733	1.048	-6.298
3 K3	/	3 K4	/	4	0.986	0.986	174.499	0.872	-3.741
4 K6	/	6 K5	/	5	0.065	0.065	14.244	0.078	-172.442

Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 3									
Area: AREA1 Frequency: 650. Hertz									
: Transformer-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	1.229	1.229	-7.267	0.121	172.733
2 K7	/	8 K6	/	6	10.096	10.096	173.813	0.269	-6.187
3 K8	/	9 K6	/	6	16.186	16.186	-170.394	0.432	9.606
4 K9	/	7 K6	/	6	28.436	28.436	4.458	0.758	-175.542
5 K3a	/	10 K3	/	3	2.391	2.391	-18.715	0.064	161.285
6 K4a	/	11 K4	/	4	27.175	27.175	-3.265	0.725	176.735



F I C H T N E R: DIGSILENT		Order:	
Harmonic Load Flow Calculation		Date: 28-MAY-94	
Table A		Annex: / 1	
Area: AREA1		Bus-Data	
Frequency: 850. Hertz			
No Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]
1 K1	154.00	19.048	76.32
****			0.02
2 K2	15.00	17.260	75.47
****			0.20
3 K3	15.00	22.545	68.69
****			0.26
4 K4	15.00	29.263	65.68
****			0.34
5 K5	15.00	30.158	66.09
****			0.35
6 K6	15.00	30.366	66.26
****			0.35
7 K9	0.40	2.897	84.32
****			1.25
8 K7	0.40	0.347	-102.94
****			0.15
9 K8	0.40	2.527	-89.26
****			1.09
10 K3a	0.40	0.680	68.55
****			0.29
11 K4a	0.40	1.062	68.70
****			0.46

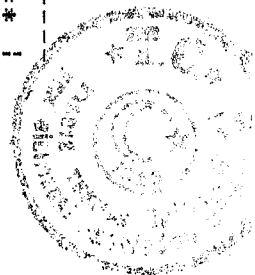
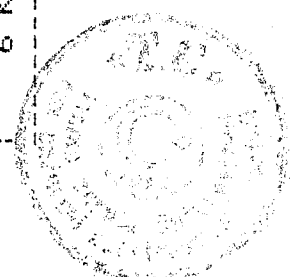


Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 2									
Area: AREA1 Frequency: 850. Hertz									
: Line-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	0.242		20.044	0.370	-176.981
2 K2	/	2 K3	/	3	1.663		166.658	1.255	-11.636
3 K3	/	3 K4	/	4	1.090		170.023	0.847	-6.087
4 K6	/	6 K5	/	5	0.219		26.204	0.242	-159.956

Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 3									
Area: AREA1 Frequency: 850. Hertz									
: Transformer-Data									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	1.663		-13.342	0.164	166.658
2 K7	/	8 K6	/	6	8.703		167.040	0.232	-12.960
3 K8	/	9 K6	/	6	8.176		-173.940	0.218	6.060
4 K9	/	7 K6	/	6	24.123		6.049	0.643	-173.951
5 K3a	/	10 K3	/	3	6.294		-22.474	0.168	157.526
6 K4a	/	11 K4	/	4	18.184		-13.028	0.485	166.972



F I C H T N E R I		D I G S I L E N T		O r d e r :	
		H a r m o n i c L o a d F l o w C a l c u l a t i o n		D a t e : 28-MAY-94	
T a b l e A		H a r m o n i c l o a d f l o w c a l c u l a t i o n		A n n e x : / 1	
A r e a : A R E A 1		F r e q u e n c y : 1150. H e r t z		B u s - D a t a	
N o	B u s	r t d . V [KV]	H a r m - v o l t a g e [V]	U k / r t . V [%]	
1	K1	154.00	48.832	-47.56	0.05

2	K2	15.00	43.426	-48.66	0.50

3	K3	15.00	54.964	-54.38	0.63

4	K4	15.00	61.981	-54.27	0.72

5	K5	15.00	60.071	-52.89	0.69

6	K6	15.00	59.184	-52.26	0.68

7	K9	0.40	1.821	66.65	0.79

8	K7	0.40	0.307	138.06	0.13

9	K8	0.40	1.237	-92.40	0.54

10	K3a	0.40	1.882	-54.50	0.81

11	K4a	0.40	2.189	-51.00	0.95

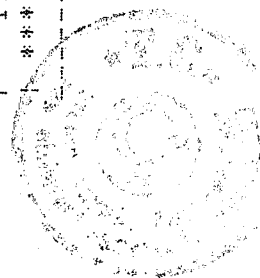
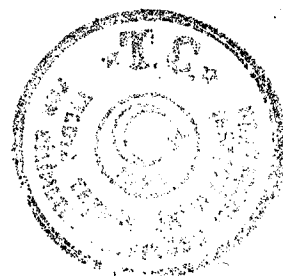
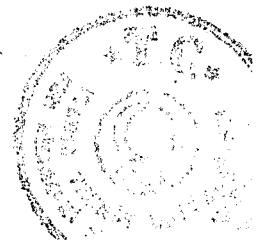


Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end <	[deg]	[A]	< receiving end <	[deg]
i	j				[A]				[deg]
1	K5	/	5 K4	/	4	0.828	23.315	0.418	-170.192
2	K2	/	2 K3	/	3	3.152	42.692	1.780	-133.534
3	K3	/	3 K4	/	4	1.131	53.168	0.459	-96.005
4	K6	/	6 K5	/	5	0.916	24.695	0.828	-156.685

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end <	[deg]	[A]	< receiving end <	[deg]
i	j				[A]				[deg]
1	K2	/	2 K1	/	1	3.152	-137.308	0.310	42.692
2	K7	/	8 K6	/	6	10.695	48.056	0.285	-131.944
3	K8	/	9 K6	/	6	1.903	102.073	0.051	-77.927
4	K9	/	7 K6	/	6	24.877	10.506	0.663	-169.494
5	K3a	/	10 K3	/	3	25.136	-144.887	0.670	35.113
6	K4a	/	11 K4	/	4	26.268	-131.063	0.700	48.937



EK2.2. Durum-II İçin rnek Sisteme İlişkin Simulasyon Sonuçları



F I C H T N E R I		DIGSILENT		DIGSILENT		Order:	
		Load Flow Calculation		Version			
				9.1		Date: 28-MAY-94	
Table A		Load flow calculation		Annex:		/ 1	
Area: AREA1				Bus-Data			
No	Bus	rtd. V [KV]	Bus - voltage [pu] [KV] [deg]	Generation [MW] [MVAR]	Load [MW] [MVAR]		
1	K1	SL	154.00 1.020 157.08 0.00	3.495 3.081	0.000 0.000		
2	K2	PQ	15.00 1.021 15.32 -0.54	0.000 0.000	0.000 0.000		
3	K3	PQ	15.00 1.006 15.09 -0.27	0.000 0.000	0.000 0.000		
4	K4	PQ	15.00 0.989 14.83 0.21	0.000 0.000	0.000 0.000		
5	K5	PQ	15.00 0.987 14.80 0.33	0.000 0.000	0.000 0.000		
6	K6	PQ	15.00 0.986 14.79 0.37	0.000 0.000	0.000 0.000		
7	K9	PQ	0.40 0.951 0.38 -1.62	0.000 0.000	0.914 0.686		
8	K7	AS	0.40 0.991 0.40 2.35	0.570 -0.252	0.000 0.000		
9	K8	PQ	0.40 0.881 0.35 1.77	0.000 0.000	0.032 0.702		
10	K3a	PQ	0.40 1.002 0.40 -0.74	0.000 0.000	1.481 0.717		
11	K4a	PQ	0.40 0.980 0.39 -0.41	0.000 0.000	1.481 1.340		



Table A : Load flow calculation : Annex: / 2									
Area: AREA1 : Voltage- Profile									
No	Bus	rtd. V [kV]	Bus- voltage [p.u]	[kV]	Qg+Ql/Qlm	Qshnt	MVAR		
1	K1	SL	154.00	1.020	157.08	3.08	0.00		
2	K2	PQ	15.00	1.021	15.32	0.00	0.00		
3	K3	PQ	15.00	1.006	15.09	0.00	0.00		
4	K4	PQ	15.00	0.989	14.83	0.00	0.00		
5	K5	PQ	15.00	0.987	14.80	0.00	0.00		
6	K6	PQ	15.00	0.986	14.79	0.00	0.00		
7	K9	PQ	0.40	0.951	0.38	-0.69	0.00		
8	K7	AS	0.40	0.991	0.40	-0.25	-0.25		
9	K8	PQ	0.40	0.881	0.35	-0.70	-0.19		
10	K3a	PQ	0.40	1.002	0.40	-0.72	-0.10		
11	K4a	PQ	0.40	0.980	0.39	-1.34	-0.10		

Table A : Load flow calculation : Annex: / 3									
Area: AREA1 : Line-Data									
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	>> sending end		<< receiving end		loaded P. rated	
				[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]	[MVA]	[kA]
1	K5 /	5 K4 /	4	-0.407	-1.367	0.410	1.302	1.43	0.302
2	K2 /	2 K3 /	3	3.493	2.853	-3.426	-3.104	4.51	0.302
3	K3 /	3 K4 /	4	1.945	2.473	-1.891	-2.574	3.15	0.302
4	K6 /	6 K5 /	5	-0.405	-1.381	0.407	1.367	1.44	0.302



IF I C H T N E R: DIGSILENT

Harmonic Load Flow Calculation

Order:

Date: 28-MAY-94

Table A : Harmonic load flow calculation : Annex: / 1

Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz : Bus-Data

No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [deg]	Uk/rt. V [%]
1	K1	154.00	121.810	1.31	0.14

2	K2	15.00	119.146	1.48	1.38

3	K3	15.00	167.708	-10.77	1.94

4	K4	15.00	261.629	-18.78	3.02

5	K5	15.00	300.437	-20.49	3.47

6	K6	15.00	313.057	-21.10	3.61

7	K9	0.40	9.205	26.32	3.99

8	K7	0.40	9.448	-22.13	4.09

9	K8	0.40	171.172	-21.76	74.12

10	K3a	0.40	4.456	-11.15	1.93

11	K4a	0.40	6.889	-13.04	2.98



Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end <	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	33.890		-92.606	34.303	87.181
2 K2	/	2 K3	/	3	36.156		92.460	35.302	-87.341
3 K3	/	3 K4	/	4	35.455		92.928	34.877	-86.753
4 K6	/	6 K5	/	5	33.794		-92.553	33.890	87.394

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end <	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	36.156		-87.540	3.557	92.460
2 K7	/	8 K6	/	6	26.289		-114.201	0.701	65.799
3 K8	/	9 K6	/	6	1276.733		-103.390	34.046	76.610
4 K9	/	7 K6	/	6	250.000		0.000	6.667	180.000
5 K3a	/	10 K3	/	3	8.446		140.284	0.225	-39.716
6 K4a	/	11 K4	/	4	138.935		-8.682	3.705	171.318



```

: I F I C H T N E R : D I G S I L E N T :
: : Harmonic Load Flow Calculation :
: : :
:
: Table A : Harmonic load flow calculation : Annex: / 1
:
: Area: AREA1 Frequency: 350. Hertz : Bus-Data
:
: No Bus rtd. V Harm - voltage Uk/rt. V
: [KV] [V] [deg] [%]
:
: 1 K1 154.00 8.423 31.83 0.01
: ****
: 2 K2 15.00 8.067 31.68 0.09
: ****
: 3 K3 15.00 11.138 21.46 0.13
: ****
: 4 K4 15.00 16.833 14.68 0.19
: ****
: 5 K5 15.00 17.080 4.49 0.20
: ****
: 6 K6 15.00 17.207 1.22 0.20
: ****
: 7 K9 0.40 3.566 78.83 1.54
: ****
: 8 K7 0.40 0.791 -3.30 0.34
: ****
: 9 K8 0.40 26.874 -81.82 11.64
: ****
: 10 K3a 0.40 0.299 21.17 0.13
: ****
: 11 K4a 0.40 0.874 59.18 0.38
: ****

```



F I C H T N E R I				D I G S I L E N T		Order:	
Harmonic Load Flow Calculation				Date: 28-MAY-94		Annex: / 1	
Table A				Harmonic load flow calculation		Bus-Data	
Area: AREA1				Frequency: 550. Hertz			
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[deg]	Uk/rt. V [%]		
1	K1	154.00	16.310	79.06	0.02		

2	K2	15.00	15.186	78.54	0.18		

3	K3	15.00	20.450	70.29	0.24		

4	K4	15.00	29.262	65.12	0.34		

5	K5	15.00	30.302	64.59	0.35		

6	K6	15.00	30.597	64.42	0.35		

7	K9	0.40	5.502	82.67	2.38		

8	K7	0.40	2.408	-89.59	1.04		

9	K8	0.40	6.960	-87.88	3.01		

10	K3a	0.40	0.568	70.10	0.25		

11	K4a	0.40	1.232	73.31	0.53		

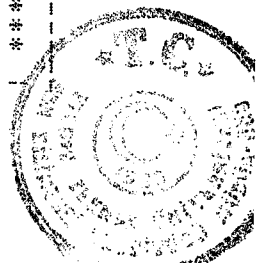


Table A : Harmonic load flow calculation

		Annex:			
Area: AREA1		Frequency: 550. Hertz		Line-Data	
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	0.455	-17.002 0.555
2	K2	/ 2 K3	/ 3	2.201	169.579 1.965
3	K3	/ 3 K4	/ 4	1.895	170.849 1.744
4	K6	/ 6 K5	/ 5	0.433	-16.570 0.455
					161.521
					-9.715
					-7.939
					162.998

Table A : Harmonic load flow calculation

		Annex:			
Area: AREA1		Frequency: 550. Hertz		Transformer-Data	
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	2.201	-10.421 0.217
2	K7	/ 8 K6	/ 6	35.883	-179.671 0.957
3	K8	/ 9 K6	/ 6	28.879	-171.176 0.770
4	K9	/ 7 K6	/ 6	80.000	0.000 2.133
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	2.737	-24.533 0.073
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	45.079	-3.093 1.202
					169.579
					0.329
					8.824
					180.000
					155.467
					176.907



F I C H T N E R I D I G S I L E N T				Order:	
Harmonic Load Flow Calculation				Date: 28-MAY-94	
Table A Harmonic load flow calculation				Annex: / 1	
Area: AREA1 Frequency: 650. Hertz				Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[deg]	Uk/rt. V [%]
1	K1	154.00	19.668	81.09	0.02

2	K2	15.00	18.122	80.44	0.21

3	K3	15.00	24.152	72.78	0.28

4	K4	15.00	33.563	68.30	0.39

5	K5	15.00	35.296	68.18	0.41

6	K6	15.00	35.797	68.14	0.41

7	K9	0.40	5.068	82.29	2.19

8	K7	0.40	1.051	-97.49	0.46

9	K8	0.40	4.662	-88.57	2.02

10	K3a	0.40	0.687	72.61	0.30

11	K4a	0.40	1.260	73.04	0.55



Table A		Harmonic load flow calculation		Annex:		/ 2	
Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Line-Data			
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A]	[deg]	< receiving end < [A]	[deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	0.647	-0.590	0.777	175.735
2	K2	/ 2 K3	/ 3	2.246	171.529	1.915	-7.502
3	K3	/ 3 K4	/ 4	1.801	173.295	1.594	-4.945
4	K6	/ 6 K5	/ 5	0.618	0.434	0.647	179.410

Table A		Harmonic load flow calculation		Annex:		/ 3	
Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Transformer-Data			
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A]	[deg]	< receiving end < [A]	[deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	2.246	-8.471	0.221	171.529
2	K7	/ 8 K6	/ 6	19.322	172.462	0.515	-7.538
3	K8	/ 9 K6	/ 6	17.814	-172.390	0.475	7.610
4	K9	/ 7 K6	/ 6	60.000	0.000	1.600	180.000
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	4.367	-19.919	0.116	160.081
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	30.639	-5.592	0.817	174.408



F I C H T N E R :		D I S S I L E N T		Order:	
		Harmonic Load Flow Calculation		Date: 28-MAY-94	
Table A		Harmonic load flow calculation		Annex: / 1	
Area: AREA1		Frequency: 850. Hertz		Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	37.432	72.30	0.04

2	K2	15.00	33.919	71.44	0.39

3	K3	15.00	44.304	64.66	0.51

4	K4	15.00	57.506	61.66	0.66

5	K5	15.00	59.941	62.06	0.69

6	K6	15.00	60.569	62.21	0.70

7	K9	0.40	5.962	78.98	2.58

8	K7	0.40	0.692	-106.99	0.30

9	K8	0.40	2.606	-89.90	1.13

10	K3a	0.40	1.336	64.53	0.58

11	K4a	0.40	1.962	63.54	0.85

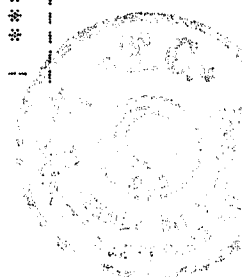
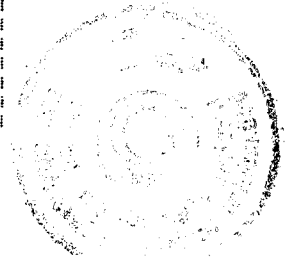


Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 850. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	0.685		8.439	0.950	177.312
2 K2	/	2 K3	/	3	3.268		162.634	2.466	-15.659
3 K3	/	3 K4	/	4	2.143		165.999	1.664	-10.111
4 K6	/	6 K5	/	5	0.632		12.069	0.685	-171.561

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 850. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	3.268		-17.366	0.322	162.634
2 K7	/	8 K6	/	6	17.359		162.992	0.463	-17.008
3 K8	/	9 K6	/	6	10.224		-179.317	0.273	0.683
4 K9	/	7 K6	/	6	50.000		0.000	1.333	180.000
5 K3a	/	10 K3	/	3	12.370		-26.498	0.330	153.502
6 K4a	/	11 K4	/	4	27.479		-19.752	0.733	160.248



F I C H T N E R I D I S S I L E N T				Order:	
Harmonic Load Flow Calculation				Date: 28-MAY-94	
Table A Harmonic load flow calculation				Annex: / 1	
Area: AREA1 Frequency: 950. Hertz				Bus-Data	
No Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]		
1 K1	154.00	60.608	55.78	0.07	

2 K2	15.00	54.541	54.83	0.63	

3 K3	15.00	70.518	48.42	0.81	

4 K4	15.00	87.872	46.29	1.01	

5 K5	15.00	89.686	47.02	1.04	

6 K6	15.00	89.984	47.32	1.04	

7 K9	0.40	6.121	70.97	2.65	

8 K7	0.40	0.754	-122.26	0.33	

9 K8	0.40	2.098	-91.80	0.91	

10 K3a	0.40	2.206	48.30	0.96	

11 K4a	0.40	3.057	48.08	1.32	

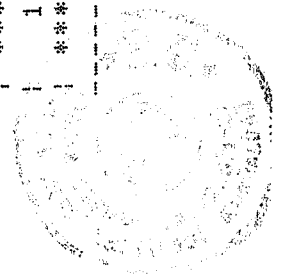
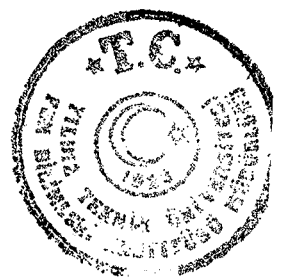


Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 950. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >		< receiving end <		
i	j	[A]		[deg]		[A]		[deg]	
1	K5	/	5 K4	/	4	0.527	32.081	0.828	174.689
2	K2	/	2 K3	/	3	4.735	146.078	3.299	-31.696
3	K3	/	3 K4	/	4	2.686	150.790	1.859	-22.893
4	K6	/	6 K5	/	5	0.510	44.394	0.527	-147.919

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 950. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >		< receiving end <		
i	j	[A]		[deg]		[A]		[deg]	
1	K2	/	2 K1	/	1	4.735	-33.922	0.466	146.078
2	K7	/	8 K6	/	6	21.393	147.729	0.570	-32.271
3	K8	/	9 K6	/	6	9.452	168.065	0.252	-11.935
4	K9	/	7 K6	/	6	41.000	0.000	1.093	180.000
5	K3a	/	10 K3	/	3	23.491	-42.418	0.626	137.582
6	K4a	/	11 K4	/	4	41.206	-36.054	1.099	143.946



F I C H T N E R : D I S S I L E N T									
Harmonic Load Flow Calculation									
Order:									
Date: 28-MAY-94									
Table A : Harmonic load flow calculation									
Annex: / 1									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
Bus Data									
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/pt. V [deg]	Uk/pt. V [%]				
1	K1	154.00	64.184	-55.28	0.07				

2	K2	15.00	57.077	-56.38	0.66				

3	K3	15.00	72.243	-62.11	0.83				

4	K4	15.00	81.466	-61.99	0.94				

5	K5	15.00	78.889	-60.35	0.91				

6	K6	15.00	77.713	-59.63	0.90				

7	K9	0.40	2.735	57.77	1.18				

8	K7	0.40	0.403	130.70	0.17				

9	K8	0.40	1.209	-92.99	0.52				

10	K3a	0.40	2.473	-62.22	1.07				

11	K4a	0.40	2.914	-60.02	1.26				

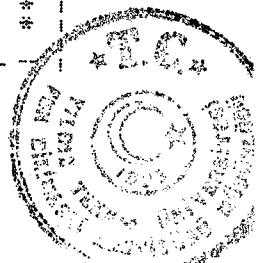


Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K5	/	5 K4	/	4	1.157		12.237	0.633	177.427
2 K2	/	2 K3	/	3	4.142		34.969	2.340	-141.256
3 K3	/	3 K4	/	4	1.486		45.446	0.604	-103.728
4 K6	/	6 K5	/	5	1.270		13.873	1.157	-167.763

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	[A]	[deg]	< receiving end <	[deg]
i	j								
1 K2	/	2 K1	/	1	4.142		-145.031	0.408	34.969
2 K7	/	8 K6	/	6	14.043		40.690	0.374	-139.310
3 K8	/	9 K6	/	6	2.343		75.208	0.062	-104.792
4 K9	/	7 K6	/	6	35.000		0.000	0.933	180.000
5 K3a	/	10 K3	/	3	33.038		-152.610	0.881	27.390
6 K4a	/	11 K4	/	4	35.831		-144.253	0.955	35.747



EK2.3. Durum-III İçin rnek Sisteme İlişkin Simulasyon Sonuçları



F I C H T N E R : D I G S I L E N T

Load Flow Calculation

Order:

Date: 28-MAY-94

Table A : Load flow calculation

Annex: / 1

Area: AREA1

Bus-Data

No	Bus	rtd. V [KV]	Bus - voltage [pu]	[KV]	[deg]	Generation [MW]	[MVAR]	Load [MW]	[MVAR]
1	K1	SL	154.00	1.020	157.08	0.00	3.505	3.006	0.000
2	K2	PQ	15.00	1.021	15.32	-0.55	0.000	0.000	0.000
3	K3	PQ	15.00	1.006	15.09	-0.29	0.000	0.000	0.000
4	K4	PQ	15.00	0.990	14.84	0.14	0.000	0.000	0.000
5	K5	PQ	15.00	0.988	14.81	0.22	0.000	0.000	0.000
6	K6	PQ	15.00	0.987	14.80	0.26	0.000	0.000	0.000
7	K9	PQ	0.40	0.983	0.39	-1.90	0.000	0.000	0.685
8	K7	AS	0.40	0.977	0.39	2.43	0.570	-0.250	0.000
9	K8	PQ	0.40	0.835	0.33	2.43	0.000	0.000	0.702
10	K3a	PQ	0.40	1.002	0.40	-0.76	0.000	0.000	0.717
11	K4a	PQ	0.40	0.980	0.39	-0.48	0.000	0.000	1.340



Table A : Load flow calculation : Annex: / 2

Area: AREA1 : Voltage- Profile

No	Bus	rtd. V [kV]	Bus- voltage [p.u]	Qg+Ql/Qlm Qshnt [MVAR]
1	K1	SL	154.00	1.020 157.08 3.01 0.00
2	K2	PQ	15.00	1.021 15.32 0.00 0.00
3	K3	PQ	15.00	1.006 15.09 0.00 0.00
4	K4	PQ	15.00	0.990 14.84 0.00 0.00
5	K5	PQ	15.00	0.988 14.81 0.00 0.00
6	K6	PQ	15.00	0.987 14.80 0.00 0.00
7	K9	PQ	0.40	0.983 0.39 -0.69 -0.75
8	K7	AS	0.40	0.977 0.39 -0.25 0.00
9	K8	PQ	0.40	0.835 0.33 -0.70 0.00
10	K3a	PQ	0.40	1.002 0.40 -0.72 0.00
11	K4a	PQ	0.40	0.980 0.39 -1.34 0.00

Table A : Load flow calculation

Annex: / 3

Line-Data

No	from bus i	to bus j	(No)	>> sending end [MW]	>> sending end [MVAR]	<< receiving end [MW]	<< receiving end [MVAR]	P. rated [kA]
1	K5	/	5 K4	-0.424	-1.099	0.426	1.033	1.18 0.302
2	K2	/	2 K3	3.503	2.780	-3.437	-3.031	4.47 0.302
3	K3	/	3 K4	1.956	2.299	-1.907	-2.402	3.02 0.302
4	K6	/	6 K5	-0.423	-1.113	0.424	1.099	1.19 0.302



F I C H T N E R	DIGSILENT Harmonic Load Flow Calculation				Order:	
					Date:	28-MAY-94
	Table A	Harmonic load flow calculation				Annex: / 1
	Area: AREA1	Frequency: 250. Hertz				Bus-Data
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [deg]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	27.224	91.08	0.03	

2	K2	15.00	26.628	91.24	0.31	

3	K3	15.00	37.481	79.00	0.43	

4	K4	15.00	58.673	70.88	0.68	

5	K5	15.00	63.374	70.57	0.73	

6	K6	15.00	64.902	70.40	0.75	

7	K9	0.40	0.407	75.53	0.18	

8	K7	0.40	1.428	71.18	0.62	

9	K8	0.40	27.206	80.89	11.78	

10	K3a	0.40	0.984	78.62	0.43	

11	K4a	0.40	2.254	76.86	0.98	

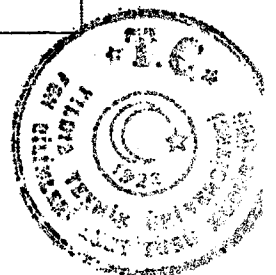
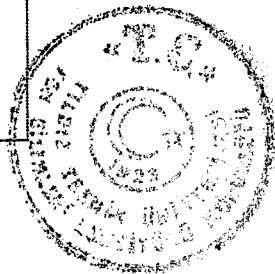


Table A	Harmonic load flow calculation				Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 250. Hertz				Line-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg] [A] [deg]	< receiving end < [deg]
1 K5	/	5 K4	/ 4	4.006	6.081 4.091 -174.482
2 K2	/	2 K3	/ 3	8.081	-177.775 7.890 2.425
3 K3	/	3 K4	/ 4	8.003	-177.452 7.873 2.864
4 K6	/	6 K5	/ 5	3.987	6.213 4.006 -173.919

Table A	Harmonic load flow calculation				Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 250. Hertz				Transformer-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg] [A] [deg]	< receiving end < [deg]
1 K2	/	2 K1	/ 1	8.081	2.225 0.795 -177.775
2 K7	/	8 K6	/ 6	7.186	162.330 0.192 -17.670
3 K8	/	9 K6	/ 6	200.000	0.000 5.333 180.000
4 K9	/	7 K6	/ 6	46.683	162.553 1.245 -17.447
5 K3a	/	10 K3	/ 3	4.290	-168.940 0.114 11.060
6 K4a	/	11 K4	/ 4	142.200	0.000 3.792 180.000



F I C H T N E R		DIGSILENT Harmonic Load Flow Calculation			Order:	
					Date:	28-MAY-94
Table A		Harmonic load flow calculation			Annex:	/ 1
Area: AREA1		Frequency: 350. Hertz			Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]		
1	K1	154.00	27.381	90.51	0.03	

2	K2	15.00	26.224	90.35	0.30	

3	K3	15.00	36.210	80.13	0.42	

4	K4	15.00	55.080	73.18	0.64	

5	K5	15.00	59.586	72.85	0.69	

6	K6	15.00	61.025	72.68	0.70	

7	K9	0.40	0.475	79.46	0.21	

8	K7	0.40	1.348	73.53	0.58	

9	K8	0.40	26.559	80.89	11.50	

10	K3a	0.40	0.949	79.85	0.41	

11	K4a	0.40	2.064	78.12	0.89	

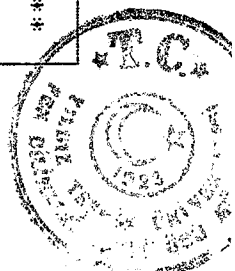


Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 350. Hertz					Line-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K5	/ 5 K4	/ 4	2.964	4.825 3.079	-176.029
2	K2	/ 2 K3	/ 3	5.806	-178.676 5.544	1.653
3	K3	/ 3 K4	/ 4	5.626	-178.280 5.451	2.241
4	K6	/ 6 K5	/ 5	2.938	5.029 2.964	-175.175

Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 350. Hertz					Transformer-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K2	/ 2 K1	/ 1	5.806	1.324 0.571	-178.676
2	K7	/ 8 K6	/ 6	4.846	164.352 0.129	-15.648
3	K8	/ 9 K6	/ 6	143.000	0.000 3.813	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	29.785	163.718 0.794	-16.282
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	3.070	-173.715 0.082	6.285
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	89.100	0.000 2.376	180.000



F I C H T N E R		DISILENT Harmonic Load Flow Calculation		Order:	
Table A		Harmonic load flow calculation		Date:	28-MAY-94
Area: AREA1		Frequency: 550. Hertz		Annex:	/ 1
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	Bus-Data
1 K1	154.00	37.233	88.91	0.04	

2 K2	15.00	34.666	88.40	0.40	

3 K3	15.00	46.684	80.15	0.54	

4 K4	15.00	67.868	74.60	0.78	

5 K5	15.00	74.471	74.18	0.86	

6 K6	15.00	76.520	74.01	0.88	

7 K9	0.40	3.354	84.27	1.45	

8 K7	0.40	1.699	75.00	0.74	

9 K8	0.40	26.265	79.97	11.37	

10 K3a	0.40	1.224	79.96	0.53	

11 K4a	0.40	2.185	77.30	0.95	

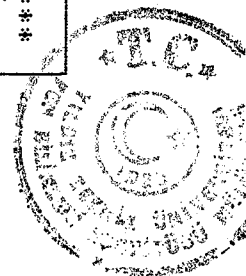
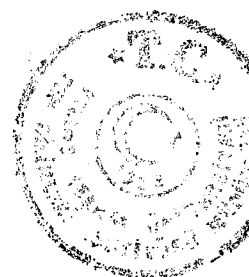


Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 550. Hertz					Line-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg] [A]	[deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	2.994	3.041 3.223	-178.330
2	K2	/ 2 K3	/ 3	5.024	179.436 4.487	0.142
3	K3	/ 3 K4	/ 4	4.555	-179.851 4.207	1.279
4	K6	/ 6 K5	/ 5	2.942	3.388 2.994	-176.959

Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 550. Hertz					Transformer-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg] [A]	[deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	5.024	-0.564 0.494	179.436
2	K7	/ 8 K6	/ 6	3.888	165.517 0.104	-14.483
3	K8	/ 9 K6	/ 6	91.000	0.000 2.427	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	23.559	13.619 0.628	-166.381
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	2.580	-179.406 0.069	0.594
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	36.900	0.000 0.984	180.000



F I C H T N E R		DIGSILENT		Order:	
		Harmonic Load Flow Calculation		Date:	28-MAY-94
Table A		Harmonic load flow calculation		Annex:	/ 1
Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[deg]	Uk/rt. V [%]
1 K1		154.00	37.883	87.81	0.04

2 K2		15.00	34.906	87.17	0.40

3 K3		15.00	46.519	79.51	0.54

4 K4		15.00	66.117	74.50	0.76

5 K5		15.00	72.575	74.12	0.84

6 K6		15.00	74.543	73.96	0.86

7 K9		0.40	3.219	83.84	1.39

8 K7		0.40	1.659	75.02	0.72

9 K8		0.40	25.972	79.46	11.25

10 K3a		0.40	1.219	79.35	0.53

11 K4a		0.40	2.009	76.43	0.87



Table A	Harmonic load flow calculation						Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 650. Hertz						Line-Data
No	from bus i	(No)	to bus j	(No)	> sending end > [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K5	/	5 K4	/ 4	2.524	2.755	-179.051
2	K2	/	2 K3	/ 3	4.326	178.256	-0.775
3	K3	/	3 K4	/ 4	3.747	179.211	0.792
4	K6	/	6 K5	/ 5	2.464	3.226	-177.245

Table A	Harmonic load flow calculation						Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 650. Hertz						Transformer-Data
No	from bus i	(No)	to bus j	(No)	> sending end > [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K2	/	2 K1	/ 1	4.326	-1.744	178.256
2	K7	/	8 K6	/ 6	3.211	165.460	-14.540
3	K8	/	9 K6	/ 6	77.000	0.000	180.000
4	K9	/	7 K6	/ 6	18.888	13.452	-166.548
5	K3a	/	10 K3	/ 3	2.186	178.378	-1.622
6	K4a	/	11 K4	/ 4	20.700	0.000	180.000



F I C H T N E R		DIGSILENT Harmonic Load Flow Calculation		Order:	
				Date:	28-MAY-94
Table A		Harmonic load flow calculation		Annex:	/ 1
Area: AREA1		Frequency: 850. Hertz		Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	48.900	84.44	0.05

2	K2	15.00	44.310	83.58	0.51

3	K3	15.00	57.877	76.81	0.67

4	K4	15.00	78.258	72.84	0.90

5	K5	15.00	85.039	72.64	0.98

6	K6	15.00	86.996	72.57	1.00

7	K9	0.40	3.737	82.93	1.62

8	K7	0.40	1.942	73.75	0.84

9	K8	0.40	25.988	78.25	11.25

10	K3a	0.40	1.517	76.69	0.66

11	K4a	0.40	2.195	73.71	0.95

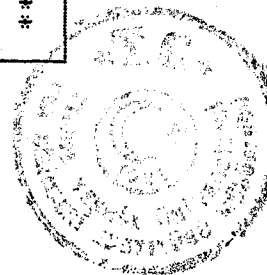
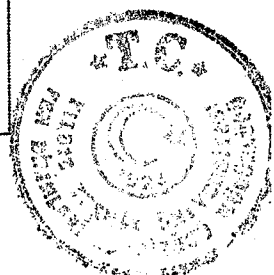


Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 850. Hertz					Line-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K5	/ 5 K4	/ 4	2.035	2.856 2.441	179.398
2	K2	/ 2 K3	/ 3	4.270	174.775 3.221	-3.519
3	K3	/ 3 K4	/ 4	3.277	176.433 2.633	-0.558
4	K6	/ 6 K5	/ 5	1.945	3.839 2.035	-177.144

Table A	Harmonic load flow calculation					Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 850. Hertz					Transformer-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]	
1	K2	/ 2 K1	/ 1	4.270	-5.225 0.420	174.775
2	K7	/ 8 K6	/ 6	2.875	164.090 0.077	-15.910
3	K8	/ 9 K6	/ 6	59.000	0.000 1.573	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	17.041	13.908 0.454	-166.092
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	2.091	173.613 0.056	-6.387
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	7.200	0.000 0.192	180.000



F I C H T N E R	DIGSILENT Harmonic Load Flow Calculation				Order:	
					Date:	28-MAY-94
	Table A	Harmonic load flow calculation			Annex:	/ 1
	Area: AREA1	Frequency: 950. Hertz			Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[deg]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	59.761	81.35	0.07	

2	K2	15.00	53.778	80.41	0.62	

3	K3	15.00	69.533	74.00	0.80	

4	K4	15.00	91.403	70.59	1.06	

5	K5	15.00	98.155	70.54	1.13	

6	K6	15.00	100.005	70.54	1.15	

7	K9	0.40	3.753	81.37	1.63	

8	K7	0.40	2.235	71.78	0.97	

9	K8	0.40	26.282	77.48	11.38	

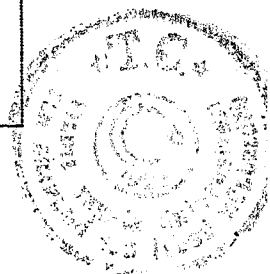
10	K3a	0.40	1.823	73.90	0.79	

11	K4a	0.40	2.541	71.41	1.10	



Table A	Harmonic load flow calculation				Annex: / 2
Area: AREA1	Frequency: 950. Hertz				Line-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg] [A] [deg]	< receiving end < [deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	1.773 3.235 2.294	177.881
2	K2	/ 2 K3	/ 3	4.669 171.654 3.253	-6.121
3	K3	/ 3 K4	/ 4	3.313 173.811 2.462	-1.975
4	K6	/ 6 K5	/ 5	1.659 4.891 1.773	-176.765

Table A	Harmonic load flow calculation				Annex: / 3
Area: AREA1	Frequency: 950. Hertz				Transformer-Data
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg] [A] [deg]	< receiving end < [deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	4.669 -8.346 0.459	171.654
2	K7	/ 8 K6	/ 6	2.961 162.083 0.079	-17.917
3	K8	/ 9 K6	/ 6	53.000 0.000 1.413	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	12.583 20.431 0.336	-159.569
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	2.251 170.098 0.060	-9.902
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	6.300 0.000 0.168	180.000



F I C H T N E R		Digsilent Harmonic Load Flow Calculation		Order:	
				Date:	28-MAY-94
Table A	Harmonic load flow calculation		Annex:		/ 1
Area: AREA1	Frequency: 1150. Hertz		Bus-Data		
No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[deg]	Uk/rt. V [%]
1	K1	154.00	129.154	65.44	0.15

2	K2	15.00	114.854	64.34	1.33

3	K3	15.00	145.371	58.61	1.68

4	K4	15.00	179.132	56.49	2.07

5	K5	15.00	186.746	56.83	2.16

6	K6	15.00	188.311	57.01	2.17

7	K9	0.40	5.108	71.69	2.21

8	K7	0.40	4.217	58.36	1.83

9	K8	0.40	28.298	73.70	12.25

10	K3a	0.40	3.812	58.53	1.65

11	K4a	0.40	4.903	57.45	2.12

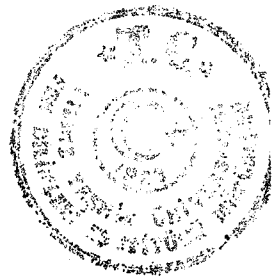


Table A	Harmonic load flow calculation				Annex:	/	2
Area: AREA1	Frequency: 1150. Hertz				Line-Data		
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]		
1	K5	/	5 K4	/	4	1.436	7.102
2	K2	/	2 K3	/	3	8.335	155.688
3	K3	/	3 K4	/	4	4.812	159.338
4	K6	/	6 K5	/	5	1.232	15.673
						2.564	2.564
						4.708	4.708
						2.752	2.752
						1.436	1.436
						167.932	167.932
						-20.537	-20.537
						-11.232	-11.232
						-172.898	-172.898

Table A	Harmonic load flow calculation				Annex:	/	3
Area: AREA1	Frequency: 1150. Hertz				Transformer-Data		
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end < [A] [deg]	< receiving end < [A] [deg]		
1	K2	/	2 K1	/	1	8.335	-24.312
2	K7	/	8 K6	/	6	4.615	148.612
3	K8	/	9 K6	/	6	44.000	0.000
4	K9	/	7 K6	/	6	11.009	66.282
5	K3a	/	10 K3	/	3	3.895	153.657
6	K4a	/	11 K4	/	4	7.200	0.000
						0.820	0.820
						0.123	0.123
						1.173	1.173
						0.294	0.294
						0.104	0.104
						0.192	0.192
						155.688	155.688
						-31.388	-31.388
						180.000	180.000
						-113.718	-113.718
						-26.343	-26.343
						180.000	180.000



EK2.4. Durum-IV İçin rnek Sisteme İlişkin Simulasyon Sonuçları



F I C H T N E R: DISSILENT									
Load Flow Calculation									
Order:									
Date: 28-MAY-94									
Annex: / 1									
Bus-Data									
No	Bus	rtd. V	Bus - voltage		Generation		Load		
		[KV]	[pu]	[KV] [deg]	[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]	
1	K1	SL	154.00	1.020 157.08	0.00	3.559	3.829	0.000	0.000
2	K2	PQ	15.00	1.019 15.29	-0.55	0.000	0.000	0.000	0.000
3	K3	PQ	15.00	1.002 15.03	-0.14	0.000	0.000	0.000	0.000
4	K4	PQ	15.00	0.984 14.75	0.52	0.000	0.000	0.000	0.000
5	K5	PQ	15.00	0.981 14.71	0.69	0.000	0.000	0.000	0.000
6	K6	PQ	15.00	0.980 14.69	0.76	0.000	0.000	0.000	0.000
7	K9	PQ	0.40	0.944 0.38	-1.26	0.000	0.000	0.914	0.686
8	K7	AS	0.40	0.970 0.39	2.97	0.570	-0.249	0.000	0.000
9	K8	PQ	0.40	0.826 0.33	2.98	0.000	0.000	0.032	0.702
10	K3a	PQ	0.40	0.998 0.40	-0.62	0.000	0.000	1.481	0.717
11	K4a	PQ	0.40	0.974 0.39	-0.10	0.000	0.000	1.481	1.340

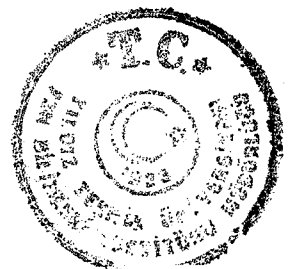


Table A		Load flow calculation		Annex:		/		2	
Area: AREA1		Voltage- Profile							
No	Bus	rtd. V [kV]	Bus- voltage [p.u]	Qg+Ql/Qlm [kV]	Qshnt [MVAR]				
1	K1	SL	154.00	1.020	157.08	3.83	0.00		
2	K2	PQ	15.00	1.019	15.29	0.00	0.00		
3	K3	PQ	15.00	1.002	15.03	0.00	0.00		
4	K4	PQ	15.00	0.984	14.75	0.00	0.00		
5	K5	PQ	15.00	0.981	14.71	0.00	0.00		
6	K6	PQ	15.00	0.980	14.69	0.00	0.00		
7	K9	PQ	0.40	0.944	0.38	-0.69	0.00		
8	K7	AS	0.40	0.970	0.39	-0.25	0.00		
9	K8	PQ	0.40	0.826	0.33	-0.70	0.00		
10	K3a	PQ	0.40	0.998	0.40	-0.72	0.00		
11	K4a	PQ	0.40	0.974	0.39	-1.34	0.00		

Table A		Load flow calculation		Annex:		/		3	
Area: AREA1		Line-Data							
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	>> sending end [MW]	>> sending end [MVAR]	<< receiving end [MW]	<< receiving end [MVAR]	loaded P. [MVA]	rated P. [kA]
1	K5	/	5 K4	/	4	-0.429	-1.878	0.436	1.816
2	K2	/	2 K3	/	3	3.556	3.586	-3.472	-3.828
3	K3	/	3 K4	/	4	1.991	3.095	-1.917	-3.185
4	K6	/	6 K5	/	5	-0.427	-1.891	0.429	1.878
								1.94	0.302



F I C H T N E R : D I G S I L E N T

: Harmonic Load Flow Calculation

: Order:

: Date: 28-MAY-94

Table A : Harmonic load flow calculation : Annex: / 1

Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz : Bus-Data

No	Bus	rtd. V [KV]	Harm - voltage [V]	[degl]	Uk/rt. V [%]
1	K1	154.00	54.067	88.41	0.06
2	K2	15.00	52.884	88.57	0.61
3	K3	15.00	74.439	76.33	0.86
4	K4	15.00	116.526	68.21	1.35
5	K5	15.00	130.126	67.49	1.50
6	K6	15.00	134.554	67.17	1.55
7	K9	0.40	10.558	79.88	4.57
8	K7	0.40	2.960	67.96	1.28
9	K8	0.40	28.995	79.83	12.56
10	K3a	0.40	1.953	75.95	0.85
11	K4a	0.40	3.782	72.24	1.64

1 K1 154.00 54.067 88.41 0.06

2 K2 15.00 52.884 88.57 0.61

3 K3 15.00 74.439 76.33 0.86

4 K4 15.00 116.526 68.21 1.35

5 K5 15.00 130.126 67.49 1.50

6 K6 15.00 134.554 67.17 1.55

7 K9 0.40 10.558 79.88 4.57

8 K7 0.40 2.960 67.96 1.28

9 K8 0.40 28.995 79.83 12.56

10 K3a 0.40 1.953 75.95 0.85

11 K4a 0.40 3.782 72.24 1.64

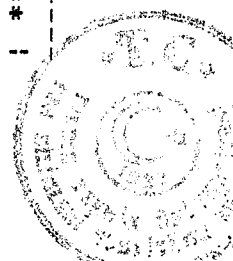


Table A : Harmonic load flow calculation

: Annex: / 2

Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz

: Line-Data

No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg]	[A]	[deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	11.670	0.613	11.845	-179.742
2	K2	/ 2 K3	/ 3	16.048	179.557	15.669	-0.244
3	K3	/ 3 K4	/ 4	15.894	179.879	15.637	0.195
4	K6	/ 6 K5	/ 5	11.630	0.698	11.670	-179.387

Table A : Harmonic load flow calculation

: Annex: / 3

Area: AREA1 Frequency: 250. Hertz

: Transformer-Data

No	from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]	< receiving end < [deg]	[A]	[deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	16.048	-0.443	1.579	179.557
2	K7	/ 8 K6	/ 6	14.897	159.102	0.397	-20.898
3	K8	/ 9 K6	/ 6	200.000	0.000	5.333	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	250.000	0.000	6.667	180.000
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	8.520	-171.608	0.227	8.392
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	142.200	0.000	3.792	180.000



Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 2									
: Line-Data									
Frequency: 350. Hertz									
No from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]		< receiving end < [deg]				
1 K5	/ 5 K4	/ 4	6.057	0.480	6.243	179.862			
2 K2	/ 2 K3	/ 3	9.179	178.982	8.766	-0.688			
3 K3	/ 3 K4	/ 4	8.895	179.379	8.619	-0.100			
4 K6	/ 6 K5	/ 5	6.014	0.630	6.057	-179.520			

Table A : Harmonic load flow calculation									
: Annex: / 3									
: Transformer-Data									
Frequency: 350. Hertz									
No from bus i	(No) to bus j	(No)	> sending end > [A]		< receiving end < [deg]				
1 K2	/ 2 K1	/ 1	9.179	-1.018	0.903	178.982			
2 K7	/ 8 K6	/ 6	7.875	161.650	0.210	-18.350			
3 K8	/ 9 K6	/ 6	143.000	0.000	3.813	180.000			
4 K9	/ 7 K6	/ 6	90.000	0.000	2.400	180.000			
5 K3a	/ 10 K3	/ 3	4.853	-176.056	0.129	3.944			
6 K4a	/ 11 K4	/ 4	89.100	0.000	2.376	180.000			



F I C H T N E R : DI9SILENT					Order:	
Harmonic Load Flow Calculation					Date: 28-MAY-94	
Table A : Harmonic load flow calculation					Annex: / 1	
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz					Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [V]	Harm - voltage [KV]	[deg]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	51.303	86.80	0.06	

2	K2	15.00	47.766	86.29	0.55	

3	K3	15.00	64.324	78.04	0.74	

4	K4	15.00	93.513	72.49	1.08	

5	K5	15.00	103.391	71.98	1.19	

6	K6	15.00	106.464	71.77	1.23	

7	K9	0.40	7.521	80.53	3.26	

8	K7	0.40	2.364	72.76	1.02	

9	K8	0.40	27.046	79.56	11.71	

10	K3a	0.40	1.686	77.85	0.73	

11	K4a	0.40	2.865	74.82	1.24	

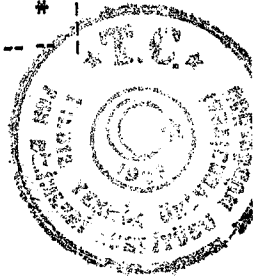
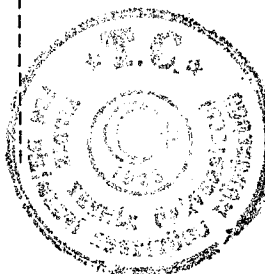


Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	< receiving end <			
i	j				[A] [deg]	[A] [deg]			
1 K5	/	5 K4	/	4	4.494	0.227	4.812	179.000	
2 K2	/	2 K3	/	3	6.923	177.326	6.182	-1.968	
3 K3	/	3 K4	/	4	6.277	178.039	5.796	-0.831	
4 K6	/	6 K5	/	5	4.422	0.538	4.494	-179.773	

Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 550. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end >	< receiving end <			
i	j				[A] [deg]	[A] [deg]			
1 K2	/	2 K1	/	1	6.923	-2.674	0.681	177.326	
2 K7	/	8 K6	/	6	5.410	163.282	0.144	-16.718	
3 K8	/	9 K6	/	6	91.000	0.000	2.427	180.000	
4 K9	/	7 K6	/	6	80.000	0.000	2.133	180.000	
5 K3a	/	10 K3	/	3	3.555	178.484	0.095	-1.516	
6 K4a	/	11 K4	/	4	36.900	0.000	0.984	180.000	



F I C H T N E R: D I g S I L E N T				Order:	
Harmonic Load Flow Calculation				Date: 28-MAY-94	
Table A : Harmonic load flow calculation				Annex: / 1	
Area: AREA1 Frequency: 650. Hertz				Bus-Data	
No Bus	rtd. V [V]	Harm - voltage [KV]	Uk/rt. V [deg]	Uk/rt. V [%]	
1 K1	154.00	51.441	85.64	0.06	

2 K2	15.00	47.398	85.00	0.55	

3 K3	15.00	63.167	77.33	0.73	

4 K4	15.00	89.780	72.33	1.04	

5 K5	15.00	99.022	71.89	1.14	

6 K6	15.00	101.847	71.72	1.18	

7 K9	0.40	6.817	80.06	2.95	

8 K7	0.40	2.266	72.77	0.98	

9 K8	0.40	26.685	79.09	11.56	

10 K3a	0.40	1.656	77.18	0.72	

11 K4a	0.40	2.637	74.00	1.14	

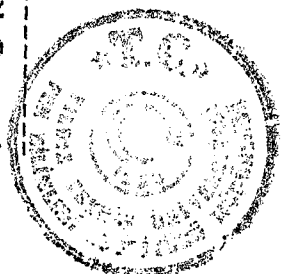


Table A : Harmonic load flow calculation

Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Annex: / 2	
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	Line-Data	
				> sending end > [A]	< receiving end < [deg]
1	K5	/ 5 K4	/ 4	3.623	
2	K2	/ 2 K3	/ 3	0.109 3.984	178.428
3	K3	/ 3 K4	/ 4	176.083 5.009	-2.948
4	K6	/ 6 K5	/ 5	177.038 4.536	-1.381
				0.547 3.623	-179.891

Table A : Harmonic load flow calculation

Area: AREA1		Frequency: 650. Hertz		Annex: / 3	
No	from bus i	(No) to bus j	(No)	Transformer-Data	
				> sending end > [A]	< receiving end < [deg]
1	K2	/ 2 K1	/ 1	5.874	176.083
2	K7	/ 8 K6	/ 6	4.388	-16.790
3	K8	/ 9 K6	/ 6	77.000	180.000
4	K9	/ 7 K6	/ 6	60.000	180.000
5	K3a	/ 10 K3	/ 3	2.968	-3.795
6	K4a	/ 11 K4	/ 4	20.700	180.000



: F I C H T N E R I : D I G S I L E N T					: Order:	
: Harmonic Load Flow Calculation					: Date: 28-MAY-94	
: Table A : Harmonic load flow calculation					: Annex: / 1	
: Area: AREA1 Frequency: 850. Hertz					: Bus-Data	
No	Bus	rtd. V [V]	Harm - voltage [KV]	Uk/rt. V [deg]	Uk/rt. V [%]	
1	K1	154.00	68.603	81.60	0.08	

2	K2	15.00	62.163	80.74	0.72	

3	K3	15.00	81.196	73.96	0.94	

4	K4	15.00	109.789	70.00	1.27	

5	K5	15.00	119.534	69.78	1.38	

6	K6	15.00	122.355	69.71	1.41	

7	K9	0.40	7.636	78.53	3.31	

8	K7	0.40	2.731	70.89	1.18	

9	K8	0.40	26.908	77.71	11.65	

10	K3a	0.40	2.129	73.85	0.92	

11	K4a	0.40	3.034	70.73	1.31	

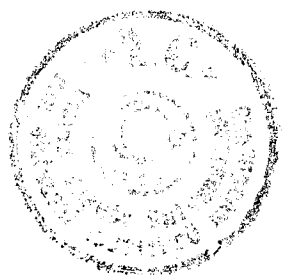


Table A : Harmonic load flow calculation

Area: AREA1		Frequency: 850. Hertz		Annex: / 2	
No	from bus	(No) to bus	(No)	> sending end >	< receiving end <
i	j			[A]	[deg]
1 K5	/	5 K4	/ 4	2.932	-0.240 3.502 176.415
2 K2	/	2 K3	/ 3	5.990	171.934 4.519 -6.359
3 K3	/	3 K4	/ 4	4.597	173.592 3.694 -3.399
4 K6	/	6 K5	/ 5	2.805	0.709 2.932 179.760

Table A : Harmonic load flow calculation

Area: AREA1		Frequency: 850. Hertz		Annex: / 3	
No	from bus	(No) to bus	(No)	> sending end >	< receiving end <
i	j			[A]	[deg]
1 K2	/	2 K1	/ 1	5.990	-8.066 0.589 171.934
2 K7	/	8 K6	/ 6	4.043	161.222 0.108 -18.778
3 K8	/	9 K6	/ 6	59.000	0.000 1.573 180.000
4 K9	/	7 K6	/ 6	50.000	0.000 1.333 180.000
5 K3a	/	10 K3	/ 3	2.933	170.773 0.078 -9.227
6 K4a	/	11 K4	/ 4	7.200	0.000 0.192 180.000



F I C H T N E R: DIGSILENT				Order:
Harmonic Load Flow Calculation				
				Date: 28-MAY-94
Table A : Harmonic load flow calculation				Annex: / 1
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz				Bus-Data
No	Bus	rtd. V [V]	Harm - voltage [KV]	Uk/rt. V [%]
1 K1		154.00	197.033	55.13
****				0.22
2 K2		15.00	175.218	54.03
****				2.02
3 K3		15.00	221.774	48.31
****				2.56
4 K4		15.00	273.279	46.18
****				3.16
5 K5		15.00	285.317	46.51
****				3.29
6 K6		15.00	287.839	46.69
****				3.32
7 K9		0.40	11.228	59.63
****				4.86
8 K7		0.40	6.446	48.05
****				2.79
9 K8		0.40	30.395	69.85
****				13.16
10 K3a		0.40	5.816	48.22
****				2.52
11 K4a		0.40	7.396	46.99
****				3.20



Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end	< receiving end			
i	j				[A]	[deg]	[A]	[deg]	
1 K5	/	5 K4	/	4	2.289	-4.352	4.021	157.458	
2 K2	/	2 K3	/	3	12.716	145.383	7.183	-30.842	
3 K3	/	3 K4	/	4	7.340	149.032	4.199	-21.537	
4 K6	/	6 K5	/	5	1.970	3.642	2.289	175.648	

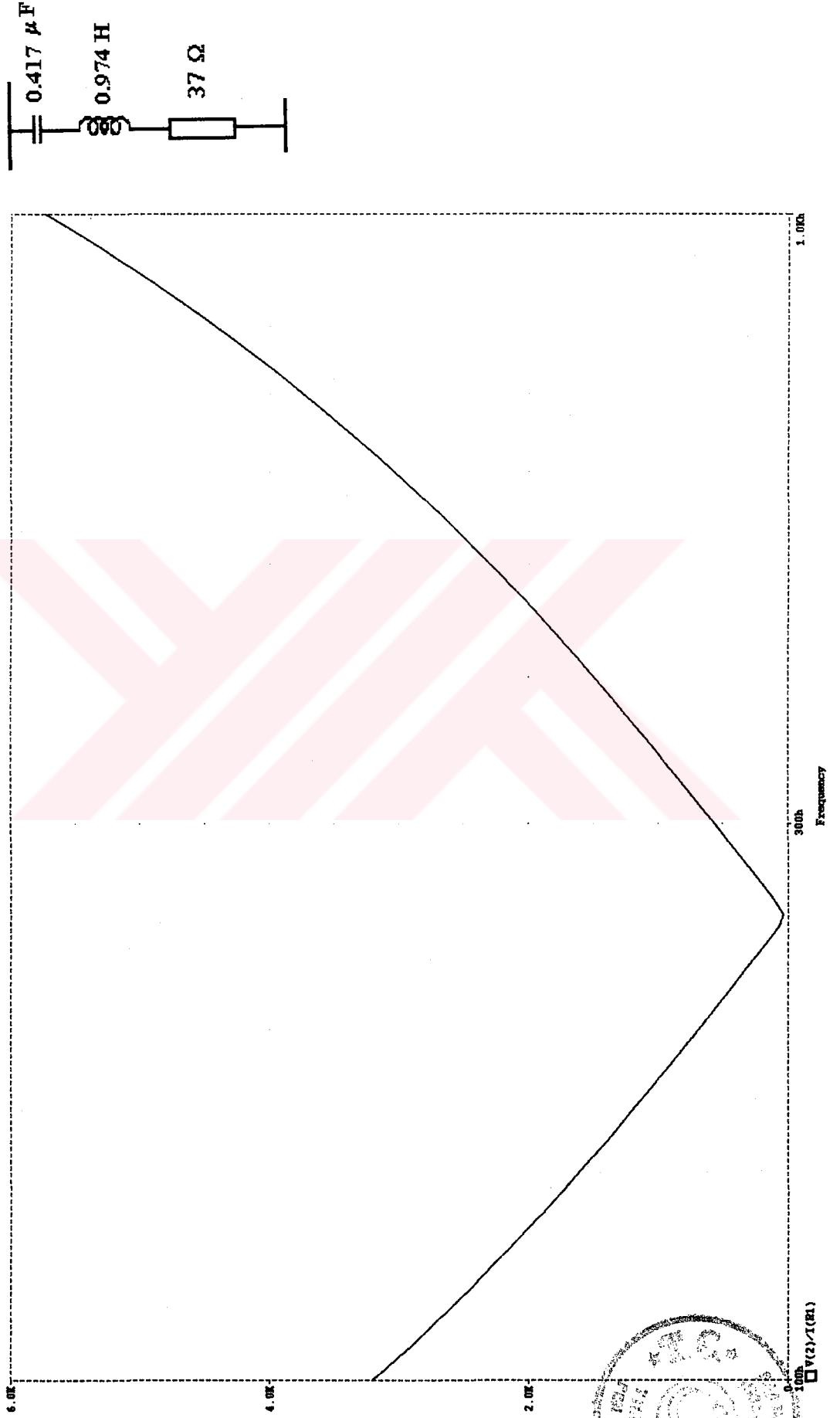
Table A : Harmonic load flow calculation									
Area: AREA1 Frequency: 1150. Hertz									
No	from bus	(No)	to bus	(No)	> sending end	< receiving end			
i	j				[A]	[deg]	[A]	[deg]	
1 K2	/	2 K1	/	1	12.716	-34.617	1.251	145.383	
2 K7	/	8 K6	/	6	7.054	138.296	0.188	-41.704	
3 K8	/	9 K6	/	6	44.000	0.000	1.173	180.000	
4 K9	/	7 K6	/	6	35.000	0.000	0.933	180.000	
5 K3a	/	10 K3	/	3	5.942	143.351	0.158	-36.649	
6 K4a	/	11 K4	/	4	7.200	0.000	0.192	180.000	



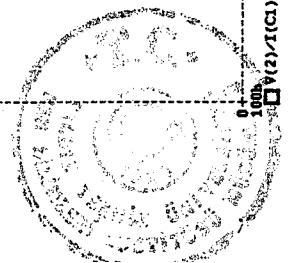
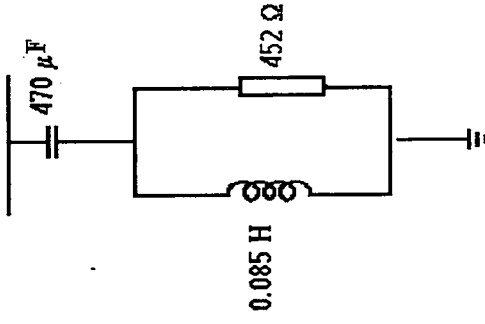
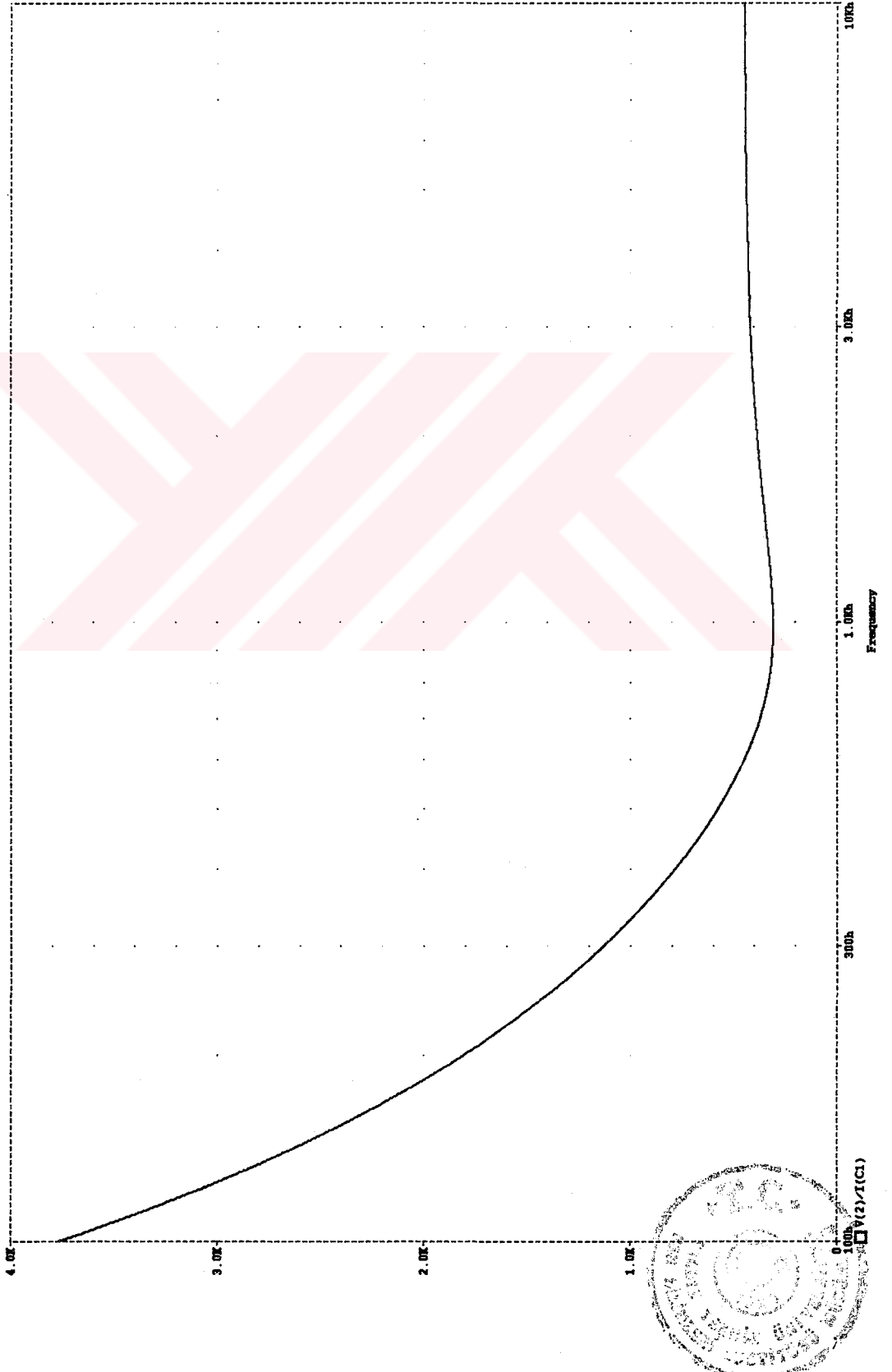
EK3 Filtre (Süzgeç) Devresi Karakteristikleri



5. harmoniği süzme amacıyla tasarlanan tek ayarlı paralel süzgeç devresinin PSP [CE yardımıyla empedans-frekans diyagramının elde edilmesi:



13 ve yada büyük harmonikleri bastırmak amacıyla tasarlanan bant geçiren süzgeç devresinin PSPICE yardımıyla empedans-frekans diyagramının eldesi:



Süzgeç Büyüklüğü 50 MVA_r , Kapasiteleri bütün dallara eşit olarak dağılmış bulunan bir süzgeç devresinde farklı frekans değerleri için gerekli süzgeç elemanlarının hesabı MADCAD programı ile elde edilmiştir.

Burada δ denklem (4.1) ve kalite faktörü Q d'enklem (4.26) yardımı ile hesaplanmış hesaplanmıştır. δ hesaplanırken Kapasite ısı katsayısı %0.5, Bobin ısı faktörü %0.01 ortam sıcaklığı ± 20 derece ve frekans toleransı %1 alınmıştır.

$$i := 2..24$$

$$c := 0.417 \cdot 10^{-6}$$

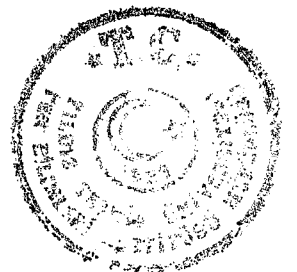
$$f_{l_i} := 50 \cdot i$$

$$L_1 := \frac{1}{\left(2 \cdot \pi \cdot f_{l_i} \cdot \sqrt{c}\right)^2}$$

$$f_{0_i} := \frac{1}{\left(2 \cdot \pi \cdot \sqrt{c \cdot L_1}\right)}$$

$$q := 41$$

$$R_1 := 2 \cdot \pi \cdot f_{0_i} \cdot \frac{L_1}{q}$$



ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı :Ferit ATTAR
Doğum Tarihi : 01.08.1959
Doğum Yeri : İstanbul
Eğitim
Mucur Lisesi : 1973-1976
Lisans
Yıldız Üniversitesi Elektrik Müh. Bölümü: 1978-1984
Lisans Üstü
Y.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü :1985-1988
Doktora
Y.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü :1988-

Mesleki Deneyim
İskenderun Demir Çelik Fab. Kontrol Müh. :1984-1985
Y.T.Ü. Elektrik Müh Böl. Arş Gör. :1986-
Askerlik
Erzincan 1300. Ağr. Bak. Fab. Elektrik ve
Teknik Muhasebe Kısım Amiri :1989-1990
Üyelikler :Elektrik Müh. Odası ve IEEE
Yabancı Dil :İngilizce

